ESWE VERSORGUNG

EINFÜHRUNG IN DIE WELT DER REGULIERUNG

Welchen Herausforderungen stehen die Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen der Regulierung in Deutschland gegenüber?

Inhalt

1. Der Weg zur Anreizregulierung

1.1 Liberalisierung und das natürliche Monopol 3

1.2 Unbundling 4

1.3 Kostenregulierung als Vorgänger der Anreizregulierung 5

2. Die Anreizregulierung für deutsche Energienetze

2.1 Grundlagen der Anreizregulierung 7

2.2 Erlöspfadmanagement 8

2.3 Investitionen in der Anreizregulierung 10

3. Blick in die Zukunft

3.1 Energiewende und deren Auswirkungen 12

3.2 Smart Grid 13

3.3 Voraussetzungen für die Netze der Zukunft 14

1. Der Weg zur Anreizregulierung

1.1 Liberalisierung und das natürliche Monopol

Ziele der Liberalisierung

- Wettbewerbsorientierter Energiebinnenmarkt
- Öffnung der Märkte
- Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit
- Steigerung der Effizienz bei der Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Energie
- Preiswerte, umweltfreundliche und sichere Versorgung

Die Liberalisierung des Energiemarktes in Deutschland erfolgte durch die EU-Binnenmarktrichtlinien Strom (1996) und Gas (1998), welche durch eine Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG, 1998) in nationales Recht umgewandelt wurden. Möglichst viele Wertschöpfungsstufen sollten dem freien Wettbewerb zugeführt werden. Durch die Steigerung des Wettbewerbs sollte die Effizienz verbessert und ein Preis- bzw. Kostendruck erzeugt werden. Ziel war es, dass die Verbraucher durch freie Wahl des Energielieferanten zu günstigeren Konditionen versorgt werden.

Die Strom- und Gasnetze gelten als natürliches Monopol. Durch den hohen Fixkostenanteil sind die Gesamtkosten zur Bereitstellung der Strom- und Gasnetze deutlich günstiger, wenn nur ein Unternehmen und nicht mehrere den Markt versorgen. Es macht ökologisch und ökonomisch keinen Sinn, ein zweites Versorgungsnetz in einer Stadt über ein bereits bestehendes Netz zu legen. Der für die anderen Wertschöpfungsstufen (z. B. Energievertrieb und Energieerzeugung) angestrebte Wettbewerb kann daher die Versorgungsnetze nicht mit einbeziehen.

Vor dem Hintergrund des fehlenden Wettbewerbs in der Monopolsituation hat der Gesetzgeber ein Maßnahmenpaket beschlossen, das einen Wettbewerb simulieren und so zu einer effizienten Ressourcenbewirtschaftung führen soll. Dieses Maßnahmenpaket beinhaltet das sogenannte Unbundling und die Regulierung der Netzentgelte.

Zur Umsetzung der Anforderungen aus der Liberalisierung ist zum einen ein freier Netzzugang nach objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien erforderlich. Zum anderen erfolgt eine Trennung zwischen Netz und Vertrieb (Unbundling). Neben der rechtlichen Trennung großer Netze von den anderen Unternehmensaktivitäten (z. B. Handel und Vertrieb) müssen alle Energieversorger den Betrieb der Netze organisatorisch, informatorisch und buchhalterisch von den restlichen Aktivitäten trennen.

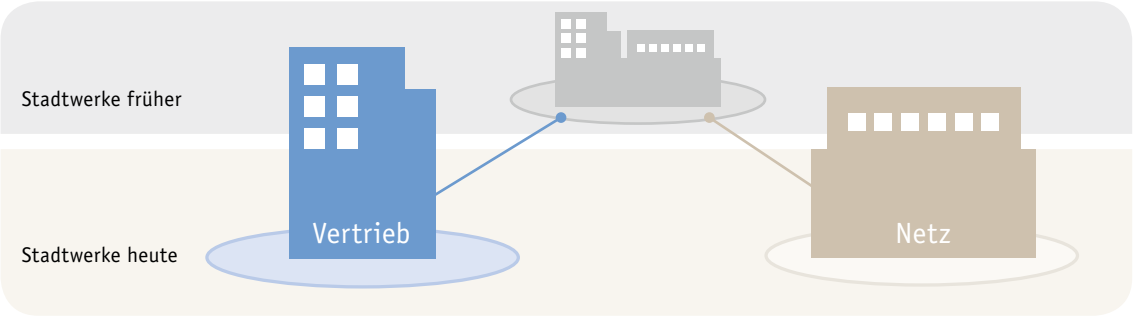
1.2 Unbundling

Seit der Novellierung des EnWG im Jahre 2005 sind die deutschen Energieversorgungsunternehmen (EVU) zum Unbundling zwischen Netz und den restlichen Aktivitäten (z. B. Vertrieb) verpflichtet. Das Unbundling, auch Entflechtung genannt, bezeichnet allgemein die Herstellung der Unabhängigkeit zwischen den verschiedenen Unternehmensaktivitäten (Geschäftsfeldern) eines Unternehmens.

Für die Energieversorger sind durch das EnWG fünf Arten des Unbundling vorgeschrieben

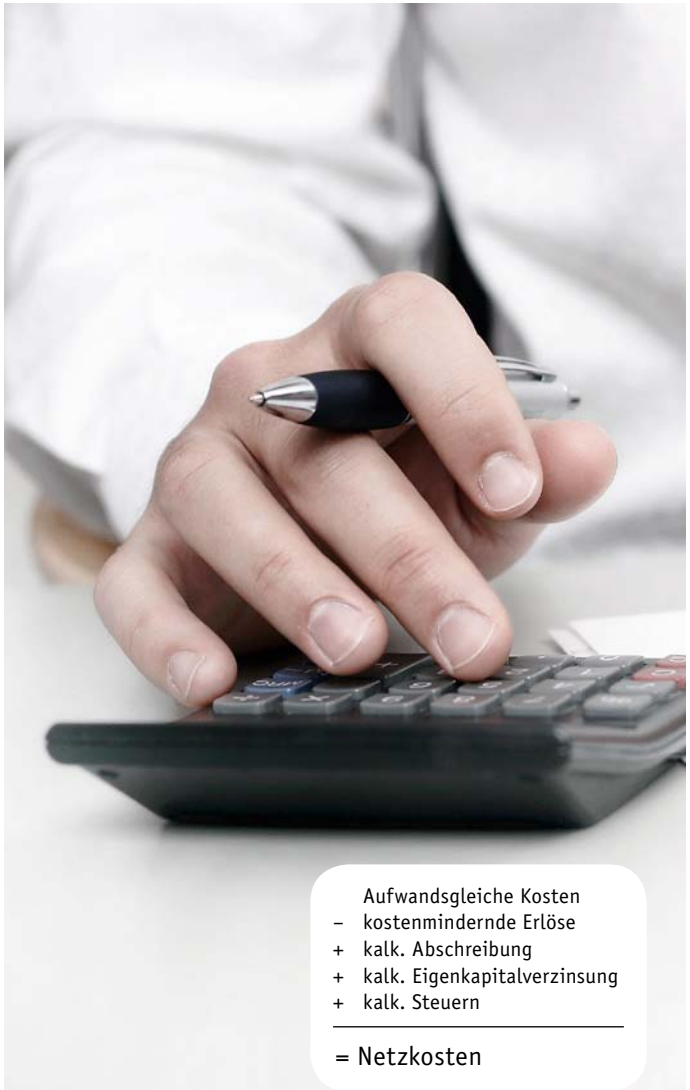
Eigentumsrechtliches Unbundling	Gesellschaftsrechtliches Unbundling	Organisatorisches Unbundling	Informationelles Unbundling	Buchhalterisches Unbundling
Getrennte Eigentümerstrukturen	Gesellschaftsrechtliche Trennung von Netz und Betrieb	Unabhängigkeit des Netzbetreibers in seinen Entscheidungen	Kein bevorzugter Zugriff des eigenen Vertriebs auf sensible Netzdaten	Getrennte Konten für die verschiedenen Tätigkeiten

Von dem eigentumsrechtlichen Unbundling sind jedoch die regionalen Stadtwerke und Verteilnetzbetreiber nicht betroffen. Das gesellschaftsrechtliche Unbundling ist für kleine Stadtwerke (weniger als 100.000 Kunden) nicht verpflichtend. Aber auch die kleinen Versorger müssen hinsichtlich Fristen, Meldepflichten, Datenerhebungen und Datentransfer die gleichen Anforderungen erfüllen, weshalb Kooperationen oder die Unterstützung durch andere Unternehmen von besonderer Bedeutung sind.
Das Unbundling führt zu einem entscheidend geänderten Selbstverständnis von Netz und Vertrieb. Denn durch die Liberalisierung sind die Kunden des Netzes nicht automatisch auch die Kunden des Vertriebs. Die Kunden haben die Möglichkeit, ihren Strom- und Gasanbieter frei zu wählen.



Beide Bereiche für sich müssen eigenständig ihr Risiko tragen und ihre Rendite erwirtschaften!

1.3 Kostenregulierung als Vorgänger der Anreizregulierung



Im Rahmen der Verbändevereinbarungen Ende der 90er Jahre wurden bereits Regelungen zu den Netznutzungs- und Netzzugangsbedingungen sowie zur Berechnung der Netzentgelte vereinbart. Mit der Novellierung des EnWG in 2005 und den kurz darauf in Kraft getretenen Netzentgeltverordnungen wurde die Kostenregulierung rechtlich verpflichtend für die Ermittlung der Netzentgelte (siehe Grafik Seite 3).
Kostenregulierung bedeutet, dass die Höhe der Netzerlöse von den im Unternehmen entstehenden Kosten des Netzes beschränkt wird.
Bis einschließlich 2008 wurden die Netzentgelte nach diesem Prinzip von der Regulierungsbehörde geprüft und genehmigt. In der liberalisierten Welt sind die Netzentgelte für alle „Vertriebe", welche Kunden in diesem Netz versorgen, gleich hoch. Das heißt, ein „fremder" Vertrieb zahlt dieselben Netzentgelte wie der „eigene" Vertrieb des Netzbetreibers (Diskriminierungsfreiheit).
Die Netzkosten setzen sich aus bestimmten Positionen des handelsrechtlichen Jahresabschlusses (aufwandsgleiche Kosten und kostenmindernde Erlöse) und kalkulatorischen Kosten (Abschreibung, Eigenkapitalverzinsung und Steuern) zusammen.

Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung stellt den von den Regulierungsbehörden zugestandenen Gewinn des Netzbetreibers dar!

Die Schwäche eines rein kostenbasierten Systems besteht darin, dass der Anreiz zu Kosteneinsparungen fehlt. Durch die Kopplung der Erlöse an die Kosten besteht die Tendenz, die Netze über das notwendige Maß hinaus auszubauen und zu betreiben.

Durch die Weiterentwicklung zur Anreizregulierung können Schwächen der Kostenregulierung teilweise ausgeglichen werden und der Netzbetreiber wird zu effizientem Handeln verpflichtet. Er allein trägt das Ergebnisrisiko von nicht erreichten Effizienzvorgaben!

Wesentliche Kostenarten eines durchschnittlichen Netzbetreibers

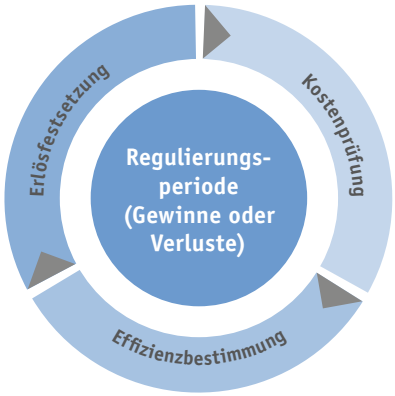
2. Die Anreizregulierung für deutsche Energienetze

2.1 Grundlagen der Anreizregulierung

Die Schwächen der Kostenregulierung werden durch die Anreizregulierung teilweise ausgeglichen. Genehmigt werden nur die Erlöse, die einer effizienten Kostenstruktur entsprechen. Es kommt zu einer Entkoppelung von den tatsächlichen Kosten und den genehmigten Erlösen. Durch die Festlegung einer Erlösobergrenze entsteht ein Anreiz, aber auch ein zum Teil erheblich wachsender Druck auf die Kostenstruktur der Unternehmen. In Deutschland wurde dieses System mit der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) 2009 eingeführt.

Die gesamte unternehmensindividuelle Strategie des Netzbetreibers sollte sich zukünftig an den Anforderungen und Gegebenheiten der Anreizregulierung ausrichten.

Grundlage für die Erlösobergrenze einer Regulierungsperiode bilden die Netzkosten eines Basisjahres. Jede Regulierungsperiode (5 Jahre) startet mit einer **Kostenprüfung**. Die Netzkosten setzen sich zusammen aus aufwandsgleichen und kalkulatorischen Kosten. Sie werden einer Kostenprüfung unterzogen, ggf. gekürzt und fließen dann in den Effizienzvergleich ein.



In den **Effizienzvergleich** gehen neben den Kosten auch Strukturdaten der Unternehmen ein. Als Vergleichsparameter auf der Strukturseite kommen u. a. die Anschlusspunkte, die versorgte Fläche und die zeitgleiche Jahreshöchstlast gemäß ARegV in Frage.
Um die individuelle **Effizienz** eines Netzbetreibers zu ermitteln, werden von der Behörde alle Netzbetreiber im **Benchmark**-Verfahren miteinander verglichen. Dabei wird ermittelt, welche Unternehmen die strukturseitigen Parameter mit möglichst geringen Kosten bereitstellen. Diese effizienten Netzbetreiber dienen als Maßstab für die Erlösvorgaben aller anderen Netzbetreiber.
Kleinen Netzbetreibern steht optional das vereinfachte Verfahren mit einigen Erleichterungen und einer vorgegebenen Effizienz zur Verfügung.
Im Anschluss daran legen die Regulierungsbehörden (Landesregulierungsbehörden bzw. Bundesnetzagentur) die **Erlösobergrenze** jedes Netzbetreibers für die kommende Regulierungsperiode fest.

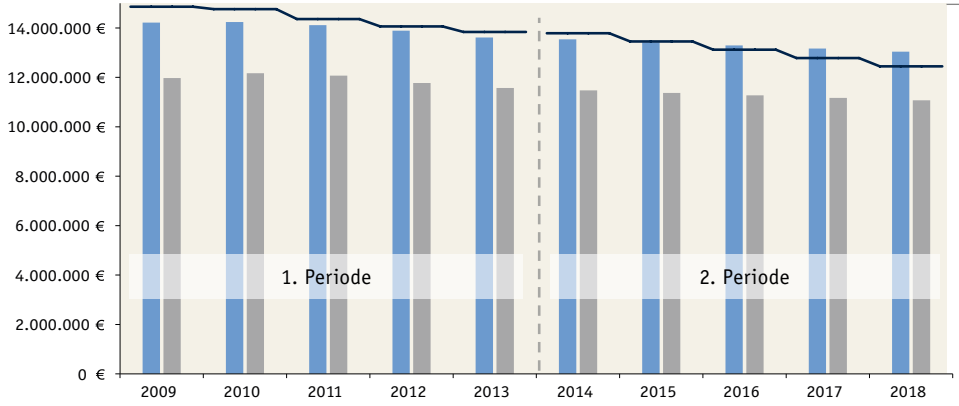
2.2 Erlöspfadmanagement

Die Kostenprüfung und der Effizienzvergleich finden immer vor Beginn der Regulierungsperiode auf Basis eines festgelegten Basisjahres statt. Hierfür werden u. a. zahlreiche Kosten- und Strukturdaten von den Landesregulierungsbehörden bzw. von der BNetzA eingefordert. Da diese Datenmeldung die Basis für die Erlösobergrenze der nächsten fünf Jahre darstellt, ist hierauf ein besonderes Augenmerk zu legen.

Eine korrekte und nachvollziehbare Kostenmeldung für das Basisjahr ist für das Netzergebnis der nächsten fünf Jahre entscheidend!

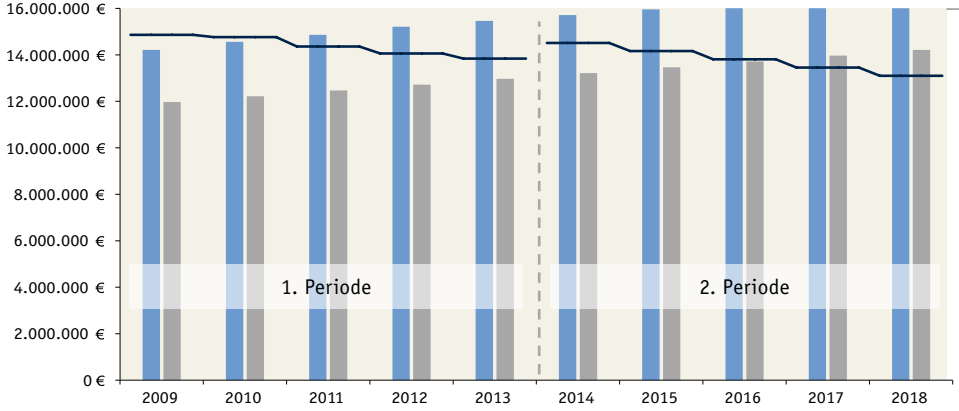
Die genehmigten Erlöse entsprechen im ersten Jahr der Regulierungsperiode noch den genehmigten Kosten, jedoch werden die Erlöse über die Regulierungsperiode abgeschmolzen, so dass sich ein Kostendruck für die Unternehmen aufbaut. Die Vorgaben zur Absenkung der Netzkosten resultieren aus der individuellen Effizienz bzw. Ineffizienz (= beeinflussbare Kosten).
Aus Sicht des Unternehmens sollten jedes Jahr die kalkulatorischen Netzkosten gemäß den rechtlichen Regulierungsvorgaben intern ermittelt und den Erlösen gegenübergestellt werden. Ein einfacher handelsrechtlicher Jahresabschluss und eine konventionelle Kostenrechnung sind für das Erlöspfadmanagement nicht ausreichend. Liegen die regulatorischen Kosten über dem Erlöspfad, wird ein Verlust generiert. Liegen die regulatorischen Kosten jedoch unter dem Erlöspfad, kann der Netzbetreiber zumindest kurzfristig, bis zur nächsten Regulierungsperiode, zusätzliche Gewinne erwirtschaften. Dies wird als Erlöspfadmanagement (EPM) bezeichnet.
Diese durch Kosteneinsparungen erzielten Gewinne werden mit einem Zeitverzug (in der nächsten Regulierungsperiode) an die Kunden weitergegeben, womit dem Zweck der Anreizregulierung Rechnung getragen wird.
In der nebenstehenden Grafik ist das eben beschriebene Erlöspfadmanagement am Beispiel eines Stromnetzbetreibers dargestellt. Die Säulen spiegeln die Kosten wider, denen der Erlöspfad (Linie) gegenübergestellt wird. Die obere Darstellung zeigt eine gute Umsetzung, bei der unteren Darstellung hat keine Umsetzung des Erlöspfadmanagements stattgefunden.

Um eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu erreichen, muss der Netzbetreiber sicherstellen, dass die Kosten nachhaltig unterhalb der vorgeschriebenen Erlösobergrenze liegen.



Muster-Stromnetzbetreiber, gute Umsetzung EPM

regulatorische Kosten
handelsrechtliche Kosten
Erlöspfad



Muster-Stromnetzbetreiber, keine Umsetzung EPM

regulatorische Kosten
handelsrechtliche Kosten
Erlöspfad

2.3 Investitionen in der Anreizregulierung

Trotz der schwierigen Bedingungen in der Anreizregulierung sind Investitionen in Netze notwendig. Nicht nur aus technischen Aspekten, sondern auch um eine nachhaltige Rendite aus dem Netzgeschäft zu sichern.

Berücksichtigung von Investitionen im Erlöspfad

- Erweiterungsfaktor
- Investitionsbudget
- Vor der nächsten Regulierungsperiode: Kostenprüfung

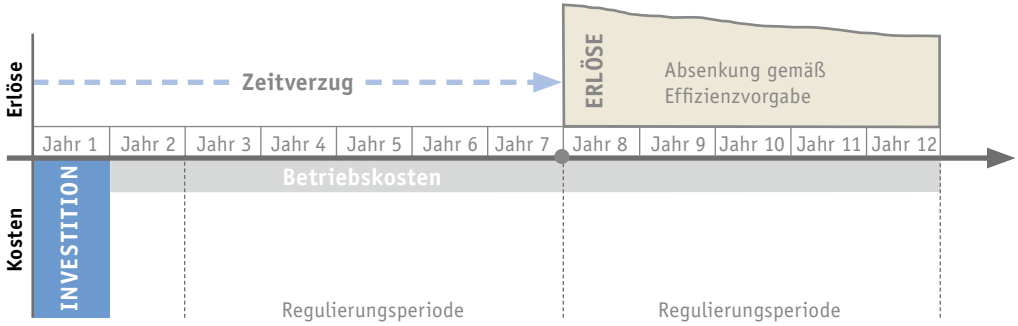
Berücksichtigung von Investitionen

Grundsätzlich bestehen drei Möglichkeiten, Investitionen als Erlöse geltend zu machen: während der Regulierungsperiode durch den Erweiterungsfaktor oder das Investitionsbudget (beide in der ARegV verankert), vor der nächsten Regulierungsperiode durch die Kostenprüfung im Basisjahr.
Für Stadtwerke spielt das Investitionsbudget jedoch nur eine untergeordnete Rolle, da die Voraussetzungen für eine Genehmigung sehr hoch sind.

Herausforderungen durch den Zeitverzug

Alle fünf Jahre werden die Netzkosten bei der Kostenprüfung im Basisjahr berücksichtigt. Dabei werden auch die durch neue Investitionen entstehenden Kapitalkosten mit einbezogen. Zum Beginn der darauf folgenden Regulierungsperiode bilden diese Kosten die Basis für den Erlöspfad. Dies bedeutet, dass es bis zu 7 Jahre dauern kann, bis die ersten Erlöse für eine Investition erzielt werden, weshalb viele Investitionen nicht mehr wirtschaftlich durchgeführt werden können. Dadurch reduziert sich auch die zugestandene Eigenkapitalverzinsung drastisch.

Die Einnahmeverzögerungen von bis zu 7 Jahren machen viele Investitionen unwirtschaftlich!

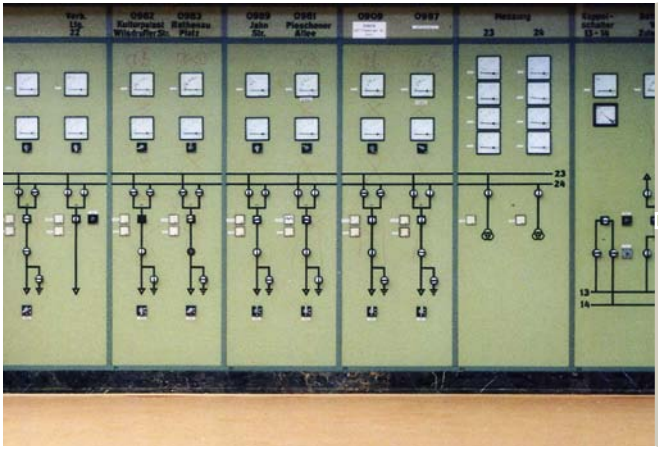


Blick in die Zukunft

3. Blick in die Zukunft

3.1 Energiewende und deren Auswirkungen

Durch die beschlossene Energiewende in Deutschland stehen die deutschen Stromnetze vor einer schwierigen Aufgabe. Große Mengen von konventioneller Energie müssen möglichst durch erneuerbare Energiequellen ersetzt werden. Die Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie erfolgt jedoch volatil und dezentral. Die Übertragungs- und vor allem auch die Verteilnetze müssen dadurch auf schnellere und häufigere Lastschwankungen sowie sich ändernde Lastflussrichtungen reagieren können. Hierfür ist ein technischer Umbau der Verteilnetze erforderlich.
Durch neue Technologien, die verstärkte dezentrale Erzeugung von Bio-Erdgas und den steigenden Einsatz von Erdgas als Kraftstoff steigen die Anforderungen an Gasnetze. Zunehmend müssen Gaskraftwerke zur kurzfristigen Spitzenabdeckung in der Elektrizitätserzeugung herangezogen werden. Die Gasnetze müssen dann die Versorgung der Gaskraftwerke sicherstellen. In Zukunft ist es auch denkbar, dass mit überschüssigem Strom durch die Elektrolyse von Wasser Wasserstoff erzeugt wird, der in gewissem Umfang in das Gasnetz eingespeist wird. Bei Strombedarf könnte dieses Gas durch Turbinen wieder in Strom umgewandelt werden.



Bisherige Versorgungsnetze funktionierten nur in eine Richtung. Künftige Netze werden intelligent und bidirektional sein.

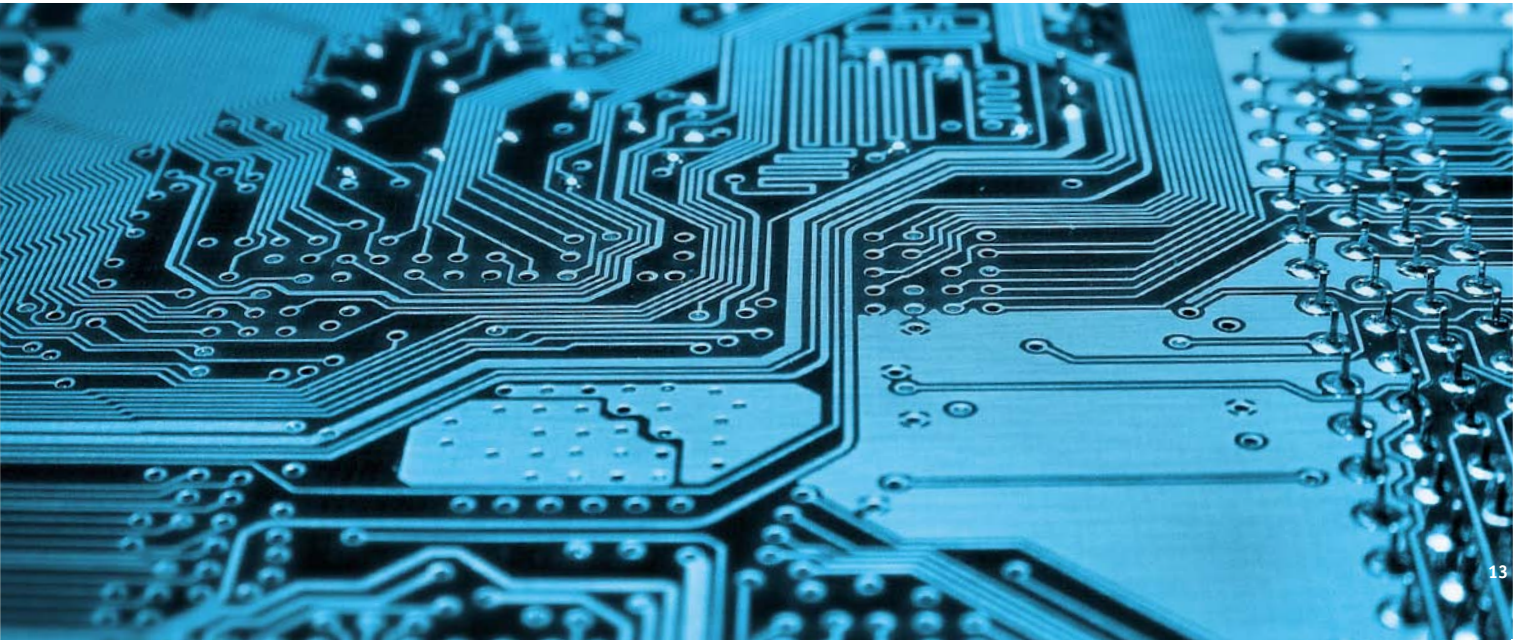
3.2 Smart Grid

Zudem soll es in der Zukunft intelligente Netze, sogenannte „Smart Grids“ geben. Alle Wertschöpfungsstufen bis hin zum Energieverbrauch des Kunden sollen in Einklang gebracht werden.
Um dies zu ermöglichen, sollen Energieerzeuger, Übertragungs- und Verteilnetze und die Energieverbraucher durch moderne Informations- und Kommunikationssysteme miteinander verbunden werden.
Ziel ist die effiziente und umweltfreundliche Nutzung der zur Verfügung stehenden Primärenergie.

Wie können die Verteilnetzbetreiber die enormen Investitionskosten für den Ausbau der Strom- und Gasverteilnetze tragen und wie werden diese Investitionen durch das heutige Regulierungsregime abgedeckt?

Verschiedene Typen von Netzbetreibern

Strom: ÜNB (Übertragungsnetzbetreiber) Gas: FNB (Fernleitungsnetzbetreiber)	Übertragen Strom bzw. verteilen Gas über große Entfernungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen bzw. Hochdrucknetzen.
Stadtwerke/Regionalversorger Strom: VNB (Verteilnetzbetreiber) Gas: ANB (Ausspeisenetzbetreiber)	Sorgen für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Mittel- und Niederspannungsnetze bzw. Mittel- und Niederdrucknetze; sind für die Versorgung der Endkunden verantwortlich.



3.3 Voraussetzungen für die Netze der Zukunft

Um die Anforderungen an moderne und innovative Netze erfüllen zu können, ist aus Sicht der Netzbetreiber der derzeitige Regulierungsrahmen nicht mehr zeitgemäß ausgestaltet.
Für die Netzbetreiber ist es entscheidend, **Sicherheit über unternehmerische Investitionsentscheidungen** zu haben. Dies ist nur durch klare Vorgaben des Gesetz- bzw. Verordnungsgebers möglich, wobei Ermessensspielräume der Regulierungsbehörden begrenzt werden sollten.
Wesentlich ist hierbei, dass die zugestandene **Eigenkapitalrendite** auch erreicht werden kann und nicht durch den Zeitverzug etwa halbiert wird. Dies führt zu Investitionshemmnissen.
Da nicht zuletzt aufgrund der Energiewende umfangreiche Investitionen erforderlich sind, ist es dringend nötig, **Investitionsanreize** zu schaffen und Innovationen durch eine entsprechende Rendite zu belohnen. Aber auch eine angemessene Rendite für die derzeitigen Aufgaben muss im Hinblick auf eine sichere Energieversorgung garantiert werden.
Allgemein sollte die Anreizregulierung durch eine Regulierung mit Investitionsanreizen abgelöst werden, in der Abstand von den individuellen Effizienzvorgaben genommen wird. Ein weiterer Effizienzbenchmark nach der zweiten Regulierungsperiode macht keinen Sinn, da per Definition alle Ineffizienzen bis dahin abgebaut sind und der Investitionsspielraum der Netzbetreiber unnötig eingeengt wird.

Überprüfung Effizienzbenchmark	Investitionsanreize schaffen	Planungssicherheit herstellen
Nach zweiter Regulierungsperiode sind alle Ineffizienzen bereits abgebaut	Investitionen und Innovationen durch Rendite belohnen	Zugestandene Rendite muss erreichbar sein; Behebung des Zeitverzugs

Bundesnetzagentur

Zentrale Forderung: Schaffung eines investitions- und innovationsfreundlichen Klimas für die Netzbetreiber durch Änderung der derzeitigen Anreizregulierungsverordnung!

Aus Verantwortung für den kommunalen Lebensraum

Trotz aller Herausforderungen, die sich durch den aktuellen Regulierungsrahmen, die politischen Einflüsse und technischen Notwendigkeiten ergeben, ist ein regional aufgestellter und vor Ort agierender Netzbetreiber mit kommunaler Verankerung die passende Antwort auf die Frage nach einer sicheren, nachhaltigen und kundennahen Energieversorgung.
Er sichert die kommunale Infrastruktur, die Nähe schafft Vertrauen bei den Bürgern, und die vielfältigen Kompetenzen sorgen für die nötigen Antworten auf fast allen Themenfeldern.
Vor diesem Hintergrund haben in Deutschland 450 Städte und Gemeinden – auch Wiesbaden über die WVV Wiesbaden Holding GmbH – aus Verantwortung für den Lebensraum von rund acht Millionen Menschen ihre 90 kommunalen Energie- und Wasserversorgungsunternehmen in die Thüga-Gruppe eingebunden. Ziel ist es, durch Zusammenarbeit Mehrwert für den einzelnen Lebensraum zu schaffen und kommunale Werte nachhaltig zu sichern.
Die Zusammenarbeit im Netzwerk ermöglicht Effizienzen, die dem Einzelnen nicht möglich sind, und baut so die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen aus. Die ESWE Versorgungs AG sowie die ESWE Netz GmbH sind Teil dieses Netzwerkes. In der Thüga-Gruppe sind die Rollen klar verteilt: Die 90 Partner sorgen für die aktive Marktbearbeitung mit ihren lokalen und regionalen Marken. Thüga – Kapitalpartner der Städte und Gemeinden und in dieser Funktion Minderheitsgesellschafter bei den Unternehmen – ist als Kern der Gruppe mit der unternehmerischen Entwicklung beauftragt: Gewinnung neuer Partner, Wertsicherung und -entwicklung des einzelnen Unternehmens, Koordination und Moderation von Projekten sowie Steuerung der Zusammenarbeit in der Gruppe.

Kompetenz und Entscheidungsautonomie in Verbindung mit einer strategischen Partnerschaft ist das Erfolgsmodell: Wettbewerbsfähigkeit und Entwicklung für Ihren lokalen Netzbetreiber!

Herausgeber
ESWE Versorgungs AG
Konradinerallee 25
65189 Wiesbaden

Tel.: 0611 780-0
Fax: 0611 780-2339
E-Mail: info@eswe.com
www.eswe-versorgung.de

März 2012

Impressum:
Thüga Aktiengesellschaft
Nymphenburger Straße 39 · 80335 München
Sebastian Freier
Tel.: 089 38197-1266
E-Mail: sebastian.freier@thuega.de
www.thuega.de