



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK  
**Bundesamt für Energie BFE**

Schlussbericht 2. November 2009

---

# **Wirkung und Potenzial der Netzpreisregulierung für die Förderung der Stromeffizienz**

## Eine Modellbetrachtung

---

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE  
Programm EWG  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer:**

INFRAS  
Binzstrasse 23, Postfach  
CH-8045 Zürich  
[www.infras.ch](http://www.infras.ch)

Polynomics AG  
Baslerstrasse 44  
CH-4600 Olten  
[www.polynomics.ch](http://www.polynomics.ch)

**Autoren:**

Anna Vettori, [anna.vettori@infras.ch](mailto:anna.vettori@infras.ch)  
Dr. Rolf Iten, [rolf.iten@infras.ch](mailto:rolf.iten@infras.ch)  
Dr. Heike Worm, [heike.worm@polynomics.ch](mailto:heike.worm@polynomics.ch)  
Dr. Stephan Vaterlaus, [stephan.vaterlaus@polynomics.ch](mailto:stephan.vaterlaus@polynomics.ch)  
Christian Spielmann, IWB

**Begleitgruppe:**

Dr. Peter Ghermi, BFE  
Dr. Lukas Gutzwiller, BFE  
Janing Kohl, VSE/EICom (zeitweise)  
Dr. Thilo Krause, ETH Zürich  
Dr. Lukas Küng, ewz  
Dr. Nicole Mathys, BFE  
Dominik Schober, Universität Duisburg-Essen  
Stefan Witschi, BKW

**BFE-Bereichsleiterin:** Nicole A. Mathys

**BFE-Programmleiterin:** Nicole A. Mathys

**BFE-Vertrags- und Projektnummer:** 153084/102457

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

# Inhaltsverzeichnis

<b>INHALTSVERZEICHNIS</b> .....	<b>3</b>
<b>DAS WICHTIGSTE IN KÜRZE</b> .....	<b>5</b>
<b>ZUSAMMENFASSUNG</b> .....	<b>6</b>
ZIELSETZUNG UND METHODIK .....	6
ERKENNTNISSE AUS DER THEORIE UND DEM AUSLAND .....	6
ERGEBNISSE DER MODELLANALYSEN .....	7
ÜBERLEGUNGEN ZUR KOSTEN-WIRKSAMKEIT .....	11
EINBETTUNG IN DIE SCHWEIZERISCHE ENERGIEPOLITIK.....	12
SCHLUSSFOLGERUNGEN .....	12
<b>RESUME</b> .....	<b>15</b>
OBJECTIF VISE ET METHODE .....	15
ENSEIGNEMENTS TIRES DE LA THEORIE ET DE L'ETRANGER .....	15
RESULTATS DES ANALYSES DE MODELES .....	16
CONSIDERATIONS SUR L'EFFICACITE DES COUTS .....	20
INTEGRATION DANS LA POLITIQUE ENERGETIQUE .....	20
CONCLUSIONS FINALES .....	21
<b>1. EINLEITUNG</b> .....	<b>23</b>
1.1. AUSGANGSLAGE.....	23
1.2. ZIEL UND FRAGESTELLUNGEN.....	23
1.3. METHODISCHES VORGEHEN .....	23
1.4. AUFBAU DES BERICHTES.....	24
<b>2. GRUNDLAGEN</b> .....	<b>25</b>
2.1. PREISREGULIERUNG VON ELEKTRIZITÄTSNETZEN.....	25
2.2. TRADE-OFF ZWISCHEN NETZEFFIZIENZ, STROMEFFIZIENZ UND NACHHALTIGE INVESTITIONSTÄTIGKEIT 25	
2.3. ANALYSEEBENEN .....	26
2.4. BEURTEILUNGSKRITERIEN.....	26
2.5. LÄNDERVERGLEICH.....	27
<b>3. AUSPRÄGUNGEN DER PREISREGULIERUNG</b> .....	<b>29</b>
3.1. REGULIERUNGSRAHMEN .....	29
3.1.1. <i>Cost-Plus-Regulierung</i> .....	29
3.1.2. <i>Anreizregulierung</i> .....	30
3.2. KOSTENZUWEISUNG .....	33
3.2.1. <i>Kostenwälzung</i> .....	34
3.2.2. <i>Kostenzuteilung auf Kundengruppen</i> .....	35
3.3. PREISSETZUNG .....	36
<b>4. WIRKUNGEN</b> .....	<b>39</b>
4.1. EINLEITUNG .....	39
4.2. UNTERSUCHUNGSHYPOTHESEN.....	40
4.3. UNTERNEHMENSMODELL .....	40
4.4. VERWENDETE DATEN UND ANNAHMEN .....	43
4.5. ERGEBNISSE .....	45
4.5.1. <i>Elemente der Ergebnisanalyse</i> .....	46
4.5.2. <i>Basisszenario</i> .....	46
4.5.3. <i>Auswirkungen unterschiedlicher Erlösvorgaben</i> .....	49
4.5.4. <i>Sensitivitätsrechnung</i> .....	53

4.6.	SCHLUSSFOLGERUNGEN UNTERNEHMENSMODELL.....	53
4.7.	HOCHRECHNUNG AUF DIE GESAMTWIRTSCHAFTLICHE NACHFRAGE .....	56
4.8.	KOSTEN-WIRKSAMKEITSBETRACHTUNGEN.....	58
4.8.1.	<i>Kosten</i> .....	58
4.8.2.	<i>Nutzen</i> .....	61
4.8.3.	<i>Beurteilung der Kosten-Wirksamkeit</i> .....	61
<b>5.</b>	<b>EINBETTUNG IN DAS INSTRUMENTARIUM ZUR STEIGERUNG DER STROMEFFIZIENZ.</b>	<b>63</b>
5.1.	MASSNAHMEN ZUR STEIGERUNG DER STROMEFFIZIENZ .....	63
5.2.	ROLLE DER NETZPREISREGULIERUNG .....	66
<b>6.</b>	<b>BEURTEILUNG .....</b>	<b>69</b>
	<b>ANNEX.....</b>	<b>71</b>
	ANNEX 1: AUSGEWÄHLTE ERGEBNISSE .....	71
	ANNEX 2: MODELLIERUNGEN .....	72
	ANNEX 3: OPTIMIERUNG MIT DEM EXCEL SOLVER® .....	75
	ANNEX 4: DECOUPLING.....	76
	<b>GLOSSAR.....</b>	<b>79</b>
	<b>LITERATUR .....</b>	<b>80</b>

# DAS WICHTIGSTE IN KÜRZE

In der Studie «Wirkung und Potenzial der Netzpreisregulierung für die Förderung der Stromeffizienz» wird theoretisch und anhand einer Modellanalyse analysiert, ob bei einer Weiterentwicklung der Regulierung der Stromnetze die Netzpreisregulierung ein Mittel sein kann, um das Ziel der Stromeffizienz zu verfolgen. Es werden zwei Stufen der Netzpreisregulierung untersucht. Auf der ersten Ebene wird der Regulierungsrahmen und auf der zweiten Ebene der direkte Eingriff in die Preisstrukturen durch die Regulierungsbehörde betrachtet. In den Modellanalysen wird neben den Auswirkungen der Regulierung auf die abgegebene Energie auch die Auswirkung auf die Netzeffizienz und die Investitionsanreize des Netzbetreibers betrachtet.

Auf der Ebene «Regulierungsrahmen» steht die Weiterentwicklung der aktuellen Kostenregulierung in eine Anreizregulierung im Mittelpunkt. Während bei einer Kostenregulierung die Gewinne der Netzbetreiber regulatorisch vorgegeben sind, besteht in einer Anreizregulierung der Anreiz für Netzbetreiber zusätzliche Gewinne zu erzielen, wenn sie ihre Kosten senken können. Oberstes Ziel in einer Anreizregulierung ist somit die Steigerung der Effizienz der Netzbetreiber bei Gewährleistung von Investitionsanreizen. Die Modellanalysen zeigen, dass die Anreizregulierung je nach Ausgestaltung mit dem Ziel der Stromeffizienz vereinbar ist, da sich tendenziell positive Auswirkungen auf die Rendite der Unternehmen und damit die Investitionsanreize ergeben können, wenn der Anteil variabler Preiselemente steigt.

Auf der Ebene «regulatorischer Eingriff in die Preisstrukturen» wird untersucht, wie eine regulatorisch vorgegebene Erhöhung des Arbeitspreisanteils innerhalb des Regulierungsrahmens einer Anreizregulierung wirkt. Erwartungsgemäss kann die nachgefragte Energie reduziert werden. Jedoch können die Netzbetreiber in Folge des Eingriffs die Preisstrukturen nicht mehr zur Optimierung der Netzauslastung und damit zu Effizienzsteigerungen nutzen. Wird dadurch die Rendite gefährdet, steht ein solcher Eingriff nicht nur dem Ziel der Anreizregulierung, sondern auch dem Ziel der Investitionsanreize zur Sicherung der Versorgungssicherheit entgegen.

Zur Erhöhung der Stromeffizienz kann aufgrund der unklaren Kosten-Wirksamkeit, die insbesondere bei Eingriffen in die Preisstrukturen vorliegt, auf alternative Instrumente verwiesen werden. Dazu gehören als First-best-Lösung Lenkungsabgaben, die durch Instrumente zur Erhöhung der Transparenz ergänzt werden können. Diese Instrumente können eindeutiger auf das Ziel der Stromeffizienz ausgerichtet werden als die Netzpreisregulierung. Bevor die Netzpreisregulierung in einem Second-best-Instrumentenmix für die Verfolgung von Stromeffizienzzielen herangezogen werden kann, sind vertiefte Abklärungen zu den Kostenwirkungen durch negative Effekte auf die Netzeffizienz erforderlich.

# Zusammenfassung

## Zielsetzung und Methodik

Da Stromnetze monopolistische Engpässe darstellen, besteht in diesem Bereich kein Wettbewerb. Um zu verhindern, dass die Netzbetreiber monopolistische Preise setzen, werden die Stromnetze in geöffneten Elektrizitätsmärkten reguliert. Auf der anderen Seite fordert das Stromversorgungsgesetz, dass die Netznutzungsentgelte den Zielen einer effizienten Elektrizitätsverwendung Rechnung tragen sollen (StromVG, Art. 14, Absatz 3, lit. e). Je nach Ausgestaltung der Regulierung kann es zu Zielkonflikten zwischen optimaler Netzdimensionierung, nachhaltiger Investitionstätigkeit und Stromeffizienz kommen. Es stellt sich deshalb die Frage, ob und wie im Rahmen einer Preisregulierung Netzeffizienz, Investitionsanreize und auch nachfrageseitige Stromeffizienz<sup>1</sup> optimiert werden können, so dass alle Ziele in einem volkswirtschaftlich optimalen Ausmass verfolgt werden können. Die vorliegende Studie versucht, die Wirksamkeit der verschiedenen Ebenen der Preisregulierung in Bezug auf die erwähnten Ziele aufzuzeigen. Für die Bearbeitung dieser Fragestellung wurde die verfügbare theoretische und empirische Literatur ausgewertet, Analysen mit einem quantitativen Modell eines repräsentativen Elektrizitätsversorgungsunternehmens durchgeführt sowie eine Synthese der erzielten Ergebnisse gebildet.

## Erkenntnisse aus der Theorie und dem Ausland

Die Netzpreisregulierung kann auf verschiedenen Ebenen ansetzen. Für die Analyse des Zusammenhangs zwischen Stromeffizienz, Netzeffizienz, Investitionsverhalten und Preisregulierung stehen die Ebenen Regulierungsrahmen und Preisfestsetzung im Vordergrund. Bei einer Regulierung auf der Ebene des Regulierungsrahmens werden die grundlegenden Rahmenbedingungen für alle Energieversorgungsunternehmen (EVU) festgelegt, während eine Regulierung auf der Ebene der Preissetzung direkt in die Netzpreisstrukturen eingreift.

## Ausprägungen des Regulierungsrahmens

Grundsätzlich lassen sich beim Regulierungsrahmen zwei verschiedene Ausprägungen unterscheiden, Cost-Plus-Regulierung und Anreizregulierung:

- Im Rahmen einer **Cost-Plus-Regulierung** wird der zugelassene Gewinn regulatorisch vorgegeben. Dieser kann von den Unternehmen nur über erhöhte Kapitalbindung beeinflusst werden. Für die Unternehmen besteht somit kein Anreiz, ihre Kosten zu senken, da sie den damit verbundenen Effizienzgewinn direkt an die Konsumenten in Form niedrigerer Entgelte weitergeben müssen. Insofern geht von der Kostenregulierung kein Anreiz zur Erhöhung der Netzeffizienz aus. Andererseits besteht bei dieser Form der Regulierung die Voraussetzung zu einer nachhaltigen Investitionstätigkeit, da die anfallenden Kosten in Form von Netzentgelten abgegolten werden. Die Kostenregulierung führt nicht direkt zu einer Veränderung der Preisstrukturen und hat damit auch keine Auswirkungen auf die Stromeffizienz.
- Die **anreizorientierte Regulierung** ist aus der Einsicht entstanden, dass die Kostenregulierung zu wenig Anreize für die Optimierung der Netzeffizienz setzt. Das Ziel

---

<sup>1</sup> Wirkungen auf die Energieeffizienz, d.h. Substitutionsbeziehungen zwischen Energieträgern, wurden nicht betrachtet.

der Anreizregulierung ist deshalb die effiziente Bereitstellung der Netzinfrastruktur. Im Rahmen einer Anreizregulierung werden der Erlös bzw. die Preisentwicklung regulatorisch festgelegt, so dass ein Netzbetreiber einen höheren Gewinn erzielen kann, wenn er mehr Kosten einspart. Durch diesen Anreiz besteht die Gefahr, Investitionen zu unterlassen, was mittelfristig zu Qualitätseinbußen in den Netzen führen kann. In der Praxis werden deshalb auch bei der Anreizregulierung Cost-Plus-Elemente weitergeführt, um Investitionsanreize für die Netzbetreiber zu erhalten. Der Regulierungsrahmen trägt dabei dem Zielkonflikt zwischen Investitionsanreizen und Netzeffizienz Rechnung. Die Stromeffizienz, die eine zusätzliche Dimension eines Zielkonflikts bedeutet, wird in der Praxis bisher bei der Festlegung des Regulierungsrahmens nicht berücksichtigt.

## Formen der Preissetzung

Die Preissetzung wirkt über die Preisstrukturen direkt auf das Verhalten der Endverbraucher. Neben den beiden Extremformen der Preissetzung – Fixpreis und Arbeitspreis – sind in der Praxis v.a. gemischte Systeme anzutreffen:

- Werden die direkten (mengenunabhängigen) Netzkosten als **Leistungspreis** verrechnet, wird der Verursachergerechtigkeit der Preise Rechnung getragen. Leistungspreise (einmalige beim Anschluss oder wiederkehrende) schaffen für den Endverbraucher einen Anreiz, seine Leistung zu reduzieren und damit zu einer gleichmässigeren Netzauslastung beizutragen. Im Zusammenhang mit der Möglichkeit zukünftig «intelligente» Messeinrichtungen einzusetzen («smart metering»), kann die Verursachergerechtigkeit durch variable Leistungsentgelte in Abhängigkeit von der Netzauslastung noch erhöht werden. Die Notwendigkeit von Investitionen zur Anpassung der Netzkapazität kann so tendenziell reduziert werden. Die verbrauchte Energiemenge wird auf diese Weise nicht beeinflusst, so dass von einem Fix- bzw. Leistungspreis keine unmittelbare Wirkung auf die Stromeffizienz ausgeht.
- Wird den Endverbrauchern ein **Arbeitspreis** verrechnet, beeinflusst die verbrauchte Energiemenge kurzfristig die Höhe der Rechnungssumme. Auf diese Weise entsteht für den Endverbraucher ein Anreiz, weniger Energie zu verbrauchen, was aus Sicht Stromeffizienz positiv zu werten ist. Der Netzbetreiber verliert bei einem solchen Preissystem jedoch die Möglichkeit, durch Preisstrukturen positiv auf die Netzauslastung und damit die Netzeffizienz hinzuwirken.
- In der Praxis werden für die meisten Endverbraucher für die Netznutzung **gemischte Preissysteme aus Leistungs-, Fix- und Arbeitspreis** angewendet. Eine Berücksichtigung des Arbeitspreises verwässert zwar die Verursachergerechtigkeit, wird jedoch oft unabhängig vom Ziel der Stromeffizienz aus verteilungspolitischen Gründen zu Gunsten von Kleinverbrauchern eingesetzt.

## Ergebnisse der Modellanalysen

### Das Unternehmensmodell

Die Auswirkungen einer Änderung des Regulierungsrahmens bzw. von Eingriffen in die Preisstruktur auf die Nachfrage und den Unternehmenswert wurden anhand eines repräsentativen Elektrizitätsunternehmens mit drei Kundengruppen analysiert. Das Unternehmen setzt die Preise für die drei Kundengruppen so, dass die abdiskontierten Unternehmensgewinne über eine Zeitperiode von zehn Jahren maximiert werden. Als Preiselemente stehen fixe und variable Komponenten zur Verfügung. Aufgrund des

regulatorischen Rahmens darf der Erlös des Unternehmens eine jährliche Obergrenze nicht übersteigen.

Als Ergebnis der Optimierung ergeben sich für jede Kundengruppe unter Berücksichtigung des vorgegebenen Fixpreiselements ein variabler Preis und eine entsprechende Nachfrageänderung gegenüber dem Ausgangszeitpunkt. Gemäss der verfügbaren Empirie wird unterstellt, dass die Kunden auf die Veränderung der variablen Preise mit einer kurzfristigen Elastizität von -0.03 und einer langfristigen Elastizität von -0.157 pro Jahr auf der Niederspannungs- und mit -0.013 bzw. -0.044 auf der Mittelspannungsebene reagieren. (Langfristige) Reaktionen der Kunden auf Änderungen der Fixpreise werden nicht betrachtet, da sie gemäss den theoretischen und empirischen Grundlagen vernachlässigbar sind. Ausserdem wird der maximierte Unternehmenswert bestimmt und eine im Vergleich zur „Normalrendite“ von 4.5% definierte „Über- oder Unterrendite“ berechnet.

Um allgemeingültige Schlussfolgerungen aus dem Unternehmensmodell zu gewinnen, wurde das Unternehmensmodell nacheinander für eine Vielzahl an unterschiedlichen Kombinationen von Fixpreiselementen je Kundengruppe durchgerechnet. Aus den dadurch erhaltenen Modelllösungen liessen sich anschliessend mittels multiplen Regressionen statistische Zusammenhänge bestimmen, bspw. zwischen dem Verhältnis von fixen zu variablen Preiselementen und den entsprechenden Nachfrageeffekten oder „Über- oder Unterrenditen“. Anhand dieses statistischen Zusammenhangs lässt sich zeigen, welche Nachfrage- resp. Renditeänderungen sich ergeben, wenn das variable Preiselement variiert wird.

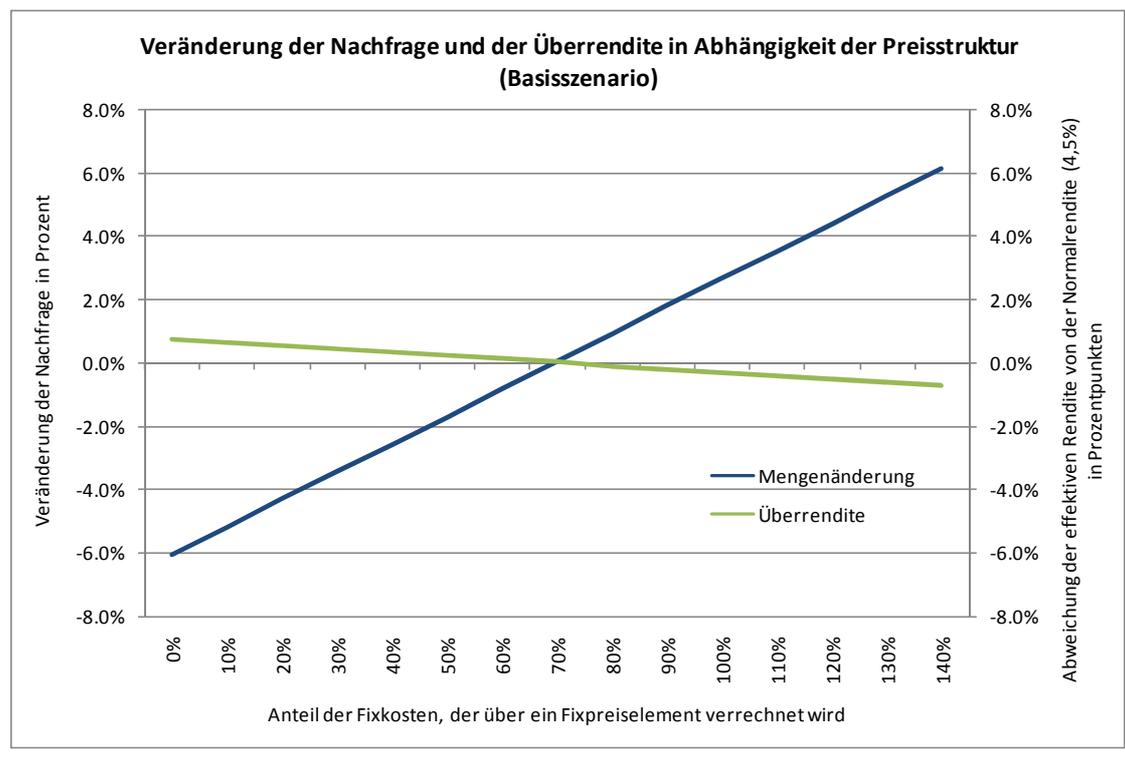
Die Modellrechnungen wurden für verschiedene Szenarien berechnet, wobei nachfolgend die Ergebnisse für die Cost-Plus- und die Anreizregulierung vorgestellt werden. Im Modell wird angenommen, dass keine exogenen Nachfrageänderungen auftreten.

### **Cost-Plus-Regulierung**

Im Basisszenario mit Cost-Plus-Regulierung definiert der Regulator die Erlösobergrenze basierend auf den Kosten des Startjahres. In den Folgejahren ist eine proportionale Anpassung der Erlösobergrenze an mengenbedingte Kostenänderungen bis zu 30% erlaubt. Dies entspricht ungefähr einer Anpassung der Erlösobergrenze um die im Modell unterstellten variablen Kosten (inkl. Abgaben). Die Anpassung der Erlösobergrenze um die Kostenänderung führt dazu, dass das Unternehmen de facto keine Überrendite erwirtschaften kann, wie dies in einer Anreizregulierung der Fall sein könnte.

In Figur 1 ist der Zusammenhang zwischen unterschiedlichen Preisstrukturen des Unternehmens und den damit verbundenen Nachfragereaktionen (linke Skala) sowie der Auswirkungen auf die Unternehmensrendite (rechte Skala) abgetragen. Dabei zeigt sich der erwartete Zusammenhang: Je bedeutender der variable Anteil an den Gesamtpreisen (Netz- und Energiepreis) ist, desto grösser ist der Nachfragerückgang:

## PREISSTRUKTUR, NACHFRAGEÄNDERUNGEN UND RENDITE IM BASISZENARIO (SZENARIO COST-PLUS)

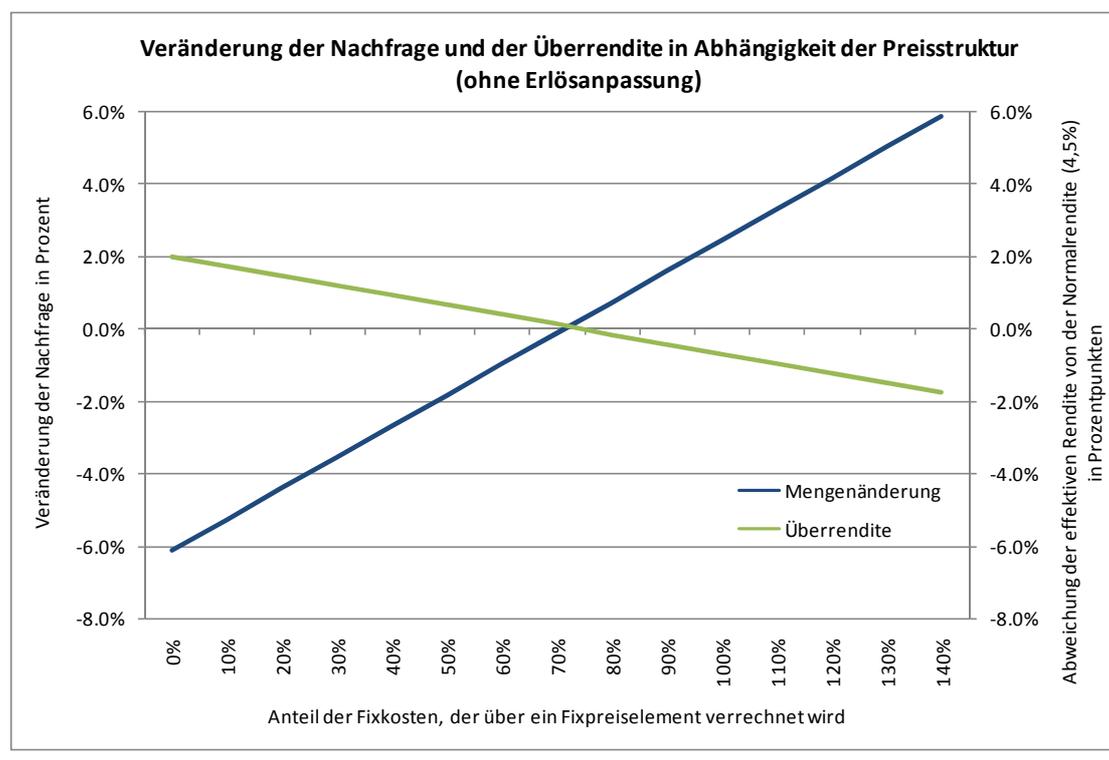


**Figur 1** Die Über-/Unter-Rendite entspricht einer Rendite, die über bzw. unter der regulatorisch zugestandenen Normalrendite von 4.5% liegt.

### Anreizregulierung

Im Szenario Anreizregulierung wird die Erlösobergrenze nicht an Mengenänderungen angepasst. Das Unternehmen hat dadurch die Möglichkeit, die Gewinne zu steigern, indem es Kosten senkt. Bspw. kann das Unternehmen versuchen, durch die Preissetzung die nachgefragte Menge zu reduzieren. In diesem Fall wird ceteris paribus der Gewinn steigen, da die Erlöse bei rückläufigen variablen Kosten gleich bleiben. Das Ausmass des Gewinns ist abhängig von der Möglichkeit des Netzbetreibers, bei einer Mengenreduktion die variablen Kosten zu senken. Da der Anteil der variablen Kosten in den infrastrukturlastigen Elektrizitätsnetzen eher gering ist, ist das diesbezügliche Kostensenkungspotenzial kurzfristig begrenzt. Figur 2 zeigt, dass sich ein ähnlicher Nachfrageeffekt wie im Basisszenario ergibt.

## VERÄNDERUNG DER NACHFRAGE IN ABHÄNGIGKEIT DER PREISSTRUKTUR IM SZENARIO ANREIZREGULIERUNG



Figur 2

Zu beachten ist, dass das Unternehmen mit einem höheren Anteil des variablen Preiselements im Szenario Anreizregulierung im Vergleich zur Cost-Plus-Regulierung eine höhere Rendite erzielen kann und damit einen grösseren Anreiz zur Mengensenkung hat. Der Regulierungsrahmen Anreizregulierung begünstigt damit das Ziel der Stromeffizienz im Vergleich zum Basisszenario, da es stärker in die gleiche Richtung wirkt als das Gewinnmaximierungsziel des Unternehmens. Der Netzbetreiber hat somit einen stärkeren Anreiz als im Modell Cost-plus, von sich aus (d.h. ohne Eingriff des Regulators in die Preisstruktur) den Anteil der variablen Preiselemente zu erhöhen. Tabelle 1 zeigt diesen Effekt für Fixpreis-Anteile von 70% bzw. 0% an den Netzpreisen. Die Mengenänderungen ergeben sich im Modell gegenüber dem in der Ausgangssituation angenommenen Preisverhältnis von 70% Fixpreis und 30% variabler Preis.

Vergleich der Szenarien						
	Cost Plus (Basiszenario)		Anreizregulierung ohne Mengenanpassung		Abweichung (Anreizregulierung - Cost-Plus)	
	70% Fix	0% Fix	70% Fix	0% Fix	70% Fix	0% Fix
<b>Mengenänderung</b>	0.05%	-6.04%	-0.12%	-6.12%	-0.17%	-0.09%
<b>Über-/Unterrendite</b>	0.03%	0.76%	0.10%	1.97%	0.07%	1.22%

Tabelle 1

Der Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz und nachhaltiger Investitionstätigkeit kann im Szenario Anreizregulierung entschärft werden, weil der Netzbetreiber mittels Kostensenkung

seinen Gewinn steigern kann. Da im Modell aber die bezogene elektrische Leistung der Kunden nicht berücksichtigt wird, besteht der Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz und Netzeffizienz weiterhin.

## Überlegungen zur Kosten-Wirksamkeit

Um die Kosten-Wirksamkeit einer Änderung des Regulierungsrahmens und von Preiseingriffen zu beurteilen, wurden Vollzugskosten, Opportunitätskosten in Form entgangener Gewinne und Anpassungskosten den zu erwartenden Mengeneinsparungen gegenüber gestellt:

- Bei einer Änderung des **Regulierungsrahmens** von Cost-Plus hin zu einer Anreizregulierung dürften sich die staatlichen als auch die unternehmensbezogenen Vollzugskosten nicht wesentlich von denen in einer Cost-Plus-Regulierung unterscheiden. In Bezug auf die Opportunitätskosten kann bei einer Anreizregulierung seitens der EVU sogar ein Opportunitätsnutzen in Form einer „Überrendite“ entstehen. Die Anpassungskosten auf der Nachfrageseite sind als relativ gering einzuschätzen. Nicht beurteilt werden können in diesem Rahmen die Kosten, welche entstehen, weil mit zunehmendem Anteil an variablen Preisen die Gefahr einer sub-optimalen Netzdimensionierung steigt. Insgesamt dürfte die Kosten-Wirksamkeit der Anreizregulierung im Vergleich zur Cost-Plus-Regulierung als positiv gewertet werden, vorausgesetzt, die Kosten einer allfälligen suboptimalen Netzdimensionierung fallen nicht zu hoch aus. Ausserdem ist darauf zu achten, dass die Stromeffizienzziele bei der konkreten Ausgestaltung der Anreizregulierung nicht die Anreize zur Erhöhung der Netzeffizienz beeinträchtigen.<sup>2</sup>
- Greift der Regulator in die **Preissetzung** ein, liegen die staatlichen und unternehmensspezifischen Vollzugskosten höher, als wenn sich die Preisstrukturen innerhalb des Regulierungsrahmens ergeben. Ebenfalls sind mit dem Eingriff höhere Kosten zu erwarten aufgrund der Gefahr einer suboptimalen Netzdimensionierung. Diesen höheren Kosten steht ein grösserer energetischer Nutzen gegenüber. Der Nettoeffekt lässt sich auf Basis der vorliegenden Informationen nicht berechnen. Er hängt unter anderem auch davon ab,
  - (1) wie stark der Regulator bei der Preisstrukturvorgabe die Netzeffizienz berücksichtigt (z.B. durch die Möglichkeit von Hoch- und Niedertarifen oder die Gewichtung leistungsbezogener Preiselementen) und
  - (2) wie einfach die Vorgaben und deren Kontrolle ausfallen. Wird die Netzeffizienz stark berücksichtigt und das vorgegebene Preissystem möglichst einfach gehalten, sind auch die Zusatzkosten eines regulatorischen Eingriffs tiefer. Mit diesen tieferen Kosten ist aber auch eine kleinere energetische Wirkung verbunden. Um den Nettoeffekt zu berechnen, müsste man den optimalen Preiseingriff kennen. Die Berechnung dieses Optimums hätte jedoch den Rahmen der vorliegenden Studie gesprengt. Diese Überlegungen verdeutlichen, dass es für eine Regulierungsbehörde aufgrund fehlender Detailinformationen mit grossen Schwierigkeiten verbunden ist, alle Auswirkungen eines Eingriffs in die Preisstrukturen adäquat zu berücksichtigen. Da es alternative Instrumente zur Förderung der Stromeffizienz gibt, ist daher zu vermuten, dass es politische Optionen gibt, bei denen die Kosten-Wirksamkeit aufgrund eindeutigerer Mittel-Ziel-Beziehungen mit weniger Unsicherheiten behaftet ist als Eingriffe in die Preisstrukturen.

---

<sup>2</sup> Dieses Problem ergibt sich, weil bei einem Einsatz der Anreizregulierung für das Ziel der Stromeffizienz die Tinbergen-Regel verletzt wird, nach der eine wirtschaftspolitische Massnahme immer nur auf ein wirtschaftspolitisches Ziel ausgerichtet werden sollte.

## **Einbettung in die schweizerische Energiepolitik**

Die bisherigen Zielsetzungen des Bundes in Bezug auf den Elektrizitätsverbrauch konnten bisher nicht erreicht werden, da Effizienzfortschritte in der Regel durch das Mengenwachstum wieder „weggefressen“ wurden. Mit dem „Aktionsplan Energieeffizienz“ schlägt der Bundesrat eine Reihe von energiepolitischen Massnahmen vor, welche dazu beitragen sollen, die Zuwachsraten in Zukunft zu senken. Bei der Beurteilung, welche Rolle eine Netzpreisregulierung zur Steigerung der Stromeffizienz spielen kann, lassen sich zwei unterschiedliche Szenarien unterscheiden:

- Szenario ohne oder nur mit gering wirkender Stromlenkungsabgabe: In diesem Fall lässt sich die Stromeffizienz am ehesten mit einem ganzen Massnahmenpaket steigern: Dabei spielen die Vorschriften und Mindestanforderungen sowie Instrumente, welche die Transaktionskosten reduzieren wie Labels, Informations- und Beratungsangebote sowie Aus- und Weiterbildung im Rahmen eines Stromsparfonds eine zentrale Rolle. Instrumente, welche die EVU und bestimmte Verbrauchsgruppen z.B. mittels Effizienzbonus bei Unternehmen zu Einsparungen verpflichten, können dabei eine ergänzende Rolle spielen. Im Sinne einer Übergangslösung ist auch eine finanzielle Förderung von energieeffizienten Technologien zum Beispiel im Rahmen eines Stromsparfonds zweckmässig. Inwieweit diese Instrumente kurz- und mittelfristig in der Schweiz realisiert werden können, hängt von deren gesellschaftlichen Akzeptanz ab. Eine Anreizregulierung begünstigt tendenziell auch die Stromeffizienz, da sie Anreize in Richtung einer Stärkung des variablen Preiselements schafft. Ob sich allenfalls Eingriffe in die Preisstrukturen lohnen, müsste noch vertieft untersucht werden.
- Szenario mit stark wirkender Stromlenkungsabgabe: Wird die Stromlenkungsabgabe angemessen hoch angesetzt, ergeben sich genügend Anreize zur nachfrageseitigen Optimierung der Stromeffizienz, welche die übrigen Instrumente wie Verpflichtungen und Effizienzbonus überflüssig machen würden. Weiterhin zweckmässig sind Zulassungsvorschriften, Förderprogramme und Massnahmen, welche die Transaktionskosten reduzieren (z.B. Labels). Ein Eingriff in die Netzpreise ist im Rahmen dieses Szenarios genauso unsicher wie im Szenario mit geringer Lenkungsabgabe und auch nicht erforderlich. Vielmehr sollen die Netzbetreiber z. B. im Rahmen der Anreizregulierung die optimale Preisstruktur eigenständig setzen können, um auch dem Ziel der Netzeffizienz gerecht zu werden.

## **Schlussfolgerungen**

### **Ausgestaltung bestimmt Ausmass der energetischen Wirkung**

Die energetischen Wirkungen einer Netzpreisregulierung im Rahmen einer Anreizregulierung hängen zum einen von der konkreten Ausgestaltung der Erlösanpassung und zum anderen vom Ausmass des regulatorischen Eingriffs in die Preisstruktur ab:

- Bereits der Wechsel des Regulierungsrahmens von der Cost-Plus-Regulierung hin zu einer Anreizregulierung kann zu einer energetischen Wirkung führen, weil das EVU, je nach Ausgestaltung, mit einem höheren Anteil des variablen Preiselements seine Rendite erhöhen kann. Bei der Ausgestaltung der Anreizregulierung sollte das Ziel der Anreizregulierung, die Netzeffizienz zu erhöhen, im Mittelpunkt stehen.
- Die energetische Wirkung kann noch gesteigert werden, indem die Preisstruktur nicht dem Optimierungsprozess der Unternehmen überlassen, sondern durch den Regulator

vorgegeben wird. Werden in diesem Fall die gesamten Netzkosten ausschliesslich über variable Preiselemente verrechnet, kann mit einer Reduktion des Stromverbrauchs – über zehn Jahre gesehen – um 3.4 TWh bzw. knapp 6 % der Gesamtnachfrage der Schweiz gerechnet werden. In diesem Fall ist aber zu berücksichtigen, dass der zusätzlichen energetischen Wirkung auch höhere Vollzugs- und Anpassungskosten sowie höhere Kosten im Fall einer suboptimalen Netzstruktur gegenüberstehen.

### **Zielkonflikte können teilweise gelöst werden**

Der Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz und nachhaltiger Investitionstätigkeit kann bei einer Anreizregulierung entschärft werden, wenn die Erlösobergrenze bei einem Mengenrückgang nicht angepasst wird und der Netzbetreiber dadurch Überrenditen erzielen kann. Der Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz und der Netzeffizienz bleibt weiterhin bestehen. Im Interesse der Netzeffizienz müsste dem Netzbetreiber die Möglichkeit zu einer verursachergerechten Tarifierung gegeben werden. Durch eine Differenzierung der Preise in Hoch- und Niedertarif und festen einmaligen Entgelten kann der Netzeffizienz innerhalb eines Preissystems mit Arbeitspreisen teilweise Rechnung getragen werden.

### **Kostenwirksamkeit ist mit Unsicherheiten verbunden**

Die Kostenwirksamkeit der Anreizregulierung ohne zusätzliche Eingriffe in die Preisstruktur ist grundsätzlich positiv. Die zusätzlichen Vollzugskosten werden als unbedeutend eingeschätzt. Solange positive Überrenditen erzielt werden können, entstehen auch keine relevanten Opportunitätskosten auf Seiten der EVU. Auch die Anpassungskosten seitens der Stromnachfrager werden aufgrund der unelastischen Nachfrage als relativ gering eingeschätzt. Unklarer ist die Kostenwirksamkeit, wenn der Regulator zusätzlich die Preisstruktur verändert. In diesem Fall stehen höhere Vollzugs- und Anpassungskosten sowie eingeschränkte Möglichkeiten zur Steigerung der Netzeffizienz einer höheren energetischen Wirkung gegenüber.

### **Stromeffizienz mit einem Instrumentenmix oder einer Stromlenkungsabgabe angehen**

Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass die Stromeffizienz am wirksamsten mit einem Instrumentenmix angegangen wird.<sup>3</sup> Insbesondere Vorschriften sowie Massnahmen zur Reduktion der Transaktionskosten (Labels, Information/Beratung) stellen dabei eine wichtige Stossrichtung dar. Hinzu kommen Verpflichtungen, Bonus-/Malus-Systeme und allenfalls Förderbeiträge für energieeffiziente Technologien über einen Stromsparfonds. Sollen im Rahmen eines solchen Instrumentenmix auch regulierte Netzpreise mit Ausrichtung auf Stromeffizienz eine Rolle spielen, ist zunächst zu quantifizieren, wie hoch die damit verbundenen Kosten in Form nicht realisierter Netzeffizienz sind. Die gilt v.a. für direkte Eingriffe in die Preisstrukturen aber auch für die Gestaltung des Regulierungsrahmens einer Anreizregulierung.

Die Einführung einer Stromlenkungsabgabe würde den Instrumentenmix massgeblich vereinfachen. Sofern sie hoch genug angesetzt wird, ergeben sich ausreichend Anreize für eine Steigerung der nachfrageseitigen Stromeffizienz. In diesem Fall könnte sich die Regulierung der Netzpreise voll auf das Ziel der optimalen Netzeffizienz konzentrieren.<sup>4</sup> Da

---

<sup>3</sup> Vgl. z.B. BFE 2007.

<sup>4</sup> In diesem Fall würde auch die Tinbergen-Regel nicht verletzt.

nur das Ziel der Stromeffizienz und nicht der Energieeffizienz betrachtet wurde, wären im Instrumentenmix weitere Massnahmen zu berücksichtigen, die zur Vermeidung unerwünschter Substitutionseffekte zwischen den Energieträgern beitragen.

# Résumé

## Objectif visé et méthode

Comme les réseaux électriques représentent des congestions de nature monopolistique, la concurrence n'existe pas dans ce secteur. Pour éviter que les gestionnaires de réseaux fixent des prix monopolistiques, les réseaux électriques sont régulés dans des marchés de l'électricité ouverts. D'un autre côté, la Loi sur l'approvisionnement en électricité exige que la rémunération pour l'utilisation du réseau tienne compte d'une utilisation efficace de l'électricité (LApEL Art. 14, alinéa 3, lettre e). Selon la conception de la régulation, cela peut déboucher sur des conflits d'objectifs entre la dimension de réseau optimale, l'activité d'investissement durable et l'efficacité électrique<sup>5</sup>. La question est donc de savoir si et comment, dans le cadre d'une régulation des prix, l'efficacité du réseau, les incitations aux investissements et l'efficacité électrique axée sur la demande peuvent être optimisées de sorte que tous les objectifs puissent être poursuivis dans une mesure optimale au niveau socioéconomique. La présente étude essaie de mettre en évidence l'efficacité des différents niveaux de la régulation des prix par rapport aux objectifs susmentionnés. Pour traiter cette problématique, on a étudié les ouvrages de référence théoriques et empiriques disponibles, procédé à des analyses avec un modèle quantitatif d'une entreprise représentative d'approvisionnement en électricité, puis fait une synthèse des résultats obtenus.

## Enseignements tirés de la théorie et de l'étranger

La régulation des prix du réseau peut s'appliquer à différents niveaux. Pour l'analyse des rapports entre l'efficacité électrique, l'efficacité du réseau, la politique d'investissement et la régulation des prix, les niveaux du cadre de la régulation et de la fixation des prix sont au premier plan. Avec une régulation au niveau du cadre de la régulation, les conditions cadres fondamentales sont fixées pour toutes les entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE), alors qu'une régulation au niveau de la fixation des prix intervient directement dans les structures des prix du réseau.

## Types de cadre de régulation

En principe, on distingue deux types de cadre de régulation, la régulation cost-plus et la régulation incitative:

- Dans le cadre de la **régulation cost-plus**, le gain admissible est fixé de manière régulatrice. Les entreprises ne peuvent l'influencer que par une plus forte immobilisation de capital. Cela n'encourage pas les entreprises à abaisser leurs coûts puisqu'elles doivent remettre directement aux consommateurs le gain en efficacité ainsi obtenu sous la forme de compensations moins élevées. En l'occurrence, la régulation des coûts n'incite donc pas à augmenter l'efficacité du réseau. D'autre part, cette forme de régulation crée des conditions favorables à une activité d'investissement durable puisque les coûts sont compensés sous la forme de rémunérations de réseau. La régulation des coûts n'entraîne pas directement une modification des structures des prix et n'a donc pas non plus d'incidences sur l'efficacité électrique.
- La **régulation incitative** est née de l'idée que la régulation des coûts n'était pas une incitation suffisante pour optimiser l'efficacité du réseau. L'objectif de la régulation incitative est donc la mise à disposition efficiente de l'infrastructure du réseau. Dans le cadre d'une régulation incitative, les recettes ou l'évolution des prix sont fixées de manière régulatrice afin qu'un gestionnaire de réseau puisse réaliser un gain supérieur s'il économise sur les coûts. Avec cette incitation, il y a le risque de renoncer aux investis-

<sup>5</sup> Les effets sur l'efficacité énergétique, c'est-à-dire les substitutions entre agents énergétiques, n'ont pas été considérés.

sements, ce qui, à moyen terme, peut engendrer des baisses de qualité dans les réseaux. Dans la pratique, des éléments cost-plus sont donc aussi utilisés avec la régulation incitative afin de conserver des incitations à l'investissement pour les gestionnaires de réseaux. Le cadre de régulation prend en compte le conflit d'objectifs entre les incitations à l'investissement et l'efficacité du réseau. Jusqu'à maintenant, l'efficacité électrique, qui constitue une dimension supplémentaire du conflit d'objectifs, n'est pas prise en compte dans la pratique lors de la définition du cadre de régulation.

## Formes de la fixation des prix

La fixation des prix a un impact direct sur le comportement des consommateurs finaux par le biais des structures des prix. En plus des deux formes extrêmes de la fixation des prix, soit prix fixe et prix de l'énergie, on trouve surtout des systèmes mixtes dans la pratique:

- Si les coûts directs du réseau (indépendants de la quantité) sont facturés comme **prix de la puissance**, le principe de causalité des prix est pris en compte. Les prix de puissance (uniques lors du raccordement ou récurrents) incitent le consommateur final à réduire la puissance demandée et donc à contribuer à une charge plus équilibrée du réseau. En rapport avec la possibilité de recourir à l'avenir à des dispositifs de mesure «intelligents» («smart metering»), le principe de causalité sera encore mieux respecté grâce à des rémunérations variables de la puissance en fonction de la charge du réseau. Ainsi, les investissements nécessaires à l'adaptation de la capacité du réseau peuvent encore diminuer. De cette manière, les quantités d'énergie consommées ne sont pas influencées si bien qu'un prix fixe ou un prix de la puissance n'ont aucun effet direct sur l'efficacité électrique.
- Si l'on facture aux consommateurs finaux le **prix de l'énergie**, la quantité d'énergie consommée influence à court terme le montant de la facture. Cela incite donc le consommateur final à consommer moins d'énergie, ce qui doit être jugé positif du point de vue de l'efficacité électrique. Avec un tel système de prix, le gestionnaire de réseau n'a plus la possibilité, par le biais des structures de prix, d'influencer positivement la charge du réseau et partant l'efficacité du réseau.
- Dans la pratique, on applique des systèmes de prix **mixtes, composés du prix de la puissance, du prix fixe et du prix de l'énergie**, pour l'utilisation du réseau de la plupart des consommateurs finaux. Si la prise en compte du prix de l'énergie atténue effectivement le principe de causalité, il est toutefois souvent utilisé en faveur des petits consommateurs, indépendamment de l'objectif de l'efficacité électrique, mais pour des questions de politique de distribution.

## Résultats des analyses de modèles

### Le modèle d'entreprise

Les conséquences d'une modification du cadre de régulation, respectivement d'interventions dans la structure des prix, sur la demande et sur la valeur de l'entreprise ont été analysées au moyen d'une entreprise représentative de fourniture d'électricité avec trois groupes de clients. L'entreprise fixe les prix pour les trois groupes de clients de telle façon que les gains escomptés de l'entreprise soient maximisés sur une période de dix ans. Des composantes fixes et variables sont à disposition comme éléments de prix. Compte tenu du cadre régulateur, les recettes de l'entreprise ne peuvent pas dépasser un plafond annuel.

Pour chaque groupe de clients, compte tenu de l'élément de prix fixe donné, il résulte de l'optimisation un prix variable et une modification correspondante de la demande par rapport au point de départ. Sur la base des expériences disponibles, on présume que les

clients réagissent à la modification des prix variables avec une élasticité à court terme de -0.03 et une élasticité à long terme de -0.157 par an au niveau de la basse tension et de -0.013 respectivement -0.044 au niveau de la moyenne tension. Les réactions (à long terme) des clients aux variations des prix fixes ne sont pas prises en considération, car d'après la théorie et les bases empiriques, elles sont négligeables. Par ailleurs, on détermine la valeur maximisée de l'entreprise et on calcule un «rendement inférieur ou supérieur» défini par rapport au «rendement normal» de 4.5%.

Pour tirer des conclusions finales de portée générale sur la base du modèle d'entreprise, ce modèle a été recalculé avec une multitude de combinaisons différentes d'éléments de prix fixe selon les groupes de clients. Les solutions de modèles ainsi obtenues ont permis, moyennant de multiples régressions, de définir des rapports statistiques, par ex. le rapport entre éléments de prix fixe et éléments de prix variable et les effets correspondants sur la demande ou le «rendement supérieur ou inférieur». Ce rapport statistique montre quelles modifications de la demande ou du rendement résultent de la variation d'un élément de prix variable.

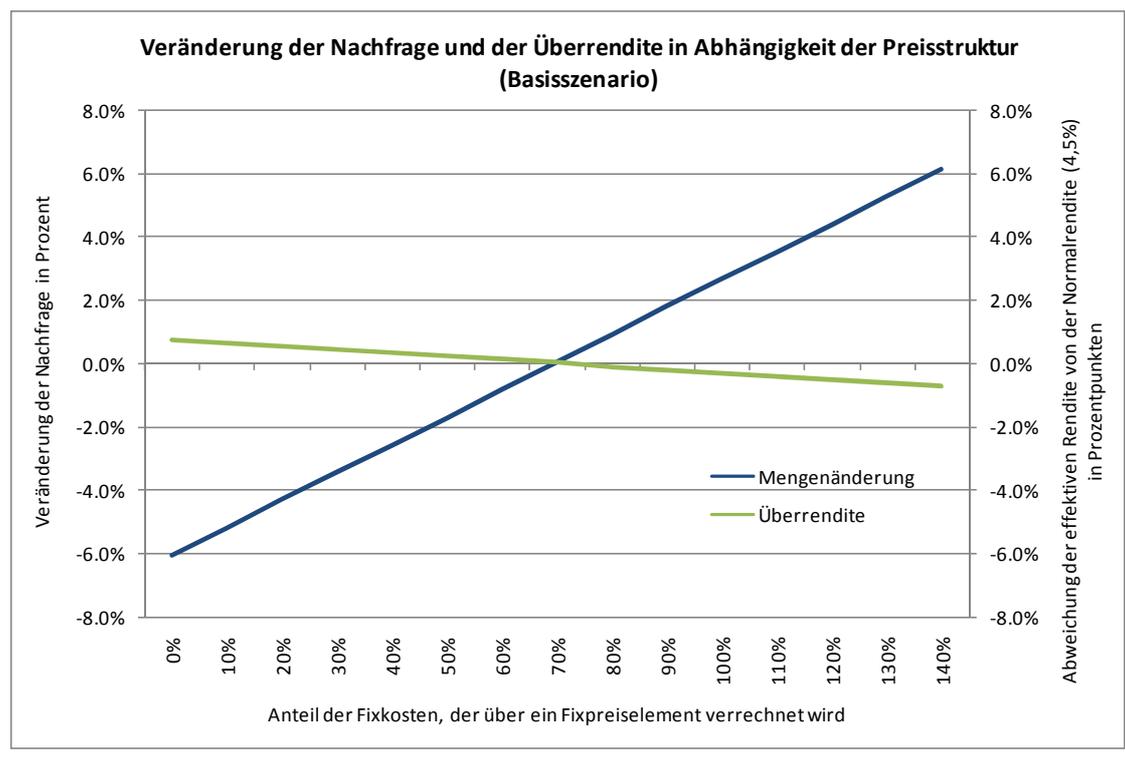
Les calculs de modèles ont été effectués pour divers scénarios. On trouvera ci-après les résultats pour la régulation cost-plus et ceux pour la régulation incitative. On émet l'hypothèse qu'aucune modification exogène de la demande n'intervient dans le modèle.

### **Régulation cost-plus**

Dans le scénario de base avec la régulation cost-plus, le régulateur définit le plafond des recettes basé sur les coûts de l'année initiale. Pour les années suivantes, une adaptation proportionnelle du plafond des recettes aux modifications des coûts en fonction des quantités est admissible jusqu'à 30%. Cela représente à peu près une adaptation du plafond des recettes correspondant aux coûts variables supposés dans le modèle (taxes incluses). L'adaptation du plafond des recettes à la modification des coûts implique que, *de facto*, l'entreprise ne peut pas réaliser de rendement supérieur, comme cela pourrait être le cas avec une régulation incitative.

Le Figur 1 représente le rapport entre différentes structures de prix de l'entreprise et les réactions provoquées sur la demande (échelle de gauche) ainsi que des conséquences sur le rendement de l'entreprise (échelle de droite). Le rapport escompté est mis ainsi en évidence: plus la part variable des prix globaux (prix d'utilisation du réseau et prix de l'énergie) est importante, plus la demande diminue:

## STRUCTURE DES PRIX, MODIFICATIONS DE LA DEMANDE ET RENDEMENT DANS LE SCÉNARIO DE BASE (SCÉNARIO COST-PLUS)

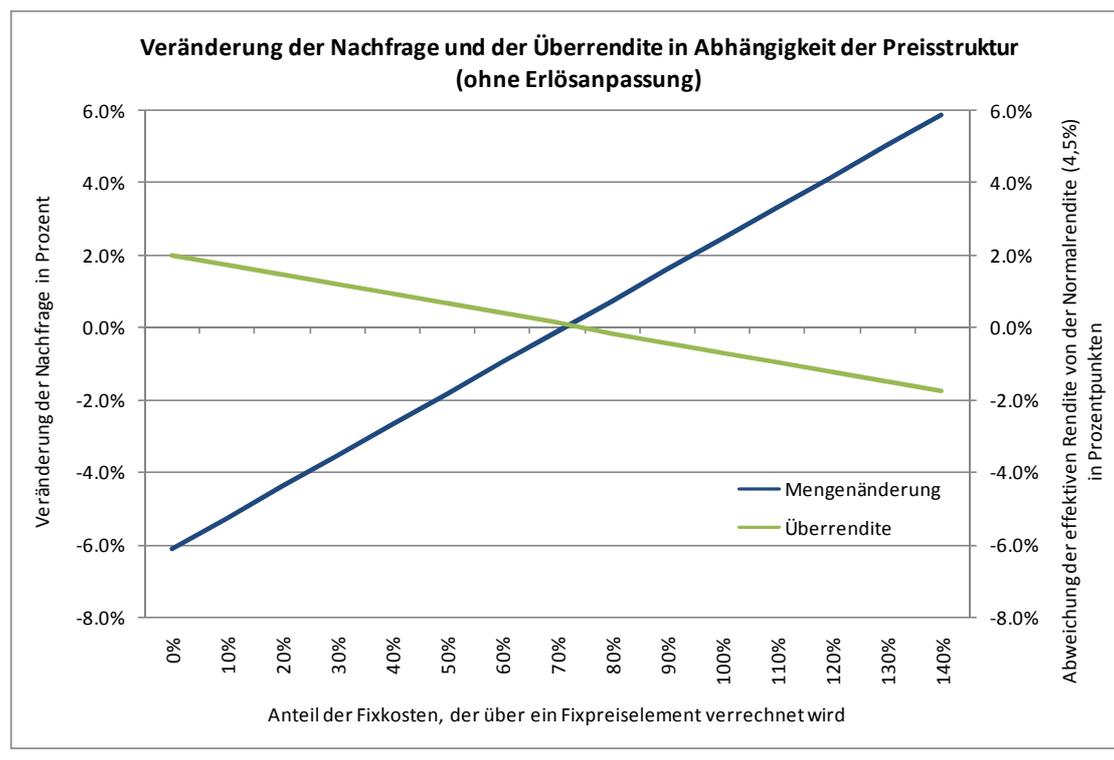


**Graphique 3** Le rendement supérieur/inférieur correspond à un rendement qui se situe en dessus, respectivement en dessous du rendement normal de 4.5% attribué de manière régulatrice.

### Régulation incitative

Dans le scénario de la régulation incitative, le plafond des recettes n'est pas adapté aux modifications des quantités. L'entreprise a ainsi la possibilité d'accroître les gains en abaissant les coûts. En fixant les prix, l'entreprise peut par ex. essayer de réduire la quantité demandée. Dans ce cas, *ceteris paribus*, le gain augmentera parce que les recettes restent identiques lorsque les coûts variables régressent. L'ampleur du gain dépend de la possibilité qu'a le gestionnaire de réseau de réduire les coûts variables lorsque la quantité diminue. Comme la part des coûts variables dans les réseaux électriques riches en infrastructures est plutôt faible, le potentiel de réduction des coûts y relatif est limité à court terme. Le Figur 2 montre que l'effet sur la demande est identique à celui du scénario de base.

## MODIFICATION DE LA DEMANDE EN FONCTION DE LA STRUCTURE DES PRIX DANS LE SCÉNARIO DE RÉGULATION INCITATIVE



Graphique 4

Il faut noter que l'entreprise, avec une part plus importante de l'élément de prix variable, peut réaliser un rendement supérieur dans le scénario de régulation incitative que dans celui de régulation cost-plus et qu'elle incite davantage à réduire les quantités. Le cadre de régulation de la régulation incitative favorise ainsi l'objectif de l'efficacité électrique comparativement au scénario de base, puisqu'il a un plus fort impact dans la même direction que l'objectif de maximisation du gain de l'entreprise. Pour le gestionnaire de réseau, l'incitation à augmenter spontanément (c'est-à-dire sans l'intervention du régulateur dans la structure des prix) la part de l'élément de prix variable est plus forte que dans le modèle cost-plus. Le Tableau 1 montre cet effet pour des parts de prix fixe de 70% ou 0% dans les prix du réseau. Dans le modèle, il s'agit des modifications des quantités comparativement au rapport de prix présumé dans la situation de départ de 70% de prix fixe et 30% de prix variable.

comparaison des scénarios						
	cost-plus (scénario de base)		régulation incitative sans ajustement de quantité		différence (régulation incitative - cost-plus)	
	70% fixe	0% fixe	70% fixe	0% fixe	70% fixe	0% fixe
modification de quantité	0.05%	-6.04%	-0.12%	-6.12%	-0.17%	-0.09%
rendement supérieur/inférieur	0.03%	0.76%	0.10%	1.97%	0.07%	1.22%

Tableau 2

Le conflit d'objectifs entre l'efficacité électrique et l'activité d'investissement durable peut être désamorcé dans le scénario de régulation incitative parce que le gestionnaire peut accroître son gain en abaissant les coûts. Comme le modèle ne prend pas en compte la puissance électrique achetée par les clients, le conflit d'objectifs entre l'efficacité électrique et l'efficacité du réseau demeure.

## Considérations sur l'efficacité des coûts

Pour évaluer l'efficacité des coûts d'une modification du cadre de régulation et des interventions sur les prix, on a opposé les frais d'exécution, les coûts d'opportunité sous la forme de gains non réalisés et de coûts d'adaptation aux économies attendues sur les quantités:

- En passant du **cadre de régulation** de cost-plus à une régulation incitative, les frais d'exécution de l'Etat et de l'entreprise ne seraient pas sensiblement différents de ceux d'une régulation cost-plus. S'agissant des coûts d'opportunité, les EAE peuvent même réaliser un gain d'opportunité sous la forme d'un «rendement supérieur» avec une régulation incitative. Pour le demandeur d'électricité, les coûts d'adaptation sont jugés relativement modestes. Dans ce contexte, les coûts qu'on ne peut pas estimer sont liés au risque d'un dimensionnement de réseau non optimal qui augmente parallèlement à l'augmentation de la part des prix variables. Globalement, l'efficacité des coûts de la régulation incitative comparativement à la régulation cost-plus peut être considérée comme positive, à condition que les coûts d'un éventuel dimensionnement de réseau non optimal ne s'avèrent pas trop élevés. Il faut toutefois veiller à ce que, lors de la conception concrète de la régulation incitative, les objectifs d'efficacité électrique ne contrecarrent pas l'objectif des incitations visant à augmenter l'efficacité du réseau.<sup>6</sup>
- Si le régulateur intervient dans la **fixation des prix**, les frais d'exécution pour l'Etat et ceux spécifiques à l'entreprise sont plus élevés que lorsque les structures des prix découlent du cadre de régulation. Avec une intervention, il faut également s'attendre à des coûts supérieurs, compte tenu du risque d'un dimensionnement de réseau non optimal. À ces coûts plus élevés, on peut opposer un plus grand bénéfice énergétique. L'effet net ne peut être déterminé sur la base des présentes informations. Il dépend entre autres
  - (1) de l'importance que le régulateur attache à l'efficacité du réseau dans la directive sur la structure des prix (par ex. avec la possibilité de haut et bas tarifs ou avec la pondération des éléments de prix liés à la puissance) et
  - (2) du degré de simplicité des directives et de leur contrôle. Si l'efficacité du réseau est fortement prise en compte et si le système de prix imposé est le plus simple possible, les frais supplémentaires d'une intervention régulatrice sont également plus bas. Mais ces frais moins élevés sont aussi liés à un effet énergétique moins important. Pour pouvoir calculer l'effet net, il faudrait connaître l'intervention optimale sur les prix. Le calcul de cet optimum aurait cependant dépassé le cadre de la présente étude. Ces considérations démontrent comment une autorité de régulation éprouve d'énormes difficultés pour prendre correctement en compte toutes les conséquences d'une intervention dans les structures des prix si elle ne dispose pas d'informations détaillées. Comme il existe des instruments alternatifs visant à promouvoir l'efficacité électrique, on suppose qu'il y a des options politiques où l'efficacité des coûts, compte tenu de relations plus nettes entre moyens et objectifs, est entachée de moins d'incertitudes que des interventions dans les structures des prix.

## Intégration dans la politique énergétique

### Suisse

Jusqu'à présent, les objectifs actuels de la Confédération concernant la consommation d'électricité n'ont pas pu être atteints parce que les effets des progrès réalisés en efficacité ont généralement été annihilés par l'augmentation des quantités. Avec son plan d'action

---

<sup>6</sup> Ce problème survient car, lors du passage à une régulation incitative pour l'objectif de l'efficacité électrique, la règle de Tinbergen n'est plus respectée. Selon cette règle, chaque mesure de politique économique doit viser un seul objectif de politique économique.

«Efficacité énergétique», le Conseil fédéral propose une série de mesures de politique énergétique qui doivent contribuer à abaisser les taux de croissance dans le futur. Lors de l'évaluation du rôle que peut jouer une régulation des prix d'utilisation du réseau en vue d'augmenter l'efficacité électrique, on distingue deux scénarios possibles:

- Scénario d'une taxe incitative sur le courant électrique ayant peu ou pas d'effets: dans ce cas, c'est un paquet global de mesures qui permet le mieux d'augmenter l'efficacité électrique: les directives et les exigences minimales, les instruments réduisant les coûts de transaction tels que labels, offres d'information et de conseil ainsi que formation et perfectionnement dans le cadre d'un fonds d'économie d'électricité jouent un rôle prépondérant. Les instruments qui obligent les EAE et certains groupes de consommation à faire des économies, par ex. moyennant un bonus d'efficacité pour les entreprises, peuvent jouer un rôle complémentaire. En tant que solution transitoire, un encouragement financier des technologies à bon rendement énergétique, par ex. dans le cadre d'un fonds d'économie d'électricité, est également approprié. En Suisse, la réalisation à court et moyen terme de ces instruments dépend de leur degré d'acceptation par la société. Une régulation incitative tend à favoriser aussi l'efficacité électrique, car elle met en place des incitations qui renforcent plutôt la part variable du prix. La question de l'opportunité d'une intervention dans la structure des prix doit encore être étudiée de manière plus approfondie.
- Scénario d'une taxe incitative sur le courant électrique ayant un fort impact: si la taxe incitative sur le courant est fixée raisonnablement haut, les incitations à optimiser l'efficacité électrique sont suffisantes pour les demandeurs d'électricité et elles rendent superflus les autres instruments tels qu'engagements et bonus d'efficacité. Sont également judicieuses les dispositions d'admission, les mesures et programmes d'encouragement qui réduisent les coûts de transaction (par ex. les labels). Dans le cadre de ce scénario, une intervention dans les prix d'utilisation du réseau est tout aussi incertaine et superflue que dans le scénario avec une modeste taxe incitative. Il vaut mieux que les gestionnaires de réseaux puissent fixer une structure optimale des prix de manière autonome, par ex. dans le cadre de la régulation incitative, afin de prendre également en compte l'objectif de l'efficacité du réseau.

## Conclusions finales

### La conception détermine l'ampleur des effets énergétiques

Les effets énergétiques d'une régulation des prix d'utilisation du réseau dans le cadre d'une régulation incitative dépendent, d'une part, de la conception concrète de l'adaptation des recettes et, d'autre part, de l'ampleur de l'intervention régulatrice dans la structure des prix:

- Le passage du cadre de régulation de la régulation cost-plus à la régulation incitative peut déjà avoir des effets énergétiques parce que l'EAE, selon la conception, peut augmenter son rendement avec une part plus importante de l'élément de prix variable. Dans la conception de la régulation incitative, l'accroissement de l'efficacité du réseau devrait être l'objectif principal de cette régulation.
- L'impact énergétique peut encore être augmenté lorsque la structure des prix n'est pas laissée au processus d'optimisation des entreprises, mais qu'elle est imposée par le régulateur. Dans ce cas, si tous les coûts d'utilisation du réseau sont basés exclusivement sur des éléments de prix variable, on peut espérer une réduction de la consommation de courant, sur une période de dix ans, de 3.4 TWh, soit près de 6 % de la demande globale de la Suisse. En l'occurrence, on doit toutefois prendre en compte le fait qu'aux effets énergétiques supplémentaires, il faut opposer des frais d'exécution et des coûts d'adaptation supérieurs ainsi que des coûts plus élevés en cas de structure du réseau non optimale.

## **Les conflits d'objectifs peuvent être partiellement résolus**

Avec une régulation incitative, le conflit d'objectifs entre l'efficacité électrique et l'activité d'investissement durable peut être atténué, si le plafond des recettes n'est pas adapté lors du recul des quantités et que le gestionnaire de réseau peut ainsi réaliser des rendements supérieurs. Le conflit d'objectifs entre l'efficacité électrique et l'efficacité du réseau demeure. Dans l'intérêt de l'efficacité du réseau, le gestionnaire de réseau devrait avoir la possibilité de fixer les tarifs en respectant le principe de causalité. En différenciant les prix des haut et bas tarifs et les rémunérations uniques fixes, il est possible de prendre partiellement en compte l'efficacité du réseau à l'intérieur d'un système de prix avec les prix de l'énergie.

## **L'efficacité des coûts est entachée d'incertitudes**

L'efficacité des coûts de la régulation incitative sans interventions supplémentaires dans la structure des prix est en principe positive. On juge les frais d'exécution supplémentaires insignifiants. Dans la mesure où des rendements supérieurs positifs peuvent être réalisés, il ne résulte pas non plus de coûts d'opportunité significatifs pour les EAE. Pour les demandeurs d'électricité, les coûts d'adaptation sont aussi considérés comme relativement modestes, compte tenu de la demande inélastique. L'efficacité des coûts est moins claire si le régulateur modifie en plus la structure des prix. Dans ce cas, on doit opposer aux frais d'exécution et aux coûts d'adaptation supérieurs ainsi qu'aux possibilités limitées d'augmenter l'efficacité énergétique un plus fort impact énergétique.

## **Aborder l'efficacité électrique avec un mix d'instruments ou une taxe incitative sur l'électricité**

Les expériences menées jusqu'à présent montrent que l'approche de l'efficacité électrique avec un mix d'instruments est la plus efficace.<sup>7</sup> En particulier les prescriptions et les mesures visant à réduire les coûts de transaction (labels, information/conseil) donnent une ligne directrice importante. A cela s'ajoutent les engagements, les systèmes bonus/malus et éventuellement les contributions d'encouragement pour les technologies à bon rendement énergétique grâce à un fonds d'économie d'électricité. Si les prix du réseau régulés et orientés vers l'efficacité électrique doivent également jouer un rôle dans le cadre d'un tel mix d'instruments, il s'agit d'abord de quantifier le montant des coûts qui en découlent sous la forme d'une efficacité du réseau non réalisée. Cela vaut notamment pour les interventions directes dans les structures des prix, mais également pour la conception du cadre de régulation d'une régulation incitative.

L'introduction d'une taxe incitative sur le courant électrique simplifierait considérablement le mix d'instruments. Dans la mesure où elle est fixée assez haut, les incitations à augmenter l'efficacité électrique sont suffisantes pour les demandeurs d'électricité. Dans ce cas, la régulation des prix du réseau peut se focaliser entièrement sur l'objectif de l'efficacité optimale du réseau.<sup>8</sup> Comme il a seulement été tenu compte de l'objectif de l'efficacité électrique, et pas de celui de l'efficacité énergétique, la palette d'instruments devrait contenir des mesures supplémentaires destinée à éviter des effets de substitution indésirables entre les agents énergétiques.

---

<sup>7</sup> Cf. par ex. OFEN 2007.

<sup>8</sup> De ce cas, même la règle de Tinbergen serait respectée,

## 1. EINLEITUNG

### 1.1. Ausgangslage

Am 1. Januar 2008 ist das StromVG fast vollumfänglich in Kraft getreten. Es regelt u.a. in Art. 15 StromVG die Netznutzungsentgelte. Dabei handelt es sich um ein sogenanntes Cost-Plus-Regulierungs-Modell. Als anrechenbare Netzkosten gelten die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes sowie ein angemessener Betriebsgewinn. Der Nachteil von Cost-Plus-Regulierungen ist, dass sie wenig Anreize für die Förderung der Netzeffizienz bieten. Im europäischen Ausland hat sich deshalb in den letzten Jahren die Regulierung der Netznutzungspreise in Richtung anreizorientierte Lösungen entwickelt. Bei der Regulierung der Stromnetze sind verschiedene Zielkonflikte zu beachten. Je nach Ausgestaltung der Regulierung werden unterschiedliche Signale in Bezug auf die optimale Netzdimensionierung, auf die nachhaltige Investitionstätigkeit sowie die Stromeffizienz ausgesendet. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob und wie im Rahmen einer anreizorientierten Regulierung Netzeffizienz, Investitionsanreize und auch Stromeffizienz optimiert werden können, so dass alle Ziele in einem volkswirtschaftlich optimalen Ausmass erfüllt sind.

Das BFE hat die Arbeitsgemeinschaft INFRAS/Polynomics beigezogen, um diese Frage klären zu lassen.

### 1.2. Ziel und Fragestellungen

Die vorliegende Studie versucht, die Wirksamkeit der anreizorientierten Regulierung in Bezug auf die erwähnten Ziele aufzuzeigen. Hierzu werden die folgenden Fragestellungen untersucht:

- Welches sind die Anreizwirkungen und Zielkonflikte möglicher Ausgestaltungen anreizorientierter Regulierungsmodelle im Hinblick auf die Bestimmung von verursachergerechten und energieeffizienten Netznutzungsentgelten?
- Welche Erfahrungen wurden im Ausland gemacht mit anreizorientierten Regulierungsmodellen und welche Folgerungen daraus lassen sich auf die Schweiz übertragen?
- Welche anreizorientierten Regulierungsmodelle lassen sich für die Schweiz als Ansätze für die Bestimmung der Netznutzungsentgelte unter Berücksichtigung der Vorgaben im Strom Versorgungsgesetz (Strom VG) definieren? Wie wird deren Umsetzung beurteilt?
- Welche Auswirkungen auf die Netz- und Stromeffizienz sowie die Sicherung der Investitionsanreize haben realistische anreizorientierte Regulierungsmodelle?
- Welche gesamtwirtschaftlichen Effekte auf den Stromverbrauch ergeben sich dadurch?
- Welche Schlussfolgerungen lassen sich im Hinblick auf eine allfällige Revision der Stromversorgungsgesetzgebung ableiten?

### 1.3. Methodisches Vorgehen

Für die Bearbeitung der Fragestellungen wurde die verfügbare theoretische und empirische Literatur ausgewertet, Modellanalysen mit einem einfachen

Elektrizitätsversorgungsunternehmen durchgeführt sowie eine Synthese der erzielten Ergebnisse gebildet:

- Die Ausführungen zur Preisregulierung, zum Analyserahmen und zum Ländervergleich basieren auf umfangreichen Literaturrecherchen und -analysen. Eingeflossen sind ausserdem die breiten Erfahrungen von Polynomics aus ihrer Tätigkeit mit schweizerischen und ausländischen Energieversorgungsunternehmen sowie mit Regulierungsbehörden.
- Die Auswirkungen der verschiedenen Regulierungsszenarien auf die EVU wurden mit einem mikroökonomischen Unternehmensmodell im Excel-Solver berechnet. Als Zielfunktion wird der Unternehmenswert als abgezinster Gewinn (Umsatz  $U$  – Kosten  $K$ ) über die zehn Perioden maximiert. Details zum Modell finden sich in den Abschnitten 4.3, 4.4 sowie im Anhang. Zentrale Parameter des Unternehmensmodells wurden ausserdem mit den Ergebnissen intensiver Literaturrecherchen und -analysen gestützt sowie deren Auswirkungen auf die Ergebnisse im Rahmen von Sensitivitätsrechnungen überprüft.
- Die Ergebnisse aus dem Unternehmensmodell wurden mittels einfacher Excel-Berechnungen auf die Gesamtwirtschaft hochgerechnet.
- Für das Kapitel über alternative Stromeffizienzinstrumente wurden die umfangreiche Literatur zum Thema sowie BFE-interne Dokumente ausgewertet.

#### 1.4. AUFBAU DES Berichtes

Der Bericht gliedert sich wie folgt: Als erstes werden im Kapitel 1 die Grundlagen der Preisregulierung von Elektrizitätsnetzen und die sich daraus ergebenden Zielkonflikte dargestellt. Im anschliessenden Kapitel werden die verschiedenen Ebenen des Regulierungsrahmens aufgezeigt. In den Abschnitten 4.1 bis 4.6 werden das Unternehmensmodell und dessen Ergebnisse beschrieben. Anschliessend folgen die Kapitel über die Hochrechnung und die alternativen Instrumente für Stromeffizienz. Der Bericht schliesst mit einer umfassenden Beurteilung der Ergebnisse des Unternehmensmodells und dem Zusammenspiel von Preisregulierung mit anderen Stromeffizienzinstrumenten.

## 2. GRUNDLAGEN

### 2.1. Preisregulierung von Elektrizitätsnetzen

Preise als Indikatoren für die Knappheit eines Gutes dienen als Steuerungsinstrument in Märkten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Da Stromnetze monopolistische Bottlenecks darstellen, zwischen denen zur Optimierung der gesamtwirtschaftlichen Effizienz per se kein Wettbewerb bestehen sollte, ergeben sich die Preise für die Durchleitung von Strom durch Elektrizitätsnetze nicht am Markt. Um zu verhindern, dass die Netzbetreiber monopolistische Preise setzen, werden sie in geöffneten Elektrizitätsmärkten reguliert. Im Fokus der Netzregulierungen steht mittelfristig die Netzeffizienz bzw. die Vermeidung von Kosten erhöhenden Netzbelastungen. In einer langfristigen Betrachtung ist zudem die Sicherung von Investitionsanreizen zur Gewährleistung einer hohen Versorgungsqualität erforderlich. Hieraus ergeben sich verschiedene Zielkonflikte, die in Abschnitt 2.2 erläutert werden.

### 2.2. Trade-off zwischen Netzeffizienz, Stromeffizienz und Nachhaltige Investitionstätigkeit

Die Kosten von Elektrizitätsnetzen sind umso höher, je mehr elektrische Leistung die Netze gleichzeitig aufnehmen müssen. Um jederzeit Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sind die Netze auf die höchste zu erwartende Leistung ausgerichtet. Die transportierte Energiemenge in einem Netz ist für die Netzdimensionierung von untergeordneter Bedeutung: Zwei Netze, welche die gleiche Energiemenge pro Jahr transportieren, können unterschiedliche (kostenwirksame) Leistungskapazitäten aufweisen. Je höher die Leistungsspitze bei gleicher Energiemenge, desto teurer das Netz.

Ein Instrument für den Netzbetreiber zur Steuerung der Netzbelastung ist der Netznutzungspreis. Da sich die Netznutzungspreise nicht aus einem Marktmechanismus ergeben, ist zur Erreichung des Ziels einer effizienten Netzbelastung die Verursachergerechtigkeit der Netznutzungspreise massgeblich.

Da die (gleichzeitige) Leistung ein Hauptkostentreiber für Elektrizitätsnetze ist, wäre eine Preissetzung auf Basis der (gleichzeitigen) Leistung verursachergerecht optimal für die Netzeffizienz. Leistungspreise können dazu beitragen, die Leistungsspitzen der Endverbraucher zu reduzieren und damit eine gleichmässige Auslastung des Netzes zu erreichen. Auf die Stromeffizienz im Sinne eines effizienten Umgangs mit der elektrischen Energie ergeben sich bei leistungsbasierten Preisen, welche unabhängig von der abgegebenen Energiemenge sind, keine direkten positiven Wirkungen.

Das Ziel der Stromeffizienz kann durch Preise verfolgt werden, die direkt am Energieverbrauch ansetzen (Arbeitspreise). Wenn für den Endverbraucher jede vom Netz an ihn abgegebene Kilowattstunde (kWh) eine höhere Rechnungssumme zur Folge hat, wird er den Energieverbrauch im Rahmen seiner Preiselastizität reduzieren. Da undifferenzierte Arbeitspreise keine Steuerung der Netzbelastung zulassen, wirken diese jedoch nicht positiv auf das Ziel der Netzeffizienz. Werden die Arbeitspreise in Hoch- und Schwachlastzeiten differenziert, können Arbeitspreise zu einer Verlagerung der durchgeleiteten Energie in Schwachlastzeiten beitragen, was eine gleichmässige Auslastung der Netze zur Folge hat und dem Ziel der Netzeffizienz entgegen kommt.

Die Regulierung der Netze beeinflusst direkt oder indirekt die Preissetzung bzw. Preisstrukturen der Netzbetreiber und wirkt sich damit auf die Netz- und Stromeffizienz aus. Ausserdem wird die nachhaltige Investitionstätigkeit und damit die langfristige Versorgungsqualität und -sicherheit durch die Preis- oder Erlösregulierungen beeinflusst. Vor dem Hintergrund der verschiedenen Zielkonflikte zwischen Netzeffizienz und Stromeffizienz sowie zwischen Stromeffizienz und nachhaltiger Investitionstätigkeit wird im Folgenden untersucht, inwiefern die Preisregulierung von Stromnetzen auf diese Ziele wirkt und inwiefern eine Preisregulierung der Netze volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

### 2.3. Analyseebenen

Die Netzpreisregulierung kann auf verschiedenen Ebenen ansetzen. Für die Analyse des Zusammenhangs zwischen Stromeffizienz bzw. Netzeffizienz und Preisregulierung werden diese Regulierungsebenen separat erfasst.

- **Regulierungsrahmen:** Die grundsätzlichen Varianten der Regulierung des monopolistischen Bottlenecks „Elektrizitätsnetz“ werden betrachtet. Dies sind die so genannte Cost-Plus-Regulierung und die Möglichkeiten der Anreizregulierung. Der Regulierungsrahmen beeinflusst in erster Linie die Höhe der anrechenbaren Kosten, die den Endverbrauchern in Rechnung gestellt werden. Im Fokus steht die produktive Effizienz der Netzbetreiber bzw. wie diese zwischen Endverbrauchern und Netzbetreibern verteilt wird.
- **Kostenzuweisung:** Diese Analyseebene umfasst die Frage der Regeln für die Kostentragung der einzelnen Kundengruppen auf den Netzebenen von Elektrizitätsverteilnetzen. Die Kostenzuweisung beeinflusst in erster Linie, inwiefern eine verursachergerechte Kostentragung durch Gruppen von Endverbrauchern erzielt werden kann. Im Fokus steht die alloкатive Effizienz.
- **Preissetzung:** Auf der Ebene der Preissetzung werden die Auswirkungen von Preisstrukturen hinsichtlich der Aufteilung in verbrauchsabhängige Arbeitspreise und in verbrauchsunabhängige Fixpreise/Grundpreise bzw. leistungsabhängige Preise betrachtet. Auf der Analyseebene der Preisstrukturen steht ein Mittel zur Optimierung der Kostentragung durch einzelne Endverbraucher zur Verfügung. Im Fokus steht die alloкатive Effizienz.

### 2.4. Beurteilungskriterien

Aufgrund des in Abschnitt 2.2 dargestellten Zielkonflikts wird zur Beurteilung der Ausprägungen der Regulierung auf den einzelnen Analyseebenen (Abschnitt 2.3) neben der Stromeffizienz auch die Netzeffizienz sowie die nachhaltige Investitionstätigkeit herangezogen. Des Weiteren werden zu den einzelnen Ausprägungen Fragen der Umsetzbarkeit berücksichtigt. Dabei werden die Beurteilungskriterien folgendermassen angewendet:

- **Stromeffizienz:** Je höher der Anreiz für Endverbraucher zum sparsamen Umgang mit Energie, desto eher ist die Ausprägung einer Analyseebene geeignet, das Ziel der Stromeffizienz zu erreichen. Die Preisstruktur, die dabei das Verhalten der Endverbraucher beeinflusst, kann je nach Analyseebene direkt durch Eingriffe der Regulierung in die Preissetzung oder indirekt aus dem Optimierungskalkül der Netzbetreiber resultieren.<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> Damit unerwünschte Substitutionseffekte vermieden werden, ist bei der Beurteilung von Massnahmen zur Förderung der Stromeffizienz darauf zu achten, dass immer auch gesamtwirtschaftliche Auswirkungen berücksichtigt werden (z.B. Energieeffizienz).

- **Netzeffizienz:** Je besser eine Ausprägung auf einer Analyseebene geeignet ist, ceteris paribus zu günstigen Netzkosten zu führen (z.B. in Folge einer effizienten Netzdimensionierung oder -betriebsführung), desto höher die Netzeffizienz.
- **Nachhaltige Investitionstätigkeit:** Je flexibler die Regulierungsformel in Bezug auf die Berücksichtigung der mit einer Investition verbundenen Kosten ausgestaltet ist, desto höher sind die Anreize der Netzbetreiber, Investitionen zu tätigen.
- **Umsetzungsaufwand:** Je niedriger der Aufwand für Unternehmen und der Regulierungsbehörde bei der Umsetzung der jeweiligen Ausprägung einer Analyseebene, desto eher ist die Massnahme für die praktische Umsetzung geeignet.

## 2.5. Ländervergleich

Bei der Analyse der Preisregulierung wird die Umsetzung der Regulierungsoptionen sowohl bezüglich des Regulierungsrahmens als auch hinsichtlich der Umsetzung der Kostenzuweisung und Preisgestaltung auf den einzelnen Analyseebenen in ausgewählten Ländern betrachtet. Im Vergleich werden Länder berücksichtigt, in denen bereits seit mehr als einem Jahrzehnt Elektrizitätsnetze reguliert werden wie UK und Norwegen sowie die deutschsprachigen Nachbarländer der Schweiz, in denen inzwischen auch Erfahrungen mit der Anreizregulierung bzw. mit deren Vorbereitung vorliegen.

Die Ausgangssituation in den Vergleichsländern, welche die Ausgestaltung der Regulierung mit beeinflussen, lassen sich folgendermassen beschreiben:

Im UK wurde der Strommarkt Anfang der 1990er Jahre liberalisiert. Damit verbunden war eine Aufteilung der Stromnetze, aus denen die heute 14 Verteilnetzbetreiber und ein Übertragungsnetzbetreiber hervorgegangen sind. Aufgrund der geringen Anzahl an Unternehmen kann die Regulierung tendenziell Einzelfallbetrachtungen der Netzbetreiber einbeziehen, was auch entsprechend Anwendung findet, insbesondere im Bereich der Investitionsplanung. Aus dem allgemeinen Regulierungsrahmen lässt sich durch die Einzelfallbetrachtungen nicht unmittelbar ablesen, welches Gewicht den Regulierungszielen nachhaltige Investitionstätigkeit und Netzeffizienz tatsächlich beigemessen wird.

Der Strommarkt in Norwegen wurde Anfang der 1990er Jahre liberalisiert (vollständige Marktöffnung 1992, Start der Anreizregulierung 1997). Die Anzahl der Netzbetreiber liegt bei knapp 200. Die Regulierung wurde daher von Anfang an Regeln geknüpft, die eine Einzelfallüberprüfung nur im Ausnahmefall vorsehen.

Österreich hat den Strommarkt seit 2001 vollständig geöffnet. Neben dem Übertragungsnetzbetreiber gibt es rund 20 grössere Verteilnetzbetreiber, in deren Versorgungsgebiet jeweils weitere zum Teil sehr kleine Netzbetreiber nachgelagert sind. Unter Berücksichtigung dieser Netzbetreiberstruktur werden in Österreich nur die grossen Netzbetreiber direkt reguliert.

In Deutschland ist der Strommarkt mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2005) faktisch für alle Endverbraucher seit 2005 geöffnet. Bereits 1999 war der Markt auf Basis der ersten Verbändevereinbarung formal geöffnet. Es gibt rund 900 Verteilnetzbetreiber und vier Betreiber des Übertragungsnetzes. Durch diese grosse Anzahl an Netzbetreibern kam es bei der Ex-ante Kostenregulierung mit Einzelfallbetrachtungen zu grossen Verzögerungen und Intransparenzen und somit Unsicherheiten bezüglich Preissetzung. Seit dem ersten Januar 2009 gilt in Deutschland nun eine Anreizregulierung.

In der Schweiz ist der Strommarkt seit dem 1.1.2009 für Kunden mit einem Jahresverbrauch von über 100 Megawattstunden (MWh) geöffnet. Aufgrund der grossen Anzahl Netzbetreiber ist eine einzelfallbezogene Prüfung der Netzbetreiber kaum umsetzbar, so dass in einer ersten Phase eine nicht flächendeckende Ex-post-Prüfung vorgesehen ist. Im Gegensatz zu den Vergleichsländern besteht in der Schweiz keine gesetzliche Grundlage für eine Anreizregulierung.

### 3. Ausprägungen der Preisregulierung

#### 3.1. Regulierungsrahmen

Der Regulierungsrahmen beschreibt, ob die regulierten Netzbetreiber direkt ihre Kosten in Preise umsetzen können oder ob sie Anreize zu Kostensenkungen erhalten. Vom Regulierungsrahmen hängt damit ab, ob für einen Netzbetreiber die Notwendigkeit besteht, sein Netz zu optimieren, und dabei Einfluss auf das Verhalten der Kunden zu nehmen, oder ob die Netzeffizienz und damit die Netzkosten von untergeordneter Bedeutung sind. Grundsätzlich lassen sich zwei verschiedene Ausprägungen des Regulierungsrahmens unterscheiden, Cost-Plus-Regulierung und Anreizregulierung, die in den Abschnitten 3.1.1 und 3.1.2 beschrieben werden. An den entsprechenden Stellen wird zudem jeweils auf die Unterschiede in den in Abschnitt 2.5 erwähnten Vergleichsländern hingewiesen.

##### 3.1.1. Cost-Plus-Regulierung

Im Rahmen einer Cost-Plus-Regulierung bzw. kostenorientierten Regulierung werden die Elektrizitätsnetze auf Basis einer für alle regulierten Unternehmen gleichen Rendite reguliert. Veranschaulicht werden kann die kostenorientierte Regulierung anhand der Formel

$$\text{Erlöse} = \text{Kosten} + \text{Gewinn}$$

Die Netzbetreiber berechnen ihre anrechenbaren Kosten für die Netzentgelte, wobei der zugelassene Gewinn, meist in Form eines Zinssatzes auf das eingesetzte Kapital, regulatorisch vorgegeben wird (Gewinn wird als Zuschlag auf die Kosten gerechnet: Cost-Plus). Der Erlös der Unternehmen ergibt sich unmittelbar aus dieser Kostenberechnung. Der Gewinn auf das eingesetzte Kapital kann von den Unternehmen nicht beeinflusst werden, es sei denn durch eine Erhöhung des eingesetzten Kapitals, was eine Kostenerhöhung bewirkt (Averch-Johnson-Effekt). Für die Unternehmen besteht demnach kein Anreiz, ihre Kosten zu senken, da sie den damit verbundenen Effizienzgewinn direkt an die Konsumenten in Form niedrigerer Entgelte weitergeben müssen. Insofern geht von dem so beschriebenen System der Kostenregulierung kein Anreiz zur Erhöhung der Netzeffizienz aus. Andererseits besteht bei dieser Form der Regulierung die Voraussetzung zu einer nachhaltigen Investitionstätigkeit, da die anfallenden Kosten in Form von Netzentgelten abgegolten werden.

In der Praxis werden Kostenregulierungen oft an jährliche Ex-ante-Kostenprüfungen geknüpft, um zu verhindern, dass Netzbetreiber Ineffizienzen aufbauen. Die nachhaltige Investitionstätigkeit und damit die Investitionsanreize für Netzbetreiber nehmen dabei ab. Formen der Kostenregulierung sind zu Beginn der Regulierung von Elektrizitätsnetzen üblich. Der Regulierungsrahmen lässt sich relativ einfach umsetzen und bietet sowohl für Netzbetreiber als auch für die Regulierungsbehörde die Möglichkeit, grundsätzliche Erfahrungen mit der Kostenkalkulation zu gewinnen. Da bei einer Cost-Plus-Regulierung jedoch i.d.R. eine jährliche Kostenprüfung durchgeführt wird, um der systemimmanenten Tendenz zur Überkapitalisierung entgegenzuwirken und ein „angemessener“ Gewinn festgelegt werden muss, der das Risiko korrekt abbildet, ist ein solches System in der Praxis relativ aufwändig.

In der Schweiz basiert die Strommarktliberalisierung 2009 auf einer Kostenregulierung bei der die Netzbetreiber ihre Netzkosten inklusive eines vorgegebenen „angemessenen“

kalkulatorischen Gewinns als Zinssatz auf das betriebsnotwendige Vermögen berechnen. In der Schweiz ist im StromVG<sup>10</sup> (Stand 1. April 2008) und der StromVV<sup>11</sup> vom 14. März 2008 eine fallweise Ex-post-Entgeltprüfung vorgesehen, die im Fall „überhöhter“ Tarife zu einer regulatorischen Tarifsenkung führen kann (Art. 19 Abs. 2 StromVV). In Österreich und Deutschland wurden in der Phase der Kostenregulierung Ex-ante-Kostenprüfungen durchgeführt. In allen Vergleichsländern ist derzeit eine Anreizregulierung in Kraft. Damit entfällt i.d.R. die Notwendigkeit jährlicher Kostenprüfungen und der damit verbundenen flächendeckenden Einzelfallbeurteilungen.

Die Kostenregulierung führt nicht direkt zu einer Veränderung der Preise bzw. Preisstrukturen, so dass das Thema Stromeffizienz und Netzeffizienz im Rahmen einer Kostenregulierung nicht relevant ist. Generell ist jedoch anzumerken, dass im Zuge von Preisreduktionen nach Kostenprüfungen die nachgefragte Menge nach Energie aufgrund der Preiselastizität der Nachfrage tendenziell steigen kann. In Bezug auf die nachhaltige Investitionstätigkeit ist der Anreiz zu investieren abhängig davon, in welchem Rahmen Kosten von Investitionen durch den Regulator anerkannt werden.

### 3.1.2. Anreizregulierung

Im Rahmen einer Anreizregulierung werden die Elektrizitätsnetze auf Basis von (individuellen) Vorgaben für Preise oder Erlöse innerhalb einer mehrjährigen Regulierungsperiode reguliert. Die anreizorientierte Regulierung ist aus der Einsicht entstanden, dass die Kostenregulierung zu wenig Anreize für Netzeffizienz (Investitionen) setzt. Das Ziel, das bei der Anreizregulierung im Vordergrund steht, ist deshalb die effiziente Bereitstellung der Netzinfrastruktur.

Veranschaulicht werden kann die anreizorientierte Regulierung anhand der Formel:

$$\text{Gewinn} = \text{Erlöse} - \text{Kosten}$$

Der Erlös bzw. die Preisentwicklung (Erlös = Preis \* Menge) wird regulatorisch festgelegt, so dass ein Netzbetreiber über eine Veränderung der eigenen Kosten seinen Gewinn beeinflussen kann. Je mehr Kosten der Netzbetreiber einspart, desto höher der Gewinn, den er einbehalten kann. Durch die Anreize für den Netzbetreiber, Kosten einzusparen, besteht die Gefahr unterlassener Investitionen, was mittelfristig zu Qualitätseinbußen in den Netzen führen kann. Aus diesem Grund werden in der Praxis Anreizregulierungssysteme mit Cost-Plus-Elementen und auch Qualitätsregulierungselementen kombiniert. Um diese handelt es sich immer dann, wenn in einer Anreizregulierung für einen Teil der Kosten Prüfungen durchgeführt werden und diese Kosten nicht Bestandteil der Vorgabe für die Erlös- oder Preisobergrenze sind, sondern separat genehmigt werden.

### Price-Cap-Regulierung

Bei einer reinen Price-Cap-Regulierung (auch Preisobergrenzenregulierung) wird die Entgeltentwicklung für die Elektrizitätsnetze an einen Index gebunden, der vom Regulator vorgegeben wird. Auf diese Weise wird eine Preisobergrenze für die gewichtete Summe der

---

<sup>10</sup> Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz).

<sup>11</sup> Stromversorgungsverordnung.

Netzentgelte definiert. Ein direkter Eingriff in die Preisstruktur wird nicht vorgenommen. Die festgesetzte Preisobergrenze begrenzt nicht automatisch den zugelassenen Gewinn der Unternehmung. Der Netzbetreiber kann durch Optimierung der Preisstrukturen (Ramsey-Pricing) seine Erlöse erhöhen. Der Netzbetreiber könnte bei der Optimierung eine Erhöhung der durchgeleiteten Menge in Kauf nehmen, wenn diese zu einem günstigeren Erlös-Kosten-Verhältnis führt. Im Sinne einer Risikominimierung wird der Netzbetreiber seine Preisstruktur tendenziell an der Kostenstruktur ausrichten. Bei dieser Form der Price-Cap-Regulierung können negative Anreize für die Stromeffizienz bestehen.

Im UK basiert die Netzregulierung auf Preisobergrenzen, die jedoch um Elemente der Kostenregulierung ergänzt sind. Für die Investitionen werden für jeden Netzbetreiber individuelle Zielgrößen auf Basis von individuellen Prüfungen festgelegt. Bei der Festsetzung der Preisobergrenze fließt der in der Vorperiode erzielte Gewinn (Verlust) ein, der zu einem Teil in Form niedrigerer (höherer) Preise in der Folgeperiode an die Kunden weitergegeben wird (Sliding-Scale-Element).

### **Revenue-Cap-Regulierung**

Eine Regulierung auf Basis von Erlösobergrenzen (Revenue Cap) gibt den maximal vom Netzbetreiber zu erzielenden Erlös vor. Da der Erlös begrenzt ist, wird der Netzbetreiber versuchen, möglichst keine kostenwirksamen Mengenerhöhungen zu erzielen. In erster Linie ist davon die durchgeleitete Leistung, aber auch die Energiemenge betroffen. Es besteht also ein Anreiz für den Netzbetreiber, möglichst keine Ausdehnung der Mengen zu erzielen. Wird die Erlösobergrenze nicht an die Ausdehnungen der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers angepasst, besteht das Problem, dass die für die Ausweitung erforderlichen Investitionen nicht getätigt werden können, da die Kostenfolgen nicht abgegolten werden. Aufgrund der Anschluss- bzw. Versorgungspflicht von Stromnetzbetreibern kann der Netzbetreiber jedoch nicht frei über eine Ausdehnung der Versorgungsaufgabe entscheiden. In der Praxis wird diese reine Form der Revenue-Cap-Regulierung daher nicht umgesetzt, da die mangelnden Investitionsanreize für Netzausbauten tendenziell zu einer Verschlechterung der Versorgungsqualität führen.

### **Multiple-Driver-Cap-Scheme**

Aufgrund der praktischen Unzulänglichkeiten einer starren Erlösobergrenzenregulierung wird diese in der Praxis durch Elemente ergänzt, die der Möglichkeit einer Veränderung der Versorgungsaufgabe Rechnung tragen. Dazu wird in der Formel zur Festlegung der Erlösobergrenze ein sogenanntes „hybrides Element“ eingesetzt, welches eine Anpassung der Erlösobergrenze bei einer Änderung bestimmter Einflussgrößen (z.B. Mengen, Anschlusspunkte, Netzlängen, Leistungen) bewirkt.<sup>12</sup> Bei einer Erhöhung der Einflussgrößen erhöht sich die Erlösobergrenze, um dem Netzbetreiber genügend Mittel für die aufgrund der Mengenausweitung gestiegenen Kosten zu geben. Wird das hybride Element symmetrisch ausgestaltet, reduziert sich entsprechend die Erlösobergrenze, wenn sich die zugrundeliegende Einflussgrösse verringert. Da verschiedene Einflussgrößen berücksichtigt werden können, wird in diesem Zusammenhang auch der Begriff „Multi-Driver-Cap-Scheme“ verwendet. Je nachdem, welche Einflussgrößen zur Abbildung der Änderung der Versorgungsaufgabe verwendet werden, kann der Anreiz des Netzbetreibers zur Änderung der durchgeleiteten Menge beeinflusst werden: Sofern das hybride Element eine bezüglich Kosten überproportionale (unterproportionale) Änderung der Erlösobergrenze

---

<sup>12</sup> In Deutschland wird das hybride Element als Erweiterungs- und Investitionsfaktor und in Österreich als Kosten-Mengenfaktor bezeichnet.

bewirkt, besteht tendenziell ein Anreiz zur Erhöhung (Senkung) der durchgeleiteten Menge. Da das hybride Element jedoch mit dem Ziel einer möglichst genauen Abbildung einer Änderung der realen Kostensituation bzw. Kostentreiber (aufgrund einer Änderung der Versorgungssituation) eingesetzt wird, kann dieses Element nicht zur Verfolgung des Ziels der Stromeffizienz eingesetzt werden, ohne das eigentliche Ziel der Anreizregulierung, der Netzeffizienz, zu konterkarieren.

In England und Norwegen wurde das hybride Element jeweils mit Hilfe der durchgeleiteten Menge und der Anzahl der Anschlüsse umgesetzt, wobei unterschiedliche Gewichtungsfaktoren verwendet wurden.<sup>13</sup> In Deutschland sind auf den Leitungsebenen die Änderung der Anzahl Anschlüsse und der Fläche, auf den Umspannebenen die Änderung der Leistung relevant (Erweiterungsfaktor gemäss Anlage 2 der ARegV).

Die Price-Cap-Regulierung in Österreich, welche faktisch einen Kostenpfad vorgibt, berücksichtigt Mengenänderungen zum einen, um das Risiko für Netzbetreiber aus Mengenänderungen zu reduzieren; zum anderen, aus Stromeffizienzgründen.<sup>14</sup> Gemäss § 16 (5) SNT-VO 2006 werden erlösgewichtete Mengensteigerungen zu 50% in den Netzkosten berücksichtigt, Mengenrückgänge zu 100%. Dieser Mengen-Kosten-Faktor wird in der nächsten Regulierungsperiode höchstwahrscheinlich durch einen Mechanismus abgelöst, welcher die Stromeffizienz nicht berücksichtigt. Um Abweichungen zwischen Mengenprognosen und tatsächlichen erlösrelevanten Mengen zu berücksichtigen, wird in Deutschland ein sogenanntes Regulierungskonto zum Ausgleich dieser Abweichungen eingesetzt (§ 5 der ARegV).

### **Benchmarking innerhalb einer Anreizregulierung:**

Die Vorgabe der Preis- bzw. Erlösobergrenze in einer Anreizregulierung kann auf Vorgaben beruhen, die für alle Netzbetreiber gleich sind, wie z.B. eine Vorgabe zum zu erzielenden allgemeinen Produktivitätsfortschritt der Branche. In den betrachteten Ländern wurde diese allgemeine Vorgabe jeweils durch unternehmensindividuelle Vorgaben ergänzt, die aus Benchmarkingberechnungen ermittelt wurden. Diese Individualisierung der Vorgaben berücksichtigt, dass Unternehmen, die bereits effizient sind, geringere Einsparpotenziale haben als ineffizientere Unternehmen. Analysiert wird beim Benchmarking in mehrdimensionalen Analysen das Verhältnis zwischen Inputs (i.d.R. Kosten) und Outputs (z.B. Leistung, Anschlusspunkte, Netzlänge) der einzelnen Netzbetreiber. Zur Verfügung stehen für Benchmarkingberechnungen grundsätzlich parametrische und nicht-parametrische Methoden zum Vergleich der Unternehmen untereinander sowie Referenznetzansätze zum Vergleich mit einem „virtuellen“ Unternehmen. Grundlage aller Ansätze sind detaillierte (statistische) Kostentreiberanalysen, um durch die Wahl der richtigen Outputs der Mehrheit der Netzbetreiber gerecht zu werden. Die verwendeten Outputs sollten zudem für den Netzbetreiber möglichst wenig willkürlich beeinflussbar sein. Eine Verwendung der vom Netz abgegebenen Energiemenge als Output in Benchmarkingrechnungen würde einen tendenziellen Anreiz zur Erhöhung der Energiemenge aus Netzbetreibersicht bewirken. Da die Auswahl der Outputvariablen im Benchmarking durch eine statistische Kostentreiberanalyse erhärtet sein müsste, um den Zielen der Anreizregulierung gerecht zu werden, ist die Begründung der Auswahl von Benchmarking-Outputs mit dem Ziel einer höheren Stromeffizienz abzulehnen.

---

<sup>13</sup> Bundesnetzagentur (2005), S. 19.

<sup>14</sup> Erläuterungen zur SNT-VO 2006.

Ausser im UK werden als Input für das Benchmarking jeweils die Gesamtkosten der Netzbetreiber (jeweils mit Varianten für die Kapitalkosten) berücksichtigt. Im UK fließen nur die laufenden Kosten ins Benchmarking ein. Zusätzlich wird jedoch auch im UK eine Variante mit Gesamtkosten gerechnet. Die Outputs der Benchmarkingberechnungen ergeben sich in allen Ländern aus umfassenden (statistischen) Kostentreiberanalysen und sind unabhängig von weiteren (z.B. energiepolitischen) Zielen. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die in den einzelnen Ländern verwendeten Outputgrößen im Benchmarking.

<b>BENCHMARKING-OUTPUTGRÖSSEN IN DEN VERGLEICHSLÄNDERN<sup>15</sup></b>			
<b>UK</b>	<b>Norwegen</b>	<b>Österreich</b>	<b>Deutschland</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>› Netzlänge</li> <li>› Anzahl Kunden</li> <li>› Abgegebene Energie</li> <li>› Gewichtung der Outputs: Netzlänge 50% und Anzahl der Kunden 25%, abgegebene Energie 25%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Abgegebene Energie (differenziert nach zwei Kundengruppen)</li> <li>› Leitungslänge HS</li> <li>› Anzahl Trafostationen</li> <li>› Anzahl Kunden</li> <li>› Schnittstelle zu Regionalversorgung</li> <li>› Strukturvariablen für geographische Besonderheiten (Waldflächen, Schnee, Küstenregion)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Transformierte flächengewichtete Anschlussdichte (Modellnetzlängen) differenziert nach Netzebenen</li> <li>› Jahreshöchstlast (differenziert: Gesamt und MS/NS, NS)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Leitungslänge (differenziert nach Netzebenen und separate Berücksichtigung von Freileitungen)</li> <li>› Jahreshöchstlast der Transformationsebenen (bereinigt um Leerstände)</li> <li>› Versorgte Fläche NS</li> <li>› Anschlusspunkte auf den Leitungsebenen (inkl. Einspeisepunkte)</li> <li>› Anzahl Umspannstationen</li> <li>› Installierte Leistung dezentrale Leistung gesamt</li> </ul>

**Tabelle 3**

## **Fazit**

Der Fokus der Cost-Plus-Regulierung liegt auf Kostenprüfungen, um dem Anreiz zu einer Überkapitalisierung entgegenzuwirken. Der Fokus der Anreizregulierung liegt auf der Steigerung der Netzeffizienz. In der Praxis wird die Cost-Plus-Regulierung im Zeitablauf von einer Anreizregulierung abgelöst, wobei jedoch Cost-Plus-Elemente enthalten bleiben oder später wieder ergänzt werden, um Investitionsanreize für die Netzbetreiber zu erhalten. Der Regulierungsrahmen trägt dabei dem Zielkonflikt zwischen Investitionsanreizen und Netzeffizienz Rechnung. Die Stromeffizienz, die eine zusätzliche Dimension eines Zielkonflikts bedeutet, wird in den Vergleichsländern bei der Festlegung des Regulierungsrahmens nicht berücksichtigt.

### **3.2. Kostenzuweisung**

Mithilfe der Kostenzuweisung auf Netzebenen und auf Kundengruppen können die Netzbetreiber die Kosten verursachergerecht auf die Kostenträger (Kundengruppen bzw. nachgelagerte Netzbetreiber) verteilen und auf diese Weise für die Endverbraucher einen Anreiz zur effizienten Netznutzung schaffen. Die Kostenzuteilung beeinflusst den jeweiligen

<sup>15</sup> Ofgem (2004), Grammelveldt (2007), Erläuterungen zur SNT-VO 2006; Agrell et al. (2008).

Kostenblock, der von einer Kundengruppe bzw. den nachgelagerten Netzen zu tragen ist. Zur Förderung der Netzeffizienz ist eine möglichst verursachergerechte Kostentragung anzustreben. Zur Förderung der Stromeffizienz wäre eine Kostenverteilung nach verbrauchter Energie anzustreben. Zu berücksichtigen ist auf der Ebene der Kostenzuweisung, dass der Einfluss des einzelnen Endverbrauchers auf die zugewiesenen Kosten gering sein kann, so dass er durch sein Verbrauchsverhalten keinen grossen Einfluss auf die Kostentragung seiner Kundengruppe hat. Die Kostenzuweisung wird im folgenden Abschnitt 3.2.1 für die Kostentragung der einzelnen Netzebenen und in Abschnitt 3.2.2 für die Kostentragung der einzelnen Kundengruppen betrachtet. Wiederum wird auf die praktische Umsetzung in den Vergleichsländern hingewiesen.

### 3.2.1. Kostenwälzung

Bei einer Unterteilung von Elektrizitätsnetzen in einzelne Netzebenen stellt sich die Frage nach einer adäquaten Kostentragung des Gesamtnetzes durch die Endverbraucher der einzelnen Netzebenen. Dahinter steht folgende Überlegung: Da die Stromerzeugung bzw. der Stromimport in einem Land nicht gleichmässig über die Versorgungsgebiete verteilt ist, entsteht die Notwendigkeit, Strom über grössere Entfernungen zu transportieren. Da ein wirtschaftlicher Transport über grössere Entfernungen nur auf höheren Spannungsebenen möglich ist, profitiert jeder Endverbraucher, der an einem Netz mit niedrigerer Spannung angeschlossen ist, von den höheren Spannungsebenen. Aus diesem Grund muss jeder Endverbraucher nicht nur Netzkosten seines direkten Versorgungsnetzes, sondern auch einen Teil der Netzkosten vorgelagerter Netze tragen. Die Ausprägung der sogenannten Kostenwälzung bestimmt dabei, inwiefern Effizienz- oder Verteilungsfragen berücksichtigt werden. Im Folgenden werden zunächst die Extremausprägungen und im Anschluss Mischformen der Kostenwälzung hinsichtlich Verursachergerechtigkeit und Stromeffizienz betrachtet.

### **Spitzenlastanteile**

Ein Mittel, um für den grössten Teil der Kosten die Verursachergerechtigkeit (und damit das Ziel der Netzeffizienz) bei der Kostenwälzung zu berücksichtigen, ist die Wälzung nach Spitzenlastanteilen. Bei diesem Vorgehen hat die abgegebene Energiemenge keinen Einfluss auf die gewälzten Kosten, so dass das Ziel der Stromeffizienz nicht verfolgt werden kann. Da dieses Vorgehen eine zeitgleiche Messung aller Endverbraucher einer Netzebene und der nachgelagerten Netzebenen erfordert, kann es in der Praxis nicht direkt umgesetzt werden. Eine Näherung des Verfahrens wird in Deutschland angewendet, indem die Spitzenlastanteile mithilfe von Gleichzeitigkeitsfaktoren genähert werden.

### **Bruttoenergie**

Bruttoenergie einer Netzebene bezeichnet aus Sicht eines Netzbetreibers die beim Endverbraucher gemessene Energie, d.h. nicht die Energie, die zwischen den Netzebenen gemessen wird. Würde für die Kostenwälzung die Bruttoenergie (entspricht der verbrauchten Energie einer Netzebene) verwendet, ergäbe sich tendenziell ein positiver Effekt auf die Stromeffizienz. Da die Verursachergerechtigkeit bei der Wälzung der Kosten nach Bruttoenergie jedoch für den grössten Teil der Kosten nicht berücksichtigt wird, wird die Kostenwälzung in keinem der betrachteten Länder zu einem grösseren Teil anhand der Bruttoenergie vorgenommen. Bei der praktischen Umsetzung einer Wälzung nach Bruttoenergie müssen die Informationen zur abgegebenen Energie einer Netzebene jeweils

von den nachgelagerten Netzbetreibern an den direkt vorgelagerten Netzbetreiber weitergegeben werden.

## Anteile Leistung und Energie

Aufgrund der praktischen Umsetzungsschwierigkeiten eines Spitzenlastverfahrens, verteilungspolitischen Gründen zwischen Netzgebieten und des Versuchs, möglichst alle Kostenartengruppen nach den jeweils adäquaten verursachergerechten Kriterien zu verteilen, werden in der Praxis Kombinationen von Leistungs- und Energiewerten für die Kostenwälzung angewendet. In der Schweiz wird die Kostenwälzung zwischen den Verteilnetzebenen zu 70% nach Leistung und zu 30% nach abgegebener Energie an Endverbraucher einer Netzebene bzw. der nachgelagerten Netzebene vorgenommen (Artikel 16 Absatz 1 StromVV). Für die Verteilnetzbetreiber in Österreich werden rund 60% der Kosten nach (Netto-)energie und rund 40% der Kosten nach Leistung gewälzt (§ 15 (1) SNT-VO 2006).<sup>16</sup> In beiden Ländern wird die Leistung als Durchschnittswert über mehrere Monatsmaxima ermittelt (§ 15 (5) SNT-VO 2006 und Artikel 16 Absatz 1 Bst. b StromVV). In der Schweiz wird dabei i.d.R. ein Höchstlastverfahren angewendet, bei dem jeweils die Höchstlast der Gruppe der Endverbraucher einer Netzebene und der Gruppe der nachgelagerten Netzebene verwendet wird.<sup>17</sup> Nicht kapazitätsabhängige Kosten wie Kosten für das Mess- und Informationswesen werden in der Schweiz zudem direkt nach verursachergerechten Kriterien auf die jeweiligen Kostenträger zugewiesen und unterliegen nicht dem Wälzmechanismus.

Die Abweichung vom Spitzenlastverfahren bei der Ermittlung der Leistungswerte hin zu einer Durchschnittsbetrachtung, bei der die Gruppenhöchstlast zu Grunde liegt, sowie der Einbezug der Energie bedeuten zwar tendenziell Anreize in Richtung Stromeffizienz, weichen jedoch die Verursachergerechtigkeit auf und gefährden damit die Netzeffizienz.

Im UK obliegt die Kostenzuteilung und Preissetzung für die Elektrizitätsnetze jedem einzelnen der 14 lizenzierten Unternehmen. Im Kapitel der allgemeinen Lizenzbedingungen ist festgehalten, dass dabei die Kostenorientierung sowie die Wettbewerbsneutralität gewährleistet sein müssen. Unter diesen Bedingungen wurden Systeme entwickelt, welche die Grenzkosten der Kapazitätsnutzung durch die einzelnen Kundengruppen sowie das Kundenverhalten in Abhängigkeit von den Preisen berücksichtigt. Im Fokus steht dabei die Netzeffizienz.<sup>18</sup>

### 3.2.2. Kostenzuteilung auf Kundengruppen

Bevor die Kosten der einzelnen Kostenträger in Preise umgesetzt werden, besteht die Möglichkeit, die Kosten in einem Zwischenschritt den Kundengruppen einer Netzebene zuzuweisen. Grundsätzlich stehen dabei die gleichen Überlegungen im Mittelpunkt wie bei der Kostenwälzung. Eine verursachergerechte Kostentragung würde den grössten Teil der Kosten, namentlich Kapitalkosten und Betriebskosten der einzelnen Netzebenen, nach Spitzenlastanteilen verteilen. Eine Kostenzuteilung nach abgegebener Energiemenge wäre

---

<sup>16</sup> Bei der Kostenwälzung von den Übertragungsnetzen auf die Verteilnetze unterliegen die Systemdienstleistungen in beiden Ländern jeweils einem separaten Mechanismus.

<sup>17</sup> Vgl. VSE (2008), Anhang 7.4.

<sup>18</sup> L., Furong; D. Tolley; N. Prasad and P. Ji Wang (2005), Für die Regulierungsperiode ab 2010 wurde die Revision und Vereinheitlichung der Systematiken diskutiert, jedoch am 1. Oktober 2008 aufgrund der Einsprache von vier Lizenznehmern verworfen. Ofgem (2007) und Ofgem (2008).

zwar für die Stromeffizienz zielführend, jedoch mit der Verursachergerechtigkeit nicht vereinbar.

Für einen Teil der Kosten, wie z.B. Messung und Abrechnung, wird für eine verursachergerechte Kostenzuweisung weder die Leistung noch die Energiemenge benötigt. Für die Kosten der Messung und Abrechnung sind z.B. Kriterien wie Zählertyp und Anzahl der Abrechnungen pro Jahr massgeblich.

Wie bei der Kostenwälzung gilt auch für die Kostenzuweisung auf Kundengruppen, dass vor dem Hintergrund des Ziels der Netzeffizienz verursachergerechten Kriterien der Vorrang zu geben ist. Direkte Vorgaben zur Kostenzuweisung auf die Kundengruppen liegen in den untersuchten Ländern nicht vor, sondern werden im Zusammenhang mit der Preissetzung formuliert. Durch die Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors wird in Deutschland die Verursachergerechtigkeit bei der Einteilung der Kundengruppen berücksichtigt.

## **Fazit**

Die Kostenwälzung und -zuweisung stellt ein Mittel dar, um die Endverbraucher gemäss Kostenverursachung an den Netzkosten zu beteiligen. Bei der Umsetzung in den betrachteten Ländern steht daher die Verursachergerechtigkeit im Mittelpunkt, die jedoch bei der praktischen Umsetzung aus Gründen der Umverteilung aufgeweicht wird, was gleichzeitig zu einer gewissen Berücksichtigung der Stromeffizienz führt. Der Schritt der Kostenwälzung und -zuweisung wird nicht in allen untersuchten Ländern durchgeführt.

### **3.3. Preissetzung**

Die Preissetzung wirkt über die Preisstrukturen direkt auf das Verhalten der Endverbraucher. Im Folgenden werden zunächst die beiden Extremformen der Preissetzung, Fixpreis und Arbeitspreis dargestellt, bevor auf gemischte Preissysteme eingegangen wird.

#### **Fixpreis/Leistungspreis**

Eine Kostentragung der direkten (mengenunabhängigen) Netzkosten auf Basis eines Leistungspreises trägt der Verursachergerechtigkeit der Preise Rechnung, insbesondere, wenn dieser Preis die Anteile an der Spitzenlast des Netzes beinhaltet. Da ein solches Preissystem in der Praxis aufgrund eines unverhältnismässig hohen Messaufwandes (Leistungsmessung bei allen Kunden) nicht umsetzbar ist, wird als Leistungswert die (nicht zeitgleich) gemessene Leistung verwendet bzw. nichtleistungsgemessenen Endverbrauchern ein Fixpreis verrechnet, der sich z.B. an der Anschlussleistung orientiert. Im Zusammenhang mit der Möglichkeit zukünftig «intelligente» Messeinrichtungen einzusetzen («smart metering»), kann die Verursachergerechtigkeit durch variable Leistungsentgelte in Abhängigkeit von der Netzauslastung noch erhöht werden. Durch die Berücksichtigung der Leistung entsteht für den Endverbraucher ein Anreiz, seine Höchstleistung bzw. seine Anschlussleistung (sofern möglich) zu reduzieren und damit zu einer gleichmässigeren Netzauslastung beizutragen. Die Notwendigkeit von Investitionen zur Anpassung der Netzkapazität kann so tendenziell reduziert werden. Die verbrauchte Energiemenge wird auf diese Weise nicht unmittelbar beeinflusst, so dass von einem Fix- bzw. Leistungspreis keine positive Wirkung auf die Stromeffizienz ausgeht.

Als Alternative zu einem monatlichen oder jährlichen Fixpreis kann auch eine einmalige Anschlussgebühr bzw. ein Netzkostenbeitrag in Abhängigkeit der Anschlussleistung verrechnet werden. Dies diszipliniert die Kunden bezüglich der installierten Anschlussleistung und wirkt langfristig positiv auf die Netzeffizienz. In der Modellierung (vgl. Abschnitt 4.3) wird unter dem Fixpreislelemente sowohl eine monatliche/jährliche als auch eine einmalige Gebühr verstanden.

## **Arbeitspreis**

Wird den Endverbrauchern ein Arbeitspreis verrechnet, beeinflusst die verbrauchte Energiemenge direkt die Höhe der Rechnungssumme. Auf diese Weise entsteht für den Endverbraucher ein Anreiz, weniger Energie zu verbrauchen. In Fällen, in denen eine Reduktion des Energieverbrauchs mit einer Reduktion der Leistung permanent genutzter Haushaltsgeräte oder leistungseffizienterer Produktionsprozesse einhergeht, kann ein höherer Arbeitspreis bis zu einem gewissen Grad auch positiv auf die erforderliche Netzkapazität wirken. Der Netzbetreiber verliert unabhängig von derartigen Effekten bei einem solchen Preissystem jedoch die Möglichkeit, durch Preisstrukturen positiv auf die Netzauslastung und damit die Netzeffizienz hinzuwirken. Durch eine Differenzierung der Preise in Hoch- und Niedertarif kann die Verursachergerechtigkeit innerhalb eines Preissystems mit Arbeitspreisen erhöht werden. Bezüglich Stromeffizienz stellt ein Einheitstarif die wirksamste Variante dar. Bei differenzierten Hoch- und Niedertarifpreisen besteht die Möglichkeit, dass die Endverbraucher durch Verlagerung der Elektrizitätsbezugszeiten bei gleicher Rechnungssumme mehr Strom verbrauchen als bei undifferenzierten Preisen.

## **Mischpreise aus Fixpreis und Arbeitspreis**

In der Praxis werden für die meisten Endverbraucher bezüglich Netznutzung gemischte Preissysteme aus Leistungs-, Fix- und Arbeitspreis mit und ohne Differenzierung in Hoch- und Niedertarifzeiten angewendet. Eine Berücksichtigung des Arbeitspreises verwässert zwar die Verursachergerechtigkeit, wird jedoch unabhängig vom Ziel der Stromeffizienz aus verteilungspolitischen Gründen zu Gunsten von Kleinverbrauchern eingesetzt.

In der Schweiz besteht mit Art. 14 Abs. 3, Bst. a und e StromVG eine explizite Vorgabe zur Berücksichtigung der Verursachergerechtigkeit sowie der Stromeffizienz bei den Netznutzungspreisen. In Art. 18 Abs. 2 StromVV wird den Netzbetreibern für die Netznutzungspreise auf der Niederspannungsebene darüber hinaus vorgeschrieben, mindestens 70% der Kosten über einen nichtdegressiven Arbeitspreis abzurechnen. Mit dieser Bestimmung liegt ein direkter Eingriff in die Preisstrukturen vor. In Österreich werden die Netznutzungspreise genehmigt, wobei eine feste Preisstruktur vorgegeben wird, die für Verteilnetze aus Leistungspreis (bzw. Grundpreis), Hoch- und Niedertarif sowie Winter- und Sommertarif besteht (§ 19 SNT-VO). In Deutschland bestehen gemäss § 17 StromNEV feste Mechanismen zur Preissetzung im Netzbereich. Für leistungsgemessene Endverbraucher ist ein Leistungs- und Arbeitspreis zu entrichten, wobei letzterer nicht weiter differenziert wird. Eine Differenzierung ergibt sich durch unterschiedliche Tarife für die Über- bzw. Unterschreitung einer bestimmten Nutzungsdauer. Im UK kann der Preis eine Fixpreiskomponente, eine Leistungskomponente und einen Arbeitspreis enthalten, wobei Differenzierungen in Winter/Sommer sowie Hoch- und Niedertarif möglich sind.<sup>19</sup>

---

<sup>19</sup> Vgl. z.B. enw (2008).

Die Preisstruktur für norwegische Verteilnetze orientiert sich stark an der Verursachergerechtigkeit: Der Arbeitspreis reflektiert v.a. die Kosten der Netzverluste, differenziert nach Tarifzeiten. Weiterhin wird im Preissystem der durchschnittliche Verbrauch zum Höchstlastzeitpunkt fest berücksichtigt. Die Fixpreise können zwischen Kundengruppen unterschiedlich ausfallen. Leistungsgemessene Endverbraucher entrichten neben Arbeits- und Fixpreis einen Leistungspreis.<sup>20</sup>

## **Fazit**

Die Preissetzung stellt innerhalb einer Anreizregulierung ein Mittel dar, die Auslastung der Netze zu optimieren und damit die Netzeffizienz zu erhöhen. In Ländern mit Vorgaben zu den Preisstrukturen ist eine starke Orientierung dieser Vorgaben an der Verursachergerechtigkeit zu erkennen. Wird dem Netzbetreiber diese Möglichkeit durch Vorgabe der Preisstrukturen genommen, kann dadurch allenfalls die Stromeffizienz erhöht werden, jedoch wird eine verursachergerechte Kostentragung erschwert, so dass den Netzbetreibern ein Instrument zur Optimierung im Rahmen der Anreizregulierung genommen wird.

---

<sup>20</sup> Vgl. NVE (2006), S. 6-7.

## 4. Wirkungen

### 4.1. Einleitung

Die bisherigen Ausführungen haben gezeigt, dass zum einen die Benutzung der Netze in einem geöffneten Strommarkt aufgrund ihrer Eigenschaften als monopolistische Engpässe reguliert werden muss. Zum anderen wurde in der theoretischen Analyse dargelegt, dass bei der Regulierung der Netze verschiedene Zielkonflikte auftreten können. Insbesondere bei der Regulierung der Netzpreise ist zu berücksichtigen, dass zwischen den folgenden Zielen Konflikte bestehen:

- Erhöhung der Stromeffizienz,
- Erhöhung der Netzeffizienz,
- Sicherstellung einer nachhaltigen Investitionstätigkeit (Sicherstellung von Investitionsanreizen).

Die theoretischen Erwägungen zeigen, dass der Regulierungsrahmen (Analyseebene 1 in Abschnitt 2.3) und die Kostenzuweisung (Analyseebene 2 in Abschnitt 2.3) nur einen indirekten Einfluss auf die Preisstrukturen haben, indem sie den Netzbetreibern mehr oder weniger Anreize zur Umsetzung einer Preisstruktur geben. Inwiefern eine bestimmte Preisstruktur umgesetzt wird, liegt im Ermessen des Unternehmens, da kein direkter Eingriff in die Preisstruktur stattfindet. Direkte Eingriffe in die Preisstrukturen (Analyseebene 3 in Abschnitt 2.3) können die Reaktion der Endverbraucher direkter beeinflussen, reduzieren aber die Möglichkeiten der Unternehmen, die Preisstrukturen zur Verfolgung ihrer eigenen Optimierungsziele, z. B. Erhöhung der (Netz-)Effizienz innerhalb einer Anreizregulierung, einzusetzen.

Anhand eines Unternehmensmodells wird im Folgenden die Wirksamkeit der Preisregulierung im Hinblick auf die Stromeffizienz untersucht. Daneben wird auf den Zielkonflikt zwischen der Ausschöpfung der Stromeffizienz und der Sicherstellung einer nachhaltigen Investitionstätigkeit bei unterschiedlicher Gestaltung des Regulierungsrahmens eingegangen. Aufgrund der Tatsache, dass sich Anpassungen des Lastprofils der Kunden in Folge von Preisstrukturänderungen noch weniger allgemeingültig beobachten lassen als Preiselastizitäten, wurde der Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz und Netzeffizienz nicht im Modell abgebildet. Diesbezügliche Einschätzungen werden auf Basis der Überlegungen und Beispiele in Kapitel 1 in die Schlussfolgerungen aufgenommen. Generell werden im Modell Reaktionen der Kunden ausschliesslich auf den Arbeitspreis abgebildet, langfristige Reaktionen aufgrund einer Änderung der Fix- bzw. Leistungspreise wurden nicht modelliert. Da Leistungspreise nicht explizit abgebildet werden, wird auch auf Zusammenhänge zwischen Energienachfrage und Leistungsbezug nicht eingegangen.

Zunächst werden die Hypothesen diskutiert, welche anhand des Unternehmensmodells untersucht werden sollen (Abschnitt 4.2). Anschliessend wird in Abschnitt 4.3 das Unternehmensmodell in Bezug auf seinen allgemeinen Aufbau und seine Wirkung vorgestellt. Wichtig für die Interpretation der Ergebnisse sind die Daten und Annahmen, welche den Modellrechnungen zugrunde gelegt werden. Diese werden in Abschnitt 4.4 thematisiert. In Abschnitt 4.5 werden die Ergebnisse der Modellrechnungen und der durchgeführten Sensitivitätsanalysen beschrieben, bevor in Abschnitt 4.6 die Schlussfolgerungen in Bezug auf die zu untersuchenden Hypothesen gezogen werden. Der Anhang enthält Angaben zum technischen Modellaufbau und zu den Detailergebnissen.

## 4.2. Untersuchungshypothesen

Die mit den Modellrechnungen zu untersuchenden Hypothesen beschäftigen sich mit dem Zielkonflikt zwischen der Sicherstellung einer nachhaltigen Investitionstätigkeit und der Steigerung der Stromeffizienz auf der Nachfrageseite durch eine Erhöhung der preislichen Anreizwirkung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Unternehmen über unterschiedliche Kundengruppen verfügt, die sich zum Beispiel in Bezug auf das Nachfrageverhalten (in Abhängigkeit vom Arbeitspreis) unterscheiden. Für die Bereitstellung der Stromversorgung entstehen dem Unternehmen Kosten, die sich in fixe (unabhängig vom Stromverbrauch) und variable (verbrauchsabhängige) Kosten unterteilen lassen. Bezüglich der Preissetzung bestehen somit die folgenden Freiheitsgrade:

- Das Unternehmen kann unterschiedliche Preise für die verschiedenen Kundengruppen festlegen.
- Die Preise je Kundengruppe können unterschiedliche fixe oder variable Anteile enthalten.

Aufgrund dieser Freiheitsgrade und unter Berücksichtigung des theoretisch hergeleiteten Zielkonflikts lassen sich verschiedene Untersuchungshypothesen ableiten. Unterschieden werden die direkten Preiswirkungen und die Substitutionseffekte, wobei jeweils die Auswirkungen auf die Menge (als Näherungsgrösse für die Stromeffizienz) und diejenige auf den Unternehmenswert (als Näherungsgrösse für die Investitionsanreize) zu beachten sind.<sup>21</sup> Die Substitutionseffekte treten insbesondere deshalb auf, weil dem Unternehmen mit dem Regulierungsrahmen eine Erlösobergrenze auferlegt wird, damit die Preise und der Unternehmenswert nicht unbegrenzt erhöht werden können.

### **Hypothese zu den direkten Preiswirkungen**

Je niedriger der Anteil der Fixkosten, der über ein Fixpreiselement abgerechnet wird, desto stärker ist der Nachfragerückgang und desto niedriger fällt die Unternehmensrendite aus.

### **Hypothese zu den Substitutionseffekten**

- Durch die Erlösobergrenze kann der Erlös nicht gleichzeitig in allen Kundengruppen erhöht werden, d. h. erfährt eine Kundengruppe einen Erlösanstieg, muss der Erlös bei einer anderen Kundengruppe reduziert werden. Dies geschieht im Normalfall bei den Kunden mit der niedrigsten Gewinnmarge.

## 4.3. Unternehmensmodell

Die Auswirkungen von Änderungen in der Preisstruktur auf die Nachfrage und den Unternehmenswert werden anhand eines repräsentativen Unternehmens modelliert, welches über drei Kundengruppen verfügt. Auf der Niederspannung sind dies die Haushaltskunden und die leistungsgemessenen Dienstleistungs- und Gewerbetunden. Auf der Mittelspannung sind es die leistungsgemessenen Industriekunden. Jede dieser Kundengruppen zeichnet sich durch einen bestimmten Stromverbrauch, spezifische kurz- und langfristige Preiselastizitäten der Nachfrage sowie unterschiedliche fixe und variable Kosten aus.<sup>22</sup>

<sup>21</sup> Da keine breit abgestützten Untersuchungen zur Steuerung des Lastgangs der Kunden mit Hilfe von Preiselementen für die Schweiz vorliegen und diese im Rahmen der Untersuchung nicht durchgeführt werden konnten, geht das Modell auf den Zielkonflikt zwischen Netzeffizienz und Stromeffizienz nicht ein.

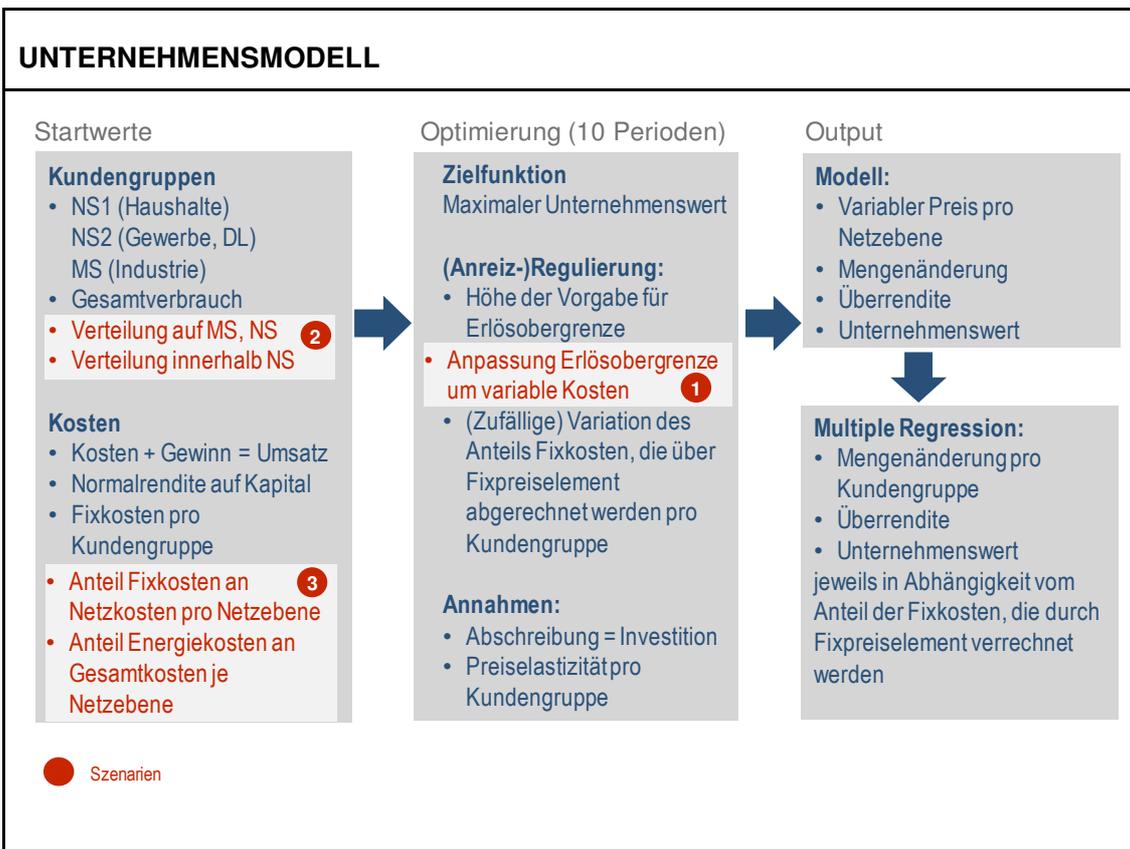
<sup>22</sup> Die technische Umsetzung des Modells mit den entsprechenden formalen Zusammenhängen findet sich im Anhang.

Das Unternehmen setzt die Preise für die drei Kundengruppen so, dass der Unternehmenswert über eine Zeitperiode von zehn Jahren maximiert wird. Der Unternehmenswert ergibt sich als Summe der jährlich abdiskontierten Unternehmensgewinne (Erlös minus Kosten). Als Preiselemente stehen fixe und variable Komponenten zur Verfügung. Zu beachten ist, dass aufgrund des regulatorischen Rahmens der Erlös des Unternehmens eine jährliche Obergrenze nicht übersteigen darf und der Gewinn in Form einer Eigenkapitalrendite anfällt.

Figur 5 stellt die Struktur des Unternehmensmodells dar. Für das Basisjahr (Periode 0) werden für die drei betrachteten Kundengruppen die Verteilung der Gesamtnachfrage auf die einzelnen Kundengruppen, die Gesamtkosten sowie der Gewinn und die Aufteilung der Gesamtkosten auf fixe und variable Kosten je Kundengruppe definiert. Der Gewinn im Basisjahr entspricht dabei einer regulatorisch festgelegten Normalrendite (vgl. erste Spalte der Figur 5).

Der Regulator bestimmt für die Perioden eins bis zehn die Höhe der Erlösobergrenze, die vom Unternehmen nicht überschritten werden darf. Diese Erlösobergrenze wird im Basisszenario um die variablen Kosten angepasst, die mit der Mengenänderung verbunden sind. Nicht berücksichtigt werden im Modell Mengenänderungen, die exogen, z.B. aufgrund des Wirtschaftswachstums oder einer Netzverdichtung, entstehen.

Zudem greift der Regulator auch in die Regulierung der Netzpreise ein, indem er für die einzelnen Kundengruppen bestimmt, welcher Anteil der Fixkosten der Kundengruppe über ein entsprechendes Fixpreiselement in Rechnung gestellt werden darf. Das Unternehmen kann nun, gegeben das Fixpreiselement je Kundengruppe, den variablen Preisanteil je Kundengruppe so setzen, dass damit der Unternehmenswert – über zehn Perioden betrachtet – maximiert wird. Im Rahmen der Maximierung wird unterstellt, dass das Unternehmen kontinuierlich investiert. Die Kunden reagieren auf Preisänderungen gemäss der vorgegebenen kurz- und langfristigen Preiselastizitäten der Nachfrage (vgl. zweite Spalte der Figur 5).



Figur 5

Als Ergebnis der Optimierung ergeben sich für jede Kundengruppe unter Berücksichtigung des vorgegebenen Fixpreiselements ein variabler Preis und eine entsprechende Nachfrageänderung. Ebenfalls wird der maximierte Unternehmenswert bestimmt und eine im Vergleich zur zugestandenen „Normalrendite“ definierte „Über- oder Unterrendite“ errechnet (vgl. dritte Spalte, oberer Teil der Figur 5).

Um die Robustheit der Ergebnisse auf die verschiedenen Modellannahmen zu testen, werden verschiedene Szenarien berechnet. So lässt sich zeigen, wie stark die nachgefragte Menge und Rendite auf unterschiedliche Preisstrukturen reagieren, wenn:

- die Erlösobergrenze unterschiedlich definiert wird (Änderung des Regulierungsrahmens),
- die definierte Nachfragezusammensetzung im Basisjahr oder
- die Kostenaufteilung im Basisjahr geändert werden (vgl. nummerierte Punkte für die unterstellten Szenarien in der Figur 5).

Um allgemeingültige Schlussfolgerungen aus dem Unternehmensmodell zu gewinnen, wird das Unternehmensmodell nacheinander für eine Vielzahl an unterschiedlichen Kombinationen (100 zufällig ausgewählte Kombinationen) von Fixpreiselementen je Kundengruppe durchgerechnet. Aus den dadurch erhaltenen verschiedenen Modelllösungen lassen sich anschliessend mittels multiplen Regressionen zwischen bspw. dem Verhältnis von fixen zu variablen Preiselementen und den entsprechenden Nachfrageeffekten oder „Über- oder Unterrenditen“ statistische Zusammenhänge bestimmen (vgl. dritte Spalte, unterer Teil der Figur 5).

Anhand dieses statistischen Zusammenhangs lässt sich zeigen, mit welchen Nachfrage- resp. Renditeänderungen zu rechnen ist, wenn das variable Preiselement variiert wird. Nicht

berücksichtigt werden im Modell Effekte aus langfristigen Nachfrageänderungen, die sich bei einer Änderung des Fixpreises ergeben können.

#### 4.4. Verwendete Daten und Annahmen

Die Modellergebnisse hängen von den verwendeten Daten und Annahmen ab. Diese werden im Folgenden kurz erläutert:

- **Preise, Kunden- und Mengendaten:** Die im Modell verwendeten Daten zu Preisen und Mengen basieren auf der VSE-Erhebung zu den (integrierten) Strompreisen aus dem Jahr 2007. Darin werden auf Basis der Kundendefinition des Preisüberwachers die integrierten Preise für verschiedene Netzbetreiber erhoben, wobei zwischen sieben Typen von Haushaltskunden, vier Industrie- und Gewerbekunden auf der Niederspannung sowie zwei auf der Mittelspannung unterschieden wird. Für jede Kundengruppe ist dabei jeweils ein Verbrauchswert für Energie definiert. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung werden die Mittelwerte des Verbrauchs der jeweiligen Kundentypen verwendet, wobei die Kundentypen in drei Kundengruppen zusammengefasst werden (Haushalte, Gewerbe und Industrie). Die Gesamtmenge des Netzbetreibers wird auf 180'000'000 kWh gesetzt. Im Basisszenario wird angenommen, dass die Menge zu gleichen Teilen von den drei Kundengruppen konsumiert wird. Die Auswirkungen dieser Annahme auf die Ergebnisse werden im Rahmen von Sensitivitätsrechnungen untersucht. Die Menge und der durchschnittliche Verbrauch pro Kundengruppe determiniert im Modell die Anzahl der Anschlüsse. Dies ist, neben der Berücksichtigung, ob es sich um leistungsgemessene Kunden handelt, relevant für die Höhe des Fixpreiselements pro Kundengruppe.
- **Kostendaten und Preisstruktur:** Mit Hilfe der Preise sowie den Energieverbräuchen werden die Erlöse pro Kundengruppe berechnet. Unter der Annahme, dass die Preise kostenbasiert zustande gekommen sind (Erlös = Kosten + Gewinnanteil), entsprechen die berechneten Erlöse den Kosten zuzüglich eines angemessenen Gewinns. Die Gesamtkosten umfassen die Kosten für die Energielieferung und Kosten für den Netzbetrieb. Die Netzkosten lassen sich in fixe und variable Kosten untergliedern. Für die Aufteilung in Energie- und Netzkosten wird angenommen, dass auf der Niederspannungsebene ein Drittel des Gesamtpreises (und damit ein Drittel der Gesamtkosten inkl. Abgaben) für die Energielieferung anfällt. Zwei Drittel des integrierten Preises entfallen somit auf das Netz. Auf der Mittelspannungsebene ist das Verhältnis Energiebezug zu Netzbetrieb annahmegemäss 50 zu 50%. Der Energiepreis ist aus der Sicht des Unternehmens exogen bestimmt und es fällt kein Gewinn für den Energieverkauf an. Gewinne sind ausschliesslich in den Netzpreisen enthalten. In einer kostenbasierten Regulierung wird der Gewinn normalerweise in Form einer Eigenkapitalverzinsung in die (Voll-) Kostenrechnung einbezogen. Entsprechend fällt im Modell der Gewinn in Form von kalkulatorischen Zinsen als Element der Fixkosten an. Für die Aufteilung der Kosten in fixe und variable Kosten sowohl auf der Mittel- als auch auf der Niederspannung, wird ein Verhältnis von 70 zu 30% unterstellt. Der variable Anteil enthält auch die Abgaben, die aus Kundensicht Teil des Gesamtpreises sind. Die variablen Kosten sind kurzfristig von der durchgeleiteten Energiemenge abhängig.<sup>23</sup> Das Verhältnis zwischen fixen und variablen Preisen wird in der Ausgangslage mit 50 zu 50% angenommen. Bei den fixen Preisen handelt es sich sowohl um monatliche/jährliche Gebühren als auch um einmalige Anschlussbeiträge. Tabelle 4 zeigt die Preisstruktur im Basisjahr. Der integrierte Preis für die Netznutzung und Energielieferung liegt bei 17 Rp./kWh auf der Niederspannungsebene und bei rund 13 Rp./kWh für die Mittelspannungsebene. Entsprechend der Annahmen zur Aufteilung der Kosten auf

<sup>23</sup> Vgl. auch die Ausführungen zur Aufteilung der Netzkosten in: Preisüberwachung PUE, Anrechenbare Kosten im schweizerischen Elektrizitätsnetz, (Bern Mai 2008), S. 3. <http://www.preisueberwacher.admin.ch/themen/00518/-00519/index.html?lang=de>. Zu beachten ist hierbei, dass der dort angenommene Anteil der Betriebskosten nicht von der Energiemenge abhängt, sondern als Fixkosten zu betrachten ist. Der im Modell angenommene Anteil an variablen Kosten ist daher deutlich geringer.

Energie- und Netzbereich sowie innerhalb des Netzbereichs auf fixe und variable Kosten, ergeben sich die folgenden Preiselemente für die einzelnen Kundengruppen im Basisjahr:<sup>24</sup>

Preisstruktur im Basisjahr					
	Gesamtpreis	Fixpreis	Variabler Preis	Energiepreis	Anteil variabler Preiselemente
	Rp./kWh	CHF/a	Rp./kWh	Rp./kWh	
Kundengruppe 1	17.18	338	5.80	5.80	68%
Kundengruppe 2	17.53	5'881	5.80	5.80	66%
Kundengruppe 3	13.08	32'686	3.33	6.50 *)	75%
Durchschnittspreis	15.93		4.98	6.03	70%

**Tabelle 4** Der Anteil des fixen Preiselementes beträgt (1 – durchschnittlicher Anteil variable Preiselemente).

\*) In der Praxis dürfte der Energiepreis für die KG 3 (Industriekunden) tiefer liegen als für die KG 1 und 2 (Haushalte und Dienstleistungen/Gewerbe).

- **Unternehmenswert, Rendite und Überrendite:** Der Unternehmenswert entspricht dem abdiskontierten Gewinn über zehn Perioden. Geht man davon aus, dass über die zehn Perioden kontinuierlich investiert wird, entsprechen die Abschreibungen den Investitionsbeträgen. Der Unternehmenswert lässt sich im Rahmen der Discounted Cashflow-Methode entsprechend berechnen, indem die Differenz zwischen Erlös und Kosten pro Jahr mit einem Zinssatz abdiskontiert wird. Als relevanter Zinssatz kommt dabei die (vom Regulator vorgegebene) Eigenkapitalrendite zur Anwendung. Unter der Annahme, dass das Unternehmen zu 100% mit Eigenkapital finanziert ist, entspricht der gewichtete Kapitalkostensatz (WACC) der Eigenkapitalrendite. Im Modell wird ein Zinssatz von 4.5% als „Normalrendite“ unterstellt. Die Überrendite ergibt sich als Differenz zwischen der „Normalrendite“ und der tatsächlichen Rendite (ROE) im Modell. Die Rendite im Modell ist der Quotient aus dem in jeder Periode ermittelten Gewinn und dem Anfangskapital. Die Differenzen zwischen Normalrendite und Modellrendite werden diskontiert und summiert. Liegt die so ermittelte Rendite über null, resultiert ein Gewinn über der vom Kapitalmarkt geforderten Rendite, es resultiert ein sogenannter ökonomischer Mehrwert („Überrendite“). Liegt sie unter null, kann das Unternehmen unter den gegebenen Annahmen die vom Kapitalmarkt geforderte Rendite nicht erwirtschaften („Unterrendite“). Dies führt dazu, dass das Unternehmen langfristig keine Investitionen mehr tätigen wird, da auf dem Kapitalmarkt bei gleichem Risiko eine höhere Rendite resultieren würde.
- **Erlösobergrenze und Benchmarkingvorgaben:** Im Modell wird ein Regulierungsrahmen mit einer Erlösobergrenze unterstellt. Die Erlösobergrenze (Revenue-Cap) legt den maximalen Erlös pro Jahr fest, der vom Unternehmen nicht überschritten werden darf. Die Erlösobergrenze pro Periode bestimmt sich aus dem Erlös der Vorperiode. In der Regel wird bei der Bestimmung der Erlösobergrenze ein Abschlag aufgrund einer Effizienzvorgabe einbezogen. Im Modell wird jedoch auf diesen Abschlag verzichtet, damit der Effekt der Preisänderung besser sichtbar wird. Darüber hinaus wird die Erlösobergrenze um die Veränderung der Energiemengen in der vorherigen Periode angepasst. Die Mengenänderungen werden somit in der jeweils übernächsten Periode in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Im Basisszenario wird angenommen, dass die jährlichen Mengenänderungen zu 30%, also in etwa in Höhe der unterstellten variablen Kosten, in einer Änderung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Die Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der Mengenänderungen entspricht somit der Änderung der variablen Kosten. Der Regulierungsrahmen entspricht damit einer Cost-Plus-Regulierung, da Kostenänderungen immer direkt an die Kunden weitergegeben werden. Basis der Erlösobergrenze für die erste Periode der Anreizregulierung bilden die Kosten in der

<sup>24</sup> Es wird angenommen, dass die Abgaben in den Netzkosten enthalten und abhängig vom Energieumsatz sind.

Periode null inkl. eines angemessenen Gewinns. Im Rahmen von Szenarienrechnungen wird der Einfluss einer unterschiedlichen Anpassung der Erlösobergrenze untersucht.

- **Preiselastizität der Nachfrage:** Bei der Reaktion der Kunden auf eine Veränderung der Preise wird zwischen kurz- und langfristiger Reaktion unterschieden. Die kurzfristigen Preiselastizitäten der Nachfrage zeigen an, wie die Nachfrage aufgrund von Änderungen des Arbeitspreises gegenüber der letzten Periode für eine Kundengruppe reagiert. Die langfristige Preiselastizität zeigt die langfristige Reaktion der Kunden auf eine Änderung der Preise. Im Bereich Elektrizität können die Kunden kurzfristig nur beschränkt auf einen Anstieg der Preise reagieren, bspw. indem sie ihr Verhalten anpassen. Langfristig bestehen mehr Möglichkeiten, die Nachfrage an die Preisentwicklung anzupassen. So können Unternehmen bspw. Investitionen in Anlagen mit einem tieferen Verbrauch tätigen. Dies gilt für alle drei Kundengruppen. Aus diesem Grund wird im Unternehmensmodell mit einer kurz- und einer langfristigen Preiselastizität gerechnet. Die Literatur geht übereinstimmend davon aus, dass die (langfristige) Eigenpreiselastizität der Stromnachfrage sowohl im Unternehmenssektor als auch bei den Haushalten relativ unelastisch ist.<sup>25</sup> Auf der Basis einer aktuellen Studie von Liu für OECD-Länder<sup>26</sup>, wird für das Unternehmensmodell für die Haushalts- und Gewerbekunden (d.h. auf der Niederspannung) mit einer langfristigen Elastizität von -0.157 gerechnet und für die Industriekunden auf der Mittelspannung mit einer langfristigen Elastizität von -0.044 Diese Preiselastizitäten beziehen sich auf die variable Preiskomponente (Arbeitspreis).<sup>27</sup> Die entsprechenden Werte für die kurzfristigen Preiselastizitäten betragen -0.03 bzw. -0.013.<sup>28</sup> Als „langfristig“ werden zehn Jahre festgelegt; eine Preisänderung schlägt somit erst nach zehn Jahren vollständig auf die Nachfrage durch. Gemessen wird der Effekt der langfristigen Elastizität, indem jeweils die mit der Preisänderung verbundene Mengenänderung im Vergleich zum Basisjahr gemessen wird. Aus diesem Grund, wird erst in der zehnten Periode mit der vollen langfristigen Elastizität gerechnet. In den Perioden vorher wird die Elastizität proportional zurzeit reduziert. Der gesamte Mengeneffekt ergibt sich schliesslich, indem die Mengenänderungen aus kurz- und langfristiger Elastizität mit einem Gewicht von jeweils 50% addiert werden. Die Modelle abstrahieren, wie auch schon das Basisszenario, von Leistungsanpassungen im Zuge reduzierter Energienachfrage sowie Nachfragereaktionen auf Fixpreisänderungen.

#### 4.5. Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Modellrechnungen diskutiert. Nachfolgend werden zuerst die verschiedenen Auswertungsmöglichkeiten erläutert, bevor die Resultate des Basisszenarios vorgestellt werden. Um die Sensitivität der Modellrechnungen auf die getroffenen Annahmen zu dokumentieren, werden anschliessend die wichtigsten Erkenntnisse aus den verschiedenen Szenariorechnungen dargestellt.

<sup>25</sup> Einen guten Überblick bietet hierzu Bergs et al. (2007).

<sup>26</sup> Vgl. Liu (2004). Die von Liu gefundenen Elastizitäten differenzieren zwischen Haushalts- und Industriekunden,

<sup>27</sup> In der Literatur wird davon ausgegangen, dass spürbare Nachfragereaktionen auf Änderungen der variablen Strompreise erfolgen. Änderungen der Grundpreise werden im Haushaltbereich als Änderungen der Haushalteinkommen berücksichtigt. Bei realistischen Grössenordnungen der Anteile der Strompreisausgaben an den Haushaltbudgets sind aufgrund dieses Einkommenseffekts keine spürbaren Auswirkungen auf die Stromnachfrage zu erwarten. Ebenso sind im Industriebereich aufgrund der sehr eingeschränkten Substitutionsmöglichkeiten kaum Reaktionen auf Änderungen der Fixpreise zu erwarten.

<sup>28</sup> Für die Schweiz hat Zweifel et al. in einer älteren Studie Preiselastizitäten der Stromnachfrage von privaten Haushalten (für Arbeitspreise) mit verschiedenen Methoden und auf Basis aggregierter und desaggregierter Daten berechnet. Die quantitativen Ergebnisse werden in folgender These zusammengefasst: „...Insofern ist damit zu rechnen, dass eine Tarifierhöhung um 10% bei sonst gleichen Bedingungen die Nachfrage der Haushalte nach Elektrizität mittelfristig, also nach Ablauf von drei bis fünf Jahren, um gegen 4% reduziert“ (vgl. Zweifel et al. 1997). Das Ergebnis entspricht einer durchschnittlichen Strompreiselastizität der Nachfrage der privaten Haushalte von -0.4). Die nicht differenzierten Elastizitäten in der Analyse des Stromspar-Fonds Basel liegen bei 0, -0.1, -0.3 und -0.5. Aufgrund der Aktualität und der besseren Übereinstimmung mit anderen ausländischen Werten liegen dieser Studie die tieferen Werte von Liu (2004) zu Grunde.

#### 4.5.1. Elemente der Ergebnisanalyse

Als zentrales Ergebnis des Unternehmensmodells lassen sich für die einzelnen Kundengruppen und das Gesamtunternehmen die variablen Preise und die Mengenreaktion unter Berücksichtigung der vom Regulator vorgegebenen fixen Preise und der Erlösobergrenze bestimmen. Die variablen Preise werden dabei für die Kundengruppen so gesetzt, dass der Unternehmenswert über die betrachteten zehn Perioden maximiert wird. Aus den Preisen und Mengen ergeben sich die Erlöse, und unter Berücksichtigung der Kosten können auch die Gewinne ermittelt werden, welche wiederum die Basis für die Renditeanalyse darstellen. Im Hinblick auf die Zielsetzung des Projektes stehen bei der Interpretation der Modellergebnisse die folgenden Größen im Vordergrund:

- **Mengenänderung je Kundengruppe und Änderung der Gesamtmenge über die zehn Perioden:** Diese Ergebnisse erlauben eine Abschätzung der Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen in die Preisstruktur – gegeben ein Regulierungsrahmen wie z.B. Cost-Plus-Regulierung – auf die Elektrizitätsnachfrage und damit auf das Ziel Stromeffizienz.
- **Bestimmung der Überrendite des Unternehmens:** Der Vergleich der erzielten Rendite mit der Normalrendite erlaubt eine Abschätzung der Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen in die Preisstruktur – gegeben ein Regulierungsrahmen wie z.B. Cost-Plus-Regulierung – auf die Sicherstellung der nachhaltigen Investitionstätigkeit.

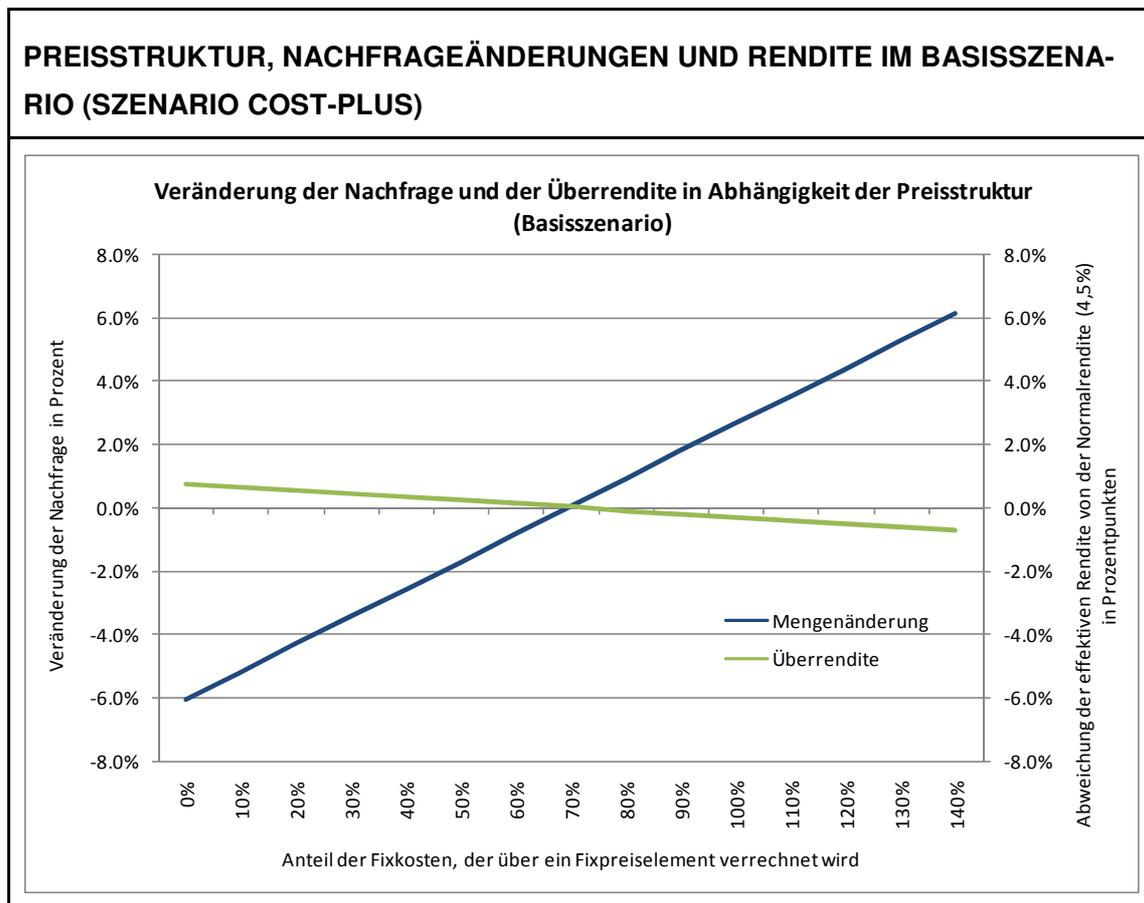
Um den Zielkonflikt einer Preisregulierung zwischen Stromeffizienz und nachhaltiger Investitionstätigkeit zu beurteilen, ist der Zusammenhang zwischen der Preisstruktur und der Mengenreaktion resp. Rendite zu bestimmen. Hierzu werden auf Basis einer Vielzahl an Modellrechnungen entsprechende ökonometrische Analysen (multiple Regressionen) durchgeführt. Damit sind allgemeingültige Aussagen im Rahmen des hier verwendeten Unternehmensmodells in Bezug auf den Einfluss von regulatorischen Preisstrukturvorgaben auf die Mengenentwicklung und die Renditen möglich.

#### 4.5.2. Basisszenario

Im Basisszenario wird unterstellt, dass der Regulator die Erlösobergrenze basierend auf den Kosten des Startjahres definiert. Der regulatorische Rahmen für die nächsten zehn Perioden erlaubt eine proportionale Anpassung der Erlösobergrenze an mengenbedingte Kostenänderungen (Cost-Plus-Regulierung). Eine Mengenänderung wird symmetrisch zu 30% in der Erlösobergrenze berücksichtigt, was einer Anpassung der Erlösobergrenze um die variablen Kosten entspricht. Die Anpassung der Erlösobergrenze um die Kostenänderung führt dazu, dass das Unternehmen de facto keine Überrendite erwirtschaften kann, wie dies in einer Anreizregulierung der Fall sein könnte. Des Weiteren wird im Basisszenario unterstellt, dass es sich um ein effizientes Unternehmen handelt. Die Kunden reagieren auf die Veränderung der variablen Preise (variabler Netzpreis und Energiepreis) mit einer kurzfristigen Elastizität von -0.03 und einer langfristigen Elastizität von -0.157 pro Jahr auf der Niederspannungs- und mit -0.013 bzw. -0.044 auf der Mittelspannungsebene. Der Regulator greift bei allen Kundengruppen in die Preissetzung für das Netznutzungsentgelt ein, indem er für die drei Kundengruppen zu Beginn der ersten Periode den Anteil an den Fixkosten vorgibt, welcher über ein Fixpreiselement abgerechnet wird. Um den Zusammenhang zwischen der Preisstruktur (Verhältnis Fixpreis zu variablem Preis) auf die Nachfragereaktion und die Unternehmensrendite zu ermitteln, wird das Modell für eine Vielzahl (100) von zufällig bestimmten Fixpreisvorgaben für die drei Kundengruppen berechnet. Die Fixpreisvorgabe durch den Regulator erfolgt dabei so, dass er den Anteil der Fixkosten, der über ein Fixpreiselement abgerechnet werden kann, bestimmt. Dieser Anteil liegt zwischen 0% und einem Maximalwert, der abhängig von der Aufteilung zwischen fixen

und variablen Kosten je Kundengruppe ist.<sup>29</sup> Wird der Anteil vom Regulator auf 0% gesetzt, bedeutet dies, dass kein Fixpreislelement verrechnet werden darf. Die gesamten Kosten des Netzbetriebs (fixe und variable Kosten) sind in diesem Fall über ein variables Preislelement zu decken. Wird der Anteil auf den Maximalanteil festgelegt, so sind lediglich Fixpreise für die Netznutzung zulässig. Die Energiekomponente wird im Modell immer über ein variables Preislelement verrechnet.

In Figur 6 ist der Zusammenhang zwischen unterschiedlichen Preisstrukturen des Unternehmens und den damit verbundenen Nachfragereaktionen sowie der Auswirkungen auf die Unternehmensrendite abgetragen. Dabei zeigt sich der erwartete Zusammenhang: Je bedeutender der variable Anteil an den Gesamtpreisen (Netz- und Energiepreis) ist, desto grösser ist der Nachfragerückgang. Aufgrund der rund 100 durchgeführten Modellrechnungen mit unterschiedlichen Preisstrukturen je Kundengruppe lässt sich der abgebildete statistische Zusammenhang bestimmen. Die Regressionsgerade in Figur 6 zeigt die Mengenreaktion auf die Veränderung der Preisstruktur. Werden die gesamten Netzkosten nur über variable Preislelemente verrechnet, liegt die nachgefragte Menge nach zehn Perioden rund 6% unter dem Ausgangswert. Dieser identifizierte Zusammenhang ist dabei aus statistischer Sicht sehr robust, können doch dabei 98% der Modelllösungen durch diese Gerade abgebildet werden.<sup>30</sup>



Figur 6

In Figur 6 sind neben den Mengenänderungen auch die Regressionsergebnisse in Bezug auf den Zusammenhang zwischen Rendite und Preisstruktur dargestellt (rechte Skala). Die Über- (Unter)Rendite entspricht dabei einer Rendite, die über (unter) der regulatorisch

<sup>29</sup> Der Maximalwert beträgt 142% bei allen Kundengruppen bezogen auf die Netznutzungsentgelte.

<sup>30</sup> Vgl. hierzu die Ergebnisdarstellung in Annex 1.

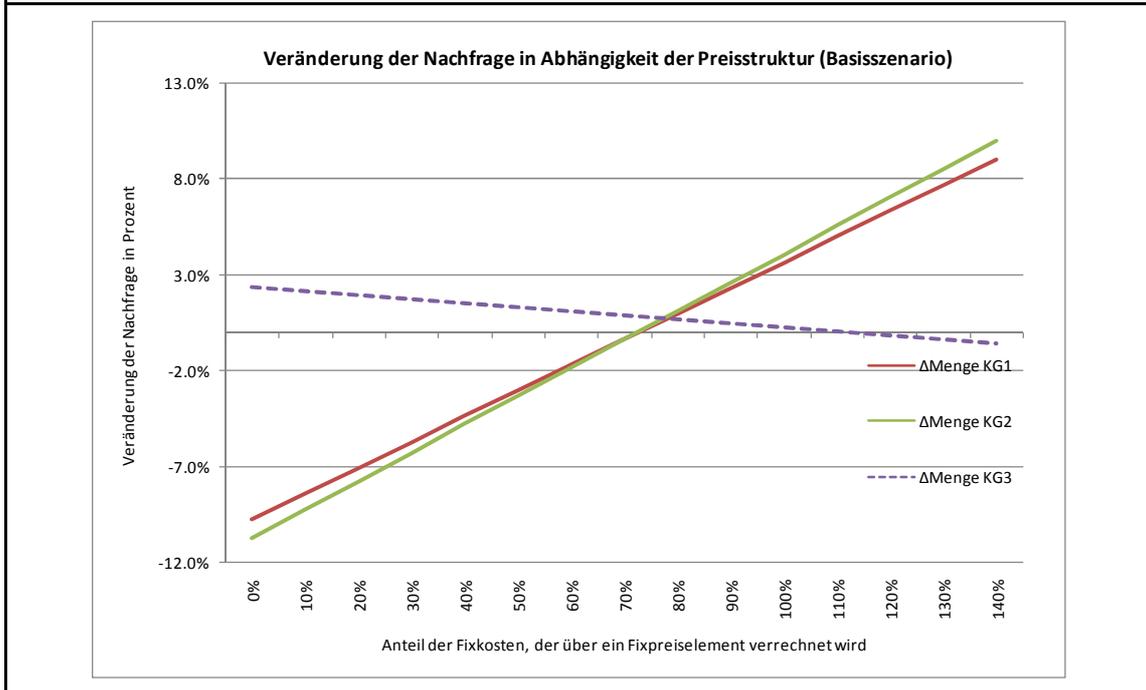
zugestandenem Normalrendite von 4.5% liegt. In Figur 6 bedeutet bspw. eine Abweichung der effektiven Rendite von der Normalrendite von einem Prozentpunkt, dass die tatsächlich erzielte Rendite bei 5.5% p.a. liegt. Wie die Figur verdeutlicht, ist der Einfluss der Preisvorgaben relativ gering. Im Basismodell wird unterstellt, dass die Erlösobergrenze zu 30% angepasst wird, wenn die nachgefragte Menge sich ändert. Somit führen Mengenreduktionen bei den Unternehmen zwar zu tieferen Kosten. Von dieser Kostensenkung kann das Unternehmen nur während einer Periode profitieren. Dies deshalb, weil der Netzbetreiber unter Umständen ein von der Ausgangslage abweichendes Optimum findet und die Anpassung der Erlösobergrenze an eine Mengenänderung mit einer Verzögerung von einer Periode stattfindet. De facto kann das Unternehmen in der Cost-Plus-Regulierung keine Überrendite erwirtschaften, weil die Erlösobergrenze um die Kostenänderung angepasst wird.

Das Unternehmen hat im Basisszenario einen leichten Anreiz, die Menge zu reduzieren. Es optimiert seine variablen Preise über die drei Kundengruppen so, dass die vorgegebenen unterschiedlichen Fixkostenanteile je Kundengruppe berücksichtigt werden. Dies ist auch der Grund, weshalb bei einem Fixpreisanteil von 70% eine Mengenänderung und Renditenänderung erzielt wird. Im Prinzip entspricht der Fixpreisanteil von 70% der Ausgangssituation.

Die unterschiedliche Reaktion der Kundengruppen auf die Änderung der Preisstrukturen verdeutlicht die Figur 7.

Die Industriekunden (KG 3) weisen im Ausgangszeitpunkt den höheren Anteil an variablen Preiselementen am gesamten Preis (Netz und Energie) aus als die Kunden auf der Niederspannungsebene (KG 1 und 2). Zudem ist die Preiselastizität der Industriekunden niedriger als die der Niederspannungskunden. Nach Optimierung über alle drei Kundengruppen resultiert für die Industriekunden eine Mengenzunahme, wenn allen Kundengruppen ein grösserer Kostenanteil über variable Preise verrechnet wird. Für die übrigen Kunden ergibt sich jeweils ein Mengenrückgang. Dies lässt sich an der geringeren Steigung der Regressionsgerade in der Figur 7 ablesen.

## UNTERSCHIEDLICHE MENGENREAKTIONEN JE KUNDENGRUPPE IM BASIS-SZENARIO (SZENARIO COST-PLUS)



Figur 7

Neben der Art der Mengenanpassung spielt zum anderen auch die Art der Fixpreisvorgabe eine Rolle. Dies lässt sich anhand der Randlösung „0%“ Fixpreisanteil erläutern: So wird angenommen, dass die regulatorische Vorgabe in Bezug auf den tieferen Fixpreis zu Beginn der Simulation erfolgt. Dadurch ändern sich die Preise zwischen der Ausgangsperiode und der ersten Periode am stärksten. Die anschließende Reaktion des Unternehmens über die weiteren Perioden fällt weniger stark aus, so dass es nur noch zu einer leichten Anpassung der variablen Netzpreise je Kundengruppe kommt. Die kurzfristige Reaktion der Kunden ist entsprechend in der ersten Periode am stärksten. Da sich die Bestimmung der Mengenreaktion aufgrund der langfristigen Elastizität jeweils auf die Ausgangsperiode bezieht und gleichzeitig die Berücksichtigung der langfristigen Elastizität über die Zeit zunimmt, resultiert in etwa eine lineare Anpassung an die Änderung der Preisstruktur. Dabei fallen in der Regel die Schwankungen des variablen Preises weniger stark aus.

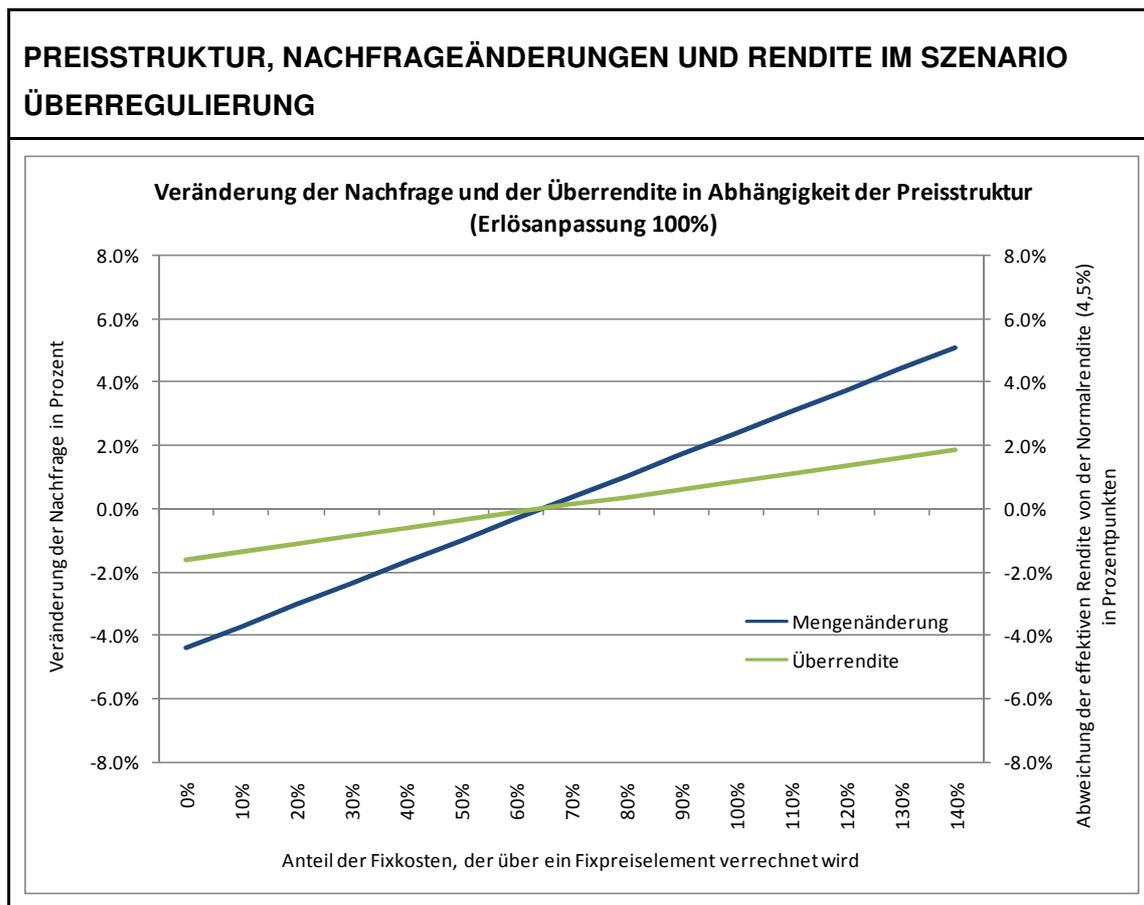
### 4.5.3. Auswirkungen unterschiedlicher Erlösvorgaben

Die Ergebnisse des Basisszenarios haben gezeigt, dass bei einer Anpassung der Erlösobergrenze an die Veränderung der nachgefragten Menge in Höhe der variablen Kosten die Unternehmensrendite mit Mengenrückgängen leicht ansteigt. Um aufzuzeigen, wie sich Mengen und Rendite bei unterschiedlichen Erlösvorgaben verhalten, werden im Folgenden die Modellergebnisse für zwei Varianten des Regulierungsrahmens mit unterschiedlichen Erlösvorgaben dargestellt. In der ersten Variante wird die Erlösvorgabe symmetrisch stärker angepasst als die Änderung der variablen Kosten aufgrund einer Mengenänderung. In der zweiten Variante wird die Erlösvorgabe unabhängig von Mengenänderungen gestaltet.

Diese Annahmen abstrahieren von kostenwirksamen Änderungen in der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers, die in einer Anreizregulierung bei der Festlegung der Einflussgrößen auf die Erlösobergrenze berücksichtigt werden müssten.

### ÜBERPROPORTIONALE ANPASSUNG DER ERLÖSOBERGRENZE AN MENGENBEDINGTE KOSTENÄNDERUNGEN

Wird die Erlösobergrenze zu 100% symmetrisch an eine Mengenänderung angepasst, heisst dies, dass nicht nur die mit der Mengenänderung verbundenen variablen Kosten, sondern zusätzlich ein Teil der Fixkosten bei der Erlösanpassung berücksichtigt werden. Wie die Figur 8 zeigt, entsteht nun aus Sicht des Unternehmens ein Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz und nachhaltiger Investitionstätigkeit.



Figur 8

Je höher der variable Preis in Figur 8 ausfällt, desto grösser ist der Mengenrückgang, wobei gleichzeitig die negativen Auswirkungen auf die Rendite zunehmen. Je nachdem, ob lediglich variable Preiselemente oder vorwiegend fixe Preiselemente in Rechnung gestellt werden, liegt die effektiv erzielte Rendite zwischen -1.63 und +1.88% pro Jahr unter resp. über der unterstellten „Normalrendite“ von 4.5%. Der negative Zusammenhang einer Veränderung des variablen Preiselements auf die Rendite illustriert, dass das Unternehmen im Rahmen einer solchen Regulierung Preisstrukturen bevorzugt, bei welchen die Fixkosten über Fixpreiselemente abgegolten werden. Das Unternehmen hat keinen Anreiz, über eine Erhöhung des variablen Preiselements einen Mengenrückgang zu bewirken, da ein Mengenrückgang aufgrund des Regulierungsrahmens immer mit einem überproportionalen Rückgang des zulässigen Erlöses verbunden ist. Je höher die variablen Preisanteile, desto höher der Mengenrückgang und desto weniger Rendite kann das Unternehmen erwirtschaften. Würde das Unternehmen innerhalb eines solchen Regulierungsrahmens zu

einer Verrechnung über variable Preiselemente gezwungen, könnte es keine Normalrendite mehr erwirtschaften, wodurch langfristig die Netzinvestitionen nicht mehr gewährleistet wären.

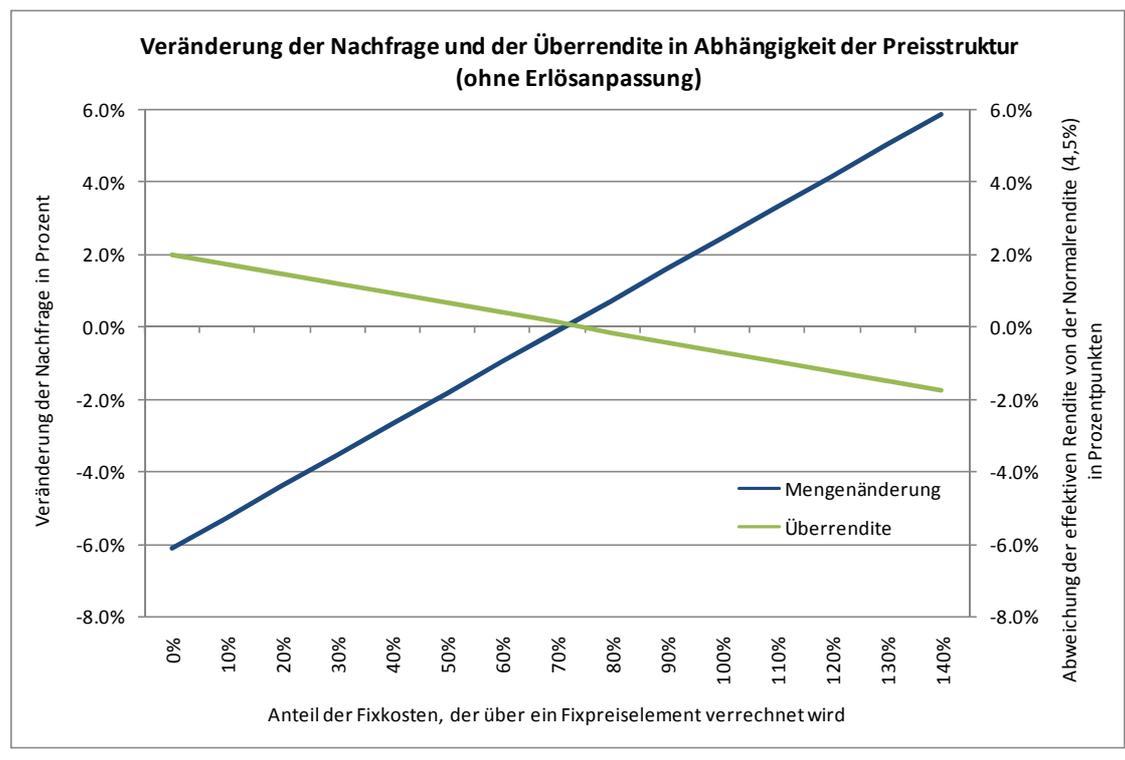
#### ERLÖSOBERGRENZE WIRD NICHT AN MENGENBEDINGTE KOSTENÄNDERUNGEN ANGEPA SST (ANREIZREGULIERUNG)

Wird die Erlösobergrenze nicht an Mengenänderungen angepasst, hat das Unternehmen die Möglichkeit, durch (preisinduzierte) Mengenrückgänge Kosten zu senken. Ein solcher Regulierungsrahmen würde in etwa einer Vorgehensweise in einer Anreizregulierung entsprechen. Wenn es dem Unternehmen gelingt, durch die Preissetzung die Nachfrage zu reduzieren, wird ceteris paribus der Gewinn steigen, da die Erlöse bei rückläufigen (variablen) Kosten gleich bleiben.

In der vorliegenden Alternativrechnung wurde aus diesem Grund der Mechanismus der Erlösanpassung an eine Mengenänderung ausgeschaltet. Wie die Figur 9 verdeutlicht, ergibt sich durch das Weglassen der Erlösanpassung im Vergleich zum Basisszenario ein ähnlicher Nachfrageeffekt. Der Rückgang der nachgefragten Menge nach zehn Perioden beträgt im Szenario Anreizregulierung -6.1%, während er im Szenario Cost-Plus bei -6% liegt. Figur 9 zeigt ausserdem, dass das Unternehmen mit einem höheren Anteil des variablen Preiselements im Szenario Anreizregulierung seine Rendite erhöhen kann. Mit anderen Worten kann das Unternehmen bei seiner Optimierung des Unternehmenswertes sowohl den Preis- als auch den Mengeneffekt beachten, wenn es den maximal zu erzielenden Erlös zu erreichen versucht. Im Gegensatz zum Basisszenario hat das Unternehmen einen grösseren Anreiz zur Mengensenkung, da es mit höheren variablen Preiselementen deutlich höhere Überrenditen erzielen kann. Der Regulierungsrahmen Anreizregulierung begünstigt damit das Ziel der Stromeffizienz im Vergleich zum Basisszenario, da es stärker mit dem Gewinnmaximierungsziel des Unternehmens gleichgerichtet ist.

Die Überrenditen im Szenario Anreizregulierung bilden die Voraussetzung dafür, dass der Netzbetreiber Investitionen tätigen kann. Damit dies auch tatsächlich geschieht, ist mittelfristig die Versorgungsqualität in die Regulierung zu integrieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Qualitätsprobleme erst mit einer grossen zeitlichen Verzögerung sichtbar werden.

## VERÄNDERUNG DER NACHFRAGE IN ABHÄNGIGKEIT DER PREISSTRUKTUR IM SZENARIO ANREIZREGULIERUNG



Figur 9

Bei den Ergebnissen ist zu berücksichtigen, dass im Modell das Unternehmen seine (variablen) Kosten senken kann, wenn die Stromnachfrage zurückgeht und die Nachfrage lediglich auf den variablen Strompreis (Energie und Netz) reagiert. Abstrahiert wird dabei von exogenen Nachfrageveränderungen wie bspw. Wirtschaftswachstum oder die Erschließung neuer Kunden aufgrund der Anschlusspflicht. In der Realität wäre durch geeignete Mechanismen (z.B. einen Investitionsfaktor) zur Anpassung der Erlösobergrenze nach oben sicherzustellen, dass potenzielle Investoren mindestens eine Normalrendite erreichen oder übertreffen können (asymmetrische Anreizregulierung).

Zwar lässt sich über den Anreiz, Kostensenkungen beim Unternehmen zu belassen, der Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz und nachhaltiger Investitionstätigkeit entschärfen. Aufgrund der Tatsache, dass im Modell die Leistung der Kunden nicht berücksichtigt wird, besteht jedoch der Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz (möglichst hoher variabler Preis, um den Nachfrageeffekt zu maximieren) und der Netzeffizienz weiterhin. Da die Wechselwirkung zwischen Mengenänderungen und einer allfälligen Auswirkung auf die Leistung der Kunden im Modell nicht berücksichtigt wurde, wäre auch diese bei einer Beurteilung der Netzeffizienz zu berücksichtigen. Da das Modell eine Partialbetrachtung darstellt, kann aus den Resultaten nicht direkt abgeleitet werden, wie hoch der Anteil der Fixpreiselemente mit und ohne regulatorischen Eingriff in die Preisstrukturen ausfällt. Es kann lediglich aufgrund der theoretischen Überlegungen zur Netzoptimierung vermutet werden, dass der Fixpreisannteil ohne regulatorischen Eingriff in die Preisstrukturen tendenziell niedriger ausfällt.

#### 4.5.4. Sensitivitätsrechnung

Im Rahmen von Sensitivitätsrechnungen wurde der Einfluss von zentralen Annahmen im Unternehmensmodell auf die Ergebnisse untersucht. Im Vordergrund standen die folgenden Alternativrechnungen:

- Unterschiedliche Zuteilung der Nachfrage auf die Kundengruppen im Ausgangsjahr,
- Unterschiedliche Zuteilung der fixen und variablen Kosten auf die Kundengruppen im Ausgangsjahr.

Im Folgenden werden die wesentlichen Erkenntnisse in Bezug auf die Mengen- und Renditewirkung der einzelnen Szenarien diskutiert.<sup>31</sup>

Zur Berechnung des Unternehmensmodells werden für die Ausgangssituation Annahmen in Bezug auf die Mengen- und Kostenzuteilung auf die drei Kundengruppen getroffen. Bei der Mengenzuteilung werden im Basisszenario die 180'000'000 kWh auf die Kundengruppen gleichverteilt, und bei der Kostenzuteilung wird für die Kunden auf der Mittelspannung (KG 3) angenommen, dass ihr Kostenanteil am Netz 50% ist und derjenige der Kunden auf der Niederspannung zwei Drittel beträgt. Der Fixkostenanteil liegt bei allen drei Kundengruppen im Basisszenario annahmegemäss bei 70%.

Im Rahmen von Sensitivitätsrechnungen wurden die verschiedenen Annahmen variiert. So wurde bspw. unterstellt, dass die Mengen im Basisjahr unterschiedlich auf die Kundengruppen aufgeteilt oder dass die Kosten zwischen Netz und Energie für alle Kundengruppen gleichverteilt werden. Bei der Mengenzuteilung sind die Abweichungen zum Basisszenario relativ gering. Bei der unterschiedlichen Kostenzuteilung fällt der Nachfrageeffekt kleiner aus, wenn auch bei den Kunden der Niederspannung unterstellt wird, dass lediglich 50% der Kosten auf das Netz entfallen.

Auf Sensitivitätsrechnungen zu den Preiselastizitäten wird verzichtet, weil höhere bzw. tiefere Elastizitäten eine lineare Veränderung der Nachfrage zur Folge hätten.

#### 4.6. Schlussfolgerungen Unternehmensmodell

Die Auswirkungen von regulatorischen Preisvorgaben für die Netznutzung werden anhand eines Unternehmensmodells ermittelt. Die Ergebnisse im Basissmodell bestätigen die im Vorfeld aufgestellten Hypothesen.

- **Hypothese zu den direkten Preiswirkungen:** Je niedriger der Anteil der Fixkosten, der über ein Fixpreiselement abgerechnet wird, desto stärker ist der Nachfragerückgang. Gleichzeitig steigt trotz der Anpassung der Erlösobergrenze in der Höhe der Änderung der variablen Kosten die Rendite mit steigendem Anteil des variablen Preiselements. Wird die Erlösobergrenze jeweils um die Kostenänderungen aufgrund der Mengenreaktion angepasst, so nimmt die nachgefragte Menge ab, je kleiner der Fixpreisanteil ist. Die Rendite steigt, wenn der variable Preisanteil zunimmt. Wenn dem Unternehmen im Gegensatz zum Basisszenario erlaubt wird, die Kosteneinsparungen als Gewinn im Rahmen einer Anreizregulierung einzubehalten, besteht für das Unternehmen ein stärkerer Anreiz, die Mengen zu reduzieren, wodurch das Stromeffizienzziel verfolgt wird. Im Szenario Anreizregulierung kann das Unternehmen im Vergleich zum Cost-Plus-Szenario mit Mengenreduktionen höhere Renditen erzielen (vgl. Tabelle 5).

---

<sup>31</sup> Im Anhang finden sich detaillierte Ergebnisse zu den Sensitivitätsrechnungen.

Vergleich der Szenarien						
	Cost Plus (Basiszenario)		Anreizregulierung ohne Mengenanpassung		Abweichung (Anreiz- regulierung - Cost-Plus)	
	70% Fix	0% Fix	70% Fix	0% Fix	70% Fix	0% Fix
Mengenänderung	0.05%	-6.04%	-0.12%	-6.12%	-0.17%	-0.09%
Über-/Unterrendite	0.03%	0.76%	0.10%	1.97%	0.07%	1.22%

Tabelle 5

Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Modell das Unternehmen seine (variablen) Kosten senken kann, wenn die Stromnachfrage zurückgeht und die Nachfrage lediglich auf den variablen Strompreis (Energie und Netz) reagiert. Abstrahiert wird im Modell von exogenen Nachfrageveränderungen wie bspw. Wirtschaftswachstum oder die Erschliessung neuer Kunden aufgrund der Anschlusspflicht sowie von Effekten aufgrund geänderter Leistungspreise. Letzteres unabhängig vom weiter bestehenden Zielkonflikt zwischen Netz- und Stromeffizienz. In der Realität wäre durch geeignete Mechanismen zur Anpassung der Erlösobergrenze nach oben sicherzustellen, dass potenzielle Investoren mindestens eine Normalrendite erreichen oder übertreffen können. Schliesslich lassen sich zwar über den Anreiz, Kostensenkungen beim Unternehmen zu belassen, die Ziele Stromeffizienz und nachhaltige Investitionstätigkeit verbinden. Aufgrund der Tatsache, dass im Modell aber die Leistung der Kunden nicht berücksichtigt wird, besteht weiterhin ein Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz (möglichst hoher variabler Preis, um den Nachfrageeffekt zu maximieren) und der Netzeffizienz (höherer Fixpreis, um die Netzbelastung zu optimieren) weiterhin. Im Interesse der Netzeffizienz müsste dem Netzbetreiber die Möglichkeit zu einer verursachergerechten Tarifierung gegeben werden, bei der einmalige oder wiederkehrende Fixpreiselemente unabdingbar sind.

- **Hypothese zu den Substitutionseffekten:** Durch die Erlösobergrenze kann der Erlös nicht gleichzeitig in allen Kundengruppen erhöht werden, d.h. erfährt eine Kundengruppe einen Erlösanstieg, muss der Erlös bei einer anderen Kundengruppe reduziert werden. Dies geschieht im Normalfall bei den Kunden mit der tiefsten Gewinnmarge. Mit der Einführung einer Erlösobergrenze bezogen auf den Gesamtumsatz, wird das Unternehmen gezwungen, den Umsatz der einzelnen Kundengruppen zu optimieren. Die nachgefragte Menge einer Kundengruppe steigt gemäss der bisherigen Untersuchungsergebnisse mit zunehmendem Anteil des Fixpreises am Gesamtpreis (d.h. mit abnehmendem Anteil des variablen Preises) an. Dadurch kann das Unternehmen durch die Preissetzung den Umsatz in diesen Kundengruppen erhöhen. Besteht diese Möglichkeit der Umsatzsteigerung nur in einer Kundengruppe, weil bspw. der Fixpreis in den anderen beiden Kundengruppen gleich bleibt, so wird der Umsatz in dieser Kundengruppe leicht ansteigen. Durch die Erlösobergrenze müssen die Umsätze in den anderen beiden Kundengruppen zwingend reduziert werden, damit das Unternehmen die Erlösobergrenze einhält. In der Untersuchung kann diese Tatsache anhand der Korrelationen zwischen den Veränderungen des Umsatzes gegenüber dem Ausgangswert aufgezeigt werden. Bei den Veränderungen der Umsätze bestehen durchgehend negative Korrelationen zwischen den Kundengruppen. Dabei ist die Korrelation zwischen den Kundengruppen auf der Niederspannung (KG1 vs. KG2) deutlich höher als die Korrelation zwischen den Kundengruppen auf der Nieder- und der Mittelspannung (KG1 vs. KG3 bzw. KG2 vs. KG3) (vgl. Tabelle 6).

Korrelationen zwischen Kundengruppen			
	Umsatz- veränderung KG1	Umsatz- veränderung KG2	Umsatz- veränderung KG3
Umsatzveränderung KG1	1.00	-0.49	-0.08
Umsatzveränderung KG2		1.00	-0.05
Umsatzveränderung KG3			1.00

**Tabelle 6**

Besteht für das Unternehmen bei allen drei Kundengruppen die Möglichkeit den Umsatz zu erhöhen, wird es den Umsatz in der Kundengruppe erhöhen, welche die höchste Gewinnmarge (bezogen auf den Umsatz bzw. die Kosten) aufweist. Entsprechend fällt der Umsatzrückgang bei der Kundengruppe mit der tiefsten Gewinnmarge am grössten aus. Diese Tatsache kann mit den Korrelationen zwischen Gewinnmarge und Umsatz aufgezeigt werden (vgl. Tabelle 7):

Korrelationen zwischen Umsatz und Gewinn			
	Gewinnmarge KG1	Gewinnmarge KG2	Gewinnmarge KG3
Umsatzveränderung KG1	0.76	-0.33	0.04
Umsatzveränderung KG2	-0.43	0.77	0.07
Umsatzveränderung KG3	-0.59	-0.59	0.97

**Tabelle 7**

Tabelle 7 zeigt, dass zwischen Umsatzveränderung und Gewinnmarge der gleichen Kundengruppe eine positive Korrelation und zwischen Umsatzveränderung und Gewinnmarge der anderen Kundengruppe eine negative Korrelation besteht. Das Unternehmen optimiert, indem es die Preise so setzt, dass der Umsatz in der Kundengruppe am höchsten ist, wo auch die Gewinnmarge am höchsten liegt. Durch die Erlösobergrenze muss dadurch zwingend der Umsatz einer der anderen beiden Kundengruppen (oder in beiden) sinken.

## Fazit

Insgesamt zeigt sich, dass die Art der Ausgestaltung der Anpassung der Erlösobergrenze an Kostenänderungen, welche durch eine preisbedingte Mengenänderung entstehen, die Ergebnisse des Unternehmensmodells stark beeinflussen. Um gleichzeitig die Ziele Stromeffizienz und nachhaltige Investitionstätigkeit zu erreichen, bietet es sich an, die Erlösobergrenze nicht an Kostensenkungen anzupassen. Damit steigt für das Unternehmen der Anreiz, die variablen Preise stärker zu gewichten.

Bei den Ergebnissen ist zu berücksichtigen, dass im Modell das Unternehmen seine (variablen) Kosten senken kann, wenn die Stromnachfrage zurückgeht und die Nachfrage lediglich auf den variablen Strompreis (Energie und Netz) reagiert. Abstrahiert wird dabei von exogenen Nachfrageveränderungen wie bspw. Wirtschaftswachstum. Aufgrund der Möglichkeit exogener kostenwirksamer Mengenerhöhungen muss den Unternehmen in einer Anreizregulierung die Möglichkeit gegeben werden, mit den Erlösvorgaben mindestens eine Normalrendite zu erzielen. Insofern ist eine Flexibilität zur Erhöhung der Erlösobergrenze

während der Regulierungsperiode erforderlich, um die Grundbedingungen der Anreizregulierung, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Vorgaben, zu erfüllen.

Mit dem Instrumentarium der Anreizregulierung wird zunächst das Ziel effizienterer Netze verfolgt. Wird im Rahmen der Anreizregulierung zusätzlich das Ziel der Stromeffizienz verfolgt,<sup>32</sup> so lassen sich die beiden Ziele – nachhaltige Investitionstätigkeit und Stromeffizienz – über den Anreiz, Kostensenkungen beim Unternehmen zu belassen, verbinden. Aufgrund der Tatsache, dass im Modell aber die Leistung der Kunden nicht berücksichtigt wird, besteht der Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz (möglichst hoher variabler Preis, um den Nachfrageeffekt zu maximieren) und der Netzeffizienz (höherer Fixpreis, um die Netzbelastung zu optimieren) weiterhin. Im Interesse der Netzeffizienz müsste dem Netzbetreiber die Möglichkeit zu einer verursachergerechten Tarifierung gegeben werden.

#### 4.7. Hochrechnung auf die gesamtwirtschaftliche Nachfrage

In der Schweiz basiert die Strommarktliberalisierung 2009 auf einer Kostenregulierung. Die Kostenregulierung führt nicht direkt zu einer Veränderung der Preise, so dass das Thema Stromeffizienz und Netzeffizienz im Rahmen einer Kostenregulierung nicht relevant ist. Es stellt sich aber nun die Frage, welche energetischen Auswirkungen zu erwarten wären, wenn eine Anreizregulierung, wie sie in den vorangehenden Kapiteln beschrieben wurde, eingeführt würde. In diesem Abschnitt werden deshalb die Ergebnisse aus dem Unternehmensmodell auf die gesamtwirtschaftliche Nachfrage hochgerechnet. Zu diesem Zweck werden die Mengenveränderungen je Kundengruppe aus dem Unternehmensmodell auf die Gesamtnachfrage je Kundengruppe aggregiert. Der Gesamteffekt ergibt sich, indem die Wirkungen je Kundengruppe aufsummiert werden. Die Hochrechnung auf die gesamtwirtschaftliche Nachfrage ist eine ceteris paribus-Betrachtung. D.h. es wird angenommen, dass die Elektrizitätsnachfrage durch keine anderen Faktoren (stärkere Elektrifizierung, Konjunktur etc.) beeinflusst wird.

Die im Unternehmensmodell berechneten Nachfrageänderungen gelten für einen Netzbetreiber mit einer Nachfrage von 60'000 MWh je Kundengruppe in der Ausgangslage. Die Basis für die Gesamtnachfrage bildet die Elektrizitätsstatistik. Diese liefert Angaben für Haushalte, primärer Sektor, sekundärer Sektor (Industrie, verarbeitendes Gewerbe) und tertiärer Sektor. (Dienstleistungen, Verkehr). Im Unternehmensmodell wurden – wie in Abschnitt 4.3 beschrieben – die drei Kundengruppen Haushalte, Gewerbe/Dienstleistungen auf Niederspannungsebene und Industrie auf Mittelspannungsebene unterschieden.

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte werden sodann für alle drei Szenarien und jeweils unterschiedliche Anteile der Fixkosten an den fixen Preiselementen berechnet. Da die vorliegende Studie insbesondere die Auswirkungen von Preisregulierungen in Richtung Stromeffizienz untersucht, wird der Gesamteffekte für einen Anteil der Fixkosten an den Fixpreisen von 0%, 100% und 142% berechnet. Letzteres entspricht dem Fall, dass alle Kosten über Fixpreise abgerechnet werden.

Die folgende Tabelle 8 zeigt die Ergebnisse der Hochrechnung:

---

<sup>32</sup> In diesem Fall wird die Tinbergen Regel verletzt. Diese besagt, dass mit einem wirtschaftspolitischen Instrument immer nur ein wirtschaftspolitisches Ziel ohne Effizienzverluste verfolgt werden sollte.

Basismodell Cost plus (Erlösanpassung 30%)	Unternehmensmodell				Gesamtwirtschaft		
	Anteil Fixkosten am Fixpreis	Ausgangs- menge in MWh	Mengenveränderung in MWh in %		Gesamt- verbrauch je Kundengruppe in GWh	Mengenveränderung in GWh in %	
Menge KG1	0%	60'000	-5'853.86	-9.76%	17'472	-1'705	-2.97%
Menge KG2	0%	60'000	-6'449.31	-10.75%	19'992	-2'149	-3.74%
Menge KG3	0%	60'000	1'436.36	2.39%	19'968	478	0.83%
Gesamtmenge	0%	180'000	-10'866.81	-6.04%	57'432	-3'376	<b>-5.88%</b>
Menge KG1	100%	60'000	2'181.93	3.64%	17'472	635	1.11%
Menge KG2	100%	60'000	2'446.92	4.08%	19'992	815	1.42%
Menge KG3	100%	60'000	165.02	0.28%	19'968	55	0.10%
Gesamtmenge		180'000	4'793.88	2.66%	57'432	1'506	<b>2.62%</b>
Menge KG1	142%	60'000	5'556.96	9.26%	17'472	1'618	2.82%
Menge KG2	142%	60'000	6'183.34	10.31%	19'992	2'060	3.59%
Menge KG3	142%	60'000	-368.94	-0.61%	19'968	-123	-0.21%
Gesamtmenge	142%	180'000	11'371.36	6.32%	57'432	3'556	<b>6.19%</b>
Anreizregulierung (ohne Erlösanpassung)	Anteil Fixkosten am Fixpreis	Ausgangs- menge in MWh	Mengenveränderung in MWh in %		Gesamt- verbrauch je Kundengruppe in GWh	Mengenveränderung in GWh in %	
Gesamtmenge	0%	180'000	-11'023.51	-6.12%	57'432	-3'429	<b>-5.97%</b>
Überproportionale Erlösanpassung (100%)	Anteil Fixkosten am Fixpreis	Ausgangs- menge in MWh	Mengenveränderung in MWh in %		Gesamt- verbrauch je Kundengruppe in TWh	Mengenveränderung in TWh in %	
Gesamtmenge	0%	180'000	-7'897.02	-4.39%	57'432	-2'496	<b>-4.35%</b>

Tabelle 8

Beim Basismodell (Cost-Plus-Regulierung mit Erlösanpassung 30%) sind folgenden Ergebnisse zu erwarten:

- Beträgt der Anteil der Fixkosten am Fixpreis 0% (d.h. die Fixkosten werden zu 100% auf das variable Preiselement überwält), dann sind die energetischen Wirkungen im Vergleich zum Ausgangsverbrauch am grössten. Über zehn Jahre geht die Nachfrage um 3'400 GWh zurück, dies entspricht einem Rückgang von 5.9%. Zu berücksichtigen ist dabei, dass keine exogenen Faktoren wie Konjunktur, Bevölkerungswachstum etc. die Modellergebnisse beeinflussen. Die stärkste Wirkung wird mit 3.7% bei der KG 2 Dienstleistungen/Gewerbe erzielt. Weil bei den Haushalten dieses Preissystem teilweise schon umgesetzt ist, dürfte die Wirkung im Vergleich zur heutigen Situation eher überschätzt werden.
- Werden 100% der Fixkosten (entsprechen ca. 70% der gesamten Netzkosten) über das fixe Preiselement und die variablen Kosten (ca. 30% der gesamten Netzkosten) über das variable Preiselement verrechnet, steigt die nachgefragte Menge insgesamt um 2.6% bzw. 1'500 GWh.
- Werden die Fixkosten und die variablen Kosten vollständig auf das fixe Preiselement abgerechnet, steigt der Endverbrauch deutlich um 6.2% bzw. 3'600 GWh an.

Wie die Ergebnisse der Berechnungen mit dem Unternehmensmodell zeigen, kann die energetische Wirkung verstärkt werden, wenn keine Erlösanpassung zugelassen wird. In diesem Fall reduziert sich die nachgefragte Strommenge um 3'429 GWh bzw. 5.97%, vorausgesetzt 100% der Fixkosten werden auf die variablen Preise überwält.

Deutlich geringere energetische Wirkungen ergeben sich, wenn die Erlöse zu 100% an Mengenänderungen angepasst werden können. In diesem Fall sinkt der Verbrauch um 2'496 GWh bzw. 4.4%, sofern alle Kosten über variable Preise abgerechnet werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Ergebnisse der Hochrechnung die Ergebnisse des Unternehmensmodells wiedergeben. Das Ausmass der energetischen Wirkung ist in hohem Masse von der Ausgestaltung der folgenden Parameter abhängig:

- Werden die Fixkosten auf die variablen Preise abgerechnet, geht die Nachfrage zurück. Werden die Kosten auf die Fixpreise überwältigt, steigt die Nachfrage.
- Wird der Erlös aufgrund der Mengenveränderung nicht oder nur teilweise angepasst, ergibt sich eine stärkere energetische Wirkung als wenn der Erlös um 100% der Mengenveränderung angepasst wird.

#### 4.8. Kosten-Wirksamkeitsbetrachtungen

Mit den folgenden Kosten-Wirksamkeitsbetrachtungen soll aufgezeigt werden, in welchem Verhältnis die mit den Regulierungsszenarien verbundenen betriebs- und volkswirtschaftlichen Kosten zur erwarteten energetischen Wirksamkeit der untersuchten Szenarien stehen. Die Kosten werden dabei soweit möglich monetär bewertet. Die Nutzen – in Form der energetischen Wirkungen – werden als physische Grösse dargestellt. Damit soll ein Beitrag zur Einschätzung der Zweckmässigkeit der Netzpreisregulierung als Ansatz zur Steigerung der Stromeffizienz in der schweizerischen Volkswirtschaft im Vergleich zu anderen Ansätzen geliefert werden.

##### 4.8.1. Kosten

Auf der Kostenseite sind folgende Elemente zu berücksichtigen:

- Auf Seiten des Staates ist ein allfälliger zusätzlicher Verwaltungsaufwand für die Umsetzung der Regulierungsszenarien zu berücksichtigen (Vollzugskosten).
- Auf Seiten der EVU entstehen Umsetzungskosten für die Umstellung auf die neue Regulierung sowie Opportunitätskosten (bzw. „Opportunitätsnutzen“) in Form entgangener Gewinne (bzw. zusätzlicher Gewinne).
- Auf der gesamtwirtschaftlichen Ebene sind die Anpassungskosten an die Situation mit neuen relativen Preisen zu berücksichtigen. Je nach Regulierungsszenario haben wir es mit einer anderen Struktur des Strompreises zu tun. Relevant ist insbesondere der Anteil des variablen Preiselementes. Die Struktur beeinflusst das Gefüge der relativen Preise und insbesondere der Energiepreise.

#### **Vollzugskosten seitens des Staates**

Bei den Vollzugskosten sind gemäss den in Kapitel 2.3 unterschiedenen Analyseebenen zwischen den Kosten eines Wechsels des Regulierungsrahmens und denjenigen aufgrund eines regulatorischen Eingriffs in die Preisstruktur zu unterscheiden. Dabei sind die Vollzugskosten einer Cost-Plus-Regulierung einer Anreizregulierung gegenüberzustellen:

- Heutige Aufgaben bzw. Kosten des Staates (bzw. des Regulators) in Rahmen einer Cost-Plus-Regulierung:
  - Überprüfung und Festlegung der maximal zulässigen Kosten und Erträge/Gewinne der EVU (Bestimmung der anrechenbaren Kosten).
  - Behandlung von Beschwerden und juristischen Streitfällen.
- Aufgaben und Kosten des Staates (bzw. des Regulators) in der Anreizregulierung:
  - Zu Beginn jeder Regulierungsperiode muss der Staat die Kosten und Erträge ebenfalls überprüfen und die maximal zulässigen Kosten/Erträge festlegen.

- Festlegung der Caps pro Unternehmen (Durchführung von Benchmarking-Analysen), Überprüfung der Einhaltung der Caps.
- Sanktionen bei Nichteinhaltung der Caps.
- Behandlung von Beschwerden und juristischen Streitfällen.

In beiden Szenarien müssen die wesentlichen Parameter der Regulierung festgelegt und geprüft sowie juristische Konflikte behandelt werden. Der Unterschied bei den Kosten zwischen einer Cost-Plus- und einer Anreizregulierung aus Sicht des staatlichen Vollzugs dürfte daher gering sein. Bei den Vollzugskosten der Anreizregulierung entstehen aufgrund eines regulatorischen Eingriffs im Vergleich zur optimalen Preisfindung durch die Unternehmen zusätzliche Kosten infolge der Vorgabeerteilung und Überprüfung der Preisstrukturen durch den Regulator. Das Ausmass der Kosten ist dabei davon abhängig, wie detailliert die Vorgaben erteilt und deren Überprüfung vorgenommen wird.

### **Vollzugskosten seitens der EVU**

Auch die Vollzugskosten seitens der EVU dürften sich bei einem Wechsel hin zu einer Anreizregulierung im Vergleich zur heutigen Situation zumindest kurzfristig kaum verändern. Die Kosten der Anreizregulierung und Cost-Plus-Regulierung unterscheiden sich bezüglich der direkten Vollzugskosten (Bereitstellung von Daten, Einführung neuer Tarifmodelle etc.) kaum. Die indirekten Kosten im Zusammenhang mit allfälligen juristischen Konflikten sind – wie die jüngsten Erfahrungen in Deutschland zeigen – zumindest kurzfristig kaum vom Regulierungsszenario abhängig. Hat sich der neue Regulierungsrahmen eingespielt, dürften auch die juristischen Auseinandersetzungen und die damit verbundenen Kosten abnehmen.

Höhere Vollzugskosten fallen jedoch an, wenn der Regulator mit dem Ziel Stromeffizienz in die Preisstruktur eingreift. Dies im Gegensatz zur Situation, in der der Regulator nicht eingreift und die Unternehmen die optimale Preisstruktur selbst bestimmen, so dass sie lediglich durch die Ausgestaltung der Anreizregulierung in ihrem Optimierungsprozess eingeschränkt sind. Das Ausmass hängt wiederum von der konkreten Ausgestaltung des Preiseingriffs resp. dessen Kontrolle ab.

### **Opportunitätskosten seitens der EVU**

Die Opportunitätskosten seitens der EVU entsprechen dem entgangenen Gewinn, den der Netzbetreiber aufgrund der Regulierung nicht realisieren kann. Wie aufgrund der Berechnungen mit dem Unternehmensmodell ersichtlich ist, ergeben sich insbesondere beim Szenario Anreizregulierung positive Überrenditen, wenn sämtliche Kosten auf die variablen Preiselemente umgelegt werden. D.h. im Vergleich zur Ausgangssituation wird in der Situation mit geänderter Netzpreisregulierung eine bessere Rendite erzielt. Man müsste in diesem Fall von einem Opportunitätsnutzen oder Rente und nicht von Opportunitätskosten sprechen. Bei einer Überregulierung (100%-tige Erlösanpassung) ergibt sich hingegen eine negative Überrendite von -1.6%, wenn alle Kosten über die variablen Preise abgerechnet werden. Bei einer Cost-Plus-Regulierung fallen im Prinzip keine Überrenditen an, weil Veränderungen der variablen Kosten zu einer Erlösanpassung im gleichen Umfang führen.

Solange positive Überrenditen erzielt werden, besteht für die EVU die Sicherheit, dass Investitionen kapitalmarktüblich verzinst werden, so dass weitere Investitionen – z.B. in die Netze – möglich sind. In der Anreizregulierung kann der Netzbetreiber seine Rendite optimieren, indem er Kosten auf der Netzseite einspart und eine Überrendite erzielen kann,

die er zumindest teilweise kurzfristig einbehalten kann. Die Möglichkeit, eine Normalrendite zu erreichen bzw. zu übertreffen, ermöglicht zwar Investitionen, garantiert aber keine Netzinvestitionen. Investitionssicherheit besteht nur aus Sicht der Investoren, die eine „sichere“ im Sinne einer „risikoadäquaten“ Verzinsung erreichen können. Um diese Problem zu entschärfen, werden Anreizregulierungssysteme i.d.R. durch Qualitätsregulierungen ergänzt.

Negative Überrenditen führen längerfristig dazu, dass der Anreiz der EVU ins Netz zu investieren sinkt, weil sie keine angemessene Rendite erreichen. Stattdessen werden die verfügbaren Mittel in alternativen Anlagen angelegt. Dies wiederum hat zur Folge, dass die Netzqualität leidet, es kommt zu Zusammenbrüchen und Ausfällen. Die Folgen für das EVU sind Imageverluste und Schadenersatzansprüchen von betroffenen Unternehmen.

### **Anpassungskosten auf Seiten der Stromnachfrage**

Zusätzlich zu den diskutierten Vollzugskosten beim Staat und den EVU entstehen auch Kosten aufgrund der Veränderung der relativen Preise bei den Nachfragern. Das Ausmass dieser Kosten ist davon abhängig, ob lediglich der Wechsel des Regulierungsrahmens oder zusätzlich noch der regulatorische Preiseingriff betrachtet wird. Dies deshalb, weil der Anteil variabler Preise in einer Gesamtbetrachtung vermutlich gemäss kleiner ausfallen wird, wenn das Unternehmen die Preisstruktur selbst optimieren kann.<sup>33</sup> In diesem Fall dürfte es die Frage der Netzeffizienz stärker gewichten. Bei einem regulatorischen Eingriff hingegen dürfte die Stromeffizienz stärker gewichtet werden, was mit einem höheren Anteil an variablen Preisen verbunden ist.

Wie die Modellrechnungen gezeigt haben, dürften sich bei der Einführung der Anreizregulierung die Arbeitspreise für den Strom ändern. Dies gilt noch in ausgeprägterer Form bei einem regulatorischen Eingriff mit Hinblick auf die Steigerung der Stromeffizienz. Die Preise erhöhen sich umso mehr, je mehr fixe Kosten über das variable Preiselement weiter verrechnet werden (müssen). Diese Änderung der Arbeitspreise führt zu einer Änderung der relativen (variablen) Preise, welche für das Optimierungsverhalten der Stromnachfrager relevant sind.<sup>34</sup> Die rationalen Stromnachfrager werden bei steigenden Arbeitspreisen versuchen, ihre Nachfrage anzupassen. Die entsprechenden Effekte wurden mit dem Unternehmensmodell abgeschätzt und quantifiziert. Im Zusammenhang hier interessiert, welche volkswirtschaftlichen Kosten mit dieser Anpassung verbunden sind. In der Wohlfahrtsökonomie werden Anpassungskosten an Änderungen der relativen Preise üblicherweise mit dem Konzept der „Excess burden“ bzw. des „Dead weight loss“ bewertet.<sup>35</sup> Es handelt sich dabei um die Einbusse an Konsumenten- bzw. Produzentenrente als Folge der Preiserhöhung. Aufgrund der Annahme, dass die Anpassungskosten auf Produzentenseite im Wesentlichen durch die oben erwähnten Opportunitätskosten erfasst worden sind, findet im Folgenden eine Beschränkung auf die zu erwartenden Einbussen bei der Konsumentenrente statt. Die Höhe der Anpassungskosten hängt von der Höhe der Preisänderung und der Nachfragereaktion ab. Je höher die Preisänderung und je höher die Nachfragereaktion, desto höher die Anpassungskosten. Die Nachfragereaktion kann durch die Preiselastizität der Nachfrage gemessen werden. Ist die Nachfrage nach einem Gut elastisch, so fällt die Nachfragereaktion relativ stark aus. Bei einer unelastischen Nachfrage ist dagegen die Nachfragereaktion relativ gering. Die Nachfrageelastizität nach Strom ist gemäss den verfügbaren empirischen Grundlagen sehr gering. Gemäss aktuellen

<sup>33</sup> Die Vermutung basiert auf den theoretischen Überlegungen in Kapitel 2, da das Modell nur eine Partialbetrachtung ermöglicht.

<sup>34</sup> Es wird davon ausgegangen, dass das Optimierungsverhalten seitens der Anbieter bzw. der Versorgungsunternehmen mit dem Unternehmensmodell abgebildet wird.

<sup>35</sup> Vgl. z.B. Musgrave R.A. et al. 1990.

empirischen Studien wird in der Studie von einer Preiselastizität der Nachfrage von im Durchschnitt  $-0.134$  ausgegangen. D.h., eine Erhöhung des variablen Preises (Arbeitspreis) führt nur zu einer geringen Nachfragereaktion und damit auch zu einer geringen Wohlfahrtseinbusse („Dead weight loss“). Grob geschätzt dürfte die jährliche Wohlfahrtseinbusse infolge der Anpassung der Nachfrage im Extremfall der vollständigen Überwälzung der fixen Kosten über das variable Preiselement in der Grössenordnung von CHF 80 Mio. liegen.<sup>36</sup>

### **Wirkung auf die Netzeffizienz nicht quantifiziert**

Der Konflikt Netzeffizienz–Stromeffizienz ist im Unternehmensmodell nicht abgebildet, weil es sehr aufwendig wäre, Leistungsanpassungen aufgrund veränderter variabler und fixer Preise abzubilden. Kunden reagieren individuell und sehr langfristig (z.B. wenn sie Produktionsanlagen anpassen). Wenn der Leistungspreis sinkt, besteht die Möglichkeit, dass die Kunden ihre Leistung erhöhen. Dies führt zu Kosten infolge suboptimaler Netzdimensionierung (konkret überdimensionierte Netze). Insbesondere Industriekunden könnten sensitiv auf Veränderungen des Leistungspreises reagieren. HT-/NT-Tarifierungen können den Zielkonflikt nicht hinreichend entschärfen. Neben einmaligen Zahlungen im Zusammenhang mit dem Netzanschluss sind Fix- bzw. Leistungspreiselemente eine Möglichkeit, die Bezugsstruktur der Endverbraucher im Sinne der Netzeffizienz (vermeidene Ausbauten) zu optimieren.

#### 4.8.2. Nutzen

Auf der Nutzenseite steht die eingesparte Elektrizität im Vordergrund.<sup>37</sup> Im Basisszenario kann mit einer maximalen Regulierung – d.h. bei voller Weiterverrechnung der Fixkosten über das variable Preiselement – der Elektrizitätsverbrauch (ceteris paribus) längerfristig spürbar reduziert werden, d.h. zehn Jahre nach Einführung der neuen anreizorientierten Regulierung (Erlösvorgabe und Erlösanpassung) und der Eingriffe auf die Netzpreisstruktur (Preisregulierung) kann der Elektrizitätsverbrauch um 340 GWh pro Jahr gesenkt werden.

Die Erhöhung der variablen Strompreise hat neben diesen geschätzten direkten energetischen Wirkungen auch Anreizwirkungen in Richtung Einführung und Diffusion von Innovationen im Stromeffizienzbereich. Dadurch können sich weitere indirekte volkswirtschaftliche Vorteile ergeben – etwa durch die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wirtschaft im Bereich der Stromeffizienztechnologien. Diese Effekte wurden im Rahmen dieser Studie jedoch nicht quantifiziert.

#### 4.8.3. Beurteilung der Kosten-Wirksamkeit

Um die Kosten-Wirksamkeit zu beurteilen, sind die in Kapitel 1 aufgeführten Analyseebenen **Regulierungsrahmen** und **Preissetzung** zu unterscheiden.

---

<sup>36</sup> Der Betrag entspricht der Hälfte des Betrages, der sich aus der Multiplikation folgender Komponenten ergibt:

- Mengenänderung 3.4 TWh,
- Preisanstieg von 4.9 Rp./kWh, der sich aus der Differenz zwischen Durchschnittspreis und Preis ergibt, wenn 100% der Fixkosten auf das variable Preiselement überwält werden.

<sup>37</sup> Im Prinzip könnte auch die Nutzenseite monetarisiert werden. Dies wäre jedoch mit verschiedenen Bewertungsproblemen (Strommix, CO<sub>2</sub>-Preis, externe Kosten etc.) verbunden, weshalb im Rahmen dieser Studie darauf verzichtet wird.

## Regulierungsrahmen

Bei der Beurteilung der Kosten-Wirksamkeit in Bezug auf den **Regulierungsrahmen** stellt sich die Frage, wie sich Kosten und Nutzen bei der Einführung einer Anreizregulierung im Vergleich zum Cost-Plus-Regulierungsrahmen verändern. Sowohl die staatlichen als auch die unternehmensbezogenen Vollzugskosten dürften sich bei den beiden Regulierungssystemen – wie beschrieben – nicht wesentlich unterscheiden. In Bezug auf die Opportunitätskosten (entgangener Gewinn bei den EVU) kann bei einer Anreizregulierung seitens der EVU's sogar ein Opportunitätsnutzen (in Form einer Überrendite) entstehen. Voraussetzung hierzu ist aber eine sorgfältig gewählte Anpassung der Erlösbergrenze. Wie die Modellrechnungen gezeigt haben, steigt die Rendite mit zunehmendem Anteil an variablen Preisen, wenn keine Erlösanpassung nach unten bei Kosteneinsparungen aufgrund eines effizienteren Netzbetriebs vorgesehen ist. Zu beachten bei der Interpretation dieser Ergebnisse ist, dass in den Modellrechnungen von exogenen Mengen- und Kostensteigerungen (z.B. infolge Konjunktur) abgesehen wird. Um die höhere Rendite zu erzielen, haben die Unternehmen einen Anreiz, vermehrt variable Preise zu setzen. Die damit verbundenen Anpassungskosten auf der Nachfrageseite sind als relativ gering einzuschätzen. Nicht beurteilt werden können die Kosten, welche entstehen, wenn mit zunehmendem Anteil an variablen Kosten die Gefahr einer suboptimalen Netzdimensionierung zunimmt. Über die Differenzierung der Netznutzungspreise in Hoch- und Schwachlast kann diesem Effekt entgegengewirkt werden. Schliesslich steht den beschriebenen Kosten ein Nutzen in Form eines reduzierten Energieverbrauchs gegenüber. Insgesamt dürfte die Kosten-Wirksamkeit der Anreizregulierung im Vergleich zur Cost-Plus-Regulierung als positiv gewertet werden, vorausgesetzt, die Kosten einer allfälligen suboptimalen Netzdimensionierung fallen nicht zu hoch aus.

## Preissetzung

Bei der Beurteilung der Kosten-Wirksamkeit in Bezug auf die **Preissetzung** ist zu unterscheiden, ob die Preisstruktur durch den Regulator vorgegeben wird oder ob sie sich durch die Ausgestaltung des Regulierungsrahmens ergibt. Die staatlichen und unternehmensindividuellen Vollzugskosten liegen höher, wenn die Preisstruktur (Verhältnis variable zu fixen Kosten) durch den Regulator vorgegeben und überprüft wird. Dies im Vergleich zur Situation, in welcher das Unternehmen aufgrund der Ausgestaltung der Anreizregulierung (insbesondere der Erlösanpassung) einen Anreiz hat, die optimale Preisstruktur zu finden. In diesem Fall dürfte das Unternehmen im Hinblick auf den noch existierenden Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz und Netzeffizienz einen höheren Anteil an Fixpreiselementen beibehalten. Dies insbesondere dann, wenn der regulatorische Eingriff in die Preisstruktur aus Stromeffizienzüberlegungen vorgenommen wird. Somit führt ein regulatorisch motivierter Preiseingriff zu höheren Vollzugs- und Anpassungskosten. Ebenfalls sind mit dem Eingriff höhere Kosten aufgrund der Gefahr einer suboptimalen Netzdimensionierung zu erwarten. Diesen höheren Kosten steht dagegen ein grösserer energetischer Nutzen gegenüber. Inwieweit die Kosten-Wirksamkeit eines regulatorischen Eingriffs in die Preisstruktur im Vergleich zur Preisstrukturoptimierung durch die Unternehmen im Rahmen der Anreizregulierung positiv ist, hängt von zwei Faktoren ab. Je stärker der Regulator bei der Preisstrukturvorgabe die Netzeffizienz berücksichtigt (z.B. durch die Möglichkeit von Hoch- und Niedertarifen oder die Gewichtung leistungsbezogener Preiselemente) und je einfacher die Vorgaben und deren Kontrolle ausfallen, desto tiefer sind die Zusatzkosten eines regulatorischen Eingriffs. Mit diesen tieferen Kosten ist aber auch eine kleinere energetische Wirkung verbunden. Um den Nettoeffekt zu berechnen, müsste man den optimalen Preiseingriff kennen. Die Berechnung dieses Optimums würde jedoch den Rahmen der vorliegenden Studie sprengen.

## 5. Einbettung in das Instrumentarium zur Steigerung der Stromeffizienz

Die dynamische Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs in der Nachkriegszeit ist eine der grossen energiepolitischen Herausforderungen für die Schweiz. Die bisherigen Zielsetzungen des Bundes in diesem Bereich (Energie2000 und EnergieSchweiz) konnten nicht erreicht werden, da sich der Elektrizitätsverbrauch immer in etwa parallel zum Wirtschaftswachstum entwickelte. Effizienzfortschritte wurden in der Regel durch das Mengenwachstum wieder „weggefressen“. Für die Zukunft beabsichtigt der Bundesrat, gemäss seinem „Aktionsplan Energieeffizienz“ den Anstieg des Elektrizitätsverbrauchs in der Schweiz zwischen 2010 und 2020 um maximal 5% wachsen zu lassen mit dem Ziel, die Zuwachsraten ab spätestens 2015 laufend zu senken. Er hat dazu eine Reihe von energiepolitischen Massnahmen vorgeschlagen, welche dazu beitragen sollen diese Ziele zu erreichen.<sup>38</sup> Es stellt sich somit die Frage, ob die Netzpreisregulierung im Rahmen der schweizerischen Strategie zur Steigerung der Stromeffizienz einen Beitrag leisten kann. Um diesen Fragen nachzugehen, wird die Preisregulierung in die auf politischer Ebene laufenden Arbeiten zur Steigerung der Stromeffizienz eingebettet und beurteilt.

### 5.1. Massnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz

Auf Bund-, Kantons- und Gemeindeebene wurden bisher verschiedene Massnahmen umgesetzt, welche darauf abzielen, die Stromeffizienz zu erhöhen. Diese lassen sich in vier Instrumentenkategorien – Vorschriften, finanzielle Förderung, marktwirtschaftliche Instrumente und flankierende Instrumente – unterteilen (vgl. Tabelle 9). Die meisten Massnahmen zählen zu den Vorschriften und zu den ergänzenden Instrumenten. Preisliche Massnahmen kommen bisher selten zur Anwendung.<sup>39</sup>

---

<sup>38</sup> Bundesamt für Energie (BFE) 2008a: Aktionsplan „Energieeffizienz“, Faktenblatt 5 vom 21. Februar 2008, Bern.

<sup>39</sup> Die Zusammenstellung basiert im Wesentlichen auf einem Bericht über wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich, den die Arbeitsgemeinschaft econcept/INFRAS im Auftrag des BFE erstellt hat. Der Bericht enthält eine ausführlichere Beschreibung der Instrumente und erscheint voraussichtlich im Oktober 2009.

<b>BESTEHENDE STROMEFFIZIENZMASSNAHMEN</b>	
<b>Kategorie</b>	<b>Massnahme</b>
Vorschriften	Energiedeklarationspflicht für Haushaltgeräte und -lampen <ul style="list-style-type: none"> <li>› Mindestanforderungen für Wassererwärmer, Speicher sowie Lampen.</li> <li>› Anpassung der Vorschriften für Haushaltslampen an die neue Regelungen der EU per September 2010.</li> <li>› <i>Verschärfung der Mindestanforderungen für Leuchtmittel im Rahmen der Revision der Energieverordnung (EnV).</i></li> </ul>
	Effizienzanforderungen für Haushaltgeräte, Elektromotoren und elektronische Geräte gemäss revidierter Energieversorgung (EnV, Änderungen vom 24.6.2009).
	Mustervorschriften der Kantone für Gebäude in Form z.B. von Vorschriften betr. elektrische Widerstandsheizungen, elektrische Warmwasseraufbereitung, Vorgaben bezüglich eines Höchstanteils an nicht erneuerbaren Energien etc.
Marktwirtschaftliche Instrumente	Effizienzbonus des ewz der Stadt Zürich, mit dem Unternehmen ihre Stromtarife reduzieren können, wenn sie Energiesparmassnahmen zur Einhaltung des Zielpfades umsetzen.
	Stromlenkungsabgabe mit Rückzahlung über Haushalts- bzw. Arbeitsplatzbonus im Kanton BS
	Steuererleichterungen der Kantone für energiesparende Investitionen
Finanzielle Förderung	Förderprogramm des Bundes für den Ersatz von Elektro-Speicherheizungen durch Wärmepumpen oder Holzheizungen
	kantonale Programme zur Förderung: <ul style="list-style-type: none"> <li>› effizienter Haustechnik und erneuerbarere Energien, im Rahmen von MINERGIE- und MINERGIE-P-Bauten,</li> <li>› von Haustechnikkomponenten und Anlagen, z.B. Sonnenkollektoren.</li> </ul>
	kantonale Förderfonds zur Förderung: <ul style="list-style-type: none"> <li>› erneuerbarer Energien, Energieeffizienz, Energie (Kanton BS),</li> <li>› erneuerbarer Energie und effizienter Energieverwendungen (Kt. GE).</li> </ul>
	Programme zur Förderung des Ersatzes von Elektroheizungen und der elektrischen Warmwasseraufbereitung als Ergänzung zu den kantonalen Programmen.
Flankierende Massnahmen	Förderung der Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung im Rahmen von EnergieSchweiz: bundeseigene Aktivitäten bzw. Leistungsaufträge an Agenturen und Netzwerke (EnAW, energie-agentur-elektrogeräte (eae), S.A.F.E., etc.).
	Information und Beratung, Aus- und Weiterbildung über kantonale Energieberatungsstellen, Informationsveranstaltungen (Energie-Apéros etc.).
	Einflussnahme der Gemeinden auf die EVU zur Umsetzung von Energieeffizienzmassnahmen (z.B. Information/Beratung, Förderprogramme etc.).
	Beseitigung rechtlicher Hemmnisse beim Einsatz von erneuerbaren Energie, z.B. bewilligungsfreie Installation von Sonnenenergieanlagen unter bestimmten Voraussetzungen.
	Förderung der Stromeffizienz bei kantonseigenen Bauten mit unterschiedlichen Massnahmen (z.B. Umsetzung SIA 380/4).
	Information und Energieberatung der Gemeinden (z.B. im Bauverfahren)
	Vorbildliche öffentliche Beschaffung und Betriebsoptimierung von gemeindeeigenen Gebäuden, Anlagen und Beleuchtung
	Einflussnahme auf EVU Energieeffizienzmassnahmen umzusetzen (z.B. Beratungen, anreizorientierte Tarifierung (z.B. Effizienzbonus) etc.).

**Tabelle 9** Quelle: econcept/INFRAS: Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich (noch unveröffentlicht). *Kursiv: Massnahmen in Planung.*

Im Rahmen weiterer Aktivitäten stehen folgende Massnahmen in Diskussion bzw. sind in Prüfung:

- Aktionsplan Energieeffizienz und Erneuerbare Energien: Enthalten ist darin u.a. der Auftrag, die Verpflichtung von EVU über Zertifikatehandel und den Effizienzbonus für Industrie- und Dienstleistungen – zu prüfen. Die folgende Tabelle zeigt ihre Einordnung in die obenerwähnten Instrumente:

<b>IM AKTIONSPAN ENERGIEEFFIZIENZ AUFGEFUHRTE STROMEFFIZIENZ-MASSNAHMEN</b>	
<b>Kategorie</b>	<b>Massnahme</b>
Vorschriften	Verpflichtung von EVU (inkl. Zertifikatehandel) (siehe Tabelle 11).
Marktwirtschaftliche Instrumente	Nationaler Effizienzbonus für Industrie und Dienstleistungsunternehmen (siehe folgende Tabelle).
Finanzielle Förderung	Förderprogramme für: <ul style="list-style-type: none"> <li>› den Ersatz von Elektro-Widerstandsheizungen durch Wärmepumpen und Holz,</li> <li>› die Ergänzung bestehender Warmwasseraufbereitungen durch Solarkollektoranlagen,</li> <li>› für den Ersatz von Elektroboilern durch Wärmepumpen.</li> </ul>
Flankierende Massnahmen	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Branchenvereinbarungen zu Mindestanforderungen für USV-Anlagen, Wasserdispenser, Kaffeemaschinen etc.,</li> <li>› Möglichkeiten zur Verfahrensvereinfachung und zum Abbau von rechtlichen Hindernissen im Gebäudebereich,</li> <li>› Verstärkung der Energieeffizienzforschung, Beschleunigung des Technologietransfers, Aus- und Weiterbildungsoffensive über Energieeffizienz,</li> <li>› Vorbildfunktion der öffentlichen Hand: des Bundes mit Minimalanforderungen beim Bau, Sanierung und Betriebsoptimierung sowie verstärkte Beschaffungsrichtlinien.</li> </ul>

**Tabelle 10** Quelle: econcept/INFRAS: Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich (noch unveröffentlicht).

- Im Oktober 2008 hat Bundesrat Leuenberger angesichts der hohen Preissteigerungen beim Strom drei Arbeitsgruppen ins Leben gerufen, die praktikable Möglichkeiten erarbeiten sollen, um Strompreissteigerungen zu dämpfen. Eine dieser drei Arbeitsgruppen, die Arbeitsgruppe Energieeffizienz, wurde beauftragt, mögliche Massnahmen der EVU zur Senkung des Stromverbrauchs zu erarbeiten. Die Arbeitsgruppe hat eine ganze Reihe von Massnahmen geprüft (vgl. folgende Tabelle). Im Moment stehen nationaler Effizienzbonus und die Aufstockung der finanziellen Mittel für die wettbewerblichen Ausschreibungen von Stromeffizienzmassnahmen gemäss StromVG und EnG im Zentrum der Vorschläge der Arbeitsgruppe. Verpflichtungen der EVU (z.B. für Information und Beratung) und Preisregulierungen könnten gemäss vorläufiger Beurteilung der Arbeitsgruppe Energieeffizienz als ergänzende und flankierende Massnahmen eingesetzt werden. Der Bericht ist jedoch noch in Arbeit und eine abschliessende Berücksichtigung nicht möglich. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die im Rahmen der Arbeitsgruppe Energieeffizienz diskutierten Massnahmen:<sup>40</sup>

<sup>40</sup> Die Ansätze umfassen ausschliesslich Massnahmen auf der Nachfrageseite. Angebotsseitig wären folgende Instrumente/Massnahmen denkbar: Verbesserung des Wirkungsgrades bei bestehenden oder neuen Kraftwerken, WKK, Verringerung von Umwandlungseffekten, Brennstoffsubstitution, Verringerung der Netztransporte- und Verteilverluste, Least Cost Planing.

<b>IN DER ARBEITSGRUPPE ENERGIEEFFIZIENZ DISKUTIERTER MASSNAHMEN</b>	
Vorschriften	<p>Verpflichtungen der EVU auf ein Strom-Einsparziel, wobei die realisierten Einsparungen (durch eigene Aktivitäten oder durch Stromsparmassnahmen bei Kunden) als weisse Zertifikate gehandelt werden können.</p> <p>Verpflichtungen der EVU zur Umsetzung von standardisierten Stromeffizienzmassnahmepaketten (z.B. Tausch von Glühbirnen bei Haushalten, Stromeinspar-Contracting etc.).</p>
Marktwirtschaftliche Instrumente	Nationaler Effizienzbonus, welcher grossen Industrie und Dienstleistungsunternehmen eine Reduktion des Stromtarifs erlaubt, wenn sie ihren Stromverbrauch wie angestrebt absenken.
Finanzielle Förderung	Aufstockung der finanziellen Mittel für die wettbewerblichen Ausschreibungen (Art. 9 StromVG, Art. 7a, EnG, Art. 4 EnV) von Stromeffizienzmassnahmen. Unterstützt werden einzelne Projekte oder Programme zur Förderung der Stromeffizienz.
	Nationaler Stromsparfonds zur Förderung von Stromeffizienzmassnahmen (Anschubfinanzierung, Information, Beratung, Koordination und Steuerung von Stromspar-Aktivitäten).
Weitere diskutierte Instrumente	Dito finanzielle Förderung.
	Decoupling (vgl. Anhang): Preisliche Massnahmen (Erhöhung der Netzbenutzungspreise, Zuschlag auf Strompreis), um Kosten für Stromeffizienzprogramme und Mindererträge der Netzbetreiber infolge von Stromeffizienzmassnahmen zu decken.
	Demand Side Management: Steuerung der Spitzenlast und der Stromnachfrage mittels Abschalten unerwünschter Geräte und/oder Preisdifferenzierung (Hoch-/Niedertarif).
	Smart Metering: Intelligenter Zähler zur Messung von Stromverbrauch, Lastspitzen etc. Smart Metering unterstützt somit das Stromsparen, weil es zeitnahe Informationen (EU: 1x im Monat bis 4x im Jahr) über das Verbraucherverhalten liefert und damit Kunden einen Anreiz gibt, Strom zu sparen. Smart Metering erlaubt ausserdem variable Preismodelle, bei denen der Leistungspreis gezielt für die Netzeffizienz eingesetzt werden kann.
	Freiwillige Massnahmen der EVU: Vertrag zwischen der Strombranche und dem Bund, mit dem Ziel, dass die Strombranche selbst Stromeffizienzmassnahmen durchführt.

**Tabelle 11** Quelle: Bericht des BFE an das UVEK bezüglich Energieeffizienz (unveröffentlicht).

- Im Weiteren hat das BFE die Arbeitsgemeinschaft econcept/INFRAS beauftragt, die konzeptionellen und organisatorischen Grundlagen zu erarbeiten, damit im Jahr 2010 die ersten wettbewerblichen Ausschreibungen durchgeführt werden können.

## 5.2. Rolle der Netzpreisregulierung

### First best-Lösung mit Lenkungsabgabe

Die bestehenden, geplanten und in Diskussion stehenden Massnahmen beinhalten hauptsächlich Informations- und Beratungsmassnahmen, welche die Transaktionskosten reduzieren. Aus ökonomischer Sicht wäre es zweckmässig, diese Massnahmen mit preislichen Massnahmen zu ergänzen. Preisliche Massnahmen zur Erhöhung der Stromeffizienz (z. B. durch Lenkungsabgaben) bestehen v.a. in einer Verteuerung des Gutes Strom gegenüber anderen Gütern. Eine Veränderung der relativen Preise entfaltet aufgrund ihrer dynamischen Anreizwirkung im Vergleich zu Vorschriften stärkere direkte Innovations-

und Diffusionswirkungen. Diese Überlegung leitet sich aus der Theorie des induzierten technischen Wandels ab. Diese besagt, dass ein kontinuierlicher finanzieller Anreiz für die Innovationswirkung entscheidend ist.<sup>41</sup> Preisliche Massnahmen sind wirksam und effizient und sollten deshalb mittel- bis längerfristig eine tragende Rolle übernehmen, im Rahmen einer Strategie zur Steigerung der Stromeffizienz der Schweizer Volkswirtschaft. Aus ökonomischer Sicht wäre eine Stromlenkungsabgabe nach dem Standard-Preis-Ansatz zur Erreichung der politisch definierten Ziele eine First best-Lösung.

Wird die Stromlenkungsabgabe angemessen hoch angesetzt, ergeben sich genügend Anreize zur nachfrageseitigen Optimierung der Stromeffizienz, welche die übrigen Instrumente wie Netzpreisregulierung mit dem Ziel der Förderung der Stromeffizienz, Effizienzbonus und Verpflichtungen überflüssig machen würden. Die Netzbetreiber können in diesem Fall auf die Optimierung der Netzeffizienz fokussieren. Im Rahmen der Anreizregulierung sollten sie die optimale Preisstruktur eigenständig setzen können, um dem Ziel der Netzeffizienz gerecht zu werden. Eingriffe des Regulators in die Preissetzung mit dem Ziel der Förderung der nachfrageseitigen Stromeffizienz erübrigen sich in diesem Fall. Weiterhin zweckmässig sind Zulassungsvorschriften, Förderprogramme und Massnahmen, welche die Transaktionskosten reduzieren (z.B. Labels). Eine Stromlenkungsabgabe würde so die Diffusion von Stromeffizienzmassnahmen beschleunigen und entsprechende Innovationen fördern. Um allfällige unerwünschte Substitutionseffekte etwa im Bereich der Haustechnik oder der industriellen Prozesse zu minimieren, sollte eine Stromlenkungsabgabe immer in Kombination mit einer Energie- oder CO<sub>2</sub>-Abgabe eingeführt werden.

## **Second best-Lösung ohne Lenkungsabgabe**

Solange keine wirksame Lenkungsabgabe eingesetzt wird, kann – so zeigen die bisherigen Erfahrungen – die Stromeffizienz am wirksamsten mit einem Instrumentenmix angegangen werden.<sup>42</sup> Im Vordergrund stehen in diesem Fall:

- Vorschriften,
- preisliche Massnahmen wie Effizienzboni oder im Sinne einer Übergangslösung Förderbeiträge für energieeffiziente Technologien aus einem Stromsparmifonds sowie
- Soft Measures, d.h. Massnahmen zur Reduktion der Transaktionskosten (Labels, Information/Beratung).

Im Rahmen eines solchen Instrumentenmix kann auch die Netzpreisregulierung in Form einer Anreizregulierung mit Eingriffen in die Preisstrukturen eine Rolle spielen. Damit könnte ein nicht unwesentlicher Beitrag zur Erreichung des Ziels der Stromeffizienz geleistet werden (gemäss unserer Schätzung 6% über 10 Jahre, sofern die Fixkosten vollständig über variable Preise und in der Ausgangssituation 70% der Fixkosten über ein Fixpreiselement abgerechnet werden). Wie bereits in Abschnitt 4.5 dargestellt, besteht bei einer Anreizregulierung mit Ziel Stromeffizienz ein Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz und Netzeffizienz. Zwar kann mit einer stärkeren Gewichtung arbeitsabhängiger Preiselemente ein grösserer energetischer Effekt erzielt werden. Allerdings sind bei einem regulatorisch motivierten Preiseingriff auch höhere Vollzugs- und Anpassungskosten sowie höhere Kosten aufgrund der Gefahr einer suboptimalen Netzdimensionierung zu erwarten (vgl. Abschnitt 4.8). Insbesondere auch die zukünftigen Möglichkeiten, durch technischen Fortschritt im

---

<sup>41</sup> Gemäss der neoklassischen Theorie des induzierten technischen Wandels werden Innovationen durch eine Veränderung der relativen Preise bewirkt. Bspw. bewirke ein relativer Anstieg der Lohnkosten Innovationen in Richtung eines arbeitssparenden technischen Wandels (vgl. INFRAS/Fh-ISI 2005).

<sup>42</sup> Vgl. z.B. BFE 2007.

Messwesen («smart metering») dynamische leistungsorientierte Preissysteme zur Reduktion der Spitzenlasten und damit zur Vermeidung kostenwirksamer Netzkapazitätserhöhungen einzusetzen, würden durch Eingriffe in die Preisstrukturen zu Gunsten der Stromeffizienz nicht nutzbar. Es ist deshalb klar festzuhalten, dass bei Eingriffen in die Preisstrukturen unbedingt die Wechselwirkungen mit anderen Zielen abgeschätzt werden sollten, damit das Ziel der Netzregulierung, nämlich über effizientere Netze niedrigere Preise zu erreichen, nicht gefährdet wird.

### **Folgerung für eine allfällige Revision der Stromversorgungsverordnung**

Der Wechsel von einer Kostenregulierung (heutiges StromVG) zu einer Anreizregulierung würde – wie die Analysen gezeigt haben – bei den Netzbetreibern einen Anreiz schaffen, ihre Netzpreise stärker zu variabilisieren, weil sie dadurch eine höhere Rendite erzielen können. Die Umstellung auf die Anreizregulierung würde damit das Ziel der Stromeffizienz unterstützen.

Im Hinblick auf eine allfällige mittelfristige Revision der Stromversorgungsverordnung (StromVV) kann somit festgehalten werden, dass eine Umstellung des Regulierungsrahmens von der Cost-plus-Regulierung zur Anreizregulierung (ohne Preiseingriffe) zweckmässig sein könnte, weil:

- die Anreizregulierung für die Stromnetzbetreiber, dazu beitragen kann, dass die Netzbetreiber arbeitsabhängigen Preiselementen ein stärkeres Gewicht einräumen und damit das Ziel der Stromeffizienz unterstützen und
- mit der Anreizregulierung der Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz und Investitionstätigkeit gelöst werden kann, der bei direkten Eingriffen in die Struktur der Netzpreise und damit in das Optimierungskalkül der Netzbetreiber entsteht.

Zu beachten ist, dass bei der Ausgestaltung einer Anreizregulierung zunächst die zentralen Ziele der Anreizregulierung zu beachten sind, die v.a. in der Schaffung von Anreizen für die Netzbetreiber zu einem effizienten Netzbetrieb bestehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Erlösgrenze mit geeigneten Parametern asymmetrisch ausgestaltet wird. D.h. gegen unten sollte die Erlösgrenze fix und gegen oben so ausgestaltet werden, dass Anpassungen aufgrund struktureller Änderungen möglich sind. Dafür sollten anstelle von Mengenanpassungen möglichst Parameter berücksichtigt werden, die die Kostenentwicklung abbilden (z.B. Anzahl Anschlusspunkte).

Sollte im Rahmen einer Revision des StromVG bzw. der StromVV zusätzlich zur Anreizregulierung ein Eingriff in die Preisstrukturen erfolgen, müssten weitere Aspekte vertieft untersucht werden. Insbesondere zählen dazu die Auswirkungen von Preiseingriffen auf die Vollzugs-, Anpassungs- und Netzkosten.

## 6. Beurteilung

Ziel der vorliegenden Studie ist es, die Auswirkungen einer stromeffizienzorientierten Netzpreisregulierung im Rahmen einer Anreizregulierung zu ermitteln und diese Massnahme in den Gesamtkontext verschiedener Instrumente zur Förderung der Stromeffizienz einzubetten. Im abschliessenden Kapitel werden deshalb zuerst die wichtigsten Aspekte der Regulierung von Netzpreisen beurteilt. Anschliessend wird diese Massnahme in die gesamte Landschaft von Instrumenten zur Förderung der Stromeffizienz (bzw. zur Reduktion des Stromverbrauchs) eingebettet und das Zusammenspiel im Gesamtkontext beurteilt.

### **Ausgestaltung der Anreizregulierung bestimmt das Ausmass der energetischen Wirkung einer Netzpreisregulierung.**

Die energetischen Wirkungen einer Netzpreisregulierung im Rahmen einer Anreizregulierung hängen zum einen von der konkreten Ausgestaltung der Erlösanpassung und zum anderen vom Ausmass des regulatorischen Eingriffs in die Preisstruktur ab. Bereits der Wechsel des Regulierungsrahmens von der Cost-Plus-Regulierung hin zu einer Anreizregulierung kann zu einer energetischen Wirkung führen, weil das EVU, je nach Ausgestaltung, mit einem höheren Anteil des variablen Preiselements seine Rendite erhöhen kann. Bei der Ausgestaltung der Anreizregulierung ist jedoch das Ziel der Anreizregulierung, die Effizienz zu erhöhen, nicht zu vernachlässigen. Die grösste Wirkung kann erzielt werden, indem Kosteneinsparungen aufgrund eines effizienteren Netzbetriebs nicht in einer Erlösanpassung münden. In diesem Fall werden die EVU tendenziell die Preisstrukturen in Richtung einer stärkeren Gewichtung der variablen Preiselemente verändern. Voraussetzung hierzu ist, dass die damit verbundenen Einbussen bei der Netzeffizienz nicht zu hoch ausfallen.

Die energetische Wirkung kann noch gesteigert werden, indem die Preisstruktur nicht dem Optimierungsprozess der Unternehmen überlassen wird, sondern durch den Regulator vorgegeben wird. In diesem Fall ist aber zu berücksichtigen, dass der zusätzlichen energetischen Wirkung auch höhere Vollzugs- und Anpassungskosten sowie höhere Kosten im Fall einer suboptimalen Netzstruktur gegenüberstehen. Werden in diesem Fall die gesamten Netzkosten ausschliesslich über variable Preiselemente verrechnet, kann mit einer Reduktion des Stromverbrauchs – über zehn Jahre gesehen – um 3.4 TWh bzw. knapp 6% der Gesamtnachfrage der Schweiz gerechnet werden.

### **Zielkonflikte können teilweise gelöst werden, teilweise bestehen sie weiter.**

Der Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz und nachhaltiger Investitionstätigkeit kann bei einer Anreizregulierung beseitigt werden, weil die Erlösobergrenze bei einem Mengenrückgang nicht angepasst wird und der Netzbetreiber dadurch Überrenditen erzielen kann. Wird die Erlösobergrenze nicht an Kostensenkungen angepasst, kann der Netzbetreiber Überrenditen erzielen. Der Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz und der Netzeffizienz bleibt weiterhin bestehen. Im Interesse der Netzeffizienz müsste dem Netzbetreiber die Möglichkeit zu einer verursachergerechten Tarifierung gegeben werden.

### **Kostenwirksamkeit ist mit Unsicherheiten verbunden.**

Die Kostenwirksamkeit der Anreizregulierung ist grundsätzlich positiv. Die zusätzlichen Vollzugskosten als Folge der Umsetzung der stromeffizienzorientierten Regulierung werden

als unbedeutend eingeschätzt. Solange positive Überrenditen erzielt werden, entstehen auch keine relevanten Opportunitätskosten auf Seiten der EVU. Auch die Anpassungskosten seitens der Stromnachfrager werden aufgrund der relativen unelastischen Nachfrage als relativ gering eingeschätzt. Unsicherheiten bestehen in Bezug auf das Ausmass der mit den verschiedenen Regulierungsszenarien verbundenen Netzkosten. Diese entstehen, weil der Zielkonflikt zwischen Stromeffizienz und Netzeffizienz ungelöst bleibt. Wird die Preisregulierung in Richtung Stromeffizienz ausgestaltet (d.h. ein grosser Teil der Fixkosten wird über Fixpreise abgerechnet), fallen die Anreize, die Leistung zu optimieren weg. Das Netz wird zu gross dimensioniert.

Unklarer ist die Kostenwirksamkeit, wenn der Regulator zusätzlich die Preisstruktur verändert. Hier stehen höhere Vollzugs- und Anpassungskosten sowie verringerte Netzeffizienz einer höheren energetischen Wirkung gegenüber.

### **Stromeffizienz mit einem Instrumentenmix oder einer Stromlenkungsabgabe angehen**

Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass die Stromeffizienz am wirksamsten mit einem Instrumentenmix angegangen wird.<sup>43</sup> Im Vordergrund stehen dabei

- Vorschriften,
- preisliche Massnahmen wie Effizienzboni oder im Sinne einer Übergangslösung Förderbeiträge für energieeffiziente Technologien aus einem Stromsparfonds sowie
- Soft Measures, d.h. Massnahmen zur Reduktion der Transaktionskosten (Labels, Information/Beratung).

Im Rahmen eines solchen Instrumentenmix kann auch die Netzpreisregulierung eine Rolle spielen. Diese stellt einen möglichen Weg dar, um die relativen Preise zugunsten der Stromeffizienzzielsetzung zu verändern. Bereits die Umstellung auf das System der Anreizregulierung führt dazu, dass die Energieversorgungsunternehmen das variable Preiselement zulasten des fixen Elements stärken, was dem Stromeffizienzziel entgegenkommt. Das Stromeffizienzziel könnte noch stärker verfolgt werden, in dem der Regulator eine hohe Bedeutung des variablen Preiselements vorschreibt. Allerdings besteht dann die Gefahr, dass das Netzeffizienzziel unter dem Eingriff allzu stark leidet. In diesem Fall müssten zwingend weitere Aspekte vertieft untersucht werden. Insbesondere zählen dazu die Auswirkungen von Preiseingriffen auf die Vollzugs-, Anpassungs- und Netzkosten.

Die Einführung einer Stromlenkungsabgabe würde den Instrumentenmix massgeblich vereinfachen.<sup>44</sup> Sofern sie hoch genug angesetzt wird, ergeben sich ausreichend Anreize für eine Steigerung der nachfrageseitigen Stromeffizienz. In diesem Fall könnte sich die Regulierung der Netzpreise voll auf das Ziel der optimalen Netzeffizienz konzentrieren.<sup>45</sup> Da nur das Ziel der Stromeffizienz und nicht der Energieeffizienz betrachtet wurde, wären im Instrumentenmix weitere Massnahmen zu berücksichtigen, die zur Vermeidung unerwünschter Substitutionseffekte zwischen den Energieträgern beitragen (z.B. Kombination einer Stromlenkungsabgabe mit einer Energie- oder CO<sub>2</sub>-Abgabe).

---

<sup>43</sup> Vgl. z.B. BFE 2007.

<sup>44</sup> Um unerwünschte Substitutionseffekte zu minimieren, sollte eine Stromlenkungsabgabe immer in Kombination mit einer Energie- oder CO<sub>2</sub>-Abgabe eingeführt werden.

<sup>45</sup> In diesem Fall würde auch die Tinbergen-Regel nicht verletzt.

# Annex

## Annex 1: Ausgewählte Ergebnisse

		Regressionsergebnisse											Elastizitäten				
		Unabhängige Variable: Anteil der Fixkosten, die über ein fixes Preiselement verrechnet werden in Prozent															
Modelle	Abhängige Variable	Konstante			Kundengruppe 1			Kundengruppe 2			Kundengruppe 3			Erklärungsgrad der Schätzung (R <sup>2</sup> )	Anzahl Beobachtungen	Im Modell berücksichtigte kurzfristige Elastizitäten	Im Modell berücksichtigte langfristige Elastizitäten
		Wert des Koeffizienten in MWh resp. Prozentpunkten (Überrendite)	t-Wert	Signifikanzniveau des Koeffizienten	Wert des Koeffizienten in MWh resp. Prozentpunkten (Überrendite)	t-Wert	Signifikanzniveau des Koeffizienten	Wert des Koeffizienten in MWh resp. Prozentpunkten (Überrendite)	t-Wert	Signifikanzniveau des Koeffizienten	Wert des Koeffizienten in MWh resp. Prozentpunkten (Überrendite)	t-Wert	Signifikanzniveau des Koeffizienten				
<b>Basismodell:</b> Symmetrische Anpassung der Erlösbergrenze im Umfang von 30% der Mengenänderung	Gesamtmenge <sup>1)</sup>	-10'867	-66.7	***	6'414	56.3	***	6'201	51.6	***	3'045	25.9	***	98%	100		
	Menge Kundengruppe 1	-5'854	-12.3	***	6'108	18.4	***	852	2.4	**	1'076	3.1	***	79%		-0.030	-0.157
	Menge Kundengruppe 2	-6'449	-14.3	***	1'078	3.4	***	6'094	18.3	***	1'724	5.3	***	78%		-0.030	-0.157
	Menge Kundengruppe 3	1'436	9.3	***	-772	-7.1	***	-744	-6.5	***	245	2.2	***	51%		-0.013	-0.044
	Überrendite <sup>2)</sup>	0.008	37.7	***	-0.004	-31.4	***	-0.004	-28.7	***	-0.002	-11.6	***	95%			
<b>Szenario 1:</b> Ohne Anpassung der Erlösbergrenze bei Mengenänderungen	Gesamtmenge	-11'024	-56.6	***	6'308	46.1	***	5'905	41.2	***	3'229	23.0	***	98%	100		
	Menge Kundengruppe 1	-5'833	-12.7	***	6'316	19.7	***	-152	-0.5	-	1'277	3.9	***	81%		-0.030	-0.157
	Menge Kundengruppe 2	-6'619	-15.1	***	564	1.8	*	6'423	19.9	***	1'847	5.8	***	81%		-0.030	-0.157
	Menge Kundengruppe 3	1'429	7.6	***	-572	-4.4	***	-366	-2.7	***	105	0.8	-	22%		-0.013	-0.044
	Überrendite	0.020	43.2	***	-0.011	-34.6	***	-0.010	-30.5	***	-0.005	-16.4	***	96%			
<b>Szenario 2:</b> Symmetrische Anpassung der Erlösbergrenze im Umfang von 100% der Mengenänderung	Gesamtmenge	-7'897	-206.4	***	5'150	192.5	***	5'011	177.5	***	2'048	74.1	***	100%	100		
	Menge Kundengruppe 1	-3'222	-30.9	***	3'974	54.5	***	822	10.7	***	362	4.8	***	97%		-0.030	-0.157
	Menge Kundengruppe 2	-3'561	-36.8	***	924	13.7	***	3'978	55.8	***	565	8.1	***	97%		-0.030	-0.157
	Menge Kundengruppe 3	-1'114	-28.7	***	253	9.3	***	211	7.4	***	1'121	40.0	***	95%		-0.013	-0.044
	Überrendite	-0.016	-207.2	***	0.010	187.9	***	0.010	172.0	***	0.005	84.0	***	100%			

Konfidenzniveau: \*\*\* = 1%, \*\* = 5%, \* = 10%

- 1) Pro Zeile ist der Zusammenhang für 100 unterschiedliche Verhältnisse zwischen dem variablen und dem fixen Preiselement und der damit verbundenen Nachfrage aus einer Regressionschätzung abgetragen. Für eine Veränderung des Anteils der Fixkosten, die über ein fixes Preiselement verrechnet werden, um ein Prozentpunkt, ergibt sich für Kundengruppe 1 eine Mengenänderung von 6'414 MWh, für Kundengruppe 2 eine Änderung um 6'201 MWh und für Kundengruppe 3 eine Änderung um 3'045 MWh.
- 2) Pro Zeile ist der Zusammenhang für 100 unterschiedliche Verhältnisse zwischen dem variablen und dem fixen Preiselement und der damit verbundenen Überrendite aus einer Regressionschätzung abgetragen. Für eine Veränderung des Anteils der Fixkosten, die über ein fixes Preiselement verrechnet werden, um ein Prozentpunkt, ergibt sich für Kundengruppe 1 eine Veränderung der Überrendite um 0.004 Prozentpunkte, für Kundengruppe 2 ein Änderung um 0.004 und für Kundengruppe 3 eine Änderung um 0.002 Prozentpunkte.

Tabelle 12

## Annex 2: Modellierungen

### Zielfunktion des Unternehmens

Im Fokus des Unternehmens (Zielfunktion) steht die Maximierung des Unternehmenswerts berechnet als abgezinster Gewinn (Umsatz  $U$  – Kosten  $K$ ) über die zehn Perioden. Geht man davon aus, dass über die zehn Perioden Abschreibungen und Investitionen pro Jahr gleich hoch sind, entspricht der maximierte Wert demjenigen einer Unternehmensbewertung mittels der sogenannten Discounted-Cashflow-Berechnung (DCF).<sup>46</sup> Als relevanter Zinssatz für die Abdiskontierung kommt dabei die (vom Regulator vorgegebene) Eigenkapitalrendite zur Anwendung. Unter der Annahme, dass das Unternehmen zu 100% mit Eigenkapital finanziert ist, entspricht die Eigenkapitalrendite dem gewichteten Kapitalkostensatz (WACC).

Formal maximiert das Unternehmen folgende Funktion:

$$\max \sum_{t=1}^{10} \frac{U_t - K_t}{(1 + WACC)^t}$$

unter den Nebenbedingungen:

$$U_t \leq RC_t$$

$$pv_{it} \geq 0$$

$$x_{it} \geq 0$$

Dabei bezeichnen  $U_t$  und  $K_t$  den Umsatz (Erlös) und die Kosten in Periode  $t$ ,  $RC_t$  steht für die Erlösobergrenze und  $pv_{it}$  für das variable Preiselement der Kundengruppe  $i$ . Die abgesetzte Energiemenge wird mit  $x_{it}$  zum Ausdruck gebracht.

Über die Preissetzung für die vorhandenen Kundengruppen maximiert das Unternehmen den Unternehmenswert unter Berücksichtigung der jeweiligen Mengenentwicklung.

Über die Preissetzung für die vorhandenen Kundengruppen maximiert das Unternehmen den Unternehmenswert unter Berücksichtigung der jeweiligen Mengenentwicklung.

### Umsatz

Das Unternehmen erzielt seinen Umsatz mit dem Verkauf von Energie sowie dem Transport der Energie auf dem eigenen Netz. Der Umsatz aus dem Energietransport wird durch zwei Preiselemente bestimmt: (1) einem variablen Preis, abhängig von der Energiemenge, und (2) einem Fixpreis, der pro Anschluss erhoben wird. Der variable Preis für die Netznutzung kann vom Unternehmen gesetzt werden und ist Gegenstand der Maximierung. Das fixe Preiselement wird exogen vorgegeben bzw. für die Berechnung der funktionalen Zusammenhänge im Rahmen des Unternehmensmodells und der zu überprüfenden Hypothesen variiert. Dabei wird vorgegeben, welcher Anteil der Fixkosten über das fixe Preiselement verrechnet wird. Dieser Anteil kann über 100% liegen, was bedeutet, dass auch ein Teil der variablen Kosten über ein Fixpreiselement verrechnet werden kann. Der

<sup>46</sup> Es handelt sich jedoch nicht um eine vollständige Unternehmensbewertung, da der diskontierte Wert nur über die zehn Perioden berechnet wird. Um eine vollständige Unternehmensbewertung zu erhalten, müsste für alle Perioden ab der elften ein Residualwert berechnet werden. Normalerweise verwendet man für diesen Residualwert die Gewinne aus der letzten berechneten Periode, d. h. im vorliegenden Fall aus der Periode 10. Der hier verwendete Unternehmenswert kann allerdings als Steigerung des Unternehmenswerts über die 10 Perioden angeschaut werden.

Umsatz aus dem Energieverkauf wird ausschliesslich durch die Menge bestimmt, da sich der Preis für das Modell exogen am Markt ergibt:

$$U_t = \text{Umsatz in Periode } t = \sum_{i=1}^3 [pf_{it} + (pv_{it} + pe_{it})x_{it}]$$

wobei:

$pf_{it}$  : Fixpreis Kundengruppe  $i$  in Periode  $t$

$pv_{it}$  : variabler Preis (Transport) Kundengruppe  $i$  in Periode  $t$

$pe_{it}$  : Energiepreis Kundengruppe  $i$  in Periode  $t$

### Kunden/Kundengruppen

Im Modell wird ein (Strom-)Versorgungsunternehmen mit zwei Netzebenen (Mittel- und Niederspannung) abgebildet. Es werden verschiedene Kundengruppen abgebildet:

- Niederspannung 1, Haushalte (nicht leistungsgemessen).
- Niederspannung 2, Gewerbe/Dienstleistungen (leistungsgemessen).
- Mittelspannung, Industrie (leistungsgemessen).

Die Energiemenge, die jede Kundengruppe bezieht, entspricht einem Drittel der gesamten nachgefragten Menge aller Kundengruppen (Gesamtmenge: 180'000'000 kWh, Anteil im Basisszenario jeweils 60'000 kWh).

### Nachfrage

Jede Kundengruppe weist eine kurzfristige und eine langfristige spezifische Preiselastizität auf, die bei Bedarf angepasst werden können (Szenarien). Die kurzfristige Preiselastizität bildet die Reaktion der Nachfrage auf die Preisveränderung gegenüber der Ausgangsperiode ab, die langfristige die Nachfragereaktion auf die Veränderung gegenüber dem Preisniveau in der Periode 0. Während die kurzfristige Elastizität über alle Perioden gleich bleibt, steigt die langfristige Elastizität mit zunehmender Dauer an und erreicht in Periode 10 den vollen Wert. Die kurzfristige und langfristige Reaktion auf die Preisveränderung werden jeweils zu 50% gewichtet.

Die Mengenänderung einer Kundengruppe pro Periode wird mittels der Elastizitäten und der entsprechenden Preisentwicklung definiert. Die Menge in Periode  $t$  ist abhängig von der Menge in Periode  $t - 1$ , der kurzfristigen Preisänderung gegenüber der Periode  $t - 1$  und der langfristigen Preisänderung gegenüber des Ausgangswerts. Folgende Nachfragefunktion wird verwendet:

$$x_{it} = \text{Menge Kundengruppe } i \text{ in Periode } t = x_{it-1} \left( 1 + 0.5 * \frac{(p_{it} - p_{it-1})}{p_{it-1}} \eta k_i + 0.5 * \frac{(p_{it} - p_{i0})}{p_{i0}} \eta l_{it} \right),$$

wobei

$\eta k_i$  : kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage von Kundengruppe  $i$

$\eta l_{it}$  : langfristige Preiselastizität der Nachfrage von Kundengruppe  $i$  in Periode

$p_{it}$  : variabler Preis (variable Komponente + Energiepreis) von Kundengruppe  $i$  in Periode  $t$

## Kosten

Das Unternehmen wird auf der Aufwandseite durch zwei einfache Kostenfunktionen mit variablen und fixen Kosten charakterisiert. Der fixe Teil bezieht sich auf die Kosten der Anschlüsse, die variablen Kosten auf die transportierte Energie. Auf der Niederspannungsebene (NS-Ebene) ergeben sich die Kosten aus der Summe der Kosten der beiden Kundengruppen. Beide Kundengruppen der NS weisen dabei annahmegemäss die gleichen variablen Kosten (bezogen auf die Energie aus). Unterschiede in den Kosten, bspw. für Messung und Abrechnung, werden in den Fixkosten abgebildet, die sich zwischen den Kundengruppen der Niederspannung unterscheiden, mit höheren Fixkosten bei den leistungsgemessenen Kunden. Auf der Mittelspannungsebene (MS-Ebene) gilt die gleiche Kostenfunktion, wobei sich sowohl die Höhe der fixen als auch der variablen Kosten von den Kosten auf der NS-Ebene unterscheiden.

$$\text{wobei: } K_t = \text{Kosten in Periode } t = \sum_{i=1}^3 [F_{it} + (c_{jt} + p_{e_{it}})x_{it}]$$

$F_{it}$  = Fixkosten Kundengruppe  $i$

$c_{jt}$  = variable Kosten (Transport) Netzebene  $j$  in Periode  $t$

Der Anteil der Netzkosten an den Gesamtkosten ist für alle Kundengruppen gleich (Szenarien).

## Revenue-Cap

Die Anreizregulierung wird im Modell durch einen Revenue-Cap abgebildet. Der Revenue-Cap legt dabei die Erlösobergrenze für jede Periode fest, die jeweils eingehalten werden muss.<sup>47</sup> Bei der Festlegung der Preise bzw. der Maximierung des Unternehmenswerts werden die Erlösobergrenzen pro Periode als Nebenbedingung eingefügt. Die Erlösobergrenze pro Periode bestimmt sich aus dem Umsatz (Erlös) der Vorperiode, einem Abschlag durch die Effizienzvorgabe (BV) und einem so genannten hybriden Element, das die Erlösobergrenze bei einer Erhöhung der Menge entsprechend anpasst. Basis für die erste Periode der Anreizregulierung bilden die Kosten in der Periode null. Kostenbasis für die Festlegung des Revenue-Caps sind die tatsächlichen Kosten plus ein angemessener Gewinn (analog zu einer Cost-Plus-Regulierung):

$$RC_t = \text{Revenue Cap (Erlösobergrenze) in Periode } t = RC_{t-1} (1 - BV) AE \frac{\sum_{i=1}^3 x_{it}}{\sum_{i=1}^3 x_{it-1}}$$

wobei:

$BV$  : individuelle Effizienzsteigerungsvorgabe aus dem Benchmarking.

<sup>47</sup> Im Unternehmensmodell hält sich das Unternehmen strikt an die Vorgaben. Ein Regulierungskonto bei Unter- oder Überschreiten der Erlösobergrenze wird im Modell nicht berücksichtigt.

*AE* : Anteil der Mengenveränderung, um den die Erlösberggrenze verändert wird.

### **Annex 3: Optimierung mit dem Excel Solver®**

Für die Maximierung des Unternehmenswerts muss ein numerisches Verfahren angewandt werden. Um numerische Fragestellungen (im Gegensatz zu analytischen) zu lösen, kann der im Excel® implementierte Solver verwendet werden.

Für nichtlineare Fragestellungen, wie sie im vorliegenden Unternehmensmodell verwendet werden, kommt für die Lösung der Maximierungsprobleme die „Generalized reduced gradient method“ kurz GRG2 zum Einsatz. Der Solver schätzt dabei die Jacob-Matrix unter Verwendung endlicher Ableitungen und berechnet diese beim Start jeder Iteration neu.

#### **Existenz einer Lösung**

Die Verwendung des Solvers zum Lösen eines Maximierungsproblems ist nicht unproblematisch. Einerseits muss die Lösung konvergieren, damit der Solver eine Lösung findet, und andererseits kann es sich bei der gefundenen Lösung um ein lokales (im Gegensatz zu einem globalen) Maximum handeln, was heisst, dass möglicherweise unendlich viele weitere Lösungen existieren. Im ersten Fall wird der Solver keine mögliche Lösung finden. Im zweiten Fall kann man sich dagegen nicht sicher sein, ob nicht noch eine „bessere“ Lösung existiert.

Wichtig für die Existenz einer Lösung sind die Startwerte, die am Anfang der Maximierung für die Preise verwendet werden. Liegen diese nahe am „wahren“ Wert, sollte der Solver die entsprechende Lösung finden, die auch das globale Maximum darstellt. Aus diesem Grund werden als Startwerte die Preise gesetzt, die sich ergeben, wenn die Werte mit den Vorgaben aus dem Basisjahr adjustiert um den veränderten Fixpreis in allen Jahren verwendet werden. Werden bspw. nur 50% der Fixkosten über das fixe Preiselement verrechnet, so wird der Anfangswert aus dem Basisjahr verdoppelt. Dieses Vorgehen wird für alle drei Kundengruppen gewählt. Zudem werden die Nebenbedingungen hinzugefügt, dass negative Preise und Mengen nicht zulässig sind. Unplausibel hohe sowie negative Lösungen für den Unternehmenswert werden für die Berechnung der Funktionen ausgeschlossen. Ebenfalls ausgeschlossen werden Lösungen, bei denen die Nebenbedingungen nicht eingehalten werden.<sup>48</sup> Die Solver-Optionen werden so eingestellt, dass sie sich besonders für die Lösung nichtlinearer Gleichungen eignen.<sup>49</sup>

<sup>48</sup> Normalerweise liefert der Solver eine Fehlermeldung, falls die Nebenbedingungen nicht eingehalten worden sind oder keine Lösung gefunden wurde. Für die Automatisierung wurden diese Fehlermeldungen jedoch ausgeschaltet, so dass nachträglich überprüft werden muss, ob die Nebenbedingungen eingehalten wurden.

<sup>49</sup> Siehe Fylstra et al. (1998).

## Annex 4: Decoupling

### Was heisst „Decoupling“?

Normalerweise ergeben sich die Gebühren eines EVU aus den Kosten zuzüglich einer Gewinnmarge, dividiert durch die prognostizierte Menge. Wenn der Verkauf hinter der prognostizierten Menge zurückbleibt, erzielt das EVU weniger Gewinn und wird evtl. nicht alle Fixkosten decken können. Stromeffizienzmassnahmen laufen dem Unternehmensinteresse entgegen.

Mit Decoupling wird nun die Verbindung zwischen Kosten und verkaufter Menge gebrochen. Die Erlöse werden von den Verkaufsvolumen entkoppelt. Dies hat zur Folge, dass Energieversorgungsunternehmen (EVU) ihre erwarteten Erlöse halten können, auch wenn sich der Absatz aufgrund von Stromeffizienzprogrammen reduziert.<sup>50</sup>

### Welches sind die Ziele des Decoupling-Ansatzes?

Der Decoupling-Ansatz hat zum Ziel, den Umsatz der Energieversorger von der abgesetzten Energiemenge zu entkoppeln. Durch die Fixierung des Umsatzes wird verhindert, dass die Energieversorger an einer Erhöhung der Absatzmenge interessiert sind.

Der Decoupling-Ansatz soll indirekt aufgrund der Effizienzprogramme der EVU eine nachhaltige Verhaltensänderung bei den Endverbrauchern hin zur Verbrauchsreduktion durch Effizienz hervorrufen.

### Wie funktioniert der Decoupling-Ansatz?

Decoupling funktioniert mit einer Änderung der traditionellen Regulierung. Die einfachste Form ist das „Revenue-Cap-Decoupling“. Die Entkopplung erfolgt über einen „Rate adjustment mechanism“. Dieser sieht vor, dass das EVU die Preise für die Verteilkosten leicht erhöhen darf, wenn die aktuellen Verkäufe hinter den prognostizierten zurückbleiben. Die Anpassungen liegen in der Regel zwischen 2–3%. Die Erhöhungen werden teilweise limitiert (z.B. Idaho, vgl. (1)). Decoupling kann wie folgt unterteilt werden (Leprich 2001):

- Der *partielle* Entkopplungsmechanismus berücksichtigt die entgangenen Erlöse, die sich durch die Realisierung von Effizienz steigernden Förderprogrammen für die Unternehmen ergeben, bei der nächsten Strompreisfestsetzung als Kostenfaktor. Damit wird der Anreiz zur Absatzmaximierung abgeschwächt, aber nicht beseitigt. Insgesamt zielt dieses Instrument, das wenig Mehraufwand für die Preisbehörden bedeutet, v.a. auf Umweltschutzvorreiter, die Förderprogramme ohne betriebswirtschaftliche Einbussen durchführen wollen, aber nicht dem Anreiz zur Absatzausweitung folgen. Dieser Ansatz wird u.a. vom Bundesstaat Oregon angewendet.
- Der darüber hinausgehende umfassende Entkopplungsmechanismus (*Total decoupling mechanism*) hält alle Abweichungen zwischen der Absatzprognose und dem tatsächlichen Absatz fest und berücksichtigt den Saldo bei der nächsten Preisfestsetzung in vollem Umfang. Dieser Ansatz hebt daher den Anreiz zur Absatzmaximierung vollständig auf, ist aber aufwändiger zu administrieren.

<sup>50</sup> In der Literatur gibt es bezüglich Entkopplung vereinzelte Widersprüche. So wird Decoupling auch als „...Entkopplung von Verkaufsvolumen und Unternehmensgewinnen bezeichnet.“  
<http://www.pwc.com/Extweb/ncpressrelease.nsf/docid/828595D2B62C126980257308004A2470>.

- Limited Decoupling: Als Grund für Preisanpassungen werden nur spezifische Ursachen akzeptiert, z.B. Wetter.

Wie der Decoupling-Ansatz ausgestaltet ist, hängt stark vom jeweiligen Bundesstaat ab. Das Anreizsystem ist jeweils gesetzlich geregelt. Im US Bundesstaat **Kalifornien** wurden bereits Anfang der 80er-Jahre Decoupling-Mechanismen eingesetzt (Electric Revenue Adjustment Mechanism (Leprich 1994, 287ff.)).

Nach einer Phase der Deregulierung (mit disastösen Folgen für die Stromversorgung) ging Kalifornien 2001 wieder zurück zum Decoupling-System. Das System funktioniert wie folgt: Die EVU teilen ihre Ertragsforderungen und Verkaufsschätzungen dem Regulator (CPUC) mit. Dieser bestimmt die Preise, welche regelmässig angepasst werden. Der Regulator sorgt mit den Preisanpassungen dafür, dass die EVU ihre Kosten inkl. Rendite decken können. Ist die Nachfrage höher als erwartet, reduziert der Regulator die Preise, um die überschüssigen Erträge den Kunden zurück zu erstatten.

Im Jahr 2007 hat Kalifornien das neue Decoupling „plus“-System eingesetzt. Dieses legt eine Gebühr auf jeder Energierechnung fest. Mit der Gebühr werden die Energiesparmassnahmen, deren Ziele vom Regulator vorgegeben werden, von den EVU finanziert. Der Regulator vergleicht dann die daraus entstehenden Einsparungen mit den Kosten für neue Kraftwerke. Wenn ein EVU das Ziel des Regulators übertrifft, kann es 12% der Einsparungen behalten. Liegt es deutlich darunter, zahlt es für jede nicht eingesparte kWh eine Strafe. Der Gewinn ist höher als der Gewinn, den das EVU aus neuer Infrastruktur erhalten würde. Mit diesem System will man verhindern, dass die EVU in fragwürdige Sparmassnahmen investieren.

### **Welches sind die Anreizmechanismen und Wirkungen von Decoupling?**

- Mit dem Decoupling-Mechanismus erhält das EVU einen Anreiz, Effizienzprogramme und Leistungsreduktionen zu tätigen, indem es vergleichbare Erträge generiert.
- Mit Decoupling sinkt der Energieverbrauch und die EVU müssen keine neuen Anlagen bauen. Investitionen in Stromeffizienz werden damit rentabler als neue Kraftwerke.
- Die Endverbraucher reduzieren aufgrund der Sparprogramme ihren Verbrauch und können dadurch ihre Stromkosten senken (obwohl die Verteilpreise steigen).

### **Welches sind die Erfahrungen mit dem Decoupling-Ansatz?**

Positiv:

- Bis jetzt sind in den US Bundesstaaten nur gute Erfahrungen gemacht worden. Im Bundesstaat California blieb der Pro-Kopf-Energieverbrauch der letzten 30 Jahre in etwa konstant, wohingegen der Pro-Kopf-Energieverbrauch der USA um 50% zugenommen hat ([www.cpuc.ca.gov](http://www.cpuc.ca.gov)).
- Der Decoupling-Ansatz bringt Unternehmens- und Kundeninteressen näher und fördert den ökonomischen wie ökologischen Umgang mit der Energie. Auch erhöht die Konstanz und Preisregulierung dieses Anreizsystems die Investitionssicherheit für Investoren.

Negativ:

- Einzelne Konsumentenorganisationen haben dahingehend Bedenken geäußert, dass Decoupling zu Preiserhöhungen führen könnte. Bisher haben sich jedoch in den US Bundesländern mit einem Decoupling-Ansatz die Preise (wahrscheinlich Netzgebühren) nicht signifikant erhöht.
- Rebound-Effekte, die sich ergeben, wenn tiefere Preise aufgrund einer sinkenden Nachfrage infolge von Effizienzanstrengungen zu einem höheren Konsum führen. Und damit die Effizienzgewinne teilweise kompensieren. Studien gehen davon aus, dass 25–35% der Effizienzgewinne durch Rebound-Effekte kompensiert werden.
- Andere Ansätze zur Erhöhung der Stromeffizienz.

### **Auswirkungen des Decoupling-Ansatzes auf Netzbetreiber?**

Decoupling sollte im Rahmen eines Anreizregulierungssystems eingesetzt werden, wenn Kosten für Stromeffizienzprogramme und Mindererträge der Netzbetreiber infolge von Stromeffizienzmassnahmen nicht abgedeckt sind. Bei einer Ausgestaltung des Regulierungsrahmens wie er in europäischen Nachbarländern zur Anwendung kommt, ist ein Decoupling nicht notwendig, weil Mindererträge im Rahmen der neuen Regulierungsperiode ausgeglichen werden und direkte Programmkosten als anrechenbare Kosten zugelassen sind.

## Glossar

<b>Anreizregulierung</b>	Regulierungsmodell, welches den regulierten Unternehmen Anreize zur Effizienzsteigerung setzt, da die erwirtschafteten (über eine regulatorische Normalrendite hinausgehenden) Gewinne für eine bestimmte Zeit einbehalten werden dürfen.
<b>Arbeitspreis</b>	(Variables) Preiselement in Abhängigkeit von der Menge (hier: transportierte elektrische Arbeit), z.B. in Rp./kWh.
<b>Cost-Plus-Regulierung</b>	Regulierungsmodell, welches den regulierten Unternehmen die Höhe der Rendite bzw. die Höhe der Gewinne vorgibt.
<b>Fixe Preiselemente</b>	Preiselemente, die unabhängig von der Menge (hier: transportierte elektrische Arbeit) verrechnet werden, z.B. einmalige Anschlusspreise, Preise pro Zähler. Im Rahmen der Modellrechnungen der Studie wird nicht zwischen fixen Preiselementen und anderen verbrauchsunabhängigen Preiselementen (Leistungspreise) unterschieden.
<b>Leistungspreis</b>	(Verbrauchsunabhängiges) Preiselement in Abhängigkeit von der verrechneten Leistung (z.B. Monatshöchstleistung, Jahreshöchstleistung), z.B. in CHF/kWh.
<b>Netzeffizienz</b>	Netzeffizienz beinhaltet z.B. effiziente Betriebsführung, optimale Netzdimensionierung, optimale Netzauslastung.
<b>Netzpreisregulierung</b>	Regulatorischer Eingriff auf das Niveau und/oder in die Struktur der Netznutzungspreise.
<b>Unternehmerische Preissetzung</b>	Bestimmung eines Preissystems unter Berücksichtigung der Unternehmensziele und des Regulierungsrahmens.
<b>Verbrauchsunabhängige Preiselemente</b>	Preiselemente, die unabhängig von der Menge (hier: transportierte elektrische Arbeit) verrechnet werden. Dazu gehören fixe Preiselemente und Leistungspreise. Im Rahmen der Modellrechnungen der Studie wird nicht zwischen verbrauchsunabhängigen und fixen Preiselementen differenziert.
<b>Regulierungsrahmen</b>	Grundlegende durch Gesetze und Verordnungen gesetzte Rahmenbedingung für alle von der Regulierung betroffenen Unternehmen (hier: Elektrizitätsnetzbetreiber).
<b>Variable Preiselemente</b>	Preiselemente, die in Abhängigkeit von der Menge (hier: transportierte elektrische Arbeit) verrechnet werden (z.B. in Rp./kWh).

## Literatur

- Agrell, J., P. Bogetoft et al. 2008: Project Gerner IV Ergebnisdokumentation: Bestimmung der Effizienzwerte Verteilernetzbetreiber Strom. Endfassung, 14.11.2008, Version 2.
- Bergs, Ch., G. Glasmacher und M. Thöne 2007: Auswirkungen stark steigender Preise für Öl und Gas auf Verbraucherinnen und Verbraucher in NRW, FiFo Köln, Köln.
- BFE 2008: Aktionsplan „Energieeffizienz“, Aktionsplan „erneuerbare Energien“, Faktenblatt 5/6 vom 21. Februar 2008, Bern. [www.bfe.admin.ch/themen/00526/02577/index.html?lang=de](http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/02577/index.html?lang=de).
- BFE 2003: Evaluation des Stromsparfonds Basel. September 2003, Bern.
- BFE 2009: Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Grundlagen für Wettbewerbliche Ausschreibungen. Erscheint voraussichtlich im Oktober 2009.
- CER 2004: Electricity Tariff Structure Review: International Comparisons; An Information Paper; CER/04/101; March 9th 2004.
- econcept/INFRAS: Wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Im Auftrag des BFE (unveröffentlicht).
- Enw 2008: Statement of Charges for Use of Electricity North West Limited's Electricity Distribution Network; Effective from 1<sup>st</sup> April 2008.
- Erläuterungen zur SNT-VO 2006: Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, Novelle 2008 SNT-VO 2006 Novelle 2008.
- Furong L., D. Tolley; N. Prasad und P. Ji Wang 2005: Network Benefits from Introducing an Economics Methodology for Distribution Charging, A Study by the Department of Electronic & Electrical Engineering, University of Bath.
- Fylstra, D., Lasdon, L., Watson, J., Waren A. 1998: Design and Use of the Microsoft Excel solver, Interfaces, vol. 28, No. 5, pp. 29-55.
- Grammelveldt, T. E. 2007: From Cost Recovery to Yardstick Competition – A Short Note on the Development of the Norwegian Income Cap Regulation, Unveröffentlichtes Arbeitspapier, Oktober 2007.
- INFRAS/Austrian Energy Agency 2007: Instrumente für Energieeffizienz im Elektrizitätsbereich. Ausländische Erfahrungen und Instrumenten-Mix für die Schweiz. Im Auftrag des BFE.
- INFRAS/ecologic 2007: Erfahrungen mit Energiesteuern in Europa, Lehren für die Schweiz, im Auftrag BFE, Juli 2007.
- INFRAS/Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung Fh-ISI 2005: Auswirkungen des Umweltschutzes auf BIP, Beschäftigung und Unternehmen, Umwelt-Materialien Nr. 197, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft BUWAL, Bern.
- Iten R., S. Hammer, C. Schneider 2007: Auswirkungen von Energieeffizienz-Massnahmen auf Innovation und Beschäftigung. Inputpapier für den Energie Trialog Workshop vom 25. Oktober 2007 Zürich, 17. Oktober 2007.
- Liu, G. 2004: Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries: A Dynamic Panel Data Approach, Discussion Paper No. 373, Statistics Norway, Kongsvinger.
- Musgrave R.A. et al. 1990: Die öffentlichen Finanzen in Theorie und Praxis / Bd. 1. und 2, 1990 bzw. 1993 5. überarbeitete. Auflage, Tübingen Mohr.
- NVE 2006: Report on Regulation and the Electricity Market – Norway; 31<sup>st</sup> July 2006.
- Ofgem 2004: Electricity Distribution Price Control Review Final Proposal 265/04.

Ofgem 2007: Structure of Electricity Distribution Charges: Update on Progress and Next Steps; Letter to Suppliers, Generators, Distributors and Other Interested Parties; 3 April 2007.

Ofgem 2008: Notice of Non-Implementation – CLM Proposal on Structure of Charges; 7 November 2008.

SNT-VO 2006: Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, SNT-VO 2006 in Geltung ab 1.1.2008.

VSE 2008: Netznutzungsmodell für das Schweizerische Verteilnetz, Ausgabe 2008.

Zweifel, P., Filippini M., Bonomo S. 1997: Elektrizitätstarife und Stromverbrauch im Haushalt, Neue Erkenntnisse aus der Schweiz, Physica-Verlag Heidelberg 1997.