

**Working Paper Series**

**Erreichbarkeit regulatorischer Renditen für Betreiber  
von Energienetzen**

Jörg Bergmann, Oliver Franz, Dirk Hachmeister,  
Stefan Hadré, Daniel Schäffner

Working Paper No. 3

10/2010

## Erreichbarkeit regulatorischer Renditen für Betreiber von Energienetzen

Jörg Bergmann

Oliver Franz

Prof. Dr. Dirk Hachmeister

Stefan Hadré

Daniel Schöffner<sup>1</sup>

Der vorliegende Beitrag stellt die in Deutschland seit dem 1.1.2009 geltende Anreizregulierung für die Betreiber von Strom- und Gasnetzen sowie die entsprechenden Vorgaben zur Ermittlung der Kostenbasis dar. Die neue Regulierungsform soll Anreize für einen effizienten Netzbetrieb in der Energiewirtschaft setzen und regelt die Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen in Form einer Erlösbergrenze (Revenue-Cap). Diese Regelung stellt Netzbetreiber vor große Herausforderungen: sie müssen ihre Kostenbasis stärker als die regulierten Erlöse senken, um Gewinne zu erzielen und ihre Investitionstätigkeit an die Wirkungsmechanismen der Anreizregulierung anpassen. Die gesetzlichen Vorgaben der Anreizregulierung werden ausführlich dargestellt sowie deren ökonomische Wirkungen für die Unternehmen diskutiert. Im Vordergrund stehen dabei die Wirkungen auf die erreichbare Rendite eines Netzbetreibers, was anhand theoretischer Argumentation sowie ausgesuchter Praxisbeispiele dargestellt wird. Als Ergebnis zeigen die Autoren auf, dass es unabhängig vom Wirtschaften der Netzbetreiber zu Problemen hinsichtlich der Erreichbarkeit der regulatorisch festgelegten Rendite kommt. Bedingt durch den in den kommenden Jahren zu erwartenden Anstieg von Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgrund politischer Vorgaben und gesteigener technologischer Anforderungen ist die Frage einer nachhaltigen Finanzierbarkeit von Netzen nicht nur von theoretischer Relevanz, sondern hat praktische Auswirkungen auf die betroffenen Unternehmen.

---

<sup>1</sup> Dr. *Jörg Bergmann*, Mitglied der Geschäftsführung, Open Grid Europe GmbH, Kallenbergstr. 5, 45141 Essen, Dr. *Oliver Franz*, Leiter Sonderthemen Regulierung, RWE AG, Opernplatz 1, 45128 Essen, Prof. Dr. *Dirk Hachmeister*, Lehrstuhl für Rechnungswesen und Finanzierung am Institut für Betriebswirtschaftslehre der Universität Hohenheim, *Stefan Hadré*, Geschäftsführer Vattenfall Europe Netzservice GmbH, , Dr. *Daniel Schöffner*, Netzerlöse und Wirtschaftlichkeit, Open Grid Europe GmbH, Kallenbergstr. 5, 45141 Essen.

## 1 Problemstellung

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), die zum 1.1.2009 in Kraft trat, soll Anreize für einen effizienten Netzbetrieb in der Strom- und Gaswirtschaft setzen. Sie bezweckt die Regulierung der Netzentgelte in Form einer Erlösobergrenze (Revenue-Cap). Die ARegV stellt Netzbetreiber vor große Herausforderungen – sie müssen ihre Kosten stärker als die regulierten Erlöse senken, um (Über-)Gewinne zu erzielen<sup>2</sup> und ihre Investitionstätigkeit an die Wirkungsmechanismen der Anreizregulierung anpassen.

Es stellt sich die Frage, ob der neue Regulierungsrahmen den Herausforderungen der kommenden Jahre angepasst ist, indem er Netzbetreibern Anreize bietet, sowohl Ersatzinvestitionen als auch Kapazitätserweiterungen (zum Beispiel Anbindung von offshore-Windparks, Erweiterung im Gastransportnetz) vorzunehmen. Entscheidend ist hier, ob die regulatorisch zugestandene Rentabilität tatsächlich erreicht wird. Ist dies nicht der Fall, bestehen Investitionshemmnisse, weil die Höhe der tatsächlich erzielbaren Rentabilität der maßgebliche Treiber für neue Investitionen ist. Eine unzureichende Rentabilität dürfte mittelfristig die Substanz des Netzes und die Versorgungsqualität beeinträchtigen. Theoretisch lässt sich relativ einfach zeigen, dass anreizregulatorische Regime unter bestimmten Voraussetzungen investitionsverhindernde Wirkungen haben.<sup>3</sup> Die Wirkungszusammenhänge der Anreizregulierung sind jedoch nicht nur theoretisch interessant, sondern haben praktische Folgen für die Unternehmenswirklichkeit.

Die Investitionsstrategie wird durch eine hohe Anlagenintensität aufgrund der Leitungsgebundenheit und einer technischen Nutzungsdauer von circa 40 bis 60 Jahren beeinflusst. Außerdem orientiert sich die Kapazitätsdimensionierung weitgehend an Spitzenlasten. Eine weitere Besonderheit stellt die allgemeine Betriebs- und Investitionspflicht gem. §§ 11-18 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) dar. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind Netzbetreiber zur Instandhaltung und Sanierung ihrer Anlagen sowie zu Ersatzinvestitionen und zum Netzausbau verpflichtet. Aufgrund hoher Investitionen in deutsche Stromnetze in den 1970er Jahren ist in den kommenden 10 bis 15 Jahren ein sehr hoher Bedarf an Ersatzinvestitionen zu erwarten;

---

<sup>2</sup> Entspricht die regulatorisch zugestandene Rendite der gleichgewichtigen Kapitalmarktrendite, handelt es sich bei den zusätzlichen Gewinnen um „reine Profite“ im marshallianischen Sinn.

<sup>3</sup> Zur Problematik der Anreizregulierung im Hinblick auf ein Unterinvestitionsproblem vgl. PSA (1994), S. 32ff.; Helm/Thompson (1991), S. 231ff.; Kunz (2000), S. 64.

hinzu kommen die steigenden Erweiterungsinvestitionen aus dem Anschluss erneuerbarer Energien.<sup>4</sup> Das Thema ist mithin auch für regulierungspraktische Fragestellungen und politische Rahmendiskussionen von hoher Relevanz.

Da die Anreizregulierung die Rentabilität von Investitionen maßgeblich bestimmt, werden zunächst in Abschnitt 2 und 3 die regulierungstheoretischen Grundlagen sowie die rechtliche Ausgestaltung in der gebotenen Kürze zu skizzieren. Im Rahmen der Würdigung in Abschnitt 4 werden die folgenden systemimmanenten, gegensätzliche Effekte gegenübergestellt: Zum einen verstreicht zwischen dem Zeitpunkt der Investition und der (erneuten) Prüfung der Kostenbasis Zeit, so dass die Kapitalkosten – Abschreibungen und Verzinsung des eingesetzten Kapitals – nicht oder nur verzögert Teil der Erlösobergrenze werden. Zum anderen fallen frühere Investitionen während der laufenden Regulierungsperiode durch Ablauf der Nutzungsdauer aus der Kapitalbasis heraus, werden allerdings noch weiter in die Erlösobergrenze einbezogen. Die Wirkungen dieser Effekte werden abgewogen, wobei der Beitrag auf bestehenden Arbeiten aufbaut.

In einem weiteren Schritt werden in Abschnitt 5 Besonderheiten des deutschen Regulierungsrahmens, die Einfluss auf die erreichbare Rentabilität haben, diskutiert. Dies sind zum einen die Finanzierungsvorgaben, die kalkulatorisch, das heißt für die Zwecke der regulatorischen Kosten- und Entgeltbestimmung, eine gedeckelte Eigenkapitalquote vorgeben. Darüber hinausgehendes Eigenkapital wird nur mit den geringeren Fremdkapitalkosten verzinst. Zum anderen soll der Umgang mit Ertragssteuern vorgestellt werden. Problematisch ist hier auf der einen Seite die Dynamik der steuerlichen Regeln, auf der anderen die systemimmanente „Starrheit“ der Regulierung. Während die Probleme der Kapitalstrukturvorgaben in der Literatur bereits diskutiert wurden, ist dies für die Diskussion der steuerlichen Abbildung bislang nicht der Fall. Anschließend werden die Wirkungen einer Nichtanerkennung von Kosten zur Beschaffung von Verlustenergie sowie die Bestimmung der Ausgangsgrößen und der Effizienzvorgaben diskutiert. Hier stellt sich die besondere Problematik, detaillierte und komplexe Wirkungsmechanismen in ihren wesentlichen Folgen zu beschreiben.

Schließlich sind in Abschnitt 6 auch Einzelmaßnahmen in der ARegV zu würdigen, die für spezielle Gegebenheiten Erleichterungen für die Netzbetreiber bringen sollen. Deren

---

<sup>4</sup> Vgl. RWE Energy (2006), S. 2.

Wirkungen werden im Einzelnen vorgestellt. So entsteht ein komplexes Wirkungsmuster, welches die Erreichbarkeit der regulatorisch vorgegebenen Rentabilität vielfach und gegensätzlich beeinflusst. Das Zusammenspiel dieser Regelungen gilt es aufzuzeigen.

## 2 Regulierungstheoretische Grundlagen

Die leitungsgebundene Energieversorgung ist ein natürliches Monopol, da ein einziger Anbieter den Markt kostengünstiger bedienen kann als eine Kombination von Unternehmen.<sup>5</sup> Aufgrund der aus wohlfahrtstheoretischer Sicht negativen Effekte einer solchen Angebotsstruktur, kann ein Eingriff des Staates in die unternehmerische Freiheit gerechtfertigt werden. Dabei spielt die Regulierung der Netze eine wichtige Rolle.<sup>6</sup> Von besonderer Relevanz ist hier die Anreizregulierung, die vor allem auf eine Effizienzsteigerung zielt.<sup>7</sup> Wesentlich für die Konzepte ist die Feststellung, dass Unternehmen (Netzbetreiber) Informationsvorsprünge hinsichtlich der eigenen Kosten- und Nachfragesituation haben. Deshalb sollen die Ziele der Netzbetreiber mit der gesellschaftlichen Zielfunktion verbunden werden.<sup>8</sup> Indem Anreize für die Unternehmen gesetzt werden, die Kosten zu reduzieren, um zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften, sollen diese einen Teil der asymmetrischen Informationsverteilung selbst aufheben.

Innerhalb der Anreizregulierung ist zwischen der Cap-Regulierung (Obergrenzenregulierung) und der Yardstick Competition (Vergleichswettbewerb)<sup>9</sup> zu unterscheiden. Bei der Cap-Regulierung<sup>10</sup> wird dem Netzbetreiber für eine Regulierungsperiode (in der Regel zwei bis fünf Jahre) ein Entwicklungspfad für die Preise (Price-Cap) oder die Erlöse (Revenue-Cap) vorgegeben (Abkopplung der zugelassenen Netzentgelte von den Kosten). Ausgangspunkt für den Preis- beziehungsweise Erlöspfad sind in der Regel die tatsächlichen Kosten zum Zeitpunkt einer durch die Behörde durchgeführten Datenerhebung. Neben dem so ermittelten Ausgangsniveau wird die Inflationsentwicklung berücksichtigt. Zusätzlich werden meist eine allgemeine Produktivitätsentwicklung und von der Effizienz eines Unternehmens abhängige

---

<sup>5</sup> Vgl. *Knieps* (2008), S. 21.

<sup>6</sup> Vgl. *Grossekettler* (2007), S. 61.

<sup>7</sup> Vgl. *VDEW* (2007), S. 6.

<sup>8</sup> Vgl. *Borrmann/Finsinger* (1999), S. 416.

<sup>9</sup> Vgl. *Bundesnetzagentur* (2006), S. 47f.

<sup>10</sup> Vgl. *Haubold* (2007), S. 120-143.

unternehmensindividuelle Effizienzsteigerungsziele<sup>11</sup> erfasst. Netzbetreiber können dann durch eine Senkung der Kosten Erlösüberschüsse generieren, die umso höher sind, je stärker die Effizienz im Vergleich zu den Vorgaben erhöht wird. Diese Überschüsse können sie für die weitere Dauer der Periode vereinnahmen.<sup>12</sup> Ein gewinnmaximierender Monopolist wird daher zu jedem Zeitpunkt die kostenminimale Faktorkombination wählen (produktive Effizienz). Eine Einschränkung bewirkt die Erhebung der tatsächlichen Kosten als Ausgangsbasis für die nächste Regulierungsperiode.<sup>13</sup> Es lässt sich zeigen, dass Unternehmen dieses „Einrasten“ auf dem einmal erreichten Niveau antizipieren, was die Kostensenkungsanreize schwächt (Sperrklinkeneffekt).<sup>14</sup>

Die Netzkunden profitieren in zweierlei Hinsicht: Einerseits führen die Effizienzvorgaben innerhalb einer Periode zu real sinkenden Entgelten. Andererseits werden die Preise in regelmäßigen Abständen an die erreichten Kostensenkungen angepasst.

### **3 Gesetzliche Vorgaben im Kontext der Anreizregulierung**

Grundlage der Anreizregulierung<sup>15</sup> für Energienetze ist in Deutschland das EnWG aus dem Jahr 2005, das der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und der Gas- beziehungsweise Stromnetzentgeltverordnung<sup>16</sup> übergeordnet ist. Es kodifiziert die grundsätzliche Entscheidung des Gesetzgebers zu einer Regulierung, beschreibt zulässige Formen und enthält zur genaueren Ausgestaltung des Regulierungsrahmens Verordnungsermächtigungen, von denen die Bundesregierung unter Zustimmung der Länder Gebrauch gemacht hat. So enthalten die Netzentgeltverordnungen Strom und Gas alle wesentlichen Kalkulationsvorschriften im Hinblick auf Kosten und Preise; die ARegV beschreibt, unter welchen Umständen und ab wann diese Kostenregulierung durch eine Anreizregulierung ergänzt beziehungsweise ersetzt werden kann.<sup>17</sup> So sind bei der eingeführten Revenue-Cap Regulierung die Obergrenzen so festzulegen, dass

- ein Netzbetreiber unter zumutbaren Anstrengungen zur Effizienzverbesserung einen angemessenen Gewinn erwirtschaften kann,

---

<sup>11</sup> Ermittlung zum Beispiel durch Benchmarking-Methoden, vgl. *Müller-Kirchenbauer* (2005), S. 6.

<sup>12</sup> Vgl. Monopolkommission (2008), S. 251.

<sup>13</sup> Vgl. VDEW (2007), S. 8; *Haubrich/Fritz/Maurer* (2008), S. 288.

<sup>14</sup> Vgl. zur Diskussion um den Ratchet-Effekt *Burns/Riechmann* (2004).

<sup>15</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 19f.

<sup>16</sup> Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNEV) und Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV).

<sup>17</sup> Die Vorschriften der StromNEV und GasNEV gelten im Wesentlichen in der Anreizregulierung fort.

- die unterschiedlichen Ausgangspositionen der Netzbetreiber sowie die vom Netzbetreiber nicht beeinflussbare Kostenanteile berücksichtigt werden und
- die Effizienzsteigerungen ohne eine zu starke Beeinträchtigung der Versorgungsqualität erreicht werden.

Das Ausgangsniveau der Erlösobergrenze richtet sich gem. § 6 ARegV nach einer Kostenprüfung, wobei die Kostenarten in Teil 2 Abschnitt 1 der StromNEV festgelegt sind. Sie erfolgt im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode auf Grundlage der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres (Basisjahr). Für die erste Regulierungsperiode dient daher das Geschäftsjahr 2006 als Datengrundlage. Die Dauer einer Regulierungsperiode beträgt nach § 3 Abs. 2 ARegV fünf Jahre (beziehungsweise für Gas in der ersten Periode vier Jahre). Für ein Jahr t innerhalb der Regulierungsperiode berechnet sich die Erlösobergrenze ( $EO_t$ ) gem. § 7 i. V. m. Anlage 1 ARegV folgendermaßen:

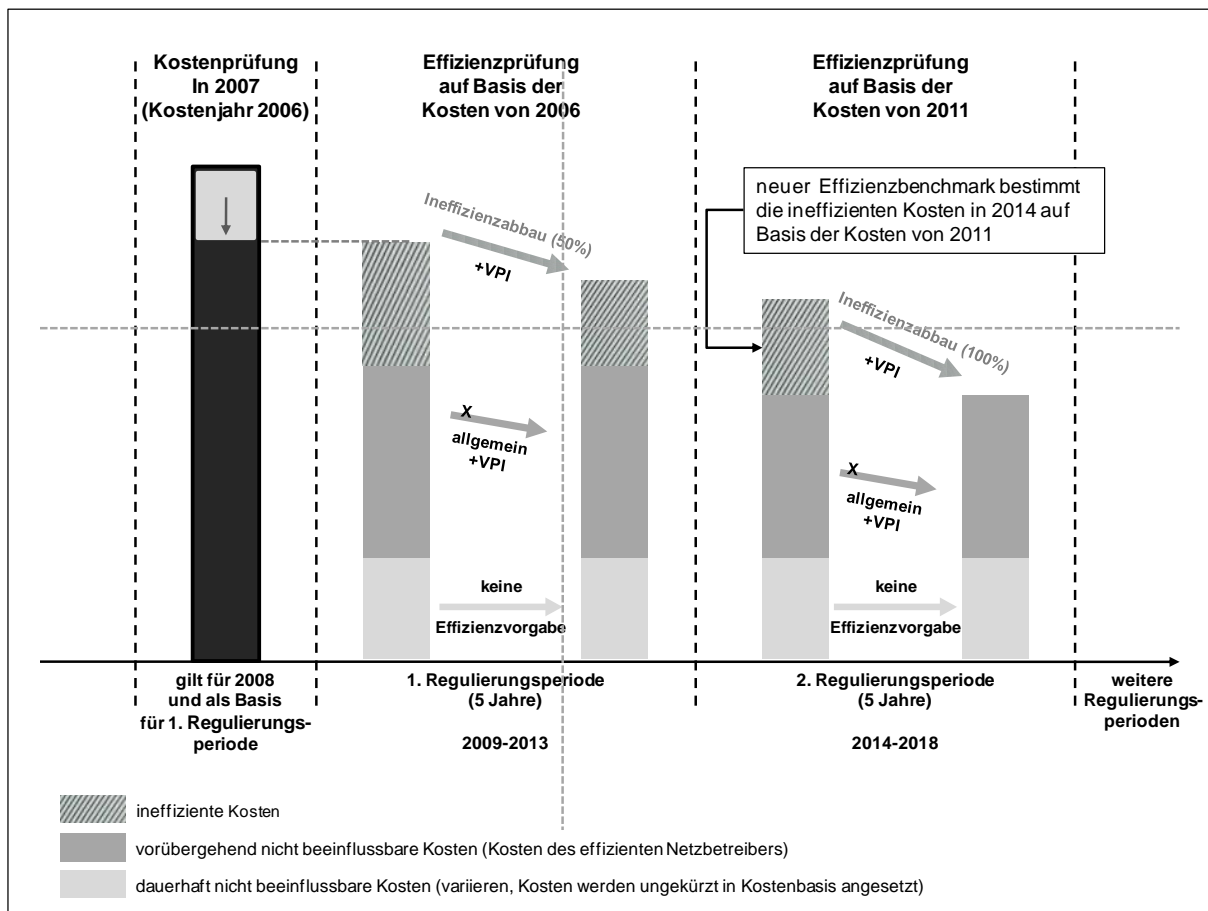
$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left( KA_{vnb,0} + \left( 1 - V_t \right) \times KA_{b,0} \right) \times \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \times EF_t + Q_t + S_t^{18}$$

$EO_t$	=	Erlösobergrenze im Jahr t
$KA_{dnb,t}$	=	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile im Jahr t
$KA_{vnb,0}$	=	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile im Basisjahr
$V_t$	=	Verteilungsfaktor im Jahr t
$KA_{b,0}$	=	beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr
$VPI_t$	=	Verbraucherpreisgesamtindex für das Jahr t
$VPI_0$	=	Verbraucherpreisgesamtindex für das Basisjahr
$PF_t$	=	genereller sektoraler Produktivitätsfaktor im Jahr t
$EF_t$	=	Erweiterungsfaktor im Jahr t
$Q_t$	=	Qualitätselement im Jahr t
$S_t$	=	Saldo des Regulierungskontos im Jahr t

Abbildung 1 zeigt den zeitlichen Ablauf gem. § 3 ARegV.

<sup>18</sup> Auf Betreiben der Länder ist die Regulierungsformel kürzlich um einen Term, der die Veränderung sogenannter volatiler Kosten beschreibt, ergänzt worden. In der hier dargestellten Form galt die Formel aber in den Jahren 2009 und 2010.

**Abbildung 1: Anreizregulierung im Zeitverlauf**



Gem. § 11 Abs. 1 ARegV setzt sich der nicht beeinflussbare Kostenanteil aus den dauerhaft und den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten (§ 11 Abs. 3 i. V. m. § 15 ARegV) zusammen. Letztere beruhen auf den Besonderheiten der Versorgungsaufgabe des jeweiligen Netzbetreibers; der Summe nach entspricht dieser Anteil den effizienten Kosten. Beeinflussbare Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 4 ARegV sind alle Kosten, die nicht zu den dauerhaft oder den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteilen gehören. Sie entsprechen der Summe nach den Ineffizienzen gem. § 15 Abs. 3 ARegV.<sup>19</sup> Für ihre Ermittlung werden in einem bundesweiter Effizienzvergleich<sup>20</sup> Effizienzwerte

<sup>19</sup> Der Gesetzgeber bei der Wahl des Begriffs „beeinflussbar“ weniger von betriebswirtschaftlichen Tatsachen oder Erkenntnissen als von verordnungsdogmatischer Logik hat leiten lassen. Dies zeigt bereits die Verwendung der Formulierung „als dauerhaft unbeeinflussbar gelten ...“

<sup>20</sup> Vgl. *Haubold* (2007), S. 156ff. Ausgenommen sind Netzbetreiber die dem vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV unterliegen. Dieses Verfahren können Netzbetreiber, an deren Verteilernetz weniger als 15.000 (Gas) beziehungsweise weniger als 30.000 Kunden (Strom) unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, wählen. In der ersten Regulierungsperiode erhalten sie nach § 24 Abs. 2 Satz 1 ARegV einen Effizienzwert von 87,5%. Nach Angaben der BNetzA nahmen am Effizienzvergleich 199 Strom- beziehungsweise 187 Gasnetzbetreiber teil (vgl. BNetzA (2008b): Jahresbericht 2008, S. 153). So unterliegen circa 75% aller Unternehmen dem vereinfachten Verfahren.



ermittelt und von diesen wird auf die netzbetreiberspezifischen Ineffizienzen ( $100 - \text{Effizienzwert} = \text{Ineffizienz}$ ) geschlossen. Durch Multiplikation der ermittelten Kosten mit dem Ineffizienzwert lässt sich der beeinflussbare Kostenanteil – die ineffizienten Kosten – bestimmen. Diese individuellen Ineffizienzen werden unter Berücksichtigung des „Verteilungsfaktors“ (§ 16 Abs. 1 ARegV) abgebaut. In der ersten Regulierungsperiode ist der Verteilungsfaktor so anzusetzen, dass die Ineffizienzen über zwei Regulierungsperioden (10 Jahre) abgebaut werden müssen, das heißt, dass pro Jahr 10% der als ineffizient identifizierten Kosten von den Erlösen abgezogen werden. Ab der zweiten Regulierungsperiode ist ein Abbau aller noch vorhandenen Ineffizienzen innerhalb von 5 Jahren gefordert, so dass 20% der Ineffizienzen pro Jahr abzubauen sind.<sup>21</sup>

Bei der Ermittlung der Erlösobergrenze eines bestimmten Jahres erfolgt zudem eine Inflationsanpassung durch den Quotienten ( $VPI_t/VPI_0$ ), wobei VPI für den Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t beziehungsweise im Basisjahr 0 steht.

Die gewährte Inflationsanpassung wird um den „generellen sektoralen Produktivitätsfaktor“ (§ 9 ARegV) korrigiert. Dieser Faktor<sup>22</sup> sollte aus ökonomisch-analytischer Sichtweise aus der Abweichung des Produktivitätsfortschritts der Netzwirtschaft von der Gesamtwirtschaft ermittelt werden, wobei dieser noch um ein etwaiges Differential der Einstandspreisentwicklung in beiden Bereichen zu korrigieren wäre. Jenseits eines entsprechenden empirischen Nachweises<sup>23</sup> hat der Ordnungsgeber die Werte für die erste Regulierungsperiode auf jährlich 1,25% und für die zweite Regulierungsperiode auf jährlich 1,5% festgelegt.

Sollte sich die Versorgungsaufgabe nachhaltig im Sinne von § 10 ARegV i. V. m. Anlage 2 ARegV (Erweiterungsfaktor) geändert haben, kann eine Anpassung der Erlösobergrenze auf Antrag des Netzbetreibers vorgenommen werden. In den Jahren 2007 bis 2009 besteht nach Ansicht der BNetzA jedoch kein Anspruch auf den Erweiterungsfaktor. Außerdem kann der Erweiterungsfaktor nicht für Ersatzinvestitionen in Anspruch genommen werden.

Die Größe  $Q_t$  beinhaltet Zu- oder Abschläge für die Erlösobergrenzen, die gemäß §§ 18 bis 20 ARegV auf Grundlage von Kennzahlen zur Netzzuverlässigkeit und -leistungsfähigkeit

---

<sup>21</sup> Ob im 1. Jahr einer Regulierungsperiode der volle Faktor von 10% beziehungsweise 20% oder nur der hälftige Faktor anzusetzen ist, ist derzeit rechtlich umstritten, wird aber hier nicht weiter vertieft.

<sup>22</sup> Vgl. Brunekreeft (2007), S. 36ff.

<sup>23</sup> Vgl. Säcker (2008), S. 21.

(Qualitätsregulierung) gebildet werden können. Das „Qualitätselement“ (§ 19 ARegV) soll verhindern, dass Kostensenkungsmaßnahmen zulasten der Versorgungsqualität gehen. Seine konkrete Ausgestaltung ist derzeit bei der BNetzA in Erarbeitung (§ 19 Abs. 2 ARegV). Daher bleibt es im Folgenden unberücksichtigt.

Schließlich können auf Antrag des Netzbetreibers und nach Genehmigung der BNetzA pauschalierte Investitionszuschläge und Investitionsbudgets in die Erlösobergrenze eingehen. Diese werden unter die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ( $KA_{\text{dnb}}$ ) subsumiert.

- Gem. § 4 Abs. 1 und § 34 Abs. 4 ARegV ist in der ersten Regulierungsperiode ein „pauschalierter Investitionszuschlag“ (PIZ) Bestandteil der Erlösobergrenze.<sup>24</sup> Er gilt gem. § 25 ARegV für die hier betrachteten Ersatzinvestitionen und wird auf Basis von Tagesneuwerten berechnet, was konsequent erscheint, da sich das Instrument explizit auf Ersatzinvestitionen, das heißt aktuell zu beschaffende Investitionsgüter, bezieht. Der Investitionszuschlag ist pro Kalenderjahr zu berechnen und beträgt maximal 1% der normierten Kapitalkosten, die auch dem Effizienzvergleich zugrunde liegen.
- „Investitionsbudgets“ (§ 23 ARegV) können auf Antrag für Verteilnetze und Übertragungsnetze gewährt werden, allerdings lediglich für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen, nicht jedoch für Ersatzinvestitionen. Ebenso schließen sich nach Ansicht der Regulierungsbehörden Erweiterungsfaktoren und Investitionsbudgets im Bereich der Verteilnetze aus. Die Wirkung und ein etwaiger Renditeeffekt können nicht abschließend beurteilt werden, da zahlreiche Bescheide noch ausstehen.

Die Erlösobergrenzen werden durch die Netzbetreiber in Netzentgelte umgesetzt; hierbei unterliegt die Entgeltbildung den einschlägigen Regelungen der Netzentgeltverordnungen.

Das „Regulierungskonto“ (§ 5 ARegV) erfasst jährlich die Differenz zwischen den zulässigen und den tatsächlich erzielten Erlösen. Dies ist unter anderem notwendig, da in

---

<sup>24</sup> Der Ansatz eines kumulierten (und nicht einfach berechneten) PIZ wird in Fachkreisen zwar diskutiert und für notwendig erachtet; auf eine rechtliche Bewertung soll aber an dieser Stelle verzichtet werden. Zudem hat die BNetzA gem. § 33 Abs. 4 ARegV zu prüfen, ob der PIZ auch für die zweite Regulierungsperiode beibehalten werden sollte.

die Ermittlung der Preise immer eine Mengenprognose eingeht und es nicht möglich ist, das Verhalten der Gesamtheit aller Kunden korrekt zu antizipieren. Erlösabweichungen im Sinne des § 5 ARegV sind daher keine Ausnahme, sondern die Norm. Der „Saldo des Regulierungskontos“  $S_t$  (§ 5 ARegV) wird im letzten Jahr einer Regulierungsperiode inklusive Zinsen ermittelt<sup>25</sup> und über Zu- oder Abschläge gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilt.

Diese Vorgaben bleiben während der Regulierungsperiode grundsätzlich unverändert. Jeweils zum 1. Januar werden lediglich dann Anpassungen vorgenommen, wenn sich der VPI nach § 8 ARegV oder bestimmte vom Netzbetreiber nicht beeinflussbare Kostenanteile verändert haben. Allerdings kann bei unvorhersehbaren Ereignissen, die eine Beibehaltung der ursprünglichen Obergrenze unzumutbar werden lassen, fallweise eine Anpassung auf Antrag des Netzbetreibers vorgenommen werden („Härtefallregelung“ nach § 4 Abs. 2 bis 4 ARegV).

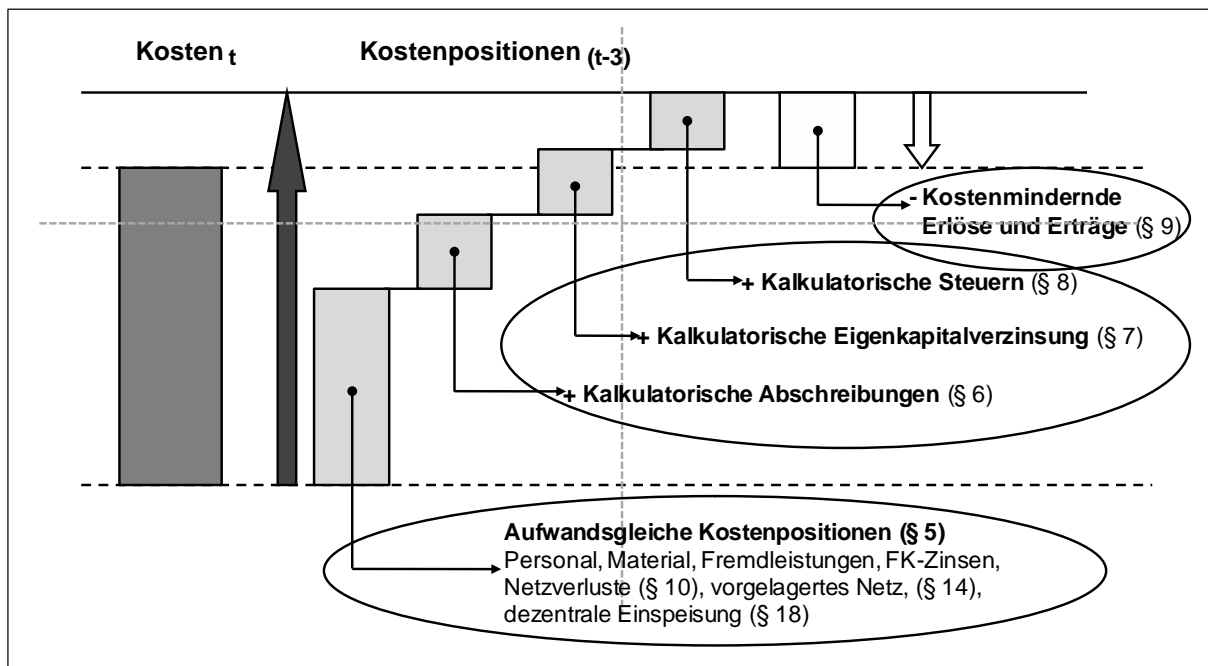
#### **4 Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze**

Zur Ermittlung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze wird nach § 6 ARegV gemäß den Regelungen der Netzentgeltverordnungen eine Kostenprüfung durchgeführt. Aus Vereinfachungsgründen beziehen sich die Ausführungen im Folgenden auf Stromnetze, die relevanten Regelungen sind für Gasnetze wirkungsgleich. So muss der Netzbetreiber gem. §§ 4 bis 11 StromNEV seine „Netzkosten“ (§ 4 Abs. 2 StromNEV) zusammenstellen. Diese beinhalten neben aufwandsgleichen Kostenpositionen, kalkulatorische Abschreibungen, Eigenkapitalverzinsung und Steuern, wobei kostenmindernde Erlöse und Erträge abgezogen werden (vgl. Abbildung 2).

---

<sup>25</sup> Für die erste Regulierungsperiode gilt nach § 34 Abs. 2 eine Übergangsregelung; betrachtet werden im ersten Abrechnungszeitpunkt nur die ersten vier (Strom) beziehungsweise drei (Gas) Jahre einer Regulierungsperiode.

**Abbildung 2: Bestandteile der Kosten für Netzentgelte nach StromNEV**



Die „aufwandsgleichen Kostenpositionen“ (§ 5 StromNEV) werden aus der Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers entnommen. Hinsichtlich der „kalkulatorischen Abschreibung“ (§ 6 StromNEV) unterscheidet man zwischen Alt- und Neuanlagen.

- Wurde eine Anlage vor dem 1. Januar 2006 aktiviert (Altanlage), dann wird ihr eigenfinanzierter Anteil auf Basis der Tagesneuwerte abgeschrieben; der fremdfinanzierte Anteil dagegen wird auf Grundlage historischer Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt. Es wird dabei jedoch nicht die tatsächliche Finanzierungsstruktur verwendet, sondern eine kalkulatorische unterstellt. Gem. § 6 Abs. 2 StromNEV ergibt sich die Eigenkapitalquote als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital und den kalkulatorisch ermittelten Restwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Die Eigenkapitalquote wird für die Berechnung der Netznutzungserlöse auf 40% begrenzt.
- Anlagen mit Aktivierungsdatum nach dem 1. Januar 2006 gelten als Neuanlagen. Hierfür sind die kalkulatorischen Abschreibungen gem. § 6 Abs. 4 StromNEV auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln.

Der kalkulatorische Restwert beträgt nach Ablauf des Abschreibungszeitraums für alle Anlagen gem. § 6 Abs. 6 StromNEV Null; eine „Abschreibung unter Null“ oder ein kalkulatorisches Wiederaufleben von Anlagen (zum Beispiel im Falle der Veräußerung) ist untersagt. Die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern der Anlagengruppen finden sich in Anlage 1 StromNEV.

Weiterhin ist die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung Bestandteil der Netzentgelte. Das zu verzinsende betriebsnotwendige Eigenkapital (§ 7 Abs. 1 StromNEV) berechnet sich aus der Summe der Restwerte der Sachanlagen abzüglich des verzinslichen Fremdkapitals und des Abzugskapitals. Anschließend wird der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand berechnet. Der Eigenkapitalzinssatz zur Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung beträgt gemäß Beschluss der BNetzA vom 07.07.2008 für Altanlagen 7,56% und für Neuanlagen 9,29% vor Körperschaftsteuer (KöSt).<sup>26</sup> Den Werten liegen folgende Rechnungen zu Grunde:

$$\text{Neuanlagen: } \frac{4,23\% + 3,59\%}{1 - 15,825\%} = 9,29\% \quad \text{Altanlagen: } \frac{7,82\% - 1,45\%}{1 - 15,825\%} = 7,56\%$$

Bei Neuanlagen steht der Prozentsatz von 4,23% gem. § 7 Abs. 6 StromNEV für den Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten mit einer Restlaufzeit von 9 bis 10 Jahren<sup>27</sup>. Die 3,59% stellen den Zuschlag zur Abdeckung netzspezifischer unternehmerischer Wagnisse und 15,825% den kombinierten Steuersatz für KöSt und Solidaritätszuschlag dar.<sup>28</sup> Für Altanlagen ergeben sich die 7,82 % aus der Summe aus risikolosem Zins (4,23%) und Wagniszuschlag (3,59%). Da der Inflationsausgleich für den eigenkapitalfinanzierten Anteil der Altanlagen im Restbuchwert auf Basis von Tagesneuwerten enthalten ist, wird die durchschnittliche Preisänderungsrate von 1,45% in Abzug gebracht. Für die Berechnung des Eigenkapitalkostensatzes vor KöSt verwendet man wiederum den kombinierten Steuersatz für KöSt und Solidaritätszuschlag in Höhe von 15,825%.

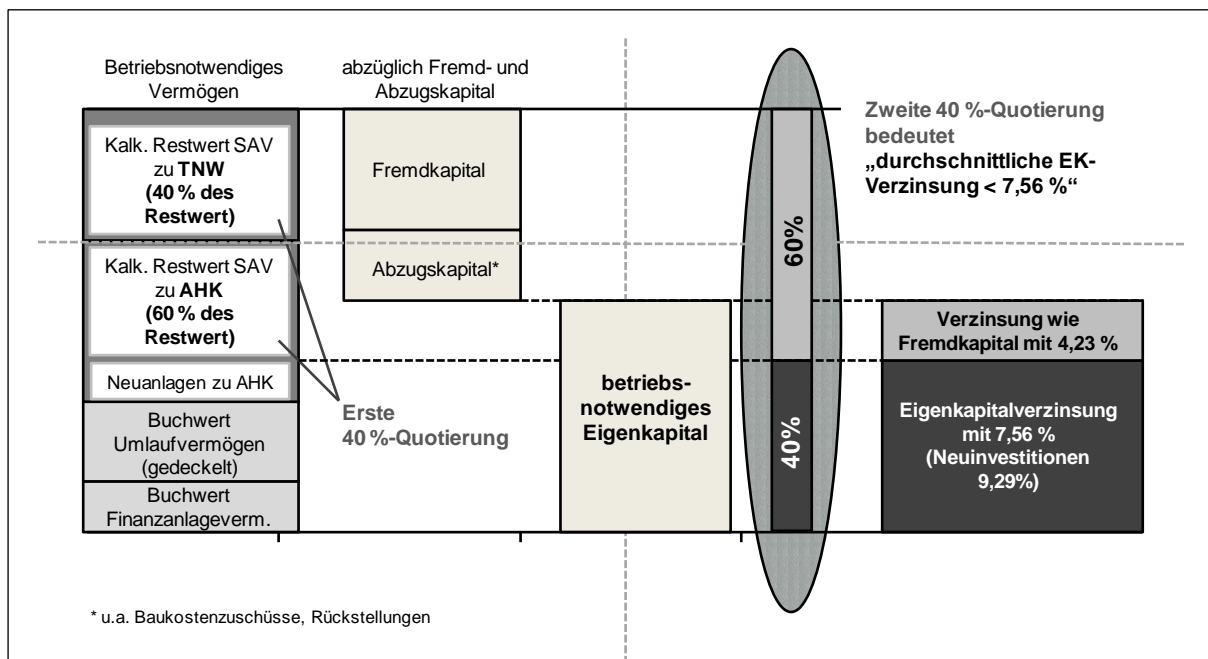
<sup>26</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2008a), S. 1ff.

<sup>27</sup> Wert bezieht sich auf den Zeitraum von Dezember 1997 bis Dezember 2007, das heißt vor der Kalkulation 2008, die das Ausgangsniveau der Anreizregulierung bestimmte.

<sup>28</sup> Zur Bestimmung des in der Formel verwendeten Wagniszuschlags beauftragte die BNetzA das Beratungsunternehmen „frontier economics“. In deren Gutachten wurde ein Wagniszuschlag zwischen 3,3% und 3,9% ermittelt Vgl. frontier economics (2008), S. 53f. Der von der BNetzA zugrunde gelegte Zuschlag liegt also in der Mitte des vorgeschlagenen Bereichs.

Neben der ersten Quotierung, die den kalkulatorischen Restwert des Sachanlagevermögens mit 40% zu Tagesneuwerten (TNW) und mit 60% zu Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK) ansetzt, erfolgt eine weitere Quotierung im Rahmen der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung: Gem. § 6 Abs. 2 StromNEV wird die Eigenkapitalquote auf 40% begrenzt. Somit ergibt sich eine doppelte 40%-Quotierung bei der Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach StromNEV, was Abbildung 3 verdeutlicht.

**Abbildung 3: Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung nach StromNEV**



Als weitere Position beinhalten „Kalkulatorische Steuern“ (§ 8 StromNEV) die Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition, wobei trotz der Unternehmenssteuerreform 2008 von der Abzugsfähigkeit der Gewerbesteuer vom Gewerbeertrag ausgegangen wird. Die Körperschaftsteuer hingegen ist nicht als kalkulatorische Steuer anzusetzen, was insofern konsequent ist, als die BNetzA die Effekte der KöSt im kalkulatorischen Eigenkapitalzins berücksichtigt.

„Kostenmindernde Erlöse und Erträge“ (§ 9 StromNEV) beinhalten schließlich aktivierte Eigenleistungen, Zins- und Beteiligungserträge, Netzanschlusskosten, sonstige Erträge und Erlöse sowie Erlöse aus Baukostenzuschüssen, wobei die Baukostenzuschüsse und Netzanschlussbeiträge zunächst passiviert werden und dann linear über 20 Jahre aufzulösen sind.

## 5 Effekte auf die Rendite der Netzbetreiber

### 5.1 Effekte aus Regelungen der Netzentgeltverordnungen

#### 5.1.1 Vorgabe einer maximalen Eigenkapitalquote

Die Limitierung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote auf 40% soll Anreize zur Vermeidung hoher Eigenkapitalquoten setzen. Dies wirft Fragen im Hinblick auf den Informationsstand des Regulierers beziehungsweise des Ordnungsgebers sowie auf die grundsätzliche Bestimmbarkeit einer optimalen Kapitalstruktur für einen Netzbetreiber auf. Zusätzlich kann im Rahmen einer Investitionsrechnung gezeigt werden, dass diese Vorgabe selbst für eine Neuinvestition kaum erreichbar ist:

So hat ein Netzbetreiber die Möglichkeit, seine Investition zu 40% eigen zu finanzieren und zu 60% über verzinsliches Fremdkapital. Die Tilgung des Fremdkapitals erfolgt üblicherweise über die handelsrechtliche Nutzungsdauer. In der betriebswirtschaftlichen Praxis ist die Tilgungsdauer des verzinslichen Fremdkapitals in der Regel kürzer als die kalkulatorische Nutzungsdauer der finanzierten Anlage, wodurch die kalkulatorische Eigenkapitalquote mit der Zeit zunimmt. Die Effekte werden in Abschnitt 5.2.1 detailliert gezeigt. Die vom Regulierungssystem vorgegebene Zielfinanzierungsstruktur ist folglich selbst dann nicht erreichbar, wenn jede Investition anfänglich mit genau 40% eigenfinanziert wird. Die einzige Möglichkeit zur Erreichung der regulatorischen Eigenkapitalquote besteht darin, die handelsrechtliche Eigenkapitalquote auf ein Maß zu reduzieren, das im deutschen Branchenvergleich einen sehr niedrigen Wert annehmen würde.<sup>29</sup> Vor dem Hintergrund der hohen Anlagenintensität der Energienetzebetreiber ist die Frage kritisch zu diskutieren, ob dies betriebswirtschaftlich angemessen und wünschenswert wäre. Die Kappung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote hat folgende Auswirkungen auf die Darstellung des bilanziellen Vermögens:

Im Vergleich zur bilanziellen fällt die regulatorisch relevante kalkulatorische Eigenkapitalquote eines Netzbetreibers in der Praxis meist wesentlich höher aus. Dies ist auf die längeren kalkulatorischen Abschreibungs- und Nutzungsdauern im Vergleich zu den handelsrechtlichen Werten sowie auf die Bewertung des eigenfinanzierten Anteils am Sachanlagevermögen zu Tagesneuwerten bis zur vorgegebenen 40%-Deckelung

---

<sup>29</sup> Vgl. *Kaldewei* (2008).

zurückzuführen. Um entsprechend den Vorgaben der BNetzA die kalkulatorische Eigenkapitalquote auf 40% abzusenken, müsste der Netzbetreiber seine Finanzierungsstruktur anpassen und somit Eigenkapital in Fremdkapital umwandeln.<sup>30</sup> Demzufolge ist eine Erhöhung des Fremdkapitalanteils notwendig, um die geforderte kalkulatorische Eigenkapitalquote in der Bilanz darzustellen.

Als Folge dieser Zuführung von Fremdmitteln würden sich die finanziellen Kennzahlen aus der Bilanz deutlich verschlechtern, was sich zum Beispiel an einer stark verminderten Eigenkapitalquote ablesen lässt und damit wohl eine wesentlich ungünstigere Rating-Einstufung zur Folge hätte. Außerdem würde sich durch die Transaktion zusätzlich das bilanzielle Ergebnis gravierend verschlechtern. Um diese negativen Effekte sachgerecht zu berücksichtigen, müsste ein angemessener, an die regulatorisch vorgegebene Kapitalstruktur angepasster Risikozuschlag anerkannt werden. Die Thematik wird im folgenden Abschnitt adressiert.

Die in den Netzentgeltverordnungen zusätzlich vorgesehene „doppelte“ Quotierung der Eigenkapitalquote ist ökonomisch als problematisches einseitiges Kürzungselement anzusehen.<sup>31</sup> Sie führt dazu, dass selbst bei Unternehmen, die exakt die vorgegebene Kapitalstruktur einhalten, weniger als der zustehende 40%ige Eigenkapitalanteil verzinst wird. Die Regelung kann demnach eine nachhaltige Reduzierung der Netzeinnahmen mit entsprechend negativen Auswirkungen auf die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber bewirken. Das Problem verstärkt sich mit abnehmendem Fremdkapitalanteil. Das heißt, für Netze, in denen aufgrund ihres hohen Alters kein Fremdkapital mehr investiert ist, führt diese Praxis zu weiter sinkenden Renditen.

#### 5.1.2 Berücksichtigung von Fremdkapitalzinsen

Gemäß § 5 (2) StromNEV beziehungsweise GasNEV sind Fremdkapitalzinsen in tatsächlicher Höhe als aufwandsgleiche Kosten anzusetzen, soweit diese für vergleichbare Kreditaufnahmen in kapitalmarktüblicher Höhe anfallen. In der aktuellen Regulierungspraxis verwendet die BNetzA allerdings den 10-jährigen Durchschnitt der Umlaufrendite quasi risikoloser festverzinslicher inländischer Wertpapiere. In der

---

<sup>30</sup> Die kalkulatorische Eigenkapitalquote wird auf Basis der kalkulatorischen Rechnung ermittelt, die auf die bilanzielle Sicht und Rechnung übertragen werden müsste, wollte das Unternehmen die kalkulatorische vorgegebene Finanzierung nachbilden.

<sup>31</sup> Vgl. dazu ausführlich das Gutachten von *Männel* (2006) mit zahlreichen Rechenbeispielen.



fraglichen Reihe der Bundesbankstatistik sind überwiegend Anleihen öffentlicher Schuldner und Bankschuldverschreibungen enthalten, aber nur zu einem sehr geringen Prozentsatz Unternehmensanleihen. Eine Investition in Netze birgt aber regelmäßig ein höheres Risiko als eine Anlage in Bundesschatzbriefen und ähnlichen risikoarmen Wertpapieren. Daher wäre ein Risikozuschlag entgegen der bisherigen Interpretation der Regulierungsbehörden angemessen.<sup>32</sup> Gegenwärtig ist nicht auszuschließen, dass die tatsächliche Fremdkapitalverzinsung die kalkulatorisch zulässige übersteigt. Dies muss zu Lasten der Eigenkapitalgeber als Bezieher des Residualeinkommens gehen und führt insofern zu einer Belastung der realisierbaren Eigenkapitalverzinsung.<sup>33</sup> Die Situation wird dadurch verschärft, dass sich die Anwendung des (potenziell zu niedrigen) Fremdkapitalzinssatzes auch auf den Teil des Eigenkapitals bezieht, der über die Deckelung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote von 40% hinausgeht (§ 7 (1) StromNEV beziehungsweise GasNEV).

Aus ökonomischer Sicht sind die entsprechende Vorgabe und ihre Umsetzung durch die Regulierungsbehörden zu hinterfragen, weil eine entsprechende Kapitalstrukturvorgabe für regulierte Unternehmen den Zusammenhang zwischen Kapitalstruktur und Eigenkapitalkostensatz berücksichtigen sollte. Das betrifft die Tatsache, dass ein höherer Fremdkapitalanteil das von den Eigenkapitalgebern getragene Risiko und damit die Verzinsung des Eigenkapitals steigert. Zwar wirkt sich *ceteris paribus* die Aufnahme von Fremdkapital nicht auf das Risiko oder die erwartete Verzinsung des Unternehmensvermögens aus, aber sie erhöht das Risiko für die Eigenkapitalgeber.

Aus Sicht der Energienetzbetreiber muss der Fremdkapitalzins einen angemessenen Risikozuschlag enthalten. Der Fremdkapitalzins ergibt sich als Summe aus risikofreiem Zinssatz, fremdkapitalspezifischem Risikozuschlag sowie den Transaktionskosten, die bei der Aufnahme von Fremdkapital entstehen.<sup>34</sup> In der europäischen Regulierungspraxis werden Risikozuschläge von durchschnittlich 1,1% anerkannt.<sup>35</sup> Dieser Auffassung hat sich auch der BGH angeschlossen.<sup>36</sup> Die Erlösobergrenzen für die erste Regulierungsperiode basieren aber unverändert auf der letzten Kostenprüfung durch die

---

<sup>32</sup> Vgl. *Grote/Müller* (2008), S. 31.

<sup>33</sup> Vgl. BDEW (2008), S. 5.

<sup>34</sup> Vgl. für eine ausführliche Herleitung BDEW (2008), S. 18ff.

<sup>35</sup> Vgl. NERA (2008), S. 99.

<sup>36</sup> Vgl. BGH, KVR 34/07, 2008.

Regulierungsbehörden. In diesen Kostenprüfungen wurde kein angemessener Risikozuschlag beim Fremdkapitalzins genehmigt. Der angefallene handelsrechtliche Aufwand für Fremdkapitalzinsen, der im Basisjahr für die erste Regulierungsperiode nicht genehmigt wurde, geht in allen Jahren der laufenden Regulierungsperiode zu Lasten der erzielbaren Eigenkapitalrendite.

Die Wirkung des Risikozuschlags im Fremdkapitalzins auf die erzielbare Eigenkapitalverzinsung schwankt in Abhängigkeit der gesetzten Prämissen. Eine Untersuchung zeigt, dass die erzielbare Eigenkapitalrendite um etwas mehr als einen halben Prozentpunkt sinkt, wenn der Energienetzbetreiber das aufgenommene Fremdkapital mit einem Zins in Höhe von 5,5% bedienen muss, von der Regulierungsbehörde aber nur 4,23% genehmigt wurden.<sup>37</sup>

### 5.1.3 Umgang mit Steuern

Aus ökonomischer Sicht sind alle vom Unternehmen zu entrichtenden Steuern entweder als pagatorische oder als kalkulatorische Kostenposition zu berücksichtigen. Zielführend erscheint dabei die Ermittlung auf kalkulatorischer Basis, die entsprechend in voller Höhe zu berücksichtigen ist, da sie vom Unternehmen nicht beeinflusst werden kann. Im derzeitigen Regulierungsrahmen wird die Körperschaftsteuer als kalkulatorischer Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz berücksichtigt. Andere, vom Umfang her geringere Steuerarten wie zum Beispiel Kraftfahrzeugsteuern (zusammenfassend in der ARegV als Betriebssteuern tituliert) werden pagatorisch abgegolten und gehen als nicht beeinflussbare Kostenpositionen mit einem Zeitverzug von 2 Jahren in die Erlösbergrenze ein.

Die größte strittige Position in diesem Zusammenhang stellt die Berechnung der kalkulatorischen Gewerbesteuer dar: Übereinstimmung bei der Methodik besteht lediglich darin, die kalkulatorische Gewerbesteuer als eigenständige Kostenposition nach § 8 der Netzentgeltverordnungen zu berücksichtigen und auf Basis der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu bestimmen. Entsprechend der Genehmigungspraxis der Regulierungsbehörden wird im Rahmen der Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer nicht berücksichtigt, dass neben der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auch die in den Netzentgelten verrechnete kalkulatorische

---

<sup>37</sup> Vgl. *Ballwieser* (2008), S. 37f.

Gewerbsteuer in den Gewinn aus Gewerbeertrag eingehen muss. Dies führt zu einer systematischen Unterschätzung der Gewerbesteuerlast.

Ein weiterer Unterschied zur ökonomisch korrekten Ermittlung resultiert daraus, dass die Regulierungsbehörden die Differenz zwischen den kalkulatorischen und den gewerbesteuerlich relevanten Abschreibungen nicht als Teil der Bemessungsgrundlage für die kalkulatorische Gewerbsteuer anerkennen (sog. Scheingewinn beziehungsweise -verlust). Dies wird damit begründet, dass im Abschreibungsverlauf jeweils pro Anlagegut diesen sogenannten Scheingewinnen zu Beginn der Anlagennutzung Scheinverluste gegenüber gestanden hätten, welche zu einer Steuerermäßigung führen. Dieser Umstand sei jedoch in der Vergangenheit nicht kostenentlastend berücksichtigt worden, weshalb es folgerichtig sei, jetzt auftretende Scheingewinne auch nicht kostenerhöhend zu berücksichtigen. Diese Argumentation der BNetzA ist nicht eingängig, da die Abschreibungsdifferenzen (Scheingewinne und -verluste) sich über die Nutzungsdauer der Sachanlagen zumindest bei *Altanlagen* (Aktivierung vor 01.01.2006) nicht ausgleichen. Vielmehr werden die gesamten kalkulatorischen Abschreibungen aufgrund der Indizierung des Eigenkapitalanteils die gewerbesteuerlich relevanten Abschreibungen deutlich überschreiten. Die handelsrechtliche Gewerbsteuer auf den entsprechenden Teil des Gewerbeertrags, der die Bemessungsgrundlage der kalkulatorischen Gewerbsteuer übersteigt, wird bei der Vorgehensweise der Regulierungsbehörden nicht berücksichtigt. Infolgedessen bleibt die über den Investitionszyklus hinweg in den Netzentgelten verrechnete kalkulatorische Gewerbsteuer hinter den Gewerbesteuerzahlungen zurück.<sup>38</sup> Die Argumentation der Regulierungsbehörden könnte allenfalls für *Neuanlagen* (nach dem 01.01.2006) gelten, da sich bei diesen die Abschreibungsdifferenzen infolge der durchgängigen Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen auf der Basis von Anschaffungs- oder Herstellungskosten und damit im Vergleich zu den *Altanlagen* fehlenden Indizierung im Zeitablauf ausgleichen.<sup>39</sup>

---

<sup>38</sup> Diese Einschätzung zur relativen Höhe der geleisteten Gewerbesteuerzahlung fällt im kommunalen Bereich sowie im Konzernverbund meist gegenläufig aus und ist daher gesondert zu betrachten.

<sup>39</sup> Ein weiterer Diskussionspunkt besteht in der verwendeten Bezugsgröße. So wendet die BNetzA den Hebesatz und die Messzahl auf die Eigenkapitalverzinsung nach Gewerbsteuer an. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Gewerbsteuer ihre eigene Bemessungsgrundlage reduziert. Dies steht jedoch konträr zu den Vorgaben der Unternehmenssteuerreform 2008, nach der die Gewerbsteuer nicht mehr als Betriebsausgabe abgezogen werden darf, womit die „In-sich-Abzugsfähigkeit“ der Gewerbsteuer entfällt.

## 5.2 Effekte aus Regelungen der ARegV

### 5.2.1 Zeitliche Verzögerung der Erlöswirksamkeit von Investitionen

Die fünfjährige Dauer einer Regulierungsperiode nach § 3 Abs. 2 ARegV – verbunden mit der oben angesprochenen Festlegung des Basisjahres – kann zu einer mehrjährigen, maximal sieben Jahre langen Verzögerung des Kapitalrückflusses aus Netzinvestitionen führen. Betrachtet man zum Beispiel die am 1. Januar 2014 beginnende zweite Regulierungsperiode, so erfolgt die Kostenprüfung im Jahr 2012 auf Grundlage der Daten des Geschäftsjahres 2011 (Basisjahr). Für Investitionen, die etwa im Jahr 2012 beim Unternehmen kostenwirksam werden, erfolgt ein Kapitalrückfluss erst ab der im Jahr 2019 beginnenden Regulierungsperiode.

Darüber hinaus bewirkt die ARegV eine systematische Unterdeckung der Kapitalkosten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Kapitalkosten entsprechend der in den Netzentgeltverordnungen definierten Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten einer Investition im Zeitverlauf abnehmen, weil jeweils nur das aktuell gebundene Kapital verzinst wird. Eine Investition zu Beginn des Jahres 2012 weist beispielsweise in den Jahren 2012 und 2013 jährlich höhere kalkulatorische Kapitalkosten auf als dies 2016, dem Basisjahr für die Kalkulation einer etwaigen dritten Regulierungsperiode, der Fall ist. Aber erst das geringere Niveau der kalkulatorischen Kapitalkosten des Jahres 2016 wird für die Erlösobergrenze des Jahres 2019 relevant. Nachfolgend werden die Konsequenzen untersucht, die dieser Zeitversatz im Rahmen einer Investitionsrechnung hat.

Die Renditeminderung durch die verzögerte beziehungsweise die nicht vorgenommene Anerkennung von Kapitalkosten durch die zeitlichen Fixierungen der Anreizregulierung wird von der BNetzA grundsätzlich anerkannt, allerdings wird in der Regulierungspraxis eine Saldierung dieses negativen Effekts mit einem positiven (Sockel-)Effekt gefordert, der im Folgenden diskutiert wird.

Ein Sockeleffekt entsteht, wenn zur Bestimmung des Erlöspfades das zu einem bestimmten Zeitpunkt gebundene Kapital beziehungsweise die daraus resultierenden Kapitalkosten anerkannt und über die Regulierungsperiode konstant gehalten werden, obwohl für die Anlagen aufgrund von Abschreibungen und des damit geringeren gebundenen Kapitals die Kapitalkosten im Zeitablauf sinken. Betrachtet man die Entscheidungsrelevanz des

Sockeleffekts für Investitionen als Kriterium, so ist zwischen zwei unterschiedlichen Effekten zu differenzieren. Es gibt einerseits den Sockeleffekt, der bedingt durch den Systemwechsel zur Anreizregulierung ex-post für Bestandsanlagen des Basisjahres 2006 innerhalb der ersten Regulierungsperiode zwischen 2009 und 2013 anfällt (Ex-post-Sockeleffekt).<sup>40</sup> Die Bestandsanlagen aus 2006 umfassen die Altanlagen gemäß § 6 (1) StromNEV beziehungsweise GasNEV und die Investitionen des Jahres 2006. Auch in den folgenden Regulierungsperioden entsteht für die Bestandsanlagen über die Basisjahre ein Ex-post-Sockeleffekt, welcher aber im Zeitablauf abnimmt. Andererseits gibt es den Sockeleffekt, der bei der Investitionsentscheidung vorhersehbar ist, weil das System der Anreizregulierung zum Investitionszeitpunkt als bekannt vorausgesetzt werden kann (Ex-ante-Sockeleffekt). Der Ex-ante-Sockeleffekt lässt sich den Investitionen ab 2007 zurechnen, das heißt allen Investitionen, die nach dem Basisjahr der ersten Regulierungsperiode getätigt wurden beziehungsweise werden.

Die beiden Sockeleffekte wirken sich unterschiedlich auf die Investitionsentscheidungen innerhalb der Anreizregulierung aus. Der Sockeleffekt der Investitionen ab 2007 ist entscheidungsrelevant für die betrachtete Investition. Die Mittelrückflüsse dieses Sockeleffekts sind vorhersehbar und im Rahmen der zukunfts- und projektbezogenen Investitionsrechnung eindeutig zuordenbar. Sie erhöhen damit die erzielbare Projektrendite. Der Ex-post-Sockeleffekt erhöht grundsätzlich die Rendite der Bestandsanlagen aus 2006. Er hat allerdings keine Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen, da die Bestandsanlagen aus 2006 bereits in Betrieb sind. Den Investitionen ab dem Jahr 2007 ist dieser Ex-post-Sockeleffekt nicht zurechenbar.<sup>41</sup>

Der für Investitionen ab 2007 entscheidungsrelevante Ex-ante-Sockeleffekt wurde im Rahmen einer Berechnung von *Ballwieser* berücksichtigt. Seine Ergebnisse zeigen, dass der positive Effekt von den negativen Renditeeffekten der Anreizregulierung, insbesondere dem Zeitverzug, innerhalb der zukunfts- und projektbezogenen Investitionsrechnung überkompensiert wird.<sup>42</sup>

---

<sup>40</sup> Wenn die Erlösbergrenze ab 2009 nicht auf dem Basisjahr 2006 fundiert, weil es 2006 keine Kostenprüfung gab und die geprüften Kosten des Jahres 2004 fortgeschrieben wurden, resultiert der Ex-post-Sockeleffekt auf den Bestandsanlagen des Jahres 2004.

<sup>41</sup> Vgl. Argumentation von *Perridon/Steiner* (2007), S. 29.

<sup>42</sup> Vgl. *Ballwieser* (2008), S. 13. Diese Schlussfolgerung bezieht sich auf alle Investitionen ab 2007, die nicht über Investitionsbudgets reguliert werden.

Zwar ist in der betriebswirtschaftlichen Praxis und Theorie unstrittig, dass der Ex-post-Sockeleffekt der Bestandsanlagen aus 2006 für Investitionen ab 2007 nicht entscheidungsrelevant ist, dennoch behandelt die aktuelle Diskussion<sup>43</sup> zwischen Regulierungsbehörden und der Energienetzbranche im Kern die Frage, in welcher Relation der Ex-post-Sockeleffekt zum Ex-ante-Sockeleffekt steht. Reale Fallbeispiele sowie die modelltheoretischen Untersuchungen von *Hachmeister*<sup>44</sup> zeigen, dass der Ex-post-Sockeleffekt kleiner ist als der Ex-ante-Sockeleffekt. Eine empirische Analyse oder modelltheoretische Untersuchung zu dieser Frage wurde von der BNetzA angekündigt. Dieser Vergleich kann nur eine rein rechentechnische Gegenüberstellung bleiben. Eine Anrechnung des Ex-post-Sockeleffekts auf die erzielbare Rendite einer potenziellen zukünftigen Investition ist nicht sachgerecht. Die realen Fallbeispiele können aber als Indiz dafür gewertet werden, dass die Wirkung der beiden Sockeleffekte keinen Umfang erreicht, der geeignet wäre, die nachteiligen Wirkungen des Zeitverzugs bei der Anerkennung von Kapitalkosten vollständig zu kompensieren. Investierenden Unternehmen verblieben daher mit großer Wahrscheinlichkeit ungedeckte Kapitalkosten. Kommt es zu Preissteigerungen der Anlagen, so steigt auch der nicht durch Erlöse gedeckte Kostenblock, dem sich die Netzbetreiber gegenübersehen.

#### 5.2.2 Nichtanerkennung von Kosten zur Beschaffung von Verlustenergie (Strom) beziehungsweise Antriebsenergie (Gas)

Die BNetzA hat im Rahmen der Kostenprüfung auf Basis des Geschäftsjahres 2006 ein sogenanntes Partialbenchmark durchgeführt, bei dem statt der Gesamtkosten nur die Verlustenergiekosten<sup>45</sup> zwischen den Netzbetreibern verglichen wurden. Die Prüfung kam zu dem Ergebnis, dass den Netzbetreibern maximal 44 € je MWh Beschaffungspreis für die Deckung der Netzverluste des Kalenderjahres 2006 anerkannt wurden. Darüber liegende Preise wurden als nicht genehmigungsfähig abgelehnt, weil sie gemäß § 21 (2) EnWG einem effizienten Netzbetrieb entgegenstünden. Eine ähnliche Vorgehensweise

---

<sup>43</sup> Bundeswirtschaftsministerium, BNetzA, Landesregulierungsbehörden und Energienetzbetreiber thematisieren die Investitionsbedingungen im Rahmen eines so genannten Expertendialogs.

<sup>44</sup> Vgl. *Hachmeister* (2009).

<sup>45</sup> Aufgrund der physikalischen Eigenschaften von Netzleitungen treten beim Transport von Energie immer Verluste auf. Die Deckung dieser Verluste ist Aufgabe der Netzbetreiber, die diese Energiemengen am Markt beschaffen müssen. Es wird davon ausgegangen, dass die Lieferanten immer exakt die Menge entnehmen können, die sie auch eingespeist haben. Ebenso benötigt der Transport von Erdgas Verdichtungen, das heißt Erhöhungen des Drucks, um die benötigte Transportleistung zu erzeugen. Auch hierzu ist Energie aufzuwenden, die die betroffenen Gasnetzbetreiber am Markt erwerben müssen.

wurde im Rahmen der Genehmigung von Kosten für die Antriebsenergie von Verdichtern auf der Ferngasebene angewendet.

Die zum handelsrechtlichen Aufwand gehörenden Netzverlustkosten können derzeit über die entsprechende Komponente der Erlösobergrenze nicht abgedeckt werden, da die Beschaffungspreise seit 2006 deutlich gestiegen sind. Die Unterdeckung stellt damit bei einer Mehrheit der Stromnetzbetreiber kein *potenzielles* Risiko mehr dar, denn sie wurde mit der Genehmigung der Kosten auf Basis des Jahres 2006 und damit der Erlösobergrenze ab 2009 bereits *realisiert*, da die Strommengen zur Deckung der Netzverluste langfristig zu beschaffen sind, ist der Fall mit der Genehmigung der Kosten auf Basis des Jahres 2006 und damit der Erlösobergrenze ab 2009 zu 100% eingetreten.

### 5.2.3 Benchmarking an der Effizienzgrenze

Das Benchmarking und die Festlegung individueller Vorgaben soll verhindern, dass relativ ineffiziente Unternehmen überdurchschnittliche Renditen erzielen können, indem sie einfacher und gegebenenfalls schneller ihre Kosten senken. Bei der Ableitung dieser Vorgaben ist sicherzustellen, dass diese zumindest erreicht werden können.

Die in der ARegV vorgesehenen Benchmarking-Methoden Stochastic Frontier Analysis (SFA) und Data Envelopment Analysis (DEA) orientieren sich am effizientesten, strukturell vergleichbaren Netzbetreiber („Effizienzgrenze“).<sup>46</sup> Dem 100 % effizienten Unternehmen wird zugestanden, gerade ihre Kosten zu erwirtschaften. Den restlichen Netzbetreiber werden dagegen Kostenkürzungen auferlegt. Ist der vorgegebene Zeitraum, der den Unternehmen zur Verfügung steht, um im Durchschnitt die durch einen Effizienzvergleich identifizierte Lücke zu schließen, so besteht ein einseitiges Risiko. Dieses kann der Regulierer vermeiden, wenn er das Benchmarking an der durchschnittlichen Effizienz ausrichtet und gleichzeitig im Durchschnitt realistische Produktivitätssteigerungsvorgaben macht. Die Länge der Anpassungsfrist für das Erreichen der Effizienzgrenze sollte so bemessen sein, dass die regulierten Netzbetreiber über den gesamten Zeitraum ihre Kosten einschließlich einer angemessenen Verzinsung des investierten Kapitals im Durchschnitt erwirtschaften können.<sup>47</sup> Durch eine derartige Ausgestaltung würden weiterhin die Effizienzanreize für alle Unternehmen erhalten

---

<sup>46</sup> Die folgende Argumentation dieses lehnt sich an *Pedell (2007)* an.

<sup>47</sup> Dabei ist auch der allgemeine sektorale Produktivitätsfortschritt gemäß ARegV einzubeziehen.

bleiben.<sup>48</sup> Zudem ist fraglich, ob eine Ausrichtung an der Effizienzgrenze mit § 21 a Abs. 5 Satz 4 EnWG vereinbar ist, nach dem die Effizienzvorgaben erreichbar und übertreffbar sein müssen.

## **6 Bewertung vorhandener Instrumente zum Erreichen der Nominalrendite**

### **6.1 Erweiterungsfaktor (§ 10 ARegV)**

Der Gesetz- und Verordnungsgeber war sich eines Teils der zuvor beschriebenen, die erzielbare Rendite beschränkenden Effekte und der potenziell die Investitionstätigkeit belastenden Wirkung der Anreizregulierung bewusst. Vor diesem Hintergrund sind einige Regelungen in die ARegV aufgenommen worden, die zum Ziel haben, die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber auch in der Anreizregulierung zu stützen. Diese Maßnahmen führen daher (indirekt) dazu, die erzielbaren Renditen wieder zu erhöhen.

Energienetzbetreiber können einen Anspruch auf den Erweiterungsfaktor geltend machen, wenn sich während der Regulierungsperiode die Versorgungsaufgabe nachhaltig ändert. In der Begründung zum Kabinettsentwurf der Verordnung heißt es, dass mit Hilfe des Erweiterungsfaktors sichergestellt werden soll, dass die Kosten dieser Erweiterungsinvestition bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Der Erweiterungsfaktor soll dazu beitragen, die regulatorisch vorgegebene Eigenkapitalrendite von Investitionen in Neuanlagen in Höhe von 9,29% vor Körperschaftsteuer für Erweiterungsinvestitionen, deren Kapitalkosten außerhalb eines Basisjahres erstmalig anfallen, erreichbar zu machen.

Die Regulierungsbehörden haben im Rahmen der Erlösobergrenzenbescheide für die erste Regulierungsperiode keinen der für 2009 beantragten Erweiterungsfaktoren genehmigt. Die Ablehnung der BNetzA liegt vereinfacht darin begründet, dass eine Anerkennung erst nach der erstmaligen Anpassung der Erlösobergrenze möglich sei. Da für 2009 keine Anpassung, sondern die erstmalige Festlegung erfolgt, ist eine Anerkennung des Erweiterungsfaktors auch bei ansonsten vorliegenden Voraussetzungen erst ab 2010 möglich.

---

<sup>48</sup> Dies impliziert das Grundprinzip der Anreizregulierung, welches darin besteht, die verbleibenden „Übergewinne“ beim regulierten Unternehmen zu belassen.



Eine Besonderheit besteht darin, dass sich der Effekt des Erweiterungsfaktors auf die Erlösobergrenze nicht in Abhängigkeit von den Kosten der einzelnen Erweiterungsinvestition bestimmt. Vielmehr hängt er von der Veränderung technischer und statistischer Größen, zum Beispiel der Zahl der Netzanschlüsse, ab.<sup>49</sup> Bei Nachweis der entsprechenden gesetzlichen Voraussetzungen hat die BNetzA die Anträge auf Gewährung eines Erweiterungsfaktors grundsätzlich anerkannt.<sup>50</sup> Allerdings kann bislang keine allgemeine Aussage darüber getroffen werden, inwiefern der gewährte Erlöszuschlag die zusätzlichen Kosten abdecken kann.

Vor dem Hintergrund der bisherigen strengen BNetzA-Auslegung des Begriffs „gesicherte Planerkenntnisse“<sup>51</sup> in den Kostenprüfungen genehmigen die Regulierungsbehörden keine gesicherten Planerkenntnisse im Rahmen von beantragten Erweiterungsfaktoren. Das bedeutet, dass die Erlöse im Zusammenhang mit Erweiterungsinvestitionen nur zeitverzögert erhöht werden dürfen. Da der Zeitverzug des Rückflusses von Investitionsauszahlungen die sensitivste Variable hinsichtlich der Erzielbarkeit der regulatorisch vorgegebenen Eigenkapitalrendite ist<sup>52</sup>, könnten die Erweiterungsinvestitionen diese nicht erreichen.

Gleichwohl wird die grundsätzliche Anerkennung des Erweiterungsfaktors einen positiven Beitrag hinsichtlich der Kostendeckung und damit der Investitionsbedingungen für Erweiterungsinvestitionen leisten. Dies gilt insbesondere, da die BNetzA zu erkennen gegeben hat, dass sie beabsichtigt, bereits 2010 die „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ als zusätzlichen Parameter bei der Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 2 Satz 2 Nr. 4 ARegV anzusehen.<sup>53</sup>

## 6.2 Investitionsbudgets (§23 ARegV)

Investitionsbudgets betreffen entsprechend § 23 ARegV die Kapitalkosten von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber. Bei Verteilnetzbetreibern können Investitionen im

---

<sup>49</sup> Vgl. die in § 10 ARegV aufgeführten Parameter.

<sup>50</sup> Diese Veränderungen müssen gemäß § 10 (2) ARegV einen gewissen Kostensprung ausgelöst haben.

<sup>51</sup> Vgl. § 3 (1) StromNEV und GasNEV.

<sup>52</sup> Vgl. *Ballwieser* (2008).

<sup>53</sup> Dies würde bei geeigneter Ausgestaltung einen wesentlichen Kostentreiber in gerade in den Niederspannungsnetzen adressieren. Ein entsprechendes Festlegungsverfahren hat die Beschlusskammer 8 unter dem Aktenzeichen BK8-10/004 eingeleitet.

Zusammenhang mit dem Erneuerbare-Energien Gesetz beziehungsweise dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz unter bestimmten Voraussetzungen über Investitionsbudgets reguliert werden.<sup>54</sup>

Die von Ballwieser beschriebenen Effekte wie z.B. der Zeitverzug der Erlösrückflüsse betrifft auch die Regelungen des § 23 ARegV, so dass die regulatorisch vorgegebene Eigenkapitalrendite nicht erzielt werden kann. Im Rahmen des Anhörungsverfahrens der BNetzA zu den Investitionsbudgets sind derzeit Auslegungen der Investitionsbudgets durch die BNetzA in der Diskussion, die dazu führen würden, dass die Differenz zwischen der regulatorisch vorgegebenen und der erzielbaren Eigenkapitalrendite kleiner ausfällt als dies für diejenigen Investitionen in Neuanlagen der Fall ist, für die kein Investitionsbudget beantragt werden kann. Kritikpunkte der Energienetzbetreiber, wie zum Beispiel der Zeitverzug oder die limitierte Fremdkapitalzinshöhe, scheinen im Rahmen der Investitionsbudgets, anders als bei den Investitionen außerhalb der Investitionsbudgets, auch aus Sicht der Regulierungsbehörden erkannt. Der durch die BNetzA formulierte „Leitfaden zu Inhalt und Struktur von Anträgen auf Genehmigung von Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 3 ARegV“ enthält entsprechende Regelungsansätze.

Allerdings gibt es auch bei den mit Hilfe von Investitionsbudgets regulierten Investitionen nach dem aktuellen Diskussionsstand einige Effekte, die dazu führen würden, dass die regulatorisch vorgegebene Eigenkapitalrendite für diese Neuanlagen nicht erzielt werden könnte. Hierbei erscheint insbesondere der Sachverhalt relevant, nach dem durch die Investition *zusätzlich* generierte Betriebskosten im Rahmen des Investitionsbudgets in der Vergangenheit nicht anerkannt wurden. Im Rahmen der Novellierung der ARegV<sup>55</sup> sieht der Gesetzgeber nun eine pauschale Vergütung von jährlich 0,8% zur zeitnahen Erfassung der Betriebskosten in der Erlösobergrenze vor. Die tatsächliche Höhe der Betriebskosten kann jedoch oberhalb dieser pauschalen Vergütung liegen. Zusätzlich negativ wirkt der pauschale Abzug eines Faktors von der Investitionssumme, der sich in seiner Höhe an den Reinvestitionen in das Bestandsnetz orientiert, obwohl derartige Investitionen keinen entscheidungsrelevanten Zusammenhang mit der Erweiterungsinvestition im Rahmen eines Investitionsbudgets besitzen.

---

<sup>54</sup> § 23 ARegV Abs. 6.

<sup>55</sup> Das Bundeskabinett hat am 18. August 2010 die „Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts“ beschlossen.

### 6.3 Pauschalierter Investitionszuschlag (§ 25 ARegV)

Der pauschalierte Investitionszuschlag (PIZ) kann von Verteilnetzbetreibern beantragt werden. Er ist auf jährlich 1% der normierten Kapitalkosten gemäß § 14 (1) und § 14 (2) ARegV limitiert und in seiner Intention auf den Übergangszeitraum des Inkrafttretens der Anreizregulierung beschränkt. Gemäß der Begründung des Kabinetentwurfs dient der pauschalierte Investitionszuschlag im Übergangszeitraum dazu, die notwendigen Investitionen in der Startphase der Anreizregulierung nicht zu behindern. Wie hier gezeigt werden konnte, ist die entstehende Behinderung trotz der auftretenden Sockeleffekte aber substantieller und grundsätzlicher Art, so dass die zeitliche Beschränkung unverständlich ist.

Die Berechnungen von *Ballwieser*<sup>56</sup> zeigen, dass die regulatorisch vorgegebene Eigenkapitalrendite von 9,29% vor Körperschaftsteuer für Neuanlagen auch unter Berücksichtigung des pauschalen Investitionszuschlags deutlich unterschritten wird. Weiter zeigt *Ballwieser*, dass die Festlegung der Regulierungsbehörden, den Investitionszuschlag nur in einmaliger und nicht in kumulierter Berechnung anzuerkennen, circa einen halben Prozentpunkt weniger erzielbare Eigenkapitalrendite bedeutet.<sup>57</sup>

Wenn der Kapitalbedarf aus Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen bereits geeignet ist, die beschriebenen Sockeleffekte überzukompensieren, muss ein geeignet gestalteter pauschalierter Investitionszuschlag als mögliches Instrument gelten, um die Rendite entsprechender Investitionen auf ein normales Niveau zu heben. Dies gilt umso mehr, als der Mechanismus zudem den Vorteil hat, ex post leicht anhand der Kalkulationsdaten, die die Unternehmen ohnehin in der Kostenprüfung vorlegen, überprüfbar zu sein. Diese zeigen die investiven Ausgaben pro Jahr, so dass, wenn ein Netzbetreiber mehr an PIZ vereinnahmt hat, als es seinen Investitionen entspricht, die entsprechenden (verzinsten) Beträge über das Regulierungskonto wieder zurückgeholt werden können.

## 7 Fazit

In dem Beitrag wurden verschiedene Effekte im Rahmen der Energieregulierung beschrieben, die im Ergebnis zu einer Schmälerung der in Gesetz beziehungsweise

---

<sup>56</sup> Vgl. *Ballwieser* (2008).

<sup>57</sup> Vgl. BDEW (2008). ‚Kumuliert‘ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der Zuschlag Jahr für Jahr anwächst.

Rechtsverordnung vorgesehenen Höhe der Verzinsung des eingesetzten Kapitals führen. Diese Effekte sind zum einen im Ordnungsrahmen selber begründet, zum anderen hat aber auch die Anwendungspraxis der Regulierungsbehörden erheblichen Einfluss auf die erreichbare Rendite der Netzbetreiber.

Es wurde aufgezeigt, dass es unabhängig vom Wirtschaften der Netzbetreiber – und somit ihrer Effizienz – zu Problemen hinsichtlich der Erreichbarkeit der regulatorisch festgelegten Rendite kommt. Diese Problematik ist insofern von besonderer Bedeutung, als es in den kommenden Jahren aus verschiedenen Gründen zu einem deutlichen Anstieg der Investitionen in die Netzinfrastruktur kommen muss, um den technischen Anforderungen zu entsprechen.

Neben dem Treiber des altersbedingten Ersatzes nimmt in letzter Zeit immer mehr auch die Diskussion über sogenannte „Smart Grids“ Raum in der öffentliche Diskussion ein. Auch hierbei ist davon auszugehen, dass eine Umstellung der Energienetze auf sich verändernde Anforderungen hinsichtlich der Strukturen der Einspeisung und der Entnahme aus den Netzen zu erhöhten Investitionsbedarfen führen wird.

Spätestens zum Beginn der zweiten Regulierungsperioden wird die Einführung einer Qualitätsregulierung erfolgen. Je nach Ausgestaltung dieses Systems kann es zu weiteren Auswirkungen auf die Investitionsrenditen bei Energienetzen kommen.

## Literaturverzeichnis

*Ballwieser, Wolfgang* (2008), Investitionsrechnungen für Netze im Rahmen der Anreizregulierung, Berlin.

*Baumol, William* (1977), On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproject Industry, in: *American Economic Review*, Vol. 67, S. 809-822.

BDEW (2008), Bewertungen zu Einzelfragen der Netzentgeltregulierung, Gespräch BNetzA/BDEW, unveröffentlichtes Papier vom 1. August 2008.

*Borrmann, Jörg /Finsinger, Jörg* (1999), Markt und Regulierung, München.

*Borszcz, Ulrike* (2003), Ökonomische Überlegungen zur Bildung von Netzentgelten in der Stromwirtschaft, Oldenburg.

*Brunekreeft, Gert* (2007), Grundzüge des generellen X-Faktors, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57. Jg., S. 36-39.

*Büdenbender, Ulrich* (2007), Kostenorientierte Regulierung von Netzentgelten, *Düsseldorfer Schriften zum Energie- und Kartellrecht*, Bd. 8.

Bundesnetzagentur (2006), Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/enid/Allgemeine\\_Informationen/Bericht\\_zur\\_Anreizregulierung\\_2um.html](http://www.bundesnetzagentur.de/enid/Allgemeine_Informationen/Bericht_zur_Anreizregulierung_2um.html), abgerufen am 10.12.2008.

Bundesnetzagentur (2008a), Beschluss zur Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die erste Regulierungsperiode in der Anreizregulierung vom 07.07.2008, Beschlusskammer 4, BK4-08-068, Bonn.

Bundesnetzagentur (2008b), Jahresbericht 2008, Bonn.*Burns, Phil/Riechmann, Christoph* (2004), Regulatory Instruments and Investment Behaviour, in: *Utilities Policy*, Vol. 12, S. 211-219.

*Diekmann, Jochen/Ziesing, Hans-Joachim/Leprich, Uwe* (2006), Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen – Endbericht, Berlin/Saarbrücken, unter: <http://www.htw-saarland.de/fb-wi/personal/dozenten/leprich/publikationen/>

DIW%20Leprich%20Studie%20Anreizregulierung%20HBS%202006.pdf/download,  
abgerufen am 1.2.2009.

*Donges, Juergen Bernardo/Schmidt, Andreas* (2008), Wettbewerbsförderung auf Netzmärkten durch Regulierung: Wie und wie lange?, in: *Picot, Arnold* (Hrsg.), 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland, München, S. 37-68.

*Franz, Oliver/John, Oliver /Soemantri, Timur* (2007), Offene Fragen einer Anreizregulierung der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland, in: *Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb*, 4/2007, S. 22ff.

*frontier economics* (2008), Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Wagnisse im Bereich Strom und Gas, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, unter: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/13761.pdf>, abgerufen am 10.12.2008.

*Grossekettler, Heinz* (2007), Aufsichts- und Regulierungsbehörden, in: *Köhler, Richard/Küpper, Hans-Ulrich/Pfingsten, Andreas* (Hrsg.), *Handwörterbuch der Betriebswirtschaft*, Sp. 56-66.

*Grote, Michael H./Müller, Christoph* (2008), Anmerkungen zum Fremdkapitalzinssatz in der Regulierungspraxis der Bundesnetzagentur, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58. Jg., S. 27-31.

*Hachmeister, Dirk* (2009), *Zum Einfluss der Zahlungszuflüsse aus Bestandsanlagen auf Investitionsrechnungen für Ersatzinvestitionen in Netze im Rahmen der Anreizregulierung*, Stuttgart.

*Haubold, Sebastian* (2007), *Kapitalkosten regulierter Stromnetzbetreiber*, Frankfurt am Main.

*Haubrich, Hans-Jürgen/Fritz, Wolfgang/Maurer, Christoph* (2008), Herausforderungen an die Regulierung der Stromübertragungs- und -verteilungsnetze, in: *Picot, Arnold* (Hrsg.), 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland, München, S. 281-301.

*Helm, Dieter/Thompson, David* (1991), Privatised Transport Infrastructure and Incentives to Invest, in: *Journal of Transport Economics and Policy*, Vol. 25, S. 231-246.

*Höffler, Felix* (2008), Regulierung von Netzindustrien aus ökonomischer Sicht, in: *Lüdemann, Jörn* (Hrsg.), Telekommunikation, Energie, Eisenbahn, Tübingen, S. 15-36.

*Kaldewei, Reinhold* (2008), Die 40 Prozent-EK-Quote – Netzbetreiber in der Eigenkapital-Falle?, in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58. Jg., S. 50-54.

*Kleindorfer, Paul/Pedell, Burkhard* (2007), Regulierung, in: *Köhler, Richard/ Küpper, Hans-Ulrich/Pfingsten, Andreas* (Hrsg.), Handwörterbuch der Betriebswirtschaft, 6. Aufl., Stuttgart, Spalte 1563-1575.

*Knieps, Günter* (2008), Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik, 3. Aufl., Berlin.

*Köhler, Richard/Küpper, Hans-Ulrich/Pfingsten, Andreas* (2007), Handwörterbuch der Betriebswirtschaft, 6. Aufl., Stuttgart.

*Kunz, Martin* (2003), Regulierungsregime in Theorie und Praxis, in: *Knieps Günter/Brunekreeft, Gerd* (Hrsg.), Zwischen Regulierung und Wettbewerb, Heidelberg, S. 47-81.

*Kurth, Matthias* (2006), Entwurf eines Berichts zur Einführung der Anreizregulierung, unter: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/5856.pdf>, abgerufen am 15.12.2008.

*Littlechild, Stephen* (1983), Regulation of British Telecommunications' Profitability, Department of Industry, Report to the Secretary of State, London.

*Lüdemann, Jörn* (2008), Telekommunikation, Energie, Eisenbahn, Tübingen.

*Lundborg, Martin/Ruhle, Ernst-Olav/Schulze zur Wiesche, Jens* (2005), Entgeltregulierung im Energiesektor mittels Yardstick-Competition, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 29. Jg., S. 115-123.

*Männel, Wolfgang* (2006), Gutachterliche Stellungnahme zu den auf die Eigenkapitalverzinsung abstellenden Vorgaben der Bundesnetzagentur vom 7. März 2006, Berlin u.a.

Monopolkommission (2008), Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten 49, Baden-Baden.

*Müller-Kirchenbauer, Joachim* (2005), Anreizregulierung aus Sicht der BNetzA, unter: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/3703.pdf>, abgerufen am 12.12.2008.

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

*Pedell, Burkhard* (2007), Kein Anreiz ohne Risiko: Anmerkungen zur Anreizregulierungsverordnung, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57. Jg., S. 32-35.

*Perridon, Louis/Steiner, Manfred* (2007), *Finanzwirtschaft der Unternehmung*, München.

*Picot, Arnold* (2008), 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland, München.

PSA (1994), Price Capping: Design and implementation issues, Discussion Paper No. 5, Melbourne: Price Surveillance Association.

*Rincke, Johannes* (2005), Yardstick Competition and Policy Innovation, ZEW Discussion Paper No. 5-11, ZEW, unter:

<http://www.zew.de/de/publikationen/publikation.php3?action=detail&nr=2490>, abgerufen am 17.12.2008.

RWE Energy (2006), Anreizregulierung, hier: Vorschlag zu Prüfung von Investitionsbudgets, unter: <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/6559.pdf>, abgerufen am 10.12.2008.

*Säcker, Franz Jürgen* (2008), Die wettbewerbsorientierte Anreizregulierung von Netzwirtschaften, Vortrag 70. Wissenschaftliche Jahrestagung des Verbands der Hochschullehrer für Betriebswirtschaft e.V., 17. Mai 2008, Freie Universität Berlin unter: [http://www.wiwiss.fu-berlin.de/veranstaltungen/vhb-2008/programm/Saecker\\_Invited\\_2008-05-17.pdf](http://www.wiwiss.fu-berlin.de/veranstaltungen/vhb-2008/programm/Saecker_Invited_2008-05-17.pdf), abgerufen am 03.09.2010.

*Steinbach, Piet/Kremp, Ralph* (2006), Die Revenue Cap – Ein fertiges Konzept?, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 56. Jg., S. 32-37.

VDEW (2007), *Energie-Info: Grundlagen zur Anreizregulierung*, unveröffentlichtes Arbeitspapier, Berlin.