

**Heinz-Werner Ufer, Andreas Hoffjan, Stephan Ißleib und
Lukas D. Schuchardt**

Investitionsanreize der Anreizregulierungsverordnung in der Energiewirtschaft

*Anreizregulierung; ARegV; Energiewirtschaft; Erlösobergrenze; Erweiterungsfaktor;
Investitionsbudget; pauschalierter Investitionszuschlag*

Seit der Einführung der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur im Januar 2009 müssen sich Strom- und Gasnetzbetreiber einer neuen Form der Erlös- und Preisfindung stellen. Während vor der Liberalisierung des Energiemarkts steigende Kosten bei den Unternehmen anhand entsprechender Nachweise über Preissteigerungen direkt an den Endverbraucher weitergegeben werden konnten, ist dies im neuen anreizbasierten System nicht mehr möglich. Zur Steigerung der genehmigten Erlöse sollten der Erweiterungsfaktor, das Investitionsbudget und der pauschalierte Investitionszuschlag – soweit möglich – ausgeschöpft werden. Zudem sollte durch einen effizienten Kapitaleinsatz die Optimierung der Investitionen gewährleistet werden.

I. Einführung

Unternehmen im Verkehrs-, Kommunikations- und Energiesektor zählen zu der Branche der Netzsektoren, die zur Bereitstellung der jeweiligen Dienstleistung auf eine funktionierende, physische Netzinfrastruktur zurückgreifen müssen. Um zu verhindern, dass diese ihre Stellung als „natürliches Monopol“ (aus-)nutzen und überhöhte Netznutzungsentgelte erheben, existieren sektorspezifische Regulierungsvorschriften, die die Marktmacht der Unternehmen begrenzen sollen.

Besonders die deutsche Stromwirtschaft ist in der Vergangenheit kontinuierlich durch eine Vielzahl von staatlichen Interventionen geprägt worden (Küpper 2008). Eine der letzten grundlegenden staatlichen Eingriffe erfolgte durch die Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahre 2005, mit dem Ziel, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung (Anreizregulierung) zu schaffen. Der Gesetzgeber hat dies umgesetzt und im Oktober 2007 die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) erlassen.

Mit der Einführung der Anreizregulierung müssen sich regulierte Unternehmen einer neuen Form der Erlös- und Preisfindung stellen. Während vor der Liberalisierung steigende Kosten bei den Unternehmen anhand entsprechender Nachweise über Preissteige-

rungen direkt an den Endverbraucher weitergegeben werden konnten (Rinschede/Burkard/Speck 2007, S. 34), ist dies im Rahmen der Anreizregulierung nicht mehr möglich. Neben Kostensenkungspotenzialen wird auf lange Sicht die Erhöhung der zugestandenen Erlöse durch strategische und investive Maßnahmen über Erfolg und Misserfolg der Netzbetreiber entscheiden (Kasprzyk 2008, S. 593; Schuchardt/Hoffjan 2009, S. 213f.). Im vorliegenden Artikel sollen diverse Maßnahmen aufgezeigt werden, um investives Verhalten vor dem Hintergrund einer wertorientierten Unternehmensführung mit dem regulatorischen Kontext in Einklang zu bringen. Zuvor jedoch soll dem Leser die Anreizregulierung in ihren Grundzügen zum besseren Verständnis der darauf folgenden Ausführungen näher gebracht werden.

II. Grundprinzip der Anreizregulierungsverordnung

Die Anreizregulierung wird in Theorie und Praxis als beste Methode bewertet, um Ineffizienzen auf Unternehmensseite aufzudecken und diese abzubauen. In Deutschland wird daher seit dem 1. Januar 2009 eine Entgeltgenehmigung auf Basis der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ermittelt. Das regulierte Unternehmen bekommt dabei für einen ex ante festgelegten Zeitraum (die Regulierungsperiode) eine Obergrenze für den Erlös (Revenue Cap) vorgegeben (Kutschke et al. 2004, S. 140), die durch eine komplexe Formel (siehe dazu Abb. 1) ermittelt wird.

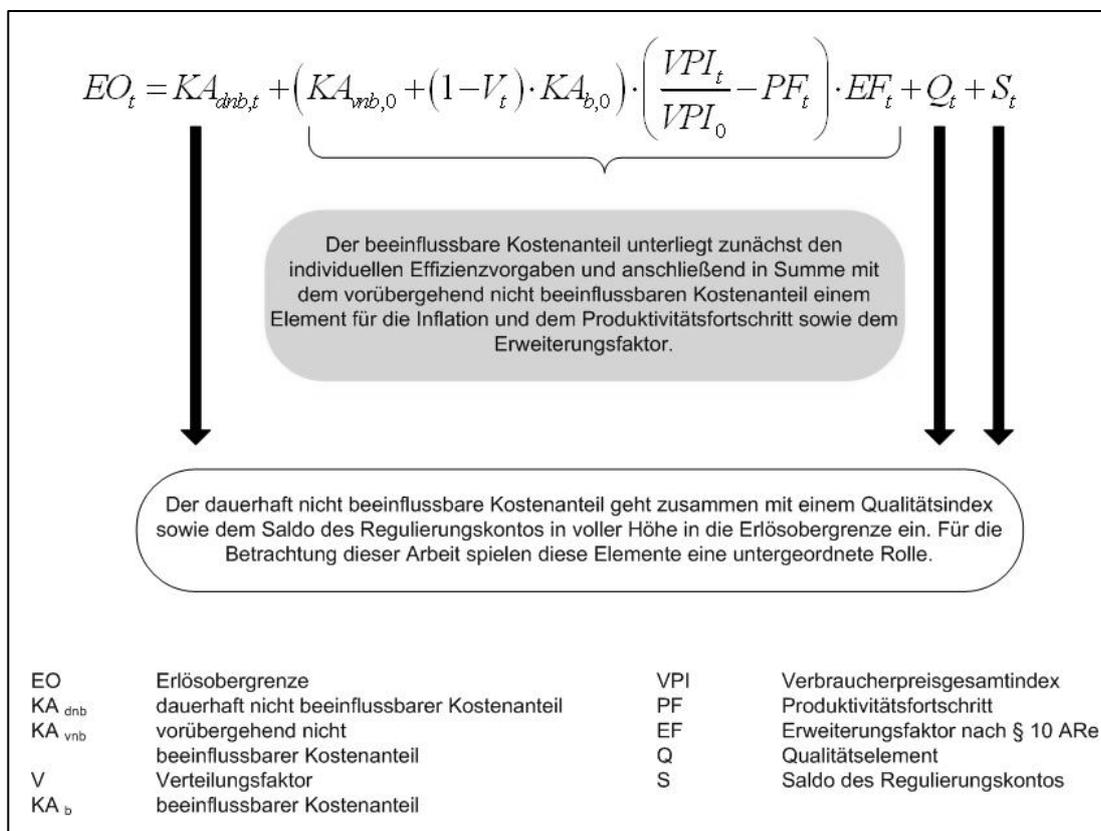


Abb. 1: Formel zur Berechnung der Erlösobergrenze

Quelle: Eigene Darstellung

Dabei werden die Kosten nach beeinflussbaren und dauerhaft nicht beeinflussbaren Anteilen getrennt. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gehen zusammen mit einem Qualitätselement und dem Saldo aus dem unternehmensspezifischen Regulierungskonto zu 100 Prozent in die Erlösobergrenze ein. Dies erfolgt in der Regel mit einem Zeitverzug von zwei Jahren, so dass bei steigenden Kosten eine zusätzliche Deckungslücke für die Netzbetreiber entsteht. Die beeinflussbaren Kosten unterliegen jedoch gewissen Vorgaben, so dass die Obergrenzen im Zeitablauf unabhängig von den Handlungen der Unternehmung angepasst werden. Dazu wird auf der einen Seite ein Ausgleichsfaktor für die allg. Geldentwertung sowie ein Abschlag für den allg. Produktivitätsfortschritt für die gesamte Branche von der Regulierungsbehörde angesetzt. Auf der anderen Seite werden aus einem Benchmarking mit vergleichbaren Netzbetreibern individuelle Effizienzvorgaben ermittelt, die die Netzbetreiber zu weiteren individuellen Kostensenkungen (individueller Produktivitätsfaktor) veranlassen.

Der entscheidende Anreiz ergibt sich dadurch, dass der Entwicklungspfad für die Obergrenze jeweils nur zu Beginn der Periode festgelegt und später nicht verändert wird (regulatory lag). Ist das Unternehmen in der Lage, die Effizienz zu steigern und die Kosten stärker zu senken als von der Regulierungsbehörde vorgegeben ist, dürfen die dadurch erzeugten Gewinne im Unternehmen verbleiben (Franz/Schäffner/Trage 2005, S. 10). Eine erneute Kalkulation auf Basis der verringerten Kosten wird erst wieder zu Beginn einer neuen Periode wirksam. Die Anreize müssen dabei so konzipiert sein, dass bei Einhaltung der Effizienzvorgaben, der Gewinn umso höher ausfällt, je effizienter das Unternehmen agiert. Erreicht wird dies durch eine Abweichung von der früheren Kostenüberwälzung unter der Nebenbedingung einer betriebswirtschaftlich rationellen Betriebsführung. Dabei werden die effektiven Erlöse unabhängig von den tatsächlichen Kosten eines regulierten Unternehmens festgelegt; es findet somit eine zeitweise Entkoppelung der Erlöse von den Kosten statt (Schaefer/Schönefuß 2006, S. 173).

III. Relevanz von Investitionen und Wertorientierung in der Stromwirtschaft

Für den Aufbau eines physischen Leitungsnetzes sind sehr hohe irreversible und langfristige Investitionen notwendig. Dies führt zu einem hohen Fixkostenanteil (Müller 2005, S. 65) der Netzinfrastrukturelemente, deren Nutzungsdauern bis zu 40 Jahre betragen (Wirtz 2003, S. 23). Darüber hinaus ist in der heutigen Zeit ein erhöhter Bedarf an Investitionen zu erkennen: Neben dem historisch bedingten Reinvestitionsbedarf steht der Strombereich der Energiewirtschaft vor einer grundlegenden Umgestaltung der Netzinfrastruktur: Die räumliche Verlagerung der Stromerzeugung in den Norden Deutschlands (Anbindung der Offshore-Windparks), die zunehmende Bedeutung der dezentralen Einspeisung von regenerativen Energiequellen in niedrige Spannungsebenen – einhergehend mit einer Umkehr der Lastflüsse – und der zunehmende nationale wie internationale Stromhandel mit Deutschland als Knotenpunkt stellt den Netzbetrieb vor eine große Her-

ausforderung (Heck/Kerlen 2007, S. 16 f.). Eine Steigerung der Investitionen ist somit zu erwarten. Diese haben eine enorme strategische Bedeutung für die erfolgreiche Positionierung, so dass Entscheidungen über zusätzliche Netzkapazitäten bzw. über Alternativen im Rahmen des Netzausbaus als Kernentscheidungen im Netzgeschäft gelten (Meffert 2002, S. 1290).

Vor dem Hintergrund der wertorientierten Unternehmensführung wird die strategische Bedeutung der Investitionsentscheidungen noch verstärkt und die Steigerung des Unternehmenswertes rückt in den Fokus der Entscheidungsfindung (Fritz/Riechmann 2002, S. 70). Durch die Änderung der Regulierungsform kann eine Kostenwälzung auf die Abnehmer nicht mehr durchgeführt werden. Vielmehr trägt nun der Netzbetreiber das Risiko die entstandenen Kosten mit den vorgegebenen Erlösen zu decken. Die Investitionstätigkeit muss deshalb mit der wertorientierten Unternehmensführung im Einklang stehen, da auch Netzbetreiber nur dann in der Lage sind ausreichend Kapital für Investitionen bereitzustellen, wenn die eigenen Kapitalgeber eine angemessene Rendite erhalten und kein Wert vernichtet wird (Heck/Kerlen 2007, S. 17). Im Folgenden werden nun die Maßnahmen für einen wirtschaftlichen Netzbetrieb aufgezeigt. Es werden Möglichkeiten zur Erlösobergrenzenenerhöhung vorgestellt und Optionen zum effektiven Kapitaleinsatz untersucht.

IV. Erhöhung der Erlösobergrenze im Kontext der ARegV

Wachstum hat für eine Unternehmung eine grundlegende Bedeutung und wird in der Praxis vereinzelt auch als „Königsweg“ der Wertsteigerung angesehen. Ein klassisches (Umsatz-)Wachstum ist jedoch für Netzbetreiber grundsätzlich nicht möglich, da die Höhe der Netznutzungsentgelte durch die Erlösobergrenzenformel für die folgenden Geschäftsjahre vorgegeben ist. Neben der Möglichkeit, das Netzgebiet mit Hilfe der Akquise von neuen Konzessionsgebieten auszuweiten (Schuchardt/Hoffjan 2009, S. 217) enthält die Verordnung zur Umsetzung der Anreizregulierung jedoch separiert nach Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern folgende Instrumente, um die genehmigten Erlöse außerplanmäßig zu steigern: Den Erweiterungsfaktor, den pauschalierten Investitionszuschlag (nur für Verteilnetzbetreiber) und das Investitionsbudget (überwiegend für Übertragungsnetzbetreiber).

1. Beantragung des Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV

Eine erste Möglichkeit, die genehmigte Erlösobergrenze zu erhöhen, liegt in der Nutzung des Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV.

Für Spannungsebenen Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung gilt:		Für die Umspannebenen Hochspannung/ Mittelspannung und Mittelspannung/ Niederspannung gilt:	
$EF_{t,Ebene i} = 1 + \frac{1}{2} \cdot \max\left(\frac{F_{t,i} - F_{0,i}}{F_{0,i}}; 0\right) + \frac{1}{2} \cdot \max\left(\frac{AP_{t,i} - AP_{0,i}}{AP_{0,i}}; 0\right)$		$EF_{t,Ebene i} = 1 + \max\left(\frac{L_{t,i} - L_{0,i}}{L_{0,i}}; 0\right)$	
<u>Abkürzung</u>	<u>Erläuterung</u>	<u>Wert in Bsp.</u>	
EF _{t,Ebene i}	Erweiterungsfaktor der Ebene i für das Jahr t		
F _{t,i}	Fläche des versorgten Gebietes der Ebene i für das Jahr t	0	
F _{0,i}	Fläche des versorgten Gebietes für das Basisjahr	0	
P _{t,i}	Anzahl der Anschlusspunkte in der Ebene i für das Jahr t	16.640	
AP _{0,i}	Anzahl der Anschlusspunkte in der Ebene i für das Basisjahr	16.000	
L _{t,i}	Höhe der Last in der Ebene i für das Jahr t	41,6	
L _{0,i}	Höhe der Last in der Ebene i für das Basisjahr	40,0	

Abb. 2: Formel zur Berechnung des Erweiterungsfaktors

Quelle: Eigene Darstellung

Grundsätzlich werden Kosten, die während einer Regulierungsperiode durch Strukturveränderungen (z. B. Erschließung eines neuen Wohngebietes) entstehen, nicht in den Kosten des Basisjahres berücksichtigt und fließen somit nicht in die genehmigten Entgelte mit ein (Steinbach/Kremp 2006, S. 34). Um diese dennoch geltend zu machen, kann der Erweiterungsfaktor genutzt werden. Dieser darf jedoch nur angewendet werden, wenn mindestens einer der Parameter (Fläche des versorgten Gebietes, Anzahl Anschlusspunkte, Jahreshöchstlast etc.) in dem Maße die Versorgungsaufgabe nachhaltig verändert, dass die Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren (dnb) Kostenanteile um mindestens 0,5 % steigen.

Dazu ein fiktives Beispiel: Es wird ein Wohngebiet mit 16.000 Anschlusspunkten betrachtet, bei dem bei unveränderter Fläche 640 neue Anschlusspunkte an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden und dadurch die Last der Umspannebene um 1,6 Megawatt auf 41,6 Megawatt erhöht. Dies entspricht einer Erhöhung der Last als auch der Anzahl der Anschlusspunkte um jeweils 4 %. Damit ergeben sich zwei Effekte: Der Erweiterungsfaktor für die Spannungsebenen steigt durch die Erhöhung der Anschlusspunkte um 2 % auf 1,02; der Erweiterungsfaktor für die Umspannungsebene steigt durch die Erhöhung der Last um 4 % auf 1,04. Laut § 10 ARegV ist in der Summe für den Erweiterungsfaktor ein gewichteter Mittelwert über alle Netzebenen zu bilden. Im Beispiel soll die Gewichtung der Faktoren vereinfacht im Verhältnis 50:50 erfolgen. Somit ergibt sich insgesamt ein Erweiterungsfaktor von 3 %, der deutlich über den Schwellenwert von 0,5 % liegt. In diesem Fall dürfen sich die vorübergehend nicht beeinflussbaren (vnb) und die beeinflussbaren (b) Kostenanteile um je 1 % erhöhen, was wiederum eine steigende Wirkung auf die genehmigte Erlösobergrenze hat. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile sowie die Effizienzsteigerungsvorgaben werden bei diesem Instrumentarium nicht verändert. Die allgemeine Wirkung des Erweiterungsfaktors ist in folgender Abbildung nochmals exemplarisch verdeutlicht:

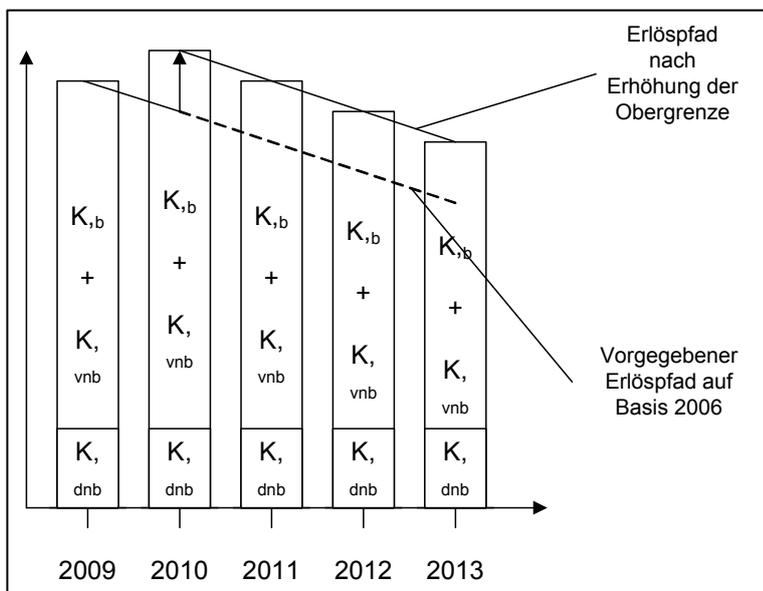


Abb. 3: Wirkung des Erweiterungsfaktors auf die Erlösobergrenze

Quelle: Eigene Darstellung

Die Erlösobergrenze wird in dem Beispiel nach der Erhöhung der Kosten durch den Erweiterungsfaktor im Jahr 2010 nach oben verschoben. Die Erhöhung wird immer von dem Niveau des Basisjahres einer Regulierungsperiode aus berechnet. Erhöhen sich bei einem Netzbetreiber bspw. die Gesamtkosten im Jahr $t=1$ lediglich um 0,3 %, wird der geforderte Mindestwert von 0,5 % nicht erreicht und der Erweiterungsfaktor findet keine Anwendung. Findet im anschließenden Jahr $t=2$ wiederum einer Erhöhung von 0,3 % statt, wird die neue Erhöhung mit der Erhöhung des Vorjahres additiv bewertet, so dass die Gesamtkosten von $t=0$ auf $t=2$ um 0,6 % steigen und als Erweiterungsfaktor in der Erlösobergrenze Anwendung finden. Zur nächsten Regulierungsperiode und der damit einhergehenden neuen Kostenprüfung wird eine neue Basis zur Berechnung des Erweiterungsfaktors gesetzt.

Die konkrete Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors ist in einigen Punkten noch unklar. Insbesondere der Zusammenhang zwischen dem prozentualen Anstieg der Parameter und dem prozentualen Anstieg der Kosten ist noch nicht final fixiert. Die Verordnung sieht nach Anlage 2 ARegV hier eine Gewichtung der einzelnen Netzebenen mit Faktoren vor, eine eindeutige Festlegung, wie diese aussehen sollen, liefern die relevanten Paragraphen jedoch nicht. Dies wird daher zwangsläufig zu Diskussionen zwischen den Netzbetreibern und der BNetzA führen.

2. Beantragung eines Investitionsbudgets nach § 23 ARegV

Eine weitere Möglichkeit die Erlösobergrenze zu erhöhen, besteht in der Beantragung eines Investitionsbudgets nach § 23 ARegV. Damit soll den Netzbetreibern für energiepolitisch gewollte Investitionen eine erhöhte Rendite zugestanden werden. Der Paragraph ist primär auf Übertragungsnetzbetreiber ausgerichtet, erlaubt aber auch den Verteilnetz-

betreibern in Absatz 6 explizit, Investitionsbudgets zu beantragen. Dabei dürfen jedoch nur Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen angesetzt werden, die nicht durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV abgedeckt sind. Insbesondere für folgende Investitionsmaßnahmen sind Budgets vorgesehen:

- Integration von Anlagen nach dem EEG oder dem KWK,
- Erdkabel nach § 43 Satz 3 und § 21a Abs. 4 Satz 3 zweiter Halbsatz EnWG,
- Umsetzung technischer Standards zur Gewährleistung der technischen Sicherheit, die auf Grund behördlicher Anordnungen erforderlich werden,
- Einsatz des Leiterseil-Temperaturmonitorings und von Hochtemperatur-Leiterseilen,
- Netzausbaumaßnahmen, die dem Anschluss von Stromerzeugungsanlagen nach § 17 Abs. 1 EnWG dienen,
- Ausbau internationaler Verbindungsleitungen sowie
- Netzanbindung von Offshore-Anlagen.

Wird ein Investitionsbudget genehmigt, werden die Eigen- und Fremdkapitalzinsen nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 6 ARegV zu dem dauerhaft nicht beeinflussbaren (dnb) Kostenanteil hinzuaddiert und unterliegen dadurch keinen Effizienzvorgaben. Somit werden die zusätzlich zugestanden Erlöse nicht abgeschmolzen und erhöhen damit indirekt und mit geringerem Zeitverzug als bei gewöhnlichen Investitionen die Rendite des Netzbetreibers (siehe Abb. 4). Eine direkte Erhöhung der Rendite findet durch die Investitionsbudgets nicht statt, da die Eigenkapitalverzinsung der regulären Eigenkapitalverzinsung entspricht. Die Fremdkapitalzinsen können zwar höher liegen als der reguläre Wert, allerdings nur, wenn der Netzbetreiber selbst höhere Zinsen bezahlen muss (Bundesnetzagentur 2008, S. 7).

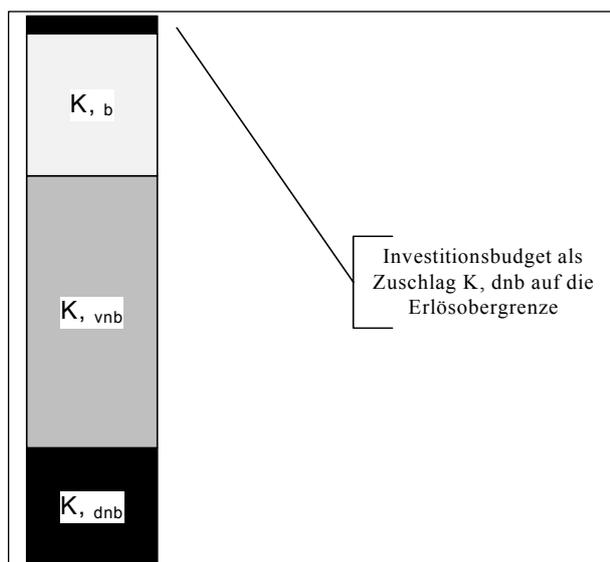


Abb. 4: Wirkung des Investitionsbudgets auf die Erlösobergrenze

Quelle: Eigene Darstellung

Die Genehmigung des Investitionsbudgets von Verteilnetzbetreibern erfolgt, wenn die jeweiligen investiven Maßnahmen die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens 0,5 % erhöhen.

Der Antrag muss bei der Regulierungsbehörde spätestens sechs Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition ganz oder teilweise kostenwirksam werden soll, gestellt werden und muss einige Anforderungspunkte erfüllen. Weiterhin muss der Antrag eine detaillierte Analyse des Investitionsbedarfs auf Basis der Angaben der Übertragungsnetzbetreiber in den Netzzustands- und Netzausbauberichten nach § 12 Abs. 3a EnWG beinhalten, so dass auch ein sachkundiger Dritter die Unterlagen als prüffähig bewerten und ohne Zusatzinformationen eine Entscheidung über Bewilligung oder Ablehnung treffen kann. Da die Genehmigungspraxis der Regulierungsbehörde stets individuelle Auslegungssache ist, kann abschließend nicht festgehalten werden, wie groß der tatsächliche Renditezuwachs ist. Insbesondere die Dauer der Genehmigung hat hierauf einen erheblichen Einfluss, da die genannten Vorteile bei längeren Genehmigungen eine entsprechend stärkere Wirkung entfalten können.

3. Nutzung des pauschalierten Investitionszuschlages nach § 25 ARegV

Mit Hilfe des pauschalierten Investitionszuschlages sollen in der Startphase der Anreizregulierung notwendige Investitionen der ersten Regulierungsperiode nicht behindert werden (Marquardt/Zöckler 2008, S. 25), die erst bei der Ermittlung der Erlösobergrenze der nächstfolgenden Regulierungsperiode Berücksichtigung finden würden. Nach § 25 ARegV muss die Regulierungsbehörde auf Verlangen der Verteilnetzbetreiber einen pauschalierten Investitionszuschlag auf die Erlösobergrenze der ersten Regulierungsperiode einbeziehen. Dieser wird nach § 11 Abs. 2 Nr. 12 ARegV den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zugeordnet und hat somit die gleiche Auswirkung auf die Kostenarten wie das Investitionsbudget im vorherigen Abschnitt (siehe dazu auch Abb. 4). Der pauschalierte Investitionszuschlag darf dabei 1 % der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i. V. m. Abs. 2 ARegV standardisierten Eigen- und Fremdkapitalkosten des Netzbetreibers nicht überschreiten. Die Standardisierung soll helfen, die Eigen- und Fremdkapitalkosten der Netzbetreiber zu vergleichen, da diese durch unterschiedliche Altersstrukturen der Anlagegüter sowie unterschiedliche Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken verzerrt sein können. Die Rechnung erfolgt auf Basis von Tagesneuwerten des Anlagevermögens der Netzbetreiber und setzt eine einheitliche Nutzungsdauer in Höhe der unteren Werte der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer nach Anlage 1 der StromNEV an. Nach § 14 Abs. 2 ARegV bestimmt sich der zu verwendende Zinssatz „als gewichteter Mittelwert [...] wobei der Eigenkapitalzinssatz mit 40 % und der Fremdkapitalzinssatz mit 60 % zu gewichten ist. Von den 60 % Fremdkapitalzinssatz entfallen 25 Prozentpunkte auf unverzinsliches Fremdkapital.“

Abb. 5 zeigt dazu ein Beispiel (Marquardt/Zöckler 2008, S. 25f.): Ein fiktiver Stromnetzbetreiber mit genehmigten Netzkosten in Höhe von 10 Mio. Euro hat einen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteil von 40 %, also 4 Mio. Euro. Ferner sei unterstellt,

dass von den übrigen 6 Mio. Euro Netzkosten ein Kapitalkostenanteil von ebenfalls 40 % vorliegt, also 2,4 Mio. Euro. Die Standardisierung der Eigen- und Fremdkapitalkosten führt in der Regel zu einer positiven Veränderung von 6 % (Marquardt/Zöckler 2008, S. 25), d. h. die Eigen- und Fremdkapitalkosten steigen in der standardisierten Form auf 2,544 Mio. Euro. Insgesamt darf somit der Netzbetreiber nach § 25 Abs. 2 einen Betrag von 25.440 Euro bei der Regulierungsperiode als Zuschlag auf die Erlösobergrenze beantragen und kann somit die zugestandene Rendite direkt erhöhen.

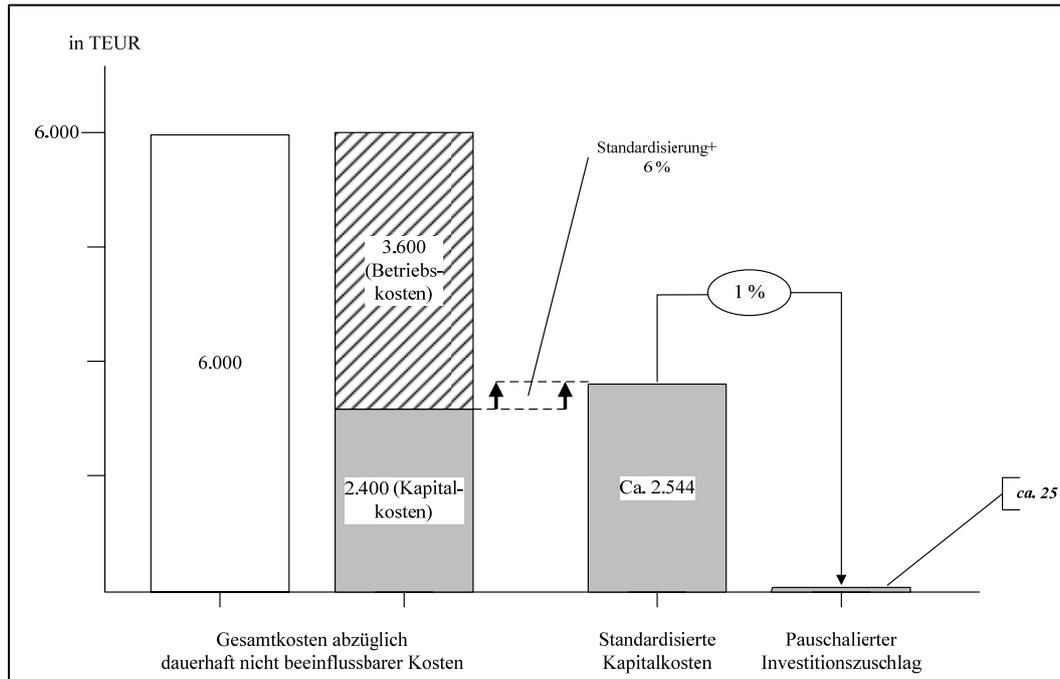


Abb. 5: Berechnung des pauschalierten Investitionszuschlages nach § 25 ARegV

Quelle: Marquardt/Zöckler 2008, S. 25

Am Ende der ersten Regulierungsperiode wird die genehmigte Erhöhung mit den Eigen- und Fremdkapitalkosten aus den tatsächlich getätigten Investitionen ex post verglichen. Der Vergleich erfolgt durch eine Mitteilungspflicht der Netzbetreiber nach § 28 Nr. 7 ARegV inklusive einer für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbaren Darstellung über die tatsächlich erfolgten Investitionen und ihrer Kostenwirksamkeit. Ergibt sich bei diesem Vergleich eine negative Differenz, d. h. die Eigen- und Fremdkapitalkosten lagen pro Kalenderjahr unter dem genehmigten Zuschlag, erfolgt nach § 25 Abs. 3 Satz 1 i. V. m. § 5 Abs. 4 Satz 2 bis 4 und § 34 Abs. 2 ARegV ein verzinster Ausgleich der Differenz über die folgende Regulierungsperiode. Liegt der umgekehrte Fall vor und die Eigen- und Fremdkapitalkosten lagen über dem genehmigten Wert, findet kein weiterer Ausgleich statt.

4. Effizienter Kapitaleinsatz im Kontext der ARegV

Neben der Erhöhung der Erlösobergrenze besteht das zweite Handlungsfeld in einem effizienten Kapitaleinsatz, d. h. der effizienten Planung der Investitionen aus langfristiger Sicht. Hierbei muss in einem ersten Schritt zunächst der „optimale“ Zeitpunkt für eine Investition berechnet werden. Mit der charakteristischen Entkoppelung von Erlösen und Kosten innerhalb eines anreizorientierten Regulierungssystems, geht ein zeitlicher Versatz der Rückflüsse der Eigen- und Fremdkapitalkosten einher. Der Erlöspfad wird für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode vorgegeben und basiert auf den Kosten des Basisjahres. Sowohl Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen, die während der Regulierungsperiode durchgeführt werden, sind in der Kostenerfassung nicht berücksichtigt und verändern dadurch auch nicht die Erlösvorgaben bis zum Ende der Periode. Die Ausnahmen bilden hier lediglich der oben aufgeführte Erweiterungsfaktor, der pauschalierte Investitionszuschlag und das Investitionsbudget. Unabhängig von diesen Instrumenten wird aber mit regulatorisch bedingten Investitionszyklen zu rechnen sein. Die Netzbetreiber werden aus kaufmännischer Sicht die Ersatzzeitpunkte der Anlage so wählen, dass die damit verbundenen Kosten möglichst frühzeitig kalkulationsrelevant werden (Böwing/Franz/Thiel 2007, S. 94f.). Den geringsten Zeitverzug und damit auch die höchste Rendite erreichen Investitionen, die im Geschäftsjahr erfolgen, das der Kalkulation für die nächstfolgende Regulierungsperiode zu Grunde liegt. Insgesamt wird also eine Konzentration der Investitionstätigkeit in einem Zyklus von fünf Jahren, d. h. im Jahr vor der Kostenprüfung, zu erkennen sein (Kurth 2008, S. 8; Schuchardt/Hoffjan 2009, S. 218). Die zeitgleiche Investitionstätigkeit der Netzbetreiber führt damit zu steigenden Preisen und höheren Kosten, die als weitere Herausforderung zu bewältigen sind.

V. Fazit

Mit Festlegung der Einführung der Anreizregulierung zum 1. Januar 2009 hat ein großes Umdenken bei den Netzbetreibern stattgefunden. Während sich im System der kostenorientierten Preisbildung die Versorgungs- und Kostenstrukturen des jeweiligen individuellen Netzbetreibers wieder gefunden haben, führt das System der Anreizregulierung weitestgehend zu einer Entkopplung von den effektiven strukturellen Gegebenheiten. Im Rahmen einer wertorientierten Unternehmensführung stellen nunmehr die fixierten Erlöse die Ausgangsgröße des unternehmerischen Handelns dar und determinieren die daraus leistbaren Ausgabenströme für die Netzinstandhaltung und damit die Versorgungsqualität. Dies verbindet sich mit der Herausforderung, Budgetplanung mit ereignisorientierter Investitions- und Instandhaltungsstrategie unternehmerisch abzugleichen.

Die Anreizregulierung, eine wertorientierte Unternehmensführung und das investive Verhalten sind allesamt Dimensionen, die in unterschiedlicher Weise auf das unternehmerische Handeln eines Netzbetreibers Einfluss nehmen. Alle drei Bereiche können als Eckpfeiler des unternehmerischen Handelns eines Netzbetreibers bezeichnet werden. Eine isolierte Betrachtung ist in der Praxis allerdings nicht möglich, da die Eckpfeiler durch

verschiedene Interdependenzen miteinander verbunden sind. Insbesondere der Paradigmenwechsel von einer kostenbasierten hin zu einer anreizbasierten Regulierung mit der charakteristischen Entkoppelung von Kosten und Erlösen stellt die Ergebnisoptimierung in den Vordergrund. Dies setzt neue Maßstäbe für eine erfolgreiche Unternehmenstätigkeit.

Abstract

Heinz-Werner Ufer, Andreas Hoffjan, Stephan Ißleib and Lukas D. Schuchardt; The effect of incentive based regulation on investments in the energy industry

capital budget; coverage factor; efficient capital allocation; energy industry; incentive based regulation; utility regulation

Since the launch of incentive based regulation by the German regulatory agency "Bundesnetzagentur" in January 2009, network supply industries are forced to deal with a new framework for calculating their grid access fees. Thus, it is no longer possible, to increase the fees due to higher costs. Hence other opportunities yet exist. Many instruments such as the coverage factor or the capital budget are suggested for raising the recompense. In addition the choice of the investment date has a high impact on the revenues for the next regulatory period. Our findings shall contribute to a better understanding of the possibilities for a network operator to increase its fees in an incentive based regulatory system.

Literaturverzeichnis

- Böwing, Andreas, Oliver Franz und Marco Thiel (2007), Investitionen und Anreizregulierung, in: *Netzwirtschaft & Recht*, 4. Jg., Heft 3, S. 90-96.
- Bundesnetzagentur (2008), Sprechzettel – Sachstand zur Einführung der Anreizregulierung im Bereich Strom und Gas zum 1. Januar 2009, Bonn.
- Franz, Oliver, Daniel Schäffner und Bastian Trage (2005), Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, Bad Honnef.
- Fritz, Wolfgang und Christoph Riechmann (2002), Strategische Netzplanung – Rentabilitätsbewertung von Netzinvestitionen durch Simulationsmodelle, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52. Jg., Heft 1/2, S. 70-73.
- Heck, Volker und Jörg Kerlen (2007), Anforderungen der Energiewirtschaft an eine Regulierung mit Augenmaß – Auch nach Verabschiedung der Anreizregulierung bleiben noch viele offene Fragen, in: *emw*, Heft 6, S. 16-20.
- Holzherr, Christian (2007), Controlling auf lange Sicht unter hoher Unsicherheit am Beispiel Energiesektor, in: *Erfolgstreiber für das Controlling*, hrsg. von P. Horvath, Stuttgart, S. 39-51.
- Kasprzyk, Olaf (2008), Planung des Instandhaltungsbudgets von Energienetzbetreibern unter Risikogesichtspunkten, in: *Controlling*, 20. Jg., Heft 11, S. 593-600.
- Kurth, Michael (2008), Mehr Wettbewerb durch Netzregulierung; Die nächsten notwendigen Schritte, Präsentation 3. Deutscher Energiekongress „Energiewirtschaft im Wettbewerb“, 8. September 2008.
- Kutschke, Georg, Gerhard Mölder, Joachim Nissen und Robert Weißenfels (2004), Anreizregulierung für den Zugang zu den deutschen Stromnetzen? – Vergleich deutscher und internationaler Erfahrungen, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 54. Jg., Heft 3, S. 139-143.
- Küper, Michael H. (2007), Der Zugang zu Gasversorgungsnetzen gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG, in: *ZöGU*, 30. Jg., Heft 3, S. 332-343.

- Marquardt, Felix und Jan-Frederik Zöckler (2008), Pauschalierter Investitionszuschlag auch im vereinfachten Verfahren der Anreizregulierung?, in: emw, Heft 1, S. 25-28.
- Meffert, Jürgen (2002): Unternehmensrechnung für Netzbetreiber, in: Handwörterbuch Unternehmensrechnung und Controlling, hrsg. von Hans-Ulrich Küpper und Alfred Wagenhofer, 4. Auflage, Stuttgart, S. 1287-1298.
- Müller, David (2005), Investitionsentscheidungen in der Elektrizitätswirtschaft – eine betriebswirtschaftliche Analyse, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 29. Jg., Heft 1, S. 65-76.
- Ohl, Matthias und Thomas Hiller (2008), Unternehmerische Herausforderung der Anreizregulierung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58. Jg., Heft 6, S. 14-16.
- Rinschede, Matthias, Jonas Burkard und Mario C. Speck (2007), Ausrichtung der Unternehmensstrategie auf die Anreizregulierung, in: energie markt wettbewerb, Heft 6, S. 34-38.
- Schaefer, Bernhard und Stephan Schönefuß (2006), Anreizregulierung und Benchmarking der deutschen Strom- und Gasnetze, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 30. Jg., Heft 3, S. 173-182.
- Schuchardt, Lukas D. und Andreas Hoffjan (2009): Eine Konzeption zum Regulierungsmanagement im Kontext der Anreizregulierung, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 33. Jg., Heft 3, S. 212-220.
- Steinbach, Piet und Ralph Kremp (2006), Die Revenue Cap-Regulierung – Ein fertiges Konzept?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56. Jg., Heft 9, S. 32-37.
- Wirtz, Christian (2003), Wertorientierte Unternehmenssteuerung in netzbasierten Industrien – Die Perspektive der ehemaligen Monopolisten, Diss., München–Mering.