ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of
ZBW
Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Brunekreeft, Gert; Meyer, Roland

Working Paper

Anreizregulierung bei Stromverteilnetzen: Effizienz versus Investitionen oder effiziente Investitionen?

Bremen Energy Working Papers, No. 21

Provided in Cooperation with:
Constructor University Bremen, Bremen Energy Research (BER)

Suggested Citation: Brunekreeft, Gert; Meyer, Roland (2015) : Anreizregulierung bei Stromverteilnetzen: Effizienz versus Investitionen oder effiziente Investitionen?, Bremen Energy Working Papers, No. 21, Jacobs University Bremen, Bremen Energy Research (BER), Bremen

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/113276

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Bremen Energy Working Papers

JACOBS UNIVERSITY

Paperseries No. 21

Gert Brunekreeft und Roland Meyer

Anreizregulierung bei Stromverteilnetzen: Effizienz versus Investitionen oder effiziente Investitionen?

April 2015

Jacobs University Bremen
Bremen Energy Research (BER)

Editors:

Prof. Dr. Gert Brunekreeft

Dr. Roland Meyer

Jacobs University Bremen

Bremen Energy Research (BER)

Campus Ring 1 / South Hall

28759 Bremen

www.jacobs-university.de/

http://b-e-r.user.jacobs-university.de/

Contact:

Dr. Roland Meyer

Tel. +49 (0) 421 - 200-4868

E-mail ro.meyer@jacobs-university.de

Suggested citing:
Brunekreeft, G. und Meyer, R., 2015, "Anreizregulierung bei Stromverteilnetzen: Effizienz versus Investitionen oder effiziente Investitionen?", Bremen Energy Working Papers No. 21, Jacobs University Bremen.

The "Bremen Energy Working Papers" are published by Jacobs University Bremen. The papers feature research and scholarship of a preliminary nature that should encourage dialogue and critical discussion. The content does not necessarily reflect the views of Jacobs University Bremen and is the sole responsibility of the authors. Jacobs University Bremen does not bear any responsibility concerning the contents.

Anreizregulierung bei Stromverteilnetzen: Effizienz versus Investitionen oder effiziente Investitionen?

Gert Brunekreeft und Roland Meyer
Jacobs University Bremen
g.brunekreeft@jacobs-university.de

14. April 2015

Abstract: In Deutschland wird derzeit die Ausgestaltung der Anreizregulierungsverordnung für Energienetze für die dritte Regulierungsperiode (ab 2019) diskutiert. Im Kern steht der sachgerechte Umgang mit dem hohen Investitionsbedarf, vor dem viele Netzbetreiber stehen. Die preisbasierte Anreizregulierung im eigentlichen Sinne zielt primär auf Kosteneffizienz, während das Ziel der Investitionsanreize in den Hintergrund rückt. Umgekehrt ist es bei kostenbasierter Regulierung. Jetzt stellt sich die zentrale Frage, wie die beiden Ziele „Effizienz“ und „Investitionen“ gleichermaßen erreicht werden können, sprich: „effiziente Investitionen“. Dieser Aufsatz beschreibt und bewertet die derzeitige Debatte aus praktischer und theoretischer Sicht und schlägt einen Regulierungsansatz mit „Optionalität“ vor.

Keywords: Netzinfrastruktur, Energie, Monopol, Regulierung, Investitionen
JEL-classification: L12, L51, L94

1. Einführung

Seit 2009 werden die Erlöse der Energienetze in Deutschland mit Hilfe der sogenannten *Anreizregulierung* reguliert. Die Notwendigkeit einer Regulierung der Energienetze als natürliche Monopole an sich ist unstrittig (vgl. Müller & Vogelsang, 1979; Borrmann & Finsinger, 1999; oder Knieps, 2001), aber welche Anreize sind eigentlich gemeint? Die zentrale Idee ist der Anreiz für kostensenkende *Effizienzsteigerungen*. Erfahrungen aus dem Ausland und die jetzt fünfjährige Erfahrung in Deutschland lassen vermuten, dass die Anreize effektiv sind. Es wird aber zunehmend klar, dass diese in einem Konflikt mit kostenerhöhenden

Investitionsanreizen stehen. Dieses Spannungsfeld hat besondere Bedeutung. Aus unterschiedlichsten Gründen stehen besonders die Stromnetze vor erheblichen Investitionen:

- Bedingt durch die Energiewende ist der Netzausbau- und -umbaubedarf stark gestiegen.
- Ein derzeit geplanter Smart-Meter-Rollout wird den Investitionsbedarf zusätzlich erhöhen.
- Neben den energiewende-bedingten Erweiterungsinvestitionen, fallen im üblichen Rahmen Erweiterungsinvestitionen, z.B. durch neu erschlossene Wohn- oder Industriegebiete, an.
- Zudem führt auch der Ersatz von Netzanlagen zu einem erheblichen Investitionsbedarf.

Tabelle 1 illustriert die geschätzte Größenordnung einiger anstehender Investitionen der Stromnetzbetreiber.

Tabelle 1: Größenordnung des Investitionsbedarfs bei den Stromnetzbetreibern in Deutschland.

Kategorie	Investitionsausgaben (Milliarden €)	Quelle
Ausbau Übertragungsnetze	Ca. 40 bis 2024	NEP 2014, pp. 74; O-NEP 2014, pp. 51.
Ausbau Verteilnetze	27,5 – 42,5 bis 2030	DENA-VNS, 2012
Ersatz Verteilnetze (Investitionen und Aufwendungen)	Ca. 5 pro Jahr	BNetzA, (2013) Monitoringbericht 2013, S. 54.
Smart-Meter-Rollout	3,7 – 7 bis 2022	KNA (2013)

Die beiden ersten Regulierungsperioden nach der Anreizregulierungsverordnung (ARegV, 2007) liefen bzw. laufen jeweils fünf Jahre von 2009 bis Ende 2013 und 2014 bis Ende 2018. 2019 startet die dritte Regulierungsperiode. Die Ausgestaltung der ARegV für die dritte Regulierungsperiode wird aktuell diskutiert; hierzu wurde Anfang 2015 ein Evaluierungsbericht der ersten Regulierungsperiode (bis 2013) durch die Bundesnetzagentur (BNetzA, 2015) erstellt. Dieser Aufsatz erweitert die Diskussion zur Ausgestaltung der ARegV um den sachgerechten Umgang mit dem Investitionsbedarf.

Das Kernproblem liegt im System der Anreizregulierung. Die Anreize für Kosteneffizienz werden gesetzt, indem die regulierten Erlöse erst mit einer Periode des Zeitverzugs an die zu Grunde liegenden Kosten angepasst werden. Bei fallenden Kosten darf der Netzbetreiber den Unterschied während dieser Periode behalten. Umgekehrt gilt aber auch, dass bei steigenden Kosten der Netzbetreiber die zusätzlichen Verluste während der Periode tragen muss. Letzterer Fall tritt bei hohen Investitionen auf. Jetzt stellt sich die zentrale Frage, wie die beiden Ziele „Effizienz" und „Investitionen" gleichermaßen erreicht werden können, sprich: „effiziente Investitionen".

Für die Übertragungsnetzbetreiber wurde die Thematik bereits angegangen;[1] für die Verteilnetzbetreiber ist dagegen die Diskussion in vollem Gange. Im weiteren Verlauf des Aufsatzes konzentrieren wir uns auf die Verteilnetzbetreiber (VNB). Ein für Deutschland typisches Bild ist mit derzeit ca. 850 VNB die Vielzahl und „Heterogenität" der Netzbetreiber: Der Investitionsbedarf ist sehr unterschiedlich (vgl. BMWi, 2014). Manche VNB haben wenig Investitionsbedarf, andere sehr viel. Hinzu kommt die „asymmetrische Information": Die VNB kennen ihren individuellen Investitionsbedarf und ihre Kostensituation, der Regulierer jedoch nicht.

Der Weg aus dem Dilemma ist „Optionalität". Die beiden oben erwähnten Rahmenbedingungen (Heterogenität und asymmetrische Information) sind die Grundvoraussetzungen für „Optionalität", bekannt aus der so genannten „Prinzipal-Agenten-Literatur" (Laffont und Tirole, 1993). In diesem Kontext entwickelt der Regulierer ein Gesamtregulierungssystem, das mehrere Optionen für die regulierten Unternehmen umfasst. Die regulierten Unternehmen selbst wählen die für sich beste Option aus. Das zentrale Kriterium für die Optionen ist der Investitionsbedarf. Wenn die Optionen richtig ausgestaltet sind, wird damit folgendes erreicht: Die Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf wählen eine investitionsfördernde Regulierung, und Netzbetreiber ohne hohen Investitionsbedarf wählen eine Regulierung mit starken Effizienzanreizen. Am Ende gewinnt der Netzkunde,

[1] Bei der Regulierung der Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber wurde der Zeitverzug weitgehend aufgehoben und damit die Investitionsanreize wesentlich verbessert, Jetzt verbleibt allerdings die Frage wie die Effizienz gewährleistet wird.

vorausgesetzt, dass die Kosteneinsparungen durch die Verbesserung des Regulierungssystems an die Netzkunden weitergereicht werden.

Dieser Aufsatz vertieft die Debatte um die Ausgestaltung der Anreizregulierung mit Blick auf den Investitionsbedarf. Kapitel 2 beschreibt die zentrale Wirkungsweise der Anreizregulierung und damit das Spannungsfeld zwischen Effizienz und Investitionen. Kapitel 3 stellt alternative Herangehensweisen in zwei Vergleichsländern, Norwegen und Österreich, vor. Kapitel 4 formuliert die Politikempfehlung, die Anreizregulierung mit expliziter „Optionalität“ auszugestalten.

2. Anreizregulierung: Effizienz- und Investitionsanreize

2.1. Anreizregulierung: „RPI-X“

Die Verteilnetze sind klassische Monopole, und die Entgelte werden zum Schutz der Netznutzer reguliert. In Deutschland geschieht dies im Rahmen der „Anreizregulierung“, deren Regeln in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV, 2007) festgelegt und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) umgesetzt werden. Das zentrale Ziel der Anreizregulierung besteht darin, Anreize für Effizienzsteigerungen zu setzen: Die Netzbetreiber werden angereizt, ihre Kosten zu senken. Das Ziel und die Effektivität der Anreizregulierung hierzu sind wenig umstritten. Die Anreizregulierung basiert auf dem Zeitverzug, während dessen durch Kostensenkungen erreichte Einsparungen innerhalb der Regulierungsperiode behalten werden dürfen. Umstritten dagegen ist, wie die Anreizregulierung mit Kostensteigerungen umgeht. Die strittige Frage ist, ob die Anreizregulierung nicht verzerrte Investitionsanreize setzt.

Die sektorspezifische Regulierung von Monopolbereichen ist kein neues Konzept. In den USA hat die kostenbasierte Regulierung vor allem in der Form der sogenannten *Rate-of-Return*-Regulierung eine lange Tradition. Im Grunde wurde mit der *Hope*-Gerichtsentscheidung in den USA aus dem Jahre 1944 die *Rate-of-Return*-Regulierung erstmals formalisiert: Mit dieser Entscheidung wurde für die Regulierungsinstanzen bindend verankert, dass die regulierte Verzinsung „just and reasonable“, also gerecht und angemessen, zu sein hätte. Diese langfristige

Orientierung an einer angemessenen Verzinsung löste unmittelbar eine Investitionswelle aus (vgl. Makholm, 2006, S. 20, 22).

In Europa wurde dem Monopolproblem tendenziell mit Staatseigentum begegnet, mit dem Ergebnis, dass eine ökonomische Regulierung weniger Bedeutung hatte. Als Anfang der 80er Jahre unter Margaret Thatcher viele öffentliche Versorger in Großbritannien privatisiert wurden, kam unmittelbar die Frage nach einer geeigneten Regulierung der verbleibenden Monopolbereiche auf. Bei der Privatisierung und Liberalisierung der British Telecom im Jahre 1983 wurde Professor Stephan Littlechild mit einer Analyse geeigneter Regulierungssysteme beauftragt. In seiner Studie kritisierte Littlechild die kostenbasierte Regulierung (wie in den USA) und schlug stattdessen eine preisbasierte Regulierung vor, die als „RPI-X“ bekannt wurde. Sein wichtigstes Argument war, dass die kostenbasierte Regulierung keine Anreize zur Kosteneffizienz setzt (Littlechild, 1983). In 1990 wurde die „RPI-X“-Regulierung erstmals für die Stromnetze in Großbritannien eingesetzt. Die „RPI-X“-Regulierung wurde weltweit zur Erfolgsgeschichte und fand 2009 in Deutschland unter dem Namen „Anreizregulierung“ für die Energienetze ihre Anwendung.

Was aber ist genau der Unterschied zwischen kostenbasierter und preisbasierter Regulierung? Eine *Anreizregulierung* (oder auch *preisbasierte Regulierung*) versteht sich als Entgeltregulierung, wobei die Erlösentwicklung einer regulierten Firma zeitweise von der eigenen Kostenentwicklung abgekoppelt ist. Im Gegensatz dazu folgt bei einer *kostenbasierten Regulierung* die Erlösentwicklung unmittelbar dem unternehmensspezifischen Kostenverlauf. Mit anderen Worten: Bei kostenbasierter Regulierung löst das unternehmerische Verhalten (z.B. Kostenänderungen) eine Anpassung der erlaubten Erlöse oder Preise aus; bei preisbasierter Regulierung hat das unternehmenseigene Verhalten keine Auswirkung auf die erlaubten Preise oder Erlöse.

Abbildung 1 illustriert die typische Funktionsweise der Anreizregulierung. Der zukünftige Erlöspfad wird am Anfang der Regulierungsperiode „ex-ante“ bis zum Ende der Regulierungsperiode festgelegt. Während der Regulierungsperiode werden die Regeln zur Bestimmung des Erlöspfades nicht angepasst. In einfachster Form entwickelt sich der Erlös gemäß den Vorjahreserlösen, korrigiert um den Faktor „RPI-

X“, wobei RPI für die allgemeine Inflation (RPI ist der *Retail Price Index*; zu Deutsch VPI – Verbraucherpreisindex) und X für die erwartete Produktivitätssteigerung stehen. In einer Formel:

$$EOG_{i,t} \leq EOG_{i,0} \cdot (1 + VPI_t - X_t)$$

Hierbei steht $EOG_{i,t}$ für die Erlösobergrenze für die Firma i in Periode t, und $EOG_{i,0}$ für die Erlöse aus dem Basisjahr 0. Der X-Faktor spiegelt die vom Regulierer erwartete zukünftige Produktivitätsentwicklung der Firma wider.

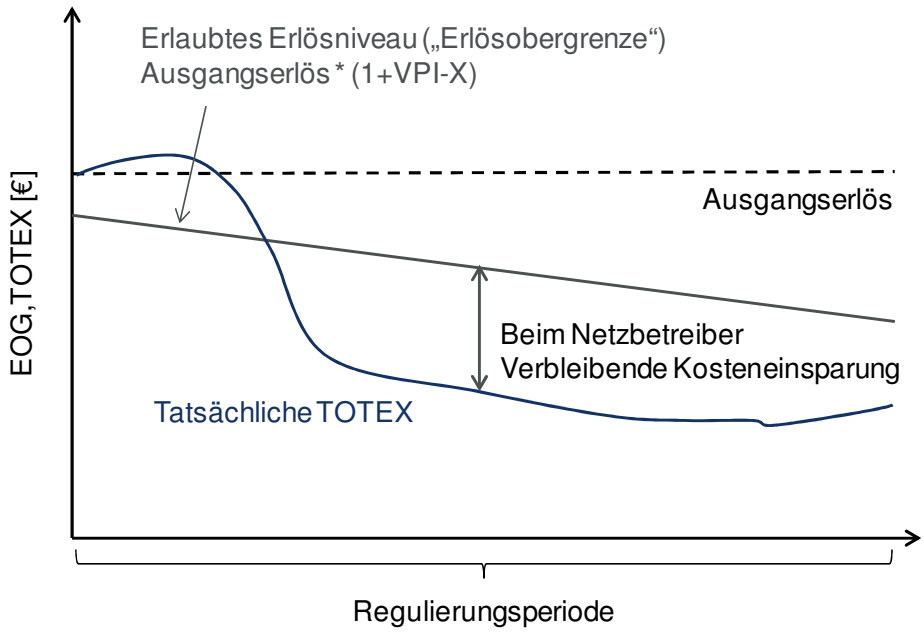

Abbildung 1: Funktionsweise einer Anreizregulierung.

Die Abkoppelung der Erlösentwicklung von den eigenen Kosten ist die Quintessenz der Anreizregulierung. Wenn das Unternehmen höhere Produktivitätssteigerungen erzielt als vom X-Faktor gefordert, darf es diese Kosteneinsparung behalten. Daher bezieht sich der Begriff ‚Anreiz‘ auf Steigerung der Kosteneffizienz. Im Gegensatz dazu folgen bei kostenbasierter Regulierung die Erlöse dem Kostenverlauf. Wenn das regulierte Unternehmen Kosten senkt, müssen strikt genommen auch die Erlöse gesenkt werden; im Ergebnis verbleibt kein Gewinn aus der Ersparnis, so dass die Anreize für Kostensenkung gering sind.

Die beiden Begriffe „preisbasierte Regulierung“ und „kostenbasierte Regulierung“ beschreiben die zwei Extreme in der Regulierung. In der Praxis gibt es weder diese Extreme, noch besteht eine klare Trennung; die Unterschiede liegen im Detail der Ausprägungen. Der sogenannte „*regulatory lag*“, also die Zeitspanne zwischen zwei Regulierungsanpassungen, ist dabei besonders wichtig (vgl. hierzu insbesondere Joskow, 1974 und Joskow, 1989). In aller Regel werden bei einer Regulierungsanpassung sowohl Anpassung die X-Faktoren als auch das Erlösniveau einmalig angepasst. Dadurch findet eine Korrektur der Entwicklungen der Vorperiode statt, die die Erlöse wieder in ein angemessenes Verhältnis zu den zu Grunde liegenden Kosten bringt. Der regulatory lag bestimmt die Zeitdauer, bis die Erlöse angepasst werden, nachdem die Kosten sich geändert haben. Bei einem langen regulatory lag dürfen die Gewinne aus den Kosteneinsparungen länger behalten werden, bevor eine Korrektur stattfindet; entsprechend stark ist damit die Anreizwirkung. Bei einer kurzen Regulierungsperiode ist die Anreizwirkung eher schwach. Und umgekehrt: Falls die Kosten steigen, z.B. in Folge einer Investition, muss das Unternehmen die einhergehenden Verluste umso länger tragen, je länger der regulatory lag ist. Infolgedessen entstehen Anreize, die Kosten zu vermeiden, indem z.B. Investitionen hinausgezögert werden.

Ein guter Literaturüberblick zu Regulierung und Investitionen findet sich in Guthrie (2006). Der Überblick zeigt, dass sich ein Teil der spezifischen Regulierungsliteratur mit den Investitionsanreizen kostenbasierter Regulierung beschäftigt, während andere Untersuchungen die Effizienzanreize preisbasierter Regulierung zum Gegenstand haben. Ein wachsender – aber weitaus geringerer – Teil der Literatur untersucht die zeitliche Dimension von Investitionen regulierter Monopole. Dies ist überraschend angesichts der Bedeutung des Investitionszeitpunktes in der aktuellen Diskussion um die Stromnetze. Wird zu früh investiert, entstehen den Konsumenten Opportunitätskosten, während zu späte Investitionen Kosten in Form einer Netzverschlechterung nach sich ziehen, wie vor allem die Diskussionen in den USA zu diesem Thema deutlich machen. In vielen Fällen haben Netzbetreiber zwar relativ wenig Einfluss auf die Höhe und Technologie von Investitionen, sehr wohl aber auf den Zeitpunkt der Investitionen. Stellvertretend hierfür steht die Besorgnis der EU-Kommission um den zügigen Ausbau der Grenzkuppelstellen im Interesse des europäischen Binnenmarktes für Strom (Roland Berger Strategy Consultants, 2011).

Die Investitionsanreize für Netze hängen naturgemäß entscheidend von der Form und Ausgestaltung der Regulierung ab (Growitsch et al., 2011). Biglaiser und Riordan (2000) zeigen den Einfluss von Regulierungsvorgaben wie Abschreibungsregeln auf den Zeitpunkt kostensenkender Investitionen. Andere Untersuchungen von Teisberg (1993, 1994) und Hausman und Myers (2002) zeigen den Einfluss von Unsicherheit auf den Investitionszeitpunkt: Bei unsicherer Nachfrage kommt es tendenziell zu einer Verzögerung von Investitionen. Der regulatorische Trade-off liegt in der Abwägung der Wohlfahrtseffekte in Form der direkten Konsumentenkosten einerseits und den indirekten Auswirkungen über die Investitonszeitpunkte andererseits (vgl. Nagel und Rammerstorfer, 2009; Friedl, 2011; Broer and Zwart, 2013).

2.2. Kostenerhöhende Investitionen und der Zeitverzug

Wie aus dem Evaluierungsbericht der BNetzA (2015) deutlich hervorgeht, steht zur Ausgestaltung der ARegV der dritten Regulierungsperiode (ab 2019) vor allem der sachgerechte Umgang mit dem Investitionsbedarf bei den Stromverteilnetzbetreibern zur Diskussion. Wie in der Einführung bereits dargestellt wurde, ist der Investitionsbedarf seitens der Netzbetreiber generell sehr hoch. Wie geht die ARegV mit dem Investitionsbedarf um? Der zentrale Ansatz ist die Erlösobergrenze nach ARegV, 2007 (Fassung 2011, Anlage 1), wie unten in stilisierter Form dargestellt:

$$EOG_t = KA_{dnb,t} + \left[KA_{b,0} \cdot (1 + VPI_t - X_t)\right]$$

EOG_t	Erlösobergrenze in Jahr t
$KA_{dnb,t}$	Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Jahr t
$KA_{b,0}$	Beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr 0
VPI_t	Verbraucherpreisindex im Jahr t
X_t	Produktivitätsfaktor im Jahr t

Die Analogie mit der Gleichung weiter oben dürfte unmittelbar ersichtlich sein. Kern der obigen Regulierung ist der zweite Teil in eckigen Klammern: Die Erlösobergrenze (EOG) in Periode t wird bestimmt von dem (beeinflussbaren) Kostenniveau im Basisjahr 0, jährlich korrigiert um den Faktor VPI–X.[2] Das heißt konkret, dass für den

[2] Bei Netzinvestitionen wird zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen unterschieden. Für Erweiterungsinvestitionen gibt es den Erweiterungsfaktor (EF), der für Erweiterungsinvestitionen

Normalfall der beinflussbaren Kosten die Erlösobergrenze sich während der Regulierungsperiode dem Kostenverlauf nicht anpasst. Daneben gibt es mit dem Term „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ einen Ausnahmebereich für Kosten die außerhalb des Kontrollbereichs des Unternehmens liegen und die auf Jahresbasis unmittelbar in die Erlösobergrenze weitergereicht werden können; die genauen dnb-Kostenpositionen sind in der ARegV definiert. Die normalen Investitionskosten allerdings werden als beeinflussbare Kosten betrachtet.

Die Regulierungsperiode ist in der ARegV auf fünf Jahre festgelegt: d.h. t=1,...,5. Darüber hinaus bedarf es zwei Jahre, bevor die für die Regulierung relevanten Unternehmensdaten zur Verfügung stehen; für den Anfang der ersten Regulierungsperiode in 01/2009 lagen Kostendaten von 12/2006 zu Grunde und für 01/2014 aus 12/2011; Die Jahre 2006 und 2011 werden Basisjahre genannt und entsprechen in der EOG-Formel jeweils dem Jahr „t=0“. Der maximale Zeitverzug setzt sich somit aus den fünf Jahren der Regulierungsperiode („t-5“) und dem zweijährigen Verzug auf Grund der Verwendung von Ist-Daten („t-2“) beim Kostenansatz zusammen. Insgesamt spricht man vom „t-7“-Zeitverzug.

Bei den VNB in Deutschland verbleibt das Zeitverzugsproblem („t-5“ und „t-2“) bislang zumindest für Ersatzinvestitionen vollständig. Bei der derzeitigen ARegV wird besonders das „Zeitverzugsproblem“ kritisch diskutiert (vgl. BNetzA, 2015) und stellt sich als ein zentrales Element des Zielkonflikts zwischen Investitions- und Effizienzanreizen dar. Der Mechanismus des Zeitverzugs unter der Anreizregulierung verursacht sogenannte „Sockeleffekte“, die schematisch in Abbildung 2 dargestellt sind.

---

bereits auf Jahrbasis (also ohne Zeitverzug), die Erlösobergrenze anpasst. Für Ersatzinvestitionen gibt es einen ähnlichen Mechanismus nicht. Der EF ist wichtig; jedoch würde es den Rahmen des Aufsatzes sprengen, an dieser Stelle ins Detail zu gehen. Der interessierte Leser sei auf die dena-VNS (2012, S. 296ff.) verwiesen.

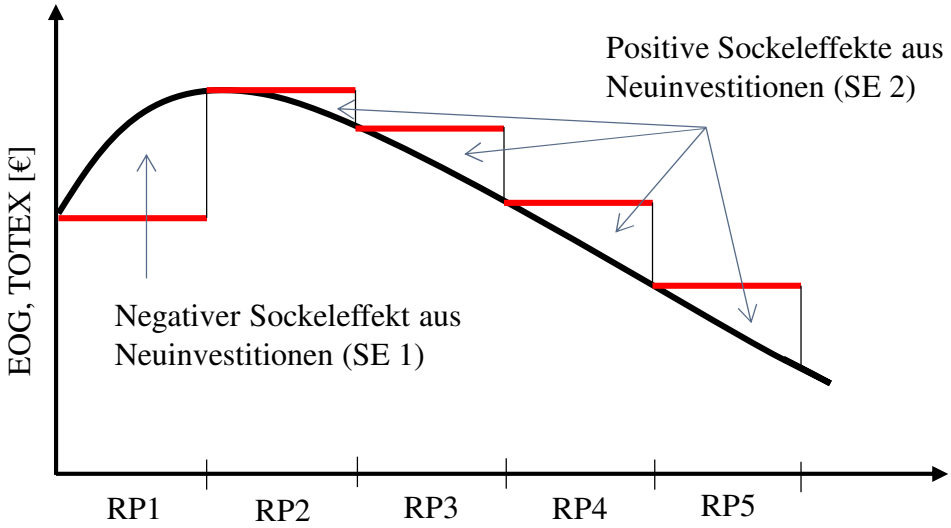

Abbildung 2: Schematische Darstellung der Zeitverzugsthematik (Sockeleffekte)

Die Kurve in Abbildung 2 zeigt die durch Investitionen bedingten Kosten im zeitlichen Ablauf über die Regulierungsperioden (hier: RP1 bis RP5). Die horizontalen Linien sind die für die jeweiligen Perioden gültigen Erlösobergrenzen (EOG). Die Abbildung zeigt, dass es bei ansteigenden Investitionen zu einem negativen Sockeleffekt (SE 1) kommt, da die Erlösanpassung den tatsächlichen Kosten hinterherläuft. Sobald die investitionsbedingten, höheren Kosten in die EOG eingeflossen sind, wirkt der Zeitverzug hingegen positiv: Während der Regulierungsperiode (hier ab RP2) fallen die Kapitalkosten auf Grund der mit den Abschreibungen sinkenden Zinsbelastung. In dieser Zeit bleibt aber die EOG konstant, so dass ein positiver Sockeleffekt (SE 2) entsteht. In der Summe hängt die Wirtschaftlichkeit einer Investition vom abdiskontierten Netto-Effekt ab.

Die Darstellung der Zeitverzugsproblematik mit den beiden Sockeleffekten macht folgendes deutlich: Die Auswirkungen der Anreizregulierung (hier ARegV) auf die Netzbetreiber hängt entscheidend vom Investitionsbedarf ab. Bei geringen Investitionen befindet sich ein Netzbetreiber auf der rechten Seite des Hügels in Abbildung 2 und die Auswirkungen sind positiv; bei hohem Investitionsbedarf befindet sich ein Netzbetreiber links vor dem Hügel und die Anreizregulierung wirkt investitionshemmend.

Wie sieht nun aber der Netto-Effekt aus? Die Wirkungsweise des Zeitverzugs in der ARegV wurde von den Autoren dieses Aufsatzes in der so genannten „dena-Verteilnetzstudie“ (dena-VNS, 2012) präzise und realitätsnah simuliert. Die Ersatzinvestitionen wurden auf Basis abgefragter, realer Netzdaten verschiedener VNB mit Hilfe stilisierter Annahmen simuliert. Für den Verlauf des Ersatzbedarfs wurde zwischen 1) zyklisch und 2) eingeschwungen unterschieden; bei der letzteren Variante wird real gleich viel investiert wie abgeschrieben, wobei die Höhe der Investitionen über die Jahre verstetigt ist. Der kritische Verlauf entsteht bei zyklischen Investitionen, wobei explizit zwischen steigendem und fallenden Investitionsverlauf unterschieden wurde: Manche VNB stehen vor einem Ersatzhügel und haben in den nächsten Jahren steigenden Ersatzbedarf, und andere haben den Gipfel hinter sich und haben in den nächsten Jahren tendenziell sinkende Ersatzausgaben.

Die zentralen Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen. Erstens: Bei den VNB mit hohem Investitionsbedarf bleibt die interne Kapitalverzinsung (IKV) signifikant hinter der Zielrendite zurück. Bei den VNB mit geringem Investitionsbedarf ist die IKV allerdings höher als die Zielrendite. Zweitens: Verantwortlich für diese obigen Ergebnisse sind in erheblichem Maße die zyklischen Ersatzinvestitionen; die Steigung des Ersatzhügels ist kritisch. [3] Der Evaluierungsbericht der BNetzA (2015, S. 170) teilt diese Einschätzung: „Neben den insgesamt durch die positiven Sockelbeträge perspektivisch abgedeckten Ersatzinvestitionen sind allerdings Fälle vorstellbar, in denen die positiven Sockelbeträge die Zeitverzüge nicht vollständig kompensieren.“

2.3. Alternativen im Umgang mit dem Zeitverzug

Die Problematik wurde auch im Ausland erkannt, wo die Regulierungssysteme z.T. bereits angepasst wurden. Ein aktuelle Studie vom europäischen Dachverband der Stromwirtschaft Eurelectric (2014, S. 19) zeigt, dass Deutschland eines der wenigen

[3] Das Zeitverzugsproblem bei den Erweiterungsinvestitionen wird teilweise vom Erweiterungsfaktor (EF) aufgefangen (siehe Fußnote 3). Im Schnitt über alle betrachteten VNB wurde ein nahezu kompletter Deckungsgrad erreicht. Jedoch war die Variation in Unter- und Überdeckung zwischen den VNB sehr hoch.

Länder ist, in denen der Zeitverzug bei den Kapitalkosten (CAPEX) für die VNB noch nicht angegangen wurde (vgl. Abbildung 3).

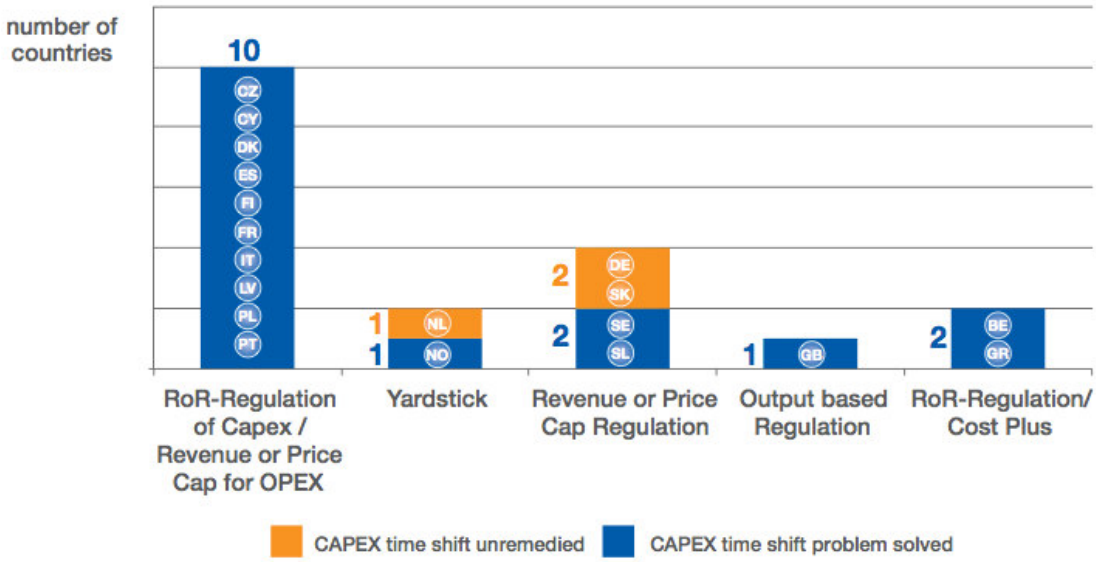

Abbildung 3: Überblick der Regulierungssysteme für VNB in Europa.
Quelle: Eurelectric (2014, S. 19).

Mit Norwegen und Österreich werden in diesem Aufsatz zwei wichtige Beispiele herangezogen, in denen der Zeitverzug in der Regulierung zur Verbesserung der Investitionsbedingungen aufgehoben wurde. Die beiden Länder sind für die deutsche Regulierung als Vergleichsländer wichtig und spielten bereits beim ersten Entwurf der Anreizregulierung in 2006 eine wichtige Rolle (vgl. BNetzA, 2006). Kapitel 3 beschreibt die Systeme und Entwicklungen in Norwegen und Österreich im Detail; hier zunächst die Quintessenz. Die Kernelemente in Norwegen und Österreich sind die Aufhebung des Zeitverzugs; in Norwegen nahezu komplett, in Österreich verbleibt das „t-2“-Problem.

In Österreich werden die von den Unternehmen getätigten Investitionen unmittelbar nachdem sie getätigt wurden und die testierten Buchwerte zur Verfügung stehen auf Istkosten-Basis in die Erlösobergrenze weitergereicht: Dieses Prinzip wird „Investitionsfaktor“ genannt. Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt nach Ermessen der Unternehmen; der Regulierer kontrolliert allerdings anschließend, ob die Anpassung sachgerecht war. Der „t-5“-Zeitverzug für kostenerhöhende Investitionen fällt somit weg.

Die Stärke des Systems ist, dass es investitionsfördernd wirkt. Die Schwachstelle eines solchen Verfahrens ist die geringe Anreizwirkung für die Effizienz. Die Notwendigkeit und Effizienz der Investitionen werden mittels eines Benchmarkings (*Yardstick-Regulierung* nach Shleifer 1985) sichergestellt: In regelmäßigen Abständen wird die relative Effizienz der zu regulierenden Unternehmen untereinander auf Basis eines Benchmarking-Verfahrens verglichen (vgl. hierzu allgemein z.B. Coelli et al, 2005). Die individuellen Ergebnisse des Benchmarks bestimmen den VNB-spezifischen individuellen X-Faktor für die nächste Regulierungsperiode. Wenn nun ein Unternehmen ineffiziente Investitionen tätigt, so wird dies im Benchmarking als Ineffizienz identifiziert, und das Unternehmen muss für die nächste Regulierungsperiode mit einem höheren X-Faktor und damit einer niedrigeren Erlösobergrenze rechnen. Kurzum, Ineffizienz wird bestraft. Wie stark diese Anreizwirkung ist, hängt allerdings von der Qualität des Benchmarking-Verfahrens ab.

In Norwegen ist das System etwas komplizierter, aber in der Wirkung vergleichbar. Im Kern gehen erwartete kostenerhöhende Investitionen als Plankosten („t-0“) unmittelbar in die Erlösobergrenze ein; demnach ist der Zeitverzug aufgehoben. Die genehmigten Plankosten werden jedes Jahr vom Regulierer mit einem dualen System geschätzt: 60% des individuellen Bedarfs folgt einem jährlichen Benchmarking (*Yardstick*) und 40% folgen den tatsächlichen Kosten des Unternehmens. Bei einem solchen hybriden System sind die Anreize gemischt. Zum einen sorgt der Yardstick-Mechanismus im Prinzip für Effizienzanreize, da das eigene Verhalten des Unternehmens nicht seine Erlösobergrenze bestimmt. Die jährliche Anpassung der Erlösobergrenze nach dem Benchmark erlaubt auch eine schnelle Anpassung der Investitionsausgaben für die gesamte Branche: Wenn alle Unternehmen Investitionsausgaben tätigen, wird die Erlösobergrenze für alle angehoben und somit Investitionen ermöglicht. Das Problem verbleibt, wenn ein Unternehmen mehr als der Durchschnitt investieren möchte. Dies wird vom Benchmark nicht aufgegriffen. Zum anderen bewirkt der 40%-Teil der eigenen Kosten genau die gegenläufigen Effekte: Einerseits werden individuelle Investitionsanforderungen berücksichtigt, andererseits werden hierdurch die Effizienzanreize geschwächt. Unter dem Strich dürfte ein

solches hybrides System einen Mittelweg darstellen, um beiden Zielen gerecht zu werden.

Wie bereits erwähnt, wird die Debatte um einen geeigneten Regulierungsumgang mit dem Investitionsbedarf auch in Deutschland geführt: Ein erfolgsversprechender Vorschlag hierbei ist der sogenannte Ansatz der „Kapitalkostendifferenz“ (vgl. BNetzA, 2015, S. 370f.), auch als Schäfer-Ansatz bekannt.[4] Der Schäfer-Ansatz kommt den Österreichischen und Norwegischen Ansätzen sehr nahe. Der Kern ist, dass die Erlösobergrenze jährlich den geplanten Kapitalkosten angepasst wird, so. dass Investitionsausgaben ohne Zeitverzug in die Erlösobergrenze weitergereicht werden dürfen. Zur Berücksichtigung der mit den Investitionen einhergehenden Betriebskosten (OPEX) wird ein Pauschalbetrag hinzugerechnet. Gleichzeitig sorgt ein Benchmarking nach wie vor für Effizienzanreize: Überflüssige oder ineffiziente Investitionen werden vom Benchmarking als solche ermittelt und haben einen höheren X-Faktor zur Folge. Die Eleganz des Modells liegt sicherlich in den starken Investitionsanreizen. Gleichwohl verbleibt die Schwäche der oben beschriebenen Ansätze, dass die Effizienzprüfung der Investitionen vollständig von der Qualität des Benchmarkings abhängt. Eine weitere Schwäche dieser Variante ist, dass sie Anreize setzt, OPEX strategisch durch Kapitalausgaben zu substituieren.[5]

3. Erfahrungen in Österreich und Norwegen

In diesem Abschnitt werden für die zwei Vergleichsländer, Österreich und Norwegen, die Erfahrungen und Anpassungen der Regulierung zum sachgerechten Umgang mit dem Investitionsbedarf im Detail dargestellt. Das zentrale Fazit: In den Vergleichsländern wurde das Zeitverzugsproblem explizit angegangen, um mit dem Investitionsbedarf geeignet umzugehen.

3.1. Österreich

Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Regulierung in Österreich im Überblick.

[4] Der Ansatz wurde anfangs bekannt als „Schäfer-Ansatz“, benannt nach Herrn Schäfer von der Landesregulierungsbehörde Hessen.

[5] Wenngleich der Mechanismus unterschiedlich ist, ist der Effekt ein klassischer Averch-Johnson-Effekt (nach Averch & Johnson, 1962).

In 2000 wurde eine spezifische Kontrolle der Netzentgelte eingeführt. Zunächst folgten insgesamt vier Runden von Kostenprüfungen mit erheblichen Kürzungen, im Schnitt 23,4% (vgl. E-Control, 2006). Im Jahre 2006 wurde eine Anreizregulierung (RPI-X) für Verteilnetzbetreiber eingeführt.

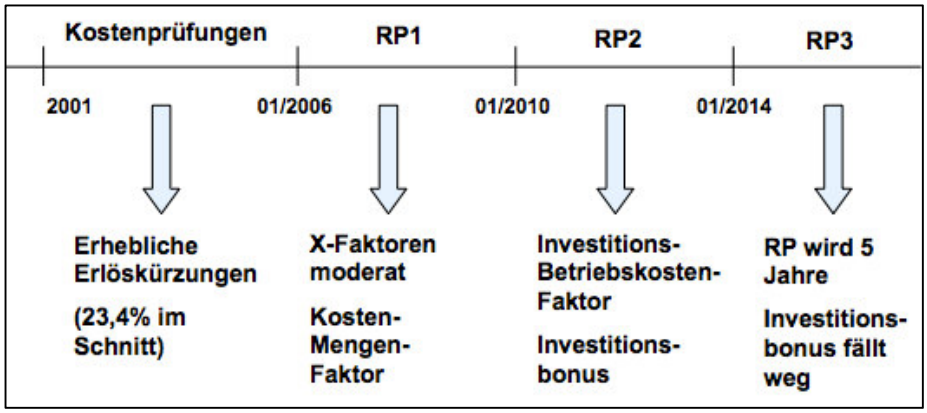

Abb. 4: Zeitachse der Regulierungsentwicklungen in Österreich; RP – Regulierungsperiode.
Quelle: Eigene Darstellung

Neben der Erlösobergrenze nach dem RPI-X-Prinzip, wurde ein so genannter „Kosten-Mengen-Faktor“ eingeführt. Dieser wurde eingesetzt, um Investitionen infolge einer Nachfrageerhöhung regulatorisch zu berücksichtigen. In der Vorbereitung zur zweiten Regulierungsperiode der Anreizregulierung wurde die Befürchtung geäußert, dass dieses Verfahren zu geringe Anreize für die z.T. erheblichen erwarteten Netzinvestitionen setzt, die insbesondere durch die Netzerneuerung und durch den Anschluss von dezentraler Erzeugung anfallen (siehe Erläuterungen zu SNT-VO 2010, S.33). In 2010 führte die Erwartung erheblicher Netzinvestitionen (Österreichs Energie, 2011)) zu einer wesentlichen Verfahrensänderung. Der Kosten-Mengen-Faktor wurde durch einen „Investitions-Betriebskostenfaktor“ ersetzt. Der Investitions-Betriebskostenfaktor setzt sich additiv aus den CAPEX und den OPEX zusammen (TOTEX). Mit einer Zeitverzögerung von zwei Jahren („t-2“) wird die erlaubte Erlösobergrenze jährlich um die CAPEX-Erhöhung erweitert. [6] Für die darauf folgende Regulierungsperiode gehen die Investitionen in den TOTEX-Benchmark ein; mit anderen Worten, die

[6] Dieses Verfahren gilt für die Verteilnetze; für Übertragungsnetze werden ex-ante Investitionsgenehmigungen und Investitionsbudgets auf Plankostenbasis angewendet.

Kapitalausgaben der Investitionen werden in die Erlösobergrenze weitergereicht, sobald die Bücher vom Wirtschaftsprüfer testiert wurden, und nicht erst am Anfang der nächsten Regulierungsperiode. Für CAPEX wird hiermit die „t-5“-Zeitverzögerung aufgehoben. Es verbleibt die „t-2“-Zeitverzögerung für den Unterschied zwischen Plan- und Ist-Zahlen. Zum Ausgleich wurde hierzu ein Investitionszuschlag von 1,05% auf die normale regulatorische Rendite eingeführt. Für mit den Investitionen einhergehenden OPEX wurde der Betriebskostenfaktor eingeführt. Die Betriebskosten werden auch nach „t-2“ in die Erlösobergrenze weitergeleitet, allerdings nicht in Form tatsächlicher Kosten, sondern als Pauschalzuschlag; für OPEX bleibt der Effizienzanreiz folglich bestehen.

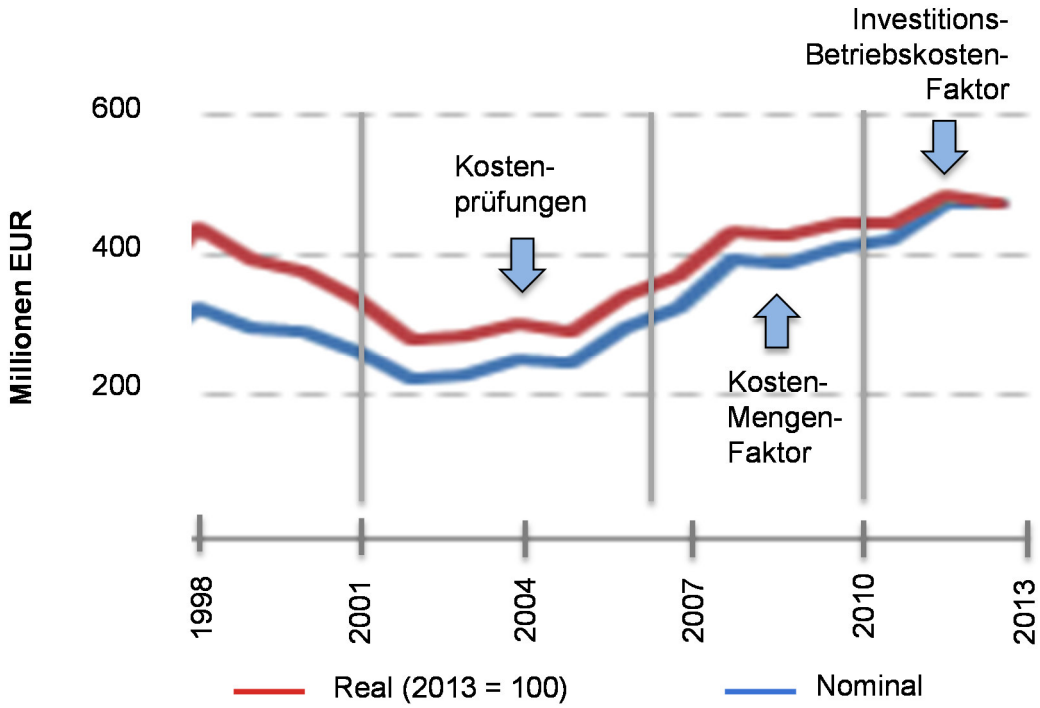

Abb. 5: Investitionen der 14 größten VNB in Österreich
Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten von E-Control.

Zum Investitions-Betriebskostenfaktor schreibt der Regulierer E-Control (2011, S. 69): „Da innerhalb der nächsten Jahre mit einem verstärkten Investitionsbedarf zu rechnen ist und Anreizregulierungssysteme das inhärente Risiko bergen, dass erforderliche Investitionen in die Infrastruktur unterlassen werden, hat die E-Control entsprechend frühzeitig und zukunftsorientiert reagiert. Im Zuge der zweiten Regulierungsperiode wurde deshalb ein Investitions- und Betriebskostenfaktor implementiert.“

Anfang 2014 hat die dritte Regulierungsperiode angefangen, mit zwei Änderungen im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode. Die Regulierungsperiode wurde von vier auf fünf Jahre ausgeweitet. Der Investitionszuschlag von 1,05% wurde gestrichen, weil dieser nicht gesetzeskonform war (E-Control, 2013, S. 94). Darüber hinaus wurden keine wesentlichen Änderungen vorgenommen.

Abbildung 5 zeigt den Investitionsverlauf für die 14 größten VNB in Österreich seit Beginn der Regulierungsbestrebungen. Folgende Entwicklungen fallen auf:

- Die Periode von etwa 1998 bis 2005 zeigt einen Rückgang der Investitionen. Es liegt die Vermutung nahe, dass Kostenprüfungen und entsprechenden Entgeltkürzungen hier einen negativen Investitionsdruck bewirkt haben.
- Von 2005 bis 2008 steigen die Investitionen an. In dieser ersten Periode der Anreizregulierung waren die Entgeltkürzungen erheblich geringer als während der Kostenprüfungen. Um die Anreizregulierung investitionsgerecht auszugestalten, wurde mit einem investitionsfördernden Kosten-Mengen-Faktor gearbeitet.
- In der zweiten Regulierungsperiode ab 2009, in der ein Investitions-Betriebskosten-Faktor eingeführt wurde, der *de facto* das Zeitverzugsproblem bei Investitionsausgaben weitgehend aufhebt, bleibt das Investitionsniveau hoch und steigt weiterhin leicht an.

3.2. Norwegen

Der Grundstein zur Liberalisierung des Stromsektors in Norwegen wurde bereits 1990 gelegt. In der ersten Regulierungsperiode von 1992 bis 1996 erfolgte eine kostenorientierte *Rate-of-Return*-Regulierung. Um Anreize zur Kosteneinsparung zu setzen, wurde die Renditenregulierung 1997 durch die anreizorientierte Erlösobergrenzenregulierung (*Revenue-Cap*-Regulierung) ersetzt. In dieser Periode wurde bereits mit einem „Mengenfaktor“ gearbeitet, mit dem sich der regulierte Erlös einer Nachfrageentwicklung anpasst. Bei einem erwarteten Gesamtanstieg der Energiemenge (kWh) eines Betreibers um 10% dürfen sich die Erlöse um 5% erhöhen, um Erweiterungsinvestitionen zu tätigen. Von 2002 bis 2006 folgte die zweite Periode einer anreizorientierten Regulierung. Die Netzbetreiber kritisierten das

bestehende Modell (NVE, 2011), da nur die Erweiterungsinvestitionen, nicht jedoch die Ersatzinvestitionen berücksichtigt wurden. Weiterhin sei die Zeitdifferenz zwischen den Kosten und den erlaubten Erlösen zu groß und die Risikoprämie zu gering. Somit waren die Anreize für Investitionen insgesamt gering. Daher wurde die Regulierung ab 2007 grundlegend modifiziert.

Das primäre Ziel in der aktuellen Regulierung ist es, die Anreize für Investitionen zu stärken und weiterhin einen effizienten Betrieb sicherzustellen. Der Regulierer, NVE, schreibt als Begründung (NVE 2011):

> *„The electricity network industry has been regulated economically through revenue caps since 1997. On 1. January 2007, NVE introduced major amendments to the network regulations. The goal has been to strengthen the incentives for investments and efficiency".*

In der vierten Regulierungsperiode (2007-2011) wurde eine partielle *Yardstick*-Regulierung eingeführt. Die aktuelle Regulierung gibt ein gewichtetes Mittel aus eigenen Kosten, Normkosten und einem Investitionsbudget vor.

$$EOG_t = 0{,}4 \cdot C_{t-2} + 0{,}6 \cdot C^*_{t-2}$$

Hierbei bezeichnet EOG_t die Erlöse in Periode t; C sind die eigenen Kosten und C^* sind die Normkosten (*Yardstick*). Insgesamt setzten sich die genehmigten Erlöse zu 40% aus den tatsächlichen unternehmensspezifischen Gesamtaufwendungen und zu 60% aus den effizienten Kosten der Verteilnetzbetreiber (Normkosten) zusammen, die im Benchmarking ermittelt werden. Anders als in den Vorperioden werden beide Kostenkomponenten jährlich neu bestimmt. Auch anders als in den vorherigen Regulierungsperioden wurden nun auch die Ersatzinvestitionen berücksichtigt, um Anreize für Investitionen zu schaffen. Seit 2009 werden zu den Erlösobergrenzen zusätzlich die Abweichung der Plan- und Ist-Kosten den Erlösen der Periode t-2 hinzugerechnet. Insgesamt impliziert das, dass der Zeitverzug für Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen ab 2009 komplett aufgehoben wurde.

Abbildung 6 fasst die Entwicklung in der Regulierung zusammen. Die Investitionsentwicklung bei den VNB in Norwegen wird in Abbildung 7 dargestellt.

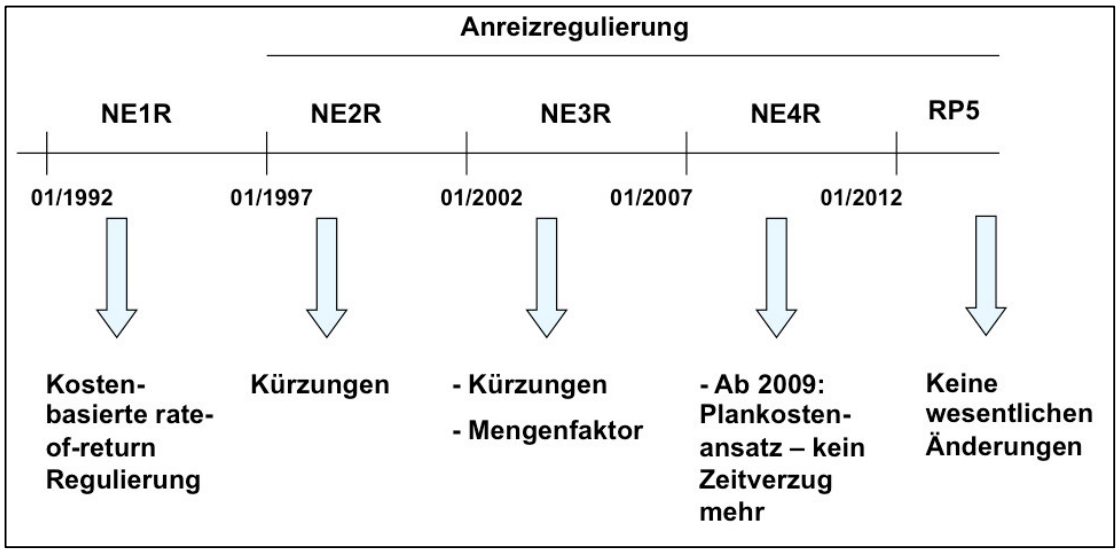

Abb. 6: Zeitachse der Regulierungsentwicklungen in Norwegen

Quelle: Eigene Darstellung

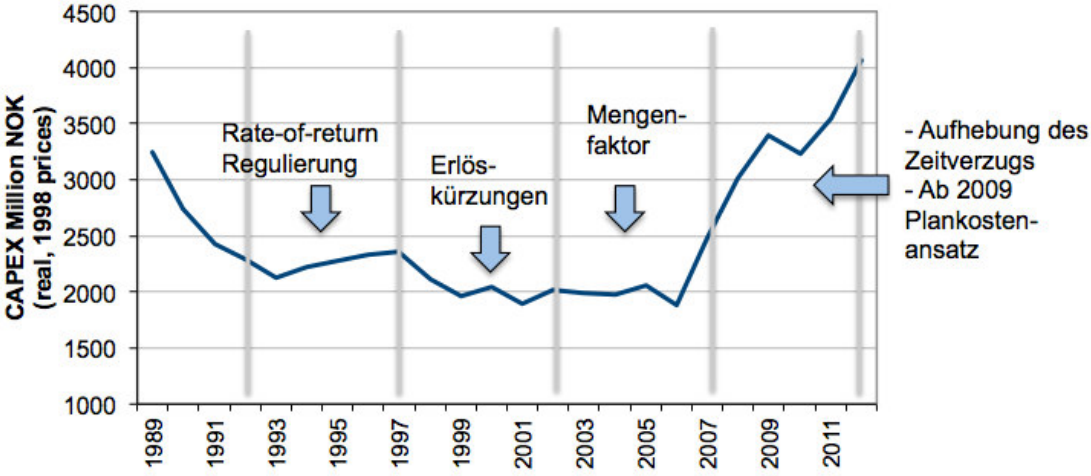

Abb. 7: Investitionen in Verteilnetze in Norwegen
Quelle: Eigene Darstellung nach Daten von Statistics Norway und VNE

Folgende Entwicklungen sind erkennbar:

- Der Investitionsanstieg in einer Periode mit *Rate-of-Return*-Regulierung wurde mit Beginn der anreizorientierten Regulierung in 1997 unterbrochen. Die Entwicklung stabilisiert sich ab etwa 2000.
- Die Anreize in der dritten Regulierungsperiode sind unklar. Einerseits sind die Erlösabsenkungen höher als in der zweiten Periode; andererseits wurden verstärkt Maßnahmen ergriffen, Investitionsanreize in das System einzubauen.

- Ein erneuter Investitionszuwachs kam 2007 mit der neuen Regulierungsperiode, in der vor allem Anreize für Investitionen geschafft werden sollten. Insbesondere wichtig erscheint die Aufhebung des Zeitverzugs.

Das Fazit der beiden Länderstudien erscheint eindeutig. Erstens haben die Regulierungsbehörden in beiden Ländern die Investitionsproblematik erkannt und den jeweiligen Regulierungsrahmen explizit hierfür angepasst. Zweitens wurde in beiden Fällen die Zeitverzugsthematik strukturell angegangen und weitgehend aufgehoben.

4. Wie jetzt weiter? Optionalität in der Regulierung

Die vorangegangenen Kapitel haben das zentrale Spannungsfeld zwischen Effizienz und Investitionen dargestellt. Preisbasierte Regulierung setzt auf Effizienzanreize, kostenbasierte Regulierung auf Investitionsanreize. Durch die gesamte Argumentation des Aufsatzes zieht sich der rote Faden, der die derzeitige Lage der Anreizregulierung in Deutschland charakterisiert: Es wird versucht, mit nur einem Instrument zwei Ziele gleichzeitig zu erreichen. Die von dem Zeitverzug geprägte Anreizregulierung soll gleichzeitig Effizienz- und Investitionsanreize bewirken. Dass dies problematisch ist, dürfte nicht überraschen. Stattdessen bräuchten wir entweder ein hybrides System, das beide Ziele vereinbart, oder zwei Systeme. Ein hybrides System wurde im Grunde bereits mit dem norwegischen System dargestellt. Hier vertiefen wir die zweite Möglichkeit: ein Regulierungssystem mit „Optionalität“.

In dem Evaluierungsbericht schreibt die BNetzA (2015, S. 396) zu optionalen Modellen: „Die offene Wahlmöglichkeit setzt Anreize für eine Selbstoptimierung im System bzw. zwischen zwei Systemen ohne energiewirtschaftliche Anreize für eine volkswirtschaftlich effiziente Lösung in einem Gesamtsystem.“ Aus theoretischer Sicht greift diese Aussage zu kurz.

Die Ausgestaltung der Regulierung der Stromverteilnetzbetreiber (VNB) in Deutschland wird von zwei wesentlichen Rahmenbedingungen bestimmt:

- „Heterogenität“ der vielen VNB: Der Investitionsbedarf unterscheidet sich zwischen den Netzbetreibern sehr stark (vgl. dena-VNS, 2012; dena-SMS, 2014; BMWi, 2014).
- „Asymmetrische Information“: Die VNB kennen ihren individuellen Investitionsbedarf, der Regulierer jedoch nicht.

Optionalitäten sind in der ökonomischen Theorie wohl etabliert und firmieren dabei unter verschiedenen Bezeichnungen. Der grundlegende Aufsatz von Willig (1978) in der Preistheorie kommt zu einer sehr wichtigen Einsicht bezüglich mehrteiligen (nichtlinearen) Tarifen, die als eine Form von Optionalität aufzufassen sind: Ein „n“-teiliger Tarif kann im Vergleich zu dem „n-1“-teiligen Tarif immer eine „Pareto-Verbesserung“ erreichen.[7]

Ein klassisches Beispiel ist die Bahncard, bei der ein fixer Tarif zu Gunsten niedrigerer variabler Tarife eingeführt wird. Dadurch entstehen zwei Tarifsysteme, die zwischen „Vielfahrern“ und „Wenigfahrern“ und damit den unterschiedlichen Präferenzen der Nachfrager unterscheiden. Auch bei der Preisdiskriminierung muss häufig (wie im Fall der Bahncard) eine Selbstselektion durch die Konsumenten erfolgen, da die Unternehmen bei „asymmetrischer Information“ die Konsumenten nicht direkt in Gruppen unterteilen können. Ein optionales Regulierungssystem stellt eine vergleichbare Form dar, wobei der Regulierer optionale Systeme für „Vielinvestierer“ und „Weniginvestierer“ ausgestaltet.

Optionalität hat ihre Wurzeln in der Prinzipal-Agenten-Theorie. Übertragen auf das Regulierungsproblem bedeutet dies, dass der Regulierer („Prinzipal“) den Regulierungsmechanismus aus Verbrauchersicht optimiert, um den VNB („Agenten“) effiziente Investitions- und Effizienzanreize zu setzen. Man spricht auch von „Menüregulierung“ (vgl. Joskow, 2008 (2014)). Durch das Anbieten mehrerer Optionen kann sich der Regulierer den Informationsvorteil der VNB zunutze machen, um die heterogenen Unternehmen gezielter zu regulieren und damit die Wohlfahrt verbessern. Dabei werden konkret mehrere Regulierungsvarianten ausgestaltet. Auf Grund der asymmetrischen Information kann der Regulierer die Einteilung der VNB in die Gruppen nicht selbst vornehmen. Der Regulierer kann aber die

[7] Eine Pareto-Verbesserung liegt dann vor, wenn zumindest eine Partei sich verbessern kann, ohne dass andere Parteien schlechter gestellt werden.

Regulierungsoptionen derart gestalten, dass aus der optimalen Wahl des Regulierungsmodells durch den VNB Vorteile für die Konsumenten resultieren und eine Pareto-Verbesserung entsteht. Dieser letzte Punkt ist sehr wichtig: Mit zwei Systemen kann die Regulierung für die jeweilige Gruppe besser angepasst werden; dadurch wird das gesamte System besser und es entsteht Spielraum für eine gesamtwirtschaftliche Effizienzverbesserung. Die Vorteile gegenüber einer undifferenzierten Regulierung liegen in der Reduzierung der Informationsasymmetrie, die einen flexibleren Einsatz der Regulierungsinstrumente ermöglicht. Wie Joskow (2005) es formuliert: „The more instruments the regulator has at its disposal and the lower the costs of using them, the closer the regulator will be able to get to the full information benchmark".

Die Optionalität in der Regulierung kann nach Joskow (2005) mit folgender etwas allgemeineren Darstellung zusammengefasst werden. Bezeichne:

- β als die theoretisch effizienten Kosten, die der Firma aber nicht dem Regulator bekannt sind.
- c als die „tatsächlichen" Kosten

Die Erlösobergrenze, *EOG*, ist wie folgt definiert:

$$EOG = A\big(b(\beta)\big) + (1 - b(\beta)) \cdot c$$

Die Erlösobergrenze ist eine Funktion bestehend aus einem fixen Term A (unabhängig von den tatsächlichen Kosten), und den tatsächlichen Kosten c. Die so definierte Erlösobergrenze ist ein *Sliding Scale* zwischen preisbasierter (mit A) und kostenbasierter (mit c) Regulierung. Die Balance zwischen beiden Extremen wird vom *Sliding-Scale-Faktor b* bestimmt. Der fixe Term A wird wie folgt definiert:

$$A = a(b) \cdot b(\beta) + \gamma(b)$$

Sowohl a als auch γ sind Parameter die vom Regulierer gesetzt werden. Diese beiden Parameter sollten so gewählt werden, dass das System anreizkompatibel ist. Dabei ist anzumerken, dass A unabhängig von c ist. Für den *Sliding-Scale*-Faktor b gilt:

- $b = 0$ beschreibt der Extremfall der kostenbasierten Regulierung.
- $b = 1$ beschreibt der Extremfall der preisbasierten Regulierung.

Die zentrale Idee bei einer Optionalität ist, dass zwar das System mit den Parametern vom Regulierer gesetzt wird, der *Sliding-Scale-Faktor b* und damit die Art der

Regulierung aber von den Unternehmen selbst gewählt wird. Die Präferenz des Unternehmens für b hängt entscheidend von den „wahren“ effizienten Kosten β ab, die zwar der Firma jedoch nicht dem Regulierer bekannt sind. Die Parameter a und γ werden so gewählt, dass nach der Selbsteinordnung der Firmen im Endergebnis folgendes passiert:

- Eine Firma mit hohen Kosten (β hoch) wählt die kostenbasierte Regulierung (b niedrig)
- Eine Firma mit niedrigen Kosten (β niedrig) wählt die preisbasierter Regulierung (b hoch).

Die weitere Aufgabe des Regulierers besteht darin, die Parameter (insbesondere a und γ) derart zu gestalten, dass einerseits Anreizkompatibilität gegeben ist und andererseits eine Pareto-Verbesserung in dem Sinne vorliegt, dass die Verbesserung des gesamten Systems an die Konsumenten weitergereicht wird.[8]

Wie sähe eine solche Optionalität in der Regulierung praktisch aus? Ein optionales System mit Anreizregulierung (ARegV wie jetzt, mit Zeitverzug) einerseits und einem Ansatz nach Kapitalkostendifferenz (ohne Zeitverzug) andererseits würde genau die zuvor beschriebenen Ziele erreichen. Die Parameter der Ansätze müssten demnach so gesetzt werden, dass:

- Netzbetreiber mit geringem Investitionsbedarf die Variante mit Zeitverzug wählen und somit hohe Effizienzanreize gesetzt werden,
- Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf die Variante ohne Zeitverzug wählen und somit keine Investitionshemmnisse erfahren, und
- Die Endverbraucher (die Kunden des Regulierers) sich besser stellen.

Der detaillierte Entwurf eines solchen Systems ist möglich, bedarf jedoch im Einzelnen einer tiefer gehenden Untersuchung. Auch hinsichtlich neu auftretender Verzerrungen besteht noch weiterer Forschungsbedarf, der den Rahmen dieses Aufsatzes sprengen würden.

[8] Vollständigkeitshalber sei noch angemerkt, dass die Pareto-Verbesserung auf einem Vergleich des optionalen Systems mit jeweils einem der beiden Extreme basiert. Der Vergleich der beiden Extreme untereinander ist kein Teil der Pareto-Analyse.

5. Fazit

Anfang des Jahres 2015 veröffentliche die Bundesnetzagentur (BNetzA) in ihrer Zuständigkeit als Regulierer für die monopolistischen Energienetze in Deutschland den sogenannten Evaluierungsbericht (BNetzA, 2015). Der Evaluierungsbericht bewertet das Funktionieren der Anreizregulierung nach Maßgabe der Anreizregulierungsverordnung (ARegV 2007) seit ihrem Start 2009 in Vorbereitung auf die 3. Regulierungsperiode, die 2019 beginnen wird.

In der aktuellen Debatte zur Ausgestaltung der Anreizregulierung stehen vor allem die Investitionsanreize im Vordergrund. Aus unterschiedlichen Gründen stehen besonders die Stromnetze vor signifikantem Netzinvestitionsbedarf. Das Kernproblem liegt im System der Anreizregulierung. Die Anreizregulierung im eigentlichen Sinne zielt primär auf Kosteneffizienz, während die Investitionsanreize umstritten sind. Die Anreize für Kosteneffizienz werden gesetzt, indem die regulierten Erlöse erst mit einer Periode des Zeitverzug an die zu Grunde liegenden Kosten angepasst werden. Bei fallenden Kosten darf der Netzbetreiber den Unterschied während dieser Periode behalten. Umgekehrt gilt aber auch, dass bei steigenden Kosten der Netzbetreiber die zusätzlichen Verluste während der Periode tragen muss. Letzterer Fall tritt bei hohen Investitionen auf. Jetzt stellt sich die zentrale Frage, wie die beiden Ziele „Effizienz“ und „Investitionen“ gleichermaßen erreicht werden können, sprich: „effiziente Investitionen“.

Die Thematik des regulatorischen Zeitverzugs ist bekannt. In der sogenannten dena-Verteilnetzstudie (dena-VNS, 2012) wurde die Wirkungsweise des Zeitverzugs unter der Anreizregulierung für Stromverteilnetze mit folgenden Ergebnissen sehr präzise simuliert. Erstens: Bei den Verteilnetzbetreibern mit hohem Investitionsbedarf bleibt die interne Kapitalverzinsung (IKV) deutlich hinter der Zielrendite zurück. Bei den Verteilnetzbetreibern mit geringem Investitionsbedarf ist die IKV dagegen höher als die Zielrendite. Zweitens: Verantwortlich für diese Ergebnisse sind in erheblichem Maße die zyklischen Ersatzinvestitionen; die Steigung des Ersatzhügels ist kritisch. Mit anderen Worten: Die Anreizregulierung setzt Anreize zur Kostensenkung, hemmt jedoch kostensteigernde Investitionen.

Auch international wurde das Problem erkannt und angegangen. Aus der Studie von Eurelectric (2014, S. 19) geht hervor, dass das regulatorische Zeitverzugsproblem für die Verteilnetze in 16 der 19 aufgeführten europäischen Länder angegangen wurde; neben Deutschland ist dies nur ein zwei weiteren Ländern nicht der Fall. In dem Aufsatz wurden zwei Vergleichsländer, Norwegen und Österreich, näher betrachtet. Es wurde detailliert dargelegt, dass in beiden Ländern das Regulierungssystem hinsichtlich eines sachgerechteren Umgangs mit dem Investitionsbedarf angepasst wurde, in dem der Zeitverzug aufgelöst wurde. Eine stilisierte Darstellung der Investitionsausgaben bei den Stromverteilnetzen deutet tatsächlich auf einen unmittelbaren Bezug zwischen einer investitionsfreundlichen Regulierung und der Investitionstätigkeit hin.

Die Aufhebung des Zeitverzugs in der Regulierung hat aber Nachteile. Im Grunde führt die Aufhebung des Zeitverzugs weitgehend zu einer klassischen kostenbasierten Regulierung, wobei die tatsächlichen Kosten ohne Zeitverzug in die regulierten Erlöse weitergereicht werden. Die Anreize für Kosteneffizienz sind dementsprechend gering. Mit anderen Worten: Die Aufhebung des Zeitverzugs ermöglicht notwendige Investitionen, stellt aber deren Effizienz in Frage.

Damit sind die Extreme gesetzt: In einer Welt mit hohem Investitionsbedarf spricht viel für eine kostenbasierte Regulierung; in einer Welt mit geringem Investitionsbedarf dagegen spricht viel für eine preisbasierte Anreizregulierung. Was aber, wenn diese beiden Fälle gleichzeitig vorliegen? Die Ausgestaltung der Regulierung der Stromverteilnetzbetreiber in Deutschland wird von zwei wesentlichen Rahmenbedingungen bestimmt:

- „Heterogenität“ der ca. 850 Verteilnetzbetreiber: Der Investitionsbedarf unterscheidet sich zwischen den Netzbetreibern sehr stark (vgl. dena-VNS, 2012; dena-SMS, 2014; BMWi, 2014).
- „Asymmetrische Information“: Die Verteilnetzbetreiber kennen ihren individuellen Investitionsbedarf, der Regulierer jedoch nicht.

Eine solche Situation ist in der theoretischen Literatur wohlbekannt und ist prädestiniert für einen „optionalen“ Regulierungsansatz. Ein optionales System mit preisbasierter Anreizregulierung mit Zeitverzug einerseits und einem kostenbasierten

Ansatz ohne Zeitverzug andererseits würde genau die zuvor beschriebenen Ziele erreichen. Die Parameter der Ansätze müssten demnach so gesetzt werden, dass:

- Netzbetreiber mit geringem Investitionsbedarf die Variante mit Zeitverzug wählen und somit hohe Effizienzanreize gesetzt werden,
- Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf die Variante ohne Zeitverzug wählen und somit keine Investitionshemmnisse erfahren, und
- Die Endverbraucher (die Kunden des Regulierers) sich besser stellen.

Der detaillierte Entwurf eines solchen Systems ist möglich, bedarf jedoch im Einzelnen einer tiefer gehenden Untersuchung.

6. Literatur

Averch, H. & Johnson, L.L., 1962, "Behavior of the firm under regulatory constraint", American Economic Review, 52, S. 1053-1069, 1962.

Biglaiser, G. & Riordan, M., 2000, "Dynamics of price regulation", RAND Journal of Economics, 31 (4), 744-767.

BMWi, 2014, „Moderne Verteilernetze für Deutschland' (Verteilernetzstudie), Abschlussbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), September 2014."

BNetzA, 2006, 2. Referenzbericht Anreizregulierung: Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung, Bundesnetzagentur, Bonn.

BNetzA, 2013, Monitoringbericht, Bundesnetzagentur, Bonn.

BNetzA, 2015, Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, Bundesnetzagentur, Bonn.

Borrmann, J. & Finsinger, J., 1999, *Markt und Regulierung*, Vahlen Verlag, München.

Broer, P. & Zwart, G., 2013, "Optimal regulation of lumpy invest-ments", Journal of Regulatory Economics, 44 (2), 177-196.

Coelli, T.J., Rao, D.S.P., O'Donnell, C.J. & Battese, G.E., 2005 (2nd ed.), An introduction to efficiency and productivity analysis, Springer, New York.

Dena-SMS, 2014, „Implementation von Smart Meter in Deutschland: Technische Konfiguration, operative Gestaltung des Rollouts und regulatorische Berücksichtigung der Investitionen". *Dena Smart-Meter-Studie, Regulatorisches Gutachten*.

Dena-VNS, 2012, „Ausbau- und Innovationsbedarf der deutschen Stromverteilnetze bis 2030". *Dena Verteilnetzstudie, Regulatorisches Gutachten*, Dezember 2012.

E-Control, 2006, "E-Control Jahresbericht 2005", E-Control. Wien.

E-Control, 2011, "Marktbericht 2011", E-Control, Wien.

E-Control, 2013, „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilnetzbetreiber", 1. Januar 2014 – 31. Dezember 2018, E-Control, Wien.

Erläuterungen zu NTS-VO 2010, Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2010, SNT-VO 2010; http://e-control.at/de/recht.

Eurelectric, 2014, “Electricity distribution investments: what regulatory framework do we need?”, Report Eurelectric, Brussels.

Friedl, G., 2011, “Kostenbasierte Preisregulierung, Realoptionen und Investitionsanreize”, Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirt- schaftliche Forschung, Sonderheft 63/11, 136-156.

Growitsch, Chr., Müller, Chr. & Wissner, M., 2011, "Regulierung, Effizienz und das Anreizdilemma bei Investitionen in intelligente Netze." *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Vol. 35, Nr. 3, pp. 159-171.

Hausman, J. & Myers, S., 2002, “Regulating the United States rail-roads: The effects of sunk costs and asymmetric risk”, *Journal of Regulatory Economics*, 22 (3), 287-310.

Joskow, P. L., 1974, “Inflation and environmental concern: structural change in the process of public utility price regulation”, *Journal of Law and Economics*, 17, S. 291-327, 1974.

Joskow, P. L., 1989, *Regulatory failure, regulatory reform, and structural change in the electric power industry*. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology (MIT), Department of Economics, 1989.

Joskow, P.L., 2005, „Regulation of Natural Monopolies“. Center for Energy and Environmental Policy Research (CEEPR), *Working Paper* WP 05-008, April 2005.

Joskow, P.L., 2008, „Incentive Regulation and its Application to Electricity Networks’, *Review of Network Economics*, 7(4).

Joskow, P.L., 2014, „Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks“, in: Nancy L. Rose (editor), „*Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?*“, University of Chicago Press, 2014, pp. 291-344.

KNA, 2013, „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“. Studie im Auftrage des BMWi; E&Y, Berlin

Knieps, G., 2001, *Wettbewerbsökonomie. Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik*, Springer.

Laffont, J-J und Tirole, J., 1993, „*A Theory of Incentives in Regulation and Procurement*“, Cambridge, MA: MIT Press.

Littlechild, S. C., 1983, Regulation of British telecommunications’ profitability. London: Department of industry, 1983.

Makholm, J., 2006, “The theory of relationship-specific investments, long-term contracts and gas pipeline developments in the United States”, Mimeo, NERA, Boston, 2006.

Müller, J. & Vogelsang, I., 1979, *Staatliche Regulierung; Regulated Industries in den USA und Gemeinwohlbindung in wettbewerblichen Ausnahmebereichen in der Bundesrepublik Deutschland*, Nomos, Baden-Baden.

Nagel, T. & Rammerstorfer, M., 2009, “Modeling investment behavior under price cap regulation”, Central European Journal of Operations Research, 17 (2), 111-129.

NEP, 2014, Netzentwicklungsplan Strom 2014. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, November 2014.

Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE), 2011, http://www5.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=11956, abgerufen am 15.02.2011.

O-NEP, 2014, Offshore-Netzentwicklungsplan 2014, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, November 2014.

Öesterreichs Energie, 2011, „Nachhaltige Energie Strom“; Pressekonferenz, 16.03.2011.

Roland Berger Strategy Consultants, 2011, “The structuring and financing of energy infrastructure projects, financing gaps and recommendations regarding the new TEN-E financial instrument”, Report for the European Commission, July 31.

Shleifer, A., 1985, “A theory of yardstick competition”, RAND Journal of Economics, 16 (3), 319-327.

Teisberg, E.O., 1993, “Capital investment strategies under uncertain regulation”, RAND Journal of Economics, 24 (4), 591-604.

Teisberg, E.O., 1994, “An option valuation analysis of investment choices by a regulated firm”, Management Science, 40 (4), 535-548.

Willig, R. D., 1978, „Pareto-superior nonlinear outlay schedules“, *The Bell Journal of Economics*, pp. 56-69.