

Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung

IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets:
Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung
der Anreizregulierung

Autor:
Marcus Stronzik



Bad Honnef, Juli 2011

**WIK Wissenschaftliches Institut für
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH**

Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef

Postfach 20 00, 53588 Bad Honnef

Tel 02224-9225-0

Fax 02224-9225-63

Internet: <http://www.wik.org>

eMail info@wik.org

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.
ISSN 1865-8997

Inhaltsverzeichnis

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	II
Zum Projekt „Innovative Regulierung für Intelligente Netze“ (IRIN)	III
Zusammenfassung	V
Summary	VI
1 Einleitung	1
2 Netzbetreibermodell	4
2.1 Ersatzinvestitionen (Referenz)	5
2.2 Prozessinnovation	11
2.3 Produktinnovation	11
3 Ergebnisse	16
3.1 Ersatzinvestition	16
3.2 Prozessinnovation	20
3.3 Produktinnovation	23
4 Schlussfolgerungen	29
Literaturverzeichnis	34

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1:	Aufbau des Netzbetreibermodells	7
Abbildung 2:	Modellergebnisse Ersatzinvestition (Basisszenario)	16
Abbildung 3:	Modellergebnisse Ersatzinvestition (Inflation)	18
Abbildung 4:	Modellergebnisse Ersatzinvestition (Effizienz)	19
Abbildung 5:	Modellergebnisse Prozessinnovation (Durchbruch)	21
Abbildung 6:	Modellergebnisse Prozessinnovation (sukzessive Einführung)	22
Abbildung 7:	Hauptergebnisse Produktinnovation	23
Abbildung 8:	Verlauf des Qualitätsindex	25
Abbildung 9:	Modellergebnisse Produktinnovation (IKT-Gut)	26
Tabelle 1:	Mögliche Regelungsstrategien durch dezentrale Energieanlagen und innovative Netzbetriebsmittel	4
Tabelle 2:	Performance im Basisszenario [in % p.a.]	8
Tabelle 3:	Kapitalwerte der produktinnovationsbezogenen Maßnahmen	24

Zum Projekt „Innovative Regulierung für Intelligente Netze“ (IRIN)

Vor dem Hintergrund ambitionierter Klimaschutzziele im Spannungsfeld des Zieldreiecks Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gewinnt eine dezentrale Energieversorgung und eine Anpassung der Netzinfrastruktur zu intelligenten Energienetzen zunehmend an Bedeutung. Seit Anfang 2009 unterliegen die Netze einer Anreizregulierung, die Anreize für den effizienten Betrieb der Strom- und Gasnetze setzt. Es stellt sich die Frage, wie die erforderliche Entwicklung und die dafür notwendigen Investitionen, Innovationen sowie die Koordination Smart Grid-basierter Netze in diesen Regulierungsrahmen integriert werden können. Diesen Fragen widmet sich das vom Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Technologie geförderte Projekt „Innovative Regulierung für Intelligente Netze“ (IRIN).

Das Projekt ist eine Kooperation folgender Institute:

- Bremer Energie Institut an der Jacobs University (Projektleitung)
- Öko-Institut Freiburg
- WIK (Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste)
- Ruhr-Universität Bochum: Institut für Berg- und Energierecht

Ziel des Projektes ist die Konzeption eines institutionellen Rahmens für eine effiziente und effektive Netzentwicklung hin zu Smart Grids. Die zentralen Forschungsfragen sind:

- Welches Anreizregulierungssystem stellt sicher, dass notwendige Investitionen tatsächlich getätigt und gleichzeitig ineffiziente Investitionen verhindert werden?
- Welches Netzentgeltssystem setzt effektive Signale für eine effiziente dezentrale Koordinierung von Netz-, Erzeugungs- und Lastanlagen?
- Wie ist die Anreizregulierung weiterzuentwickeln um erforderliche Netzinnovationen und –Transformation adäquat zu berücksichtigen?
- Ist der gegenwärtige energierechtliche Rahmen für diese Aspekte ausreichend oder sind Anpassungen notwendig?

Jeder Kooperationspartner verantwortet demzufolge einen der folgenden vier Themenschwerpunkte:

- Arbeitspaket 1: Smart grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung (WIK)
- Arbeitspaket 2: Intelligente Netzbepreisung (Bremer Energie Institut)
- Arbeitspaket 3: Weiterentwicklung der Anreizregulierung: Netzinnovation und -Transformation (Öko-Institut Freiburg)
- Arbeitspaket 4: Anpassung des rechtlichen Rahmens (Ruhr-Universität Bochum)

Die Arbeitsergebnisse zu dem vom WIK verantworteten Themenschwerpunkt erscheinen in loser Folge als WIK Diskussionsbeitrag. Weitere Hintergründe und Veröffentlichungen zum Projekt IRIN sind unter <http://www.bremer-energieinstitut.de/irin/de/background> abrufbar.

Zusammenfassung

Die Frage der regulatorischen Einordnung des technologischen Fortschritts in der leitungsgebundenen Energieversorgung rückt vermehrt in den Fokus, da die konventionelle Kupfernetzebene vor neue Anforderungen gestellt wird, um als kritisches Transportmedium den strukturellen Wandel in der Energiewirtschaft zu bedienen. Als Schlüsseltechnologie für diese Herausforderungen werden intelligente Netze (Smart Grids) eingestuft. Es stellt sich mithin die Frage, ob der Rahmen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in Deutschland hinreichende Anreize in Hinblick auf den Aufbau von Smart Grids bereitstellt.

Im Rahmen dieses Arbeitspapiers wird diese Fragestellung mit Hilfe eines Netzbetreibermodells analysiert, das bestehende quantitative Ansätze um Innovationen erweitert. Da Smart Grids einen Oberbegriff über eine Vielzahl möglicher Aktivitäten darstellen, werden drei grundsätzliche Investitionskategorien unterschieden. Während der Fall der Ersatzinvestition die Referenz bildet, beinhalten Prozessinnovationen Maßnahmen, die vorwiegend auf eine Reduktion der operativen Kosten abzielen, während sich Produktinnovationen durch eine hohe Kapitalintensität auszeichnen.

Während Ersatzinvestitionen adäquat durch die ARegV erfasst werden, lassen sich hinsichtlich der Incentivierung der beiden Innovationsformen gewisse Defizite feststellen. Durch die Abstimmung auf die individuellen Kosten kann ein Netzbetreiber Mehrgewinne durch Kostensenkungen nur über eine Regulierungsperiode einbehalten, was die Möglichkeiten der Erwirtschaftung von Innovationsrenten einschränkt. Ein Übergang auf ein Yardsticking, bei dem sich die Erlöse nur noch am Branchendurchschnitt orientieren, kann hier entsprechende Abhilfe schaffen.

Hinsichtlich der Produktinnovationen lässt sich eine gewisse zeitliche Diskrepanz zwischen positiven und negativen Implikationen von Investitionen in eine intelligente Netzinfrastruktur erkennen. Während die negativen Auswirkungen oft frühzeitig für den Netzbetreiber spürbar sind (z.B. Zeitverzug bei der Kostenanerkennung und reduzierter Benchmarkingwert), tritt der Nutzen in Form einer verbesserten Erlössituation in der Regel zeitverzögert auf (z.B. reduzierter Reinvestitionsbedarf und Qualitätsverbesserungen). Allerdings ist ebenfalls zu konstatieren, dass der bestehende Regulierungsrahmen bereits viele dieser durch Smart Grids intendierten Wirkungen adressiert (z.B. in Form von entsprechenden Parametern im Benchmarking und im Erweiterungsfaktor).

Da momentan noch relativ unklar ist, wie sich entsprechende Maßnahmen auf die Kostenstrukturen des Netzbetriebs auswirken werden, wird ein zweistufiges Vorgehen vorgeschlagen. In einem ersten Schritt sollten analog der existierenden Forschungsförderung Demonstrationsprojekte gefördert werden. Die während dieser Versuchsphase gewonnenen Erkenntnisse können in einem zweiten Schritt genutzt werden, um den bestehenden Regelungsrahmen entsprechend anzupassen.

Summary

Concerning electricity networks, smart grids are regarded as one of the key new technologies to cope with future challenges caused by an increasing share of electricity generated by renewable energy sources. Thus, with regard to the design of regulatory framework conditions, the question of how to address technological progress right is getting increasingly important. In Germany, since the beginning of the year 2009, an incentive regulation is in place that puts a cap on revenues of network operators. In this working paper, we analyse quantitatively whether the corresponding ordinance, the so-called Anreizregulierungsverordnung (ARegV), is well designed to incentivize the necessary investments into smart grids.

Therefore, we have developed a model for network operators that extends existing approaches by innovations. As smart grids encompass a bunch of various measures, we distinguish between three general investment categories. While pure replacement investments serve as a kind of benchmark throughout the analyses, process innovations are modeled as measures, reducing future operating costs. The third category are product innovations characterized by capital-intensive investments.

While the ARegV is well-suited for pure replacement investments without leading to major distortions, there seems to be some shortcomings concerning innovations. Since revenues are based on individual costs of network operators, the possibility of earning extra profits is restricted to one regulatory period (5 years). This shortcoming might be overcome by introducing yardsticking as revenues are no longer tied to operator's own costs.

Product innovations are associated with costs (e.g. lagged approval of capital expenditures regarding the revenue cap, reduced efficiency scores through benchmarking) and various benefits (e.g. extra revenues through quality improvements, reduced investment needs). Costs tend to arise earlier than benefits leading to reduced innovation incentives. Nonetheless, the current regulatory framework already tackles many of these benefits associated with smart grid investments.

Currently it is less clear how investments into smart grids will actually change cost structures of network operation. Therefore, we suggest a two-step approach to address the mentioned shortcomings. First, costs of demonstration projects should be covered through conventional research funding procedures to gather better information regarding cost implications. Second, regulation should be modified according to these insights. Without a better understanding of actual cost implications of smart grids, a shift of the regulatory regime would become a rather hazardous action.

1 Einleitung

Die Frage der regulatorischen Einordnung des technologischen Fortschritts in der leitungsgebundenen Energieversorgung rückt vermehrt in den Fokus, da die konventionelle Kupfernetzebene vor neue Anforderungen gestellt wird, um als kritisches Transportmedium den strukturellen Wandel in der Energiewirtschaft zu bedienen. Als wesentliche Herausforderung für die Netze ist insbesondere die stochastische Lastbeanspruchung durch die Einspeisung erneuerbarer Energieanlagen, also vermehrt dezentraler (z.B. Photovoltaik-Anlagen) und lastferner (Offshore-Windparks) Erzeugungseinheiten, zu nennen. Um diese bi-direktionalen und fluktuierenden Energieflüsse effizient in das Verteilnetz zu integrieren, sind intelligente Steuermechanismen basierend auf Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) notwendig. Diese ist in der Lage, Informationen eines erzeugungsgetriebenen, bi-direktionalen Energieflusses zu erfassen und durch eine kommunikative Vernetzung aller Wertschöpfungsstufen effizient im Netz zu allokkieren. Die Schlüsseltechnologie für diese Herausforderungen sind mithin intelligente Netze (Smart Grids).

Für den Aufbau dieser innovativen Infrastrukturtechnologie sind umfangreiche Investitionen erforderlich. Gleichzeitig muss der Netzbetreiber den notwendigen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionsbedarf im Zuge des strukturellen Wandels der Energiewirtschaft koordinieren. Investitionen und die damit verbundenen Kapitalkosten entwickeln sich in einem regulierten Marktumfeld somit zu einer kritischen Größe, da die Investitionsentscheidung eines regulierten Monopolisten nunmehr in einem komplexen Geflecht aus wirtschaftspolitisch motivierten Effizienzzielen, strukturellen Veränderungen und technologischem Fortschritt sowie dem unternehmerischen Gewinnmaximierungskalkül unter regulatorischen Vorgaben steht.

Es stellt sich mithin die Frage, ob der Rahmen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in Deutschland hinreichende Anreize in Hinblick auf den Aufbau von Smart Grids bereitstellt. Der Kern der ARegV besteht in der Erlösbergrenzenregulierung (Revenue Cap). In Müller et al. (2010) wird ein Überblick über die theoretische Literatur zu dieser Thematik gegeben. Demnach stimulieren Anreizregulierungen in der Form von Erlös- oder Preisobergrenzen vor allem die Hebung kurzfristiger Effizienzpotenziale, was unter Umständen zu einem Zielkonflikt zwischen produktiver (Kosteneffizienz) und dynamischer Effizienz (Innovationen) führen kann. Für die regulatorische Einbindung von Smart Grids sehen die Autoren daher einen Ergänzungsbedarf für den bestehenden Regulierungsrahmen. Zu einem ähnlichen Schluss kommen Brunekreeft und Borrmann (2010), die das Timing von Großinvestitionen unter verschiedenen Regulierungsregimen unter Sicherheit analysieren.

Allerdings sind im deutschen Regulierungsrahmen neben der Erlösbergrenzenregulierung eine Reihe von weiteren Elementen enthalten, die vor allem vor dem Hintergrund der Investitionsproblematik eingeführt wurden bzw. in naher Zukunft noch werden. Hierzu zählt die Qualitätsregulierung, die für den Stromsektor zum 1.1.2012 starten soll. Sie

zielt darauf ab, dass Kosteneinsparungen nicht zu Lasten der Versorgungsqualität durchgeführt werden und ist mithin auf Ersatzinvestitionen fokussiert. Der Erweiterungsfaktor sowie das Investitionsbudget adressieren hingegen das Problem von Erweiterungsinvestitionen, wobei letzteres als kostenbasiertes Instrument eingestuft werden kann.¹

Aufgrund der Komplexität der Wirkungszusammenhänge zwischen den einzelnen Komponenten der Anreizregulierung bieten sich Modellansätze an, die eine Quantifizierung der Auswirkungen bestimmter Investitionsmaßnahmen unter den Gegebenheiten der ARegV erlauben. Ballwieser (2008) betrachtet isolierte Neuinvestitionen mit dem Ergebnis, dass die der Anreizregulierung immanenten Zeitverzögerungen zum Teil zu deutlichen Einbußen bei der Eigenkapitalverzinsung führen, wodurch Investitionsanreize signifikant reduziert werden. Hachmeister (2009) führt diese Untersuchungen fort, indem er die durch die Zeitverzögerungen bedingten so genannten Sockeleffekte für die erste Regulierungsperiode von 2009 bis 2013 analysiert. Beim Sockeleffekt geht es darum, dass Kapitalkosten von Neuinvestitionen erst im Zuge des nächsten Kostenbezuges im Rahmen einer neuen Regulierungsperiode erlöswirksam werden (negativer Sockel). Der gegenteilige Effekt ist bei Altanlagen zu beobachten, die noch erlöswirksam sind, obwohl sie bereits vollständig abgeschrieben wurden und mithin keine Kosten mehr verursachen (positiver Sockel). Der positive Sockel liegt betragsmäßig in der Regel deutlich unter 50% des negativen Sockels, was vor allem auf Inflationseffekte zurückgeführt werden kann. Diese Deckungslücke impliziert nach Hachmeister (2010) einen verminderten Anreiz, in das Stromnetz zu investieren. Zu ähnlichen Schlussfolgerungen kommen Greszik und Heims (2010), die ein Totalmodell verwenden, das die Kostenrechnung mit der handelsrechtlichen Bilanzierung verbindet. Obwohl Growitsch et al. (2010) den gleichen Modellrahmen verwenden, kommen sie jedoch zum entgegengesetzten Ergebnis, dass die ARegV die ökonomische Aufrechterhaltung des Netzbetriebs bei gleichzeitiger kontinuierlicher Erneuerung des Netzes ermöglicht. Während in der ersten Studie die Aufwendungen mit der Inflation fortgeschrieben werden, berücksichtigen Growitsch et al. (2010) die Vorgaben der ARegV im Verlauf der zukünftigen Aufwendungen und Investitionen.

Allen bisherigen Studien gemein ist, dass sie ausschließlich Ersatzinvestitionen betrachten, was im Kontext von Smart Grids als unzureichend eingestuft werden kann, da es um die Netzumgestaltung auf Basis innovativer Technologien geht. Ziel der vorliegenden Studie ist es daher, ein Modell zu entwickeln, das unterschiedliche Arten von Netzinvestitionen vor dem Hintergrund der bestehenden Regelungen der ARegV abbildet. Es wird berücksichtigt, dass Maßnahmen im Rahmen von Smart Grids unterschiedlicher Natur sein können. Neben reinen Ersatzinvestitionen wird das Modell um Prozess- (Reduktion der operativen Kosten) und kapitalintensive Produktinnovationen erweitert. Es wird analysiert, wie diese unterschiedlichen Investitionsformen durch die Systematik der ARegV und deren Erweiterungselemente (z.B. Qualitätsregulierung)

¹ Die einzelnen Elemente werden im Laufe des Papiers noch näher erläutert.

erfasst werden. Das entwickelte Netzbetreibermodell ermöglicht es, für bestimmte Ausgestaltungsparameter der deutschen Anreizregulierung Sensitivitätsanalysen durchzuführen, um deren Einfluss auf Investitionsanreize von Verteilnetzbetreibern abschätzen zu können. Zentraler Bewertungsmaßstab ist die erzielbare Eigenkapitalverzinsung.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut. Im nächsten Kapitel werden die Grundelemente des Netzbetreibermodells beschrieben und die wesentlichen Modellannahmen erläutert. Darüber hinaus wird die Modellierung der betrachteten Investitionskategorien, Ersatzinvestitionen sowie Prozess- und Produktinnovationen, diskutiert. In Kapitel 3 werden die wesentlichen Modellergebnisse für die unterschiedlichen Betrachtungsfälle dargestellt, die an ausgewählten Stellen um Sensitivitätsanalysen ergänzt werden. Die Schlussfolgerungen in Kapitel 4 beinhalten eine Einordnung der Modellergebnisse in den aktuellen Regulierungskontext.

2 Netzbetreibermodell

Ziel des Netzbetreibermodells ist eine quantitative Analyse, inwiefern der Rahmen der ARegV der Investitionsnotwendigkeit im Kontext von Smart Grids gerecht wird. Während die Netze bisher auf eine Situation ausgelegt wurden, in der die regelbare Stromerzeugung dem Verbrauch gefolgt ist, werden zukünftig vermehrt auch die Verbraucher der nicht regelbaren und zunehmend stochastischen Erzeugung aus erneuerbaren Energien folgen. Dies impliziert die Notwendigkeit eines Energiemanagements zwischen Erzeugung, Speichern und Lasten. Ferner werden auch Netzdienstleistungen zur Systemstabilisierung vermehrt durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden, was eine aktive Regelung von Verteilnetzen bedingt. Um diesen neuen Anforderungen gerecht zu werden, bedarf es einer intelligenten Verknüpfung der unterschiedlichen Elemente mittels Kommunikations- und Informationstechnologie. Smart Grids stellen dabei einen Oberbegriff über eine Vielzahl von Handlungsoptionen auf Seiten der Verteilnetzbetreiber dar. Tabelle 1 enthält eine Auswahl möglicher Regelungsstrategien und deren technischen Nutzen für die Netzauslegung. Neben der Integration von gewissen Systemdienstleistungen dezentraler Erzeugungsanlagen geht es auch um den Ersatz von bestehenden Netzbetriebsmitteln.

Tabelle 1: Mögliche Regelungsstrategien durch dezentrale Energieanlagen und innovative Netzbetriebsmittel

Dezentrale Energieversorgungsanlagen	
Regelungsmöglichkeit	Technischer Nutzen
Wirkleistungsbegrenzung	Reduktion der Netzspannung Verringerung der Betriebsmittelbelastung
Blindleistungsbereitstellung	Spannungsanhebung und -reduktion Verringerung der Betriebsmittelbelastung (durch Kompensation)
Nutzung lokaler elektrischer/ thermischer Speicher	Spannungsanhebung und -reduktion Verringerung der Betriebsmittelbelastung
Neue Netzbetriebsmittel	
Regelungsmöglichkeit	Technischer Nutzen
Regelbare Transformatoren	Spannungsanhebung und -reduktion
Zusätzliche Informations- und Kommunikationstechnik	Ermöglicht gezielte Steuerung einzelner Komponenten

Quelle: Eigene Darstellung.

Um der Vielfalt möglicher Maßnahmen im Zusammenhang von Smart Grids gerecht zu werden, werden im folgenden drei Investitionskategorien vor dem Hintergrund der Sys-

tematik der Anreizregulierung analysiert. Es geht dabei eher um die Identifizierung möglicher systematischer Widersprüche als um die exakte Erfassung einer Einzelmaßnahme, da die Vorteilhaftigkeit einer individuellen Maßnahme in der Regel vom konkreten Einzelfall abhängt. Als mögliche Investitionskategorien werden betrachtet:

- **Ersatzinvestition²:** Investitionen im Rahmen von Smart Grids können - zumindest teilweise – auch im Bereich des Ersatzes des bestehenden Netzes erfolgen (z.B. Austausch von Transformatoren). Der Fall der Ersatzinvestitionen stellt den Basisfall dar und dient als Referenzmaßstab, an dem die Ergebnisse anderer Investitionsmaßnahmen im Rahmen des Aufbaus von Smart Grids gespiegelt werden.
- **Prozessinnovation:** Intelligente Netze werden häufig als Innovation betrachtet.³ Generell kann zwischen Prozess- und Produktinnovationen unterschieden werden. Prozessinnovationen zeichnen sich vor allem dadurch aus, dass sie wenig kapitalintensiv sind und aufgrund von Verbesserungen im Produktionsprozess zu geringeren operativen Kosten (OPEX) führen. Bei Smart Grids kann dies z.B. durch eine Ersetzung bisher manuell ausgeführter Prozesse durch den Einsatz von IKT erfolgen.
- **Produktinnovation:** Im Gegensatz zu Prozessinnovationen zeichnen sich Produktinnovationen durch eine hohe Kapitalintensität aus. Die Investitionen werden durchgeführt, um eine materielle und technologische Aufwertung der Netzinfrastuktur zu erreichen. Hierbei kann es sich z.B. um die Anschaffung intelligenter Mess- und Regeltechnik handeln, die die Nutzbarmachung bestimmter Systemdienstleistungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen ermöglicht.

2.1 Ersatzinvestitionen (Referenz)

Die übliche Argumentation in der Investitionstheorie ist, dass anerkannte Kapitalkosten (Einzahlungen) aus ehemaligen Investitionen (Bestandsanlagen) für aktuelle und zukünftige Investitionen entscheidungsirrelevant sind, da diese anerkannten Kapitalkosten in jedem Fall fließen werden und nicht kausal von der Investitionsentscheidung für ein neues Projekt abhängig sind.⁴ Diese traditionelle Marginalbetrachtung erscheint im Kontext der Anreizregulierung zumindest für Ersatzinvestitionen aus mehreren Gründen nicht ganz unproblematisch:

² Die deutsche Anreizregulierung sieht neben Ersatzinvestitionen auch noch die Kategorie von Erweiterungsinvestitionen vor. Letztere werden nicht explizit modelliert, da ihre Wirkungsweise analog zu den Produktinnovationen ist bzw. zumindest eine enge Verwandtschaft zwischen beiden konstatiert werden kann. Die beiden in der ARegV vorgesehenen Instrumente zum Handling von Erweiterungsinvestitionen, der Erweiterungsfaktor sowie das Investitionsbudget, werden daher im Zusammenhang mit den Produktinnovationen diskutiert.

³ Vgl. z.B. Müller et al. (2010).

⁴ Diese These der isolierten Betrachtung von Investitionen bildet das Fundament der Analysen von Ballwieser (2008) und Hachmeister (2009).

- 1) Es handelt sich per definitionem um Ersatzinvestitionen. Auch in der Investitionstheorie gibt es die Problematik des optimalen Ersatzzeitpunktes, bei dem die Cash Flows der Altanlage eine Rolle im Rahmen des Entscheidungskalküls spielen (Investitionsketten).⁵
- 2) Alt- und Neuanlagen sind zudem über das Benchmarking miteinander verknüpft. Dies gilt insbesondere im Rahmen des in Deutschland zur Anwendung kommenden TOTEX-Benchmarkings, das neben den operativen Kosten auch die Kapitalkosten beinhaltet. Beeinflusst eine Neuinvestition den Effizienzwert, wirkt sich dies auf die Zahlungsströme der Altanlagen aus und umgekehrt.⁶
- 3) Ferner wirkt sich ein Ausbleiben von Ersatzinvestitionen auf die Qualität der Versorgung aus. Dies geschieht zwar aufgrund des Hystereseeffektes mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung, führt aber mittelfristig zu einer geringeren Versorgungsqualität und somit ceteris paribus zu verminderten Erlösen auf die Bestandsanlagen.⁷

Aus den genannten Gründen wird die Grundannahme abgeleitet, dass Investitionen, insbesondere Ersatzinvestitionen, im Rahmen der Anreizregulierung nicht isoliert zu betrachten sind, sondern vielmehr unter Berücksichtigung der Kosten aus dem Altanlagenbestand zu bewerten sind. Daraus folgt, dass das Modell neben der betrachteten Investition zum Aufbau einer intelligenten Netzinfrastruktur auch den Altanlagenbestand abbildet.

Das Modell basiert im Wesentlichen auf einer Kosten- und Erlösbetrachtung. Der grundsätzliche Aufbau ist in Abbildung 1 dargestellt. Der Kern des Modells besteht aus drei miteinander verknüpften Modulen, wobei das erste Modul die Berechnung der operativen Kosten und der Abschreibungen beinhaltet, die aus den Investitionen und der Fortschreibung des Altanlagenbestandes resultieren. Das zweite Modul berechnet die Zinskosten auf das gebundene Kapital und das dritte die aus den Kostenverläufen und den Vorgaben der ARegV resultierenden Erlöse. Die entsprechenden Übergabeparameter zwischen den einzelnen Modulen sind jeweils entlang der Pfeile gekennzeichnet.

In das erste Modul gehen u.a. die Vorgaben über die operativen Kosten und den Anlagenbestand zum Startzeitpunkt ein. Es wird ein homogenes Investitionsgut unterstellt mit einer Nutzungsdauer von 40 Jahren. Gemäß der getätigten Grundannahme über den Zusammenhang zwischen Alt- und Neuinvestitionen wird für das Altvermögen ein so genannter eingeschwungener Zustand modelliert. Dies bedeutet, dass ein kontinuierlicher Ersatz stattfindet und keine Investitionszyklen betrachtet werden. Da die Erlöse für die erste Regulierungsperiode ab 2009 auf den Kosten und somit auch Abschrei-

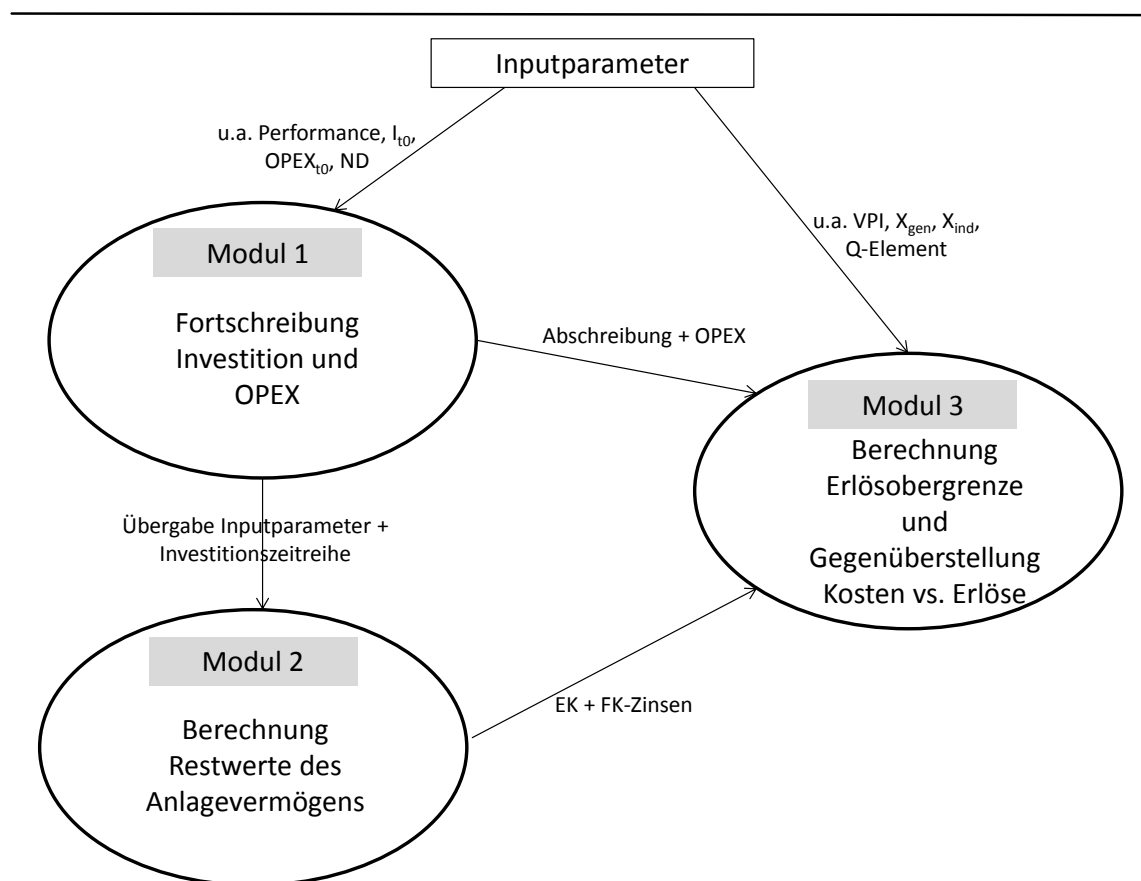
⁵ Vgl. z.B. Busse von Colbe und Laßmann (1990).

⁶ Eine detaillierte Beschreibung des verwendeten Benchmarking-Ansatzes im Rahmen der ARegV ist zu finden in Agrell et al. (2008).

⁷ Der Hystereseffekt besagt, dass sich Maßnahmen bzgl. der Versorgungsqualität erst mit einer zeitlichen Verzögerung tatsächlich auswirken und beobachten lassen, was mit einer gewissen Trägheit des Stromnetzes zusammenhängt. Siehe z.B. Ajodhia und Hakvoort (2005).

bungen aus 2006 basieren, liegt der Startzeitpunkt des Modells im Jahr 1967. Die letzte Abschreibung des in 1967 angeschafften Anlagengutes erfolgt in 2006 und ist somit noch erlöswirksam. Für 1967 werden sowohl die OPEX als auch der Anfangsbestand I auf 100 Geldeinheiten (GE) gesetzt.

Abbildung 1: Aufbau des Netzbetreibermodells



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Fortschreibung beider Werte erfolgt mittels der Performance P_t gemäß

$$(1) \quad \begin{aligned} OPEX_t &= OPEX_{t-1} \cdot (1 + P_t) \\ I_t &= I_{t-1} \cdot (1 + P_t) \end{aligned}, \text{ mit}$$

$$(2) \quad P_t = i_t - X_{gen,t} - X_{ind,t} + z_t, \text{ wobei}$$

i_t die jährliche Inflationsrate (ausgedrückt als Steigerungsrate des Verbraucherpreisindex) ist, $X_{gen,t}$ der generelle sektorale Produktivitätsfortschritt (oder auch genereller X-Faktor)⁸, $X_{ind,t}$ die individuelle Ineffizienz (oder auch individueller X-Faktor) und z_t

⁸ Zum generellen X-Faktor im Kontext der deutschen Anreizregulierung siehe z.B. Stronzik (2006).

sonstige Faktoren (z.B. erhöhter oder verminderter Reinvestitionsbedarf) beinhaltet. Alle Werte von P_t werden ausgedrückt in Prozent p.a.. Die wesentlichen regulatorischen Vorgaben für ein Unternehmen unter der Anreizregulierung spiegeln sich somit auch kostenseitig wider. Generell wird angenommen, dass der Netzbetreiber die ARegV-Vorgaben auch kostenseitig abbildet. Wird ein genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt von 1,25% p.a. durch die ARegV erlösseitig vorgegeben, wie dies z.B. für die erste Regulierungsperiode der Fall ist, dann führt dies zu der Annahme, dass die operativen Kosten und der Bedarf für Investitionen entsprechend reduziert werden. Die individuellen Effizienzwerte aus dem Benchmarking werden wie unter der ARegV über einen Verteilungsfaktor auf jährliche Reduktionsraten heruntergebrochen, wobei angenommen wird, dass Ineffizienzen innerhalb einer Regulierungsperiode abgebaut werden.⁹ Nur wenn unterstellt wird, dass die regulatorischen Vorgaben auf beiden Seiten der Kosten- und Erlösrechnung Berücksichtigung finden, können eventuelle systematische Verzerrungen durch die Regulierung identifiziert werden. Die Vorgaben für die Performance sind abhängig vom betrachteten Szenario. Die Werte für das Basisszenario sind an die ARegV angelehnt und in Tabelle 2 aufgelistet.

Tabelle 2: Performance im Basisszenario [in % p.a.]

Variable	Zeitraum				
	Bis 2005	2006-2008	2009-2013	2014-2018	Ab 2019
Inflation	2	1,5	1,5	1,5	1,5
X_{gen}	0	1,25	1,25	1,5	0,75
X_{ind}	0	0	0	0	0
z	0	0	0	0	0

Quelle: Eigene Darstellung.

Im Basisszenario wird mithin ein effizient agierender Netzbetreiber unterstellt. Ferner wird angenommen, dass vor 2006 kein technologischer Fortschritt im Netzbetrieb umgesetzt wurde ($X_{\text{gen}}=0$). Diese und weitere Annahmen werden im Rahmen von Sensitivitätsanalysen später gelockert.

Die jährlichen Investitionsbeträge I_t in das Anlagevermögen werden linear über die Nutzungsdauer ND abgeschrieben, woraus sich die jährlichen Abschreibungsbeträge ergeben:

⁹ Eine Ausnahme ist die erste Regulierungsperiode, in der gemäß ARegV ein linearer Abbau über 2 Perioden unterstellt wird. Es sei darauf hingewiesen, dass X_{gen} und z auch negative Werte annehmen können.

$$(3) Afa_{t,\tau} = I_i / ND, \text{ mit } t = 1967, 1968, \dots \text{ und } \tau = 2006, 2007, \dots$$

mit $Afa_{t,\tau}$ als dem Abschreibungsbetrag im Jahr τ für die Investition im Anschaffungsjahr t . Es wird eine Anschaffung jeweils zum 1.1. eines jeden Jahres angenommen, woraus folgt, dass bereits im Anschaffungsjahr ein voller Jahresabschreibungsbetrag fällig wird. Die Abschreibung erfolgt auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten (AK/HK) im jeweiligen Anschaffungsjahr. Aus Vereinfachungsgründen wird vom in der deutschen Anreizregulierung enthaltenen Übergang von der Nettosubstanzerhaltung zur Realkapitalerhaltung abstrahiert und Tagesneuwerte nicht weiter betrachtet.¹⁰ Die Kostengröße für die Abschreibungen ist die Summe aller existenten Abschreibungen im betrachteten Jahr T :

$$(4) Afa_T = \sum_{t=0}^T Afa_{t,T}, \text{ mit } T = 2006, 2007, 2008, \dots$$

An das Modul 2 werden aus Modul 1 alle relevanten Inputparameter und die sich ergebenden Investitions- und Abschreibungsreihen übergeben. Dort werden dann für die (t, τ) -Zeitmatrix die Restwerte $RW_{t,\tau}$ für das Anlagevermögen zum 31.12. eines jeden Jahres ermittelt:¹¹

$$(5) RW_{t,\tau} = RW_{t,\tau-1} - Afa_{t,\tau}, \text{ mit } t = 1967, 1968, \dots \text{ und } \tau = 2005, 2006, \dots$$

Analog den Abschreibungsbeträgen werden auch die Restwerte über t summiert, um das für die Anreizregulierung relevante gebundene Kapital bestimmen zu können:

$$(6) RW_T = \sum_{t=0}^T RW_{t,T}, \text{ mit } T = 2005, 2006, 2007, \dots$$

Das durchschnittliche gebundene Kapital K eines Jahres ergibt sich als einfacher Mittelwert aus dem Wert des Vorjahres und dem Wert des betrachteten Jahres:

$$(7) K_T = \frac{RW_T + RW_{T-1}}{2} \text{ mit } T = 2006, 2007, 2008, \dots$$

Die Verzinsung Z auf das durchschnittlich gebundene Kapital berechnet sich demnach wie folgt:

¹⁰ Preisen die Tagesneuwerte die Inflation adäquat ein und sind die Zinssätze kapitalmarktkonform bestimmt, führen die Nettosubstanzerhaltung und die Realkapitalerhaltung zu vergleichbaren Ergebnissen. Da zudem die Tagesneuwertproblematik stark von der betrachteten Anlagengruppe abhängt und in diesem Papier eventuelle grundsätzliche systematische Verwerfungen durch die Anreizregulierung bezüglich der Investitionstätigkeit von Verteilnetzbetreibern im Vordergrund stehen, ist das gewählte Vorgehen gerechtfertigt. Zur Tagesneuwertproblematik siehe z.B. BNE (2004) und von der Lippe (2009).

¹¹ Es findet keine Abschreibung unter Null statt.

$$(8) Z_{K,T} = K_T \cdot z_K \cdot s_K, \text{ mit } K = \text{EK, FK und } T = 2006, 2007, 2008, \dots,$$

wobei z_K der entsprechende Zinssatz und s_K der entsprechende Kapitalanteil sind. Die Werte werden analog der ARegV auch für die tatsächlichen Kosten verwendet, somit gilt für das Eigenkapital $z_{EK} = 9,29\%$ und $s_{EK} = 40\%$ sowie für das Fremdkapital $z_{FK} = 4,23\%$ und $s_{FK} = 60\%$.

Die in den Modulen 1 und 2 berechneten tatsächlichen Kosten gehen als Inputparameter in Modul 3 ein bilden dort die Grundlage für die Berechnung der Erlösbergrenze, die entsprechend den Vorgaben der ARegV bestimmt wird. Da keine dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten betrachtet werden, werden die Erlöse E ermittelt gemäß

$$(9) E_t = (KA_{vb,t0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_{t0}} - PF_t \right), \text{ wobei}$$

sich die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten $KA_{vb,t0}$ und die beeinflussbaren Kosten $KA_{b,t0}$ aus der Annahme über den Effizienzwert des Unternehmens ergeben. V_t ist der Verteilungsfaktor, der die Ineffizienzen entsprechend über die Regulierungsperiode verteilt. Die Werte für den Verbraucherpreisindex VPI und den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt PF ergeben sich aus den Annahmen über den Verlauf von X_{gen} und X_{ind} (siehe Tabelle 2). Grundsätzlich werden 8 Regulierungsperioden á 5 Jahren modelliert. Daraus folgt, dass der Betrachtungszeitraum von 2009 bis 2048 reicht. Die Kostenbezüge t_0 sind entsprechend der ARegV modelliert, so dass z.B. für die Erlösberechnung der 6. Regulierungsperiode (ab 2034) auf Istkosten aus 2031 zurückgegriffen wird. Das Modell ermöglicht darüber hinaus auch die Abbildung des pauschaliereten Investitionszuschlags (PIZ) nach § 25 ARegV sowie die Berücksichtigung eines Q-Elementes nach § 19 ARegV.¹² Der PIZ ist gemäß der ARegV als einfacher Erlössadder abgebildet, der nur für die erste Regulierungsperiode vorgesehen ist. Er ist auf ein Prozent pro Jahr der für die Bestimmung der Erlösbergrenze relevanten Kapitalkosten beschränkt.

Das Beurteilungskriterium einer Investitionsalternative wird aus einer jährlichen Gegenüberstellung der tatsächlichen Kosten C_t (Summe aus operativen Kosten und Kapitalkosten) mit den Erlösen gewonnen. Aus Vereinfachungsgründen werden Steuern nicht modelliert. Es findet somit eine reine Vor-Steuer-Betrachtung statt. Es wird berechnet, um wie viel Prozentpunkte sich die Rendite des tatsächlich gebundenen Eigenkapitals verändert ($\Delta r_{EK,t}$):

$$(10) \quad \Delta r_{EK,t} = \frac{E_t - C_t}{s_{EK} \cdot K_t}.$$

¹² Die Modellierung des Q-Elements wird in Abschnitt 2.3 beschrieben.

Dieser Bewertungsansatz beinhaltet den Vorteil, dass keine Diskontierung erforderlich ist.¹³

2.2 Prozessinnovation

Bei beiden Innovationen, sowohl der Prozess- als auch der Produktinnovation, wird der Forschungs- und Entwicklungsaufwand nicht explizit modelliert, da dessen Wirkung als Teil der operativen Kosten eindeutig ist. Bei einer Nichtberücksichtigung im Zuge der Kostenprüfung für die Bestimmung der Erlösobergrenze für eine neue Regulierungsperiode macht sich dies unmittelbar in einer Reduktion der Eigenkapitalrendite bemerkbar. Bei entsprechender Anerkennung vermindert sich hingegen ceteris paribus der Effizienzwert des betrachteten Netzbetreibers, da er Aufwendungen aufweist, die ein nicht innovierendes Unternehmen nicht als Kostenkomponente im Rahmen des Benchmarkings geltend macht. Dieser verminderte Effizienzwert wiederum wirkt dem Anreiz der Kosteninflationierung entgegen, d.h., dass der FuE-Aufwand insbesondere in das Jahr des Kostenbezuges verlegt wird.¹⁴

Prozessinnovationen werden anhand einer Reduktion der operativen Kosten modelliert. Dabei wird auf das eben beschriebene Modell für Ersatzinvestitionen aufgesetzt. Es werden zwei grundsätzliche Wirkungen betrachtet. Zum einen wird angenommen, dass es durch eine bahnbrechende Innovation hinsichtlich der Prozessabläufe zu einer einmaligen und sprunghaften Verminderung der operativen Kosten zu einem bestimmten Zeitpunkt t um 10% kommt ($z_t = -0,1$). Danach verbleiben die Kosten dauerhaft auf diesem niedrigen Level. Da für die Innovationen ein effizientes Unternehmen unterstellt wird (Effizienzwert = 100%), spiegelt sich die Senkung allein auf der Kostenseite wider. Mithin bleiben die Vorgaben für die Erlösobergrenze unverändert. Zum anderen wird eine sukzessive Einführung einer Prozessinnovation modelliert. Es wird unterstellt, dass sich die Kosten ab einem bestimmten Zeitpunkt t_1 jährlich um 1% reduzieren ($z_t = -0,01 \forall t \geq t_1$). Auch in diesem Fall findet eine Änderung der Performance nur kostenseitig statt.

2.3 Produktinnovation

Bei der Produktinnovation als kapitalintensive Maßnahme werden zwei grundsätzliche Varianten betrachtet. Zum einen wird eine Investition analysiert, bei der weiterhin von

¹³ Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass dies nur für die Ersatzinvestition und die Prozessinnovation erfolgen kann. Für die Produktinnovation wird der Bewertungsmaßstab leicht modifiziert. Siehe Abschnitt 2.3.

¹⁴ Bei Anreizregulierungen, die auf den individuellen Kosten eines Netzbetreibers basieren, hat das Unternehmen tendenziell einen Anreiz, seine Kosten im Jahr des Kostenbezuges zu inflationieren, um in der nächsten Regulierungsperiode eine höhere Erlösobergrenze zu erhalten. Dieser Problematik kann durch die so genannte Yardstick-Competition begegnet werden, bei der die Erlöse vollständig von der Kostensituation eines individuellen Netzbetreibers losgelöst sind und sich nur noch am Durchschnitt der Branche orientieren. Vgl. hierzu z.B. Shleifer (1985), Hense und Schäffner (2004) sowie Franz und Stronzik (2005).

einem homogenen Anlagengut ausgegangen wird. Dies bedeutet, dass die Innovation durch eine zusätzliche Investition in das bisherige Anlagevermögen modelliert wird, wobei weiterhin von einer Nutzungsdauer von 40 Jahren ausgegangen wird. Beispiele für eine solche Maßnahme können neue, intelligente Netzbetriebsmittel darstellen, wie z.B. regelbare Transformatoren. Zum anderen wird die Annahme eines homogenen Anlagengutes aufgegeben und eine zusätzliche Investition in ein Gut mit einer kürzeren Lebensdauer (5 Jahre) modelliert. Bei Smart Grids geht es u.a. auch um die Nutzung bestehender Möglichkeiten der Informations- und Kommunikationstechnologie. Diese Branche ist jedoch – jedenfalls zum gegenwärtigen Zeitpunkt - durch eine erheblich höhere Dynamik gekennzeichnet, was sich u.a. in signifikant kürzeren Nutzungsdauern widerspiegelt. IKT-Produkte veralten wesentlich schneller und sind daher frühzeitig zu ersetzen.¹⁵

Beide Varianten setzen auf das in Abschnitt 2.1 beschriebene Grundmodell auf. Die erste Variante (Beibehaltung eines homogenen Anlagevermögens) wird dadurch abgebildet, dass der Investitionsbedarf über die zweite Regulierungsperiode um jährlich 20% gegenüber der Basisvariante erhöht wird ($z_t = 0,2$ für $t = 2014, 2015, \dots, 2018$). Ferner wird der Betrachtungshorizont bis 2063 erweitert, da während der Regulierungsperiode 2059 bis 2063 das Invest bei einer Nutzungsdauer von 40 Jahren letztmalig erlöswirksam wird. Die Abschreibungen enden bereits in der vorhergehenden Periode. Analog wird auch die zweite Variante der Produktinnovation in das Modell eingewebt. Aufgrund der kürzeren Nutzungsdauer und somit auch kürzerer Reinvestitionszyklen des IKT-Invests wird ein um die Hälfte geringerer Investitionsbedarf angenommen ($z_t = 0,1$ für $t = 2014, 2015, \dots, 2018$) und ab der dritten Regulierungsperiode ein stetiger Ersatz abgebildet. Für die Investitionszeitreihe des IKT-Gutes gelten zunächst die gleichen Annahmen über die Performance wie für das Basisszenario. Diese Annahme wird in einem weiteren Szenario gelockert.

Wie bereits erwähnt, sind Smart Grids ein Oberbegriff für eine Vielzahl denkbarer Maßnahmen, so dass auch die Wirkungen auf erlös- oder kostenwirksame Variablen mannigfaltiger Natur sein können. Im Rahmen dieser Studie werden drei Wirkungsweisen modelliert, die alternativ aber auch gemeinsam durch eine Maßnahme im IKT-Bereich hervorgerufen werden können:

- Temporär reduzierter Effizienzwert,
- CAPEX/OPEX-Substitution,
- Qualitätsverbesserung.

Ein reduzierter Effizienzwert, der aus dem Benchmarking resultiert, kann z.B. dadurch begründet werden, dass sich die Maßnahme erst zeitverzögert auf die Variablen der

¹⁵ Ein Beleg für diesen Unterschied findet sich auch in den Netzentgeltverordnungen für Strom und Gas wieder, wo für EDV-Anlagen wesentlich kürzere betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern als für reine Netzelemente gelten. So werden z.B. für Software Nutzungsdauern von 3 bis 5 Jahren angesetzt, während Transformatoren über 30 bis 35 Jahre kalkulatorisch abzuschreiben sind.

Outputseite des Benchmarkingmodells auswirkt, während die Investitionskosten sofort beim nächsten Vergleich der Netzbetreiber Berücksichtigung finden. Ein solcher Parameter im Kontext von Smart Grids ist z.B. die installierte dezentrale Erzeugungsleistung.¹⁶ So kann es sein, dass erst bestimmte netzseitige (Teil)Investitionen durchgeführt werden müssen, um im Nachklang sukzessive vermehrt Windkraft- oder Photovoltaikanlagen an das Netz anschließen zu können. Diese vorbereitende Investition hat für einen effizienten Netzbetreiber zur Folge, dass der Benchmarkingwert bei der nächsten Durchführung sinkt,¹⁷ ohne dass er entsprechende Kostenreduktionen vornehmen kann. Im Modell wird dies abgebildet, indem sich der Effizienzwert in der dritten Periode auf 90% verschlechtert. Durch den sukzessiven Anschluss und die damit einhergehende Steigerung der installierten dezentralen Erzeugungsleistung steigt danach – quasi automatisch – der Benchmarkingwert wieder.¹⁸ Im Modell wird angenommen, dass der individuelle Effizienzwert über die nächsten beiden Regulierungsperioden wieder linear auf 100% steigt.

Bei Smart Grids wird oft von der „Ersetzung von Kupfer durch Intelligenz“ gesprochen, was zu einer Verlagerung von Kapitalkosten (weniger „Kupfer“) zu mehr operativen Kosten (höhere Betriebskosten z.B. aufgrund der Notwendigkeit, höher qualifiziertes Personal einzustellen) führen kann. Für die Modellierung werden unterschiedliche Werte für den Parameter z_t im Rahmen der Performance für den Verlauf der OPEX ($z_{OPEX,t} = 1\%$) und der Kapitalkosten ($z_{CAPEX,t} = -1\%$) ab der auf die Investition folgende Regulierungsperiode (d.h. ab der dritten Regulierungsperiode) eingeführt.¹⁹ Es sei darauf hingewiesen, dass es sich bei $z_{CAPEX,t}$ um einen in jedem Jahr um 1% verminderten Reinvestitionsbedarf handelt, aus dem sich entsprechend der beschriebenen Modellstruktur die Kapitalkosten ergeben.

Der Einsatz von IKT zielt auch darauf ab, die Versorgungsqualität zu verbessern bzw. kostengünstiger bereitzustellen, indem z.B. eine verbesserte Steuerungsmöglichkeit des Netzes genutzt wird, Ausfallzeiten zu verringern. In diesem Kontext sieht die ARegV in § 19 ARegV die Einführung eines Qualitätselementes in die Regulierungsformel vor. Neben der Netzzuverlässigkeit, bei der es um die Fähigkeit des Versorgungsnetzes geht, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren, sieht die Verordnung auch die Netzleistungsfähigkeit als Bestandteil der Versorgungsqualität an, die die Fähigkeit des Netzes beschreibt, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen. Für die Stromnetze plant die Bundesnetzagentur den Start der Qualitätsregulierung zum 1.1.2012, wobei zunächst nur Regelungen für die Netzzuverlässigkeit enthalten sein werden. Dazu wird eine Bo-

¹⁶ Vgl. z.B. Agrell et al. (2008).

¹⁷ Nur im unwahrscheinlichen Fall, dass alle Netzbetreiber entsprechend parallel vorgehen, kommt es nicht zu einer temporären Verschlechterung für das betrachtete Unternehmen.

¹⁸ Dies ist natürlich eine sehr stark vereinfachende Beschreibung. In der Realität fallen auch während des Anschlusses entsprechende Kosten beim Netzbetreiber an, die an dieser Stelle aber vernachlässigt werden können.

¹⁹ Grundsätzlich könnten auch nicht lineare Verläufe in das Modell integriert werden, was jedoch nicht zu substantiell abweichenden Ergebnissen führt.

nus/Malus-Regelung in die Regulierungsformel integriert, die auf Kennzahlen zur Versorgungsunterbrechung und der mittleren kumulierten Unterbrechungsdauer eines Kunden pro Jahr basiert.²⁰

Die Modellierung erfolgt anhand der durchschnittlichen Ausfallzeiten pro Endkunde unter Vernachlässigung des vorgesehenen Strukturparameters Lastdichte. Der Bonus/Malus B_t wird analog der ARegV als einfacher Erlössadder zu Gleichung 9 abgebildet:

$$(11) \quad \begin{aligned} B_t &= (Q^{\text{Ref}} - Q_t^{\text{ind}}) \cdot L \cdot m, \quad t = 2014, 2019, 2024, \dots \\ \text{s.t. } |B_t| &\leq 0,02 \cdot E_t \end{aligned}$$

L ist die Anzahl der Letztverbraucher, die an das Netz des Versorgers angeschlossen sind und m der Monetarisierungsfaktor. Beide werden über die Zeit als konstant angenommen mit $L = 10$ Kunden und $m = 0,18 \text{ €/min/Kunde/a}$.²¹ Q^{Ref} ist der Referenzwert für die Qualitätsregulierung, der für den gesamten Zeitraum auf 15 Minuten je Netzkunde und Jahr gesetzt wird.²² Q_t^{ind} bildet die individuelle Kennzahl ab. Es wird unterstellt, dass B_t zu Beginn einer jeden Regulierungsperiode neu bestimmt wird und für diesen Zeitraum dann konstant gehalten wird. Ferner ist eine Deckelung von B_t auf maximal 2% der Erlösobergrenze modelliert.²³ Dem Beschlussentwurf der BNetzA (2011a) folgend ergibt sich Q_t^{ind} als Durchschnitt der gemessenen Werte der Kennzahl aus den mittleren drei Jahren der vorhergehenden Regulierungsperiode. Dies bedeutet, dass sich z.B. die individuelle Kennzahl für die vierte Regulierungsperiode ab 2024 aus den gemessenen Werte der Jahre 2020 bis 2022 zusammensetzt.

Hinsichtlich der Abbildung der durch eine in der zweiten Regulierungsperiode durchgeführten Produktinnovation hervorgerufenen Qualitätsverbesserung wird eine Reduktion der gemessenen Ausfallzeiten um 2% p.a. ab der vierten Regulierungsperiode unterstellt. Dies soll dem Umstand Rechnung tragen, dass sich Qualitätsverbesserungen immer erst nach einer gewissen Zeitverzögerung auch tatsächlich messen lassen (Hystereffekt). Es wird angenommen, dass der anfängliche individuelle Wert dem Referenzwert von 15 Minuten pro Kunde und Jahr entspricht.

²⁰ Zu den geplanten Regelungen siehe BNetzA (2011a). Eine detaillierte Beschreibung der Eckpunkte der Qualitätsregulierung geben Westermann und Krämer (2011).

²¹ Die Wahl von L erfolgt rein aus Dimensionsgründen in Relation zur sich ergebenden Erlösobergrenze des Modells. Für m siehe Westermann und Krämer (2011).

²² Die Bundesnetzagentur hat für 2009 die Kennzahl SAIDI (System Average Interruption Duration Index) für die Netzzuverlässigkeit im Strombereich mit 14,63 Minuten angegeben. In den Vorjahren lag der Wert leicht darüber (BNetzA 2011b). Aus Gründen der Vereinfachung wird eine Konstanz dieses Wertes angenommen. In der Praxis wird dieser Wert zu Beginn einer jeden neuen Regulierungsperiode sehr wahrscheinlich immer wieder neu bestimmt werden.

²³ Die Bundesnetzagentur plant, die Qualitätsregulierung erlösneutral über alle betroffenen Netzbetreiber auszugestalten. Um dies zu gewährleisten, ist im Zuge der Festlegungen der Boni und Mali daher eine Deckelung vorgesehen, die im Beschlussentwurf indikativ mit 2 bis 4% der individuellen Erlösobergrenze angegeben wird (siehe BNetzA 2011a).

Produktinnovationen haben einen anderen Charakter als die in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen Ersatzinvestitionen und Prozessinnovationen. Aufgrund der Kapitalintensität von Produktinnovationen sind diese eher vergleichbar mit Investitionen, die zu einer Erweiterung des Altanlagenbestandes führen. Als direkte Wirkung vergrößert sich z.B. die Kapitalbasis. Daher wird der in Abschnitt 2.1 vorgestellte Bewertungsmaßstab entsprechend modifiziert. Es werden nun die Veränderungen der Kosten und Erlöse in Relation zum Basisszenario betrachtet. Vom Saldo dieser Veränderungen wird dann ein Kapitalwert bestimmt. Dies ermöglicht es, die Durchführung der Innovation selbst mit den drei oben dargelegten Wirkungen zu vergleichen. Als Diskontrate wird der gewichtete Durchschnitt der Fremd- und Eigenkapitalzinsen verwendet. Unter Verwendung der entsprechenden Inputparameter für die Kapitalanteile und der beiden Zinssätze ergibt sich eine Diskontrate von 6,254%.

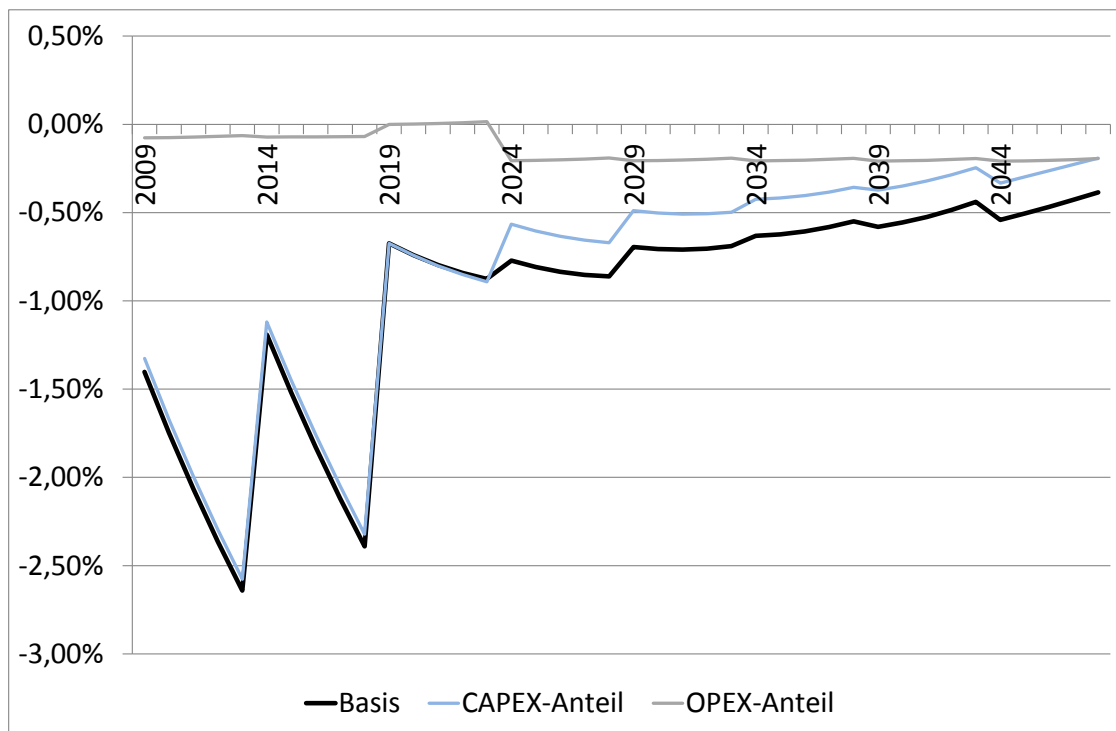
3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse des in Kapitel 2 beschriebenen Netzbetreibermodells diskutiert.

3.1 Ersatzinvestition

Zuerst wird das Basisszenario für die Ersatzinvestitionen betrachtet, das für alle weiteren Analysen die Referenz bildet. In Abbildung 2 ist der Verlauf der Veränderung der Eigenkapitalrendite nach Gleichung (10) dargestellt (schwarze Linie), der sich aus der Durchführung der Ersatzinvestition unter den gewählten Annahmen ergibt, wobei die Annahmen eng an die regulatorischen Vorgaben der ARegV angelehnt sind.

Abbildung 2: Modellergebnisse Ersatzinvestition (Basisszenario)



Quelle: Eigene Berechnung.

Es findet eine Verzerrung der Eigenkapitalrendite nach unten statt, was auf die der Anreizregulierung immanenten Zeitverzögerungen zurückzuführen ist. Zur Bestimmung der Erlösobergrenze für eine neue Regulierungsperiode wird im Rahmen der Kostenbezüge auf Kosten aus der Vergangenheit zurückgegriffen. Bei steigenden Kostenverläufen führt dies zu einer Verringerung der Rendite auf das tatsächlich gebundene Eigenkapital.

tal, da die tatsächlichen Kosten in einem betrachteten Jahr über denen liegen, mit der die Erlösobergrenze hinterlegt ist. Aufgrund der symmetrischen Ausgestaltung der Anreizregulierung führen sinkende Kostenverläufe entsprechend zu einer Erhöhung der Eigenkapitalrendite. Hieraus folgt, dass wir es im Basisszenario ausschließlich mit steigenden Kostenverläufen zu tun haben.²⁴

Aus der Graphik wird ersichtlich, dass im Wesentlichen die Kapitalkosten (CAPEX-Anteil) zur reduzierten Rendite beitragen, während der OPEX-Anteil von untergeordneter Bedeutung ist. Die anfängliche Minderung von bis zu 2,5 Prozentpunkten ist vor allem inflationsbedingt. Während bei den operativen Kosten beim Kostenbezug direkt auf die Kosten aus t-2 zurückgegriffen wird, gehen bei den Kapitalkosten über die Abschreibungen noch Kosten aus weit zurückliegenden Jahren in die Erlösobergrenze ein. Da angenommen wird, dass vor Beginn der Anreizregulierung kein technologischer Fortschritt im Netzbereich stattgefunden hat ($X_{gen} = 0$), liegen innerhalb einer Regulierungsperiode zwischen erlöswirksamen herausfallenden Abschreibungen auf Altanlagen und den kostenseitig sie ersetzenden Abschreibungen auf Neuinvestitionen aufgrund der angenommenen Nutzungsdauer zum Teil 40 Jahre Inflation.²⁵ Dies korrespondiert mit den Ergebnissen von Hachmeister (2009), dass der positive Sockeleffekt bei Altanlagen den negativen Sockeleffekt bei Neuanlagen nicht kompensiert. Während der PIZ in diesem Kontext nur einen relativ geringen Lösungsbeitrag leisten kann,²⁶ findet durch den Ansatz von Tagesneuwerten bei Altanlagen, der im Rahmen der Analysen vernachlässigt wurde, eine - zumindest partielle - Schließung dieser inflationsbedingten Lücke statt. Gegen Ende des Betrachtungszeitraumes pendelt sich die Reduktion der Eigenkapitalrendite auf ca. 0,5 Prozentpunkte ein. Da zu diesem Zeitpunkt das gegenwärtig noch im Bestand der Netzbetreiber befindliche Altvermögen zum größten Teil ersetzt wurde, kann dieser Zustand als „stabil“ betrachtet werden. Bei Abschätzungen über eventuelle Verzerrungswirkungen der Anreizregulierung hinsichtlich der Behandlung von Ersatzinvestitionen ist somit eher dieser Wert relevant als die anfänglich ausgewiesenen höheren Werte, da letztere zum einen durch die eher unrealistische Annahme eines nicht existenten technologischen Fortschritts vor Beginn der Anreizregulierung getrieben sind und die Lücke zudem durch den Ansatz von Tagesneuwerten geschlossen wird.

Um diese Problematik noch etwas näher zu untersuchen, werden Sensitivitätsanalysen für die gewählten Inputparameter des generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts sowie der Inflation durchgeführt. Zum einen wird die Annahme eines nicht vorhandenen technologischen Fortschritts vor Beginn der Anreizregulierung gelockert und ein X_{gen} von 0,5 % p.a. vor 2006 angenommen. In einem zweiten Szenario wird ein höherer ge-

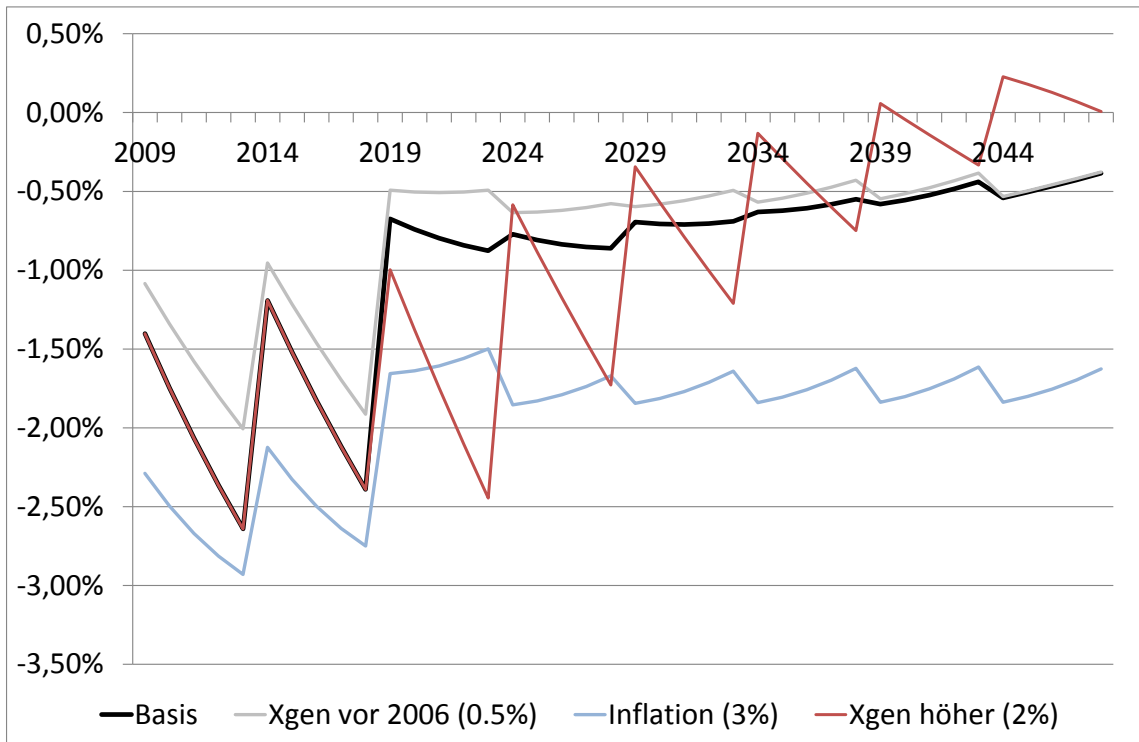
²⁴ Aus den Gleichungen (1) und (2) geht hervor, dass sinkende Kostenverläufe mit einer negativen Performance zusammenhängen. Dies ist bei einem effizienten Unternehmen unter Vernachlässigung weiterer Faktoren dann gegeben, wenn $X_{gen,t} > i_t$ gilt.

²⁵ Ein weiterer Effekt entsteht durch das gebundene Kapital. Durch die Inflation ist das im Rahmen der Erlösgrenze implizit unterstellte gebundene Kapital geringer als das tatsächlich ausgewiesene Kapital. Daher liegt auch die erlöswirksame Kapitalverzinsung unter den tatsächlichen Zinskosten.

²⁶ Der Effekt liegt in der Regel bei weniger als 0,5 Prozentpunkten p.a..

nereller X-Faktor (2%) ab der dritten Regulierungsperiode unterstellt. Das dritte Szenario beinhaltet eine über den gesamten Zeitraum höhere Inflationsrate von 3%. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen sind in Abbildung 3 enthalten. Als Referenz ist zudem erneut das Basisszenario in der Graphik abgetragen.

Abbildung 3: Modellergebnisse Ersatzinvestition (Inflation)



Quelle: Eigene Berechnung.

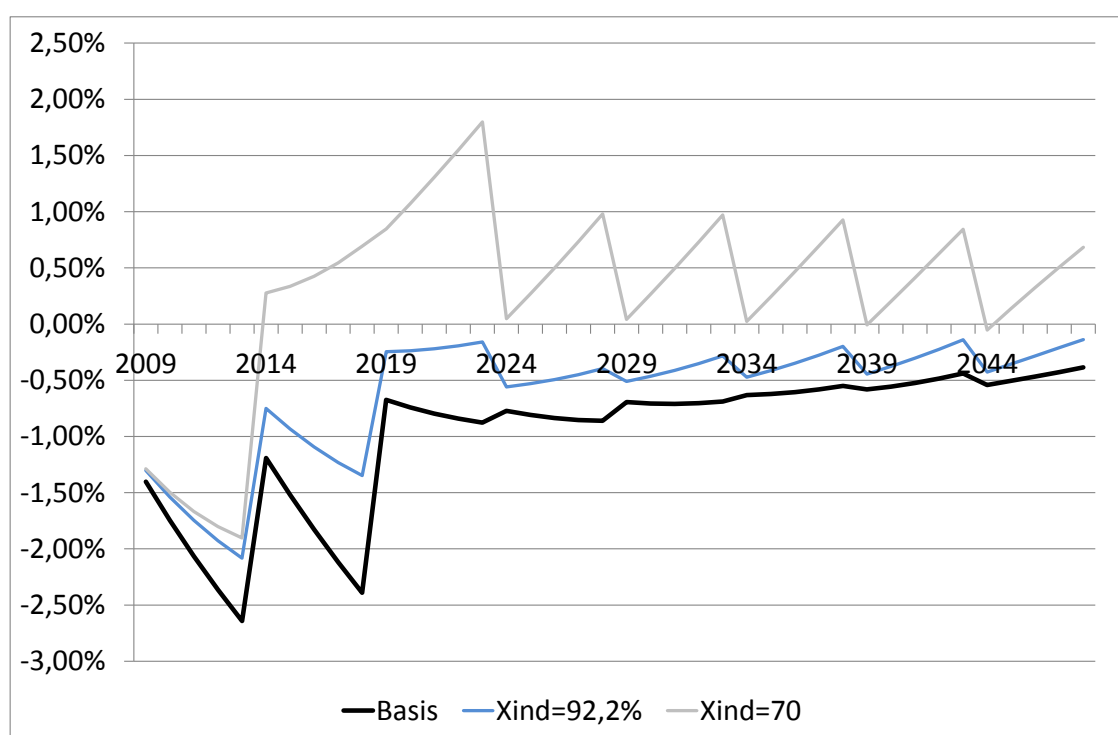
Die Annahme über einen technologischen Fortschritt vor Beginn der Anreizregulierung führt vor allem zu einer Abschwächung der initialen Minderung der Eigenkapitalverzinsung. Die Differenz zwischen herausfallenden Abschreibungen auf Altanlagen und an ihre Stelle tretender Abschreibungen auf Neuinvestitionen reduziert sich entsprechend dem angenommenen generellen X-Faktor. Aufgrund der abnehmenden Bedeutung des in 2006 noch im Bestand des Netzbetreibers befindlichen Altvermögens nähert sich die Kurve gegen Ende des Betrachtungszeitlaufs wieder dem Basisszenario an.

Ein höherer genereller X-Faktor ab 2019 führt temporär zu schlechteren Ergebnissen. Das höhere Reduktionserfordernis, das sich unmittelbar auf die gewährten Erlöse auswirkt, spiegelt sich kostenseitig nur im Neuinvestitionsbedarf wider nicht jedoch in den durch den Altbestand bedingten Kosten. Dadurch kommt es zu einer zusätzlichen Lücke zwischen Kosten und Erlösen, die negativ auf die erzielbare Eigenkapitalrendite

durchschlägt. Ab ca. 2039 liegen die ausgewiesenen Änderungen der Eigenkapitalverzinsung dauerhaft über denen des Basisszenarios und werden gegen Ende positiv, was auf sinkende Kostenverläufe zurückzuführen ist. Ab diesem Zeitpunkt ist ca. die Hälfte des 2019 existenten Anlagenbestandes abgeschrieben und ersetzt worden, wodurch der eben beschriebene Effekt in den Hintergrund tritt und das höhere Reduktionserfordernis auch bei den Kapitalkosten zu sinkenden Kostenverläufen führt.²⁷

Aufgrund der beschriebenen Effekte im Anlagevermögen führt eine über den gesamten Zeitraum höhere Inflation konsequenterweise auch zu einer über den gesamten Zeitraum signifikant höheren negativen Abweichung der Eigenkapitalverzinsung in Relation zum Basisszenario. Dieses Ergebnis impliziert, dass auch für die Anreizregulierung stabile finanzwirtschaftliche Rahmenbedingungen eine nicht unwesentliche Voraussetzung sind, um die durch die Regulierung intendierten Anreize nicht zu konterkarieren.

Abbildung 4: Modellergebnisse Ersatzinvestition (Effizienz)



Quelle: Eigene Berechnung.

In einem weiteren Schritt wird der Einfluss des individuellen X-Faktors auf die Eigenkapitalrendite untersucht. Der Basisfall eines effizienten Netzbetreibers wird verglichen mit Netzbetreibern, die geringere Effizienzwerte aufweisen (siehe Abbildung 4). Der Wert

²⁷ Es sei darauf hingewiesen, dass die Jahresdifferenz zwischen 2039 und 2019 der halben unterstellten Nutzungsdauer entspricht.

von $X_{ind} = 92,2\%$ entspricht der im ersten Benchmarking festgestellten durchschnittlichen Effizienz von Stromnetzbetreibern im Regelverfahren, während $X_{ind} = 70\%$ in etwa mit dem unteren Rand der beobachteten Effizienzniveaus korrespondiert.²⁸ Wie in der gesamten Studie wird auch in diesem Fall ARegV-konformes Verhalten der Unternehmen unterstellt, d.h., dass die Effizienzvorgaben entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 2.1 auch kostenseitig umgesetzt werden. Dabei wird angenommen, dass Ineffizienzen über 2 Regulierungsperioden linear abgebaut werden.

Während es in der ersten Regulierungsperiode nur zu relativ geringen Abweichungen zum Basisszenario kommt, führen die geringeren Effizienzwerte im initialen Benchmarking in der Folge zu signifikant höheren Eigenkapitalrenditen. Die Umsetzung der Effizienzvorgaben resultiert aufgrund von $P_t < 0$ in teilweise sinkenden Kostenverläufen. Fallen die Kosten zwischen dem Jahr des Kostenbezuges und dem Start der Regulierungsperiode, so folgt $\Delta r_{EK,t} > 0$ im Startjahr der neuen Regulierungsperiode (z.B. für $X_{ind} = 70\%$ in 2014).²⁹ Sinkende Kostenverläufe während einer Regulierungsperiode wiederum führen zu einem steigenden Verlauf von $\Delta r_{EK,t}$ während dieses Zeitraums. Je steiler die Kurvenverläufe sind, desto positiver ist der zu beobachtende Effekt auf die Verzinsung. Anfänglich ineffizientere Netzbetreiber profitieren demnach stärker von diesem Wirkungszusammenhang.

Obwohl die Effizienzurückstände nach zwei Regulierungsperioden aufgeholt sind ($X_{ind} = 100\%$ ab 2019), weisen die Netzbetreiber auch nach 2018 höhere Renditen als im Basisfall auf. Hier kehrt sich der bisher negativ aufgefallene Effekt des Anlagevermögens um. Der während der ersten zwei Regulierungsperioden reduzierte Reinvestitionsbedarf führt auch in der Folge zu sinkenden Kostenverläufen, wobei sich der Effekt über die Zeit abschwächt.

3.2 Prozessinnovation

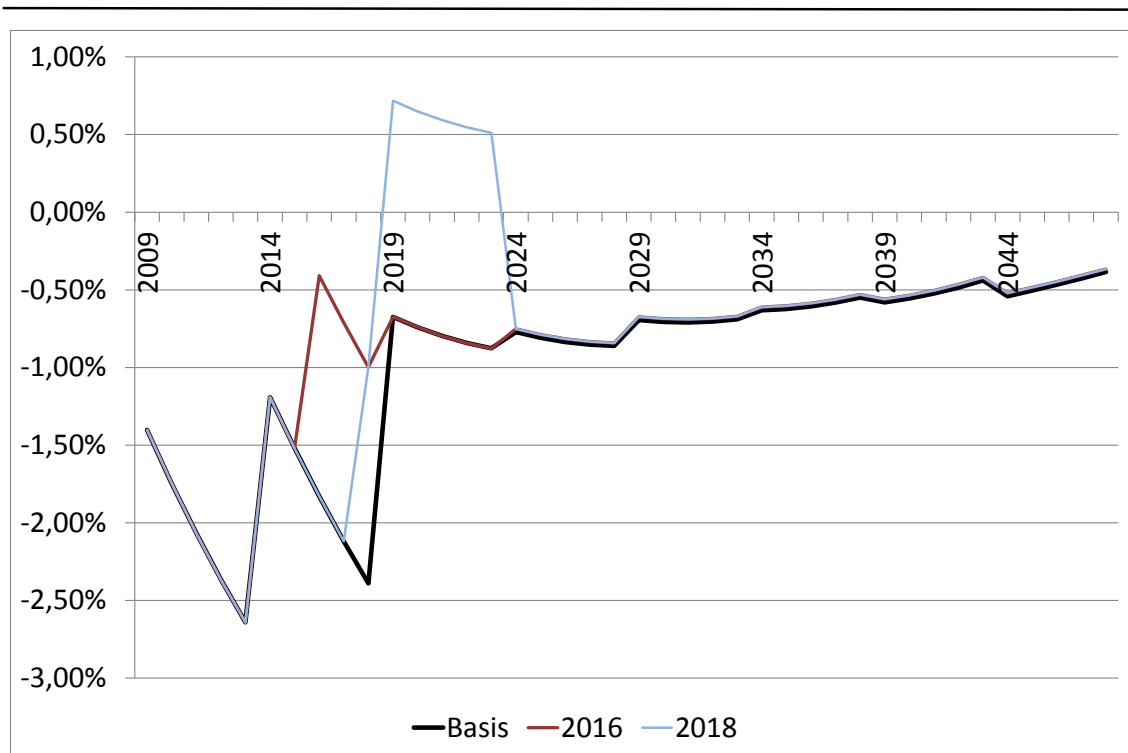
Bei Prozessinnovationen wird zwischen einer bahnbrechenden Innovation („Durchbruch“) und einer sukzessiven Einführung der Innovation ab der zweiten Regulierungsperiode unterschieden. Hinsichtlich der ersten Variante wird noch zwischen einer Einführung im Jahr des Kostenbezuges (2016) und kurz vor Beginn der dritten Regulierungsperiode (2018) differenziert.

Aus Abbildung 5 geht hervor, dass ein Innovator, dessen operative Kosten sich einmalig und sprunghaft reduzieren, nur temporär höhere Eigenkapitalrenditen erwirtschaften kann als im Basisszenario ohne Innovation.

²⁸ Vgl. Agrell und Bogetoft (2007). Bezüglich des geringeren Wertes wurde auf noch beobachtete Effizienzniveaus abgestellt und nicht auf die in § 12 Abs. 4 ARegV enthaltene untere Schranke von 60%.

²⁹ Für die zweite Regulierungsperiode ab 2014 ist das Jahr des Kostenbezuges z.B. 2011.

Abbildung 5: Modellergebnisse Prozessinnovation (Durchbruch)



Quelle: Eigene Berechnung.

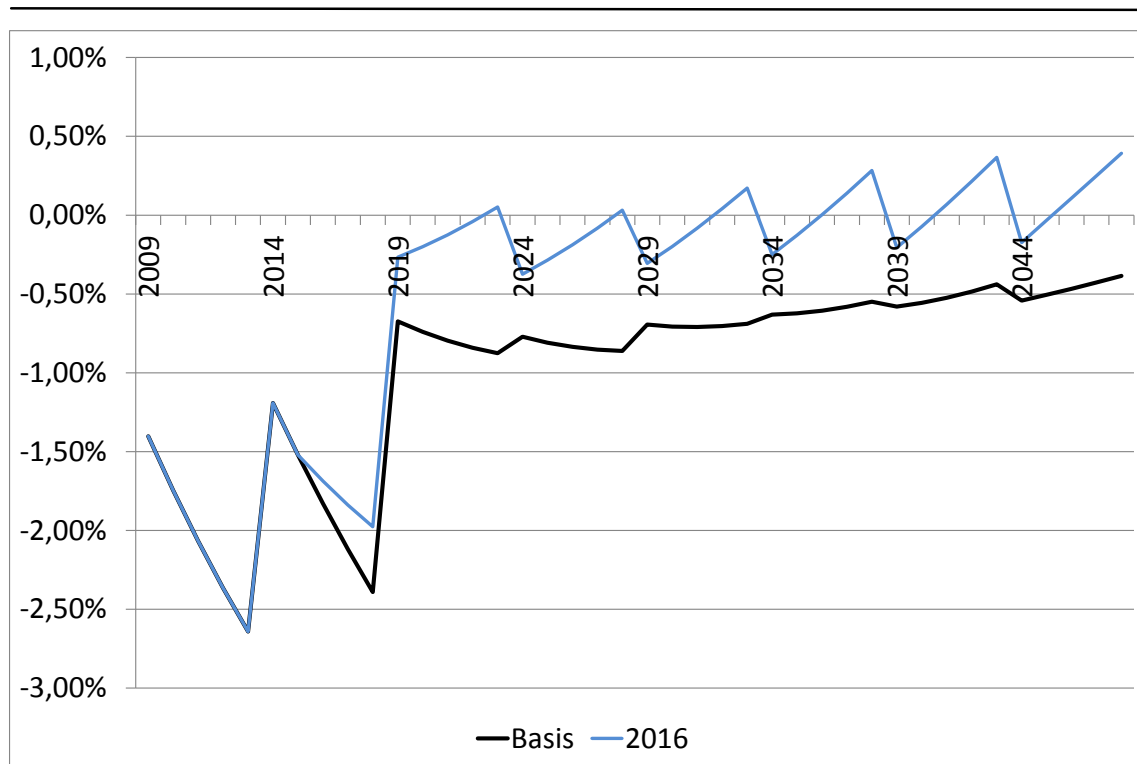
Der individuelle Effizienzwert ist mit 100% nach oben quasi gedeckelt. Innovationsrenten in Form von Kostenreduktionen werden beim nächsten Kostenbezug beim Innovator individuell abgeschöpft, da er auf das neue, niedrigere Niveau eingerastet wird. Auf der anderen Seite verschlechtert sich für nicht innovierende Unternehmen im nächsten Benchmarking ceteris paribus deren relative Position, wodurch sie geringere Effizienzwerte erhalten. Hierdurch findet gewissermaßen eine Sozialisierung der Innovationsrenten statt, da sich andere Netzbetreiber nun höheren Reduktionserfordernissen gegenübersehen, die – nach deren Umsetzung – zu geringeren Kosten und somit geringeren Netzentgelten für die Endkunden führen. Aus der Graphik geht ebenfalls hervor, dass eine Einführung der Innovation im Jahr des Kostenbezuges besonders problematisch ist, da entsprechende Renten unmittelbar abgeschöpft werden.

Bei einer sukzessiven Einführung (siehe Abbildung 6) besteht für den Netzbetreiber die Möglichkeit, dauerhaft zu profitieren. Innovationsrenten werden nicht einmalig sondern sukzessive abgeschöpft. Ein Vergleich beider Szenarien zeigt, dass eine allmähliche Einführung über die Zeit zu signifikant höheren Renditen führt,³⁰ woraus ein gewisser

³⁰ Zur Durchführung des Vergleichs wurde unterstellt, dass beide Variante in 2048 zu gleichen operativen Kosten führen. Die Summe der Renditedifferenzen über die Zeit in Relation zum Basisszenario ($\sum_t (\Delta r_{EK,t}^{Inno} - \Delta r_{EK,t}^{Basis})$) ist bei sukzessiver Einführung annähernd doppelt so hoch wie im Falle einer bahnbrechenden Innovation.

Anreiz für Netzbetreiber abgeleitet werden kann, die Einführung von Innovationen zeitlich zu strecken.

Abbildung 6: Modellergebnisse Prozessinnovation (sukzessive Einführung)



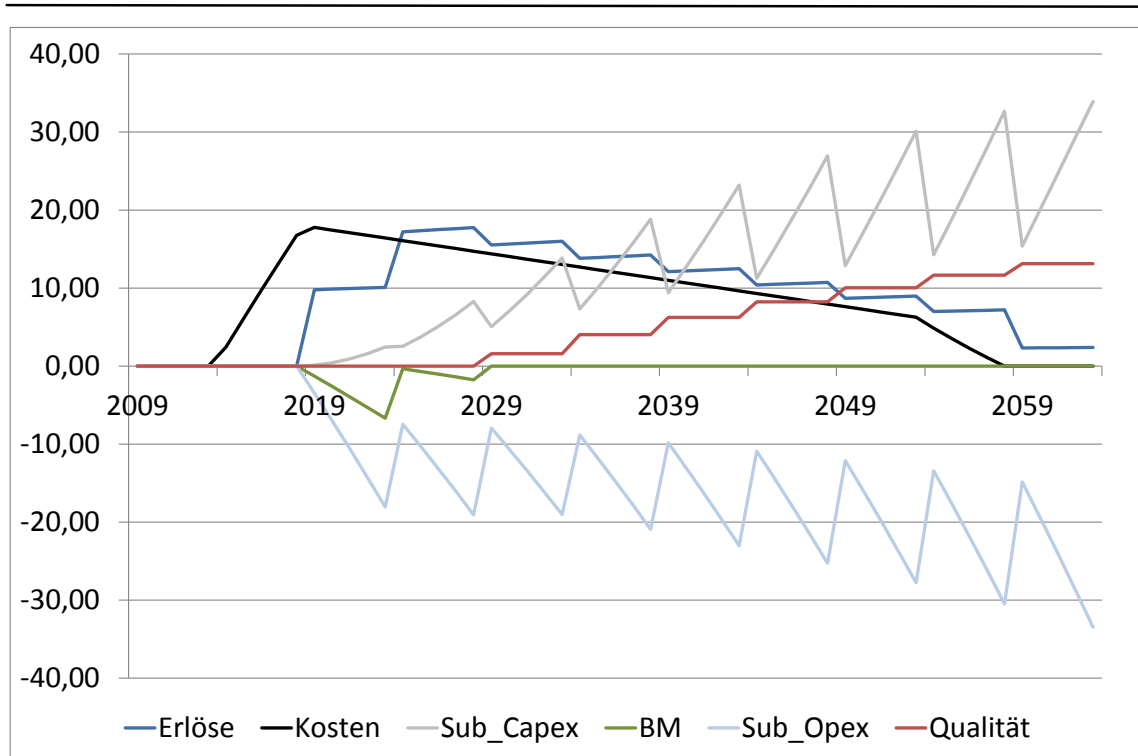
Quelle: Eigene Berechnung.

Die Ergebnisse sind eng mit dem in der ökonomischen Literatur bereits extensiv diskutierten Problem der Wahl der Länge einer Regulierungsperiode verbunden.³¹ Je kürzer eine Regulierungsperiode gewählt ist, desto schneller werden Kostenreduktionen an die Endkunden weitergereicht. Auf der anderen Seite erhöhen längere Perioden den Anreiz für Netzbetreiber, Kostenreduktionen auch tatsächlich durchzuführen, da resultierende Mehrgewinne über einen längeren Zeitraum einbehalten werden können. Ferner sei in diesem Kontext auf die enge Verzahnung zwischen Innovationen und dem generellen X-Faktor hingewiesen. Die Funktion von X_{gen} ist es gerade, Kostenreduktionen aufgrund technologischen Fortschritts beim Netzbetrieb auch während der laufenden Regulierungsperiode an die Endkunden weiterzureichen. Dieser Trade-off zwischen allokativer und dynamischer Effizienz bleibt bestehen, solange sich die Erlöse an den individuellen Kosten eines Netzbetreibers orientieren.

³¹ Für einen Überblick siehe z.B. Hense und Schäffner (2004).

3.3 Produktinnovation

Abbildung 7: Hauptergebnisse Produktinnovation



Quelle: Eigene Berechnung.

Bei den Produktinnovationen wird unterschieden zwischen einer kapitalintensiven Maßnahme unter Beibehaltung eines homogenen Anlagengutes sowie einer Investition in ein IKT-Gut mit einer kürzeren Nutzungsdauer von 5 Jahren. Bezüglich der ersten Variante sind die wesentlichen Ergebnisse in Abbildung 7 dargestellt. Im Gegensatz zu den bisherigen Analysen werden nun die veränderten Erlös- und Kostenverläufe gegenüber dem Basisszenario aus Abschnitt 3.1 abgetragen. Die Investition selbst führt über die entstehenden Abschreibungen und Verzinsungen des gebundenen Kapitals zu höheren Kosten. Aufgrund des Zeitverzuges der CAPEX-Anerkennung in der Erlösobergrenze im Rahmen der Kostenbezüge folgen die Erlöse den Kosten mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung, was über den gesamten Betrachtungszeitraum zu einem negativen Kapitalwert von -32.54 GE führt (siehe Tabelle 3).³²

Allerdings stellt der Aufbau einer intelligenten Infrastruktur keinen Selbstzweck an sich dar, so dass in die Betrachtungen mögliche intendierte Wirkungen miteinzubeziehen und deren Kosten- bzw. Erlöswirkungen ebenfalls zu berücksichtigen sind. Wie in Ab-

³² Dieses Ergebnis korrespondiert im Endeffekt mit Ballwieser (2008), der isolierte Einzelinvestitionen analysiert.

schnitt 2.3 erläutert wurde, kann eine unmittelbare Folge der Investition zudem in einem geringeren individuellen Effizienzwert bestehen, da Verbesserungen möglicher adressierter Outputparameter des Benchmarkings (z.B. installierte dezentrale Erzeugungsleistung) erst sukzessive im Nachgang der Investitionsmaßnahme erfolgen. Der sich ergebende negative Kapitalwert der Erlössenkungen belastet die Maßnahme zunächst zusätzlich.

Tabelle 3: Kapitalwerte der produktinnovationsbezogenen Maßnahmen

Aufbau Smart Grid	NPV [GE]	Wirkungen	NPV [GE]
<i>Homogenes Gut</i>	-32,54	BM (Effizienzwert)	-10,35
<i>IKT</i>		<i>OPEX/CAPEX-Substitution</i>	-39,45
IKT-Basis	-67,22	Sub_CAPEX (-1% p.a.)	(72,41)
IKT-TF (2% p.a.)	-57,77	Sub_OPEX (+1% p.a.)	(-111,86)
Einzelinvest	-15,93	Qualität	23,55
EO Einzel	(51,18)		
Kosten Einzel	(-67,11)		

Quelle: Eigene Berechnung.

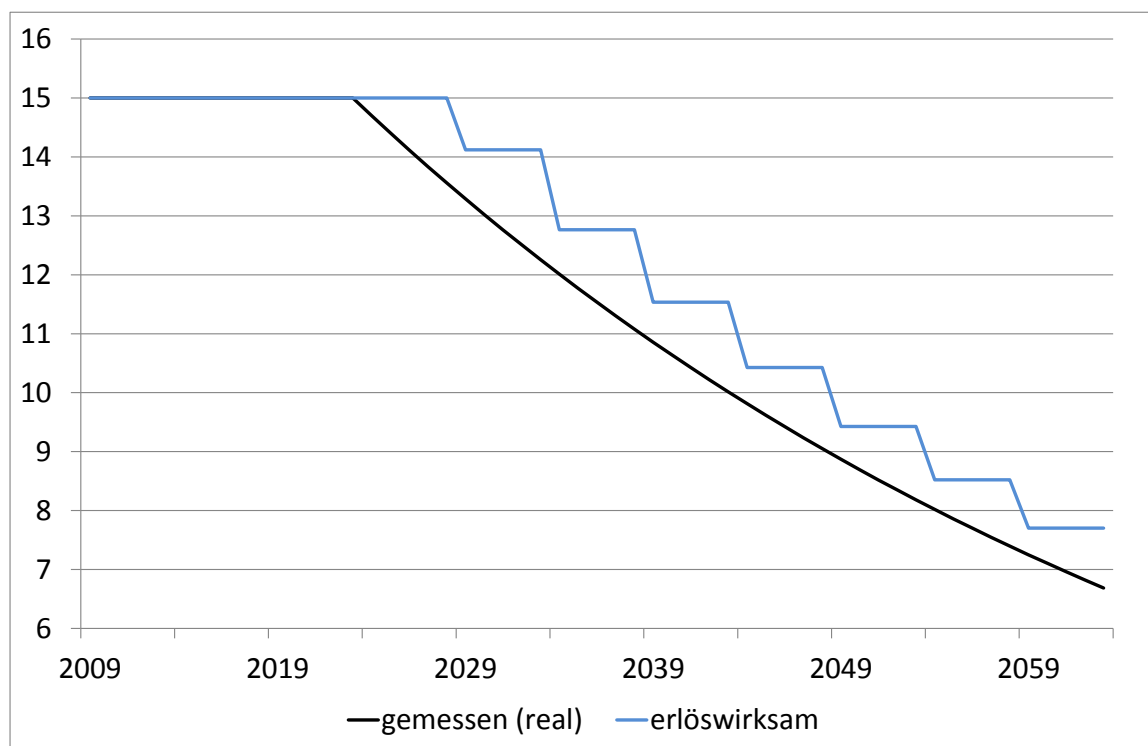
Eine OPEX/CAPEX-Substitution, wobei der reduzierte Investitionsbedarf beabsichtigt ist, während die Erhöhung der operativen Kosten eher eine notwendige Folge (höhere Entlohnung für den Bedarf an höher qualifiziertem Personal) darstellt, führt unter den gewählten Annahmen eines symmetrischen Verlaufs über den Betrachtungszeitraum per Saldo zu einem negativen Kapitalwert.³³ Während sich die Steigerung der OPEX unmittelbar belastend auswirken, führt der reduzierte Reinvestitionsbedarf durch den bereits beschriebenen Effekt im Anlagevermögen zeitlich verzögert zu entsprechenden Entlastungen. In diesem Kontext kann quasi von einer gewissen Trägheit des Anlagevermögens gesprochen werden, da sich Effekte aus dem Altanlagevermögen noch weit in die Zukunft auswirken.

Auch Maßnahmen, die auf eine Verbesserung der Versorgungsqualität abzielen, wirken sich aufgrund des Hystereseeffektes erst mit einer zeitlichen Verzögerung positiv aus, was die Möglichkeiten der Erzielung positiver Kapitalwerte dämpft. Zusätzlich zu dieser technisch bedingten Verzögerung beinhaltet die Konstruktion der Qualitätsregulierung einen weiteren Zeitverzug, da auf den gemessenen Qualitätsverlauf in der Vergangenheit rekuriert wird. Der tatsächlich beobachtete Verlauf des individuellen Qualitätsinde-

³³ In beiden Fällen wird der Saldo aus den kosten- und erlösseitigen Wirkungen in Relation zum Basisszenario betrachtet.

xes des Netzbetreibers (schwarze Kurve in Abbildung 8) hat einen zeitlichen Vorlauf von ca. einer Regulierungsperiode vor dem für die Qualitätsregulierung relevanten Indexverlauf Q_t^{ind} (blaue Linie in Abbildung 8).³⁴ Die Bezugnahme auf Vergangenheitswerte bei der Qualitätsregulierung stellt eine Notwendigkeit dar, führt aber im Rahmen entsprechender Maßnahmen zum Aufbau einer intelligenten Netzinfrastruktur zu einer doppelten Verzögerung möglicher positiver Wirkungen hinsichtlich der Erlössituation des Netzbetreibers.

Abbildung 8: Verlauf des Qualitätsindex

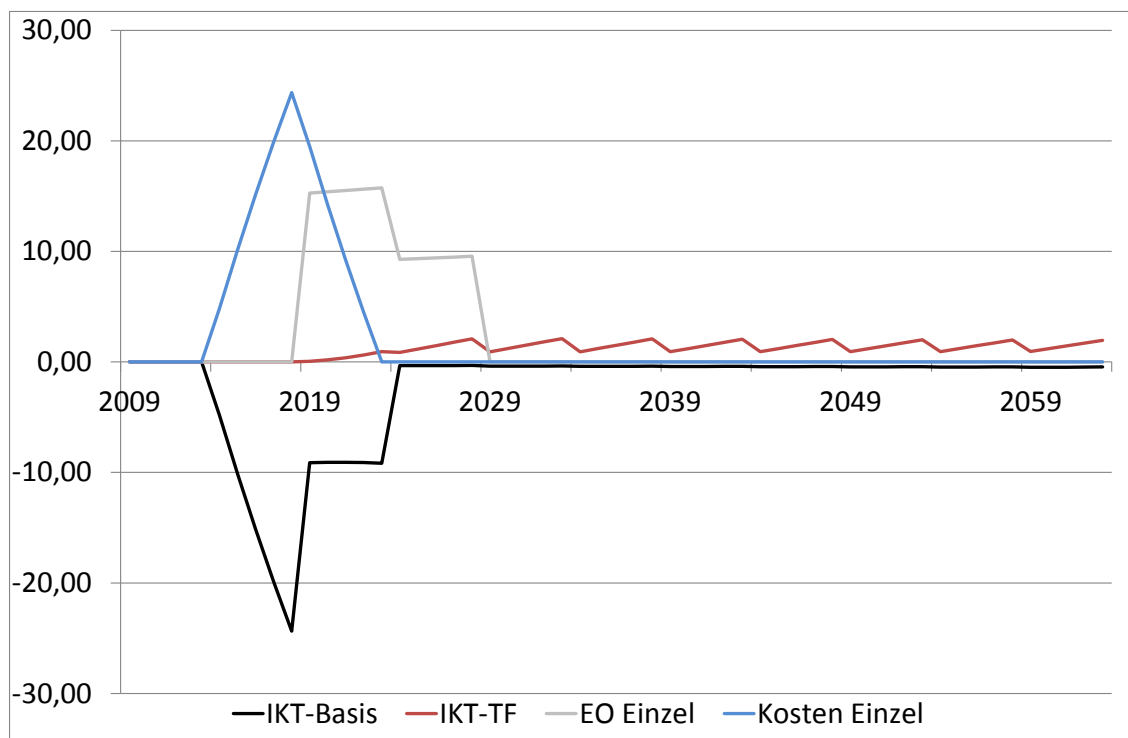


Quelle: Eigene Berechnung.

Für die zweite Variante der Produktinnovation (Investition in ein IKT-Gut mit kürzerer Nutzungsdauer) werden nur ein paar ergänzende Betrachtungen angestellt, da die grundsätzlichen, eben beschriebenen Wirkungszusammenhänge weitestgehend analog gelten. Im Gegensatz zum homogenen Anlagengut wird ein kontinuierlicher Ersatz des IKT-Gutes ab der dritten Regulierungsperiode unterstellt.

³⁴ Zu den Annahmen und der den Kurvenverläufen zugrunde liegenden Modellierung siehe Abschnitt 2.3.

Abbildung 9: Modellergebnisse Produktinnovation (IKT-Gut)



wik

Quelle: Eigene Berechnung.

Die saldierte Wirkung aus Erlösen und Kosten in Relation zum Basisszenario ist als IKT-Basis in Abbildung 9 abgetragen (schwarze Linie). Aufgrund des Zeitverzuges bei der Anerkennung der Kapitalkosten im Rahmen der Bestimmung der Erlösobergrenze kommt es über zwei Regulierungsperioden zu deutlichen Belastungen für den Netzbetreiber, analog dem Effekt beim homogenen Anlagengut. Kostenseitig wird bereits in der dritten Periode ein eingeschwungener Zustand³⁵ realisiert, was jedoch erst ab der vierten Periode auch erlösseitig seine Entsprechung findet. Ab 2024 kommt es relativ zum Basisszenario nur noch zu leichten Abweichungen. Aufgrund fallender Kostenverläufe ist der Saldo negativ und liegt im Intervall $(-0,5;0)$. Somit ergibt sich für den Aufbau eines Smart Grid unter der Annahme eines kontinuierlichen Ersatzes über den gesamten Betrachtungszeitraum ein negativer Kapitalwert (siehe Tabelle 3). Der höhere negative Wert von -67,22 GE in Relation zum homogenen Anlagengut (-32,54 GE) ist bedingt durch die Annahme des kontinuierlichen Ersatzes. Wird diese Annahme aufgehoben und analog dem homogenen Gut nur eine isolierte Investition über eine Regulierungsperiode betrachtet (Einzelinvest), so kehrt sich das Verhältnis entsprechend des geringeren Investitionsbetrages um (-15,93 GE).³⁶ Die entsprechenden Kurvenverläufe

³⁵ Aus der Abschreibung herausfallende Anlagen werden entsprechend ersetzt.

³⁶ Während $z_t = 0,2$ für das homogene Anlagengut gilt, wurde für das IKT-Gut $z_t = 0,1$ unterstellt.

für die Kosten (Kosten Einzel) und Erlöse (EO Einzel) einer isolierten Investition in das IKT-Gut über eine Regulierungsperiode sind in Abbildung 9 dargestellt und korrespondieren unter Beachtung der kürzeren Nutzungsdauer mit den dargestellten Verläufen für das homogene Anlagengut.

Bisher wurde für die Investitionsreihe des IKT-Anlagengutes die gleiche Performance P_t wie für das konventionelle Anlagevermögen angenommen. Es kann momentan davon ausgegangen werden, dass der technische Fortschritt im IKT-Bereich größer ist als im Netzbereich der Energiebranche. Werden Smart Grids als eine Art der Adaption von IKT-Maßnahmen für die Energienetze betrachtet, so kann dies dazu führen, dass die Netze von Innovationen z.B. bei der Telekommunikation profitieren. Die Netze kaufen sich quasi den technologischen Fortschritt einer anderen Branche ein. Daher wird die Gleichheit der Performance aufgehoben und für die Reinvestition in das IKT-Gut ein höherer genereller X-Faktor angenommen (2% p.a. ab 2019).³⁷ Der sich ergebende positive Einsparungseffekt gegenüber dem bisher betrachteten Fall IKT-Basis ist in Abbildung 9 als IKT-TF dargestellt. Dadurch reduziert sich der negative Kapitalwert für den Aufbau eines Smart Grid um ca. 15% (bzw. rund 10 GE).

Bezüglich der dargestellten Ergebnisse für Produktinnovationen lässt sich festhalten, dass die Vorteilhaftigkeit einer Maßnahme von den Bedingungen bzw. intendierten Wirkungen des Einzelfalls abhängt. So kann z.B. die unterstellte symmetrische Wirkung bei der OPEX/CAPEX-Substitution vor dem Hintergrund der Erläuterungen zu den Prozessinnovationen in Abschnitt 3.2 durchaus kritisch hinterfragt werden. Ist die Produktinnovation verbunden mit einer Prozessinnovation, so wirkt sich dies dämpfend auf die angenommene Steigerung der operativen Kosten aus. Insbesondere Investitionen in ein IKT-Gut können gleichzeitig zu einer Ersetzung vieler bisher noch manuell durchgeführter Prozesse führen, z.B. in Form einer IKT-gestützten Informationsbeschaffung und Informationsverarbeitung. Hinsichtlich der modellierten Zusammenhänge lässt sich jedoch eine gewisse zeitliche Diskrepanz zwischen positiven und negativen Implikationen erkennen. Während die negativen Auswirkungen oft frühzeitig für den Netzbetreiber spürbar sind (z.B. Zeitverzug bei der Kostenanerkennung und reduzierter Benchmarkingwert), tritt der Nutzen in Form einer verbesserten Erlössituation in der Regel zeitverzögert auf (z.B. reduzierter Reinvestitionsbedarf und Qualitätsverbesserungen). Auf der anderen Seite sind die negativen Implikationen häufig nur temporärer Natur, während sich positive Wirkungen durch eine gewisse Nachhaltigkeit auszeichnen.

Wie bereits erwähnt, weisen Produktinnovationen aufgrund der Kapitalintensität eine gewisse Nähe zu Erweiterungsinvestitionen auf. Daher werden abschließend noch mögliche Zusammenhänge von Produktinnovationen zu den beiden bereits in der ARegV enthaltenen Regelungen für Erweiterungsinvestitionen, den Erweiterungsfaktor

³⁷ Weitere Gründe für einen zukünftig verminderten Reinvestitionsbedarf können z.B. Skalen- oder Lerneffekte sein.

sowie das Investitionsbudget, diskutiert.³⁸ Während der Erweiterungsfaktor Änderungen in der Versorgungsaufgabe (Anzahl der Anschlussnehmer) über eine Anpassung der Erlösobergrenze abbildet, werden sonstige durch Strukturänderungen (z.B. Rückbau wegen des demographischen Wandels oder Anschluss von Offshore-Windkraftanlagen) hervorgerufene Investitionsnotwendigkeiten durch das Investitionsbudget erfasst. Das kostenbasierte Investitionsbudgets ist dabei ein dem Erweiterungsfaktor nachgelagertes Regulierungsinstrument.

Produktinnovationen, die auf eine verbesserte Aufnahme von dezentraler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abzielen, haben eine direkte Verbindung zum Erweiterungsfaktor, da dieser neben anderen Strukturgrößen auch die Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen (über alle Spannungs- und Umspannebenen) eines Netzbetreibers beinhaltet. Verändert sich diese Anzahl in Relation zu einem Referenzwert, verändert sich dementsprechend die Erlösobergrenze. Durch die Bezugnahme auf einen Referenzwert und die Abstimmung auf Istgrößen beinhaltet auch der Erweiterungsfaktor eine gewisse Zeitverzögerung, bis sich entsprechende Maßnahmen verbessernd auf die Erlössituation eines Netzbetreibers auswirken.³⁹

Auch das Investitionsbudget kann grundsätzlich von Verteilnetzbetreibern auf Antrag genutzt werden. So umfasst es z.B. die Möglichkeit, Kosten für Maßnahmen zur Schaffung größerer Kapazitäts- bzw. Transportvolumina zu erstatten. Die Behandlung durch die Bundesnetzagentur sieht dabei eine Erheblichkeitsgrenze vor. Es werden nur Maßnahmen berücksichtigt, die nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze um mindestens 0,5% führen. Unter das Budget fallen ausschließlich Kapitalkosten. Ferner werden bestimmte so genannte Abzugspositionen in Anrechnung gebracht, um zu gewährleisten, dass nur über die normale Investitionstätigkeit hinausgehende Investitionen des Netzbetreibers Berücksichtigung finden. Dabei werden den Neuinvestitionen die bereits in der Erlösobergrenze enthaltenen Abschreibungen auf Altanlagen gegenübergestellt. Dieses Vorgehen ist grundsätzlich begrüßenswert, um Doppelanerkennungen zu vermeiden. Der Ausgestaltung liegt jedoch implizit die Annahme eines eingeschwungenen Zustandes des Altanlagevermögens zugrunde. Bei zyklischem Investitionsverhalten führt die regulatorische Ausgestaltung dazu, dass es in Investitionstälern zu einer Begrenzung des Investitionsbudgets kommt, ohne eine entsprechende Kompensation in Zeiten hoher Investitionstätigkeit vorzusehen. Da Investitionszyklen im Netzbereich die Regel darstellen, ist die gewählte Anerkennungspraxis nicht unproblematisch. Im gegenwärtigen Regulierungskontext spielen Investitionsbudgets für Smart Grids allerdings eine eher untergeordnete Rolle, da sie – wie bereits erwähnt – dem Erweiterungsfaktor nachgeordnet sind und zudem bisher fast ausschließlich im Bereich der Übertragungsnetze Anwendung finden.

³⁸ Zu den hier angesprochenen Regelungen zum Investitionsbudget siehe BNetzA (2010a). Für den Erweiterungsfaktor siehe BNetzA (2010b).

³⁹ Der regulatorischen Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors gingen umfangreiche wissenschaftliche Analysen auf der Basis von Modellnetzen voraus, um die relevanten kostentreibenden Parameter zu identifizieren und Kostenzusammenhänge näher zu spezifizieren. Für weitere Informationen zu den Modellnetzanalysen siehe CONSENTEC (2009).

4 Schlussfolgerungen

Im Rahmen dieser Studie ist ein Netzbetreibermodell entwickelt worden, mit dessen Hilfe verschiedene Maßnahmen zum Aufbau eines Smart Grid analysiert werden. Zentrale Fragestellung ist, inwiefern der gegenwärtige deutsche Regulierungsrahmen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) hinreichende Anreize bereitstellt oder ob es systematische Verzerrungen gibt, die Investitionen in eine intelligente Netzinfrastruktur entgegenstehen. Zentraler Bewertungsmaßstab des Modells ist die Eigenkapitalverzinsung, die ein Netzbetreiber erzielen kann.⁴⁰ Die Modellannahmen sind eng an die ARegV angelehnt. Bezüglich des Verhaltens des Netzbetreibers wird unterstellt, dass er die regulatorischen Vorgaben (in Form des generellen und individuellen X-Faktors) auch kostenseitig abbildet. Während die operativen Kosten entsprechend adjustiert werden, kommt es im Anlagevermögen zu einer Anpassung des relevanten Investitionsbedarfs. Nur bei symmetrischer Behandlung der Kosten- und der Erlösseite können mögliche Verzerrungswirkungen, die sich aus dem Regulierungsdesign ergeben, auch identifiziert werden.

Da Smart Grids einen Oberbegriff über eine Vielzahl möglicher Aktivitäten darstellen, werden drei grundsätzliche Investitionskategorien unterschieden. Während der Fall der Ersatzinvestition die Referenz bildet, beinhalten Prozessinnovationen Maßnahmen, die vorwiegend auf eine Reduktion der operativen Kosten abzielen, während sich Produktinnovationen durch eine hohe Kapitalintensität auszeichnen. Im Folgenden erfolgt eine Einordnung der wesentlichen Modellergebnisse in den aktuellen Regulierungskontext. Wesentlicher Treiber der Ergebnisse sind dabei die aus der Modellierung und den Annahmen resultierenden Kostenverläufe. Fallende Kosten führen aufgrund der der ARegV immanenten Zeitverzüge im Rahmen der Kostenbezüge zu Beginn einer jeden Regulierungsperiode tendenziell zu Renditeverbesserungen, während für steigende Verläufe das Gegenteil gilt.

Ersatzinvestitionen sind grundsätzlich adäquat durch die ARegV erfasst. Durch den Zeitverzug kommt es unter den gewählten Annahmen lediglich zu einer geringen Minderung der kalkulatorisch zugestandenen Eigenkapitalverzinsung in Höhe von weniger als 0,5 Prozentpunkten p.a.. Die Analysen weisen zudem auf die Bedeutung stabiler finanzwirtschaftlicher Rahmenbedingungen hin, um die intendierten Anreize der ARegV nicht zu konterkarieren. Hohe Inflationsraten führen zu signifikant höheren Renditeeinbußen. Dies ist vor allem auf Effekte im Anlagevermögen zurückzuführen, da sich die Differenz zwischen den noch erlöswirksamen aber aus der Abschreibung herausfallenden Altanlagen (so genannter positiver Sockeleffekt) und den noch nicht erlöswirksamen Abschreibungen auf Neuanlagen vergrößert (so genannter negativer Sockeleffekt). Ein sekundärer Effekt ergibt sich aus der Verzinsung des gebundenen Kapitals. In diesem Zusammenhang sei auf zwei weitere die Rendite des Netzbetreibers belastende Inflationsfolgen hingewiesen. Höhere Inflationsraten implizieren unmittelbar auch höhe-

⁴⁰ Referenz sind die durch die Netzentgeltverordnungen vorgegebenen kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsungen. Mithin wird angenommen, dass diese marktgerecht sind.

re Kapitalkosten. Darüber hinaus kommt es bei steigenden Inflationsraten zu einer doppelten zeitlichen Verzögerung bezüglich der Anpassung der regulatorisch zugestandenen Eigenkapitalverzinsung, da diese anhand gleitender Durchschnitten der Vergangenheit bestimmt wird. Aus einer fallenden Inflation resultiert demnach ein entsprechend positiver Effekt für Netzbetreiber. Diese der ARegV immanente Symmetrie ist auch der Grund dafür, dass ineffiziente Netzbetreiber tendenziell einen gewissen Vorteil aufweisen. Aufgrund der höheren Reduktionserfordernisse weisen sie partiell sinkende Kostenverläufe auf.

Der Aufbau von Smart Grids stellt gegenwärtig eine innovative Maßnahme im Bereich der Energienetze dar. Innovationen gehen üblicherweise FuE-Aufwendungen voraus, deren Behandlung unter einer Anreizregulierung zu Problemen führen kann. Werden sie im Zusammenhang der Kostenprüfung nicht anerkannt, kommt es für den innovierenden Netzbetreiber unmittelbar zu einer Renditeeinbuße. Werden sie hingegen berücksichtigt, so verschlechtert sich *ceteris paribus* die relative Position im Benchmarking, da der Innovator Kosten aufweist, die ein vergleichbares Unternehmen nicht hat, ohne dass mit dem Aufwand eine Verbesserung des Outputs einhergeht. Hier sind verschiedene Lösungsmöglichkeiten über eine Modifizierung des bestehenden Effizienzvergleichs denkbar. Zum einen können die operativen Kosten, die in das TOTEX-Benchmarking eingehen, um FuE-Aufwendungen bereinigt werden. Zum anderen kann ein zusätzlicher Parameter in den Vergleich aufgenommen werden, der die Innovationsfähigkeit des Netzbetreibers abbildet.⁴¹ Zukünftig sollte sichergestellt werden, dass sich ein Netzbetreiber durch Innovationsaktivitäten gegenüber nicht innovierenden Netzbetreibern zumindest nicht schlechter stellt.

Im Zusammenhang der Modellierung von Prozessinnovationen zeigt sich, dass individuelle Kosteneinsparungen direkt beim nächsten Kostenbezug abgeschöpft und an die Endkunden weitergereicht werden. Diese Sozialisierung von Vorteilen, die aus technologischem Fortschritt resultieren, ist jedoch ein wesentliches Charakteristikum der Anreizregulierung (genereller X-Faktor), um die Endkunden an diesem Fortschritt partizipieren zu lassen. Allerdings kann hinterfragt werden, ob die verbleibenden Anreize beim Netzbetreiber hinreichend sind, um diesen Fortschritt auch tatsächlich zu realisieren. Der Vergleich einer bahnbrechenden, einmaligen Innovation mit einer sukzessiven Einführung einer kostensparenden Maßnahme deutet an, dass für den Netzbetreiber ein Anreiz zur Verzögerung bzw. Streckung von Innovationen besteht. Diese aus den Diskussionen über die adäquate Länge von Regulierungsperioden bekannte Problematik lässt sich lösen (oder zumindest abmildern), wenn von individuellen Kosten abstrahiert wird und auf Branchendurchschnitte als Referenz bei der Bestimmung der Erlöse eines Netzbetreibers übergegangen wird (Yardsticking).

⁴¹ Dies kann output- (Erfolg der Innovation) oder inputseitig (Aufwand für Innovationen) erfolgen, die beide mit gewissen Problemen verbunden sind. Zu einer ausführlicheren Diskussion in diesem Kontext siehe z.B. Bauknecht (2011).

Die Analysen zu Produktinnovationen weisen darauf hin, dass eine zeitliche Diskrepanz zwischen den Kosten einer Investition in intelligente Netze und deren Nutzen bestehen kann. Während renditemindernde Folgen (z.B. Zeitverzug der CAPEX-Anerkennung, reduzierter Benchmarkingwert) zeitnah auftreten, beeinflussen die eigentlich mit der Innovation intendierten Wirkungen (z.B. reduzierter Reinvestitionsbedarf, Qualitätsverbesserung) erst mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung positiv die Renditeaussichten des Netzbetreibers. Dieses zeitliche Auseinanderfallen von Kosten und Benefits führt per Saldo zu einer Abschwächung des Anreizes, Produktinnovationen durchzuführen. Die Problematik der Behandlung von Kapitalkosten im Benchmarking, dass Neuinvestitionen zunächst zu einer Verschlechterung des Effizienzwertes führen, da sich korrespondierende Outputverbesserungen erst zeitverzögert bemerkbar machen, kann durch die Verwendung dynamischer Benchmarkingverfahren abgemildert werden.⁴² Mögliche Nutzen von Smart Grid-Maßnahmen sind hingegen durch den gegenwärtigen Regulierungsrahmen bereits relativ gut erfasst. So sind z.B. Parameter für die dezentrale Erzeugung in das Benchmarking und den Erweiterungsfaktor integriert worden. Ferner sind die Planungen für die Einführung einer ergänzenden Qualitätsregulierung weit fortgeschritten (zumindest für den Stromsektor). Hinsichtlich der Ausgestaltung der Qualitätsregulierung sind allerdings zwei Punkte kritisch anzumerken. Zum einen führt die geplante Erlösneutralität aufgrund der damit verbundenen ex-post Kappung möglicher Erlössteigerungen (bzw. Erlösminderungen) zu einer zusätzlichen Unsicherheit auf Seiten der Netzbetreiber. Diese Erlösneutralität mag dem Umstand eines gewissen Informationsdefizits vor Beginn der Einführung geschuldet sein, unterstellt aber implizit, dass gegenwärtig ein optimales Niveau an Versorgungsqualität vorherrscht. Zahlungsbereitschaftsanalysen können hier zu deutlichen Verbesserungen in Bezug auf die Informationslage führen. Die verbesserten Informationen sollten anschließend genutzt werden, um das Primat der Erlösneutralität zu lockern. Zum anderen ist das Design auf die Netzzuverlässigkeit fokussiert und vernachlässigt bisher den Aspekt der Netzleistungsfähigkeit. Maßnahmen im Kontext von Smart Grids zielen jedoch – zumindest partiell – gerade auf diesen zweiten Qualitätsaspekt ab, z.B. über die Schaffung von Möglichkeiten der aktiven Teilnahme von weiteren Akteuren am Strommarkt (Speicher, regelbare Lasten etc.).

Insgesamt lässt sich ein moderates Defizit hinsichtlich der Incentivierung von Maßnahmen zum Aufbau von Smart Grids durch den bestehenden regulatorischen Rahmen konstatieren. Vor dem Hintergrund des innovativen Charakters dieser Aktivitäten sei ergänzend zu den bisherigen Ausführungen auch auf die höheren Kapitalkosten hingewiesen, denen sich ein Netzbetreiber bei kapitalintensiven Investitionen (Produktinnovationen) tatsächlich gegenüberstellt. Innovationen sind in der Regel mit einem höheren Risiko als Investitionen in konventionelle Technologien verbunden, das bei der Bewertung entsprechend eingepreist wird, was durch den bestehenden Rahmen bisher nur

⁴² Im Gegensatz zur verwendeten Methodik der Bundesnetzagentur berücksichtigen dynamische Benchmarkingansätze explizit das intertemporale Optimierungskalkül eines Netzbetreibers. Siehe z.B. Nemoto und Goto (1999, 2003).

unzureichend abgebildet wird. Insbesondere in Verbindung mit der identifizierten zeitlichen Diskrepanz zwischen Kosten und Nutzen von Investitionen in Smart Grids resultieren daraus verminderte Investitionsanreize.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt sollte aus mehreren Gründen das bestehende Regelwerk eher weiterentwickelt werden und nicht ein grundsätzlicher Wechsel des Regulierungsregimes angestrebt werden. Vielen kritischen Punkten kann über entsprechende Modifizierungen der momentan geltenden Regelungen begegnet werden. So sind bereits viele der möglichen und im Zuge der Einführung intelligenter Netzinfrastrukturen intendierten Wirkungen zumindest in Grundzügen berücksichtigt. In diesem Kontext ist es zudem wünschenswert, wenn an den bei Einführung der ARegV angestellten Überlegungen festgehalten wird, die Anreizregulierung nach zwei Regulierungsperioden in ein Yardsticking zu überführen. Eine vollständige Abkopplung der Erlöse von den individuellen Kosten kann potenziell viele der angeführten Anreizprobleme in Bezug auf Innovationen (z.B. die Möglichkeit der Erwirtschaftung von Innovationsrenten) lösen oder zumindest abmildern. Ferner konnte die Anreizregulierung, da sie erst zum 1.1.2009 eingeführt wurde, noch gar nicht ihre tatsächliche Wirkung entfalten. Insbesondere bei langfristigen Entscheidungen sollte jedoch auf stabile Rahmenbedingungen geachtet werden. Darüber hinaus stellen intelligente Netzinfrastrukturen keinen Selbstzweck dar. Sie sind vielmehr gerechtfertigt, wenn sie gesamtgesellschaftlich zu einer Wohlfahrtssteigerung beitragen. Dass Smart Grids dieses Potenzial besitzen, ist unstrittig, jedoch steht ein Nachweis noch aus. So ist momentan noch relativ unklar, wie sich entsprechende Maßnahmen tatsächlich auf die Kostenstruktur des Netzbetriebs auswirken.

Insbesondere vor dem Hintergrund des letzten Punktes erscheint daher ein stufenweises Vorgehen ratsam. In einem ersten Schritt können temporär zusätzliche Anreize implementiert werden, um Investitionen in Smart Grids zu fördern. Diese zusätzlichen Anreize sollten jedoch einer gewissen Beschränkung unterliegen. Dies wird am besten durch eine befristete Förderung von Demonstrationsprojekten gewährleistet. Analog der öffentlichen Forschungsförderung kann über die Einrichtung entsprechender Fonds ein Wettbewerb der Ideen installiert werden. Netzbetreiber können Projektvorschläge unterbreiten, die von einem unabhängigen Gremium evaluiert werden. Der Fonds kann dabei entweder aus Steuermitteln oder über eine Umlage auf die Netznutzungsentgelte gespeist werden. Auch eine partielle Beteiligung der Netzbetreiber ist denkbar, indem z.B. nur ein Teil der Kosten über den Fonds erstattet wird. Dieses Vorgehen findet bereits in vielen Bereichen der anwendungsorientierten industriellen Forschungsförderung seine Entsprechung.

Die während dieser Versuchsphase gewonnenen Erkenntnisse können in einem zweiten Schritt genutzt werden, um den bestehenden Regelungsrahmen entsprechend anzupassen. Auf Basis der dann erheblich verbesserten Informationslage kann eine fundiertere Abschätzung erfolgen, ob der bisherige Regulierungsrahmen nur einer gewissen Modifizierung bedarf und wie diese konkret aussehen sollte (z.B. Aufschlag auf die Eigenkapitalverzinsung für bestimmte Investitionen, Einführung eines Innovationsfak-

tors analog des Q-Elementes oder des Erweiterungsfaktors) oder ob eine komplette Abkehr von der bisherigen Regulierungspraxis erforderlich ist. Hinsichtlich der zweiten Möglichkeit sei im deutschen Kontext auf die in Relation zu anderen europäischen Ländern (jedenfalls zum gegenwärtigen Zeitpunkt) hohe Anzahl betroffener Netzbetreiber hingewiesen sind. Daraus folgt, dass Maßnahmen, die stark ins Mikromanagement hineinreichen (wie z.B. beim RIIO-Modell im Vereinigten Königreich)⁴³, kritisch zu hinterfragen. Auch ist zu beachten, dass über eventuelle Wahlmöglichkeiten (z.B. über Sliding Scale-Ansätze) oder Klassifizierungen, wie dies z.B. im Rahmen der de minimis-Regelung im EnWG erfolgt ist, keine strukturerhaltenden oder strukturpolitischen Maßnahmen eingerichtet werden. Entscheidend für die Abschätzung, welcher Weg beschritten werden sollte, sind Erkenntnisse, wie Maßnahmen im Bereich von Smart Grids tatsächlich die Kostenstrukturen des Netzbetriebs verändern und welche weiteren positiven externen Effekte (z.B. in Form der Einbindung weiterer Akteure) unter Umständen generiert werden.

In Bezug auf die regulatorische Behandlung von Investitionen in intelligente Netzinfrastrukturen sei abschließend noch auf Entwicklungen im Telekommunikationsbereich hingewiesen, wo aufgrund innovativer Entwicklungen Teile des Netzes dem Bereich des natürlichen Monopols entwachsen sind und somit aus der Regulierung herausgefallen sind. Für die Energienetze erscheint dieses Szenario momentan eher als eine Fiktion, allerdings handelt es sich bei Smart Grids in vielen Fällen um technologische Adaptionen aus dem IKT-Bereich.

⁴³ Siehe z.B. Müller (2011).

Literaturverzeichnis

- Agrell, P. und P. Bogetoft (2007), Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution, Final Report, Gutachten für die Bundesnetzagentur, 01.01.2007, Sundsvall, Schweden.
- Agrell, P., P. Bogetoft, A. Cullmann, C. von Hirschhausen, A. Neumann und M. Walter (2008), Projekt Gerner IV – Ergebnisdukomentation: Bestimmung der Effizienzwerte Verteilnetzbetreiber Strom, Endfassung des Projektberichts für die Bundesnetzagentur, 14.11.2008, Dresden.
- Ajodhia, V. und R. Hakvoort (2005), Economic Regulation of Quality in Electricity Distribution Networks, Utilities Policy 13, 211-221.
- Ballwieser, W. (2008), Investitionsrechnung für Netze im Rahmen der Anreizregulierung, Gutachten für den BDEW, 21.April 2008, München.
- Bauknecht, D. (2011), Incentive Regulation and Network Innovations, EUI Working Papers RSCAS 2011/02, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Florenz.
- BNE [Bundesverband Neuer Energieanbieter] (2004), Vergleich von Nettosubstanzerhalt und Realkapitalerhalt, BNE-Hintergrundpapier, 14.1.2004, Berlin.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2010a), Leitfaden zu Investitionsbudgets nach § 23 ARegV, Bonn.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2010b), Festlegung zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 2 S.2 Nr. 4 ARegV für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, Beschluss, Aktenzeichen: BK8-10/004, Bonn.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2011a), Festlegung über den Beginn der Anwendung, die nähere Ausgestaltung und das Verfahren der Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV, Beschlussentwurf, Aktenzeichen BK8-11/002, Bonn.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2011b), Versorgungsqualität – SAIDI-Wert 2009, http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/SAIDIWertStrom2009/SAIDIWertStrom2009_node.html.
- Brunekreeft, G. und J. Borrmann (2010), The Effect of Monopoly Regulation on the Timing of Investment, Bremen Energy Working Papers 01, Bremen, January 2010.
- Busse von Colbe, W. und G. Laßmann (1990), Betriebswirtschaftstheorie 3: Investitionstheorie, 3. Auflage, Berlin.
- CONSENTEC (2009), Gutachten zum Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV, erstellt im Auftrag der Bundesnetzagentur, 10. Juni 2009, Aachen.
- Franz, O. und M. Stronzik (2005), Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen, WIK Diskussionsbeitrag Br. 262, Bad Honnef.
- Greszik, J. und M. Heims (2010), Investitionsfähigkeit der Verteilnetzbetreiber in Deutschland im System regulierter Netzentgelte, Studie im Auftrag des VKU, Düsseldorf, 1. September 2010.
- Growitsch, C., C. Müller und M. Stronzik (2010), Anreizregulierung und Netzinvestitionen, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 339, Bad Honnef.

- Hachmeister, D. (2009), Zum Einfluss der Zahlungsflüsse aus Bestandsanlagen auf Investitionsrechnungen für Ersatzinvestitionen in Netze im Rahmen der Anreizregulierung, Gutachten für den BDEW, 31.März 2009, Stuttgart.
- Hense, A. und D. Schäffner (2004), Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 254, Bad Honnef.
- Hense, A. und M. Stronzik (2005), Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 268, Bad Honnef.
- Müller, C. (2011), New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 353, April 2011, Bad Honnef.
- Müller, C., C. Growitsch und M. Wissner (2010), Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 349, Bad Honnef, Dezember 2010.
- Nemoto, J. und M. Goto (1999), Dynamic Data Envelopment Analysis: Modeling intertemporal behaviour of a firm in the presence of productive inefficiencies, Economic Letter, Vol. 64, 51-56.
- Nemoto, J. und M. Goto (2003), Measurement of dynamic efficiency in production: An application of data envelopment analysis to Japanese electric utilities, Journal of Productivity Analysis, Vol. 19, 191-210.
- Shleifer, A. (1985), A Theory of Yardstick Competition, Rand Journal of Economics, 16, 319 – 327.
- Stronzik, M. (2006), Anreizregulierung: Der Streit um den generellen X-Faktor, Zeitschrift für Energiewirtschaft 30(3), 221-232.
- Von der Lippe, P. (2009), Preisindizes der Bundesnetzagentur, Wirtschaftsdienst 1, 64-72.
- Westermann, R. und M. Krämer (2011), Die Qualitätsregulierung im Strombereich aus der Perspektive großstädtischer Verteilnetzbetreiber, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61(4), 16-19.

Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

- Nr. 281: Michael Brinkmann, Dragan Ilic:
Technische und ökonomische Aspekte des VDSL-Ausbaus, Glasfaser als Alternative auf der (vor-) letzten Meile, Oktober 2006
- Nr. 282: Franz Büllingen:
Mobile Enterprise-Solutions -- Stand und Perspektiven mobiler Kommunikationslösungen in kleinen und mittleren Unternehmen, November 2006
- Nr. 283: Franz Büllingen, Peter Stamm:
Triple Play im Mobilfunk: Mobiles Fernsehen über konvergente Hybridnetze, Dezember 2006
- Nr. 284: Mark Oelmann, Sonja Schölermann:
Die Anwendbarkeit von Vergleichsmarktanalysen bei Regulierungsentscheidungen im Postsektor, Dezember 2006
- Nr. 285: Iris Böschen:
VoIP im Privatkundenmarkt – Marktstrukturen und Geschäftsmodelle, Dezember 2006
- Nr. 286: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Stand und Perspektiven der Telekommunikationsnutzung in den Breitbandkabelnetzen, Januar 2007
- Nr. 287: Konrad Zoz:
Modellgestützte Evaluierung von Geschäftsmodellen alternativer Teilnehmernetzbetreiber in Deutschland, Januar 2007
- Nr. 288: Wolfgang Kiesewetter:
Marktanalyse und Abhilfemaßnahmen nach dem EU-Regulierungsrahmen im Ländervergleich, Februar 2007
- Nr. 289: Dieter Elixmann, Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:
Internationaler Vergleich der Sektorperformance in der Telekommunikation und ihrer Bestimmungsgründe, Februar 2007
- Nr. 290: Ulrich Stumpf:
Regulatory Approach to Fixed-Mobile Substitution, Bundling and Integration, März 2007
- Nr. 291: Mark Oelmann:
Regulatorische Marktzutrittsbedingungen und ihre Auswirkungen auf den Wettbewerb: Erfahrungen aus ausgewählten Briefmärkten Europas, März 2007
- Nr. 292: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
"Triple Play"-Angebote von Festnetzbetreibern: Implikationen für Unternehmensstrategien, Wettbewerb(s)politik und Regulierung, März 2007
- Nr. 293: Daniel Schäffner:
Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors, April 2007
- Nr. 294: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:
Ex-ante-Preisregulierung nach vollständiger Marktöffnung der Briefmärkte, April 2007
- Nr. 295: Alex Kalevi Dieke, Martin Zauner:
Arbeitsbedingungen im Briefmarkt, Mai 2007
- Nr. 296: Antonia Niederprüm:
Geschäftsstrategien von Postunternehmen in Europa, Juli 2007
- Nr. 297: Nicole Angenendt, Gernot Müller, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, August 2007
- Nr. 298: Christian Growitsch, Matthias Wissner:
Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens, September 2007
- Nr. 299: Stephan Jay:
Bedeutung von Bitstrom in europäischen Breitbandvorleistungsmärkten, September 2007

- Nr. 300: Christian Growitsch, Gernot Müller, Margarethe Rammerstorfer, Prof. Dr. Christoph Weber (Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen):
Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreserve-
markt, Oktober 2007
- Nr. 301: Gernot Müller:
Zur kostenbasierten Regulierung von Eisenbahninfrastrukturentgelten – Eine ökonomische Analyse von Kostenkonzepten und Kostentreibern, Dezember 2007
- Nr. 302: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:
Nachfrage nach Internetdiensten – Dienstearnten, Verkehrseigenschaften und Quality of Service, Dezember 2007
- Nr. 303: Christian Growitsch, Margarethe Rammerstorfer:
Zur wettbewerblichen Wirkung des Zweivertragsmodells im deutschen Gasmarkt, Februar 2008
- Nr. 304: Patrick Anell, Konrad Zoz:
Die Auswirkungen der Festnetzmobilfunksubstitution auf die Kosten des leitungsvermittelten Festnetzes, Februar 2008
- Nr. 305: Marcus Stronzik, Margarethe Rammerstorfer, Anne Neumann:
Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher, März 2008
- Nr. 306: Martin Zauner:
Wettbewerbspolitische Beurteilung von Rabattsystemen im Postmarkt, März 2008
- Nr. 307: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Geschäftsmodelle und aktuelle Entwicklungen im Markt für Broadband Wireless Access-Dienste, März 2008
- Nr. 308: Christian Growitsch, Gernot Müller, Marcus Stronzik:
Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, Mai 2008
- Nr. 309: Matthias Wissner:
Messung und Bewertung von Versorgungsqualität, Mai 2008
- Nr. 310: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:
Netzzugang im NGN-Core, August 2008
- Nr. 311: Martin Zauner, Alex Kalevi Dieke, Torsten Marnier, Antonia Niederprüm:
Ausschreibung von Post-Universal-diensten. Ausschreibungsgegenstände, Ausschreibungsverfahren und begleitender Regulierungsbedarf, September 2008
- Nr. 312: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
Die Zukunft der Festnetzbetreiber, Dezember 2008
- Nr. 313: Patrick Anell, Dieter Elixmann, Ralf Schäfer:
Marktstruktur und Wettbewerb im deutschen Festnetz-Markt: Stand und Entwicklungstendenzen, Dezember 2008
- Nr. 314: Kenneth R. Carter, J. Scott Marcus, Christian Wernick:
Network Neutrality: Implications for Europe, Dezember 2008
- Nr. 315: Stephan Jay, Thomas Plückebaum:
Strategien zur Realisierung von Quality of Service in IP-Netzen, Dezember 2008
- Nr. 316: Juan Rendon, Thomas Plückebaum, Iris Bösch, Gabriele Kulenkampff:
Relevant cost elements of VoIP networks, Dezember 2008
- Nr. 317: Nicole Angenendt, Christian Growitsch, Rabindra Nepal, Christine Müller:
Effizienz und Stabilität des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland – Analyse und wirtschaftspolitische Implikationen, Dezember 2008
- Nr. 318: Gernot Müller:
Produktivitäts- und Effizienzmessung im Eisenbahninfrastruktursektor – Methodische Grundlagen und Schätzung des Produktivitätsfortschritts für den deutschen Markt, Januar 2009

- Nr. 319: Sonja Schölermann:
Kundenschutz und Betreiberauflagen
im liberalisierten Briefmarkt, März 2009
- Nr. 320: Matthias Wissner:
IKT, Wachstum und Produktivität in der
Energiewirtschaft - Auf dem Weg zum
Smart Grid, Mai 2009
- Nr. 321: Matthias Wissner:
Smart Metering, Juli 2009
- Nr. 322: Christian Wernick unter Mitarbeit von
Dieter Elixmann:
Unternehmensperformance führender
TK-Anbieter in Europa, August 2009
- Nr. 323: Werner Neu, Gabriele Kulenkampff:
Long-Run Incremental Cost und Preis-
setzung im TK-Bereich - unter beson-
derer Berücksichtigung des techni-
schen Wandels, August 2009
- Nr. 324: Gabriele Kulenkampff:
IP-Interconnection – Vorleistungsdefini-
tion im Spannungsfeld zwischen PSTN,
Internet und NGN, November 2009
- Nr. 325: Juan Rendon, Thomas Plückebaum,
Stephan Jay:
LRIC cost approaches for differentiated
QoS in broadband networks, November
2009
- Nr. 326: Kenneth R. Carter
with contributions of Christian Wernick,
Ralf Schäfer, J. Scott Marcus:
Next Generation Spectrum Regulation
for Europe: Price-Guided Radio Policy,
November 2009
- Nr. 327: Gernot Müller:
Ableitung eines Inputpreisindex für den
deutschen Eisenbahninfrastruktursek-
tor, November 2009
- Nr. 328: Anne Stetter, Sonia Strube Martins:
Der Markt für IPTV: Dienstverfüg-
barkeit, Marktstruktur, Zugangsfragen,
Dezember 2009
- Nr. 329: J. Scott Marcus, Lorenz Nett, Ulrich
Stumpf, Christian Wernick:
Wettbewerbliche Implikationen der On-
net/Off-net Preisdifferenzierung, De-
zember 2009
- Nr. 330: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann,
Stephan Jay:
"Breitband/Bandbreite für alle": Kosten
und Finanzierung einer nationalen Inf-
rastruktur, Dezember 2009
- Nr. 331: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Antonia
Niederprüm, Martin Zauner:
Preisstrategien von Incumbents und
Wettbewerbern im Briefmarkt, Dezem-
ber 2009
- Nr. 332: Stephan Jay, Dragan Ilic, Thomas
Plückebaum:
Optionen des Netzzugangs bei Next
Generation Access, Dezember 2009
- Nr. 333: Christian Growitsch, Marcus Stronzik,
Rabindra Nepal:
Integration des deutschen Gasgroß-
handelsmarktes, Februar 2010
- Nr. 334: Ulrich Stumpf:
Die Abgrenzung subnationaler Märkte
als regulatorischer Ansatz, März 2010
- Nr. 335: Stephan Jay, Thomas Plückebaum,
Dragan Ilic:
Der Einfluss von Next Generation Ac-
cess auf die Kosten der Sprachtermi-
nierung, März 2010
- Nr. 336: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin
Zauner:
Netzzugang und Zustellwettbewerb im
Briefmarkt, März 2010
- Nr. 337: Christian Growitsch, Felix Höffler,
Matthias Wissner:
Marktmachtanalyse für den deutschen
Regelenergiemarkt, April 2010
- Nr. 338: Ralf G. Schäfer unter Mitarbeit von
Volker Köllmann:
Regulierung von Auskunft- und Mehr-
wertdiensten im internationalen Ver-
gleich, April 2010
- Nr. 339: Christian Growitsch, Christine Müller,
Marcus Stronzik
Anreizregulierung und Netzinvesti-
tionen, April 2010

- Nr. 340: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Rolf Schwab:
Das VNB-Geschäftsmodell in einer sich wandelnden Marktumgebung: Herausforderungen und Chancen, April 2010
- Nr. 341: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Schölermann:
Die Entwicklung von Hybridpost: Marktentwicklungen, Geschäftsmodelle und regulatorische Fragestellungen, August 2010
- Nr. 342: Karl-Heinz Neumann:
Structural models for NBN deployment, September 2010
- Nr. 343: Christine Müller:
Versorgungsqualität in der leitungsgebundenen Gasversorgung, September 2010
- Nr. 344: Roman Inderst, Jürgen Kühling, Karl-Heinz Neumann, Martin Peitz:
Investitionen, Wettbewerb und Netzzugang bei NGA, September 2010
- Nr. 345: Christian Growitsch, J. Scott Marcus, Christian Wernick:
Auswirkungen niedrigerer Mobilterminierungsentgelte auf Endkundenpreise und Nachfrage, September 2010
- Nr. 346: Antonia Niederprüm, Veronika Söntgerath, Sonja Thiele, Martin Zauner:
Post-Filialnetze im Branchenvergleich, September 2010
- Nr. 347: Peter Stamm:
Aktuelle Entwicklungen und Strategien der Kabelbranche, September 2010
- Nr. 348: Gernot Müller:
Abgrenzung von Eisenbahnverkehrsmärkten – Ökonomische Grundlagen und Umsetzung in die Regulierungspraxis, November 2010
- Nr. 349: Christine Müller, Christian Growitsch, Matthias Wissner:
Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Dezember 2010
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 351: Peter Stamm, Anne Stetter unter Mitarbeit von Mario Erwig:
Bedeutung und Beitrag alternativer Funklösungen für die Versorgung ländlicher Regionen mit Breitbandanschlüssen, Februar 2011
- Nr. 352: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann:
Nationale Breitbandstrategien und Implikationen für Wettbewerbspolitik und Regulierung, März 2011
- Nr. 353: Christine Müller:
New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences, IRIN working paper for working package: Advancing incentive regulation with respect to smart grids, April 2011
- Nr. 354: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele:
Elektronische Zustellung: Produkte, Geschäftsmodelle und Rückwirkungen auf den Briefmarkt, Juni 2011
- Nr. 355: Christin Gries, J. Scott Marcus:
Die Bedeutung von Bitstrom auf dem deutschen TK-Markt, Juni 2011
- Nr. 356: Kenneth R. Carter, Dieter Elixmann, J. Scott Marcus:
Unternehmensstrategische und regulatorische Aspekte von Kooperationen beim NGA-Breitbandausbau, Juni 2011
- Nr. 357: Marcus Stronzik:
Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Juli 2011

ISSN 1865-8997