



Internationale Regulierungssysteme

Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen

Im Auftrag der Bundesnetzagentur


18.08.2014

Endbericht



in Kooperation mit





Internationale Regulierungssysteme

Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen

IM AUFTRAG DER BUNDESNETZAGENTUR

18.08.2014

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte des Berichts bleiben allein dem Autor vorbehalten.

Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Original ausgedruckten Berichtssatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Berichtssatzes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Berichtssatzes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

INHALTSVERZEICHNIS

Management-Summary

1	Einleitung	1
1.1	Hintergrund	1
1.2	Ziel und Struktur des Gutachtens	1
2	Vorgehen und Analyseschwerpunkte	4
2.1	Regulierungsinstrumente zur Förderung von Effizienz	4
2.1.1	Anreize zur Effizienzerhöhung	4
2.1.2	Sanktionen für geringe Effizienz	6
2.2	Regulierungsinstrumente zur Erhöhung der Investitionsanreize	9
2.3	Regulierungsinstrumente zur Wahrung der Versorgungsqualität	10
2.4	Regulierungsinstrumente zur Förderung von Innovationen	11
2.5	Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes	11
3	Länderberichte	13
3.1	Großbritannien	13
3.1.1	Rahmenbedingungen	13
3.1.1.1	Struktur und Organisation der Transport- und Verteilnetze	13
3.1.1.2	Energiewirtschaftliche Ziele	14
3.1.2	Regulierungsansatz	14
3.1.2.1	Überblick	14
3.1.2.2	Effizienz	17
3.1.2.3	Investitionen	19
3.1.2.4	Qualität	20
3.1.2.5	Innovationen	22
3.1.2.6	Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes	22
3.1.3	Zwischenfazit - Großbritannien	22
3.2	Italien	23
3.2.1	Rahmenbedingungen	23
3.2.1.1	Struktur und Organisation der Transport- und Verteilnetze	23
3.2.1.2	Energiewirtschaftliche Ziele	23
3.2.2	Regulierungsansatz	24
3.2.2.1	Überblick	24
3.2.2.2	Effizienz	26
3.2.2.3	Investitionen	27
3.2.2.4	Qualität	29
3.2.2.5	Innovationen	29
3.2.2.6	Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes	30
3.2.3	Zwischenfazit - Italien	30
3.3	Niederlande	31
3.3.1	Rahmenbedingungen	31
3.3.1.1	Struktur und Organisation des Transport- und Verteilnetzes	31
3.3.1.2	Energiewirtschaftliche Ziele	32

3.3.2	Regulierungsansatz	34
3.3.2.1	Überblick	34
3.3.2.2	Effizienz	39
3.3.2.3	Investitionen	43
3.3.2.4	Qualität	46
3.3.2.5	Innovationen	48
3.3.2.6	Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes	48
3.3.3	Zwischenfazit - Niederlande	49
3.4	Norwegen	50
3.4.1	Rahmenbedingungen	50
3.4.1.1	Struktur und Organisation des Transport- und Verteilnetzes	50
3.4.1.2	Energiewirtschaftliche Ziele	51
3.4.2	Regulierungsansatz	52
3.4.2.1	Überblick	52
3.4.2.2	Effizienz	54
3.4.2.3	Investitionen	55
3.4.2.4	Qualität	57
3.4.2.5	Innovationen	58
3.4.2.6	Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes	59
3.4.3	Zwischenfazit - Norwegen	59
3.5	Österreich	59
3.5.1	Rahmenbedingungen	59
3.5.1.1	Struktur und Organisation des Transport- und Verteilnetzes	60
3.5.1.2	Energiewirtschaftliche Ziele	61
3.5.2	Regulierungsansatz	62
3.5.2.1	Überblick	62
3.5.2.2	Effizienz	65
3.5.2.3	Investitionen	73
3.5.2.4	Qualität	78
3.5.2.5	Innovationen	79
3.5.2.6	Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes	82
3.5.3	Zwischenfazit - Österreich	83
3.6	USA	86
3.6.1	Rahmenbedingungen	86
3.6.1.1	Struktur und Organisation des Transport- und Verteilnetzes	86
3.6.1.2	Energiewirtschaftliche Ziele	88
3.6.2	Regulierungsansatz	89
3.6.2.1	Überblick	89
3.6.2.2	Effizienz	91
3.6.2.3	Investitionen	92
3.6.2.4	Qualität	93
3.6.2.5	Innovationen	93
3.6.2.6	Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes	93
3.6.3	Zwischenfazit - USA	93
4	Zusammenfassende Gegenüberstellung der Regulierungsansätze	96
4.1	Regulierungsinstrumente für Effizianreize	96
4.1.1	Anreize aus dem Regulierungsansatz	96
4.1.2	Methoden der Effizienzbestimmung	100
4.2	Regulierungsinstrumente für Investitionsanreize	104
4.3	Regulierungsinstrumente für die Qualitätsregulierung	107
4.4	Regulierungsinstrumente für die Innovationsregulierung	110

4.5	Einfachheit der Regulierung und Transparenz	112
5	Anwendbarkeit relevanter Regulierungsinstrumente im deutschen Regulierungsrahmen	115
5.1	Regulierungsinstrumente für Effizianzanreize in Deutschland	117
5.1.1	Lange Regulierungsperiode	117
5.1.2	Verzögerter oder teilweiser Kosten-/Erlösabgleich	118
5.1.3	Gewichtung multipler Effizienzverfahren oder Yardstick-Vergleich	119
5.1.4	Bestimmung der Effizienz auf Basis von Gesamtkosten	119
5.2	Regulierungsinstrumente für Investitionsanreize in Deutschland	120
5.2.1	Wesentliche Ziele	120
5.2.2	Risikobasierte Kapitalverzinsung von Investitionen	121
5.2.3	Berücksichtigung von Investitionen in der Erlösbergrenze	121
5.2.4	Anreize zur Ausnutzung der technischen Lebensdauer	122
5.3	Regulierungsinstrumente für Qualitätsregulierung in Deutschland	123
5.4	Regulierungsinstrument für Innovationsregulierung in Deutschland	124
5.5	Transparenz des deutschen Regulierungsansatzes	124
	Abkürzungsverzeichnis	126
	Abbildungsverzeichnis	129
	Tabellenverzeichnis	130

MANAGEMENT SUMMARY

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) ist nach Artikel 33 Abs. 1 ARegV verpflichtet, eine Evaluierung der Anreizregulierung durchzuführen. Der Bericht soll dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bis zum 31.12.2014 vorgelegt werden und auch Angaben zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber und die Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen enthalten. Die BNetzA kann auch ein neues oder weiter entwickeltes Konzept für eine Anreizregulierung vorschlagen.

Bei der Evaluierung der Anreizregulierung soll gemäß Art. 33 Abs. 2 ARegV auch die Erfahrung aus dem Ausland berücksichtigt werden. Dazu möchte die BNetzA relevante Regulierungsansätze in anderen Ländern analysieren und in die Bewertung des deutschen Anreizregimes einfließen lassen. Das vorliegende Gutachten beschreibt die Regulierungsansätze in sechs europäischen und außereuropäischen Ländern und stellt die dort gewonnenen Erfahrungen gegenüber. Bestimmend für die Auswahl der Länder ist ein breites Spektrum unterschiedlicher Regulierungsansätze, von einer modifizierten Kosten-plus Regulierung über Erlös- bzw. Tarifobergrenzenregulierung bis hin zur Yardstick-Regulierung. Auf dieser Basis wurden die Regulierungssysteme in Großbritannien, Italien, Niederlande, Norwegen, Österreich und den USA ausgewählt.

Die Wirkungsweise und Wirksamkeit der sechs Regulierungsansätze werden anhand von vier zentralen Regulierungszielen untersucht: Förderung von Effizienz, Investitionen, Qualität und Innovationen. Bei der Bewertung der Systeme werden auch die Transparenz des Regulierungsansatzes sowie die Einfachheit der Umsetzung qualitativ beurteilt.

Für jedes der Regulierungsziele wurden die relevanten Regulierungsinstrumente herausgearbeitet. Diese sind in Abbildung 1 dargestellt.



Abbildung 1: Relevante Regulierungsinstrumente zur Erreichung der vier zentralen Regulierungsziele sowie Einfachheit und Transparenz

Die Wirkungsweise jedes Regulierungsinstruments hängt von seiner Einbettung in den jeweiligen landesspezifischen Regulierungsrahmen ab und darf nur unter Berücksichtigung der Wechselwirkung mit anderen Instrumenten beurteilt werden. Aufgrund der zum Teil erheblich vom deutschen System abweichenden Regulierungsansätze ist eine Übertragbarkeit singulärer Instrumente oft nur eingeschränkt möglich.

Die Analyse der sechs internationalen Regulierungsansätze führt zu den folgenden Beobachtungen:

1. Die Regulierungsansätze sind äußerst unterschiedlich. Eine Entwicklung hin zu allgemein präferierten Regulierungsinstrumenten ist nicht erkennbar.

Die übergeordneten Regulierungsziele sind in allen Ländern vergleichbar. Zu Beginn der Einführung der Anreizregulierung lag der Fokus auf Kosteneffizienz. Alle Länder streben auch heute hohe Kosteneffizienz bei gleichzeitig hoher Versorgungsqualität an. Im Laufe der Zeit bekam die Sicherstellung ausreichender Investitionstätigkeit eine wachsende Bedeutung. So gehören heute in allen Ländern neben Kosteneffizienz auch ausreichende Investitionen und Innovationen zu den zentralen Zielen der Regulierung. Die Verschiebung der Ziele im Laufe der Zeit erfolgte in den meisten Fällen durch eine **kontinuierliche Weiterentwicklung einzelner Regulierungsinstrumente**. Die Grundstrukturen der jeweiligen Regulierungsansätze blieben weitgehend unverändert.

Die längste Tradition hat die Regulierung in den USA, die sich auf Basis einer Kosten-plus bzw. Renditeregulierung über Jahrzehnte durch schrittweise Ergänzung von Anzelelementen weiterentwickelte. Großbritannien kann die längste Erfahrung mit der modernen Form der Anreizregulierung, der sogenannten Effizienz- oder Obergrenzen-Regulierung (RPI-X: Retail Price Index abzüglich eines Effizienzfaktors), vorweisen. Sie wurde bereits Ende der 80er Jahre eingeführt. Die 2013 vorgenommene Weiterentwicklung zum heutigen RIIO-Ansatz (Revenue = Investment + Innovation + Outputs) kann als eine kontinuierliche und konsequente Fortentwicklung dieses Regulierungsansatzes angesehen werden. Auch in Norwegen wurde Mitte der 90er Jahre eine RPI-X-Regulierung eingeführt. Dieser Ansatz wurde 2007 komplett überarbeitet. Insbesondere wurde eine jährliche Neuberechnung der Erlösobergrenzen eingeführt und die Effizienzziele an Branchendurchschnitten ausgerichtet. Damit wurden die als unzureichend empfundenen Investitionsanreize maßgeblich verstärkt.

Die **Regulierungsansätze für Übertragungs-, Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber sind oft ähnlich**, sie unterscheiden sich jedoch in der Art der Effizienzbestimmung und wie diese in die Obergrenzen überführt werden. So werden wegen fehlender nationaler Vergleichsunternehmen z.T. internationale Effizienzvergleiche bei Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführt. Aufgrund der schwierigen Vergleichsbasis werden die Ergebnisse allerdings von den Regulierungsbehörden individuell bewertet und ggfs. angepasst. Auch werden vereinzelt für bestimmte Ineffizienzen längere Fristen zum Abbau eingeräumt, beispielsweise in den Niederlanden für identifizierte Ineffizienzen bei Investitionen, die bereits vor Einführung der Anreizregulierung bestanden.

2. Steigende Effizianreize durch die Schaffung der Möglichkeit hoher Renditen bzw. Gewinne.

Die Weiterentwicklung der Anreizverfahren führte in der Regel im Laufe der Zeit zu einer Erhöhung der Effizianreize. In den Jahren 2000/2001 wurden in den Niederlanden und Italien sogenannte Yardstick-Verfahren eingeführt. In Italien wurde anfänglich ein Yardstick-

Verfahren auf Basis von Gesamtkosten eingeführt, welches jedoch seit der letzten Regulierungsperiode auf die Betriebskosten reduziert wurde. Norwegen verwendet bereits seit Beginn der Anreizregulierung einen Yardstickansatz. Die starken Anreize zur Effizienzerhöhung gehen bei diesem Verfahren von einer **andauernden (teilweisen) Entkoppelung von Kosten und Erlösen aus**. In den Niederlanden, Norwegen und - beschränkt auf Betriebskosten - auch in Italien wird die Entkopplung dadurch erreicht, dass sich die Erlösobergrenze immer an den Kosten eines Vergleichsunternehmens mit branchendurchschnittlicher Effizienz orientiert und damit teilweise oder vollständig von den individuellen Kosten entkoppelt wird. Der Bezug auf branchendurchschnittliche Vergleichsunternehmen bietet hohe Effizianzanreize, selbst wenn die Regulierungsperiode bzw. der Zeitabstand zwischen der Neubestimmung der Erlösobergrenze (EOG) relativ kurz ist, wie z.B. in Norwegen (1 Jahr) oder den Niederlanden (3 Jahre).

In Großbritannien werden die Anreize zur Kosteneffizienz vor allem durch eine **Verlängerung der Regulierungsperiode** von fünf auf acht Jahre mit der Einführung des RIIO-Ansatzes im Jahr 2013 erhöht.

3. Die Verfahren zur Effizienzbestimmung sind uneinheitlich und formen einen Kompromiss zwischen Berücksichtigung individueller Besonderheiten und allgemeiner Gültigkeit.

Eine belastbare Effizienzbestimmung ist wesentlich für die Akzeptanz der Anreizregulierung. Dabei ist es unerheblich, ob die Effizienz als Abstand zum effizientesten Unternehmen oder zum Branchendurchschnitt ermittelt wird. Zu hohe Effizienzvorgaben hemmen Investitionen und gefährden eine nachhaltige Versorgungsqualität. Zu niedrige Effizienzvorgaben verringern nicht per se die Effizianzanreize, sie verringern allerdings den Druck auf die Netzbetreiber.

Bislang hat sich international noch kein Effizienzvergleichsverfahren als überlegen herausgestellt. Bei den **Frontier-Verfahren kommen oft unterschiedliche Methoden zum Einsatz**, die in der Regel parallel angewendet werden, um die spezifischen Schwächen der einzelnen Methoden auszugleichen. Damit soll die Akzeptanz der Ergebnisse erhöht werden. In Ländern mit **Yardstick-Verfahren** hat sich dagegen wahrscheinlich aufgrund der methodischen Schwierigkeiten bei der Berechnung von Branchendurchschnittswerten noch **keine Verwendung mehrerer Verfahren** durchgesetzt. Es ist davon auszugehen, dass die methodische Komplexität der Bestimmung von Branchendurchschnittswerten die Anwendung mehrerer Verfahren erschwert. In Schweden zum Beispiel wurden die Erlöse mittels unzureichend transparent ermittelter Parameter berechnet. Die Ergebnisse waren nicht nachvollziehbar und führten zu zahlreichen Klagen der Netzbetreiber und schließlich zur Absetzung des alten und Einführung eines neuen vereinfachten Systems.

In zwei der drei Länder, in denen Yardstick-Verfahren zum Einsatz kommen, dient **ein Tarifkorb als Basis für den Kostenvergleich**. Der Vorteil eines Tarifkorbes besteht darin, dass er aus rein exogenen, d.h. durch den Netzbetreiber nicht zu beeinflussenden Parametern besteht. Die Anwendung eines Tarifkorbes setzt allerdings auch voraus, dass alle relevanten Kostentreiber erfasst werden. In den Niederlanden wurden umfangreiche Untersuchungen angestellt und konkludiert, dass ein Kostenvergleich auf Basis eines Tarifkorbes keine unzulässigen Verzerrungen darstellt.

Die meisten Verfahren zur Effizienzbestimmung beruhen heute auf **Gesamtkosten**. In Großbritannien wurde allerdings bei der Einführung der RPI-X-Regulierung Ende der 80er Jahre zwischen Kapital- und Betriebskosten unterschieden. Die Regulierung hat sich im Laufe der Zeit weiterentwickelt und mündet heute in eine sehr aufwendige Regulierung, die zwar immer noch

Kapital- und Betriebskosten unterschiedlich reguliert, aber heute z.B. neben Betriebskosten auch Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen beim Effizienzvergleich berücksichtigt. Auch werden heute die Kapitalkosten von Bestandsanlagen bei den umfangreichen Effizienzprüfungen mit berücksichtigt, um eine Kapitalisierung von Betriebskosten zu vermeiden.

In Italien dagegen, wo ebenfalls eine Trennung von Kapital- und Betriebskostenregulierung vorgenommen und auf eine umfangreiche gesamtheitliche Effizienzprüfung verzichtet wird, gibt es deutliche Indizien für eine Kapitalisierung von Betriebskosten.

4. Die Abbildung von Investitionszyklen geschieht in der Regel auf Basis von Plan- oder Istwerten.

Der **traditionelle RPI-X-Ansatz** basiert auf der Fortschreibung historischer Kosten. Die zugrunde liegende Annahme ist, dass sich das **Gesamtsystem in einem weitgehend stabilen und eingeschwungenen Zustand befindet** und sich die Versorgungsaufgabe während der nächsten Regulierungsperiode nicht wesentlich von der vergangenen Regulierungsperiode unterscheidet. Sollten die erforderlichen Ersatzinvestitionen aufgrund von ausgeprägten Investitionswellen in der Vergangenheit deutlich über oder unter den heutigen Abschreibungen liegen oder sollte sich die Versorgungsaufgabe quantitativ oder qualitativ ändern, kann es notwendig sein, die Erlösobergrenze entsprechend anzupassen und nicht durch die einfache Fortschreibung historischer Kosten zu ermitteln. Dazu existieren in den analysierten Ländern unterschiedliche Ansätze.

Wachsende **Erweiterungsinvestitionen werden in allen Ländern mittels Plankosten oder Istkosten zeitnah vergütet**. Plankostenansätze sehen dabei eine ex-ante Effizienzprüfung (Großbritannien, Italien, USA), Istkostenansätze eine ex-post Kontrolle vor (Österreich, Niederlande). In den Niederlanden wird zwischen regulären und nicht-regulären Erweiterungsinvestitionen unterschieden. Reguläre Erweiterungsinvestitionen werden in Höhe der durchschnittlichen Erweiterungsinvestitionen der letzten Regulierungsperiode pauschal in der Erlösobergrenze berücksichtigt, während nicht-reguläre Erweiterungsinvestitionen von der Genehmigung durch das Wirtschaftsministerium abhängen. Die genaue Ausgestaltung der Regulierungsinstrumente richtet sich nach der Struktur des jeweiligen Regulierungsansatzes.

Unterschiede gibt es vor allem in der Art der Vergütung von **Ersatzinvestitionen**. Explizit werden Ersatzinvestitionen auch bei sich stark verändernden Investitionsvolumen (z.B. durch die in der Vergangenheit vielfach beobachteten Investitionszyklen in den 60er, 70er und 80er Jahren) vor allem in Großbritannien, Österreich und Norwegen anerkannt. In Großbritannien werden dazu **detaillierte Plankosten** über eine Dauer von acht Jahren durch die Unternehmen erstellt und von der Regulierungsbehörde auf Effizienz überprüft und genehmigt. Entsprechend komplex und umfangreich sind die dazu notwendigen ex-ante Effizienzprüfungen. In Norwegen und Österreich werden dagegen **Istkosten** vergütet. Die Vergütung von Istkosten kann allerdings auch die Anreize zur Verlängerung der Nutzungsdauer von Bestandsanlagen schwächen. In Norwegen wird diesem Problem dadurch begegnet, dass die Istkosten nicht vollständig vergütet, sondern stets mit branchendurchschnittlichen Bezugswerten teilweise abgeglichen werden. Dadurch können Ersatzinvestitionswellen abgebildet und gleichzeitig Anreize für effiziente Ersatzinvestitionen gesetzt werden.

Eine adäquate Verzinsung des eingesetzten Kapitals ist in jedem Fall eine Grundvoraussetzung für das "richtige" Investitionsniveau. In allen Ländern wird ein **risikobasierter Kapitalkostensatz, der sogenannte "CAP-M-Ansatz"** (Capital Asset Pricing Model) verwendet. Die Vorteile liegen in der Berücksichtigung unterschiedlicher Risiken der Netzbetreiber bzgl. ihres Investitionsbedarfs.

Das Instrument der risikobasierten Kapitalverzinsung ist allerdings nur dann effektiv, wenn die Investitionsrisiken aktiv analysiert und die Berechnung der Risikozuschläge und Zinsbasen transparent durchgeführt werden. So finden sich in Großbritannien und Italien entsprechende Risikozuschläge für verschiedene Investitionsmaßnahmen.

5. Kosteneffizienz und Investitionsanreize müssen nicht gegensätzlich sein, sondern lassen sich durch geeignete Kombination verschiedener Regulierungsinstrumente realisieren.

Im Allgemeinen wird angenommen, dass sich Anreize zur Effizienzsteigerung und Anreize zu effizientem Investitionsverhalten gegenseitig ausschließen würden. Der Vergleich der Länder hat jedoch gezeigt, dass es Möglichkeiten gibt, beide Anreize durch die Kombination geeigneter Regulierungsinstrumente gleichermaßen zu erzielen.

Eine mögliche Kombination an Regulierungsinstrumenten ist die Berücksichtigung von **Plankosten bei langen Regulierungsperioden**. Hierbei leiten sich die Effizienzreize aus der Dauer der Regulierungsperiode ab. Durch die Berücksichtigung von Plankosten kann bereits ex-ante der bekannte Investitionsbedarf in die Ermittlung der Erlösobergrenze einfließen. Dieser Ansatz wird in Großbritannien verfolgt.

Ein alternatives Instrumentenset ist die Kombination aus **Yardstick-Effizienzvergleich und kurzer Regulierungsperiode**. Durch den Yardstick werden Effizienzsteigerungsanreize auch bei sehr kurzen Regulierungsperioden erzeugt, da die Anreize im Wesentlichen durch den Bezug der Erlöse durch den Branchendurchschnitt generiert werden. Ein überdurchschnittlich effizienter Netzbetreiber kann seine Vorteile so lange nutzen, bis die Branche den Effizienzvorteil eingeholt hat. Gleichzeitig ermöglicht die jährliche Anpassung der Erlösobergrenze zumindest eine teilweise Abbildung von Investitionswellen.

6. Zur Sicherstellung von Versorgungsqualität werden in der Regel monetäre Anreizinstrumente verwendet.

Qualität spielt im Rahmen der Anreizregulierung in allen Ländern eine wichtige Rolle, um dem Anreiz zur Effizienzsteigerung zu Lasten der Versorgungsqualität entgegen zu wirken. Dabei findet die Verankerung von Qualitätselementen in den Regulierungssystemen auf unterschiedliche Art und Weise statt.

Häufig werden technische Qualitätskennzahlen zwischen den Netzbetreibern verglichen. Über- oder unterdurchschnittliche Qualität führt dann zu **Auf- oder Abschlägen** der zulässigen Erlöse. Es ist ebenfalls möglich, dass **die Kosten nicht gelieferter Energie direkt in den Effizienzvergleich** einfließen und somit Einfluss auf die Erlösobergrenze haben. Der Vorteil davon ist, dass die Unternehmen selbst das für sie beste Verhältnis von Qualität und Kosten bestimmen können. Nachteilig ist, dass das Ergebnis wesentlich von der finanziellen Bewertung der nicht gelieferten Energie abhängig ist. Ein weiteres Regulierungsinstrument ist die **direkte Zahlung von Netzbetreibern** an betroffene Kunden. Dieses Instrument ist in Norwegen, Großbritannien und Niederlande eingesetzt. Alle drei Elemente zusammen erzeugen durch die direkte monetäre Wirkung Qualitätsanreize. Lediglich in Österreich ist (noch) kein monetäres Instrument zur Regulierung von Versorgungsqualität implementiert.

7. Die Pflicht der Erstellung von Qualitätsberichten ist ein wichtiges ergänzendes nicht-monetäres Regulierungsinstrument.

In Großbritannien, den Niederlanden und Österreich werden Netzbetreiber darüber hinaus verpflichtet, ergänzende Qualitätsberichte zu erstellen. Diese können als Geschäfts- oder Businesspläne (Großbritannien) oder als eigenständige Qualitätspläne (Niederlande oder Österreich) ausgestaltet sein.

Businesspläne versuchen alle Maßnahmen zu erfassen, die zu mittel- und langfristiger Sicherung fest vorgegebener Qualitätskenngrößen geeignet erscheinen. Die mit den vorgeschlagenen Maßnahmen verbundenen Kosten fließen in die Festlegung der prognostizierten Erlösbergrenze ein. Die Beurteilung dieser Businesspläne findet individuell für jeden Netzbetreiber statt und erfordert eine tief greifende regulatorische Beurteilung.

Die **Verpflichtung zur Erstellung von Qualitätsberichten** wie in den Niederlanden oder Österreich ist hingegen einfacher umsetzbar. Diese Berichte dienen im Wesentlichen dazu zu dokumentieren, dass wirksame Risiko-Management-Systeme eingeführt und betrieben werden. Die Berichte müssen von den Regulierungsbehörden geprüft werden, um die beabsichtigte Wirkung zu gewährleisten.

8. In der Hälfte der betrachteten Regulierungssysteme (Großbritannien, Italien und Norwegen) gibt es über die implizite Förderung von Innovationen durch allgemeine Effizienzanreize auch darüber hinaus gehende explizite Förderinstrumente.

Innovationen sollen in der Regel zu mittel- oder langfristigen Effizienzsteigerungen führen. Insofern gibt es bereits implizite Anreize zur Innovationsförderung im Rahmen der Effizienzanreize. So wird innovatives Verhalten der Netzbetreiber ebenfalls durch lange Regulierungsperioden sowie einen Yardstick-Effizienzvergleich implizit induziert. In den Ländern, in denen darüber hinaus explizite Anreize zur Innovationstätigkeit der Unternehmen existieren, werden zwischen technologieneutralen und technologiespezifischen Anreizinstrumenten unterschieden. Bei den **technologieneutralen Regulierungsinstrumenten** werden keine Vorgaben hinsichtlich der förderbaren Technologie gemacht (Großbritannien und Norwegen). In Italien werden derartige Fördermaßnahmen unter dem Begriff "Smart-Technologien" geführt, wodurch aufgrund der weiten Definition des Begriffs Smart im Allgemeinen ein breites Spektrum an Maßnahmen abgedeckt sein kann. Voraussetzung für eine Förderung ist eine Prüfung der Akzeptanz durch eine unabhängige Kommission.

Daneben kann es **Förderungen für spezifische Technologien** geben. In diesen Fällen sollten die entsprechenden Technologien ihre Wirksamkeit bereits bewiesen haben. Derartige Technologieanreize finden sich in Italien in Bezug auf elektrotechnische Speicher.

Die Notwendigkeit und Wirksamkeit dieser Instrumente wurde noch nicht eingehend untersucht. So besteht z.B. in Großbritannien dieses Instrument erst seit 2013 und es liegen noch keine ausreichend belastbaren Daten zur Überprüfung der Effektivität dieses Regulierungsinstruments vor. Gleichwohl zeigt der britische Regulierungsansatz, dass Innovation eine gesteigerte Bedeutung einnimmt. Neben der Möglichkeit eines allgemeinen Renditezuschlags für besonders geeignete Innovationsstrategien im Allgemeinen gibt es spezielle Innovationswettbewerbe für Netzbetreiber.

9. Das Maß der Berücksichtigung unternehmensspezifischer Besonderheiten bestimmt die „Einfachheit“ der Regulierung.

Grundsätzlich gibt es zwei Kontrapoden der Anreizregulierung, die sich vor allem darin unterscheiden, wie sie sich dem Problem der Informationsasymmetrie nähern. Die einen Verfahren legen den Nachdruck auf die Schaffung von zusätzlichen Gewinnmöglichkeiten für die Unternehmen. Die Netzbetreiber sollen selbstständig versuchen, ihre Kosten zu reduzieren. Die Effizienzgewinne werden dann im Laufe der Zeit an die Netznutzer weitergereicht. Der Vorteil dieser Verfahren ist, dass die genaue Prognose eines effizienten Kostenverlaufs eine geringere Bedeutung erfährt und damit der regulatorische Aufwand zur Ermittlung effizienter Kosten, insbesondere durch die **Verwendung von Istkosten**, moderat ausfallen kann. Nachteilig ist, dass zwar das Regulierungsverfahren transparent und einfach ist, der **methodische Effizienzvergleich allerdings sehr komplex** ausfallen kann. Ebenfalls nachteilig ist, dass eine unzureichend differenzierte Festlegung der Erlöse zu unsachgerechten Ergebnissen führen kann. Dieser Ansatz der Regulierung wird vor allem in Norwegen und den Niederlanden verfolgt.

Dem gegenüber stehen alternative Verfahren, die explizit versuchen, effiziente Kosten zu prognostizieren und Effizienzgewinne unmittelbar an Netznutzer weiterzureichen. Um dem Problem der Informationsasymmetrie entgegenzuwirken, versucht die Regulierungsbehörde, Informationen von den Netzbetreibern im Rahmen des Regulierungsprozesses zu erhalten. Dies wird durch das Angebot von Bandbreiten und diskretionären Spielräumen innerhalb des Regulierungsansatzes erzielt. Dabei kann sich das regulierte Unternehmen innerhalb der Bandbreiten optimieren, indem es auf individuelle Besonderheiten hinweist, die von der Regulierungsbehörde dann akzeptiert werden können. Die Regulierungsbehörde erhält durch die getroffene Wahl der Netzbetreiber und durch die jeweils mitgelieferte Begründung zusätzliche Informationen, die sie dazu nutzt, die Vorschläge der anderen Netzbetreiber zu bewerten. Großbritannien schlägt diesen Weg der Regulierung ein, der eine sehr hohe regulatorische Eingriffstiefe erfordert und eine hohe Komplexität beinhaltet. In den USA findet sich in stark eingeschränkter Form ein ähnlicher Ansatz, der sich allerdings auf die Prüfung der Kostendaten beschränkt.

10. Umfang veröffentlichter Daten ist zwischen den Ländern stark unterschiedlich und hängt zum Teil mit bestimmten Regulierungsinstrumenten zusammen.

In allen Ländern werden die **Kenngrößen der technischen Versorgungsqualität veröffentlicht**. Ziel ist es, durch die öffentliche Diskussion zusätzliche Anreize zu generieren und die Versorgungsqualität zu verbessern. Grundsätzlich wird dieses Mittel von den Regulierungsbehörden als effektiv beurteilt.

Darüber hinaus sind die Art und der Umfang der in den jeweiligen Ländern veröffentlichten Informationen sehr unterschiedlich. Die **Ergebnisse des Benchmarkings** werden in den Niederlanden als einzigem Land in nicht-anonymisierter Form veröffentlicht. In Norwegen werden sämtliche Einzelinformationen veröffentlicht, sodass die Marktteilnehmer die Ergebnisse teilweise nachrechnen können. In Österreich werden die Ergebnisse des Effizienzvergleichs wegen datenschutzrechtlicher Bedenken nur anonymisiert veröffentlicht. Ziel ist es, die Transparenz der Verfahren und Entscheidungen zu erhöhen und den Kreis der an der Entwicklung des Regulierungsrahmens beteiligten Marktteilnehmer zu erweitern.

Kostendaten werden in den Niederlanden veröffentlicht. Auch in den USA und Großbritannien werden in unterschiedlicher Tiefe prognostizierte Kostendaten der Netzbetreiber veröffentlicht. In den USA dürfen die Regulierungsbehörden ihre Entscheidungen bzgl. der Tarifobergrenze sogar nur auf Basis veröffentlichter Daten treffen („ex-parte“ Kommunikation), sodass auch hier quasi sämtliche relevante Daten veröffentlicht werden.

Einzelne Regulierungsinstrumente können in den deutschen Regulierungsrahmen übernommen werden. Es ist allerdings von besonderer Bedeutung, die Wechselwirkung mit allen anderen Regulierungsinstrumenten zu prüfen. Ein einfacher Ersatz eines Instrumentes mit einem anderen ist, wie an den folgenden vier Beispielen gezeigt, in der Regel nicht zu empfehlen:

■ Verwendung von Plankosten zur Abbildung von Investitionswellen:

Planwerte für Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen (wie z.B. in Großbritannien) könnten der verbesserten Abbildung von Investitionswellen dienen. Dazu müssen die Plankosten einer entsprechenden ex-ante Effizienzprüfung unterzogen werden. Zur Vermeidung der Informationsasymmetrie müssten umfangreiche Informationen von den Netzbetreibern vor allem zur Beurteilung der Ersatzinvestitionen abgefragt und geprüft werden. Dies würde eine wesentliche Erweiterung des heutigen Regulierungsrahmens bedeuten, nicht nur bezüglich eines erhöhten prozessualen Aufwandes.

■ Verwendung von Istkosten zur Abbildung von Investitionswellen:

Istwerte von Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen (wie z.B. in Österreich oder Norwegen) könnten ebenfalls der verbesserten Abbildung von Investitionswellen dienen. In jedem Fall wäre eine jährliche Prüfung der Kapitalkosten nötig, was zu einem erhöhten regulatorischen Aufwand führen würde. Investitionsmaßnahmen und Erweiterungsfaktoren könnten entfallen oder müssten angepasst werden. Anreize zur Verlängerung der technischen Nutzungsdauern würden verringert.

■ Kombination von Istkosten und Verstärkung von Effizienzreizen:

Einführung branchendurchschnittlich effizienter Vergleichsunternehmen bei gleichzeitig jährlicher Kostenprüfung (z.B. in Norwegen). Weiterentwicklung der Effizienzverfahren zur Bestimmung von branchendurchschnittlichen Vergleichsunternehmen ist methodisch ggfs. sehr komplex. Zur Anwendung eines alternativen Tarifkorbs ist ggfs. die Tarifstruktur anzupassen, um alle wesentlichen Kostentreiber, insbesondere die Erneuerbaren Energien, zu berücksichtigen. Dies würde eine wesentliche Weiterentwicklung und Anpassung des heutigen Modells bedeuten.

■ Pflicht zur Einführung eines sachgerechten Risiko-Management-Systems:

Um ausreichende Ersatzinvestitionen in das Netz sicherzustellen, könnten Netzbetreiber verpflichtet werden, sachgerechte Risiko-Management-Systeme zu betreiben und dies durch die Veröffentlichung von Qualitätsberichten nachzuweisen. Dieses Instrument ließe sich ohne große Wechselwirkung zu anderen Regulierungsinstrumenten implementieren, vorausgesetzt, die Berichte dienen nicht direkt zur Festlegung der Erlösobergrenzen.

Abschließend ist wichtig festzustellen, dass die Diskussion der Anwendbarkeit auf den deutschen Regulierungsrahmen im Rahmen dieser Studie lediglich konzeptionell geführt wird. Die Diskussion impliziert keine Empfehlung hinsichtlich der Notwendigkeit oder Sinnhaftigkeit, diese Instrumente

tatsächlich in den deutschen Rahmen zu überführen. Zu der hierfür notwendigen abschließenden Beurteilung wäre eine Evaluierung der Anreizregulierung in Deutschland erforderlich, die von der BNetzA zurzeit durchgeführt wird und für die diese Studie einen wesentlichen Beitrag liefert. Die Diskussion soll vielmehr exemplarisch verdeutlichen, wie wichtig die Betrachtung der Wechselwirkungen mit anderen Regulierungsinstrumenten ist und dass eine Übernahme eines Regulierungsinstrumentes im Regelfall Implikationen auch für andere heute bereits bestehende Regulierungsinstrumente haben kann.

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) ist nach Artikel 33 Abs. 1 ARegV verpflichtet, eine Evaluierung der Anreizregulierung durchzuführen. Der Bericht soll dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bis zum 31.12.2014 vorgelegt werden. Darin sollen auch Angaben zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber und zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen enthalten sein. In diesem Bericht kann die BNetzA auch ein neues oder weiterentwickeltes System der Anreizregulierung vorschlagen.

Bei der Evaluierung der Anreizregulierung soll gemäß Artikel 33 Abs. 2 ARegV auch die Erfahrungen aus dem Ausland berücksichtigt werden. Dazu möchte die BNetzA relevante Regulierungsansätze in anderen Ländern analysieren und in den Evaluierungsprozess des deutschen Anreizregimes einfließen lassen.

In diesem Zusammenhang hat die BNetzA E-Bridge Consulting (E-Bridge) beauftragt, ein Gutachten über internationale Regulierungsansätze zu erstellen. Schwerpunkte dieses Gutachtens sind:

- Beschreibung der relevanten Regulierungssysteme und -ansätze in ausgewählten Ländern,
- Identifikation wesentlicher Regulierungsinstrumente und Einordnung in das jeweilige ordnungspolitische, regulatorische und energiewirtschaftliche Umfeld und
- Analyse einer Übertragungsfähigkeit auf den deutschen Regulierungsrahmen.

Gemeinsam mit E-Bridge hat die BNetzA sechs Länder festgelegt, die im Gutachten analysiert werden sollen. Grundlage für diese Auswahl war es, einen Überblick über relevante Erfahrungen aus dem europäischen Umfeld zu erhalten und dabei das Spektrum unterschiedlichster Regulierungsgrundsätze - von einer modifizierten Kosten-plus Regulierung über Erlös- bzw. Tarifobergrenzenregulierung bis hin zur Yardstick-Regulierung - abzudecken. Darüber hinaus sollten innovative Ansätze zur Investitions- und Innovationsfindung berücksichtigt werden. Auf dieser Basis wurden die folgenden Länder ausgewählt:

- Großbritannien,
- Italien,
- Niederlande,
- Norwegen,
- Österreich,
- USA.

Sofern besonders interessante Erkenntnisse einzelner Regulierungsaspekte auch aus anderen Ländern vorliegen, die zur Evaluierung der ARegV dienlich sein können, werden diese - sofern möglich - ebenfalls berücksichtigt.

1.2 Ziel und Struktur des Gutachtens

Hauptziel des Gutachtens ist es, die Wirkungsweise und Wirksamkeit von international zur Anwendung kommenden regulatorischen Ansätzen und Instrumenten zu beschreiben. Dabei geht es um eine systematische und strukturierte Darstellung von einzelnen Regulierungsinstrumenten

und deren Interdependenzen, d.h. es sollen Voraussetzungen, Komplementaritäten und Widersprüchlichkeiten der identifizierten Instrumente herausgearbeitet werden. Ebenfalls soll die Übertragbarkeit dieser Instrumente auf das deutsche Regulierungssystem beurteilt werden. Demgegenüber ist eine Evaluierung der deutschen Anreizregulierung nicht Bestandteil des vorliegenden Gutachtens. Insofern wird eine Anwendbarkeit internationaler Regulierungserfahrung grundsätzlich und konzeptionell, nicht aber bewertend, diskutiert. Dies bedeutet insbesondere, dass Empfehlungen, ob und wie die deutsche Anreizregulierung weiterentwickelt werden sollte, über das Ziel dieser Studie hinausgehen. Diese sind vielmehr Teil des gesamten Evaluierungsprozesses der BNetzA.

Im Vorfeld der Untersuchung hat die BNetzA gemeinsam mit E-Bridge einige Regulierungsziele festgelegt, die neben der grundsätzlichen Beschreibung der Regulierungsansätze vertieft diskutiert werden. Dabei werden die zur Förderung dieser Ziele eingesetzten Regulierungsinstrumente aus den verschiedenen Ländern beschrieben und analysiert. Die wichtigsten Regulierungsziele hat die BNetzA folgendermaßen festgelegt:

- Effizianzanreize,
- Investitionsanreize,
- Innovationsanreize,
- Qualitätsanreize,
- Einfachheit und Transparenz der Regulierung.

Basierend auf diesen Vorgaben ergab sich die folgende Struktur des Gutachtens:

Kapitel 2 beschreibt das Vorgehen und die wesentlichen Kriterien und Parameter zum Vergleich unterschiedlicher Anreizregulierungsansätze sowie einzelner spezieller Regulierungsinstrumente. Dabei werden die jeweiligen Parameter vorgestellt und definiert, die dazu dienen, die wesentlichen Treiber für die verschiedenen Anreize und deren Wechselwirkungen zu identifizieren. Es werden die Instrumente und Parameter beschrieben, die vorwiegend zur Erreichung der oben genannten ersten vier Regulierungsziele zum Einsatz kommen. Einfachheit und Transparenz sind nachgelagerte Ziele, die sich aus den Regulierungsregimen insgesamt ergeben.

In **Kapitel 3** werden die Regulierungssysteme der sechs ausgewählten Länder mit ihren wesentlichen Regulierungsinstrumenten beschrieben. Alle Länderberichte sind strukturell vergleichbar aufgebaut. Zunächst werden die relevanten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen dargestellt. Anschließend erfolgt eine Übersicht über das grundsätzliche Anreizregulierungssystem und seine wesentlichen Eckpfeiler. Darüber hinaus werden Regulierungsinstrumente für die vier ausgewählten Regulierungsziele (Effizienz, Investition, Innovation, Qualität) beschrieben. Schließlich findet eine kurze Evaluierung der Regulierungssysteme im Hinblick auf ihre Transparenz und Einfachheit statt.

Die Länderberichte wurden unter maßgeblicher Beteiligung von nationalen Regulierungsexperten erstellt, die entweder direkte Erfahrung in der Regulierung dieser Länder haben oder in der Entwicklung bzw. Anwendung der jeweiligen Anreizregulierungssysteme involviert waren.¹ Die

¹ Die Experten der jeweiligen Länder sind: Brian Wharmby und Celia Whitaker (Großbritannien), Carlo Degli Esposti (Italien), Edward Droste (Niederlande), Åsmund Jenssen (Norwegen), Michael Zimmel (Österreich) und Frank Wolak (USA).

unterschiedlichen Regulierungsansätze sind deshalb aus der jeweiligen Sicht der Länder beschrieben und beinhalten sowohl eine Darstellung der wesentlichen Mechanismen wie auch, sofern möglich, eine Einschätzung der Effektivität unterschiedlicher Instrumente. Die Regulierungsansätze werden auf einem derartigen Niveau beschrieben, welches einen internationalen Vergleich ermöglicht.

In **Kapitel 4** werden die Regulierungsinstrumente aus den untersuchten sechs Ländern zusammengefasst gegenübergestellt. Dieses Kapitel dient dazu, die wesentlichen Unterschiede der Regulierungsinstrumente aufzuzeigen und zu diskutieren.

Kapitel 5 dient der Analyse einer möglichen Anwendbarkeit der identifizierten Regulierungsinstrumente im Rahmen des Anreizregulierungsregimes in Deutschland. Dabei wird die grundsätzliche Übertragungsfähigkeit untersucht. Eine Empfehlung bezüglich der Anpassung des deutschen Anreizregulierungssystems wird nicht vorgenommen, da dazu eine Evaluierung der deutschen Anreizregulierung erforderlich wäre. Dies geht über das Ziel dieser Studie hinaus.

2 Vorgehen und Analyseschwerpunkte

2.1 Regulierungsinstrumente zur Förderung von Effizienz

2.1.1 Anreize zur Effizienzerhöhung

Das grundlegende Prinzip der Anreizregulierung besteht darin, die Entwicklung der Erlöse von der Entwicklung der Kosten für eine festgelegte Dauer zu entkoppeln. Aufgrund dieser Entkoppelung erhalten die regulierten Unternehmen die Möglichkeit, durch Absenkung der Kosten unter die Erlöse zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften. Insofern bestehen für gewinnmaximierende Unternehmen Anreize zur Kostensenkung. Die Weitergabe der Effizienzgewinne bzw. Kosteneinsparungen an die Netzkunden erfolgt durch diverse Instrumente im Laufe der Zeit ganz oder teilweise.

Abbildung 2 zeigt dieses grundsätzliche Anreizprinzip unter Berücksichtigung der einzelnen relevanten Parameter. Unterschiede zwischen den intern zur Anwendung gelangten Regulierungsansätzen bestehen demnach in der Dauer der Regulierungsperiode (1) und der Art der Festlegung der Ausgangskosten (2). Zudem spielt die Geschwindigkeit, mit der die Kosteneinsparungen über den Verlauf der Erlösobergrenze (3) von den Unternehmen an die Netzkunden weiter gegeben werden, eine wesentliche Rolle. Schließlich werden die Effizianzanreize durch den Übergang am Ende bzw. zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode beeinflusst (4).

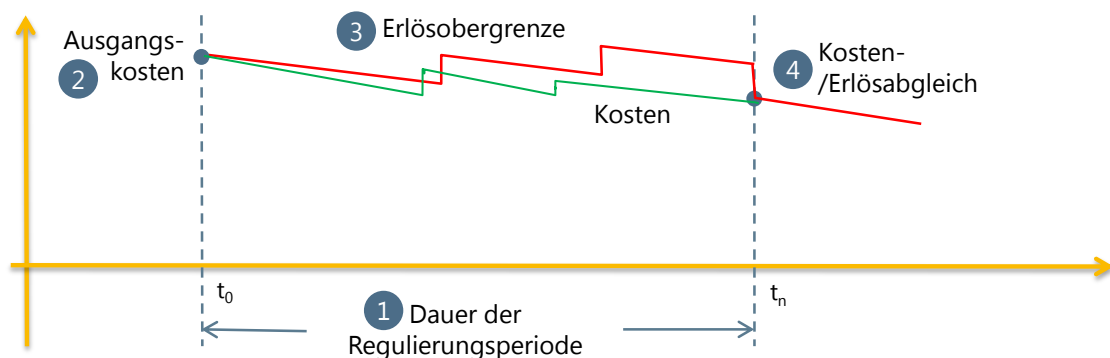


Abbildung 2: Relevante Parameter zum Vergleich der grundlegenden Anreize zur Effizienzerhöhung

- (1) **Dauer der Regulierungsperiode:** Die Länge der Regulierungsperiode gibt die Zeitspanne an, für die die Erlös- bzw. Tarifobergrenze von der Kostenentwicklung entkoppelt wird. In dieser Zeitspanne besteht für die Netzbetreiber prinzipiell die Möglichkeit zu zusätzlichen Gewinnen, indem sie ihre Kosten unter die Erlösobergrenze absenken. Gleichzeitig, wenn die Netzbetreiber ihre Kosten nicht gemäß der Erlösobergrenze absenken können, mindert sich deren Rendite. Die Länge einer Regulierungsdauer ist somit wesentlich für die Höhe von Anreizen zur Kostensenkung.
- (2) **Ausgangskosten:** Die zulässigen Erlöse werden auf Basis von zu Beginn der Regulierungsperiode festgelegten Kosten bestimmt. Dabei unterscheiden sich die verschiedenen Regulierungsansätze in der Art der relevanten Kosten, wobei die Ansätze sich im Wesentlichen in drei Aspekten differenzieren:

- a. Kapitalkosten: Bei der Ermittlung der Kapitalkostenart wird unterschieden, ob standardisierte Berechnungsvorschriften angewandt werden und/oder ob eigene kalkulatorische (d.h. regulatorische) oder bilanzielle (z.B. handelsrechtliche, steuerrechtliche, oder sonstige) Berechnungsvorschriften vorliegen.
- b. Betrachtungszeitraum: Es wird ferner unterschieden, ob Kosten eines einzelnen Jahres (Basisjahr) oder gemittelte Kosten über mehrere Jahre als Ausgangspunkt für die Erlösbestimmung herangezogen werden. In diesem Zusammenhang ist relevant, ob und wie im Regulierungssystem „Einmaleffekte“ identifiziert und eliminiert werden. Einmaleffekte entstehen dadurch, dass Netzbetreiber einmalige Aufwendungen in das Basisjahr verschieben, um so die Kostenbasis der nächsten Regulierungsperiode zu erhöhen.
- c. Ausschluss von Kosten: Schließlich unterscheiden sich die Regulierungsansätze in den Kosten, die bei der Berechnung der Kostenbasis eliminiert und damit nicht der Anreizregulierung unterliegen.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass die ermittelte Kostenbasis als Ausgangspunkt zunächst nur für die Ermittlung der Erlösobergrenze dient. Sie ist insbesondere nicht notwendigerweise identisch mit der Kostenbasis, die einer Effizienzprüfung zugrunde liegt. Diese wird im folgenden Kapitel diskutiert.

- (3) **Art der Obergrenze**: Grundsätzlich unterscheidet man Regulierungssysteme, in denen die zukünftigen Erlöse oder zukünftigen Tarife festgelegt werden. Wesentlicher Unterschied zwischen beiden Ansätzen ist die Verteilung des Mengenrisikos, d.h., wer das Risiko von Abweichungen der prognostizierten Kostentreiber bzw. Kostenträger trägt. Bei der Festlegung einer Erlösobergrenze tragen gewöhnlich die regulierten Unternehmen das Mengenrisiko. Alternativ können auch Tarifobergrenzen festgelegt werden. Erlösobergrenzen werden in der Regel dann bestimmt, wenn die Kostenstruktur weitgehend unabhängig von den „Mengen“ ist, während Tarifobergrenzen dann zu bevorzugen sind, wenn die Kostenentwicklung stark von den „Mengen“ abhängig ist.

Die Obergrenzen werden für die Dauer der Regulierungsperiode festgeschrieben. Die Festlegung kann sowohl über eine Fortschreibung der historischen Kosten z.B. durch pauschale Indizes geschehen oder mittels individueller Kostenprognosen. Kostenprognosen haben aufgrund der zukünftigen Betrachtung den Vorteil, dass sie die Kostenentwicklung der Netzbetriebe individuell und möglicherweise sachgerecht abbilden können. Insbesondere können so unter Umständen zukünftige Investitionsbedarfe besser berücksichtigt werden. Sie haben allerdings auch den Nachteil, dass sie aufgrund von Informationsasymmetrien zwischen den Netzbetreibern und der Regulierungsbehörde bzgl. des tatsächlichen Bedarfs der Netzbetreiber sowie der Höhe der Kosten regulatorisch wesentlich aufwendiger sind und das Risiko von Ineffizienzen aufgrund übermäßiger regulatorischer Eingriffe beinhalten.

Die Festlegung der Obergrenzen auf Basis historischer Kosten hat hingegen den Vorteil, dass die berücksichtigten Kosten geprüft und in ihrer Höhe eindeutig vorliegen. Nachteilig bei diesem Ansatz ist, dass sich die Kosten auf einen in der Vergangenheit relevanten Versorgungsbedarf beziehen, der sich in der nächsten Regulierungsperiode geändert haben kann. In diesem Fall würde die Erlösobergrenze nicht dem Kostenverlauf des Netzbetreibers entsprechen. Aus diesem Grund kann ergänzend mit Hilfe von Indexierungen eine Anpassung der Kosten über die Dauer der Regulierungsperiode erfolgen, um auch Veränderungen der Versorgungsaufgaben oder Produktivitätswachstumsanforderung bzw. vorhersehbare

Kostenänderungen zu berücksichtigen. Vorhersehbare Kostenänderungen werden in der Regel durch einen Inflationsindex berücksichtigt. Die Veränderung der Versorgungsaufgabe kann ex-ante mit Hilfe von Anpassungsfaktoren, durch Berücksichtigung von Prognosewerten oder „kontinuierlich“ auf Basis von Istwerten, die die Versorgungsaufgabe erfassen, in die Festlegung der Erlösobergrenze einfließen.

Anforderungen zum Produktionswachstum können sich aus individuellen und allgemeinen Anforderungen („allgemeines Produktionswachstum“ oder „Grenzverschiebung“) zusammensetzen. Die Produktivitätswachstumsanforderungen legen im Wesentlichen fest, ob und in welchem Maß Effizienzsteigerungen der Netzbetreiber bereits während der Regulierungsperiode an die Netznutzer weitergereicht werden. Diese stellen somit Mindestanforderungen zur Produktivitätssteigerung an die Netzbetreiber dar.

- (4) **Kosten-/Erlösabgleich:** Ein weiteres wichtiges Element der Regulierung ist die Behandlung der Differenz zwischen der Höhe der ermittelten Ausgangskosten zu Beginn einer Regulierungsperiode und dem Startwert der Erlösobergrenze. Dabei können zunächst die Erlöse der kommenden Regulierungsperiode auf das ermittelte individuelle Kostenniveau abgesenkt oder angehoben werden. Mit diesem individuellen Kosten-/Erlösabgleich werden die vom Netzbetreiber bis zum Zeitpunkt des Abgleichs erwirtschafteten Kosteneinsparungen vollständig an die Netznutzer weitergereicht. Damit endet aber auch jegliche Möglichkeit der längerfristigen Gewinnerhöhung aus Einsparmaßnahmen für den Netzbetreiber. Maßnahmen, deren Effizienzgewinne sich erst zu einem späteren Zeitpunkt einstellen würden, werden möglicherweise nicht durchgeführt, wenn die Effizienzgewinne nicht über das Ende der Regulierungsbehörde hinaus beim Unternehmen verbleiben dürfen. Aus diesem Grund kann alternativ der Kosten-/Erlösabgleich aufgeweicht werden, sodass die Effizienzgewinne der Unternehmen über die Dauer einer Regulierungsperiode hinaus genutzt werden können. Dies geschieht z.B., indem Kosten-/Erlösabgleiche nicht vollständig oder zeitverzögert stattfinden würde. In diesen Fällen wird häufig von „Efficiency-Carry-Over“-Instrumenten gesprochen. Damit lassen sich insbesondere die Anreize zur Effizienzsteigerung durch langfristig wirksame Maßnahmen steigern. Zur Bewertung von Anreizen zur mittel- oder langfristigen Effizienzsteigerung spielt die Ausgestaltung des Kosten-/Erlösabgleiches somit eine wichtige Rolle.

2.1.2 Sanktionen für geringe Effizienz

Effizianzanreize werden im Wesentlichen durch Art und Struktur des Regulierungsansatzes hinsichtlich der Produktivitätsbewertung erzeugt. Während die oben beschriebenen Anreize die Unternehmen zur freiwilligen Kostensenkung anreizen sollen, können von Seiten der Regulierungsbehörde Vorgaben zur Kostensenkung während der Regulierungsperiode gemacht werden. In diesen Fällen werden die Kosteneinsparungen zunächst den Netzkunden zugestanden, die die Unternehmen dann erfüllen müssen, um ihre erwartete Rendite erzielen zu können. Im Vergleich dazu findet die Weitergabe von Kostensenkungen beim oben beschriebenen Kosten-/Erlösabgleich ex-post statt.

Bei der Festlegung von Produktivitätssteigerungen werden individuelle und allgemeine Effizienzvorgaben unterschieden. Der allgemeine Effizienzsteigerungsfaktor betrifft allgemeine Produktivitätssteigerungen, die im Zeitverlauf gewöhnlich von Unternehmen erzielt werden. Der individuelle Steigerungsfaktor bezieht sich auf die individuelle Effizienz der einzelnen Netzbetreiber, welcher sich durch einen relativen Vergleich der Netzbetreiber untereinander ergibt. Dabei gilt, dass in der Regel weniger effiziente Netzbetreiber höhere Effizienzsteigerungen

aufgelegt bekommen. Ziel ist es, die Netzbetreiber in Bezug auf ihre Wirtschaftlichkeit anzugleichen, um den einzelnen Netzkunden nicht durch die fehlende Wahlmöglichkeit zu benachteiligen.

Zentrales Mittel für individuelle Produktivitätsvorgaben ist die relative Effizienzbewertung. Die wesentlichen regulatorischen Parameter hierbei sind:

1. die Kostenbasis zum Effizienzvergleich,
2. die Methode des Effizienzvergleichs sowie
3. die Art der Überführung der Ergebnisse des Effizienzvergleichs in eine Produktivitätswachstumsvorgabe durch das Referenzunternehmen.

Diese Parameter werden im Folgenden näher beschrieben:

- 1. Kostenbasis zur Effizienzermittlung:** Kosten sind die wesentlichen Inputgrößen einer Effizienzbewertung. Man unterscheidet, ob eine Effizienzbewertung für Betriebs- und Kapitalkosten getrennt oder gemeinsam durchgeführt wird. Eine gemeinsame Betrachtung gestattet den regulierten Unternehmen grundsätzlich, eine im Sinne minimaler Gesamtkosten optimale Kostenaufteilung vorzunehmen. Sie erfordert allerdings auch, gerade die unterschiedliche Entwicklung der Kapitalkosten, z.B. aufgrund von Alter oder Investitionswellen, sachgerecht zu berücksichtigen.

Zur Sicherstellung und Vergleichbarkeit der Kostenbasis werden häufig standardisierte und formalisierte Vorschriften zur Kostenermittlung aufgestellt. Dabei können für die Kostenbasis des Effizienzvergleichs die gleichen Anforderungen gelten, die bereits oben hinsichtlich der Kostenbasis der Erlösobergrenze diskutiert wurden. Beim Effizienzvergleich spielt allerdings die Forderung nach vergleichbaren Kosten eine erheblich größere Bedeutung. Insbesondere müssen Faktoren, die nicht vom Netzbetreiber beeinflusst werden können, eliminiert werden. Einer dieser Einflüsse kann in diesem Vergleich eine besondere Bedeutung zugewiesen bekommen: Der Einfluss des Alters der Netze. Gerade in Ländern, in denen ausgeprägte Investitionszyklen bestehen, führen Frontier-Effizienzvergleiche, die den Alterseinfluss nicht adäquat eliminieren, zu einer Verzerrung des Effizienzvergleichs und einer Überschätzung des Effizienzsteigerungspotentials.

Durch die Eliminierung dieser verzerrenden Effekte können die bei der Effizienzprüfung verwendeten Kosten zum Teil von den Kosten abweichen, die der Berechnung der Erlösobergrenze zugrunde liegen. Die Wahl alternativer Kostenbasen kann prozessuale Vorteile für die Effizienzermittlung haben, gefährdet aber ggfs. auch die Konsistenz des gesamten Regulierungsansatzes.

Darüber hinaus kann zwischen der Berücksichtigung historischer oder prognostizierter Kosten unterschieden werden. Prognostizierte Kosten beschreiben in der Regel einen Kostenverlauf, der einzeln und durch Gutachter beurteilt werden muss. Historische Kosten beziehen sich hingegen auf einen einzelnen Zeitpunkt, der durch verschiedene ökonometrische Verfahren zwischen den Netzbetreibern verglichen werden kann.

- 2. Methode der Effizienzermittlung:** Die individuelle Effizienz ist ein relativer Wert der Produktivität von Netzbetreibern. Methodisch stehen dabei parametrische (Stochastic Frontier Analysis (SFA), Modified Ordinary Least Square (MOLS)), nicht-parametrischen (Data

Envelopment Analysis (DEA)) Verfahren oder eine Kombination dieser Verfahren zur Verfügung. Ferner können Vergleiche auf nationaler oder internationaler Ebene durchgeführt werden. Internationale Vergleiche haben die Schwierigkeit, dass die Vergleichsparameter, und insbesondere die Kosten, nur schwer vergleichbar gemacht werden können.

Bei den nicht parametrischen Methoden, wie z.B. der DEA, befinden sich effiziente Unternehmen auf der Grenze. Jede Abweichung von dieser Grenze wird als systematische Ineffizienz interpretiert. Stochastische Einflüsse werden insoweit nicht berücksichtigt. Der Vorteil von DEA-Verfahren besteht darin, dass vorab keine Festlegung der Kosten und Produktionsstrukturen nötig ist und dass diese Analyse auch bei einer geringen Anzahl von Unternehmen robuste Ergebnisse liefert. Nachteilig ist die sensible Reaktion auf Ausreißer. Zudem vermindert sich die Aussagekraft mit der Anzahl der verwendeten Parameter.

Im Gegensatz dazu werden als parametrisches Verfahren wie der SFA Regressionsanalysen durchgeführt, bei der man die Schätzung der Effizienz dadurch erreicht, dass man das Datenrauschen vom Störterm unterscheiden kann, indem dieses aus den Ineffizienzen herausgefiltert wird. Die SFA ist zwar unempfindlicher gegen Ausreißer, verfügt aber über eine Reihe von Freiheitsgraden bei der Kostenfunktion sowie bei der Verteilung der statistischen Fehler.

Effizienzverfahren verwenden Kosten als Inputparameter. Um eine Abwägung mit dem Qualitätsniveau zu ermöglichen, können auch monetär bewertete Qualitätskenngrößen als Input-Parameter verwendet werden.

Die Output-Parameter sollen die „Produkte“ des Netzbetreibers beschreiben. Im Idealfall sind die Output-Parameter Kenngrößen, die der Netzbetreiber nicht beeinflussen kann, wie zum Beispiel Art und Umfang der angeschlossenen Netznutzer. Um eine Vergleichbarkeit unterschiedlicher Netzbetreiber sicherzustellen, müssen ggfs. auch sogenannte Strukturparameter berücksichtigt werden. Auch diese Parameter sollten vorzugsweise exogen, d.h. nicht von den Netzbetreibern beeinflussbar sein. Da exogene Parameter kaum existieren, kann man sich auch behelfsweise endogener Variablen bedienen. Diese sollten allerdings, wenn möglich, nur mittelfristig durch die Unternehmen beeinflussbar sein, um Manipulationen der Effizienzvergleiche zu vermeiden.

Bei der Überleitung der Effizienzwerte in die Obergrenzen können sowohl Branchendurchschnitte (Yardstick-Verfahren) als auch das effizienteste Unternehmen (Frontier-Ansatz) als Bezugsgrößen dienen. Der Bezug auf den Branchendurchschnitt hat die Eigenschaft, dass individuelle Effizienzvorteile des einzelnen Unternehmens über dem Branchendurchschnitt zusätzliche Erlöse für dieses Unternehmen ermöglichen. Dieser individuelle Vorteil kann so lange genutzt werden, bis die Branche im Durchschnitt die Effizienz genauso gesteigert hat. Insofern verbleiben individuelle Vorteile des einzelnen im Vergleich zur Gesamtbranche beim Unternehmen, während allgemeine Effizienzsteigerungen den Netznutzern zu Gute kommen. Innerhalb der Branche findet beim Yardstick durch die Durchschnittsbildung eine Umverteilung von den weniger effizienten zu den effizienteren Netzbetreibern statt.

Bei den Frontier-Verfahren werden die Kosten des effizientesten Unternehmens bestimmt. Dabei wird stets jeglicher Effizienzgewinn, der von einem Unternehmen in der Branche erzielt wird, von allen Unternehmen gefordert, da dieser die Höhe der Erlösobergrenze maßgeblich mitbestimmt. Insofern findet zumeist ein unmittelbarer Effizienztransfer von den Unternehmen

auf die Netznutzer statt. Dies könnte jedoch bewirken, dass langfristig wirksame Effizienzsteigerungsmaßnahmen nicht realisiert werden, da die Vorteile aus der Nutzung während der laufenden Regulierungsperiode nicht ausreichen, um die erforderlichen Investitionen zu rechtfertigen.

- 3. Überführung der Effizienz in Produktivitätssteigerung:** Wie soeben bereits angedeutet, hängt die Anreizwirkung von Effizienzvergleichen auch von der Art deren Überführung auf die Ermittlung der Obergrenzen ab. Beim Yardstick gibt es sowohl positive als auch negative Impulse für die Obergrenze, abhängig davon, ob sich das Unternehmen ober- oder unterhalb des Branchendurchschnitts befindet. Beim Frontier-Ansatz hingegen gibt es lediglich Abschlüsse für mögliche Ineffizienzen.

Ferner ist zu unterscheiden, wie lange Netzbetreiber die Möglichkeit haben, ihre Effizienzziele zu erreichen. In der Regel werden Effizienzvorgaben für eine Regulierungsperiode definiert. Allerdings kann davon abweichend auch mehr Zeit festgelegt werden. Bei den Effizienzvorgaben können individuelle und generelle Effizienzziele unterschieden werden. Ziel dieser ex-ante festgelegten Effizienzziele ist, die Netzkunden kontinuierlich an den Effizienzsteigerungen zu beteiligen und damit den Verlauf der Erlöse zu verstetigen.

2.2 Regulierungsinstrumente zur Erhöhung der Investitionsanreize

Ziel der Anreizregulierung ist es, ein effizientes Maß an Investitionen zu stimulieren. Dazu ist primär sicherzustellen, dass Investoren eine ausreichende Rendite erwirtschaften können.

Insofern werden die Investitionsanreize wesentlich durch die (durchschnittliche) Verzinsung des eingesetzten Kapitals bestimmt. Dabei können risikobasierte Ansätze angewendet werden, die eine adäquate Verzinsung auf Basis des erwarteten Risikos berechnen. Eine Grundlage hierfür liefert das sogenannte CAP-M Modell. Vorteil dieses Ansatzes ist die weitgehende Akzeptanz und Verbreitung dieses Bewertungsmodells. Sofern erforderlich bietet es zudem die Möglichkeit für gezielte Anpassungen, falls Risiken aufgrund fehlender Vergleichsgrößen nicht oder nur unzureichend wiedergegeben werden.

Die durchschnittliche Verzinsung wird oft im sogenannten „Weighted Average Cost of Capital“ (WACC) angegeben. Beim WACC werden die Zinssätze für Eigen- und Fremdkapital mit ihrem Verhältnis gewichtet und so ein durchschnittlicher Kapitalzinssatz bestimmt. Da aufgrund des spezifischen Risikos eines Ausfalls die Eigenkapitalverzinsung in der Regel über der des Fremdkapitals liegt, kann das angenommene Gewichtungsverhältnis die Höhe der Kapitalverzinsung mit beeinflussen.

Für die Höhe der durchschnittlichen Verzinsung des eingesetzten Kapitals ist ferner entscheidend, zu welchem Zeitpunkt Investitionen vergütet werden. Gewöhnlich werden Obergrenzen während der Regulierungsperiode nicht geändert, sodass diese Investitionen mit entsprechendem Zeitverzug berücksichtigt werden. Zur Vermeidung dieser Zeitverzögerung könnten einzelne oder alle Investitionen mit ihren Ist- oder Plankosten auch innerhalb der Regulierungsperiode Anpassungen der Obergrenzen auslösen. Dadurch würde allerdings das grundsätzliche Anreizprinzip einer Entkopplung von Kosten und Erlösen abgeschwächt.

Alternativ könnten die Obergrenzen auf Basis von Plankosten ermittelt werden, um zukünftige Investitionsbedarf zum Teil bereits ex-ante zu berücksichtigen. In diesem Fall besteht jedoch die Herausforderung in der Genauigkeit der prognostizierten Bedarfe sowie deren Höhe. Ein

risikoaverser Netzbetreiber würde die Kosten in der Regel überschätzen, sodass die Kostenbasis höher als notwendig wäre.

Das Risiko einer Investition wird maßgeblich auch darüber bestimmt, ob sie vorab auf Effizienz geprüft wird oder ob sie einer revolvierenden ex-post Kontrolle unterzogen wird. Die entsprechenden Risiken sollten dabei adäquat bei der Festlegung der Verzinsung berücksichtigt werden, damit keine übermäßigen Investitionshemmnisse durch die ex-post Regulierung auftreten.

Im Fall der Fortschreibung der Erlösobergrenzen auf Basis historischer Kapitalkosten, beinhalten die Erlös- oder Tarifobergrenzen bereits ein bestimmtes Maß an Ersatzinvestitionen, da angenommen wird, dass sich die Versorgungsaufgabe nicht wesentlich ändert und somit lediglich bestehende Anlagen am Ende ihrer Nutzungsdauer ersetzt werden müssen. Mitunter hat sich jedoch entweder der Versorgungsumfang oder die Art des Ersatzbedarfs im Laufe der Zeit geändert, sodass bei der Diskussion von Regulierungsinstrumenten in Investitionsanreize für niedrige Ersatzinvestitionen (bis zur Höhe der Abschreibungen), für hohe Ersatzinvestitionen (über die Höhe der Abschreibungen) und für Erweiterungsinvestitionen unterschieden werden sollte.

Zuletzt gilt es zu untersuchen, inwiefern die Anreizsysteme die Tendenz zur Kapitalisierung von Betriebskosten verringern oder eliminieren. Dies kann dadurch erreicht werden, dass die Anreizinstrumente ausgewogene Renditemöglichkeiten für Kapital- und Betriebskosten liefern. Unterliegen zum Beispiel Betriebs- oder Kapitalkosten einem unterschiedlichen Anreizmechanismus oder werden unterschiedliche Effizienzverfahren durchgeführt, könnten Anreize zu einer Überkapitalisierung entstehen.

Ein Anreiz zur Überkapitalisierung kann auch dadurch vermieden werden, dass Gewinne durch Betriebskostensenkungen vergleichbar mit Eigenkapitalrenditen sind. Gerade bei steigenden Betriebskosten, wie sie z.B. durch ein Einspeisemanagement im Rahmen der Energiewende zum Teil erwartet werden, ist auf eine ausreichende Möglichkeit der Gewinnerzielung aus Betriebskosten zu achten. Dies impliziert nicht eine Verzinsung von Betriebskosten, sondern bezieht sich zunächst auf die Behandlung von solchen Betriebskosten, die während der Regulierungsperiode aufgrund z.B. oben beschriebener Maßnahmen anfallen, aber bei der Festlegung der Erlösobergrenze nicht (in diesem Umfang) berücksichtigt wurden.

2.3 Regulierungsinstrumente zur Wahrung der Versorgungsqualität

Zur Sicherstellung, dass Netzbetreiber zur Renditesteigerung ihre Kosteneinsparungen nicht zu Lasten der Versorgungsqualität vorgenommen werden, sollten begleitend Regulierungsinstrumente zur Qualitätssicherung berücksichtigt werden. Die Qualität der Versorgung wird gewöhnlich mit Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit verknüpft, die mit unterschiedlichen Kennzahlen gemessen werden können: Z.B. Unterbrechungsdauer (SAIDA - System Average Interruption Duration Index), Unterbrechungshäufigkeit (SAIFI - System Average Interruption Frequency Index) oder Unterbrechungswahrscheinlichkeit. Alternativ können Qualitätsstandards definiert werden, die von den Unternehmen eingehalten werden müssen.

Bei der Ableitung von Anreizwirkungen können die Qualitätsmerkmale dann mit monetären oder nicht-monetären Anreizen verknüpft werden. Bei den monetären Anreizen können die Ergebnisse der Qualitätsanalyse zur Anpassung der Obergrenze führen, wohingegen bei nicht-monetären Anreizen keine unmittelbare Anpassung verursacht werden kann.

2.4 Regulierungsinstrumente zur Förderung von Innovationen

Bei der Beurteilung von Instrumenten zur Förderung von Innovation muss zunächst konstatiert werden, dass keine einheitliche Definition von Innovation im Regulierungsrahmen existiert. Für diese Studie werden daher die Regulierungsinstrumente beschrieben, die zum einen Forschung und Entwicklung im Allgemeinen fördern und zum anderen spezielle Projekte aufgrund ihres innovativen Charakters unterstützen.

Die Herausforderung bei Innovationen besteht darin, dass sie in der Regel mit Chancen und gleichzeitig mit einem höheren Investitionsrisiko verbunden sind, da das Ergebnis bzw. die zu realisierenden Einsparpotentiale unsicher sind. Zudem könnte die Amortisationszeit bestimmter Innovationen länger als eine Regulierungsperiode dauern.

Bei der Analyse der Innovationsanreize werden zwei unterschiedlichen Formen der Förderung innovativer Maßnahmen von Netzbetreibern unterschieden. Zum einen werden Innovationen teilweise über die oben genannten Effizianzanreize eines Regulierungssystems berücksichtigt. Diese werden im Folgenden mit „impliziten“ Innovationsanreizen bezeichnet. Hierzu zählen zum Beispiel die Dauer der Regulierungsperiode sowie der Effizienzvergleich auf Basis eines Yardstick-Ansatzes. Insofern werden durch längere Regulierungsperioden bzw. die Einführung eines Yardstick-Effizienzvergleichs auch die Innovationsanreize der Netzbetreiber gesteigert, da sie zusätzliche Gewinne durch Kostensenkungen länger, bzw. über mehrere Regulierungsperioden erwirtschaften können. In Ergänzung zu den impliziten Innovationsanreizen, können „explizite“ Förderinstrumente zusätzliche Anreize generieren, die entweder Innovation im Allgemeinen oder aber spezielle Maßnahmen fördern. In beiden Fällen ist jedoch wichtig, dass derartige Kosten von den sonstigen Kosten zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe klar getrennt sind.

2.5 Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes

Einfachheit und Transparenz sind im Vergleich zu den vorgenannten Regulierungszielen nachrangige Ziele eines Regulierungsansatzes. Gleichwohl sind sie wichtig, um die Effizienz der Regulierungsansätze beurteilen zu können. Einfachheit betrifft insbesondere den Regulierungsaufwand. Gewöhnlich gilt, dass je einfacher ein Regulierungsansatz ist, desto geringer sind dadurch auch die Kosten, sowohl für die Regulierungsbehörde als auch für das regulierte Unternehmen. Im Rahmen dieser Studie wird im Wesentlichen zwischen prozessualer und methodischer Einfachheit des Regulierungssystems unterschieden. Prozessuale Einfachheit bezieht sich auf die Durchführung der Regulierungsinstrumente, d.h. inwiefern die Prozesse standardisiert sind oder auf individuelle Besonderheiten eingegangen wird. In Bezug auf die Methodik wird die Komplexität der angewandten Verfahren untersucht.

Beim Streben nach Einfachheit sollte allerdings beachtet werden, dass Besonderheiten ausreichend im Regulierungsansatz reflektiert sind, um die gewünschten Anreize erzielen zu können. Dazu gehört auch, dass der Regulierungsansatz für alle nachvollziehbar und verständlich ist, was maßgeblich durch dessen Transparenz bestimmt wird.

Transparenz dient zum einen dazu, Entscheidungen und Entwicklungen für die Stakeholder nachvollziehbarer zu machen. Dadurch kann insbesondere die Akzeptanz erhöht und die Beteiligung z.B. an der Entwicklung des Regulierungssystems verbessert werden. Zum anderen könnte die Veröffentlichung einzelner (Kosten-)Daten die Netzbetreiber in ihren Entscheidungen disziplinieren. Zumindest müssten sie befürchten, dass einzelne Kosten nicht nur von der

Regulierungsbehörde geprüft würden. Als Maß für Transparenz kann die Zahl und der Umfang der veröffentlichten Daten und Dokumente gesehen werden, die im Regulierungsansatz relevant sind. Neben den positiven Anreizwirkungen von Transparenz sollten auch die Kosten sowohl der Informationsbereitstellung durch die Netzbetreiber als auch der Informationsverarbeitung der Stakeholder beachtet werden. Das volkswirtschaftlich effiziente Transparenzniveau liegt dort, wo der Nutzen der zusätzlichen Informationsbereitstellung den Kosten entspricht.

3 Länderberichte

3.1 Großbritannien

3.1.1 Rahmenbedingungen

3.1.1.1 Struktur und Organisation der Transport- und Verteilnetze

Strom

Die britischen Stromnetzbetreiber versorgen derzeit circa 28 Millionen Kunden auf einer Gesamtfläche von 242.000 km². Die jährliche Höchstlast im Stromnetz beträgt etwa 57 GW. Der Stromverbrauch liegt bei circa 370 TWh pro Jahr. Das Übertragungsnetz besteht aus 400 kV- und 275 kV-Leitungen und das Verteilnetz aus Leitungen bis 132 kV. Die Gesamtlänge des Verteilnetzes beträgt 767.000 km, die sich in 38 % Freileitungen und 62 % Erdkabeln aufteilen. Das britische Netz ist über die folgenden grenzüberschreitenden Verbindungen (Interkonnektoren) mit anderen Stromnetzen von Nachbarländern verbunden: Interconnexion France-Angleterre (IFA) (Frankreich, 2 GW Übertragungskapazität), BritNed (Niederlande, 1 GW Übertragungskapazität), Moyle (Nordirland, 50 MW Übertragungskapazität) und East West (Irland, 50 MW Übertragungskapazität).

National Grid Electricity Transmission plc (NationalGrid) ist der einzige Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und betreibt die 400 kV- und 275 kV- Übertragungsnetze. Die Eigentumsstruktur des Netzes ist geographisch organisiert. In England und Wales ist National Grid ebenfalls Eigentümer der Übertragungsleitungen, während die Eigentümer der Netze in Nord- und Schottland Scottish Power und Scottish & Southern Energy sind. Es gibt 14 Verteilnetzbetreiber (VNB), die ihre jeweiligen Netze in geographisch abgegrenzten Gebieten betreiben. Die Größe der VNB variiert stark - der kleinste VNB hat circa 600.000 Kunden, während der größte VNB mehr als 3.3 Millionen Kunden hat.

Gas

Derzeit werden etwa 23 Millionen Gaskunden versorgt. Das Gasverteilnetz besteht aus Erdpipelines, die aus Gusseisen, Kugelgraphit, Stahl oder Polyethylen sind. Die Gesamtlänge des Gasverteilnetzes beträgt 275.000 km. Das Gasfernleitungsnetz ist mehr als 6.600 km lang und wird mit einem Druck von bis zu 85 bar betrieben. Insgesamt befinden sich 26 strategisch platzierte Kompressoren im Netz. Im Fernleitungsnetz gibt es über 140 Ausspeisepunkte. 40 Gaskraftwerke sowie eine Vielzahl von Industriekunden sind direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossen. Das Gas wird über 12 Verteilstationen in die Verteilnetze weitergeleitet. Das britische Gasnetz ist über die folgenden Grenzübergangspunkten (GÜP) mit seinen Nachbarländern verbunden: Bacton – Zeebrugge (Belgien, Import/Export), Balgzand – Bacton (Niederlande, Import), Heimdal Riser Platform – St. Fergus (Norwegen, Import), Statfjord – St. Fergus (Norwegen, Import), Gjøa/Vega – St. Fergus (Norwegen, Import), Nyhamna – Easington (Norwegen, Import) Moffat – ROI (Irland, Export).

National Grid plc (National Grid) ist, wie auch im Strombereich, der einzige Fernleitungsnetzbetreiber (FNB). Die Verteilnetze werden von acht VNB betrieben. Vier dieser acht Betreiber sind Tochterunternehmen von National Grid. Die verbleibenden vier VNB gehörten früher ebenfalls zu National Grid, sind jedoch mittlerweile an Dritte verkauft worden.

3.1.1.2 Energiewirtschaftliche Ziele

Großbritannien steht vor großen energiepolitischen Herausforderungen in den nächsten 20 Jahren, die sich unter den folgenden drei Stichworten zusammenfassen lassen: Reduzierung der CO₂-Emissionen, zunehmende Gefährdung der Versorgungssicherheit sowie eine höhere Preissensibilität der Endverbraucher:



Abbildung 3: Übersicht energiepolitischer Herausforderungen in Großbritannien

- **Verminderung der CO₂-Emissionen:** Großbritannien hat sich auf europäischer sowie internationaler Ebene verpflichtet, seine CO₂-Emissionen stark zu senken. Die Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen sowie Erneuerbaren Energien wird bei der Zielerreichung eine zentrale Rolle spielen.
- **Zunehmende Gefährdung der Versorgungssicherheit:** Alternde Kraftwerke (laut Schätzungen werden 1/5 der Erzeugungskapazität bis 2020 außer Betrieb genommen) sowie alternde Netze, der Ausbau volatiler Erzeugung sowie eine abnehmende Gasförderung in der Nordsee bei steigender Stromnachfrage werden die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend erschweren.
- **Zunehmende Preissensibilität** bzgl. steigender Strom- und Gaspreise.

Um die oben genannten Herausforderungen zu meistern, plant die Regierung weitreichende Energiemarktreformen, die sich momentan in einem Konsultationsverfahren befinden.

Die Reformen betreffen hauptsächlich den Stromerzeugungssektor, haben jedoch weitreichende Auswirkungen für die Netzbetreiber. Die Regierung schätzt den (Ersatz- und Erweiterungs-) Investitionsbedarf in das britische Stromnetz auf 110 Mrd. Pfund bis 2020.

Um diesen Investitionsbedarf zu decken, hat die Regulierungsbehörde bereits 2010 einen neuen Regulierungsansatz eingeführt, der die Förderungen von Investitionen, Innovationen und Qualität zum Ziel hat.

3.1.2 Regulierungsansatz

3.1.2.1 Überblick

Die britische Regulierungsbehörde Ofgem, ist für die Regulierung der Strom- und Gasmärkte zuständig. Ofgems Befugnisse wurden in den folgenden Gesetzen festgelegt: Gas Act (1986), Electricity Act (1989), Utilities Act (2000) und Energy Act (2013).

Die Anreizregulierung soll Anreize für Netzbetreiber bieten, insbesondere um

- Interessenvertreter aktiv in den Entscheidungsfindungsprozess miteinzubeziehen;
- Effiziente Investitionen zu tätigen, um eine sichere und zuverlässige Versorgung sicherzustellen;
- In Innovationen zu investieren, um die Netzkosten für heutige und zukünftig Verbraucher zu senken und
- eine wichtige Rolle bei der Entwicklung einer CO₂-armen Wirtschaft und bei der Erreichung weiterer Umweltziele einzunehmen.

Aus den oben genannten energiepolitischen Herausforderungen hat Ofgem die folgenden Herausforderungen für Netzbetreiber abgeleitet:

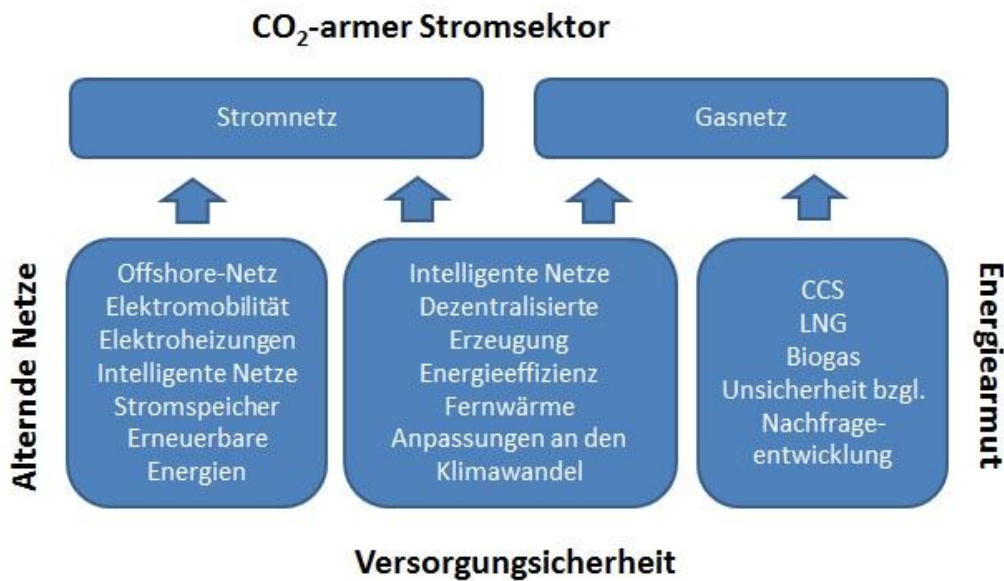


Abbildung 4: Herausforderungen für Strom- und Gasnetze²

Ofgem begründet den Wechsel vom 'RPI-X'-Ansatz mit den in Abbildung 4 genannten neuen Herausforderungen für Netzbetreiber. Zwar hat der RPI-X-Regulierungsansatz zu niedrigeren Preisen, besserer Dienstleistungsqualität sowie Netzinvestitionen in Höhe von 35 Milliarden Pfund innerhalb der letzten 20 Jahren geführt, jedoch setzt er, laut Ofgem, nicht die richtigen Anreize für einen nachhaltigen sowie kohlenstoffarmen Energiesektors.

Seit 2008 hatte Ofgem daher seinen Regulierungsansatz überarbeitet und 2010 mit dem RIIO einen neuen Regulierungsrahmen vorgestellt. RIIO steht für:

$$\text{Revenue} = \text{Incentives} + \text{Innovations} + \text{Outputs}$$

$$(\text{Erlöse} = \text{Anreize} + \text{Innovationen} + \text{Ziele/Ergebnisse})$$

² Vgl. Ofgem (Juli 2010): RIIO: A new way to regulate networks, Final decision.

Ofgem verfolgt mit den vier Komponenten der RIIO-Formel die folgenden Ziele:

- **Erlöse:** Die ex-ante Festlegung der Erlösobergrenze setzt allgemeine Effizienzreize, erhöht die Transparenz und Planungssicherheit und führt zu einer fairen Verteilung der Kosten zwischen den heutigen und zukünftigen Verbrauchern.
- **Anreize:** Das Model setzt Anreize für eine effiziente Dienstleistungserbringung durch die 8-jährige Regulierungsperiode sowie die Verknüpfung von Qualitätskenngrößen mit Bonus-Malus-Zahlungen. Hinzu kommt eine ex-ante Effizienzprüfung der Kosten sowie Unsicherheitsmechanismen, damit Investitionen nicht verzögert werden.
- **Innovationen:** Förderung der technischen sowie betrieblichen Effizienz auf Grundlage von Innovationsprogrammen, die in den Anreizrahmen integriert wurden sowie die Option, Dienstleistung durch externe Dienstleister erbringen zu lassen.
- **Output/Zielgrößen:** Sicherstellung einer stringenten Zielorientierung durch die Festlegung von Zielgrößen im Rahmen der Vergabe von Netzbetreiberlizenzen zur Förderung des Verbraucherbewusstseins durch mehr Transparenz sowie zur stärkeren Einbindung von Interessenvertretern.

Bereits 2013 wurden die Erlöse für ÜNB und FNB gemäß dieser neuen Methode festgelegt. Momentan führt Ofgem neue Kostenprüfungen für Strom-VNB für die kommende Regulierungsperiode 2015-2023 durch.

Netzbetreiber		Regulierungsperiode
Strom	ÜNB	2013-2021
	VNB	2015-2023
Gas	FNB	2013-2021
	VNB	2013-2021

Tabelle 1: Übersicht der Regulierungsperioden

Eine der wesentlichen Änderungen des RIIO-Ansatzes ist die Festlegung der Erlösobergrenze auf Basis von Plankosten. Darüber hinaus wurde im Zuge des Wechsels von der RPI-X-Regulierung zur RIIO-Regulierung die Regulierungsperiode von ehemals 5 Jahre auf nunmehr 8 Jahre verlängert. Diese Verlängerung zielt im Wesentlichen darauf ab, die Planungssicherheit für Netzbetreiber zu erhöhen und damit stabilere Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen zu schaffen.

Die Effizienz der Kosten wird auf Basis eines „toolkit approaches“, d.h. durch eine Vielzahl an Verfahren, ermittelt. Neben Kosten, die der Anreizregulierung unterliegen, legt Ofgem ebenfalls durchlaufende Kosten fest. Hierzu zählen v.a. Lizenzgebühren, direkte Anschlusskosten („direct connection charges“) sowie Kosten vorgelagerter Netze.

Aufgrund der Verlängerung der Regulierungsperiode sieht der Regulierer drei Möglichkeiten vor, die Erlösobergrenze auf Grund unerwarteter Kostenentwicklungen anzupassen:

- **Unsicherheitsmechanismus:** Der Unsicherheitsmechanismus umfasst Anpassungen der Erlösobergrenze auf Basis der Entwicklung von Fremdkapitalkosten, Inflation und Steuern. Zusätzlich sind weitere Kostenanpassungen vorgesehen. Eine Übersicht über bestimmte in den „Unsicherheitsmechanismen“ berücksichtigten Kosten ist in Tabelle 2 aufgeführt:

	Mechanismus	Kostenelemente	Häufigkeit
Automatisch	Indexierung	Preisindexierung Indexierung der FK-Verzinsung	Jährlich
	Pass-through	Ofgem-Lizenzgebühren Datenbereitstellung durch externe IT-Dienstleister, Kosten für die Datenverwaltung sowie –speicherung.	Jährlich
	Mengeneffekte	Smart meter roll-out	Jährlich
Prüfung	„Reopener“	Größere Leitungsarbeiten (street works) Umfangreiche Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit von Anlagen Großprojekte	2019
	Lastabhängige Ausgaben		2017, 2020
	Innovationsumsetzungsmechanismus	Innovationsprojekte	2017, 2019
	„Pension deficit mechanism“	Pensionsverpflichtungen	

Tabelle 2: Kostenanpassungen gemäß Unsicherheitsmechanismen während der Regulierungsperiode

- **Regulierungsbefreiung:** Sollte sich die finanzielle Situation eines Netzbetreibers so weit verschlechtern, dass die Gefahr besteht, dass er seine gesetzlichen Aufgaben nicht mehr wahrnehmen kann, so kann eine Aussetzung der Preiskontrolle beantragt werden.
- **„Halbzeit“-Evaluierung der definierten Ziele:** Der aktuelle Regulierungsrahmen sieht nach 4 Jahren eine Evaluierung der vor Beginn der Regulierungsperiode ursprünglich festgelegten Ziele vor. Um die zusätzlichen Investitionsanreize aufgrund der höheren Planungssicherheit der Netzbetreiber nicht zu sehr zu beeinträchtigen, können Ziele vom Regulierer nur infolge weitreichender Gesetzesänderungen geändert werden. Interessensvertreter werden dabei in den Entscheidungsprozess mit eingeschlossen. Zudem ist eine rückwirkende Anwendung ausgeschlossen.

3.1.2.2 Effizienz

Im Rahmen der Einführung des RIIO-Ansatzes wurde die Regulierungsperiode von 5 auf 8 Jahre verlängert. Somit haben Netzbetreiber über einen langen Zeitraum die Möglichkeit, Effizienzgewinne einzubehalten. Allerdings steigt damit auch das Verlustrisiko im Falle unerwarteter Kostensteigerungen.

Für die ex-ante Effizienzprüfung der Plankosten verwendet Ofgem einen sogenannten "Werkzeugkasten-Ansatz", d.h. eine Vielzahl an Methoden stehen für die Prüfung der Gesamtkosten sowie einzelner Kostenkategorien zur Verfügung.

Unter anderem werden die folgenden Methoden angewandt:

■ Ökonometrisches Benchmarking der TOTEX

- Auf Basis eines Regressionsmodells werden die TOTEX (total expenditures = Betriebs- und Investitionskosten³) verschiedener VNB verglichen. Strukturelle regionale sowie unternehmensspezifische Unterschiede werden berücksichtigt. Zusätzlich werden Kosten, deren tatsächlicher Verlauf mit großen Unsicherheiten behaftet ist, wie z.B. "smart metering"-Kosten, nicht berücksichtigt. Diese Kosten werden auf Basis von Ist-Kosten jährlich angepasst. Dynamische Effekte werden auf Basis eines Inflationsparameters (bzgl. der Kosten im Fotojahr) sowie Effizienzparameters (auf Basis eines efficiency frontier shifts) berücksichtigt. Laut Ofgem werden hiermit langfristige Anreize gesetzt, sowohl Betriebskosten als auch Investitionskosten möglichst niedrig zu halten.
- Für die erste Regulierungsperiode unter RIIO wurde das TOTEX-Benchmarking auf Basis der OLS- (ordinary least square) Methode durchgeführt. Als Outputgrößen wurden die Anzahl der Verbraucher sowie die Höchstlast berücksichtigt. Als Inputgrößen wurden die Betriebskosten sowie Investitionskosten auf Basis statistischer Zeitreihen verwendet.

■ Trendanalyse

- Die vergangene Entwicklung der Kosteneffizienz eines Netzbetreibers mit Bezug auf eine oder mehrere Netzbetreiberaktivitäten sowie mit Bezug auf die TOTEX wird in der Beurteilung der Geschäftspläne mitberücksichtigt. Netzbetreiber, die in der Vergangenheit ihre vorgegebenen Ziele nicht erreicht haben, können einerseits dazu verpflichtet werden, ihre Annahmen für die kommende Regulierungsperiode detaillierter darzulegen oder können mit höheren Abschlägen für eine unzureichende bisherige Zielerfüllung belegt werden.

■ Experten-Gutachten

- Experten-Gutachten werden z.B. für die Beurteilung von Kosten angefordert, für die sich die Kostentreiber nicht eindeutig identifizieren oder nur schwer modellieren lassen. Des Weiteren werden Gutachter beauftragt, wenn Netzbetreiberkosten mit Kosten anderer Sektoren/Industrien verglichen werden oder neue Aktivitäten der Netzbetreiber betreffen. Als Beispiele solcher Kosten werden Gebäudeverwaltungskosten sowie IT-Kosten genannt.

■ Projekt-spezifische Prüfung

- Eine Kostenprüfung spezieller Projekte wird im Falle sogenannter "high value projects", d.h. Projekte mit außergewöhnlich hohen Investitionskosten, durchgeführt. Für solche Investitionsmaßnahmen muss der Netzbetreiber eine vollständige Kosten-Nutzen-Analyse vorlegen. Diese Kosten werden ebenfalls nicht im Benchmarking berücksichtigt. Ofgem erwartet nur wenige Projekte dieser Art, so dass der Aufwand zur Kostenprüfung von Seiten der Regulierungsbehörde als begrenzt eingeschätzt wird.

³ Da in den zugrunde liegenden Kosten die Investitionskosten im Gegensatz zu den Kapitalkosten berücksichtigt werden, unterscheidet sich dieses TOTEX-Benchmarking von der Effizienzprüfung der Gesamtkosten in anderen Ländern.

Es wird kein individueller Effizienzwert pro Netzbetreiber ermittelt, der den Pfad der Erlösobergrenze "mechanisch" beeinflusst. Vielmehr fließt eine Vielzahl von Effizienzwerten in die Prognosekosten ein.

Ofgem beugt mit Hilfe einer sehr differenzierten Kostenprüfung, die sowohl das aggregierte Kostenniveau wie auch einzelne Kostenkomponenten miteinschließt, einer strukturellen Benachteiligung von Netzbetreibern vor. Zudem haben Netzbetreiber die Möglichkeit, ihre Kosten im Rahmen eines fast-track-Verfahrens frühzeitig anerkannt zu bekommen, wenn sie die entsprechenden Effizienznachweise gemäß der oben beschriebenen Ansätze vorlegen. Damit besteht ein hoher Anreiz für Netzbetreiber, die Effizienz ihrer Kosten bzw. der zukünftigen Kostenentwicklung aktiv zu belegen, um diese in voller Höhe und zeitig anerkannt zu bekommen.

3.1.2.3 Investitionen

Sowohl Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen werden in den Prognosekosten im Rahmen der ex-ante Festlegung der Erlösobergrenze berücksichtigt. Zum einen sind sie Bestandteil des regulatorischen Anlagevermögens, das mit dem WACC vergütet wird. Zum anderen sind sie Bestandteil der Kapitalkosten.

Das regulatorische Anlagevermögen wird auf Basis kalkulatorischer Kosten ermittelt.

Die Eigenkapitalverzinsung zur Abdeckung von markt- sowie netzbetreiber-spezifischen Risiken wird auf Basis des CAP-M ermittelt und wurde für die kommende Regulierungsperiode auf 6 % - 7,2 % festgelegt. Netzbetreiber haben zudem die Möglichkeit, einen Antrag auf Erhöhung der Eigenkapitalverzinsung unter Angabe von außergewöhnlich hohen sowie spezifischen Risiken einzureichen.

Die Fremdkapitalkosten werden auf Basis eines 10-jährigen gleitenden Durchschnitts der iBoxx-Indizes für Rentenmarktpapiere von Nicht-Banken (Kreditrating von BBB-A) mit einer Restlaufzeit von mehr als 10 Jahren jährlich angepasst.

Ofgem hat im Zuge der Einführung des RIIO die durchschnittlichen Abschreibungsdauern für Betriebsmittel von Gasnetzen beibehalten, während die Abschreibungsdauern für Betriebsmittel von Stromnetzen deutlich verlängert wurden (vgl. Tabelle 3).

			Wirtschaftliche Nutzungsdauer (Jahre)	Abschreibungs- methode
Strom	ÜNB	Neue Anlagen (> 2015)	45	linear
		Bestandsanlagen	20	linear
	VNB	Neue Anlagen (> 2015)	45	linear
		Bestandsanlagen	20	linear
Gas	FNB (Anlagen ab 2002)		45	linear

Tabelle 3: Kalkulatorische Nutzungsdauer für Bestands- und Neuanlagen

Die durchschnittliche Abschreibungsdauer wurde von 20 Jahre auf 45 Jahre erhöht, um der wirtschaftlichen Nutzungsdauer besser Rechnung zu tragen. Um das regulatorische Risiko für Netzbetreiber zu minimieren, wird diese Nutzungsdauer für Bestandsanlagen beibehalten. Zusätzlich wird an der 20-jährigen Nutzungsdauer für Anlagen für den Netzanschluss Erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Rahmen des „Transmission Investment in Renewable Generation“ (TIRG) festgehalten, um durch die kurze Abschreibungsdauer besondere Anreize für

einen zeitgerechten Netzanschluss zu setzen. Weiterhin besteht die Möglichkeit, einen Teil der Investitionen direkt in die Erlösobergrenze miteinzubeziehen.

Neben der Berücksichtigung zukünftiger Investitionen in den Prognosekosten besteht auch die Möglichkeit, bestimmte Erweiterungsinvestitionen während der Regulierungsperiode zu berücksichtigen. Hierfür definiert Ofgem sogenannte „re-opener“. Dies sind Kostenkategorien, für die eine Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode stattfinden kann.

Insgesamt wurden die in Tabelle 4 aufgeführten Investitionsvolumen für die erste Regulierungsperiode genehmigt:

Netzbetreiber	Unternehmen	Genehmigte Investitionsvolumen (2013-2021)
ÜNB FNL	<ul style="list-style-type: none"> ■ Scottish Power Transmission ■ Scottish Hydro Electricity ■ Transmission (SSE) 	7,0 Milliarden Pfund
	<ul style="list-style-type: none"> ■ NationalGrid (Electricity) 	15,5 Milliarden Pfund
VNB (Gas)	<ul style="list-style-type: none"> ■ National Grid Gas (NGG) ■ Scotia Gas Network (SGN) ■ Northern Gas Networks (NGN) ■ Wales West Utilities (WWU) 	8,7 Milliarden Pfund

Tabelle 4: Genehmigte Investitionsvolumen der ÜNB und FNB für die Regulierungsperiode 2013-2021

Diese Zahlen decken nicht die gesamten Investitionsvolumen bis 2020 ab. Zu den Investitionsvolumen für die erste Regulierungsperiode 2013-2021 der ÜNB, FNB sowie Gas-VNB kommen zusätzlich noch die genehmigten Investitionsvolumen der Strom-VNB, deren Regulierungsperiode erst 2015 beginnt, sowie Fördermittel, die im Rahmen der Innovationsmechanismen vergeben werden.

3.1.2.4 Qualität

Das Herzstück des RIIO-Ansatzes ist das eingeführte Bonus-Malus-System, das sich an sogenannten „Outputs“, d.h. der Erfüllung vom Regulierer vorgegebener Zielgrößen, orientiert.

Die Zielgrößen werden auf Basis übergeordneter Kategorien, wie z.B. Sicherheit, Umwelt, Kundenzufriedenheit, Zuverlässigkeit (reliability) sowie Netzanschlüssen festgelegt (vgl. Tabelle 5). Netzbetreiber müssen in ihren Geschäftsplänen darlegen, wie sie die Zielgrößen erreichen wollen.

Übergeordnetes Ziel	Konkrete Ziele/Ergebnisse	Anreiz
Umwelt	Netzverluste	Nicht-monetär: Reputationsgewinn/-verlust durch Veröffentlichungspflicht
Kundenzufriedenheit	Kundenumfrage	Monetär: +/- 0,5 % der Erlösobergrenze
Zuverlässigkeit	VoLL (value of loss load)	16.000 Pfund/MWh
Netzanschlüsse	Zeitgerechter Netzanschluss	Monetär: noch festzulegen

Tabelle 5: Ausgewählte Beispiele definierter Outputgrößen und der damit verknüpften monetären und nicht-monetären Anreize

Netzbetreiber sollen dabei zur Erfüllung der Ziele durch monetäre sowie nicht-monetäre Anreize motiviert werden. Nicht-monetäre Anreize werden z.B. durch Veröffentlichungspflichten gesetzt, die einen entsprechenden Reputationsgewinn/-verlust für den Netzbetreiber zur Folge haben können. Daneben bestehen finanzielle Anreize in Form der Anpassung der Erlösbergrenze oder eines Renditeauf- bzw. -abschlags auf die gemäß CAP-M ermittelte Kapitalverzinsung. Netzbetreiber müssen z.B. Umfragen bei End- sowie Netzkunden durchführen. Diese Umfragen umfassen die Dienstleistungsqualität im Falle von Versorgungsunterbrechungen, Netzanschlüssen sowie allgemeine Kundenanfragen. Schneiden sie bei diesen Umfragen gut ab, so wird ihnen ein Renditeaufschlag von 0,5 % gewährt. Die Versorgungssicherheit wird anhand des SAIFI und SAIDI gemessen. Der Renditeaufschlag beträgt +/- 1,5 % - 2 % auf die Kapitalverzinsung (WACC).

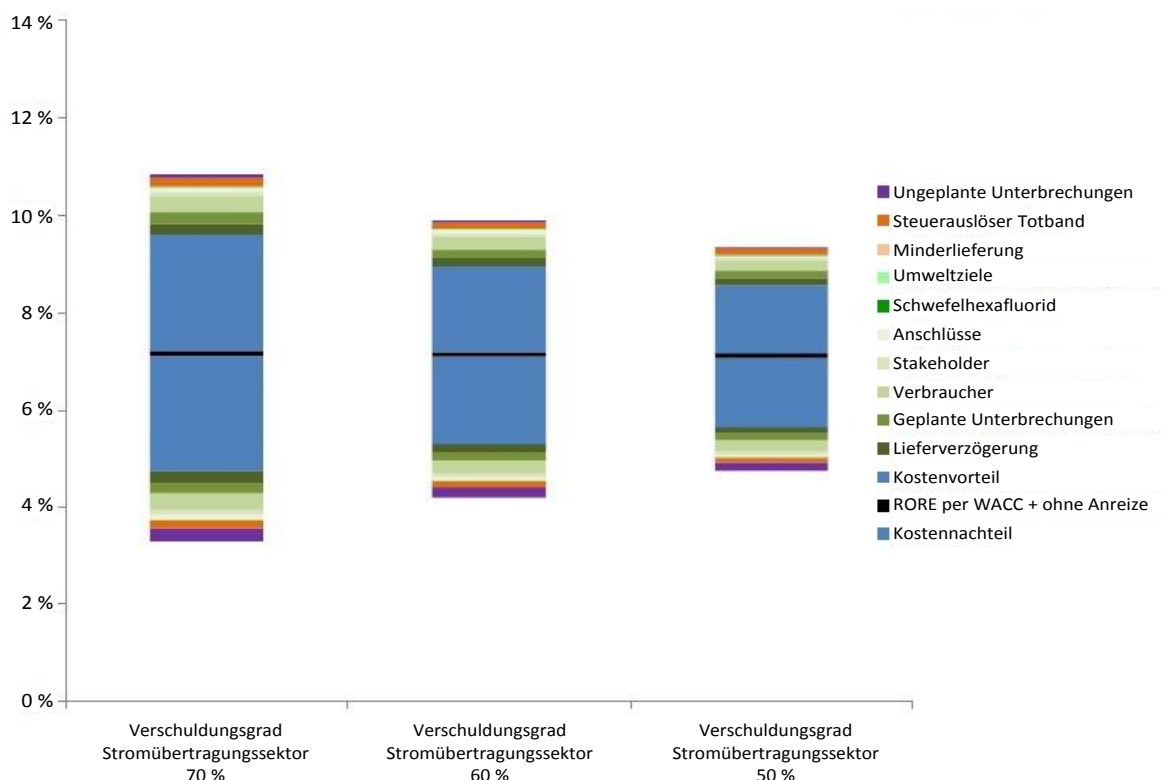


Abbildung 5: Rendite auf- und -abschläge für die Zielerreichung von ÜNBs in Abhängigkeit des Verschuldungsgrads.⁴

Abbildung 5 veranschaulicht das Bonus-Malus-System in Abhängigkeit verschiedener Eigenkapitalquoten. Als Zielgrößen werden u.a. ungeplante sowie geplante Unterbrechungen, Umweltziele und Netzanschlüsse verwendet. Obwohl die tatsächliche Rendite stark vom Verschuldungsgrad abhängig ist, setzte das Bonus-Malus-System zusätzliche Anreize für Netzbetreiber, ergebnisorientierte Investitionen zu tätigen.

Ofgem legt diese Zielgrößen in sehr detaillierter Form fest. Durch die monetären Konsequenzen einer Über- bzw. Untererfüllung der festgelegten Zielgrößen sowie der Veröffentlichung der Ergebnisse bestehen in Großbritannien hohe Anreize, eine entsprechende Qualitätssicherung zu betreiben.

⁴ Vgl. Ofgem (2011): Decision on strategy for the next transmission price control - RIIO-T1.

3.1.2.5 Innovationen

Wie in Kapitel 3.1.2.1 beschrieben, dauert in Großbritannien eine Regulierungsperiode 8 Jahre. Damit besteht für die Netzbetreiber die Möglichkeit, Kostenvorteile in Folge von Innovationen über einen relativ langen Zeitraum zu nutzen. Zudem können sie einen individuellen WACC beantragen, der höhere Investitionsrisiken, mit denen Innovationen behaftet sein können, gegebenenfalls berücksichtigen kann.

Neben diesen impliziten Innovationsanreizen fördert Ofgem explizit Innovationen. Hierfür bedient sich Ofgem zweier Regulierungsinstrumente. Zum einen können Netzbetreiber einen Renditezuschlag von 0,5 % - 1 % erhalten, wenn sie Ofgem eine sehr gute Innovationsstrategie vorlegen. Zudem haben Netzbetreiber die Möglichkeit, sich um von Ofgem ausgeschriebene Innovationsfördermitteln zu bewerben. Zum anderen gibt es sogenannte „Netzinnovationswettbewerbe“ („Network Innovation Competitions“ (NICs)) für ÜNB und VNB. Diese sollen Innovationen in relativ frühen Entwicklungsstadien fördern. Für die ersten zwei Jahre der aktuellen Regulierungsperiode stehen 90 Mio. Pfund pro Jahr an Finanzmitteln zur Verfügung. Zudem gibt es einen sogenannten Innovations-Umsetzungsmechanismus („Innovation Roll-out Mechanism“ (IRM)), der die zeitgerechte Umsetzung von Innovationen fördern soll. Im Rahmen dieses Programmes können Netzbetreiber bis zu drei Projekte einreichen, wobei für jedes Projekt maximal 10 Mio. Pfund bewilligt werden können. Beide Innovationsprogramme sind nicht an die Dauer einer Regulierungsperiode geknüpft.

3.1.2.6 Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes

Der Regulierungsansatz in Großbritannien ist durch eine sehr hohe Regulierungstiefe geprägt. Es wird eine Vielzahl unterschiedlicher Regulierungsziele definiert und reguliert. So wird u.a. beurteilt, ob Kunden zufrieden sind, Plankosten eingehalten werden, Netzanschlüsse zeitgerecht fertiggestellt werden oder Umweltziele eingehalten werden. Die Einhaltung dieser Ziele wird durch eine Vielzahl unterschiedlicher Regulierungsinstrumente sichergestellt.

Ebenfalls werden die Kosten der Netzbetreiber individuell durch eine Vielzahl von Methoden festgelegt. Dabei wird auch die Entwicklung einzelner Kostenelemente beurteilt.

Es ist offensichtlich, dass eine solche regulatorische Beurteilung entsprechend differenzierte Mechanismen erfordert. Ofgem hat diese Instrumente im Laufe der Zeit stets weiterentwickelt und verfeinert. Dies führt zu einem äußerst komplexen Regulierungsansatz mit sehr hohen regulatorischen Eingriffsmöglichkeiten und entsprechend hohem regulatorischem Aufwand.

3.1.3 Zwischenfazit - Großbritannien

Der neue RIIO-Ansatz wurde vor allem mit dem Ziel einer starken Förderung von Innovationen sowie des damit einhergehenden hohen Investitionsbedarfs eingeführt. Der britische Regulierungsansatz ist durch lange Regulierungsperioden sowie einer Kostengenehmigung auf Grundlage von Plankosten einschließlich Investitionen gekennzeichnet. Des Weiteren findet eine starke Differenzierung von Qualitätskenngrößen und Instrumenten zur Innovationsförderung statt.

Die Wirksamkeit des neuen Ansatzes kann noch nicht beurteilt werden, da die erste Regulierungsperiode erst 2013 für ÜNB, FNB sowie Gas-VNB begonnen hat. Die erste Regulierungsperiode für die Strom-VNB wird erst 2015 starten, sodass insgesamt noch keine belastbaren Werte vorliegen, die die Wirkung des neuen Regulierungsansatzes beschreiben könnten.

Eine Kostenprognose über einen 8-jährigen Zeitraum erfordert eine sehr differenzierte Effizienzbeurteilung. Dies ist bei gut einem Dutzend Strom- und halb so viel Gas-VNB möglich. Zudem wird die Dienstleistungsqualität anhand sehr vieler Einzelkenngrößen definiert. Die Nachhaltigkeit der Maßnahmen wird zudem durch längerfristige Geschäftspläne sichergestellt. Eine solch differenzierte Bewertung erfordert eine sehr hohe Regulierungstiefe. Dabei werden Anreize gesetzt, dass Netzbetreiber Effizienznachweise selbst erbringen, womit zudem Informationsasymmetrien zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörde entgegengewirkt wird. Netzbetreiber machen selbst Vorschläge für die Entwicklung der Kostenparameter. Dennoch erfordert die Beurteilung der Geschäftspläne einen sehr hohen Regulierungsaufwand.

Das heutige System kann als Weiterentwicklung des alten RPI-X-Ansatzes betrachtet werden, bei dem aus übergeordneten energiepolitischen Zielen Outputkenngrößen für Netzbetreiber abgeleitet und explizit im Regulierungsrahmen verankert werden.

3.2 Italien

3.2.1 Rahmenbedingungen

3.2.1.1 Struktur und Organisation der Transport- und Verteilnetze

Das italienische Stromnetz besteht aus 10.610 km 380 kV-Leitungen, 11.206 km 220 kV-Leitungen und 40.600 km Leitungen mit einer Spannung von 150 kV oder niedriger. Der jährliche Höchstlast beträgt ungefähr 55 GW. Der Gesamtverbrauch ohne Berücksichtigung der Netzverluste lag 2012 bei ca. 305 TWh. Der Anteil Erneuerbarer Energien am der Gesamterzeugung betrug 2012 28 %.

TERNA S.p. A. ist der lizenzierte ÜNB in Italien. Daneben gibt es ca. 140 VNB. Die Anzahl der VNB ist während der letzten 10 Jahre von 173 auf 140 VNB kontinuierlich gesunken. Viele Zusammenschlüsse wurden mit dem Ziel einer Kostensenkung und Effizienzgewinnen durchgeführt.

Das italienische Gasnetz bestand 2012 aus 9.713 km Fernleitungen/Hochdruckleitungen sowie 24.702 km Niederdruckleitungen. Die Importkapazität beträgt 299 Mcm/Tag zuzüglich 39,4 Mcm/Tag LNG-Kapazität (liquefied natural gas). Der jährliche Gasverbrauch betrug 74,3 Bcm.

Das Snam Rete Gas S.p. A. (Tochtergesellschaft von Snam S.p.A., SRG) ist der Hauptnetzeigentümer und gleichzeitig der größte lizenzierte FNB in Italien. SRG betreibt 90 % des Gasnetzes, einschließlich der Grenzübergangspunkte. Daneben ist SRG für den italienischen virtuellen Handelspunkt (Punto di Scambio Virtuale (PSV)) sowie der Beschaffung von Ausgleichsenergie verantwortlich. Neben SRG gibt es weitere 9 FNB.

2012 betrug die Anzahl der Gasverteilnetzbetreiber 236.

3.2.1.2 Energiewirtschaftliche Ziele

In den letzten Jahren war eine starke Zunahme Erneuerbarer Energien in Italien zu verzeichnen. Dies ist vor allem auf die staatliche Förderpolitik Erneuerbarer Energien, insbesondere von Photovoltaikanlagen zurückzuführen. Somit ist die elektrische Energieerzeugung stark vom Wetter abhängig. Die installierte Windenergiekapazität betrug Ende 2010 5.814 MW und erhöhte sich bis Ende 2013 auf 8.144 MW. Der Beitrag zur Stromproduktion stieg von 9 TWh auf 13 TWh an. Der größte Anteil der Windanlagen ist direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen. Über 90 % der

installierten Kapazität befindet sich in Süditalien (Apulien, Kampanien, Kalabrien, Sizilien und Sardinien), d.h. fernab von den großen Verbrauchszentren in Norditalien.

Ähnliches gilt für Photovoltaikanlagen, deren installierte Leistung sich von 10 GW in 2010 auf 16,4 GW bis Ende 2013 erhöhte. 2008 lag diese noch bei 0,4 GW. 7 GW der installierten Kapazität befinden sich in Norditalien, während 6,5 GW sich in Süditalien befinden. Der Beitrag der PV-Anlagen zur Stromproduktion betrug 18 TWh in 2012.

Aufgrund der Entwicklung Erneuerbarer Energien, die sich vornehmlich auf Süditalien konzentrieren, besteht ein hoher Netzausbaubedarf.

3.2.2 Regulierungsansatz

3.2.2.1 Überblick

Seit 2010 hat die italienische Regierung die folgenden übergeordneten Regulierungsziele festgelegt:

- Integration Erneuerbarer Energien, insbesondere der dezentralisierten Stromerzeugung sowie ein erhöhter Beitrag dezentraler Erzeugungsanlagen zur Versorgungssicherheit, u.a. durch die Einführung intelligenter Netze;
- Einführung intelligenter Messgeräte an der Schnittstelle zwischen Erzeugern, Netzbetreibern und Endverbrauchern;
- Aktive Einbeziehung aller Kunden als Stromlieferanten sowie an den Energiemärkten durch die Nutzung digitalisierter Informationen über Strom- und Gaspreise.

Die italienische Regulierungsbehörde hat die folgenden vier Ziele zur Regulierung der Netze festgelegt:

- Weitergabe von Betriebskosteneinsparungen an Endverbraucher
- Sicherstellung effizienter Netzinvestitionen
- Wettbewerbsförderung im Groß – und Einzelhandelsmarkt
- Erhöhung der Dienstleistungsqualität

Die italienische Netzregulierung wurde im Jahr 2000 eingeführt und schrittweise weiterentwickelt. Während der ersten Periode (2000-2003) wurde der Price Cap sowohl auf Betriebs- als auch auf Kapitalkosten angewendet, um hohe Anreize für Kosteneinsparungen zu setzen. Als Folge des italienischen Stromausfalls am 28. September 2003 wurde beschlossen, die Netzregulierung stärker an der Förderung neuer Investitionen auszurichten. Die Tarifobergrenze wurde während der zweiten Regulierungsperiode (2004-2007) auf die Betriebskosten und Abschreibungen begrenzt. Seit der dritten Regulierungsperiode (2008-2011) ist die Investitionsförderung durch eine Verbesserung der Kapitalvergütung sowie einer weitergehenden Begrenzung der Tarifobergrenzenregulierung auf die Betriebskosten noch weiter in den Fokus gerückt.

Die Erlösobergrenze wird derzeit (4. Regulierungsperiode) auf Basis einer getrennten Beurteilung von Kapital- und Betriebskosten festgelegt. Die Regulierungsperiode beträgt vier Jahre.

$$COR_{12,m} = COR_{12} \Phi_m \Gamma_m$$

$COR_{12,m}$ sind die anerkannten Betriebskosten des einzelnen Netzbetreibers m im Jahr 2012. COR_{12} sind die gesamten Betriebskosten der Branche. Die zulässigen Betriebskosten für alle Verteilnetzbetreiber gemeinsam werden mit Hilfe der Faktoren Φ_m und Γ_m auf die einzelnen

Netzbetreiber heruntergebrochen. Φ_m ist ein Maß für den Anteil eines Netzbetreibers an der Versorgung von Netzkunden in Italien (gemessen anhand der Kostenträger in der Netzentgeltstruktur) und Γ_m ist ein Koeffizient zur Berücksichtigung zusätzlicher struktureller Unterschiede. Die Betriebskosten unterliegen damit einer Art Yardstick-Regulierung. Die Berechnung der Faktoren wird nachfolgend erläutert.

Die Betriebskosten der gesamten Branche COR_{12} werden auf Grundlage der untenstehenden Formel ermittelt:

$$COR_{12} = \left[COE_{10} \cdot \frac{Q_{11}}{Q_{10}} + \frac{4}{9} PS1_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=2008}^{2010} (1 + RPI_i) + \frac{8}{9} PS2_{10} \right] \cdot \prod_{i=2011}^{2012} (1 + RPI_i)$$

Parameter	Definition
COR_{12}	Anerkannte Betriebskosten im Jahr 2012
COE_{10}	Tatsächliche/historische Betriebskosten im Jahr 2010
$PS1_{06}$	Mehrerlöse, die am Ende der 1. Regulierungsperiode festgestellt wurden
RPI_{07}	Jährliche Inflationsrate zur Berechnung des Price-Caps im Jahr 2007
X_{NPR}	X-Faktor gilt seit der 2. Regulierungsperiode und stellt sicher, dass 50 % dieser Mehrerlöse/Verluste der Netzbetreiber über die nächsten zwei Regulierungsperioden weitergegeben werden. Dieser Mechanismus entspricht im Ansatz dem des Regulierungskontos in Deutschland.
$PS2_{10}$	Mehrerlöse, die am Ende der 2. Regulierungsperiode festgestellt wurden
RPI_i	Jährliche Inflationsrate zur Berechnung des Price-Caps
$\frac{Q_{11}}{Q_{10}}$	Koeffizient zur Berücksichtigung von Mengeneffekten in T1 Q_{10} = tatsächliche Energiemenge in 2010, Q_{11} = tatsächliche Energiemenge in 2011

Die Gesamtkosten ergeben sich auf Grundlage der Betriebskosten des Jahres t-2, d.h. der historischen Kosten COE_{10} in 2010. Sie werden gemäß der allgemeinen Preissteigerungsrate, Mengeneffekten im Jahr T-1 sowie des X-Faktors angepasst. Der X-Faktor wurde nach der 2. Regulierungsperiode eingeführt, nachdem AEEG konstatiert hatte, dass die Netzbetreiber erhebliche Mehrerlöse auf Grund von Mengeneffekten erwirtschaftet hatten.

$$PS1_{06} = 0,5 \cdot (COR_{06} - COE_{06})$$

COE_{06} sind die tatsächlichen Erlöse der ersten Regulierungsperiode, COR_{06} die erwarteten Erlöse. Die Differenz wird durch eine von der Prognose abweichende Mengenentwicklung verursacht.

Der X-Faktor stellt sicher, dass 50 % dieser Mehrerlöse über die nächsten zwei Regulierungsperioden⁵ an die Netznutzer weitergereicht werden. Der X-Faktor wird symmetrisch angewandt. Im Falle von Verlusten werden die Netzbetreiber für diese kompensiert.

Die Kapitalkosten werden für die Dauer einer Regulierungsperiode prognostiziert. Sie basieren auf der Fortschreibung der Kapitalkosten für Bestandsanlagen plus eines Aufschlags für prognostizierte

⁵ Die Aufteilung in Neuntel ergibt sich aus den zwei Regulierungsperioden sowie dem einen Jahr vor Beginn der neuen Regulierungsperiode, in dem die Kostenprüfung stattfindet. Dies beschreibt die Zeit, in der die Netzbetreiber die Effizienzvorteile an die Netzkunden weitergeben müssen.

Erweiterungsinvestitionen. Die Erweiterungsinvestitionen unterliegen einer ex-ante Kosten-Nutzen-Analyse.

Zur Festlegung der Tarifobergrenze werden dann die zulässigen Erlöse für Betriebs- und Kapitalkosten addiert.

3.2.2.2 Effizienz

Die italienische Regulierung setzte starke Effizianzanreize für Betriebskosten, da die individuellen Erlösobergrenzen durch den Bezug auf den Branchendurchschnitt ermittelt werden.

Die OPEX-Tarifobergrenze für das Unternehmen m wird auf Grundlage der folgenden Formel (für die 4. Regulierungsperiode) festgelegt:

$$COR_{12,m} = COR_{12} \Phi_m \Gamma_m$$

$COR_{12,m}$ sind die anerkannten Kosten für das Unternehmen m und COR_{12} die Betriebskosten aller Netzbetreiber im Fotojahr. Φ_m gibt dabei den Anteil des einzelnen Unternehmens an den branchendurchschnittlichen Gesamtkosten der Branche in Abhängigkeit der Anzahl der Anschlusspunkte (N), der angeschlossenen Kapazität in kW sowie der transportierten Energie in kWh an.

$$\Phi_m = \frac{\sum_c \alpha^{op} (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m})}{\sum_m \sum_c \alpha^{op} (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m})}$$

Γ_m gibt das Verhältnis zwischen der Kostennorm für den Netzbetreiber unter Berücksichtigung struktureller Unterschiede und der (unbereinigten) Kostennorm des Netzbetreibers an und soll sicherstellen, dass Netzbetreiber auf Grund ihrer geografischen Lage nicht benachteiligt werden.

$$\Gamma_m = \frac{\sum_c \alpha^{op} (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m}) + \beta^{op} DA_{10,m} + \gamma^{op} DF_{10,m} + \delta^{op} DB_{10,m} + \kappa^{op} PSA_{10,m}}{\sum_c \alpha^{op} (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m})}$$

Mit:

Parameter	Definition
α^{op}	Durchschnittlicher Anteil der Betriebskosten an den Gesamtkosten. Er beträgt für die Verteilnetze: 62,512 %
$\beta^{op}, \gamma^{op}, \delta^{op}, \kappa_m^{op}$	Koeffizienten zur Berücksichtigung struktureller Unterschiede zwischen den Netzbetreibern.
$DA_{10,m}, DF_{10,m}, DB_{10,m}, PSA_{10,m}$	Beträge für strukturelle Unterschiede zwischen den Netzbetreibern
$pf_{10,c}, pp_{10,c}, pe_{10,c}$	Tarifkomponente in €-Cent.
$N_{10,c,m}, kW_{10,c,m}, kWh_{10,c,m}$	Skalenfaktoren: Anzahl der Anschlusspunkte, kW und kWh für das Jahr 2010.

Man erkennt, dass als exogene Bezugsgröße zur Ermittlung des Anteils eines Netzbetreibers an den gesamten Betriebskosten der Branche die wesentlichen Tarifkomponenten, die Anzahl der Anschlüsse, die installierte Leistung und die Abnahmemenge pro Spannungsebene herangezogen werden. Damit wird die Versorgungsaufgabe bestimmt.

Zusätzlich wird der Einfluss struktureller Unterschiede berücksichtigt.

Bezüglich der Kapitalkosten besteht kein ähnliches Verfahren. Die Kapitalkosten der Bestandsanlagen werden auf Basis kalkulatorischer Werte bestimmt. Sie werden für die Dauer der nächsten Regulierungsperiode auf Basis der historischen Kosten fortgeschrieben. Ersatzinvestitionen werden nicht gesondert vergütet und unterliegen keiner ex-ante Effizienzprüfung. Für Erweiterungsinvestitionen müssen Netzbetreiber hingegen eine Kosten-Nutzen-Analyse vorlegen. Ein Vergleich mit Referenzkosten anderer Netzbetreiber findet nicht statt. Damit unterliegen Kapitalkosten keiner besonderen Effizienzprüfung.

In Italien bestehen auf Grund des Yardstick-Verfahrens hohe Effizianreize, jedoch beschränken sich diese auf die Betriebskosten. Die Betriebskosten machen durchschnittlich ungefähr 60 % der Gesamtkosten der Verteilnetzbetreiber aus. Da die Kapitalkosten keiner Effizienzprüfung unterliegen, bestehen hohe Anreize zur Kapitalisierung von Betriebskosten. Der italienischen Regulierungsbehörde ist dieser Effekt bewusst. Sie hat den Verlauf der Betriebs- und Kapitalkosten über die letzten Jahre verglichen. Dieser ist für Terna in Abbildung 6 dargestellt:

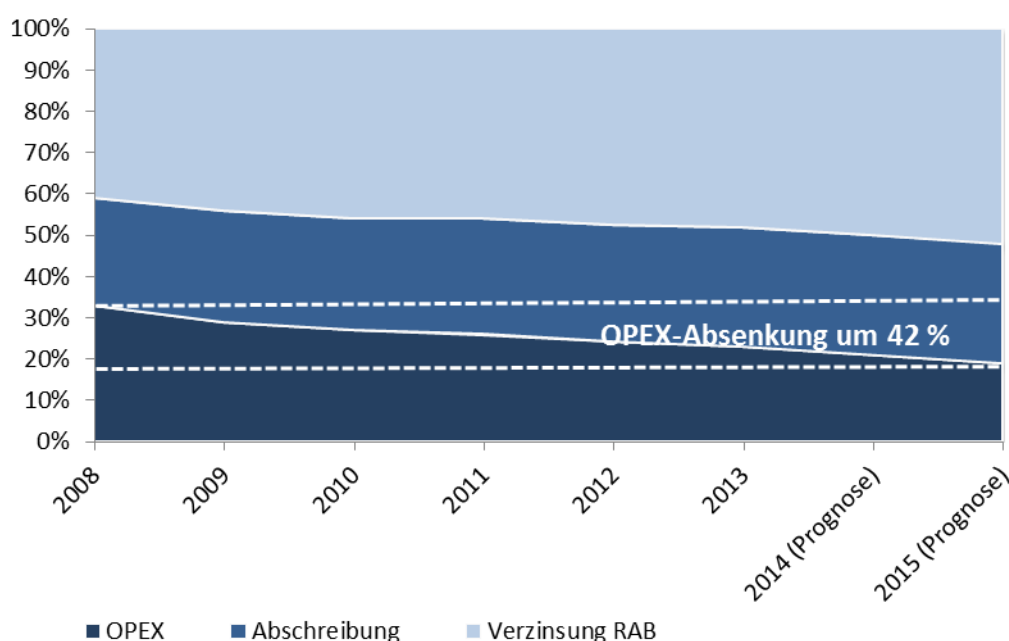


Abbildung 6: Entwicklung des Anteils der Betriebs- an den Gesamtkosten von Terna⁶.

Man erkennt, dass sich der Anteil der Betriebskosten im Laufe der Zeit um mehr als 10 Prozentpunkte reduziert und sich der Anteil der Kapitalkosten um 10 Prozentpunkte erhöht hat. Auch wenn dies nicht zwangsläufig eine Kapitalisierung der Betriebskosten bedeuten muss, so wird diese Entwicklung doch auch auf die Struktur des Regulierungsansatzes zurückgeführt.

3.2.2.3 Investitionen

In Italien werden Ersatzinvestitionen nicht gesondert vergütet. Im Rahmen der Fortschreibung der Kapitalkosten von Bestandsanlagen ist auch ein Teil der Abschreibungen vorgesehen. Ersatzinvestitionen bis zur Höhe dieser Abschreibungen werden dementsprechend mit dem

⁶ Vgl. Terna: Strategische Unternehmensplanungen im Rahmen der Investor Relation (http://www.terna.it/default/Home/INVESTOR_RELATIONS/strategy/Archivio_ObiettiviStrategici.aspx).

üblichen regulatorische Zinssatz vergütet. Es ist dabei allerdings zu berücksichtigen, dass niedrigere Ersatzinvestitionen, die unterhalb dieses Abschreibungsvolumens liegen, nicht zu einer Reduktion der Erlösobergrenze führen. Niedrige Ersatzinvestitionen führen damit zu einer Erhöhung der Rendite der Bestandsanlagen, aber auch zu einer Absenkung des Anlagevermögens in zukünftigen Regulierungsperioden. Hohe Ersatzinvestitionen, die über die Abschreibungen hinausgehen, werden nur mit einem zum Teil erheblichen Zeitverzug vergütet.

Erweiterungsinvestitionen werden vorab von der Regulierungsbehörde genehmigt. Netzbetreiber sind verpflichtet, eine Kosten-Nutzenanalyse vorzulegen. Zudem werden in Anlehnung an die britische Netzregulierung Output/Zielgrößen definiert, um eine fristgerechte Fertigstellung zu gewährleisten. Eine fristgerechte Fertigstellung von Erweiterungsinvestitionen führt zu WACC-Aufschlägen. Eine ex-post Effizienzprüfung erfolgt nicht.

In Italien gibt es kein einheitliches regulatorisches WACC, sondern ein differenziertes WACC-Zuschlagssystem. Zum einen ist die regulatorische Rendite von der Art der Investition abhängig. Zum anderen wird die Rendite über einen längeren Zeitraum als der Dauer der Regulierungsperiode garantiert.

Investitionsspezifische WACC-Zuschläge für die 4. Regulierungsperiode ⁷			
	ÜNB	VNB (Strom)	FNB und VNB (Gas)
WACC für Bestandsanlagen	WACC _{Ersatz} = 8,4 % (beta levered 0.53)	WACC _{Ersatz} = 8,6 % (beta levered 0.61)	WACC _{Transport} 6,4 %
Investitionsspezifische WACC-Aufschläge	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erweiterungsinvestitionen: ΔWACC= 1-2 % (12 J) ■ Investitionen laut Netzentwicklungsplan zur Verbesserung der Systemsicherheit: ΔWACC= 1,5 % (12 J) ■ Strategische Investitionen (Kapazitätserhöhung, Engpassbeseitigung): ΔWACC= 2 % (12 J) ■ + Bonus-Malus für fristgerechte Fertigstellung ■ Speicherungspilotprojekte (elektro- 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Pilotprojekte Smart Grid ΔWACC= 2 % (12 J) ■ Ersatzinvestitionen für MS-/NS- Transformatoren ΔWACC= 1,5 % (8 J) ■ Erneuerungsinvestitionen für MS- Netze in historischen Stadtmitten ΔWACC= 1,5% (12 J) ■ Ersatzinvestitionen für MS-/NS- Transformatoren, die wesentlich für die Versorgungssicherheit sind⁸ ΔWACC= 1,5 % (12 J) ■ Speicherungspilotprojekte (elektro-chemische Batterien) zur Verbesserung 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Gasversorgungssicherheit: ΔWACC= +1 % (5 J) ■ Erweiterung des Regionalnetzes: ΔWACC= +2 % (7J) ■ Erweiterung FNB: ΔWACC= +2 % (10J) ■ Erweiterung der Importkapazität: ΔWACC= +3 % (10 J)

⁷ Vgl. AEEG: <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/11/199-11TITnew.pdf> (für Strom FNB und VNB), und <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/09/184-09argalla.pdf> (für Gas FNB und VNB).

⁸ Siehe für die Kriterien einer systemrelevanten Ersatzinvestition: http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/10/125-10arg_allA.pdf.

	chemische Batterien) zur Verbesserung des Wind- und Solar-einspeisungspotenzial: $\Delta WACC = 2\%$ (12 J)	des Wind- und Solar-einspeisungspotenzial: $\Delta WACC = 2\%$ (12 J)	
Zeitverzug (t-2)	$\Delta WACC = 0,7\%$		

Tabelle 6: Investitionsspezifische WACC-Zuschläge für die 4. Regulierungsperiode.

Der Basis-WACC für die Regulierungsperiode 2012-2015 ist mit Hilfe des CAP-M Modell berechnet worden. Erweiterungsinvestitionen werden für 12 Jahre mit ein bis zwei Prozentpunkten höher vergütet. Zudem werden Netzbetreiber für den Zeitverzug mit einer Erhöhung des WACC um 0,7 % für Investitionen ab dem 01.01.2012 entschädigt. Daneben erhalten Netzbetreiber höhere Renditen für eine Reihe projektspezifischer Investitionen, u.a. für Investitionen, die im Rahmen des Netzentwicklungsplans als notwendig erachtet wurden sowie für Speicherprojekte. Generell werden Investitionsprojekte nur in einer der definierten Investitionskategorien anerkannt, so dass sie nicht kumuliert werden können.

Aufgrund der fehlenden ex-post Effizienzprüfung sowie der hohen Renditezuschläge bestehen in Italien sehr hohe Investitionsanreize.

3.2.2.4 Qualität

In Italien werden Qualitätsanreize über die Bepreisung von nicht gelieferter Energie (energy not supplied) mit VoLL (value of lost load) gesetzt. Auf Basis des Ausgangsniveaus im Fotojahr wird ein progressiver Entwicklungspfad über die Dauer der Regulierungsperiode festgelegt. Netzbetreiber müssen die Ausgangsmenge jährlich um 2 % senken. Abweichungen nach oben und unten werden im Rahmen eines Bonus-Malus-Systems mit den VoLL von 40.000 €/MWh vergütet. Die jährlichen Prämien sind mit 40 Mio. € begrenzt, während die Maluszahlungen auf 12 Mio. € begrenzt sind.

Neben den technischen Qualitätsanreizen hat AEEG nach einer 3-jährigen Erprobung 2013 ein Anreizsystem zur fristgerechten Fertigstellung von strategischen Investitionen ins Hochspannungsnetz eingeführt.

Hierfür werden jährliche Meilensteine für die Investitionspläne festgelegt. Jeder Meilenstein ist mit einem Zielwert verknüpft.

Werden diese festgelegten Meilensteine zu mindestens 70 % erreicht, so werden zum einen die vollen Kosten anerkannt. Zum anderen erhalten Netzbetreiber einen WACC-Zuschlag in Höhe von 2 %. Zusätzlich wird eine Extraprämie gewährt, sollte der Netzbetreiber die Meilensteine bereits nach 6 Monaten, also in der Hälfte der Zeit, erreicht haben.

Werden die Meilensteine nicht erreicht, so sind Maluszahlungen fällig.

3.2.2.5 Innovationen

In Italien bestehen implizite Innovationsanreize vor allem durch den Kostenvergleich der Netzbetreiber, in dem allerdings nur die Betriebskosten berücksichtigt werden. Durch den Branchenvergleich profitieren Netzbetreiber von den Kostenvorteilen einer Innovation langfristig, welche die Betriebskosten senkt, und können im Falle unterdurchschnittlich hoher Kosten zusätzliche Gewinne erwirtschaften. Diese Kostenvorteile können über mehrere

Regulierungsperioden generiert werden. In diesem Ansatz ist zu beachten, dass zum einen die Kapitalkosten einer Innovation keinem Effizienzrisiko unterliegen und zum anderen durch die Ist-Anpassung der Kapitalkosten keine analogen Innovationsanreize im Bereich der Kapitalkosten bestehen.

Daneben werden in Italien Innovationen nicht explizit als solche gefördert. Dennoch wurden WACC-Zuschläge für Speicherprojekte sowie Smart Grid-Projekte (siehe Tabelle 6) für einen Zeitraum von 12 Jahren festgelegt. Die Auswahl der Smart Grid-Projekte erfolgt auf Grundlage eines öffentlichen Wettbewerbs durch ein Experten-Panel. Da nur Speicherprojekte mit elektrochemischen Batterien mit einem WACC-Zuschlag vergütet werden, wird in diesem Fall eine Technologie gezielt stärker gefördert.

Vergleicht man die Zuschläge für diese innovativen Projekte mit denen für Investitionen gemäß dem Netzentwicklungsplan, so unterscheiden sie sich nicht wesentlich. Daher kann man nicht von gezielten Innovationsanreizen sprechen, um ein etwaiges erhöhtes Risiko von Innovationen im Vergleich zu normalen Investitionen abzudecken.

3.2.2.6 Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes

Das Regulierungssystem in Italien ist bezüglich der Anwendung der Betriebskostenregulierung relativ schlank. Da Ersatzinvestitionen keiner Effizienzprüfung unterliegen, besteht auch hier kein besonders hoher Regulierungsaufwand. Allerdings bedingt das differenzierte WACC-System sowie die Output-orientierte Vergütung einer fristgerechten Fertigstellung von Investitionsprojekten zusätzlichen Regulierungsaufwand.

Abgesehen von den bilanziellen Veröffentlichungen börsennotierter Unternehmen werden in Italien keine Veröffentlichungen regulatorischer Kosten oder Parameter vorgenommen. Die meisten größeren Netzbetreiber veröffentlichen jedoch freiwillig einige technische Angaben ihres Netzes (u.a. Netzlänge, Versorgungsfläche).

3.2.3 Zwischenfazit - Italien

Die Dauer der Regulierungsperiode in Italien beträgt vier Jahre. Kapitalkosten werden getrennt von den Betriebskosten reguliert.

Die Erlösobergrenze der Kapitalkosten wird auf Basis historischer Kosten eines Fotojahrs ermittelt, die keiner Kosteneffizienzprüfung unterliegen. Ersatzinvestitionen werden nicht gesondert vergütet, sondern nur über die Vergütung der Bestandsanlagen und Kapitalkosten. Erweiterungsinvestitionen werden hingegen mit einem höheren WACC vergütet. Zudem besteht die Möglichkeit für diese Investitionen projekt-spezifische WACC-Zuschläge zu erhalten. Darüber hinaus werden im Rahmen eines Bonus-Malus-Systems Anreize für die fristgerechte Fertigstellung der Projekte gesetzt. Zur Genehmigung von Erweiterungsinvestitionen sind Netzbetreiber verpflichtet, eine Kosten-Nutzenanalyse vorzuweisen. Insgesamt bestehen auf Grund des fehlenden Kostenbenchmarking sowie der WACC-Zuschläge hohe Investitionsanreize in Italien.

Die Erlösobergrenze für die Betriebskosten wird auf Basis der historischen Kosten der Branche festgelegt. 50 % der Mehrerlöse der vorigen Regulierungsperioden werden über einen Zeitraum von 8 Jahren von den zukünftigen Erlösen abgezogen. Die Betriebskosten jedes Netzbetreibers werden auf Basis eines Yardsticks unter Zuhilfenahme eines Tarifkorbs ermittelt. Die Effizienz wird damit als Vergleich zum Branchendurchschnitt ermittelt. Die Ergebnisse werden mechanisch auf die Betriebskosten angewandt.

Die Qualität führt zu einer Anpassung der Erlösbergrenze. Kenngröße ist die mit VoLL (value of loss load) bepreiste nicht gelieferte Energie. Darüber hinaus gibt es keine Regulierung von Qualitätskenngrößen.

Das Regulierungssystem in Italien ist bezüglich der Anwendung der Betriebskostenregulierung relativ schlank. Auch die Überprüfung der Kapitalkosten ist relativ schlank gehalten. Diese Effizienz im Regulierungssystem wird allerdings durch weniger detaillierte und belastbare Effizienzbeurteilungen von Investitionen erkauft.

3.3 Niederlande

3.3.1 Rahmenbedingungen

3.3.1.1 Struktur und Organisation des Transport- und Verteilnetzes

Die Anreizregulierung wird in den Niederlande seit 2001 angewendet und gilt für alle Netzbetreiber im Strom- und Gasmarkt. Die zuständige Regulierungsbehörde ist die „Authority for Consumers and Markets“ (ACM). Zur Bewältigung der Aufgaben verfügte sie 2013 über ca. 520 Mitarbeiter, die aktuell u.a. insgesamt 19 Netzbetreiber regulieren (vgl. Tabelle 7). Neben der Regulierung der Netze im Energiemarkt obliegt ACM allgemein die Überwachung des Wettbewerbs- und Verbraucherschutzes in den Niederlanden.

Auf Übertragungsnetzebene gibt es jeweils einen Netzbetreiber für Strom (TenneT TSO) und Gas (Gasunie Transport Services (GTS)). GTS betreibt sowohl das nieder- (L-Gas) als auch das hochkalorische (H-Gas) Gasnetz. TenneT TSO und GTS sind jeweils Tochterunternehmen der TenneT Holding bzw. von Gasunie, die beide 100 %ige Staatsunternehmen sind.

	Strom		Gas	
	ÜNB	VNB	FNB	VNB
Anzahl	1 (TenneT)	8	1 (Gasunie)	9
Eigentümer	Staat	Länder und Gemeinden	Staat	Länder und Gemeinden

Tabelle 7: Anzahl und Eigentümer Netzbetreiber Niederlande.

Darüber hinaus gibt es insgesamt acht VNB, die sowohl Gas- als auch Stromnetze betreiben sowie einen weiteren, der ausschließlich ein Gasverteilnetz betreibt. Die VNBs haben für ihr Stromverteilnetz eine rechtlich geschützte Monopolstellung inne. Seit Ende 2010 sind alle VNBs (Ausnahmen: Stedin und Delta) vollständig entflochtene Unternehmen, die zu einem Großteil niederländischen Kommunen und Provinzen gehören.



Strom VNB: Rendo (Nr. 1), Cogas (2), Liander (3), Stedin (6+8), Westland (7), Delta (9), Endinet (12) und Enexis (13+14).



Gas VNB: Rendo (Nr. 1), Cogas (2), Liander (3+5), Stedin (6+8), Westland (7), Delta (9), Enexis (10+13+14), Endinet (11+12) und Zebra.

Abbildung 7: Geographischer Überblick über Strom-VNBs (links) und Gas-VNBs (rechts).⁹

3.3.1.2 Energiewirtschaftliche Ziele

Zur „Umsetzung des Regierungsziels einer nachhaltigen Energieversorgung bis 2050 unter Berücksichtigung der entsprechenden EU-Regularien“ haben im September 2013 mehr als 40 Organisationen – darunter Regierung, Arbeitgeberverbände, Gewerkschaften und Umweltorganisationen – das sog. „Energy Agreement for Sustainable Growth“ geschlossen. Wesentliche Bestandteile zur Erreichung des Ziels sind der Ausbau Erneuerbarer Energien sowie die Integration dezentraler Erzeugungen, um die langfristigen Entwicklungen im Energiesektor zu ermöglichen. Darüber hinaus sollen die niederländischen Energienetze in das europäische Gesamtnetz weiter integriert werden.

Die wesentlichen Entwicklungen im niederländischen Energiesektor sind:

1. Veränderung im Erzeugungsmix

Die Niederlande streben einen Anteil Erneuerbarer Energien von 14 % bis 2020 an. Zwischen 2004 und 2011 stieg der Anteil der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien von 4,1 % auf 9,8 % an. Der größte Anteil des Zuwachses der Erneuerbaren Energien ist auf Windenergie zurückzuführen. Den zweitgrößten Anstieg verzeichnet Biomasse.

⁹ Vgl. www.energieleveranciers.nl

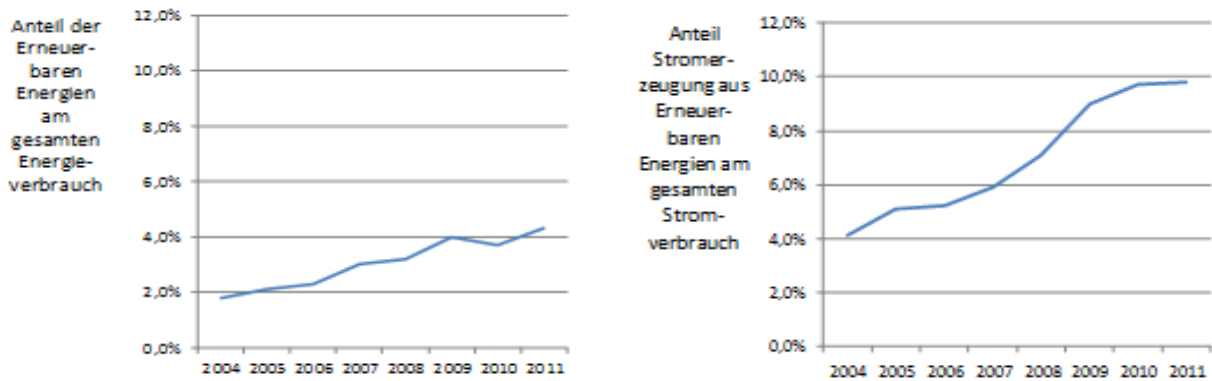


Abbildung 8: Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch (links) und der Anteil Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am gesamten Stromverbrauch (rechts).¹⁰

2. Zunehmende technische Leistungsanforderung an die Energienetze

Neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien sollen die Stromnetze auch mit intelligenten Steuerungskonzepten bis 2020 umgebaut werden. Im Gasbereich wächst die Einspeisemenge aus Biogas. Ferner müssen sich die Gasnetze auf eine abnehmende Erzeugung von L-Gas sowie insgesamt einen prognostizierten abnehmenden Verbrauch einstellen. Bei Wärme und Transport wird hingegen ein steigender Stromanteil erwartet.¹¹

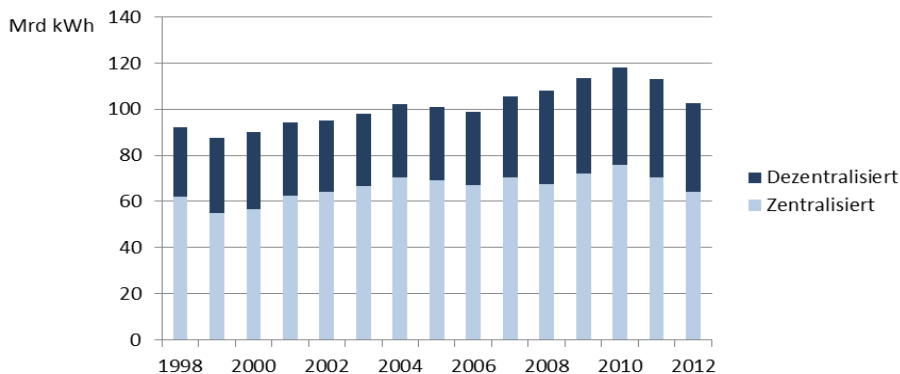


Abbildung 9: Entwicklung der zentralen und dezentralen Stromerzeugung in Mrd. kWh 1998-2012.¹²

3. Integration in den europäischen Gesamtmarkt

In den letzten Jahren sind die Stromimporte aus Deutschland aufgrund der geringen Großhandelspreise in Deutschland angestiegen. Auch die Importe aus Norwegen (Wasserkraft) sind in den letzten Jahren angestiegen. Gleichzeitig wurde mehr Strom nach Belgien und nach Großbritannien exportiert. Diese Entwicklung führte letztlich zu einer abnehmenden Stromerzeugung (sowohl der zentralen als auch der dezentralen Erzeugung). Den größten

¹⁰ Vgl. Eurostat.

¹¹ Vgl. PwC (7 September 2012): De toekomst van tariefregulering: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/10876/Berenschot-en-PwC-bevestigen-effectiviteit-tariefregulering/>

¹² Vgl. Niederländisches Amt für Statistik.

Rückgang verzeichnen dabei die Gaskraftwerke. Es zeigte sich, dass die grenzüberschreitenden Kapazitäten nicht ausreichend vorhanden sind, um die Preisunterschiede zwischen den Ländern auszugleichen, sodass weiterhin ein erheblicher Investitionsbedarf in den Ausbau von Grenzübergangskapazitäten besteht.

Für die Netzbetreiber ergeben sich aus diesen Entwicklungen zwei große Herausforderungen:

- **Notwendigkeit für Investitionen**, z.B. um die zunehmende dezentrale Erzeugung, die Einspeisung von Biogas und die Einführung von Offshore-Erzeugung zu erleichtern. Mit Blick auf das derzeitige Alter der Energienetze können zusätzlich wesentliche Ersatzinvestitionen zur Netzerneuerung erforderlich werden.
- **Notwendigkeit für Innovationen**. Die Einführung von Smart Grids beispielsweise liefert den Netzbetreibern bessere Erkenntnisse über die Qualität ihrer Netze, wodurch sie bei möglichen Unterbrechungen schneller handeln können. Indirekt erfordern diese Tätigkeiten weitere Investitionen der Netzbetreiber.

3.3.2 Regulierungsansatz

3.3.2.1 Überblick

Der Regulierungsrahmen für die Transport- und Verteilnetze verfolgt die folgenden drei Ziele:

- **Bezahlbarkeit**
Bezahlbarkeit wird im Wesentlichen durch die Festlegung einer Preisobergrenze durch die Regulierungsbehörde verfolgt. Dadurch sollen Anreize für die Netzbetreiber generiert werden, damit diese ihre Effizienz steigern und ihre Netze zu möglichst geringen Kosten betreiben.
- **Versorgungssicherheit**
Versorgungssicherheit umfasst im Wesentlichen die Verfügbarkeit ausreichender Netzkapazitäten und die Einhaltung definierter Qualitätsstandards. Beides wird (zum überwiegenden Teil) über die Bedingungen und Spezifikationen der sog. „Technical Codes“ vorgegeben. Ferner liefert der Regulierungsrahmen die Bedingungen für Investitionen der Netzbetreiber, inklusive der Investitionen, die zur Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit erforderlich erscheinen.
- **Nachhaltigkeit**
Nachhaltigkeit bezieht sich auf das Erreichen einer nachhaltigen Energieversorgung und besteht somit u.a. aus der Zunahme Erneuerbarer Energien, der Reduzierung von CO₂-Emissionen und der Einführung von Smart Meter und Smart Grids. Aus den „Technical Codes“ leiten sich ebenfalls Bedingungen und Spezifikationen ab, um diese angestrebten Entwicklung zu ermöglichen. Gleichzeitig soll der regulatorische Rahmen dafür sorgen, dass die relevanten Investitionen ermöglicht werden.

Der aktuelle Regulierungsansatz wurde 2001 eingeführt. Per Gesetz ist eine Regulierungsperiode von drei bis fünf Jahren möglich. Die aktuelle Regulierungsperiode wurde auf drei Jahre (2014 bis 2016) für alle Netzbetreiber festgelegt. Während der Regulierungsperiode werden in der Regel keine Änderungen an der Regulierungsmethodik vorgenommen. Nur in unvorhersehbaren Fällen kann es zu einer außerordentlichen Anpassung der Regulierungsmethodik kommen.

Die derzeitige Länge der Regulierungsperiode ist im Wesentlichen begründet durch noch laufende Gesetzesänderungen. Bei kürzeren Regulierungsperioden können diese zeitnaher in die Regulierung überführt werden. Im Rahmen der Konsultation des Regulierungsrahmens im Vorfeld der Methodenentscheidung gab es insbesondere von Seiten der Regulierungsbehörde verstärkte Bestrebungen die Regulierungsperiode zu verlängern.

Der Regulierungsansatz entspricht einer Preisobergrenzen-Regulierung auf Gesamtkostenbasis. Die zulässigen Erlöse sollen die Betriebs- (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX) gemeinsam decken, ohne individuelle Obergrenzen für eine der beiden Kostenarten vorzugeben. Damit werden Netzbetreiber angehalten, das für sie optimale Verhältnis zwischen OPEX und CAPEX zu wählen und zwischen Ersatzinvestitionen und Instandhaltungsmaßnahmen abzuwägen.

Dieser Regulierungsansatz wird sowohl auf die beiden Übertragungs- als auch auf alle Verteilnetzbetreiber angewendet und soll Anreize zur Effizienzsteigerung der Netzbetreiber schaffen. Die Preisobergrenze wird für jedes Jahr der nächsten Regulierungsperiode (3 Jahre) ex-ante festgelegt. Während die Übertragungsnetzbetreiber aktuell kein Mengenrisiko tragen¹³ und mögliche Mindererlöse aufgrund von Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlichen Mengen ausgeglichen werden, müssen die Verteilnetzbetreiber derartige Abweichungen akzeptieren. Die prognostizierten Mengen werden von der Regulierungsbehörde auf Basis der vorherigen Jahre festgelegt.

Abbildung 10 zeigt grafisch die vier Schritte des niederländischen Regierungsansatzes:

- **Schritt 1:** Zunächst werden die genehmigten Erlöse zu Beginn der neuen Regulierungsperiode ermittelt. Diese entsprechen den fortgeschriebenen Erlösen aus der vergangenen Regulierungsperiode, wobei Investitionen aus der vorherigen Regulierungsperiode berücksichtigt werden.
- **Schritt 2:** Anschließend werden die effizienten Kosten zu Beginn der neuen Regulierungsperiode ermittelt (2a). Dazu werden die tatsächlichen Kosten einem Benchmarking unterzogen (2b).¹⁴
- **Schritt 3:** Ermittlung des effizienten Kostenniveaus am Ende der Regulierungsperiode durch Grenzverschiebung.
- **Schritt 4:** Ableitung des notwendigen Effizienzfaktors (X-Faktor), um die fortgeschriebenen Erlöse der Vorperiode (1) auf das Zielkostenniveau (3) anzupassen.

Zusätzlich zum X-Faktor werden die jährlich zulässigen Erlöse mit Hilfe des Konsumentenpreisindex inflationsbereinigt (Konsumentenpreisindex, KPI). Aus diesem Grund wird die Regulierungsmethode auch KPI-X-Regulierung genannt.

¹³ Bis 2013 trug GTS das Mengenrisiko.

¹⁴ Siehe zur Anwendung von Benchmarking auch Abschnitt 3.3.2.2.

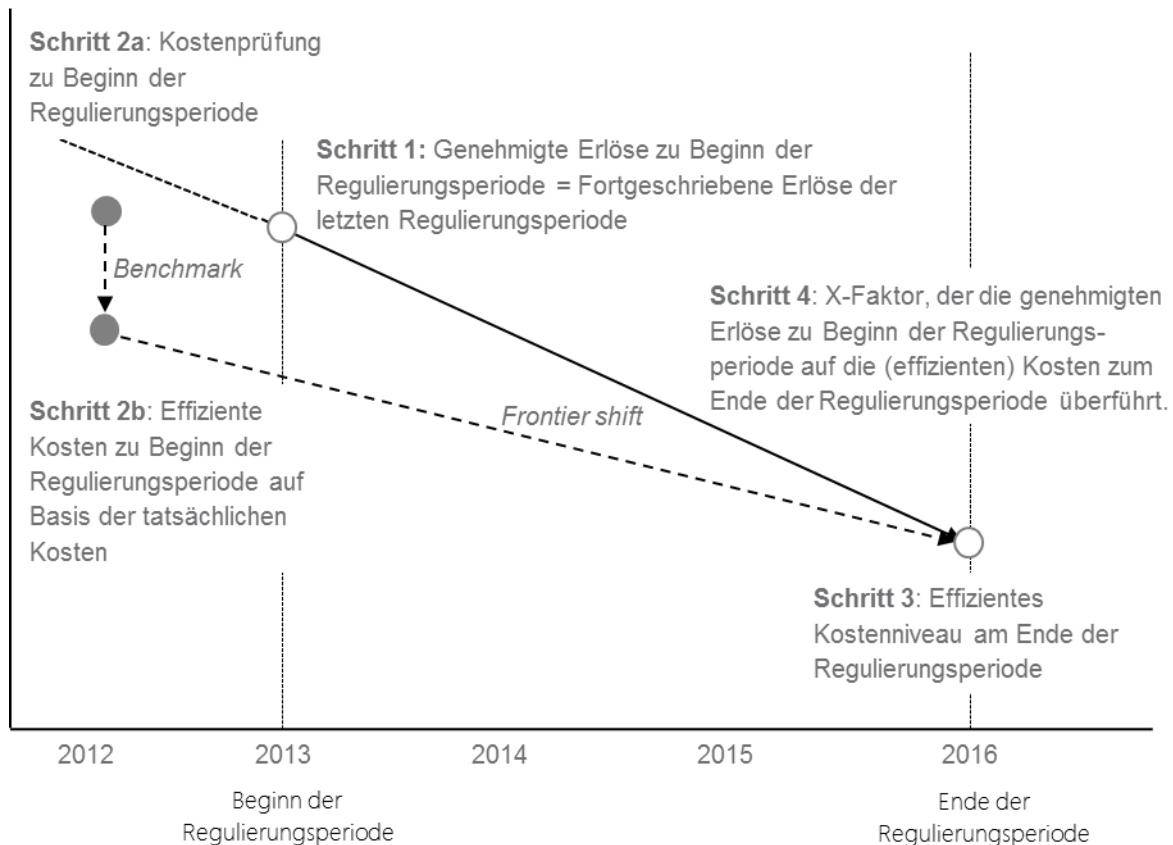


Abbildung 10: Grafische Darstellung der Regulierungsmethoden der gegenwärtigen Regulierungsperiode.¹⁵

Da in der Vergangenheit mit diesem Ansatz der Fortschreibung der Erlöse ohne direkten Kosten-/ Erlösabgleich nach Auffassung der Regulierungsbehörde die Netzbetreiber vergleichsweise hohe Renditen erzielt haben, wurde der Regulierungsansatz vor Beginn der aktuellen Regulierungsperiode geändert. Demzufolge hat die Regulierungsbehörde nun die Möglichkeit, zu Beginn der Regulierungsperiode die genehmigten Erlöse auf Basis der tatsächlichen Kosten festzulegen, wenn die Differenz zu den fortgeschriebenen Erlösen zu groß ist.

Abbildung 11 zeigt die Chancen und Risiken für Netzbetreiber aus der Fortschreibung der Erlösobergrenze ohne unmittelbare Anpassung der Erlösobergrenze an die aktuellen Kosten. Die genehmigten Kosten bei Fortschreibung der Erlösobergrenze aus der vorangegangenen Regulierungsperiode seien in Punkt 1. Zu Beginn der aktuellen Regulierungsperiode können die tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers nun ober- ($\bar{2}$) oder unterhalb ($\underline{2}$) dieser fortgeschriebenen Erlösobergrenze liegen, je nachdem, ob dieser in der vorangegangenen Regulierungsperiode seine Effizienz weniger oder mehr als erforderlich hat senken können. In jedem Fall wird zu Beginn der aktuellen Regulierungsperiode eine neue Effizienzprüfung auf Basis der aktuellen Kosten durchgeführt (2'). Ausgehend von diesen tatsächlichen effizienten Kosten wird die Erlösobergrenze bis zum Ende der Regulierungsperiode mittels einer Grenzverschiebung bestimmt (3). Im Gegensatz zum vollständigen Kostenabgleich, bei dem Netzbetreibern die möglichen Effizienzgewinne der vorherigen Regulierungsperiode vollständig entzogen werden, werden bei

¹⁵ Vgl. AF-Mercados EMI und eigene Darstellung.

einer Fortschreibung ihre bisherigen Anstrengungen berücksichtigt. Dadurch entstehen zusätzliche Anreize für frühzeitige Effizienzsteigerungen.

Ausgehend von der bisherigen Erlösobergrenze (1) wird nun ein neuer Erlöspfad bestimmt, um die genehmigten Erlöse am Ende der aktuellen Regulierungsperiode (3) zu erreichen. Dabei können effizientere Netzbetreiber (2) zusätzliche Gewinne aus einer vergangenen Effizienzsteigerung erzielen und weniger effiziente Netzbetreiber ($\bar{2}$) erleiden zusätzliche Verluste. Gleichzeitig gilt, dass sich bisher effizientere Netzbetreiber weniger anstrengen müssen als weniger effiziente Netzbetreiber, die die Versäumnisse der Vergangenheit aufholen müssen.

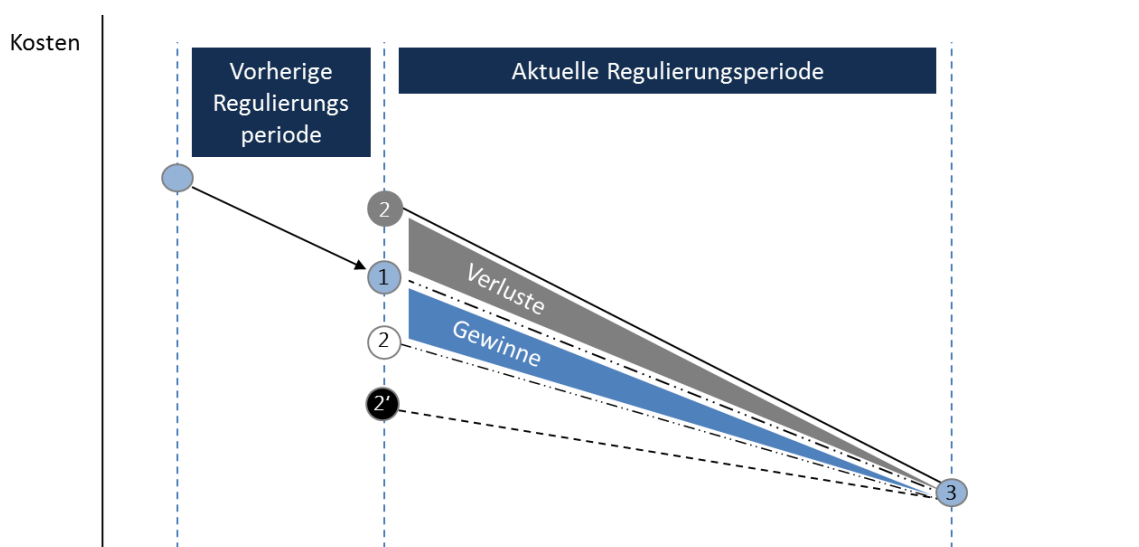


Abbildung 11: Chancen und Risiken aufgrund Fortschreibung der Erlösgrenzen.

- **Schritt 4 (alternativ):** Absenkung des genehmigten Erlöslevels auf das tatsächliche Kostenniveau und Ermittlung der dann notwendigen Erlöse.

Der Grenzwert, ab dem die Absenkung auf das tatsächliche Kostenniveau stattfindet, ist nicht festgelegt. Vielmehr handelt es sich um einen Ermessensspielraum des Regulierers, welchen Gewinn er für angemessen erachtet. Die Entscheidung trifft der Regulierer für jeden Netzbetreiber individuell. In der aktuellen Regulierungsperiode wurde für alle VNB eine derartige Absenkung vorgenommen.

Im Oktober 2013 wurde vom Regulierer die sogenannte „Methodenentscheidung“ bzgl. der Regulierungsmethoden der aktuellen Regulierungsperiode (2014 – 2016) für alle Netzbetreiber getroffen. Folgende Änderungen wurden im Vergleich zur vorangegangenen Regulierungsperiode vorgenommen:

- **Anerkennung von nicht-regulären Erweiterungsinvestitionskosten:** Die Anerkennung von Kosten für „nicht-reguläre Erweiterungsinvestitionen“ während der Regulierungsperiode wird nun einheitlich für ÜNB/FNB und VNB angewendet. Auch wurde der Begriff konkretisiert. In der Vergangenheit wurde zwischen FNBs/ÜNBs und VNBs unterschieden. Für Strom-VNBs wurde im Wesentlichen angenommen, dass sie keine nicht-regulären Erweiterungsinvestitionen haben. Auch für die FNBs war eine Anerkennung aufgrund fehlender Spezifikation von nicht-regulären Erweiterungsinvestitionen schwer, sodass insbesondere diese auf eine Anpassung drängten. Bei den Gas-VNBs wurden aufgrund fehlender gesetzlicher Regelungen sämtliche Kosten für Netzerweiterung anerkannt.

- **Beseitigung der Notwendigkeit der Fortschreibung des Pfades der Erlösobergrenzen aus der vorangegangenen Regulierungsperiode:** Bis zu Beginn der aktuellen Regulierungsperiode musste die Erlösobergrenze für die laufende Regulierungsperiode eine Fortschreibung der vorangegangenen Erlösobergrenze sein. Wie oben dargestellt können die Netzbetreiber damit über eine längere Periode von Effizienzsteigerungen oder erhöhten Anfangskosten bei Einführung der Regulierungspraxis profitieren. Allerdings führte dies zu erhöhten Gewinnen bei den Netzbetreibern, sodass diese gesetzliche Restriktion beseitigt wurde und die Regulierungsbehörde nun die Möglichkeit hat, die Erlösobergrenze mit den tatsächlichen Kosten abzustimmen.
- **Vollständige Transparenz der Festlegung der X-Faktoren und der jährlichen Tarife:** Die Regulierungsbehörde veröffentlicht folgende Angaben aller Netzbetreiber:
 1. Die Berechnungen der Effizienzwerte und der zulässigen Erlöse, inklusive der eingereichten Kostendaten der Unternehmen,
 2. Die unterschiedlichen Benchmarking-Verfahren für Strom TSO und DSOs sowie deren Ergebnisse,
 3. Die Methodik zur Festlegung der dynamischen Effizienz-Ziele und deren Ergebnisse,
 4. Die Berechnung der jährlichen Tarife, inklusive der angenommenen Volumen- und Kostendaten für nicht-reguläre Erweiterungsinvestitionen und
 5. Sämtliche Berichte, Gutachten Externer sowie Dokumentationen zur Regulierungsmethode oder zur Kalkulation der jährlichen Tarife.

Die Daten zur Ermittlung der Kostenbasis der Unternehmen werden von den Netzbetreibern übermittelt und allen Stakeholdern zur Verfügung gestellt. Diese Transparenz schafft einen direkten Nutzen für die Verbraucher und ihre Verbände, da sie dadurch die von ihnen gezahlten Tarife besser überprüfen können. Indirekt (aber möglicherweise wichtiger) können Verbraucherverbände so auch effizienter in die Entwicklung der Regulierungsmethoden involviert werden und dem Regulierer helfen, sein Informationsdefizit gegenüber den Netzbetreibern bei der Ermittlung der effizienten Kosten zu reduzieren.

Zudem sorgt die Transparenz dafür, die Akzeptanz der Regulierungsbehörde sowie das Vertrauen der Verbraucher in die Institution zur Überwachung der Netzbetreiber zu steigern. Die Netzbetreiber versuchen zwar weiterhin, die Veröffentlichung der Daten zu verhindern, gleichwohl gibt es bisher keine gerichtlichen Einsprüche. Möglicherweise werden diese als wenig erfolgreich und der befürchtete Schaden aus der Vergangenheit als gering eingeschätzt. Verbraucherschutzverbände begrüßen die neuen Transparenzrichtlinien, da dadurch die Berechnungsschritte nachvollziehbarer geworden sind. Die Verbraucherverbände sind bislang auch die größten Nutzer der veröffentlichten Daten. In der öffentlichen Wahrnehmung durch die Verbraucher findet diese gesteigerte Transparenz allerdings nur geringe Beachtung.

3.3.2.2 Effizienz

Die Studie von Berenschot zeigt, dass seit Beginn der Anreizregulierung die Effizienz der Netzbetreiber signifikant angestiegen ist.¹⁶

Kostenkontrolle

Bei der Kostenprüfung werden einheitliche regulatorische Rechnungslegungsvorschriften angewendet. Diese gelten für alle Netzbetreiber in gleicher Weise. Darin ist festgelegt, wie die relevanten Informationen, insbesondere Kostendaten, von den Unternehmen an die Regulierungsbehörde ermittelt werden, die dann für die Festlegung der Preisobergrenze sowie den Effizienzabgleich herangezogen werden. Sofern keine abweichenden Vorschriften vorliegen, müssen Finanzinformationen entsprechend den International Financial Reporting Standards (IFRS) aufbereitet übermittelt werden. Kapitalkosten werden auf Basis kalkulatorischer Berechnungsvorschriften ermittelt. So werden beispielsweise bei den Abschreibungskosten längere regulatorische Abschreibungsdauern als beim IFRS angenommen.

Die Kostenbasis wird in den Niederlanden aus einem Durchschnitt der drei letzten verfügbaren jährlichen Kosten ermittelt, d.h. für die aktuelle Regulierungsperiode 2014-2016 wurden Kostenwerte der Jahre 2010-2012 gemittelt. Durch diese Mittelwertberechnung soll das Risiko reduziert werden, dass Einmaleffekte unerwünschte Folgen für die ganze Regulierungsperiode mit sich bringen.

Darüber hinaus werden beeinflussbare und nicht-beeinflussbare Kosten unterschieden. Den größten Teil stellen die durch die Netzbetreiber beeinflussbaren Kosten dar, sodass hierfür, mit Ausnahme des FNBS, auch eine Effizienzprüfung erfolgt. Nicht-beeinflussbare Kosten, wie z.B. Kosten der Energiebeschaffung und Energieverluste des ÜNBs, bleiben im Anreizregulierungssystem weitgehend unberücksichtigt und werden an die Verbraucher als dauerhaft beeinflussbare Kosten „durchgereicht“ (sogenannte „pass-through costs“). Der Vollständigkeit halber sei angemerkt, dass auch im Hinblick auf die Energiebeschaffungskosten ein kleiner Anreiz durch die Regulierungsmethodik für die Übertragungsnetzbetreiber zur effizienten Beschaffung besteht.

Im Einzelnen umfassen die durchreichbaren Kosten:

■ **Netzaktivitäten des ÜNBs:**

- Kosten für die Beschaffung von Netzverlusten, Blindleistung und zur Beseitigung von Netzengpässen sind überwiegend durchreichbaren Kosten.
- Kosten für den Ausgleich zwischen ÜNBs gemäß Verordnung 838/2010 sind vollständig durchreichbaren Kosten.¹⁷

¹⁶ Vgl. Berenschot und PwC (2012): „De Toekomst van Tariefregulering“.

¹⁷ Vgl. Verordnung (EU) Nr. 838/2010: Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte (23.9.2010).

■ Systemdienstleistungen des ÜNB:

- Kosten für die Beschaffung von Regelernergie und Reserveleistungen, Notfallkapazitäten sowie Stabilisierungsanlagen abzüglich Erlöse der Regelernergieabrechnung sowie Vertragsstrafen werden ebenfalls im Wesentlichen durchgereicht.

■ Für FNB:¹⁸

- Beschaffungskosten für Strom, Treibgas, Stickstoff, Emissionskosten und Odorierungskosten werden weitgehend durchgereicht.

- Bei den VNBs sind hingegen nur wenige Kosten durchreichbar.

In den Niederlanden findet das Alter der Netze bei der Feststellung der Kostenbasis für den Effizienzvergleich keine Berücksichtigung. Aufgrund der relativ gleichzeitigen Erstellung der Netze wird angenommen, dass dies bei dem Effizienzvergleich keine signifikante Relevanz hat.

Grundlage der Regulierung sind die Gesamtkosten, d.h. sowohl Betriebs- als auch Kapitalkosten. Für den ÜNB ist das Verhältnis von Betriebs- und Kapitalkosten bei ca. 50:50, während es bei dem FNB bei 40:60 liegt, d.h., die Gasnetzbetreiber sind kapitalintensiver. Die nicht beeinflussbaren Energiebeschaffungskosten machen ca. 1/3 der gesamten Betriebskosten aus.

Die Kapitalkosten umfassen im Wesentlichen das Regulatorische Anlagevermögen („regulated asset base“ (RAB)) und die zulässige Kapitalrendite. Die RAB wurde erstmalig mit Einführung der Anreizregulierung 2001 auf Basis von historischen Kosten mit Hilfe von Konsumentenpreisindizes und Abschreibungen unter Berücksichtigung der kalkulatorischen Abschreibungsdauern festgelegt. Wie oben beschrieben wurden diese Anfangswerte kontinuierlich fortgeschrieben. Um die Anfangsbewertung gab es intensive Diskussionen zwischen Regulierungsbehörde und Netzbetreibern. Besonders intensiv waren sie für die Verteilnetzbetreiber und den Fernleitungsnetzbetreiber. Für die VNB wurde eine Einigung 2003/2004 und für die Fernleitungsnetzbetreiber erst 2012 nach gerichtlicher Festlegung erreicht, wobei der Wert von 6,4 Mrd. € auf 4,8 Mrd. € rückwirkend korrigiert wurde.

Die zulässige Kapitalrendite berechnet sich auf Basis eines CAP-M-Ansatzes (Capital Asset Pricing Model) mit Hilfe eines gewichteten Kapitalkostensatzes (Weighted Average Cost of Capital (WACC)).

Benchmarking

Der niederländische Regulierungsrahmen sieht unterschiedliche Effizienzvergleiche für Strom- und Gasnetzbetreiber sowie für Verteilnetzbetreiber vor. Die Unterscheidung begründet sich im Wesentlichen durch die unterschiedliche Verfügbarkeit von Vergleichswerten. Wenngleich es nur jeweils einen TSO für Strom und Gas gibt, so wird zumindest der ÜNB einem Benchmarking mit internationalen Vergleichswerten unterzogen, um Anreize zur Effizienzsteigerung zu geben.

¹⁸ Ausgleich für die Kosten aus NC Bilanzierung für Überbuchung und Kapazitätsrückkauf.

Übertragungsnetzbetreiber

Anhand internationaler Vergleichsstudien wird ein individueller Effizienzfaktor (entspricht dem statischen Effizienzfaktor) für den nationalen ÜNB ermittelt. Grundlage hierfür sind die Benchmark-Studie für Netzbetreiber e3grid2012 und die Benchmark-Studie zur Berücksichtigung nationaler rechtlicher Rahmenbedingungen STENA2012. Beide Studien nutzen die DEA-Methodik. Sowohl die e3grid2012-Studie als auch die STENA2012-Studie nutzen drei Variablen, um die Kosten der TSOs zu schätzen:

- die Größe des Netzes,
- die Dichte des Netzes und
- die Anzahl der Mastanlagen.

Da die Resultate des Benchmarks sehr stark mit den getroffenen Annahmen der jeweiligen Szenarien variieren, werden die Ergebnisse von der Regulierungsbehörde derzeit sehr vorsichtig verwendet, d.h. sie werden nicht unmittelbar in die Regulierungsformel überführt. Vielmehr findet ein qualitativer Abgleich der Annahmen mit den nationalen Gegebenheiten statt.

Basierend auf diesen Benchmarking-Studien hat ACM den ÜNB mit einer Effizienz von 85 % für die aktuelle Regulierungsperiode ermittelt. Zudem wurde festgestellt, dass die 15 % Ineffizienz hauptsächlich auf Anlagen von vor 2001 (Zeitpunkt des Beginns der Regulierung) zurückgeführt werden können. Somit entschied ACM, dass TenneT 12 Jahre Zeit bekommt, um diese Ineffizienz zu beseitigen, d.h. ca. 1,25 % p.a. Als Begründung für die längere Zeit zum Abbau der Ineffizienzen führt ACM an, dass TenneT nicht die komplette Last aus den ineffizienten Anlagen tragen müsste, da sie aus einer Zeit resultieren, in der das Hauptaugenmerk der Regulierung nicht auf Effizienz ausgerichtet war. Mit diesem Ansatz werden die Kosten nun zwischen den Anteilseignern des ÜNBs und den Verbrauchern geteilt.

Neben dem individuellen Effizienzwert wird auch ein allgemeiner Effizienzparameter (entspricht dem allgemeinen Produktivitätswachstum) für den ÜNB festgelegt. Dieser leitet sich aus der durchschnittlichen Veränderung der Ausgabepreise verschiedener relevanter Sektoren der niederländischen Wirtschaft und der realisierten allgemeinen Effizienzverbesserungen ausländischer ÜNBs inklusive der von der „e3grid2012“ Studie festgelegten Grenzverschiebung ab. Im Ergebnis führt dies zu einer jährlichen Senkung der Erlösobergrenze von 1,1 % p.a. in der gegenwärtigen Regulierungsperiode.

Fernleitungsnetzbetreiber

Mangels Vergleichswerten gibt es für Gasunie keinen individuellen Effizienzwert. Die allgemeine Effizienzsteigerung wird analog zur Ermittlung für den ÜNB anhand durchschnittlicher Veränderung der Ausgabepreise verschiedener relevanter Sektoren der niederländischen Wirtschaft und nachgewiesener realisierter dynamischer Effizienzsteigerungen ausländischer FNBS bestimmt. Dies führt im Ergebnis zu einer jährlichen Grenzverschiebung von 1,3 % p.a. für die gegenwärtige Regulierungsperiode.

Verteilnetzbetreiber

Die VNBs für Strom und Gas werden durch einen Sektor-spezifischen Yardstick-Vergleich reguliert. Der Yardstick-Ansatz wird von ACM als geeignete Regulierungsmöglichkeit angesehen, da die

Verteilnetzbetreiber von Strom und Gas hinreichend vergleichbar sind und durch diesen Ansatz größtmögliche Wettbewerbsanreize generiert werden können.

Yardstick-Vergleiche sind grundsätzlich eine Art Benchmarking-Verfahren. Im Gegensatz zu den sonstigen Verfahren (wie z.B. DEA, SFA oder MOLS) orientiert sich die Entwicklung der Preis- bzw. Erlösobergrenzen jedoch am Branchendurchschnitt und nicht an dem des effizientesten Unternehmens. Der Regulierungsansatz unterstellt somit, dass die Netzbetreiber im Mittel ihre Kosten decken, wobei zwischen den Netzbetreibern eine Umverteilung stattfindet. Netzbetreiber, die effizienter als der Branchendurchschnitt sind, können die Differenz zwischen ihren individuellen Kosten und denen des Branchendurchschnitts einbehalten. Der Branchendurchschnitt berechnet sich dabei auf Basis von durchschnittlichen Kosten für vergleichbare Netzbetreiber mit entsprechender Versorgungsaufgabe.

In den Niederlanden dient der sogenannte „composite output“ als Vergleichsparameter. Dieser ergibt sich aus den gewichteten Durchschnittstarifen der einzelnen Netzbetreiber für deren Produktkorb. Insofern ist der Outputparameter von den Netzbetreibern auch nicht unmittelbar beeinflussbar, wie es in den Frontierverfahren häufig der Fall ist. Die ermittelten Tarife des Branchendurchschnitts werden dann mit den tatsächlich erbrachten Mengen der einzelnen Netzbetreiber multipliziert, wobei für Strom- und Gas VNBs getrennte Effizienzvergleiche durchgeführt werden.

Für die gegenwärtige Regulierungsperiode werden die Durchschnittstarife auf Basis der Preise für 2013 berechnet. Das Abstellen auf die Tarife begründet sich im Wesentlichen damit, dass diese als beste Schätzung für die „Versorgungsaufgabe“ angesehen werden.

Voraussetzung für die Anwendung eines Yardstick-Ansatzes ist, dass die Leistungen der zu vergleichenden Unternehmen der Vorjahre einheitlich gemessen wurden und die Unternehmen miteinander vergleichbar sind. Übermäßige strukturelle Unterschiede sollten demnach zwischen den Netzbetreibern nicht bestehen. Objektiv messbare strukturelle Unterschiede, die sich aufgrund regionaler Differenzen ergeben, müssen auch beim Yardstick-Ansatz berücksichtigt werden. In der gegenwärtigen Regulierungsperiode wurden als regionale Unterschiede lediglich lokale Gebühren, wie z.B. Konzessionsabgaben, identifiziert. Ansonsten gelten die VNBs in den Niederlanden als homogen. Zu Beginn der Yardstick-Regulierung konnten die Netzbetreiber Unterscheidungsmerkmale nennen, die dann von der Regulierungsbehörde auf ihre Relevanz untersucht wurden. Insgesamt wurden damals mehrere Merkmale (z.B. Bevölkerungsdichten, Anzahl der Wasserdurchquerungen oder Beschaffenheit des Untergrundes) genannt. Die Entscheidungskriterien waren:

1. Signifikanz der Variable,
2. Strukturelles Unterscheidungsmerkmal,
3. Objektivität, d.h. der Unterschied beruht nicht auf unternehmerischen Entscheidungen der Vergangenheit.

Mit Ausnahme der genannten lokalen Gebühren konnte keines dieser Merkmale als relevantes Strukturmerkmal bestätigt werden.

Ein wesentlicher Vorteil des Yardstick-Ansatzes ist, dass unternehmensspezifische Risiken den Unternehmen und Sektor spezifische Risiken den Verbrauchern zugeordnet werden können. Dies

liegt darin, dass individuelle Veränderungen in der Kostenstruktur das Durchschnittsniveau in der Regel nicht beeinflussen und somit von den entsprechenden Unternehmen individuell zu tragen sind. Demgegenüber führen allgemeine Veränderungen des gesamten Sektors zu einer Verschiebung des Durchschnittsniveaus und damit der Kosten, die von den Verbrauchern über die Tarife abgedeckt werden.

Der allgemeine Effizienzfaktor wird für die VNBs durch die Berechnung der langfristigen Produktivitätsverbesserung von VNBs in der Vergangenheit bestimmt. Für die Strom-VNBs wurde die Produktivitätsverbesserungen für die Jahre 2005 bis 2012 berechnet mit dem Ergebnis eines jährlichen Effizienz-Ziels von 0,6 % p.a. (gerundet) für die gegenwärtige Regulierungsperiode. Für die Gas-VNBs wurde die Produktivitätsverbesserung für die Jahre 2006 bis 2012 berechnet und ein allgemeiner Effizienzfaktor von 0,9 % p.a. (gerundet) ermittelt.

3.3.2.3 Investitionen

Der Kapitalkostensatz wird mit Hilfe des WACC-Ansatzes bestimmt, wobei ein Eigen- zu Fremdkapitalverhältnis von 40:60 unterstellt wird. Dieser liegt aufgrund der geringen risikolosen Zinssätze für Staatsanleihen der Referenzländer Deutschland und Niederlande für die aktuelle Regulierungsperiode bei 3,6 % p.a. real vor Steuern. In der vorherigen Regulierungsperiode betrug der WACC noch 5,8 % p.a. Diese niedrige Verzinsung war auch Grund für intensive Diskussionen während der vergangenen Konsultation des Regulierungsrahmens. Die Regulierungsbehörde sah dennoch keinen Grund zur Anpassung der Berechnungsmethodik.

Der Regulierungsansatz unterscheidet drei unterschiedliche Investitionsformen: Nicht reguläre Erweiterungsinvestitionen, reguläre Erweiterungsinvestitionen und Ersatzinvestitionen.

Nicht reguläre Erweiterungsinvestitionen (oder auch wesentliche Investitionen) sind seit der Konkretisierung im Rahmen der letzten Gesetzesänderung als „sehr große“ oder „außerordentliche“ Investitionsmaßnahmen definiert. Diese Maßnahmen verursachen besondere Kostenbelastungen für den Netzbetreiber und sollen daher auch während der Regulierungsperiode durch Anpassung der Tarife berücksichtigt werden. Typischerweise wird diese Art von Investitionen von ÜNB bzw. FNB getätigt.

Per Gesetz ist festgelegt, dass die Notwendigkeit derartiger Investitionen vom Wirtschaftsministerium bewertet wird. Dabei können sich diese Investitionen mit den Investitionen im Netzentwicklungsplan decken, aber auch ergänzen. Die ACM ist dann verpflichtet, die Effizienz der Investitionskosten zu prüfen um sicherzustellen, dass nur die effizienten Kosten durch die Tarife abgedeckt werden. Bei der Effizienzprüfung werden die Investitionskosten (unter Berücksichtigung der verfügbaren Informationen) mit ähnlichen Investitionsvorhaben verglichen. Die Prüfung der Effizienz der Kosten erfolgt in der Regel durch einen Gutachter, der von der Regulierungsbehörde beauftragt wird.

Da die Prüfung, erst nach Inbetriebnahme der neuen Anlagen erfolgt, können Investitionen, die im Jahr t getätigt werden, durch die Tarife ab dem Jahr t+2 vergütet werden. Diese Zeitverzögerung war auch ein Kritikpunkt des ÜNBs während des vergangenen Konsultationsprozesses. Allerdings wurde der Ansatz nicht geändert, da besonders die Verbraucher betonten, dass sie nicht bereit seien, für Anlagen zu bezahlen, die von ihnen noch nicht genutzt werden können. Aufgrund des verzögerten Kapitalrückflusses musste der niederländische Staat als Anteilhaber die Kapitalbasis des ÜNBs aufstocken, um die Finanzierung der regulatorischen Investitionsvorgaben zu ermöglichen.

Mit dem Beginn der nächsten Regulierungsperiode werden die Investitionskosten dann in die RAB überführt und unterliegen damit den regulären ex-post Effizienzbenchmarks. Zusätzlich wird auch 1 % der Kapitalkosten als Betriebskosten anerkannt.

Im Gegensatz zu der zusätzlichen Berücksichtigung der Investitionskosten für nicht-reguläre Erweiterungsinvestitionen sind die Kosten für **Ersatzinvestitionen und reguläre Erweiterungsinvestitionen** über die Regulierungsmethoden im Rahmen der festgelegten Erlösobergrenzen berücksichtigt. Dieser Ansatz unterstellt, dass diese Art der Investitionen vorhersehbar ist. Bzgl. der Ersatzinvestitionen wird angenommen, dass deren Höhe gleich den Abschreibungen ist, womit das RAB konstant bleibt. Die Höhe der regulären Erweiterungsinvestitionen wird anhand der getätigten Erweiterungsinvestitionen der vergangenen Jahre geschätzt. Für die aktuelle Regulierungsperiode (2014 bis 2016) sind die Kosten für reguläre Erweiterungsinvestitionen auf Basis der tatsächlichen Investitionen der Jahre 2010, 2011 und 2012 errechnet worden. Investitionskosten für Erweiterungen über das genehmigte Budget werden erst in der nächsten Regulierungsperiode berücksichtigt.

Gemäß der Studie „Energie in cijfers“ (Dezember 2013) haben sich die Netzinvestitionen in den Niederlanden für Strom und Gas zusammen auf einem leicht gesunkenen Niveau stabilisiert. Dabei sind die Investitionen in die Stromnetze konstant und in die Gasnetze rückläufig. In beiden Märkten haben die Ersatzinvestitionen zu- und die Erweiterungsinvestitionen insbesondere im Gasnetz abgenommen.

Ausgaben Mio. €			
	2012	2011	2010
<u>Stromnetze</u>			
Erweiterung	755,64	878,27	947,63
Ersatz	385,00	265,85	228,86
Wartung	377,58	334,32	335,84
	1.518,21	1.478,44	1.512,33
<u>Gasnetze</u>			
Erweiterung	364,86	463,67	789,88
Ersatz	550,58	489,36	420,51
Wartung	163,03	156,63	155,08
	1.078,47	1.109,66	1.365,48
<u>Gesamt</u>			
Erweiterung	1.120,50	1.341,94	1.737,51
Ersatz	935,57	755,21	649,37
Wartung	540,61	490,95	490,92
	2.596,68	2.588,11	2.877,81

Tabelle 8: Entwicklung von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in die Strom- bzw. Gasnetze.¹⁹

Der niederländische Energiemarkt befindet sich derzeit noch nicht im Gleichgewicht²⁰, was sich daran zeigt, dass die Ersatzinvestitionen geringer als die Abschreibungen sind. Allerdings wird der

¹⁹ Vgl. Nethbeheer Nederland – Energie in Beweging (2013): Energie in Cijfers.

Abstand zunehmend geringer, sodass sich der niederländische Energiemarkt einem Gleichgewichtszustand möglicherweise annähert (vgl. Abbildung 12 und Abbildung 13).²¹

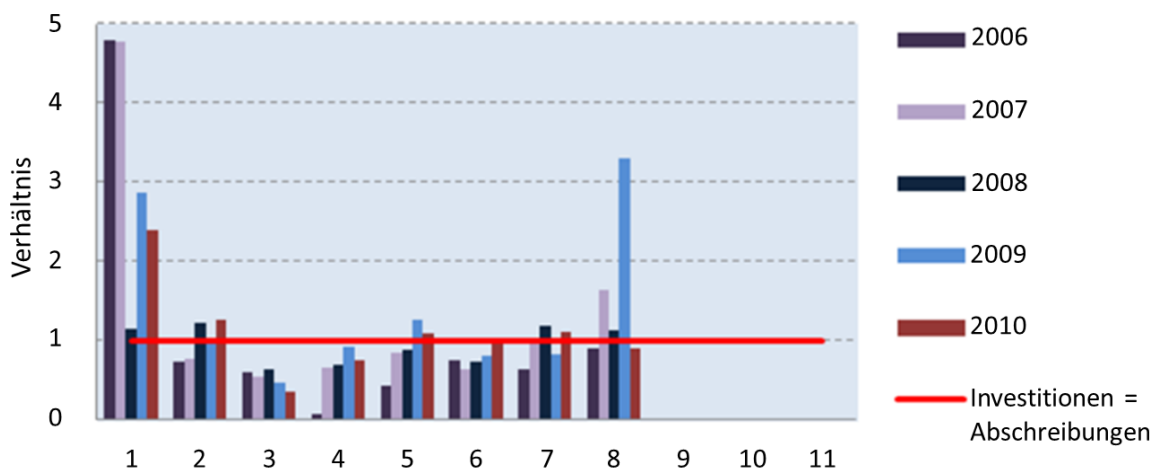


Abbildung 12: Verhältnis von Investitionen und Abschreibungen für acht Strom-Verteilnetzbetreiber (2006-2010).²²

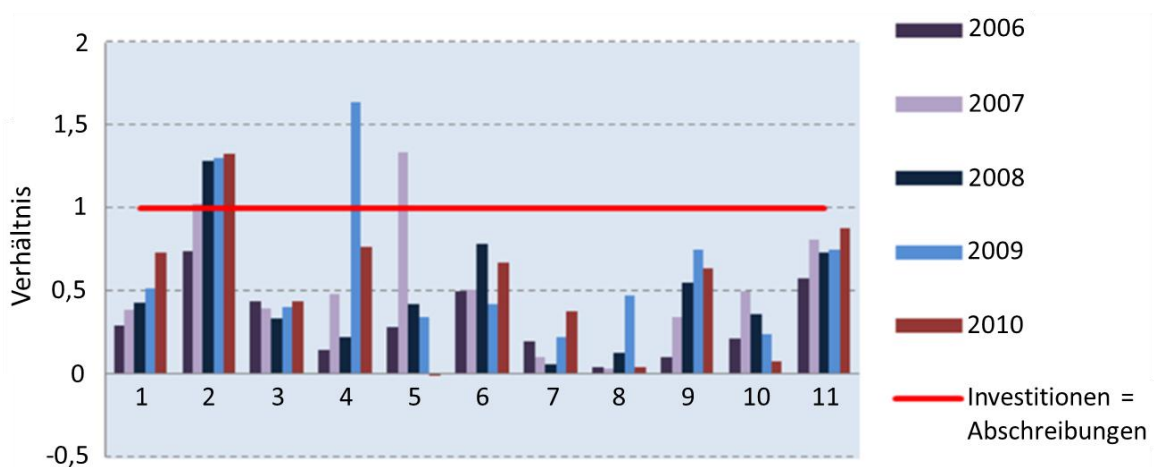


Abbildung 13: Verhältnis von Investitionen und Abschreibungen für elf Gas-Verteilnetzbetreiber (2006-2010).²³

In der letzten Konsultation des Regulierungsregimes wurde von den Übertragungsnetzbetreibern auch das Problem von Brüchen im Verlauf der Abschreibung aufgezeigt. Die Regulierungsbehörde nahm dies zur Kenntnis, verwies jedoch bei Fragen zu möglichen Lösungsvorschlägen auf das Ende der Regulierungsperiode.

²⁰ Von einem Gleichgewicht im Energiemarkt wird gesprochen, wenn die jährlich getätigten Ersatzinvestitionen gleich den Abschreibungen in diesem Jahr sind und somit das aktuelle Netz erhalten wird.

²¹ Vgl. Berenschot, Tariefregulering in retrospectief (11 April 2012):

<https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/10876/Berenschot-en-PwC-bevestigen-effectiviteit-tariefregulering/>

²² Vgl. ebenda.

²³ Vgl. ebenda.

Darüber hinaus wurde die Frage diskutiert, ob alle heutigen Investitionen auch langfristig als effizient angesehen werden sollten. ACM machte deutlich, dass auch weiterhin Investitionen in der folgenden Regulierungsperiode dem Effizienzbenchmark unterliegen und sofern notwendig zu Abschlägen führen könnten.

Die Berenschot-Studie zeigt auf, dass die Investitionstätigkeit nicht unter der Anreizregulierung gelitten, diese aber auch nicht sonderlich gefördert hat. Insbesondere die Berücksichtigung nicht-regulärer Investitionen wurde sehr restriktiv gehandhabt. Wie auch bereits in Deutschland wurde während der Konsultation die Frage diskutiert, ob heutige Investitionen in der Zukunft zu Ineffizienzen führen können. Die Regulierungsbehörde machte deutlich, dass die zukünftige Effizienz heutiger Investitionen nicht garantiert werden könne. Vielmehr würden sie in zukünftigen Benchmarkings berücksichtigt werden und könne zu Zu- oder Abschlägen führen.

3.3.2.4 Qualität

Qualitätsstandards für Energienetze werden in den Niederlanden insbesondere durch Bedingungen und Spezifikationen in den sog. „Technical Codes“ beschrieben, die von den Netzbetreibern beachtet werden müssen. Die Einführung einer Qualitätsregulierung im Rahmen der Anreizregulierung ist insbesondere notwendig, um dem Anreiz der Kostensenkung zu Lasten der Versorgungsqualität entgegen zu wirken. In den Niederlanden wird die Qualität der Netze zum einen über Performancekennzahlen gemessen und zum anderen sind die Netzbetreiber verpflichtet, Qualitätsberichte zu erstellen. Wesentliche Performancekennzahl ist die Unterbrechungsdauer (SAIDI). Für die VNBs gilt, dass sie zur Zahlung einer Entschädigung verpflichtet sind, wenn die Unterbrechung länger als vier Stunden andauert.

Für die Netzbetreiber besteht der Anreiz, den individuellen SAIDI-Wert unter den Durchschnittswert zu senken, da sich dadurch die genehmigten Kosten unmittelbar erhöhen. Der Wert, um den sich die Tarife anpassen, wird durch eine „Conjoint“-Analyse festgelegt und spiegelt die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher, nicht unterbrochen zu werden, wider. Dieser Wert ergibt sich nach einer regelmäßig durchgeführten Verbraucherbefragung im Auftrag von ACM. Durch die Berücksichtigung der Bewertung der Kunden für die Nicht-Unterbrechung erhält Qualität einen monetär quantifizierbaren Wert. Dieser kann genutzt werden, um das optimale Qualitätsniveau zu finden, indem die Kosten der Steigerung des Qualitätsniveaus mit dem Wert, den die Verbraucher dem beimessen, verglichen werden.

In den Berichten müssen die Netzbetreiber darlegen, wie sich die Qualität der Netze in der Zukunft entwickeln wird und wie sie beabsichtigen, die Performance zu verbessern. Die Regulierungsbehörde bewertet diese Berichte, ohne dass diese Urteile direkte Auswirkungen auf die genehmigten Tarife haben.

Neben der messbaren Qualität werden auch Ergebnisse einer Verbraucherbewertung berücksichtigt, um die Qualität der Netzbetreiber abschließend zu bewerten.

Die Berenschot-Studie zeigt, dass sich die Qualität der Netze seit dem Start der Regulierung nicht verschlechtert hat. Abbildung 14 und Abbildung 15 zeigen die Entwicklung der wesentlichen Qualitätskennzahlen (Unterbrechungshäufigkeit und Unterbrechungsdauer) seit Einführung der Regulierung für Strom und Gas. Demnach ist die Unterbrechungshäufigkeit im Strom konstant über alle Spannungsebenen. Die Unterbrechungsdauern scheinen sich bei der Niederspannungsebene sogar tendenziell abgesenkt zu haben. Im Gasmarkt ist kein wesentlicher Trend zu erkennen. Die Entwicklungen sind vor allem auf die beidseitige Anreizstruktur mit

Belohnung und Bestrafung bei über- bzw. unterdurchschnittlicher Qualitätsentwicklung zurückzuführen.²⁴

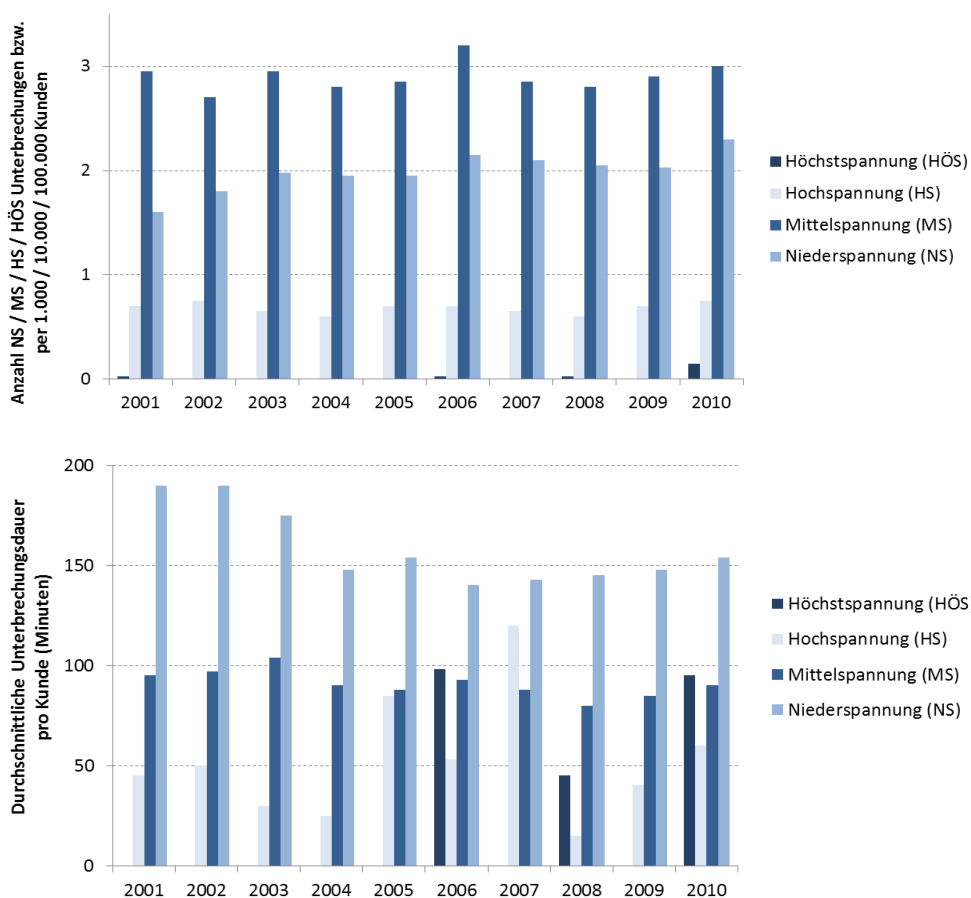


Abbildung 14: Häufigkeit von Unterbrechungen und durchschnittliche Unterbrechungsdauer im Elektrizitätsnetz.²⁵

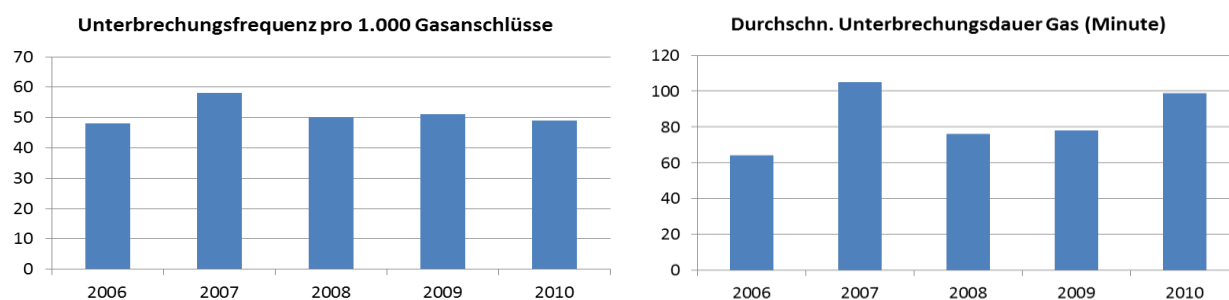


Abbildung 15: Unterbrechungshäufigkeit (links) und durchschnittliche Unterbrechungsdauer (rechts) im Gasnetz.²⁶

²⁴ Vgl. Berenschot, Tariefregulierung in retrospectief (11 April 2012): <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/10876/Berenschot-en-PwC-bevestigen-effectiviteit-tariefregulering/>

²⁵ Vgl. Berenschot (2012), veröffentlichte Informationen von Netbeheer Nederland.

3.3.2.5 Innovationen

Die Innovation ist kein expliziter Bestandteil der Regulierungsmethode. Vielmehr sollen durch die Ausgestaltung der Effizienzregulierung ausreichend Innovationsanreize gegeben werden. Insofern gibt es den indirekten Anreiz in Innovationen zu investieren, um seine eigene Effizienz zu steigern bzw. unter das Effizienzziel zu drücken.

Im Jahr 2009 führte die Regulierungsbehörde eine Konsultation zum Thema Innovationsanreize für Netzbetreiber durch. Es sollte geprüft werden, ob zusätzliche Instrumente notwendig seien, um gezielt Innovationen zu fördern. Es zeigte sich, dass es bereits ausreichend Instrumente gibt, die Innovationen fördern. Diese schienen nach Einschätzung der Regulierungsbehörde auch hinreichend wirksam zu sein, was durch die gemessenen Investitionstätigkeiten für Innovationen auch bestätigt wurde. Die Regulierungsbehörde schloss aus den Ergebnissen, dass zum derzeitigen Zeitpunkt keine zusätzlichen Anreizinstrumente notwendig seien.

3.3.2.6 Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes

Durch die rückwirkende Gerichtsentscheidung hinsichtlich der RAB des FNBs 2012 wurde das Regulierungsregime als leicht unvorhersehbar angesehen. Dennoch wurde das Kreditrating für Gasunie davon nicht weiter beeinflusst. Es wird aber ausdrücklich die hohe Stabilität des Regulierungsrahmens gelobt.²⁷

Allerdings haben die Ergebnisse der letzten Konsultation im Vorfeld des „Energie Agreements“ gezeigt, dass es Anpassungsbedarfe gibt. Da noch weitere Vorgaben aus der europäischen Regulierung erwartet werden, sollte mit den Anpassungen gewartet werden, um alles gemeinsam umzusetzen.

Weitere Merkmale des niederländischen Regulierungssystems sind dessen Einfachheit sowie Transparenz der Regulierungsinstrumente. Dies ergibt sich maßgeblich durch die pragmatische Verwendung von Effizienzvergleichen und Kostendaten. Während für die ÜNB ein internationaler Effizienzvergleich genutzt wird, wird bei den FNB aufgrund fehlender Vergleichswerte auf eine individuelle Effizienzwertbestimmung grundsätzlich verzichtet. Der Yardstick, wie er bei den VNB angewendet wird, erfordert schließlich keine regelmäßige Überprüfung der relevanten Erklärungsparameter, da die Outputparameter von den Netzbetreibern nicht beeinflusst werden können. Auch die Berechnung des Branchendurchschnitts ist im Vergleich zur Ermittlung des jeweils effizientesten Unternehmens verhältnismäßig einfach, weshalb der Ansatz auch von allen Marktteilnehmern akzeptiert ist. Lediglich zu Beginn der Einführung des Yardstick-Ansatzes gab es intensive Diskussionen hinsichtlich der Vergleichbarkeit der Netzbetreiber. Nachdem jedoch trotz zahlreicher Versuche mit Ausnahme der lokalen Steuern keine strukturellen Unterschiede zwischen den Netzbetreibern identifiziert werden konnten, wird der Ansatz von allen Marktteilnehmern akzeptiert. Auch die daraus ermittelten Obergrenzen werden angenommen. Darüber hinaus werden in der Regel Istkosten verwendet, sodass übermäßige Prüfungen von Daten entfallen. Zur Vermeidung von Basiseffekten werden historische Daten mehrerer Jahre gemittelt.

Die hohe Akzeptanz wird zudem durch das hohe Maß an Transparenz in den Niederlanden stimuliert. Nicht nur, dass die Ergebnisse des Yardstick veröffentlicht werden, es werden auch einzelne Kostenkategorien und Strukturparameter der Netzbetreiber offengelegt (vgl. Tabelle 9).

²⁶ Vgl. ebenda.

²⁷ Vgl. Moody's Investor Service: N.V. Nederlandse Gasunie (23.8.2013).

Damit lassen sich die Ergebnisse nachvollziehen. Vereinzelt gibt es aufgrund veröffentlichter Daten Rückmeldungen von anderen Marktteilnehmern. Allerdings ist dieser Informationsaustausch noch sehr gering als dass es die Informationsasymmetrie merklich verringern würde.

Einnahmen	Kosten	Effizienzwerte	Technische Daten
<ul style="list-style-type: none"> ■ Umsatzerlöse ■ Erträge aus Anbindungs-entgelten ■ Sonstige Einnahmen ■ Einnahmen aus nicht preisregulierten Aktivitäten 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anlagevermögen, Gesamtkosten der Kostenbasis, ■ Realisierte Erweiterungsinvestitionen, Buchwerte, Abschreibungen, Anlagezeiträume ■ Gesamtbeschaffungskosten ■ Kosten für Systemdienstleistungen ■ Abschreibungen ■ Betriebskosten (vergangene und effiziente); sonstige Kosten für Leistungserbringungen, Dienstleistungskosten, Kosten für vorgelagerte Netze, Personalkosten, ■ Gesetzliche Rücklagen, Kosten für F&E und Kunst ■ Rückstellungen für zweifelhafte Forderungen ■ Lokale Steuern 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Individuelle Effizienzwerte der Netzbetreiber; ■ X-Faktoren, Q-Faktoren ■ Effiziente Kosten der folgenden Regulierungsperiode; ■ Zulässige Erlöse ■ Erreichte Einsparungen der letzten Regulierungsperiode ■ Durchschnittliche Gesamtkosten 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Pro Kundengruppe: ■ vertragliche Leistung ■ maximale Leistung pro Monat/ Jahr ■ Standardtarif ■ Blindleistung ■ Eingespeiste Menge pro Spannungsebene ■ Menge gesamt ■ maximale Menge (absolut und Zeit)

Tabelle 9: Veröffentlichte Daten der niederländischen Netzbetreiber.²⁸

3.3.3 Zwischenfazit - Niederlande

Die niederländische Regulierung wurde 2001 eingeführt und besitzt seither eine große Stabilität. Aktuell häufen sich allerdings die Forderungen nach grundlegenden Anpassungen, um Investitionsanreize zu stärken.

Die niederländische Regulierungsbehörde reguliert acht Strom- und neun Gasnetzbetreiber. Für Strom und Gas gibt es jeweils einen Transportnetzbetreiber.

Die Dauer der Regulierungsperiode beträgt drei Jahre. Die Tarifobergrenze wird auf Basis kalkulatorischer Gesamtkosten festgelegt. Die Gesamtkosten berechnen sich aus gemittelten historischen Kosten der letzten drei verfügbaren Kosten. Für FNB und ÜNB werden Erlös- und für VNB Tarifobergrenzen festgelegt. Es gibt einen Carry-over Mechanismus für Effizienzsteigerung der Netzbetreiber zwischen Regulierungsperioden, indem die Kostenbasis der neuen Regulierungsperiode den fortgeschriebenen Erlösen der vorangegangenen Regulierungsperiode entspricht.

²⁸ Vgl. hierzu auch <https://www.acm.nl/nl/publicaties/>

Als Effizienzverfahren wird ein Yardstick auf Basis von einem Tarifkorb ermittelt. Im Gegensatz zu Italien fließen allerdings nicht nur die Betriebskosten, sondern die Gesamtkosten in den Yardstick ein. Die Effizienzwerte werden durch den Vergleich zum Branchenmittel bestimmt. Es werden sowohl individuelle (außer für FNB) als auch allgemeine Produktivitätswachstumsanforderungen für die Gesamtkosten bestimmt. Der Abbau von individueller Ineffizienz findet in der Regel über einen Zeitraum von drei Jahren statt.

Bei den Investitionen werden Ersatz-, reguläre Erweiterungs- und nicht-reguläre Erweiterungsinvestitionen unterschieden. Nicht-reguläre Erweiterungsinvestitionen werden vom Ministerium festgelegt und die Regulierungsbehörde prüft die Effizienz der Investitionskosten, die nach Inbetriebnahme auch während der Regulierungsperiode anerkannt wird. Für die regulären Erweiterungsinvestitionen wird ein Investitionsbudget zu Beginn der Regulierungsperiode auf die Erlösobergrenze aufgeschlagen. Der Kapitalkostensatz bestimmt sich über einen WACC-Ansatz mit fester Finanzierungsstruktur.

Die Qualität wird durch ein Qualitätselement in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Zudem müssen die Netzbetreiber einen Qualitätsbericht erstellen, indem sie die künftigen Risiken ihres Netzes beschreiben und Gegenmaßnahmen ableiten.

Spezielle Programme für Innovationen gibt es nicht. Eine Evaluation 2009 hat ergeben, dass die existierenden Instrumente ausreichen, um Innovationen zu fördern.

Das Hauptaugenmerk des niederländischen Regulierungssystems liegt auf der Steigerung der Effizienz der Netzbetreiber, während Investitionsanreize weniger stark ausgeprägt sind. Dies zeigt sich zum einen an verschiedenen Regulierungsinstrumenten des Regulierungsansatzes, wie dem äußerst geringen WACC-Wert, die restriktive Anerkennung nicht-regulärer Erweiterungsinvestitionen, die Begrenzung der Kostenanerkennung für reguläre Erweiterungsinvestitionen auf ein ex ante festgelegtes Budget sowie die Anerkennung erst nach Inbetriebnahme (t+2). Zum anderen wurden während der vergangenen Konsultation vermehrt stärkere Investitionsanreize gefordert. Auch die tatsächlich getätigten Investitionen zeigen zumindest keine übermäßige Investitionstätigkeit der Netzbetreiber seit Einführung der Anreizregulierung.

2012 hat der Regulierer den Einfluss seiner Regulierung auf den Strom TSO und alle DSOs untersuchen lassen. Der Einfluss der Regulierung auf den Gas TSO wurde nicht untersucht, da die Regulierung dessen zu diesem Zeitpunkt noch nicht durch ein Gericht bestätigt wurde. Die Untersuchung zeigte, dass die Konsumenten signifikant weniger für den Energietransport von 2000 bis 2011 bezahlten, im Vergleich eines „stattdessen“-Szenario ohne Regulierung. Die kumulierten Einsparungen der Konsumenten lagen bei rund 7 Mrd. €. Während dieses Zeitraums sind die realen Kosten für den Energietransport pro Haushalt von ca. 330 €/Jahr auf ca. 305 €/Jahr gefallen.

3.4 Norwegen

3.4.1 Rahmenbedingungen

3.4.1.1 Struktur und Organisation des Transport- und Verteilnetzes

Das norwegische Stromnetz lässt sich in das zentrale Übertragungsnetz (Höchstspannungsebene), das regionale Übertragungsnetz (Hoch- und Mittelspannungsebene) und das Verteilnetz (Mittel- und Niederspannungsebene) einteilen. Tabelle 10 gibt einen Überblick über die bestehenden

Spannungsebenen, Anzahl der Netzbetreiber, Netzeigentümer sowie Buchwert/Bilanzwert der Stromnetze (Stand: 2013). Die Eigentumsstruktur ist stark verflochten.

Netzebene/ Spannungsebene	Netzbetreiber	Eigentümer	Buchwert des Anlagevermögens (Ende 2011)
Zentrale Übertragungsnetz 132-420 kV	Statnett (TSO) (95 %), 17 regionale Netzbetreiber	Norwegischer Staat (Statnett), und Gemeinden	€ 2.1 Milliarden
Regionale Übertragungsnetz, 33-132 kV	86	Vorwiegend Gemeinden	€ 1.4 Milliarden
Verteilnetz, 0-22 kV	136	Vorwiegend Gemeinden	€ 3.7 Milliarden

Tabelle 10: Überblick über die norwegische Stromnetzstruktur.²⁹

Die Anzahl der Netzbetreiber liegt bei 150. Die Einteilung der Stromnetze in die oben genannten drei Kategorien orientiert sich an der Gesamtfunktionsweise der verschiedenen Netzkomponenten/Bestandteile und nicht an der Spannungsebene.

Es gibt einen norwegischen Übertragungsnetzbetreiber, Statnett SF. Statnett ist seit 1992 rechtlich entflochten und unterliegt den Regulierungsvorschriften der Europäischen Kommission. Statnett ist eine Aktiengesellschaft, die sich in staatlicher Hand befindet. Anteilseigner ist das Öl- und Energieministerium. Statnett ist mit der Gesamtverantwortung für die Koordinierung des Betriebs des zentralen und regionalen Netzes betraut.

Jeder norwegische Netzbetreiber benötigt eine Lizenz für den Betrieb eines Stromnetzes. Auf Verteilnetzebene sind die Lizenzen an ein bestimmtes geografisches Gebiet gebunden. Sie berechtigen den Netzbetreiber in diesem Gebiet das Netz zu betreiben sowie Investitionen zu tätigen. Auf Mittelspannungs- sowie Hochspannungsebene werden Lizenzen für jede einzelne Anlagen/Assets benötigt.

In Norwegen gibt es keinen Gasfernleitungsnetzbetreiber und nur einen Gasverteilnetzbetreiber. Das Gasfernleitungsnetz besteht aus einem Leitungssystem, das die Gasfelder auf dem Kontinentalschelf mit den Nachbarländern verbindet. Es gibt kein Fernleitungssystem auf dem Festland, sondern nur Gasaufbereitungsanlagen, um das Gas über das Nordsee-Leitungssystem zu exportieren. Die Netzentgelte unterliegen einer direkten Kostenregulierung, jedoch keiner Anreizregulierung. Es gibt ein Gasverteilnetz auf dem Festland, über das Gas an Endverbraucher geliefert wird. Das Netz unterliegt keiner Regulierung.

3.4.1.2 Energiewirtschaftliche Ziele

Norwegen hat sich das Ziel gesetzt, bis 2020 die CO₂-Emissionen um 30 % zu senken und den Anteil der Erneuerbaren Energien am Gesamtverbrauch auf 67,5 % zu erhöhen. Die wichtigsten

²⁹ Vgl. Norwegian Water Resources and Energy Directorate, Europower.com.

Ziele der Energiewende sind höhere Übertragungskapazitäten mit den Nachbarländern und eine Steigerung der Stromproduktion Erneuerbarer Energien um weitere 26,4 TWh (in Norwegen und Schweden) bis 2020.

Allgemein ist das norwegische Stromsystem durch den hohen Anteil der Wasserkraft stark von den jährlichen klimatischen Bedingungen abhängig. So müssen in trockenen Jahren große Mengen Strom importiert werden, während Norwegen in regenreichen Jahren große Strommengen exportiert.

In den nächsten Jahren geht man von einem steigenden Investitionsbedarf auf allen Netzebenen aus. Dieser Bedarf ist zum einen auf den steigenden Verbrauch in den zentralen Regionen sowie neuer Erzeugungsanlagen in ländlichen Regionen, insbesondere kleinerer Wasserkraftwerke und Windkraftanlagen, zurückzuführen. Zusätzlich soll Smart Metering bis 2019 eingeführt werden. Die norwegische Regulierungsbehörde NVE schätzt den Investitionsbedarf im Zeitraum von 2012-2021 auf ca. 5,0 - 6,3 Mrd. € für das Zentralnetz, 1,3 – 2,9 Mrd. € für die regionalen Netze und 4,4 – 6,3 Mrd. € für das Verteilnetz. Im Vergleich mit den Investitionen der letzten zwei Jahrzehnte liegen diese Werte deutlich höher. Die regulierten Erlöse für 2013 betragen ungefähr 2,4 Mrd. € für die regionalen und die Verteilnetze und 0,6 Mrd. € für das Übertragungsnetz.

3.4.2 Regulierungsansatz

3.4.2.1 Überblick

Das Energiegesetz (Energiloven) sowie die hieraus abgeleiteten Festlegungen/Verordnungen bilden die Grundlage der norwegischen Netzregulierung. Die Netzregulierung folgt überwiegend den entsprechenden Regulierungsvorschriften der EU, zu denen Norwegen durch die EEA-Vereinbarung (European Economic Area) verpflichtet ist.

Das Energiegesetz soll sicherstellen, dass Energieerzeugung, -transport und -handel sozio-ökonomisch optimal stattfinden, unter Berücksichtigung privater sowie öffentlicher Interessen.

ÜNBs und VNBs besitzen ein natürliches Monopol beim Betrieb ihres Netzes, das der Regulierung unterliegt. Die Regulierung erfolgt durch direkte Festlegungen bzgl. technischer Sicherheitsbestimmungen sowie durch wirtschaftliche Anreize zur Stimulation effizienter Netzinvestitionen. Die Verantwortung für die technische und wirtschaftliche Regulierung der Netzbetreiber liegt beim norwegischen Wasserressourcen und Energie Direktorat (NVE), das dem Ministerium für Öl und Energie (MPE) untersteht. Neben dem generellen Ziel der wirtschaftlichen Effizienz umfasst die Netzregulierung keine weiteren spezifischen Ziele, wie z.B. Ziele für Erneuerbare Energien, Innovationen oder Umweltziele.

Das generelle Ziel wird im Energiegesetz und den untergliederten Regularien detaillierter beschrieben. Die Kernforderungen des Energiegesetzes bzgl. der Regulierung sind, dass a) die Netzbetreiber in der Lage sein sollen, eine „faire“ oder sachgerechte Vergütung für die von ihnen betriebenen Anlagen zu erhalten und dass sie b) ihre Netze effizient ausbauen und betreiben sollen. Es gibt detaillierte Regelungen für den Umgang mit Energieengpässen und Energierationierung auf Grund von trockenen Jahren. Dies ist auf den hohen Anteil von Wasserkraft an der Stromproduktion zurückzuführen.

Die norwegische Anreizregulierung basiert auf einer Yardstick-Regulierung auf Basis eines DEA Benchmarking für ÜNB und VNB. Da auf Übertragungsebene kein Vergleich zwischen

mehreren Unternehmen möglich ist, wird Statnetts Effizienzwert im Rahmen eines internationalen Benchmarking ermittelt.

Der derzeitige Regulierungsansatz wurde mit dem Ziel eingeführt, Investitionen stärker zu fördern.

In Norwegen sind die Dauer der Regulierungsperiode, für die die Prinzipien der Erlösermittlung und insbesondere das Yardstick-Modell unverändert bleiben, und die Intervalle, in denen die Erlösobergrenzen bestimmt werden, unterschiedlich. Die Regulierungsperiode dauert in Norwegen 5 Jahre, während die Erlösobergrenzen jährlich auf Basis bilanzieller Kosten (aus dem Jahr t-2) sowie der Kostennorm bestimmt werden. Die Erlöse werden dabei durch NVE auf Basis folgender allgemeinen Formel festgelegt:

$$\text{Zulässige Erlöse} = \text{Erlösobergrenze (IR)} + \text{Pass-Through Kosten (PC)} - \text{CENS}_t + \text{Time-Lag-Mechanismus (TL)}$$

Die Erlösobergrenzen-Formel ist seit 2007 unverändert und enthält die folgenden Elemente:

$$\text{VNB: IR}_t = 0,4 \times K_t + 0,6 \times K_t^*$$

$$\text{ÜNB: IR}_t = 0,4 \times K_t + 0,6 \times K_t^* + 0,4 \times S_t + 0,6 \times S_t^*$$

Die Kostenbasis K stellt die tatsächlichen Kosten des jeweiligen Netzbetreibers dar, während es sich beim Kostenelement K* um normierte Kosten handelt, welche die Kosten eines durchschnittlich effizienten Unternehmens abbilden, wobei externe Einflussfaktoren, die auf das jeweilige Unternehmen wirken können, berücksichtigt werden. S und S* beziehen sich auf Statnetts Kosten für Systemdienstleistungen. Somit bestehen die Erlöse aus 40 % der tatsächlichen Kosten, während 60 % sich an den durchschnittlichen Kosten der peer group Unternehmen orientieren. Damit wird jedes Jahr nur ein teilweiser Kosten-/Erlösabgleich durchgeführt.

Die Kostenbasis K für das Jahr T wird auf Basis der Kostendaten des Jahres t-2 wie folgt berechnet:

$$K_t = (DV_{t-2} + KILE_{t-2}) \times (KPI_t/KPI_{t-2}) + NT_{t-2} \times P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} \times r_{NVE}$$

Dabei gilt Folgendes:

Parameter	Definition
DV _{t-2}	Betriebs- und Wartungskosten. Diese Kosten umfassen Personalkosten, andere Betriebskosten, Forderungsausfälle, Systemdienstleistungen, Nettokosten für intern gelieferte/gekaufte Dienstleistungen und Kosten, die sich aus direkten Ausgleichszahlungen an Kunden für Unterbrechungen mit einer Dauer von mehr als 12 Stunden ergeben.
KILE _{t-2}	CENS Kosten für t-2 (cost of energy not supplied – Kosten für nicht gelieferte Energie, siehe Beschreibung unten).
KPI _t	Verbraucherpreisindex, der vom Norwegischen Statistikamt berechnet wird. Somit wird ein Großteil der Betriebskosten inflationsbereinigt.
NT _{t-2}	Netzverluste in GWh aus t-2
P _t	Prognostizierter Preis für Strom aus T (jährlicher volumengewichteter Spot Preis)
AVS _{t-2}	Die Abschreibungen auf Netzanlagen für t-2. Sie entsprechen den historischen Anschaffungskosten geteilt durch die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer der Anlagen (lineare Abschreibung).
AKG _{t-2}	Regulatorisches Anlagevermögen für t-2. Es umfasst: Gebäude, Netzanlagen

	(Leitungen, Kabel, Umspannwerke etc.), Fahrzeuge, Kunden-spezifische Anlagen, Werkzeuge und IT. Der Buchwert entspricht den nominalen historischen Anschaffungskosten (d.h. nicht inflationsbereinigt) minus der kumulierten Abschreibungen. Das Anlagevermögen umfasst einen 1 % Aufschlag, um den Bedarf an Betriebskapital zu decken. AKG umfasst nur den vom Netzbetreiber finanzierten Anteil, d.h. abzgl. der Investitionsbeiträge der Kunden.
r_{NVE}	Regulatorischer WACC

Die Formel für den Time-Lag-Mechanismus (TL) lautet wie folgt:

$$TL = [(AVS_t - AVS_{t-2}) + (AKG_t - AKG_{t-2}) \times r_{NVE}]$$

Die Summe des Anstiegs der Abschreibungen und der zusätzlichen Verzinsung wird bei den erlaubten Erlösen hinzugefügt. Dieser Mechanismus bewirkt, dass Unternehmen Investitionen in Anlagen in ihrer Erlösobergrenze bereits in dem Jahr berücksichtigen können, in dem die Investition getätigt wird.

Die tatsächlichen Kosten für nicht gelieferte Energie, $CENS_t$, werden jährlich abgezogen. Gleichzeitig sind die Kosten für CENS wiederum Teil der Kostenbasis K und werden zu 40 % in ihrer tatsächlichen Höhe anerkannt. Diese Vorgehensweise stellt somit sicher, dass Kosten für CENS letztlich wie alle anderen Kosten behandelt werden (vgl. auch Abschnitt 3.4.2.4).

Unter den Pass-Through-Kosten sind die Kosten für die Grundsteuer, die Netzentgelte für andere regulierte Netze sowie die durch den Regulierer anerkannten F&E-Kosten subsumiert. Die jeweiligen Kostenpositionen, inklusive der Kapitalkosten und der Pass-Through Kosten für F&E, müssen von den Netzbetreibern an die NVE übermittelt werden.

3.4.2.2 Effizienz

Wie bereits erwähnt wird in Norwegen keine ex-ante Effizienzprüfung der Kosten oder Investitionen durch die NVE durchgeführt. Effizianzanreize werden einzig durch das Benchmarking gesetzt. Auf Verteilnetzebene wird das Benchmarking jährlich durchgeführt, während dies für Statnett im Rahmen des internationalen Benchmarks etwa alle 5 Jahre der Fall ist. Es bestehen Ausnahmeregelungen für sehr kleine Netzbetreiber mit besonderen Kosten- oder Output-Eigenschaften. Dies betrifft nur eine sehr kleine Gruppe von Netzbetreibern, die z.B. weniger als 500 Kunden haben.

Für das Benchmarking wird ein 5-jähriger Durchschnittswert der von den Unternehmen vorgelegten bilanziellen Kosten zugrunde gelegt. Diese bilanziellen Kosten werden einer Qualitätsprüfung unterzogen.

Die Kostennorm K^* der Verteilnetzbetreiber wird auf Grundlage eines drei-stufigen Verfahrens ermittelt. Im ersten Schritt werden mittels einer DEA als einziger Inputfaktor die Gesamtkosten mit unterschiedlichen Outputparametern verglichen, die über die Anzahl der Umspannwerke, HV Kabel, Kunden und verschiedene Arten von Netzanlagen (regionales Netz) gemessen werden. Auch die Outputparameter werden auf Grundlage eines 5-jährigen Durchschnittswertes berücksichtigt. Es werden Referenzgruppen (peer groups) auf Basis verschiedener Outputkombinationen festgelegt. Netzbetreiber haben abhängig von den Outputkombinationen ein oder mehrere Referenzunternehmen. Die Kosten jedes Netzbetreibers werden mit dem gewichteten Durchschnittswert dieser Referenzgruppe verglichen.

Da diese Analyse keine strukturellen Unterschiede berücksichtigt, werden im zweiten Schritt die Ergebnisse dieses Vergleichs im Anschluss mit Hilfe von Regressionsanalysen um geographische bzw. regionale Unterschiede angepasst.

Mit Hilfe einer Kalibrierung der Ergebnisse werden die Kosten in die branchendurchschnittlichen Kostennorm überführt. Im Ergebnis werden so die Gesamtkosten der Branche insgesamt gedeckt.

Die branchendurchschnittlichen Kosten auf der Übertragungsnetzebene werden im Rahmen eines internationalen Benchmarking ermittelt. In Zusammenarbeit mit anderen europäischen Regulierungsbehörden hat NVE Norwegen einen internationalen ÜNB-Vergleich entwickelt. Die letzte Studie beinhaltete 21 europäische ÜNB. Das Benchmarking basiert, wie für die VNB, auf oben beschriebener Methode. Als Inputparameter dienen die Gesamtkosten, welche als Summe der Betriebskosten und Investitionen definiert sind. Im Modell werden drei Outputparameter berücksichtigt:

- Normiertes Netz – die technischen Anlagen dienen als Proxy für die Komplexität des Netzbetriebs.
- „Siedlungsdichte“ – ab einer Bevölkerungsdichte von mindestens 500 Einwohner/km² benötigen Netzbetreiber komplexere Netzstrukturen.
- „Strommasten“ – Die Anzahl der Strommasten weist ebenfalls auf die Komplexität der Netzstruktur hin und damit verbundenen spezifischen Kosten für den Netzbetreiber.

Die Benchmarking-Analyse berücksichtigt nicht nur die oben genannten Kosten. Die Unternehmen haben ebenfalls die Möglichkeit, unternehmensspezifische Kostenunterschiede (Strukturkosten), die nicht durch die oben genannten Parameter abgebildet werden, mitzuteilen. Typische Strukturunterschiede bestehen z.B. auf Grund höherer Kosten durch Leitungen in Bergregionen und Küstengebieten oder höherer Kosten für Erdkabel.

Für Systemkosten wird ein vereinfachtes Verfahren verwendet. Generell sollten die Zielkosten spezifische Einflüsse bezüglich der Hydrologie, des Engpassmanagements, des Erzeugungs- und Nachfragemix sowie anderer Faktoren, die Statnett nicht beeinflussen kann, berücksichtigen. In der Praxis betrachtet NVE Statnetts historische Kosten sowie eine Kostenprognose. Die Zielkosten werden auf Basis dieser Daten sowie weiterer Informationen festgelegt und jährlich gemäß der Preissteigerungsrate angepasst.

Die ermittelten branchendurchschnittlichen Kosten werden zu 60 % in der Erlösobergrenze jedes einzelnen Netzbetreibers pauschal anerkannt. Die restlichen 40 % basieren auf den tatsächlichen Kosten. Durch die jährliche Erlösumverteilung von unterdurchschnittlich effizienten zu überdurchschnittlich effizienten Netzbetreibern entstehen hohe Anreize, Kosten unter das branchendurchschnittliche Niveau abzusenken.

3.4.2.3 Investitionen

In Norwegen besteht keine ex-ante Genehmigung der Kosten oder Investitionen durch die NVE. Jedes Unternehmen ist für seine Betriebskosten und für seine Netzinvestitionen verantwortlich. Anreize zu effizienten Investitionen werden nur durch den Vergleich mit den branchendurchschnittlichen Kosten gesetzt. NVE führt jedoch einen Qualitätskontroll-Prozess mit allen übergebenen Unternehmensdaten durch und kann gegebenenfalls auf eigene Initiative eine detaillierte Kostenprüfung einzelner Unternehmen durchführen.

Investitionen werden mit einem WACC, der auf Basis des CAP-M ermittelt wird, vergütet. Im Zuge der Finanzkrise in den letzten Jahren kam die Diskussion auf, inwiefern die Parameter der obigen Formel die tatsächlichen Marktbedingungen der Netzbetreiber und damit ihre Risiken reflektieren. NVE hat das Modell für den regulatorischen WACC reformiert und ein neues WACC Modell 2013 implementiert. Das Ziel der Reform war ein stabiler und berechenbarer WACC, der die Finanzmarktbedingungen besser widerspiegelt und damit den Netzausbau und neue Investitionen erleichtert. Der regulatorische WACC lag 2012 nach dem alten Modell bei 4,2 % und 2013 nach dem neuen Modell bei 6,9 %.

Die regulatorischen Abschreibungszeiträume müssen den buchhalterischen Abschreibungen entsprechen. Der Abschreibungszeitraum ist zwar unterschiedlich für bestimmte Anlagen, liegt jedoch gewöhnlich zwischen 30-40 Jahren.

Personalkosten und andere Betriebskosten (OPEX), die im Rahmen von Um- und Ausbaumaßnahmen entstehen, können aktiviert und in das regulatorische Anlagevermögen aufgenommen oder als OPEX ausgewiesen werden. Solange die Bilanzen geprüft werden und den Rechnungs- und Bilanzierungsvorschriften genügen, akzeptiert NVE normalerweise die von den Netzbetreibern gewählten Bilanzierungsmethoden und Abschreibungszeiträume.

Auf Grund der jährlichen Festlegung der Erlösobergrenze werden Investitionen mit einem Zeitverzug von 2 Jahren in der Erlösobergrenze wirksam.

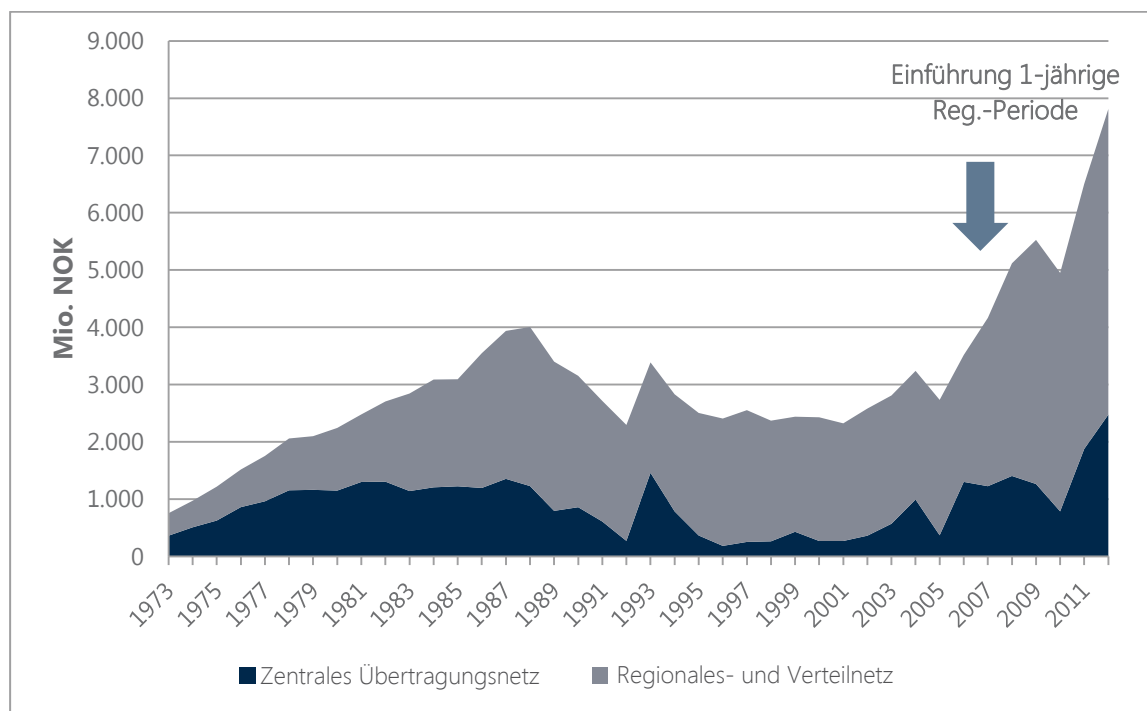


Abbildung 16: Entwicklung der Netzinvestitionen in Norwegen im Zeitraum 1973-2012.³⁰

Die Abbildung zeigt die Netzinvestitionen seit 1973. Die Investitionen zeigen nach einem relativ stetigen Verlauf einen steilen Anstieg seit 2006, dem Jahr der Einführung des neuen Regulierungsansatzes. 2012 betragen die Investitionen fast 8 Mrd. NOK. Dabei belief sich der der

³⁰ Vgl. Statistics Norway.

Gesamtwert des regulatorischen Anlagevermögens (alle Spannungsebenen) am Ende des Jahres 2012 auf 65 Mrd. NOK.

Dieser Anstieg wird unter anderem mit der Beseitigung des Zeitverzugs bei Investitionen sowie höheren WACC nach der Überarbeitung begründet.

Netzbereich	Investitionsbedarf (in Milliarden NOK)
Verteilnetze (<1kV)	28,5 (2014-2024)
Verteilnetze (>1kV)	14,4 (2014-2014)
Smart Metering	10,5 (2014-2019)
Regionalnetze	18 (2014-2024)
Übertragungsnetze	50-70 (2014-2024)

Tabelle 11: Investitionsbedarf in die norwegischen Stromnetze in den nächsten 10 Jahren.

Insgesamt wird der Investitionsbedarf in die Verteilnetze (>1kV) in den nächsten 10 Jahren von NVE auf ungefähr 28.5 Mrd. NOK geschätzt. Hinzu kommen Smart metering-Kosten in Höhe von geschätzten 10.5 Mrd. NOK bis 2019. Der Investitionsbedarf der Verteilnetze (<1kV) über die nächsten 10 Jahre wird auf 14.4 Milliarden beziffert. 18 Mrd. sollen hingegen in die Regionalnetze investiert werden. Laut Statnetts Netzentwicklungsplan wird das Unternehmen über die nächsten 10 Jahre jährlich rund 50-70 Milliarden NOK investieren.

3.4.2.4 Qualität

Um Anreize für eine ausreichende Dienstleistungsqualität zu setzen, bepreist NVE nicht gelieferte Energie und bezieht die Kosten in den Effizienzvergleich mit ein. Zudem werden Netzbetreiber dazu verpflichtet, direkte Ausgleichszahlungen in Folge langer Ausfälle an Kunden zu leisten.

Kosten der nicht gelieferten Energie (CENS)

Die CENS-Kosten sind Kosten für Verbraucher in Folge von Stromausfällen. Diese Kosten sind typischerweise um einiges höher als der Preis für die Endnutzer (einschließlich Netzentgelte und Steuern). Alle Ausfälle sind in den CENS Kosten enthalten, sowohl geplante wie auch nicht geplante Unterbrechungen aller Kundengruppen. Es gibt keine zeitliche Begrenzung für die Ausfalldauer, die durch CENS abgedeckt wird.

Die Kosten der Ausfälle wird als eine lineare Funktion der Form $AX+B$ dargestellt, wobei X als die Dauer der Ausfälle in Stunden, A als die Kosten pro kW/h und B als fixe Kosten pro MW zum Zeitpunkt des Ausfalls, definiert ist (d.h. ein Ausfall von einer Sekunde führt zu Kosten in Höhe von B pro kW unterbrochener Leistung).

Die aktuellen Kundengruppen sind Landwirtschaft, Haushalt, Industrie, Einzelhandel und Dienstleistung, öffentlicher Sektor, Zellstoff-, Papier- und energieintensive Industrien.

Die CENS Kosten werden durch eine Referenzzeit, die sich je nach Kundengruppe unterscheidet (typischerweise ein Morgen an einem Wochentag im Januar), normiert. Hinzu kommen eine Reihe von Korrekturfaktoren für die Jahreszeit, den Wochentag, die Tageszeit und ob die Ausfälle geplant wurden. Der Referenzwert für die Kosten wird jährlich unter Anwendung des Verbraucherpreisindex angepasst.

Es gibt keine Force Majeure-Regelung. Allerdings können Netzbetreiber eine Befreiung unter besonderen Umständen beantragen. In der Vergangenheit war NVE sehr restriktiv bei der Gewährung solcher Ausnahmen.

Generell gilt das Verursacherprinzip. Kommt es zu Stromausfällen auf Grund von Problemen im vor- oder nachgelagerten Netz, so muss der Netzbetreiber, in dessen Netz das Problem auftrat, die Kosten übernehmen.

Zudem können Netzbetreiber individuelle Vereinbarung über Kompensationszahlungen mit Netzkunden treffen. Dies ist nur für Kunden mit einem erwarteten Jahresverbrauch von über 400 MWh möglich.

Die CENS Kostenfunktion (ursprünglich: Preis pro nicht gelieferter kWh) ist durch NVE als Teil der Kontrollverordnung bestimmt. Die Zahlenwerte und Funktionen stammen aus eigenen Analysen und Studien externer Berater. Die Kostenschätzung basiert auf unterschiedlichen Methoden, Erhebungsdaten (Haushalte, öffentlicher Sektor, Dienstleistungen) und Fallstudien für große industrielle Verbraucher (stromintensive Industrie, Erdölsektor). Die jüngste Studie wurde im Jahr 2012 abgeschlossen. Die Ergebnisse werden ab dem Jahr 2015 implementiert.

Direkte Ausgleichszahlung für sehr lange Ausfälle

Das System für direkte Ausgleichszahlungen bei sehr langen Ausfällen (> 12 Stunden) wurde 2007 eingeführt. Diese Kosten entstehen zusätzlich zu den CENS Kosten. Die Ausgleichszahlung ist als konstanter Parameter in Abhängigkeit der Ausfalldauer definiert. Es gibt keinen Ausgleich für entgangene Erlöse oder Schaden. Es gibt keine Grenze für die Höhe der gesamten Ausgleichszahlungen oder der Zahlungen an individuelle Kunden.

Die Kosten aus dem direkten Ausgleichszahlungssystem werden genau wie andere Betriebskosten in Bezug auf die Kostenbasis und das DEA-Benchmarkings behandelt. In der Vergangenheit waren diese Kosten um einiges kleiner als die CENS Kosten.

3.4.2.5 Innovationen

Wie in Italien bestehen in Norwegen implizite Innovationsanreize vor allem durch den Kostenvergleich der Netzbetreiber, der auf Basis der Durchschnittskosten durchgeführt wird. Auf Grund der dauerhaften Entkopplung von Kosten und Erlösen können Netzbetreiber von Kostenvorteilen langfristig profitieren. Im Falle unterdurchschnittlich hoher Kosten können zusätzliche Gewinne dauerhaft erwirtschaftet werden.

Daneben gibt es in Norwegen ein explizites Regulierungsinstrument zur Innovationsförderung. Netzbetreiber können F&E-Kosten als durchlaufende Kosten, d.h. dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten) in ihrer Erlösobergrenze anerkannt bekommen. Dies ist in Höhe von maximal 0,3 % des regulatorischen Anlagenvermögens möglich. Die F&E-Ausgaben müssen von einer anerkannten Institution, z.B. dem Norwegischen Forschungsrat (Norwegian Research Council), genehmigt worden sein. 2013 hat NVE 18 Anträge erhalten, von denen 16 anerkannt wurden. Die gesamten genehmigten Pass-Through-Kosten betragen 10 Mio. €, was 0,1 % des gesamten regulatorischen Anlagenvermögens entspricht.

Darüber hinaus plant NVE, einen Kompensationsmechanismus für Netzbetreiber mit einem hohen Anteil neuer Zähler einzuführen. Der Mechanismus soll zu einer Umverteilung der Erlöse zwischen

Netzbetreibern mit einem relativ niedrigen Anteil zu solchen mit einem relativ hohen Anteil neuer Zähler führen.

3.4.2.6 Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes

Der norwegische Regulierungsrahmen basiert auf einem sehr klaren und konsistenten Ansatz. So werden Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber weitgehend gleich reguliert. Zwar stellt das jährliche Benchmarking der Verteilnetzbetreiber einen vergleichsweise hohen Regulierungsaufwand dar, jedoch wird gleichzeitig auf sonstige Kostenprüfungen verzichtet. Zudem werden die Kosten auf Basis bilanzieller Kosten anerkannt, was den Zeitaufwand auf Netzbetreiberseite deutlich begrenzt.

NVE veröffentlicht jährlich ein Dokument, das einen Überblick über die für das Benchmarking verwendeten Variablen, Annahmen sowie die verwendete Methodik gibt. Zusätzlich werden Excel-Datei, in denen die Daten zur Berechnung des Benchmarking sowie der Erlösbergrenzen enthalten sind, veröffentlicht. Vorläufige Benchmarkingergebnisse werden vor der finalen Festlegung der jährlichen Erlösbergrenze veröffentlicht. Ebenso stellt NVE historische Rechnungslegungs – sowie technische Daten der Netzbetreiber mit der Ausnahme von Statnett für den Zeitraum 1994-2012 bereit.

3.4.3 Zwischenfazit - Norwegen

In Norwegen wird seit 2007 jährlich eine Erlösbergrenze für Stromnetzbetreiber auf Basis der bilanziellen Gesamtkosten sowie eines Yardstick-Verfahrens festgelegt.

Anreize zur Kosteneffizienz entstehen dadurch, dass die zulässigen Erlöse aus einer gewichteten Mittelung der tatsächlichen Kosten und der Zielkosten bestehen. 60 % der erkannten Ineffizienz müssen innerhalb des nächsten Jahres abgebaut werden.

Die Investitionen werden durch den jährlichen Kostenabgleich zeitnah berücksichtigt. Eine Unterscheidung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen findet nicht statt.

Die Kosten für nicht gelieferte Energie sind ein wichtiges Qualitätsmerkmal und fließen direkt in die Effizienzbeurteilung ein. Darüber hinaus gibt es Maluszahlungen direkt an den Netznutzer für lang andauernde Störungen.

Innovationen werden durch die Anerkennung von F&E-Kosten als pass-through-Kosten gefördert.

Das norwegische System ist grundsätzlich sehr effizient. Die große Anzahl von Verteilnetzbetreibern wird anhand eines klaren Regulierungsmechanismus beurteilt. Individuelle Eingriffe der Regulierungsbehörde werden auf ein Minimum beschränkt.

3.5 Österreich

3.5.1 Rahmenbedingungen

Netzregulierung in Österreich gibt es für die Stromnetzbetreiber seit 2001 und für Gasnetzbetreiber seit 2002. Anfänglich galt sowohl im Strom- wie im Gasbereich eine Kosten-Plus Regulierung, die für die VNBs in beiden Bereichen in eine Anreizregulierung (2006 Strom; 2008 Gas) überführt wurde. Die Verantwortung für die Durchführung der Regulierung ist der Regulierungsbehörde E-Control übertragen, die ca. 104 Mitarbeiter (2013) beschäftigt.

3.5.1.1 Struktur und Organisation des Transport- und Verteilnetzes

Der Strommarkt wird von 3 ÜNBs (APG AG, TIWAG-Netz AG, VKW-Netz AG) sowie 130 VNBs aufgespannt. Seit 2011 betreibt die Austria Power Grid AG (APG) auch das Netz der TIWAG-Netz AG und fungiert seit 2012 als alleiniger Regelzonenführer für ganz Österreich. Innerhalb des Netzes gibt es sieben Netzebenen:

- Netzebene 1: Höchstspannung (380 kV und 220 kV), einschließlich 380/220-kV-Umspannung
- Netzebene 2: Umspannung von Höchst- zu Hochspannung
- Netzebene 3: Hochspannung (110 kV, einschließlich Anlagen mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 36kV und 220 kV)
- Netzebene 4: Umspannung von Hoch- zu Mittelspannung
- Netzebene 5: Mittelspannung (mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV sowie Zwischenumspannungen)
- Netzebene 6: Umspannung von Mittel- zu Niederspannung
- Netzebene 7: Niederspannung (1 kV und darunter)

Die regulatorisch festgelegten Systemnetzentgelte werden für die 3 Übertragungsnetzbereiche (Netzebene 1-2) sowie für bis zu 14 Verteilernetzbereiche (Netzebene 3-7) ermittelt.

Wie in Abbildung 17 dargestellt sind seit Einführung der Kosten-Plus Regulierung im Jahr 2001 die Netztarife über alle Spannungsebenen gesunken. Den größten Effekt hatte die Einführung der Kostenregulierung im Jahr 2001. Aber auch danach konnten mit Beginn der Anreizregulierung 2006 die Netzentgelte für die VNB (Netzebene 3-7) weiter gesenkt werden. Zunächst galt die Regulierung nicht für alle Netzbetreiber. Seit 2014 unterliegen nun alle Netzbetreiber mit einer Abgabemenge von über 50 GWh der Anreizregulierung. Nach Berechnungen von E-Control konnten die Netzkunden seit Einführung der Regulierungstätigkeit um jährlich knapp 640 Mio. € entlastet werden. Über alle Netzebenen betrachtet, liegen die aktuellen Netzentgelte um mehr als 28 % unter den Basiswerten von 2001.³¹

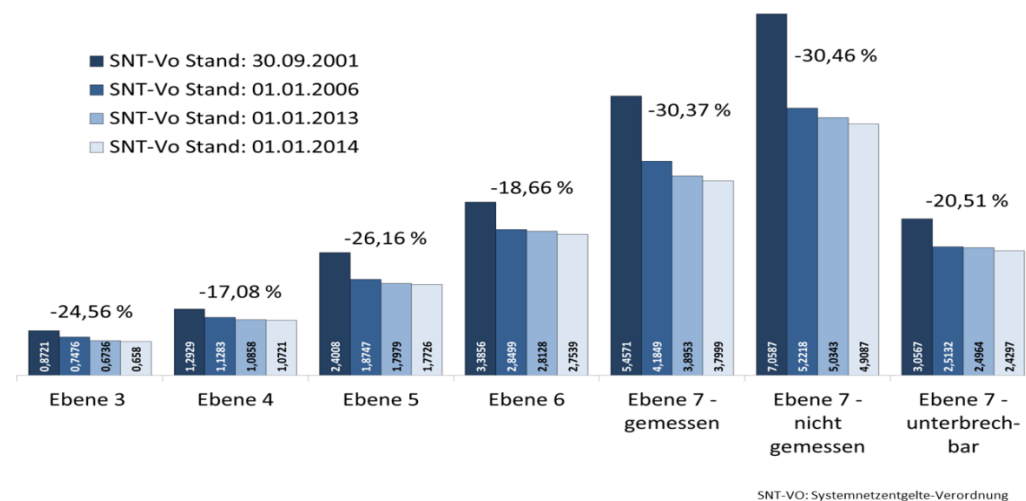


Abbildung 17: Entwicklung der Netztarife für Strom.³²

³¹ Vgl. E-Control: Jahresbericht 2013, S. 14 ff.

³² Vgl. E-Control: Systemnutzungsentgelte Strom 1.1.2014.

Das Gasnetz wird derzeit von 3 FNBs (Gas Connect Austria GmbH, BOG GmbH, TAG GmbH) und rund 20 VNBs betrieben. Gemäß § 84 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz (GWG) 2011 wird es in folgende Netzebenen unterteilt:

- Fernleitungsanlagen (gemäß Anlage zum GWG 2011)³³,
- Verteilungsanlagen der Netzebene 1 (gemäß Anlage zum GWG 2011),
- Verteilungsanlagen der Netzebene 2 mit einem Druck > 6 bar,
- Verteilungsanlagen der Netzebene 3 mit einem Druck ≤ 6 bar.

	Strom		Gas	
	ÜNB	VNB	FNB	VNB
Anzahl	3	130	3	20
Eigentümer³⁴	Auf Grundlage des zweiten Verstaatlichungsgesetzes befinden sich alle wesentlichen Netzgesellschaften zu mind. 51 % in öffentlicher Hand.		Öffentliche Hand und private Anteilseigner	vorwiegend öffentliche Hand mit privaten Teilhabern

Tabelle 12: Anzahl und Eigentümer der Netzbetreiber.

3.5.1.2 Energiewirtschaftliche Ziele

Die Herausforderungen ähneln im Wesentlichen denen der anderen europäischen Energiemärkte im Zusammenhang mit der Energiewende und dem Ausbau sowie Integration der Erneuerbaren Energien. Dazu zählen die Verbindung von neuen Erzeugungszentren mit den Verbrauchszentren sowie die Entwicklung neuer Technologien, um die auftretenden Spannungen im Netz durch die dargebotsabhängige Erzeugung auszugleichen. Beispielsweise geht es um den Ausbau von Smarten Technologien zur Netzsteuerung, aber auch der Entwicklung innovativer zentraler wie auch dezentraler Speichertechnologien. Schließlich erfordert die geplante europäische Integration der Märkte den Ausbau der nationalen Netzinfrastruktur.

Der Regulierungsrahmen für die Transport- und Verteilnetze verfolgt die folgenden Ziele:³⁵

- Förderung effizienten Verhaltens der regulierten Unternehmen im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums;
- Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage und Planungssicherheit der regulierten Unternehmen;
- Minimierung der direkten Regulierungskosten;
- Investitions- und Innovationssicherheit für regulierte Unternehmen;
- ausgewogene Behandlung der regulierten Unternehmen;
- Schutz der Konsumenten;
- Versorgungszuverlässigkeit und Qualität der Dienstleistung;

³³ Das Gas-Fernleitungsnetz umfasst folgende Leitungen: Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG), Penta West-Gasleitung (PW), Süd-Ost-Leitung (SOL), Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP), Primärverteilungssystem (PSV 1), Trans-Austria-Gasleitung (TAG), West-Austria-Gasleitung (WAG).

³⁴ Vgl. zur Eigentümerstruktur E-Control (2006): „Marktbericht 2006“, S. 46 f.

³⁵ Vgl. E-Control (2013): „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber“.

- Sicherstellung der allgemeinen Akzeptanz und Stabilität des Regulierungssystems durch alle betroffenen Interessensgruppen (Kunden, Arbeitnehmer, Eigentümer etc.);
- Transparenz des Systems;
- rechtliche Stabilität.

Die genannten Ziele lassen sich unter die vier genannten Hauptziele der Regulierung für diese Studie Effizienz, Investition, Innovation, Qualität und Stabilität subsumieren. Gleichwohl wird die Innovationssicherheit expliziter aufgeführt.

3.5.2 Regulierungsansatz

3.5.2.1 Überblick

Eine Anreizregulierung wurde in Österreich bislang nur für VNBs im Strom- und Gasbereich eingeführt. Für ÜNBs und FNBs gelten hingegen Kosten-Plus-Regulierung (ÜNB) bzw. eine Regulierung genehmigter Tarifmethodik (FNB). Der Regulierungsansatz der FNBs besitzt teilweise starke Ähnlichkeit einer Preisobergrenzenregulierung (Tarife werden von der Regulierungskommission auf Vorschlag der Unternehmen festgesetzt). Aufgrund der Unterschiedlichkeit wird zunächst die Anreizregulierung der VNBs vorgestellt und weiter unten die grundsätzlichen Merkmale der Ansätze für ÜNBs und FNBs kurz beschrieben.

Verteilnetzbetreiber

Für die Strom VNBs hat 2014 bereits die dritte Regulierungsperiode begonnen (2014-2018), während im Gasmarkt 2013 die zweite Regulierungsperiode (2013-2017) angefangen hat. In beiden Märkten beträgt die Länge der Regulierungsperiode 5 Jahre.

	Strom	Gas
ÜNB/ FNB	Kosten-Plus Regulierung	Genehmigte Tarifmethode (vergleichbar mit Tarifobergrenzenregulierung)
VNB	Anreizregulierung 3. RP: 2014-2018	Anreizregulierung 2. RP: 2013-2017

Tabelle 13: Regulierungsansätze in Österreich

Zur Steigerung der Übersichtlichkeit und aufgrund des Fokus der Studie auf die Analyse von Anreizregulierungssystemen finden sich die Darstellungen der Regulierungsansätze sowohl für den ÜNB als auch den FNB zur Vollständigkeit im Anhang. Sie liefern auch keine weiteren Regulierungsinstrumente, die für die Analyse von besonderer Bedeutung sind.

Ausgangsbasis der Regulierung aller Netzbetreiber war in Österreich eine Kosten-Plus Regulierung (Strom: 2001; Gas: 2002). Diese wurde 2006 für die Strom-VNBs und 2008 für die Gas-VNBs jeweils durch die Anreizregulierungsmethodik abgelöst. Für die Strom-VNBs war die Regulierungsperiode zunächst 4 Jahre und wurde mit Beginn der dritten Regulierungsperiode auf 5 Jahre verlängert.

Die ÜNBs werden weiterhin über eine Kosten-Plus Regulierung reguliert. E-Control ist sich bewusst, dass durch eine Kosten-Plus-Regulierung die Anreize für eine Effizienzverbesserung sehr eingeschränkt sind. Durch einen guten Einblick im Rahmen der Kostenprüfungsverfahren kann der Regulator allerdings auch direkt eingreifen (Ineffizienzen, Monopol-Rente).

FNB werden seit 2007 mittels einer genehmigten Tarifmethode reguliert. Die Überprüfung der Tarifmethode erfolgt grundsätzlich alle 4 Jahre. Da auch im Gasbereich durch das GWG 2011 eine

neue Rechtsgrundlage geschaffen wurde, erfolgte eine Neuevaluierung allerdings erst im Jahr 2013, womit die Gültigkeit der bestehenden Tarife verlängert wurde.

Auf Basis des § 48 EIWOG 2010 hat die Regulierungsbehörde die Kosten, die Zielvorgaben und das Mengengerüst von Netzbetreibern mit einer jährlichen Entnahmemenge von mehr als 50 GWh im Kalenderjahr 2008 von Amts wegen mit Bescheid festzustellen. Für die übrigen Netzbetreiber mit weniger als 50 GWh kann dies von Amts wegen erfolgen. Insgesamt werden ca. 38 Unternehmen in der Anreizregulierung erfasst. Zu den Detailanpassungen gehört insbesondere die Einführung eines kontinuierlichen Benchmarking zu Beginn jeder Regulierungsperiode anstelle des Carry-Over-Systems. Beim Carry-Over-System hatten die Netzbetreiber die Möglichkeit, ihre Effizienzvorgaben über zwei Regulierungsperioden abzubauen und darüber hinaus an den Effizienzgewinnen zu partizipieren. Dieses System war zuletzt wegen der hohen Komplexität und fehlenden Transparenz der Berechnung der Erlösobergrenzen einzelner Netzbetreiber in die Kritik geraten. Besonders die Trennung eines „dauerhaften“ von einem „vorübergehenden“ Effizienzgewinn stellte die Regulierungsbehörde vor gewisse Herausforderungen, wenn zeitliche Verschiebungen sowohl von Investitionsmaßnahmen – besonders bei divergierenden technischen Lebensdauern und buchhalterischen Abschreibungsdauern – als auch Instandhaltungsaufwendungen als Effizienzgewinn gewertet würden. Hiervon sollten die Netzbetreiber aber im Sinne eines Carry-Overs, der die Aufteilung von dauerhaften Effizienzgewinnen zwischen Kunden und Netzbetreibern erlaubt, nicht profitieren. Die praktische Umsetzung des Carry-Over Mechanismus war demnach sehr komplex und beeinträchtigte insbesondere die Akzeptanz des Regulierungssystems, da die Erlösobergrenzen nicht so einfach nachvollzogen werden konnten. Aus diesem Grund wurde der Carry-Over Mechanismus in der dritten Regulierungsperiode im Strom nicht mehr fortgesetzt. Der Zeitraum zum Abbau der Ineffizienzen wurde für die Ermittlung von Kostenanpassungsfaktoren zwar über 10 Jahre gestreckt, zu Beginn neuerlicher Regulierungsperioden erfolgen jedoch erneute Effizienzvergleiche, um die Vorgaben an die Realität anzugleichen. Allerdings wirken noch bereits verteilte Carry-Over aus der vorangegangenen zweiten Regulierungsperiode nach.

Auch die Einführung einer Yardstick Regulierung wurde in Erwägung gezogen, allerdings für diese Regulierungsperiode zumindest noch verworfen, da es nach Einschätzung von E-Control eine zu große Veränderung bedeutet hätte. Stattdessen solle zunächst die bestehende Anreizregulierungssystematik weiterentwickelt werden.

Strom VNB

Die Regulierungsformel für die Kostenfeststellung zur Entgeltermittlung im Strom 2014 lautet:

$$K_{2014}^{Basisentgelte} = K_{2013}^{Pfad} * (1 + \Delta NPI_{2014}) * (1 - KA_{3.Periode}) + Inv.Faktor_{2014} + BK.Faktor_{2014} + nbK_{2012} + Reg.kto_{2014} + Aufrollung_{2014} \pm CarryOver - BKZ_{2012} - ME_{2012} - sonstige Entgelte_{2012} + SM_{OPEX_{CostPlus2012}}$$

Dabei gilt exemplarisch für Bilanzstichtag 2013:

$$K_{2013}^{Pfad} = (K_{2011} - nbK_{2011}) * \prod_{t=2012}^{2013} [(1 + \Delta NPI_t) * (1 - Xgen_{3.Periode})]$$

Parameter	Definition
K_{2014}	Kostenbasis
$(1+NPI_{2014})$	Netzbetreiberindex
$(1-KA_{3, \text{Periode}})$	Kostenanpassungsfaktor (der 3. Regulierungsperiode)
$Inv.Faktor_{2014}$	Investitionsfaktor
$BK.Faktor_{2014}$	Betriebskostenfaktor
nbK_{2012}	nicht beeinflussbare Kosten
$Reg.kto_{2014}$	Regulierungskonto
$Aufrollung_{2014}$	Korrektur für systemimmanenten Zeitverzug
Carry-Over	Carry-Over aus der 1.+2. Regulierungsperiode
BKZ_{2012}	Baukostenzuschüsse
ME_{2012}	Messerlöse
$sonstigeEntgelte_{2012}$	Erlöse aus sonstigen Entgelten gemäß § 11 SNE-VO in der gültigen Fassung
$SM_OPEX_CostPlus_{2012}$	betriebskostenseitige Mehrkosten des Smart Meter Roll-outs

Der Netzbetreiberindex (NPI) bildet die Teuerungsrate für die Netzbetreibertätigkeiten ab. In der aktuellen Regulierungsperiode setzt er sich aus einem Tariflohnindex (57 %) und einem Verbraucherpreisindex (43 %) zusammen. Im Vergleich zur zweiten Regulierungsperiode wird kein Baupreisindex mehr berücksichtigt. Dieser ist nicht mehr notwendig, da Baukosten über den Investitionsfaktor bereits enthalten sind und somit keine allgemeine Kostenanpassung (im Bereich der Kapitalkosten) mehr notwendig ist. Der Netzbetreiberpreisindex kann als österreichisches Spezifikum gewertet werden, da § 59 Abs. 5 EIWOG 2010 die Inflationierung der beeinflussbaren Kostenbasis mittels einer netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate vorsieht. Diese setzt sich aus veröffentlichten Teilindizes zusammen, die die durchschnittliche Kostenstruktur der Netzbetreiber repräsentieren soll. Die Zusammensetzung umfasst somit neben einem Outputpreisindex (VPI) auch Inputpreisindizes (TLI), weshalb allein schon aus diesem Umstand ein dauerhaft von Null divergierender genereller Faktorproduktivitätsfortschritt anzusetzen ist.³⁶

Gas VNB

Für die Gas VNBs gilt analog folgende Regulierungsformel für die Entgeltermittlung 2014:

$$K_{2014}^{Basisentgelte} = K_{2014}^{Pfad} + Inv.Faktor_{2014} + BK.Faktor_{2014} + nbK_{2012} + nieffK_{2012} + Reg.kto_{2014} + Q - BKZ_{2012} - ME_{2012} - Eso.Trans_{2013}$$

Dabei gilt:

Parameter	Definition
Q	Qualitätselement (= 0 für aktuelle Regulierungsperiode)
$Eso.Trans_{2012}$	Erlöse sonstige Transporte gemäß SonT-GSNT-VO Novelle 2012
$nieffK_{2012}$	nicht auf Ineffizienzen zurückführbare Kosten 2012

³⁶ Vgl. hierzu ausführlicher WIK Consult (2013): „Genereller Produktivitätsfaktor österreichischer Stromverteilnetzbetreiber“, S. 2 ff.

Der NPI für die Gas VNBs, mit dem die festgestellten Kosten während der Regulierungsperiode angepasst werden, berechnet sich aus einem Tariflohnindex (30 %), einem Baupreisindex (40 %) sowie einem Verbraucherpreisindex (30 %). Da kein einheitlicher Tarifindex für sämtliche Netzbetreiber existiert und zahlreiche (Personal-) Leistungen mittels Dienstleistungsverträgen erbracht werden, wird weiterhin der allgemeine Tariflohnindex gewählt. In Abweichung zum Strombereich ist die Verwendung des Baupreisindex einer unterschiedlichen Ausgestaltung des Investitionsfaktors geschuldet.

Die Formeln machen deutlich, dass es eine Reihe von Anpassungsfaktoren gibt, wodurch die jährliche Erlösobergrenze auch während der Regulierungsperiode beeinflusst wird. Ausgangspunkt ist dabei stets die laut Effizienzpfad bestimmte jährliche Kostenbasis. Die einzelnen Faktoren werden in den nachfolgenden Kapiteln näher beschrieben.

Um zwischen den Regulierungsperioden einen Ausgleich für Abweichungen zwischen den genehmigten Erlösen und den tatsächlichen Erlösen, die nicht in der Verantwortung des Netzbetreibers liegen, zu ermöglichen, gibt es das Regulierungskonto. Darauf werden z.B. Differenzen zwischen den Regulierungs-Plan-Erlösen (Planmenge x Tarif) und den Ist-Erlösen (Istmenge x Tarif) verbucht und bei der Feststellung der Kostenbasis – erstmalig 2013 für Tarife 2014 – korrigierend berücksichtigt. Dabei wirken Mehrererlöse Kosten mindernd und Mindererlöse Kosten erhöhend. Sämtliche der Verordnung zugrunde liegenden Erlöse sind zu betrachten:

- das Netznutzungsentgelt,
- das Netzverlustentgelt,
- das Systemdienstleistungsentgelt,
- die Messentgelten,
- die sonstigen Entgelte,
- die Auflösung von Baukostenzuschüssen und
- das Entgelt für internationale Transaktionen (keine Relevanz für den Verteilernetzbereich).

3.5.2.2 Effizienz

Kostenkontrolle

Datengrundlage für die Kostenprüfung der dritten Regulierungsperiode der **VNBs-Strom** sind Kosten aus dem Geschäftsjahr 2011, da die Daten für 2012 nicht von allen Unternehmen vorlagen. Dabei wird auf die bilanziellen Gesamtkosten abgestellt. Die Berücksichtigung von Planwerten ist per Gesetz nicht zulässig. Darüber hinaus werden die Kosten in „nicht beeinflussbare“ und „beeinflussbare“ Kosten unterteilt, wobei nur „beeinflussbare“ Kosten einer Anpassung mittels Effizienzvorgaben unterliegen. Die nicht beeinflussbaren Kosten werden jährlich mit einem entsprechenden zweijährigen Zeitverzug (t-2) durchgereicht.

Nicht beeinflussbare Kosten sind gemäß § 59 Abs. 6 ElWOG 2010:

- Kosten aus der Umsetzung von genehmigten Maßnahmen aus Netzentwicklungsplänen,
- Kosten für die Nutzung funktional verbundener Netze im Inland,
- Kosten zur Deckung von Netzverlusten auf Basis transparenter und diskriminierungsfreier Beschaffung,
- Kosten für die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelung auf Basis transparenter und diskriminierungsfreier Beschaffung,
- Kosten für Landesabgaben zur Nutzung öffentlichen Grundes (Gebrauchsabgabe),

- Kosten aufgrund gesetzlicher Vorschriften im Zuge von Ausgliederungen, welche dem Grunde nach zum Zeitpunkt der Voll liberalisierung des Elektrizitätsmarktes mit 1. Oktober 2001 bestanden haben.

Zudem werden den Verteilernetzbetreibern Netzverluste abschlagsfrei abgegolten, da nur eine langfristige Beeinflussbarkeit vorliegt. Um jedoch einen Anreiz zu schaffen, die Netzverluste langfristig zu reduzieren, werden die Netzverlustmengen (bewertet mit einheitlichem Netzverlustpreis) in das allgemeine Effizienz-Benchmarking aufgenommen.

In der zweiten Regulierungsperiode wurde der Anreiz zur Reduktion von Netzverlustmengen noch über die Mengenkompente dargestellt. Verlustmengen wurden dabei regulatorisch nur anerkannt, sofern sie sich innerhalb des Zielwertes von 4 % befanden. Der Zielwert von 4 % reduzierte sich um 1 % p.a.

Im Vorfeld der Kostenprüfung wurde über eine Ausweitung des Umfangs der „nicht-beeinflussbaren“ Kosten um Kosten für Smart Meter bzw. Smart Grid sowie um Kosten für die Erfüllung diverser gesetzlicher Vorschriften diskutiert. Allerdings wurden beide Anträge nicht umgesetzt, da die genannten Kosten/Verpflichtungen alle Strom VNBs betreffen und jedes Unternehmen einen entsprechenden Spielraum für die Umsetzung zur Verfügung hat. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die Zahl der ans Netz angeschlossenen Smart Meter stufenweise bis 2019 auf mindestens 95 % zu steigern. Insofern könnten die Kosten als nicht-beeinflussbar angesehen werden. Allerdings stellte E-Control klar, dass es sich bei den Zielvorgaben lediglich um zu erreichende Ziele handeln würde, die den Netzbetreibern bei der Umsetzung hinreichend Spielraum lassen und die Kosten somit von ihnen als beeinflussbar angesehen werden können. So kann der Netzbetreiber den Ausbau in Eigenregie mit direktem Eigentum des Netzbetreibers an den notwendigen Anlagen oder über einen Dienstleister durchführen lassen, mit dem dann entsprechende Dienstleistungsverträge abgeschlossen werden müssen. Ferner gibt es Möglichkeiten hinsichtlich des Ausbaus, wodurch ein großer Kostenblock bereits relativ früh entsteht oder kontinuierliche Kostensteigerungen auftreten. Darüber hinaus verneint E-Control die Einführung expliziter Zusatzanreize für bestimmte Technologien.

Die so ermittelten Kosten werden auf ihre Angemessenheit geprüft (K_{2011}). Anschließend werden sie gemäß nachfolgender Formel mit Hilfe allgemeiner Kosten- (NPI_t) und Produktivitätssteigerung ($Xgen$) auf den Beginn der Regulierungsperiode hochgerechnet, um den Zeitverzug bei der Datenverfügbarkeit auszugleichen:

$$K_{2013}^{Pfad} = (K_{2011} - nbK_{2011}) * \prod_{t=2012}^{2013} [(1 + \Delta NPI_t) * (1 - Xgen_{3.Periode})]$$

Die Kapitalkosten (CAPEX) als Teil der beeinflussbaren Kosten zu Beginn der Regulierungsperiode (2013) werden ebenfalls mit den handelsrechtlichen Buchwerten des Basisjahres (2011) berücksichtigt. Eine Standardisierung erfolgt indirekt über das Benchmarking, das standardisierte CAPEX auf Tagesneuwertbasis und standardisierte Nutzungsdauern berücksichtigt.

$$CAPEX_{t-2} = AfA_{t-2} + BW_{Vermögen_{t-2}} * (WACC)$$

Parameter	Definition
$CAPEX_{t-2}$	regulatorisch berücksichtigte CAPEX (t-2)
AfA_{t-2}	Abschreibungen (t-2)
$BW_{Vermögen_{t-2}} \times (WACC)$	Buchwerte Kapitalbasis (t-2) multipliziert mit WACC

Die ermittelte Kostenbasis (K_{2013}) der aktuellen dritten Regulierungsperiode wird während der Regulierungsperiode mit Hilfe eines Kostenanpassungsfaktors (KA) fortgeschrieben. Der Anpassungsfaktor besteht sowohl aus einem allgemeinen (Xgen) als auch individuellen Effizienzfaktor (ES). Bei den individuellen Effizienzwerten gilt, dass diese über zwei Regulierungsperioden (10 Jahre) abgebaut werden können. Durch diese Frontierschiebung ergibt sich als Zielkosten im Jahr 2023:

$$K_{2023} = K_{2013} * (1 - KA)^{10}$$

$$KA = 1 - \sqrt[10]{\frac{K_{2023}}{K_{2013}}} = 1 - \sqrt[10]{\frac{K_{2013} * (1 - Xgen)^{10} * ES_{2013}}{K_{2013}}} = 1 - (1 - Xgen) * \sqrt[10]{ES_{2013}}$$

Parameter	Definition
KA	jährlicher Kostenanpassungsfaktor
Xgen	Abschlag für jährliche Produktivitätssteigerung in der 3. Regulierungsperiode
ES ₂₀₁₃	individueller gewichteter Effizienzwert je Stromverteilernetzbetreiber

Benchmarking-Verfahren

Der generelle Produktivitätsfortschritt wurde für Strom VNBS für die dritte Regulierungsperiode auf 1,25 % p.a. und für die Gas VNBS für die zweite Regulierungsperiode auf 1,95 % festgelegt. Damit liegt der Wert der Strom VNBS am unteren Ende eines der Gutachten, das eine Bandbreite von 1,10 % - 1,80 % bzw. 0,63% - 1,19 % empfohlen hatte. Zur Begründung gab E-Control eine eher defensive Herangehensweise gegenüber den Netzbetreibern an, um diese nicht zu stark zu belasten. Für die Strom VNB liegt der aktuelle Wert unter den 1,95 % der vorangegangenen Regulierungsperiode, während der Wert für Gas VNBS u.a. aufgrund der Beibehaltung der Zielwerte konstant ist.

Neben dem allgemeinen Produktivitätsfortschritt werden die VNBS einer individuellen Effizienzbewertung unterzogen, in dem sie mit anderen VNBS getrennt für Strom und Gas verglichen werden. Dabei ist zu beachten, dass beim Übergang von der ersten zur zweiten Regulierungsperiode kein erneuter Effizienzvergleich durchgeführt wurde, sondern analog zum Beginn im Strombereich die individuellen Vorgaben für zwei Regulierungsperioden Gültigkeit hatten. Vielmehr fand ein Abgleich der Kostenbasis sowie eine Prüfung des Zielerreichungsgrades statt. Sofern notwendig wurde ein Kostenanpassungsfaktor bestimmt, sodass die Ziele am Ende der zweiten Regulierungsperiode auch erreicht werden würden.

Das Benchmarking wird mittels MOLS und DEA durchgeführt (vgl. Tabelle 14).

	Strom VNB	Gas VNB ³⁷
Ansatz	MOLS (45 %), DEA 5 (40 %), DEA 3 (15 %)	Durchschnitt MOLS = 50 % MOLS 14 + 50 % MOLS 23 Durchschnitt DEA = 50 % DEA 14 + 50 % DEA 23
Datengrundlage	Bilanzielle und standardisierte Kapitalkosten	Standardisierte Kapitalkosten: indexierte AHK und Annuitäten
Auswahl	Best of two	Weak best of (60 % maximaler Wert durchschn. DEA/MOLS + 40 % minimaler Wert durchschn. MOLS/DEA)
Outputvariable	MOLS und DEA 3: ³⁸ gewichtete Netzanschlussdichte (Modellnetzlängen), Netz-Höchstlast Netzebenen 4-7 und Netzebenen 6-7; DEA 5: Netzanschlussdichten (Modell- netzlängen) der Nieder-, der Mittel- und der Hochspannung sowie Netzhöchstlast siehe oben	<ul style="list-style-type: none"> ■ Transport von Energie ■ Bereitstellung von Kapazitäten ■ Kundenservice
Mindesteffizienz	72,5 % (X _{ind max} = 3,165 % p.a.)	74,06 % (X _{ind max} = 2,9 % p.a.)

Tabelle 14: Übersicht Effizienzvergleich VNB Strom und Gas

Die Kostenbasen sind in beiden Fällen die Gesamtkosten der Netzbetreiber, wobei im Strombereich für kostentreibende, nachhaltige, exogene und signifikante Effekte korrigiert wird.

Dazu zählen:

- Kosten des Übertragungs- bzw. Höchstspannungsnetzes,
- fiktive Finanzierungskosten aus Baukostenzuschüssen für Vergleichbarkeitszwecke,
- Kosten für bereits getätigte Smart Meter-Investitionen,
- Kosten zur Bereinigung der Integration von Wind-Erzeugungsanlagen.

Die Messkosten wurden im letzten Kostenbenchmarking der Strom VNBs nicht mehr herausgerechnet, da die Leistung von allen Strom VNBs zu erbringen ist und als von diesen beeinflussbar angesehen wird. Bei den Kapitalkosten werden sowohl bilanzielle als auch kalkulatorische Kosten unter Berücksichtigung eines Annuitätenverfahrens angesetzt und die Beste dieser beiden Berechnungen verwendet. Damit soll Verzerrungen aufgrund unterschiedlicher Altersstrukturen oder Abschreibungspraxen der einzelnen Netzbetreiber entgegengewirkt werden.

Bei den Gas VNBs werden die Kosten der Netzebene 2 und 3 ohne Messkosten berücksichtigt, da Messkosten nicht Teil der Anreizregulierung sind.³⁹ Darüber hinaus werden die Kosten für wesentliche Teile des Anlagevermögens standardisiert. Der gesamte restliche Teil des Anlagevermögens wird mit bilanziellen Kapitalkosten berücksichtigt.

³⁷ Die Zahlen MOLS 23 bzw. DEA 14 stehen für die Spezifikationsnummern. Insgesamt wurden 28 verschiedene Modelle getestet.

³⁸ Die Zahl steht für die Anzahl der relevanten Outputvariablen (3 bzw. 5).

³⁹ Dazu werden die Messerlöse als Proxy für die noch nicht ermittelbaren Messkosten verwendet.

Für das Strom Benchmarking werden Modellnetze gebildet. Als Parameter werden die Netzlänge der Hoch-, Mittel- und Niederspannung sowie deren gewichteter Mittelwert (Kosten für Leitungen) und die summierten Lasten der Netzebenen 4-7 und 6-7 (Kosten für Umspannstationen) abgestellt, da umfassende ingenieurwissenschaftliche Analysen keinen eindeutigen Output-Parameter hervorgebracht haben, um die Kostentreiber zu identifizieren. Modellnetzlängen haben zudem den Vorteil, dass sie nicht von den Netzbetreibern direkt beeinflusst werden können. Durch das Abstellen auf exogene Faktoren (z.B. Anzahl der Netzanschlüsse) kann der Anreiz zu einer Überdimensionierung der bestehenden Netzinfrastruktur weitgehend reduziert werden.

Darüber hinaus wird im Gegensatz zu früheren Regulierungsperioden für die Netzhöchstlasten nicht der erst-größte Wert, sondern der fünft-größte 1/4h-Wert berücksichtigt. Aufgrund einer besseren Datenbasis ist diese Kappung der absoluten Maxima möglich und eignet sich, um Verzerrungen zwischen den Netzbetreibern zu vermeiden. Um der grundsätzlichen Notwendigkeit Rechnung zu tragen, die Netze auf die Höchstlasten zu dimensionieren, erfolgt die Festlegung der endgültigen Netzhöchstlasten auf Basis des höheren Wertes aus der Berechnung für das Jahr 2010 und 2011.

Weitere (neue) Output-Variablen kommen derzeit nicht zum Einsatz, da durch entsprechende Kostentreiberanalysen keine signifikanten Effekte gefunden werden konnten. Damit können insbesondere die Bereiche „Smart Metering“ bzw. „dezentrale Erzeugungsanlagen“ nur kostenseitig korrigiert und nicht im Rahmen der Output-Variablen abgebildet werden. Für eine Berücksichtigung von Smart Metern fehlt eine ausreichende Zahl an Netzbetreibern, da der Roll-out bislang nur von wenigen Unternehmen begonnen wurde. Photovoltaik- bzw. Windenergieanlagen sind nicht auf alle Stromverteilernetzbetreiber gleich verteilt, sodass auch hier die notwendige Mindestzahl für ein effizientes Benchmarking fehlt. Darüber hinaus konnte in verschiedenen Tests keine empirisch signifikante Output-Variable für den Zuwachs an Windenergie ermittelt werden.

Die Outputvariable für das Benchmarking der Gas VNBs wurde aus den unterschiedlichen Versorgungsaufgaben abgeleitet:

- Transport von Energie,
- Bereitstellung von Kapazitäten,
- Kundenservice.

Für die Abbildung dieser Versorgungsaufgabe wurde auf die reale Leitungslängen anstatt einer Modellnetzanalyse abgestellt. Die Modellnetzanalyse kommt in der Regulierungsperiode nicht zur Anwendung, da die statistische Streuung der Differenzen zwischen der Modellnetzlänge und der realen Leitungslänge zu stark ist. Zwar sind die realen Leitungslängen nicht exogen bestimmt, jedoch kann davon ausgegangen werden, dass der bewusste Einfluss im Sinne eines Anreizes zur Überdimensionierung der Netze vor Beginn der Anreizregulierung nicht gegeben war und somit nur zukünftig relevant ist. Die Modellnetzanalyse soll daher für spätere Regulierungsperioden wieder analysiert werden.

Mangels zu geringer Aussagekraft wurden die unterschiedlichen Rohrleitungsdimensionen nicht separat untersucht, sondern über Gewichtungsfaktoren zu einem Outputparameter je Netzebene (2 und 3) verknüpft. Für die Ermittlung des allgemeinen Gewichtungsfaktors wurde auf die Unternehmenskosten abgestellt, da für Standardkosten keine belastbaren Daten vorlagen. Der Ansatz von individuellen Gewichtungsfaktoren bzw. einem Stadt/Land Gewichtungsfaktor wurde verworfen, da einerseits anstelle von unterschiedlicher Topologie und Verlegebedingungen die

unterschiedlichen Effizienzen der Netzbetreiber einfließen würden und andererseits die Datenbasis und die Zahl der Grundgesamtheit für eine Stadt/Land-Durchschnittsbildung nicht ausreichen.

Für die Abbildung dieser Versorgungsaufgabe wurde auf eine Matrix aus Kundengruppen und Abnahmeverhalten anstelle von Spitzenlasten im Rahmen einer Modellnetzanalyse abgestellt. Die Spitzenlasten kommen in der Regulierungsperiode nicht zur Anwendung, da diese sich auf das gesamte Netz (unabhängig von der Netzebene) beziehen und daher Verzerrungen bei Netzbetreibern mit nur einer Netzebene und somit anderen Kundenstrukturen ergeben. Weiter liegt die Datenbasis für eine Detaillierung der Spitzenlasten derzeit nicht vor.

Folgende Kundengruppen und Abnahmeverhalten wurden analysiert:

- Industrie, großes Gewerbe, kleines Gewerbe und Haushalte,
- Zählpunkte, Arbeit (MWh), Leistung (MW).

Durch eine Korrelationsmatrix wurden die unterschiedlichen Parameter-Kombinationen verdichtet.

Für die Abbildung dieser Versorgungsaufgabe wurde auf die Anzahl der Zählpunkte für Haushalte und kleines Gewerbe abgestellt, welche auch im Bereich „Bereitstellung von Kapazitäten“ eine hohe Korrelation aufweisen.

Als Berechnungsverfahren wurden das MOLS und das DEA Verfahren herangezogen, um die Effizienz der Unternehmen zu bestimmen. Eine Anwendung des SFA war aufgrund der geringen Datenverfügbarkeit nicht möglich. Die jeweiligen Eckwerte der unterschiedlichen Berechnungen stehen in nachfolgender Tabelle:

Strom		Gas	
MOLS	DEA 3/5	MOLS 14	DEA 14/23
Konstante Skalenerträge			
Input			
■ Kalkulatorische bzw. standardisierte Gesamtkosten	■ Kalkulatorische bzw. standardisierte Gesamtkosten	■ Gesamtkosten / Standardisierung mit indexierten Anschaffungs-/ Herstellungskosten	■ Beschränkung der Gewichte der einzelnen Outputfaktoren: Input/Output Gewichtung: 75 % ⁴⁰ ■ Gesamtkosten / Standardisierung mit ökonomischen Abschreibungen (Annuitäten)
Output			
■ Netzhöchstlast NE4-7 und NE6-7 ■ gewichtete Netz-	■ DEA 3: gewichtete Netzanschluss-dichten	■ gewichtete Leitungslänge ■ Leistung Industrie	■ gewichtete Leitungslänge ■ Leistung Industrie und

⁴⁰ Siehe hierzu auch E-Control (2013): Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2014 - 31. Dezember 2018, S. 62 ff.

anschlussdichten (Modellnetz- längen)	(Modellnetzlängen), Netzhöchstlast NE4-7 und NE6-7 ■ DEA 5: getrennte Berücksichtigung der Netzanschluss- dichten (Modell- netzlängen) der Nieder-, Mittel- und Hochspannung	und großes Gewerbe ■ Zählpunkte Haushalte und kleines Gewerbe	großes Gewerbe ■ Zählpunkte Haushalte und kleines Gewerbe
---	---	---	---

Tabelle 15: Übersicht angewandeter Vergleichsverfahren Strom und Gas.

Gas VNB

Aufgrund der beschriebenen Streckung der Zielerreichung der Effizienzziele über zwei Regulierungsperioden bleiben die Zielkosten der Gas VNB für die aktuelle zweite Regulierungsperiode unverändert. Es findet lediglich eine erneute Kostenprüfung statt. Mit Hilfe von Kostenanpassungsfaktoren wird diese derart angepasst, dass das Zielkostenniveau am Ende von zwei Regulierungsperioden erreicht werden kann. Damit soll der Notwendigkeit gerecht werden, dass System über eine längere Periode stabil zu lassen und dennoch die Solvenz der Netzbetreiber durch Anpassung an das aktuelle Kostenniveau nicht zu gefährden. Die Kostenprüfung wird auf Vollkostenbasis von 2011 durchgeführt, wobei auf bilanzielle Anschaffungskosten abgestellt wird.

Analog zum Strombereich werden auch im Gasbereich „nicht beeinflussbare“ und „beeinflussbare“ Kosten unterschieden. Nicht beeinflussbare Kosten gemäß § 79 Abs. 6 GWG 2011 sind insbesondere Kosten

- für die Nutzung funktional verbundener Netze im Inland sowie für Verteilergebietsmanager,
- für Landesabgaben zur Nutzung öffentlichen Grundes (Gebrauchsabgabe),
- zur Deckung von Netzverlusten auf Basis transparenter und diskriminierungsfreier Beschaffung,
- aufgrund gesetzlicher Vorschriften im Zuge von Ausgliederungen, welche dem Grunde nach zum Zeitpunkt der Voll liberalisierung des Erdgasmarktes mit 1. Oktober 2002 bestanden haben.

Die somit ermittelten Ist-Kosten für die zweite Regulierungsperiode sind per se mit den Ausgangskosten der ersten Regulierungsperiode nicht vergleichbar, da neben der Zeitverschiebung auch ein unterschiedliches Mengengerüst (Anzahl Kunden & Zählpunkte, Länge des Netzes, usw.) vorliegt. Aus diesem Grund werden die Daten der vorangegangenen Regulierungsperiode in einem mehrstufigen Verfahren auf den Stand der aktuellen Regulierungsperiode überführt. Dazu wird ein Kostenanpassungsfaktor ermittelt, mit dessen Hilfe die effizienten Kosten auf die neuen Mengengerüste angepasst werden können.

Im ersten Schritt werden dazu von den aktuellen Ist-Kosten (2011) der alte Investitions- und der neue Betriebskostenfaktor (für das Jahr 2013 basierend auf den Daten von 2011) abgezogen, um das Mengengerüst auf den Zeitpunkt der ursprünglichen Ausgangskosten der ersten Regulierungsperiode anzupassen. Darüber hinaus wird der Effekt aus der WACC-Änderung, der in den geprüften Ist-Kosten 2011 enthalten ist, wieder eliminiert. Daraus ergeben sich die Vergleichskosten. Die Vergleichskosten dienen dazu, die den Verlauf der Erlösobergrenze derart

anzupassen, dass die zu Beginn ermittelten Zielkosten am Ende der zweiten Regulierungsperiode auch erreicht werden:

$$K_{\text{Vergleich}2011} = K_{\text{geprüft}2011} - \text{Inv.Faktor}_{2013}^{\text{alt}} - \text{BK.Faktor}_{2013}^{\text{neu}} - \text{nbK}_{2011} - \text{nieffK}_{2011} - \text{RAB}_{2011} * (\text{WACC}_{2\text{tePeriode}} - \text{WACC}_{1\text{tePeriode}})$$

Parameter	Definition
$K_{\text{Vergleich}2011}$	angepasste geprüfte Ist-Kosten 2011
$K_{\text{geprüft}2011}$	geprüfte Ist-Kosten 2011
$\text{Inv.Faktor}_{2013/\text{alt}}$	Investitionskostenfaktor 2013 mit Spezifikation der ersten Regulierungsperiode
$\text{BK.Faktor}_{2013/\text{neu}}$	Betriebskostenfaktor 2013 mit Spezifikation der zweiten Regulierungsperiode
nbK_{2011}	nicht beeinflussbare Kosten 2011
nieffK_{2011}	nicht auf Ineffizienzen zurückführbare Kosten 2011
RAB_{2011}	regulierter Anlagenbestand 2011
$\text{WACC}_{2.\text{Periode}}$	WACC der zweiten Regulierungsperiode (6,42 %)
$\text{WACC}_{1.\text{Periode}}$	WACC der zweiten Regulierungsperiode (6,97 %)

Im zweiten Schritt werden die Sollkosten des Jahres 2011 auf Basis der historischen Kosten zu Beginn der vergangenen Regulierungsperiode 2007 ermittelt. Dabei wird der ehemalige Effizienzwert zugrunde gelegt und sowohl allgemeine Kostensteigerungen als auch Produktivitätssteigerungen berücksichtigt:

$$\text{Sollkosten}_{2011} = K_{2007} * \text{EW}_{\text{ursprünglich bzw. gedeckelt}} * (1 + \text{NPI}_{2008}) * (1 + \text{NPI}_{2009}) * (1 + \text{NPI}_{2010}) * (1 + \text{NPI}_{2011}) * (1 - X_{\text{GEN}})^4 - \text{nbK}_{2006} - \text{nieffK}_{2006}$$

Es gilt:

Parameter	Definition
Sollkosten_{2011}	Ausgangskosten 2007 aktualisiert auf 2011
K_{2007}	geprüfte Ausgangs-Kosten 2007
$\text{EW}_{\text{ursprünglich bzw. gedeckelt}}$	Effizienzwert aus dem ursprünglichen Benchmarking (bzw. Mindest-Effizienzwert)
NPI_{JJJ}	Netzbetreiberpreisindex des Jahres JJJ
X_{gen}	genereller Produktivitätsfortschritt von 1,95 %
nbK_{2006}	nicht beeinflussbare Kosten 2006
nieffK_{2006}	nicht auf Ineffizienzen zurückführbare Kosten 2006

Anschließend wird der neue Kostenanpassungsfaktor ermittelt, in dem die Sollkosten mit den Kosten auf Basis der neuen Versorgungsaufgabe ins Verhältnis gesetzt werden. Daraus folgt der neue Kostenanpassungsfaktor:

$$KA_{\text{neu}} = 1 - (1 - X_{\text{Gen}}) * \sqrt[6]{\frac{\text{Sollkosten}_{2011}}{K_{\text{Vergleich}2011}}}$$

Mit Hilfe dieses neuen Anpassungsfaktors lässt sich die neue Kostenbasis für die zweite Regulierungsperiode ermitteln:

$$K_{2013}^{Pfad} = K_{angepasst2011} * \prod_{t=2012}^{2013} (1 + \Delta NPI_t) * (1 - KA_{neu})^2$$

mit:

$$K_{angepasst2011} = K_{Vergleich\ 2011} + RAB_{2011} * (WACC_{2tePeriode} - WACC_{1tePeriode})$$

Durch diese Rechnung können übermäßige Effizienzsteigerungen der Netzbetreiber während der ersten Regulierungsperiode in die zweite Regulierungsperiode überführt werden. Gleichzeitig werden Teile der Effizienzvorteile bereits an die Verbraucher weitergegeben.

Systemimmanenter Zeitverzug

Sämtliche Berechnungen des Regulierungssystems sind auf Basis zuletzt verfügbarer Kostendaten zu erstellen. Dadurch ergibt sich ein Zeitverzug von 2 Jahren (t-2) zwischen den Ist-Daten und den der Kostenprüfung zugrunde liegenden Daten. Dies kann zu erheblichen Verzerrungen bei den geplanten Anreizwirkungen des Regulierungsrahmens und zu Investitionshemmnissen führen, da Kostensteigerungen erst im Rahmen der Erweiterungsfaktoren und damit der Entgelte mit zweijährigem Zeitverzug abgedeckt werden. Von dieser Problematik sind Betriebskosten, Kapitalkosten, operative Smart-Metering Mehrkosten im Strombereich aus dem Kosten-Plus-Regime sowie unbeeinflussbare Kosten nach § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 betroffen.

Durch den Zeitverzug müssen die Unternehmen quasi eine Vorfinanzierung leisten, wodurch sie neben den Zinskosten auch ein Liquiditätsrisiko zu tragen haben. Aus diesem Grund werden die angesetzten regulatorischen Werte für Betriebskosten- und Investitionsfaktor (t-2) mit den tatsächlichen Ist-Werten (t) seit der dritten Regulierungsperiode abgeglichen und korrigiert. Eine alternative Berücksichtigung der Plankosten anstelle des periodenübergreifenden Ausgleichs ist nicht vorgesehen, da dadurch das gesetzlich gebotene, pagatorische Prinzip durchbrochen werden würde.

3.5.2.3 Investitionen

Ein wesentlicher Treiber für Investitionsentscheidungen von Netzbetreibern ist die Rendite für das eingesetzte Kapital. Dazu gehört zum einen die Höhe der regulatorisch anerkannten Kapitalkosten im Rahmen der Kostenprüfung. Zum anderen ist bedeutsam, wie die Investitionen im Zeitverlauf bewertet werden.

Kapitalkosten

Der WACC für die Strom VNB wurde auf 6,42 % vor Steuern festgelegt und entspricht somit jenem Kapitalkostensatz, der bereits ein Jahr zuvor für die Gas VNBs zur Anwendungen gekommen ist (vgl. Tabelle 16). Die Angleichung der Kapitalkostensätze dient dazu, keine regulatorisch bedingten Anreize und damit mögliche Fehlallokation von Ressourcen zu geben. Die sachliche Richtigkeit gleicher WACC für Strom und Gas wurde zudem durch eine empirische Studie nachgewiesen, die aufzeigt, dass Strom und Gas VNBs den gleichen Risiken unterliegen.

In einer Risikoabwägung wurde das Risiko zu geringer Investitionen im Netzbereich und somit einer Gefährdung der Versorgungssicherheit als bedeutsamer eingeschätzt als das Risiko der Gewährung einer zu hohen Eigentümer-Rendite für die Investitionen, weshalb der WACC an der oberen Bandbreite angelehnt wurde. Damit liegt der Risikozuschlag im Bereich von

136-155 Basispunkte, wie von einem Gutachten vorgeschlagen. Insgesamt ist der WACC vor Steuern von 7,025 % auf 6,42 % gesunken.

Bei der Ermittlung wird eine Kapitalstruktur zugrunde gelegt, die von 60 % Fremdkapital und 40 % Eigenkapital ausgeht. Diese Aufteilung entspricht branchenüblichen Werten und ist mit einem A-Rating vereinbar. Die tatsächliche Kapitalstruktur fließt in die Berechnung der Kapitalkosten nur dann ein, wenn gemäß §60 EIWOG 2010 ein signifikantes Abweichen (höhere Verschuldung, d.h. EK-Anteile von unter 36 %) von der Normkapitalstruktur festgestellt wird. Durch diese Vorgehensweise soll ein überschießender Verschuldungsgrad verhindert werden. Inwieweit die Festlegung eines allgemeinen Verschuldungsgrades zu Anpassungen in der tatsächlichen Finanzierungsstruktur geführt hat, kann noch nicht beurteilt werden.

Risikoloser Zins	3,27 %
Risikozuschlag für Fremdkapital	1,45 %
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuern)	4,72 %
Marktrisikoprämie	5,00 %
Betafaktor (unverschuldet)	0,325
Beta (verschuldet)	0,691
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern)	6,72 %
Verschuldungsgrad	60,00 %
Steuersatz	25,00 %
WACC (vor Steuern)	6,42 %

Tabelle 16: Ermittlung des Kapitalkostensatzes.⁴¹

Als Basis für die Zinsberechnung bei den Strom und Gas VNB dienen die Bilanzwerte des regulatorischen Anlagenbestandes (verzinsliches Kapital) (vgl. Tabelle 17). Mit der Position „sonstige Korrekturen“ werden beispielsweise geförderte Darlehen oder Unbundling-Zuordnungen angepasst. Bei den Gas VNBs erfolgt eine Standardisierung der Abschreibungsdauern (für Rohrleitungen) sowie der Auflösung der Baukostenzuschüsse (BKZ).

Strom VNB	Gas VNB
Immaterielle Vermögensgegenstände	Immaterielle Vermögensgegenstände
+ Sachanlagevermögen	+ Sachanlagevermögen
+ Gepachtete Anlagen	
- Baukostenzuschüsse unverzinslich	- Baukostenzuschüsse unverzinslich
- Umgründungsmehrwert/Firmenwert	+/- Anpassung Standardisierung AfA
	+/- Anpassung Standardisierung der Auflösung der BKZ
+/- Sonstige Korrekturen	+/- Sonstige Korrekturen

Tabelle 17: Regulatorischer Anlagenbestand für Strom VNB und Gas VNB.

⁴¹ Vgl. E-Control (2013): Regulierungssystematik für die zweite Regulierungsperiode Gas 1.1.2013-31.12.2017.

Erweiterungsfaktoren

Im Sinne der Theorie der Anreizregulierung erfolgt eine Entkoppelung der Netzerlöse von den Netzkosten innerhalb einer Regulierungsperiode. Kostenänderungen aufgrund eines geänderten Mengengerüsts im Laufe der Regulierungsperiode würden nicht automatisch abgebildet werden. Eine neuerliche Kostenfeststellung findet erst zu Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode statt. Insofern würden die meisten Investitionen, die zu einer Änderung der Mengen (z.B. Erweiterung des Netzes) führen, um das Referenzjahr getätigt. Um diesem Anreiz zu begegnen sieht das österreichische Regulierungsregime verschiedene Korrekturfaktoren (Betriebskostenfaktor und Investitionskostenfaktor) vor, um die veränderte Versorgungsaufgabe auch während der Regulierungsperiode zu berücksichtigen.

Der Betriebskostenfaktor dient dazu, einen Anstieg der operativen Kosten im Zuge von zusätzlichen Erweiterungen während der Regulierungsperiode zu kompensieren. Eine Abgeltung von Ersatzinvestitionen ist daher nicht gerechtfertigt und soll auch nicht erfolgen.

Bei der Berechnung der Betriebskostenfaktoren für die dritte Regulierungsperiode der Strom VNBs werden durchschnittliche Gewichtungsfaktoren ermittelt, da während der Regulierungsperiode nur erhebliche Veränderungen nachverfolgt werden sollen.

Als signifikante Kostentreiber für den Betriebskostenfaktor der Strom VNBs wurden die Anzahl der Zählpunkt sowie die Kilometer (km) realer Systemlänge Niederspannung, Mittelspannung, Hoch-/Höchstspannung identifiziert. Mittels eines linearen Regressionsmodells werden jeweils die modifizierten OPEX der Netzebene 3-7 (nach Korrektur von Mehrkosten aufgrund der Übertragungsfunktionalität der Netzebene 3 bzw. der Einführung von Smart Metern) den Kostentreibern zugeordnet. Dabei wurden folgende Schätzergebnisse ermittelt:

- 74,70 € je Zählpunkt (unabhängig von der Zählpunkttechnologie)
- 1.233,70 € je km realer Systemlänge Niederspannung
- 1.381,80 € je km realer Systemlänge Mittelspannung (1.233,70 € mal Gewichtungsfaktor 1,12)
- 3.602,50 € je km realer Systemlänge Hoch-/Höchstspannung (1.233,70 € mal Faktor 2,92)

Im Vergleich zu vorherigen Regulierungsperioden wurde bei der Gewichtung der Skalierungswerte auf OPEX- statt wie bisher auf TOTEX-Werte (Korrektur einer verbesserungswürdigen Vorgehensweise der Vergangenheit) abgestellt. Darüber hinaus wird aufgrund der zunehmenden dezentralen Erzeugungseinheiten Einspeise-, Entnahme- und Kombinationszählpunkte (sowohl Einspeise- als auch Entnahme) berücksichtigt, statt wie bisher nur Entnahmepunkte. Die operativen Mehrkosten für den Roll-out von Smart Metern werden über ein Kosten-Plus Verfahren abgegolten, da noch keine ausreichende Datenbasis vorliegt, um verlässliche Betriebskostenfaktoren für die gesamte dritten Regulierungsperiode darstellen zu können.

Für die Gas VNB wurde die grundsätzliche Systematik bei der Berechnung des Betriebskostenfaktors der ersten Regulierungsperiode beibehalten. Damit wird erneut der Betriebskostenfaktor je Netzebene auf unterschiedliche Weise definiert.

Netzebene 1: Für die Netzebene 1 kommt – wie auch schon in der ersten Regulierungsperiode – kein Betriebskostenfaktor zur Anwendung, da Mengenänderungen in der Netzebene 1 nur auf Basis von langfristigen Planungen erfolgen.

Netzebene 2: Als signifikanter Kostentreiber für den Betriebskostenfaktor wurde – wie auch schon in der ersten Regulierungsperiode – die Länge des Leitungsnetzes für die Netzebene 2 festgelegt. Die prozentuelle Veränderung jeweils gegenüber dem Basisjahr 2006 wird mit einer Gesamtkostenelastizität von 0,28 multipliziert. Ein negativer Betriebskostenfaktor kommt nicht zur Anwendung.

Neu gegenüber der ersten Regulierungsperiode ist, dass der Betriebskostenfaktor nicht von den Ausgangskosten 2006, sondern von den Ausgangskosten 2006 eines effizienten Netzbetreibers ausgeht (Kosten 2006 multipliziert mit dem ursprünglichen Effizienzwert des Netzbetreibers). Diese Änderung war erforderlich, da ansonsten ein ineffizienter Netzbetreiber einen systematischen Vorteil gegenüber einem effizienten Netzbetreiber hätte.

Netzebene 3: Weitere signifikante Kostentreiber für den Betriebskostenfaktor sind die Anzahl der Zählpunkte sowie die Rohrleitungskilometer der Netzebene 3. Mittels einer OLS-Regression wurden jeweils die OPEX den Kostentriibern zugeordnet. Um einem gewissen Effizienzansatz Rechnung zu tragen, werden die Schätzergebnisse – nach Abzug der einfachen Standardabweichung - herangezogen:

- 55,86 € je zusätzlichem Zählpunkt
- 1.150,89 € je zusätzlichem Rohrleitungskilometer

Zudem wird der Betriebskostenfaktor nun auf die Zählpunkte anstelle der Hausanschlüsse sowie zusätzlich auf die Rohrleitungskilometer abgestellt. Die Umstellung von Hausanschlüssen auf Zählpunkte war notwendig, da eine sinkende Entwicklung der Zählpunkte festzustellen war, die teilweise aufgrund einer Substitution durch andere Energieträger nicht zwingend eine Reduktion der Hausanschlüsse nach sich zog. Die Rohrleitungskilometer wurden in der OLS-Regression als signifikant ausgewiesen.

Im Falle negativer Betriebskostenfaktoren greift eine Kostenelastizität von 25 % (anstelle von bisher 50 %). Das heißt, dass die Kosten im Verhältnis zu negativen Veränderungen der Kostentreiber im Ausmaß von 75 % (anstelle von bisher 50 %) als rigide angesehen werden. Eine darüber hinausgehende Rigidität wurde seitens der Regulierungsbehörde abgelehnt, da bei einer positiven Veränderung jeweils der volle Betriebskostenfaktor greift, obwohl auch hier von sprungfixen Kosten auszugehen ist.

Zusätzlich wurde in der zweiten Regulierungsperiode ein Anreiz für die Netzverdichtung geschaffen, der nur positiv sein kann. Sofern die Relation „Zählpunkte“ zu „Rohrleitungskilometer“ im Verhältnis zum Referenzjahr 2011 positiv ist, wird ein zusätzlicher Betriebskostenfaktor von 35 € pro hinzugekommenen Zählpunkt gewährt.

Der Investitionsfaktor dient der Abdeckung von notwendigen Investitionskosten während der Regulierungsperiode. Für die Strom VNBs findet keine Unterscheidung der Arten von Investitionen in Erweiterung oder Ersatz statt. Sämtliche Investitionen werden während der laufenden Regulierungsperiode somit pauschal anerkannt. Bei den Gas VNBs werden folgende Investitionen für alle Netzebenen unterschieden:

- Allgemeine Ausbauinvestitionen (Rohrleitungen, Gasdruckregelanlagen, Investitionen für Versorgungssicherheit),
- Smart-Meter,
- Sonstige Investitionen und

■ Projekte der langfristigen Planung für die Netzebene 1.

Während der laufenden Regulierungsperiode werden keine Effizienzprüfungen durchgeführt. Diese erfolgt zur nächsten Regulierungsperiode, indem die Investitionen in die allgemeine Kostenbasis des Effizienzvergleichs übernommen werden. Somit kann bereits bei der Investitionsentscheidung ein übermäßig ineffizientes Investitionsverhalten verhindert werden, da die Netzbetreiber mit einer entsprechenden Sanktionierung bis zum Ende der buchhalterischen Nutzungsdauer zu rechnen haben. Vollständige Effizienz ist hingegen nur schwer erreichbar und würde eine vollständige Kenntnis der Auswirkung der getätigten Investition auf den Effizienzwert erfordern.

Der Investitionsfaktor der zweiten Regulierungsperiode für Strom VNBS stellt auf Buchwertentwicklungen ab und wies neben einem Mark-up für Neuinvestitionen ab dem Jahr 2009 auf den Finanzierungskostensatz und einem Totband für negative Investitionsentwicklungen auch eine Grenze zwischen „Alt- und Neuanlagen“ auf.⁴² Letztere ist dafür verantwortlich, dass Alt- und Neuanlagen unterschiedlichen Zielvorgaben unterliegen. Aufgrund von Anpassungen in der allgemeinen Regulierungsformel wird für Altanlagen bis 2005 nur noch ein genereller Produktivitätsfortschritt angewandt. Neuanlagen während einer Regulierungsperiode unterliegen zunächst sogar keinerlei Abschlägen. Mit dem Beginn der dritten Regulierungsperiode hat sich die Grenze zwischen Alt- und Neuanlagen folgerichtig auch auf das Kostenprüfungsjahr 2011 verschoben. Dies bewirkt, dass individuelle Effizienzabschläge auch auf die Kapitalkosten bis 2011 wirken (diese sind auch in der Kostenbasis des Benchmarkings enthalten). Investitionen während einer Regulierungsperiode werden erneut als vorübergehend effizient, bis zur Durchführung einer weiteren Effizienzanalyse (im Sinne des kontinuierlichen Benchmarkings) und einer neuerlichen Verschiebung der Grenze zwischen „Alt- und Neuanlagen“ gewertet.

Das Totband dient dazu, die negativen Konsequenzen für den Netzbetreiber nach Ablauf der Abschreibungsperiode abzumildern. Die Kapitalbasis wird nicht direkt um die Abschreibung korrigiert, wenn der Netzbetreiber nicht zeitgleich für Ersatz sorgt, weil beispielsweise technisch die Notwendigkeit einer Ersatzinvestition nicht erforderlich ist. In diesem Fall würde normalerweise bei vollständigem Kapitalkostenabgleich ein negativer Investitionsfaktor entstehen. Sofern sich die unterlassenen Investitionen jedoch im Rahmen des allgemeinen Produktivitätsfaktors bewegen, wird der Netzbetreiber nicht belastet. Sollte der Investitionsfaktor jedoch stärker negativ sein, so wird der negative Investitionsfaktor um den Wert des Totbandes angehoben. Das Totband bezieht sich auf die gesamten Kapitalkosten und trägt somit zur Steigerung der Effizienz bei der Investitionsentscheidung bei.

Der Investitionsfaktor für die Strom VNBS ist wie folgt definiert:

$$Inv. F_t = CAPEX_{t-2} \left(= AfA_{t-2} + BW_{Vermögen_{t-2}} * (WACC) \right) - CAPEX_{2011_Vermögen_bis_2011} \\ * \prod_{t=2012}^t (1 + \Delta NPI_t) * (1 - X_{gen})^{t-2011}$$

⁴² Investitionsfaktoren wurden im Strombereich mit Beginn der zweiten Regulierungsperiode 2010 und im Gasbereich aufgrund des späteren Beginns der Anreizregulierung bereits zur ersten Regulierungsperiode 2008 eingeführt.

Der Investitionsfaktor ist die Differenz aus den aktuellen Kapitalkosten (t-2) und den historischen Kapitalkosten des Basisjahres. Nachdem in der allgemeinen Regulierungsformel die beeinflussbare Kostenbasis (diese umfasst auch die Kapitalkosten des Jahres 2011) den Zielvorgaben (generell und individuell) sowie der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate unterliegen, erfolgt bei der Differentialrechnung des Investitionsfaktors eine Korrektur um die generelle Produktivitätskomponente und der Teuerungsrate. Dadurch spiegeln sich generelle Produktivitätssteigerungen und Änderungen des Preisniveaus unmittelbar in der Kapitalkostenentwicklung der jeweiligen Netzbetreiber wider. Im Bereich der Kapitalkosten verbleibt somit nur die individuelle Effizienzvorgabe, für die diese Korrekturrechnung dementsprechend auch nicht vorgesehen ist.

Im Vergleich zum Investitionskostenfaktor der zweiten Regulierungsperiode wurde das Mark-up, welches zusätzliche Investitionsanreize bieten sollte, gänzlich gestrichen, da über die Festlegung des gesetzlich gebotenen und angemessenen Kapitalkostensatzes bereits ausreichende Finanzierungsanreize geschaffen werden.

Der Investitionsfaktor für die Gas VNB ist zusammenfassend wie folgt definiert:

$$Inv. F_t = \sum_{t=2007}^{2013} \left(AfA_{t-2} + BW_{Ausbauinv.t-2} * (WACC) \right) + 1,5 \% * (Zugang_{t-2} - AHK_{Ausbauinv.t-2})$$

mit:

Parameter	Definition
Zugang _{t-2} - AHK_Ausbauinv. _{t-2}	sonstige Investitionen

3.5.2.4 Qualität

Die Verordnung über die Qualität der Netzdienstleistungen (END-VO 2012 sowie GQND-VO jeweils in der Fassung Novelle 2013) bestimmt Standards für Verteilernetzbetreiber bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netznutzern und anderen Marktteilnehmern zu erbringenden Dienstleistungen.

- Netzzutritt / Netzzugang
- Netzrechnungslegung
- Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzuganges
- Störfälle und Versorgungsunterbrechung
- Spannungsqualität
- Datenübermittlung, -bereitstellung und -sicherheit
- Zählerstandsermittlung und Messgeräte
- Terminhaltung
- Kundeninformation und Beschwerdemanagement
- Erfüllung der Standards

Zur Überwachung der Standards müssen die Verteilernetzbetreiber jährlich definierte Kennzahlen an die Regulierungsbehörde übermitteln und veröffentlichen. Darüber hinaus müssen zum Nachweis der Einhaltung der Standards im Bereich der Versorgungssicherheit jährlich definierte Berichte für jede Versorgungsunterbrechung auf der Hoch- und Mittelspannungsebene von mehr als einer Sekunde erstellt werden. Schließlich müssen die Verteilernetzbetreiber mittels definiertem

Messumfang und Messintervall jährlich nachweisen, dass die Spannungsqualität dem Standard entspricht.

Die Qualitätselemente dienen im Moment lediglich der Transparenz, d.h. es gibt keine unmittelbaren Einfluss auf die Erlösobergrenzen. Die notwendige Überleitung der Qualitätselemente in die Regulierungsformel bedarf umfangreicher Analysen, was aufgrund des Erlassens der Verordnung in 2012 zeitlich erst bis zum Ende der 3. Regulierungsperiode möglich sein wird.

3.5.2.5 Innovationen

Die Innovation ist kein expliziter Bestandteil der Regulierungsmethode, sondern soll durch die Ausgestaltung der Investitionsmaßnahmen abgedeckt werden.

Regulierungsansatz: Übertragungsnetzbetreiber

Die Regulierung der ÜNB basiert auf einem Kosten-Plus Ansatz. Im Unterschied zu den anderen Regulierungsansätzen beträgt die Regulierungsperiode auch nur 1 Jahr. Um die entsprechenden Netztarife bestimmen zu können, werden folgende Daten bzw. Parameter von der Regulierungsbehörde ermittelt:

- Kostenanpassungsfaktor
- Kosten für Systemnutzungsentgelte
- Kosten für Netzverluste
- Zugrunde liegendes Mengengerüst (für Netznutzung, Systemdienstleistungen und Netzverluste)
- Zugrunde liegendes Mengengerüst (für Netznutzung von Pumpspeicherkraftwerken)

E-Control ist sich dabei bewusst, dass durch eine Kosten-Plus-Regulierung die Anreize für eine Effizienzverbesserung sehr beschränkt sind. Durch einen guten Einblick im Rahmen der Kostenprüfungsverfahren kann der Regulator allerdings auch direkt eingreifen und versucht Ineffizienzen oder eine Monopol-Rente direkt zu vermeiden. Das gewünschte Ziel einer langfristigen Anreizregulierung ist derzeit nicht möglich, da es national keine vergleichbaren Übertragungsnetzbetreiber gibt und internationale Vergleiche nach Auffassung der Regulierungsbehörde nicht aussagekräftig genug waren.

Aufbauend auf den ermittelten Daten erstellt E-Control jährliche Kostenbescheide.⁴³ Dabei berücksichtigt sie die Investitions- und Finanzierungskosten und gibt Zielvorgaben zu den Kosteneinsparungen sowie der Netzsicherheit, Versorgungssicherheit, diversen Qualitätskriterien, der Marktintegration und der Energieeffizienz.

Die Kostenbasis setzt sich aus zuletzt verfügbaren Daten der operativen und Kapitalkosten zusammen. Die berücksichtigten Finanzierungskosten sollen Anreize zur Optimierung der Finanzierungsstruktur bieten, ohne in die unternehmerische Finanzierungsentscheidung einzugreifen. Die Festlegung der Finanzierungskosten erfolgt mit Hilfe des WACC-Ansatzes, der für die aktuelle Regulierungsperiode (d.h. für das folgende Jahr) 6,42 % beträgt.

⁴³ Vgl. Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010).

Zwischen den Kostenprüfungen werden die Kosten mit einem generellen Produktivitätsfaktor sowie dem Netzbetreiberpreisindex fortgeschrieben. Die Werte für den generellen Produktivitätsparameter werden nicht veröffentlicht. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass dieser für die aktuelle Regulierungsperiode am unteren Ende internationaler Vergleichswerte (1,9 % - 6,3 %) und etwas über dem der Strom VNB (1,95 %) liegen wird, da es keinen individuellen Produktivitätsparameter gibt.

Der Netzbetreiberpreisindex ermittelt sich aus dem gewichteten Mittel aus Tariflohnindex (40 %), Baupreisindex (30 %) und Verbraucherpreisindex (30 %) und betrug 2013 rund 2,77 %.

Regulierungsansatz: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Netztarife der Gasübertragungsnetzbetreiber unterliegen seit 2007 einer „genehmigten Tarifmethode“. Die aktuelle Regulierung wurde per Bescheid der E-Control Kommission in 2012 gültig ab 2013 festgelegt. Die zugrunde liegende Methode wurde von der Regulierungsbehörde mit dem Dokument „Beschreibung der Kosten- und Tarifmethode gem. § 82 GWG 2011 für die Fernleitungen der Gas Connect Austria GmbH, TAG GmbH und BOG GmbH, die der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde zugrunde liegt“, veröffentlicht. Wenngleich dieser Regulierungsansatz in der Regel nicht mit einer Preisobergrenzenregulierung bezeichnet wird, finden sich wesentliche Elemente dieser Anreizregulierung auch in diesem Ansatz. Wesentlicher Unterschied ist, dass die Obergrenze auf Basis der Betriebskosten allerdings ohne Benchmarking bestimmt wird.

Die genehmigte Methode gilt aktuell für sämtliche Fernleitungen:

- Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG)
- Penta West-Gasleitung (PW)
- Süd-Ost-Leitung (SOL)
- Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP)
- Primärverteilungssystem (PSV 1)
- Trans-Austria-Gasleitung (TAG)
- West-Austria-Gasleitung (WAG)

Im Gegensatz zu den sonstigen Regulierungsansätzen basiert die genehmigte Tarifmethodik auf Planwerten. Daher findet alle 4 Jahre ein Abgleich mit der tatsächlichen Entwicklung sowie ggf. eine Anpassung der Tarifmethodik statt. Somit kann quasi von einer 4-jährigen Regulierungsperiode gesprochen werden.

Im Gegensatz zu den übrigen Netzbetreibern haben die FNB ein Mengengerisiko zu tragen, da sie selber für die Vermarktung ihrer Kapazitäten verantwortlich sind und keine nachträgliche Korrektur über ein Regulierungskonto stattfindet. Im Gegenzug erhalten die FNB allerdings auch einen Renditezuschlag bei der Berechnung des Kapitalkostensatzes i.H.v. 3,50 % p.a. (vgl. Tabelle 19). Der Kapitalkostensatz wird ebenfalls mit Hilfe des WACC-Ansatzes ermittelt, wobei standardmäßig eine Kapitalstruktur (FK:EK) von 60:40 unterstellt wird. Abweichungen hiervon sind durch die Netzbetreiber darzulegen und zu begründen.⁴⁴ Beim Fremdkapitalzinssatz (4,72 % p.a. vor

⁴⁴ Bislang sind keine Beispiele bekannt, bei denen eine andere Finanzstruktur angewendet wurde.

Steuern) wird ebenfalls für das niedrige allgemeine Zinsniveau durch einen Risikoaufschlag (1,45 % p.a.) korrigiert (vgl. Tabelle 18).

Risikoloser Zins	3,27 %
Risikozuschlag für Fremdkapital	1,45 %
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuern)	4,72 %

Tabelle 18: Fremdkapitalzinssatz FNB vor Steuern.⁴⁵

Der Eigenkapitalzinssatz liegt für die aktuelle Regulierungsperiode bei 9,32 % p.a. real vor Steuern, wobei bei ausreichender Begründung weitere individuelle Risikokomponenten berücksichtigt werden können.

Risikoloser Zins (nominell)	3,27 %
Inflationsrate	2,25 %
Marktrisikoprämie	5,00 %
Betafaktor (unverschuldet)	0,325
Beta (verschuldet) bei 40 % EK-Anteil	0,691
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern) – real	4,37 %
Eigenkapitalzinssatz (vor Steuern) - real	5,83 %
Zuschlag Kapazitätsrisiko	3,50 %
Eigenkapitalzinssatz (vor Steuern) – real inklusive Kapazitätsrisiko	9,32 %

Tabelle 19: Eigenkapitalzinssatz FNB vor Steuern.⁴⁶

In der Ermittlung der Tariffhöhe für die folgende Regulierungsperiode werden für die Investitionskosten bereits Plankosten für die Investitionen im genehmigten Koordinierten Netzentwicklungsplans (KNEP) berücksichtigt und ex-post durch Gegenüberstellung mit den tatsächlichen Investitionskosten während dieser Zeit verglichen.

Darüber hinaus werden die Anteile für Fremd- und Eigenkapital mit unterschiedlichen Werten veranschlagt. Auf der einen Seite wird der fremdfinanzierte Anteil (FK-Quote) an den Investitionen zu bilanziellen Buchwerten berücksichtigt, indem diese mit dem nominellen Fremdkapitalkostensatz multipliziert werden. Die (kalkulatorische) Abschreibung berechnet sich unter Verwendung der standardisierten Abschreibungsdauern (Erdgasleitungen: 20-30 Jahre sowie Verdichterstationen und sonstiges Anlagevermögen 12-17 Jahre) auf die bilanziellen Buchwerte.

Der eigenkapitalfinanzierte Anteil (EK-Quote) wird auf der anderen Seite zu korrigierten Wiederbeschaffungswerten multipliziert mit dem realen Eigenkapitalkostensatz (da die Inflation bereits mit den Wiederbeschaffungswerten abgedeckt ist) ermittelt. Die (kalkulatorische) Abschreibung basiert auf der Anwendung von standardisierten Abschreibungsperioden auf die korrigierten Wiederbeschaffungsrestwerte (jährlicher Aufwertungsfaktor von 4,17 % - 4,54 %, abhängig vom jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber): Erdgasleitungen 50 Jahre sowie Verdichterstationen und sonstiges Anlagevermögen 30 Jahre.

⁴⁵ Vgl. E-Control 2012: Beschreibung der Kosten- und Tarifmethode gemäß § 82 GWG 2011 für die Fernleitungen der Gas Connect Austria GmbH, TAG GmbH und BOG GmbH, die der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde zugrunde liegt.

⁴⁶ Vgl. ebenda.

Neuinvestitionen ab 2013 werden mit einer standardisierten kalkulatorischen Abschreibungsdauer von 20-30 Jahren für Erdgasleitungen und 12-15 Jahren für das restliche Anlagevermögen berücksichtigt.

Bei den Betriebskosten wird hingegen auf historische Kosten abgestellt, wobei zwischen beeinflussbaren und nicht-beeinflussbaren Kosten unterschieden wird. Nicht-beeinflussbare Kosten werden mit einer durchschnittlichen Inflationsrate von 2,251 % p.a. hochgerechnet. Beeinflussbare Kosten werden zunächst mit derselben Teuerungsrate hochgerechnet, aber gleichzeitig wird ein allgemeiner Produktivitätsabschlag von 2,5 % p.a. angesetzt.

Energiekosten fließen nicht in die Betriebskosten ein. Sie werden gemeinsam mit den Kapitalkosten separat berücksichtigt. Nach Ablauf der 4 Jahre werden die geplanten Energiekosten und die Kapitalkosten dann den tatsächlichen Kosten gegenübergestellt und bei einer entsprechenden Differenz der Tarif der Folgeperiode angepasst. Dabei werden die Differenzbeträge mit dem Fremdkapitalzinssatz auf den Beginn der nachfolgenden Tarifierungsperiode aufgezinnt, um Anreize zur Über- oder Unterschätzung der tatsächlichen Kosten zu vermeiden. Darüber hinaus können angemessene Kosten für die Beschaffung von Lastflusszusagen angesetzt werden. Als Kosten mindernd werden hingegen sonstige Erlöse verrechnet, während Erlöse aus Auktionen sowie zusätzlichen vermarkteten Kapazitäten über dem festgelegten Mengengerüst als Rücklagen für kapazitätserweiternde Ausbaumaßnahmen verwenden werden sollen.

Das für diese Regulierungsperiode angenommene Mengengerüst (Basiskombination aus vertraglich kommittierte Kapazitäten zum 01. Juni 2012 und maximaler technischer Kapazität) wird auch für spätere Regulierungsperioden beibehalten. Somit wird sichergestellt, dass Mindererlöse aufgrund einer schlechteren Auslastung der Fernleitungen auch von den Fernleitungsnetzbetreibern getragen und nicht über höhere Tarife in nachfolgenden Regulierungsperioden sozialisiert werden. Dieses Vermarktungsrisiko wird den Netzbetreiber mit dem Risikoaufschlag auf den WACC abgegolten.

3.5.2.6 Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes

Auffällig beim österreichischen Regulierungssystem ist die Unterschiedlichkeit der Regulierungsansätze für FNB, ÜNB und VNB Strom bzw. Gas. Teilweise kann dies durch die unterschiedlichen Startzeitpunkte der Anreizregulierung begründet werden. Somit könnten sich die Regulierungssysteme der VNB im Zeitverlauf weiter annähern, die ohnehin bereits sehr ähnlich, aber in ihren Detailausgestaltungen doch unterschiedlich sind.

Die Regulierung des einzigen ÜNB folgt mehr dem pragmatischen Ansatz, den Aufwand für den einzigen Netzbetreiber eher gering zu halten und es wird kein Effizienzvergleich mit internationalen Netzbetreibern durchgeführt. Damit wird jedoch auch auf die Wirkungen im Rahmen einer Anreizregulierung verzichtet. Die Anreizwirkungen hängen vielmehr von dem Grad der Detailkenntnis des Regulierers in Bezug auf das regulierte Unternehmen ab. Dies ist ebenfalls mit erheblichem Aufwand für die Regulierungsbehörde verbunden, um sich auf aktuellem Stand zu halten und die tatsächliche Entwicklung auch richtig erfassen zu können. Der Netzbetreiber wird seinerseits versuchen, das Informationsdefizit der Regulierungsbehörde für sich zu nutzen. Darüber hinaus besteht das Risiko von subjektiven Entscheidungen, wenn keine methodische Objektivität bei der Bewertung des Netzbetreibers angewendet wird.

Insgesamt gilt, dass durch die Vielfalt der Systeme, die parallel existieren, der Regulierungsaufwand vergleichsweise hoch ist. Zudem war bis zur letzten Regulierungsperiode die Nachvollziehbarkeit

stark eingeschränkt, was im Wesentlichen durch die Anpassungen des Carry-over Effektes entstand. Durch den Wechsel zum regelmäßigen Effizienzabgleich zu Beginn einer jeden Regulierungsperiode wurde dieses Problem nun behoben.

Die Transparenz wird darüber hinaus durch Konsultationen hinsichtlich bevorstehender Systemanpassungen gestärkt. So wurden sowohl im Strom- als auch im Gasverteilernetzbereich jeweils zwei öffentliche Konsultationen betreffend der Regulierungssystematik durchgeführt. Da die Daten, welche im Zusammenhang mit der Kostenprüfung und dem Effizienzvergleich verwendet werden, fast ausschließlich als unternehmensindividuelle Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse angesehen werden, werden sie von E-Control nicht veröffentlicht. Ausnahme stellen die allgemeinen Effizienzfaktoren (Xgen) für Strom- und Gasverteilernetzbetreiber dar. Die Rolle eines objektiven Beobachters übernimmt im österreichischen Regulierungsregime der sogenannte Regulierungsbeirat. Darin sind von Seiten der Stakeholder u.a. die Wirtschaftskammer, die Landwirtschaftskammer, die Bundesarbeitskammer und der Österreichische Gewerkschaftsbund sowie die Industriellenvereinigung und der Verein für Konsumenteninformation vertreten. Hauptaufgabe ist, die Regulierungsbehörde bei ihren Angelegenheiten wie der Kostenprüfung zu beraten.

3.5.3 Zwischenfazit - Österreich

Die Anreizregulierung in Österreich wurde erst 2006 für die VNB Strom bzw. 2008 für VNB Gas eingeführt. Für den ÜNB gilt eine Kosten-Plus Regulierung und für die FNB eine Regulierung effizienter Tarifmethodik, die einer Tarifobergrenzen-Regulierung ähnlich ist. Vorher herrschte grundsätzlich eine Kosten-Plus Regulierung seit 2001. Die unterschiedlichen Ansätze können teilweise mit divergierenden Startzeitpunkten der Anreizregulierung begründet werden. Insofern könnten sich die Regulierungssysteme, z.B. der VNB für Strom und Gas, im Zeitverlauf weiter annähern. Beide Ansätze sind ohnehin bereits sehr ähnlich, aber in ihren Detailausgestaltungen doch unterschiedlich. Die österreichische Regulierungsbehörde reguliert derzeit rund 120 Strom und 20 Gas Verteilnetzbetreiber. Zudem gibt es 3 ÜNB und 3 FNB.

Die Regulierungsperiode in Österreich beträgt im Verteilnetzbereich einheitlich fünf Jahre (für ÜNB und FNB beträgt die Regulierungsperiode 1 bzw. 4 Jahre). Die Kostenbasis wird auf Basis bilanzieller Gesamtkosten bestimmt. Die Erlösobergrenze ergibt sich aus historischen Kosten eines Basisjahres, die fortgeschrieben werden. Als Fortschreibungsfaktoren werden mit verschiedenen Indizes fortgeschrieben, die auch Mengenveränderungen während der Regulierungsperiode berücksichtigen. Zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode erfolgt ein vollständiger Kostenabgleich auf Basis der neu ermittelten Kostenbasis.

Effizienzsteigerungen werden durch einen individuellen und zusätzlich einen allgemeinen Produktivitätssteigerungsfaktor von den Netzbetreibern vorgegeben. Die Effizienzbestimmung basiert auf zwei ökonomischen Frontier-Verfahren mit unterschiedlichen Vergleichsparametern. Diese werden mittels festen Gewichtungsfaktoren zu einem Effizienzwert zusammengefasst. Als Referenz dient das „beste Unternehmen“. Kostenbasis für den Effizienzvergleich bei Stromverteilnetzbetreibern sind sowohl bilanzielle als auch kalkulatorische Gesamtkosten, während bei den Gasverteilnetzbetreibern nur standardisierte Kapitalkosten, aber dafür zwei unterschiedliche Standardisierungsansätze, zur Anwendung kommen.

Investitionen werden während der Regulierungsperiode über Anpassungsfaktoren für Kapital- und Betriebskosten berücksichtigt. Negative Investitionsfaktoren werden im Strombereich durch ein

Totband gemindert. Der Verzinsungsfaktor ermittelt sich über den WACC-Ansatz mit fester Finanzierungsstruktur. Die Kapitalkosten basieren auf kalkulatorischen Kostenwerten.

Es gibt die Pflicht zur Erstellung von Qualitätsberichten, die allerdings keine monetären Auswirkungen haben.

Innovationen werden nicht speziell gefördert, sondern werden im System implizit über die allgemeinen Investitionen berücksichtigt.

Für den einzelnen ÜNB wird auf eine Anreizregulierung in Gänze verzichtet und auf eine individuelle Prüfung gesetzt. Investitionen werden durch intensive Nutzung der Anpassungsmöglichkeiten im System, zum Beispiel durch Anpassungsfaktoren während der Regulierungsperiode sowie Aufschlägen auf WACC oder einzelne Bestandteile berücksichtigt. Zudem werden einzelne Risiken oder Entwicklungen, die nicht unmittelbar mit dem Energiemarkt zu tun haben, durch gezielte Anpassungen der Kapitalverzinsung ausgeglichen. Der Aufwand ist nicht zu unterschätzen, da es für jeden Netzbetreibertyp einen eigenen Regulierungsansatz gibt.

Insgesamt gilt, dass durch die Vielfalt der Systeme, die parallel existieren, der Regulierungsaufwand vergleichsweise hoch ist.

E-Control hat die Investitionstätigkeit im Strom und Gasmarkt seit der Liberalisierung beobachtet. Es zeigt sich, dass die Investitionen vor allem in das Stromverteilnetz stetig gestiegen sind (vgl. Abbildung 18). Mit Beginn der neuen Regulierungsperiode 2009 wurden die Investitionsbedingungen für die ÜNB durch Einführung der Anerkennung der Investitionen auf Istkostenbasis (Einführung von Betriebskosten- und Investitionskostenfaktor) geändert, wodurch die Investitionen deutlich gestiegen sind. Für die Zukunft wird der Investitionsbedarf von E-Control auf insgesamt 8,7 Mrd. € geschätzt. Davon sollen vier Mrd. € in die Verteilnetze, 2,7 Mrd. € in die Übertragungsnetze sowie jeweils eine Mrd. € in die Anbindung von Ökostromkraftwerken und den Ausbau digitaler Stromnetze fließen.⁴⁷

⁴⁷ http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/20140217_Presseinformation%20Finanzierung%20EIB_final.pdf

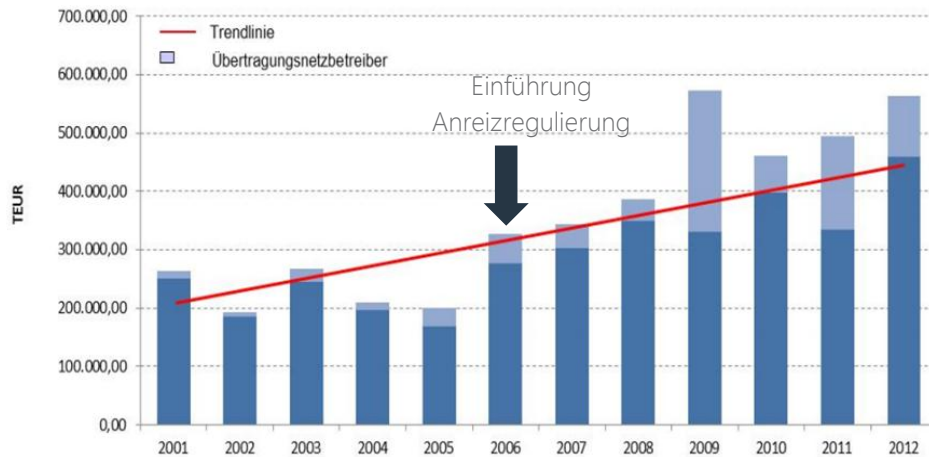


Abbildung 18: Entwicklung der Investitionen in das Übertragungs- und Verteilnetz seit der Liberalisierung⁴⁸.

Im Gasbereich verlaufen die Investitionen hingegen stetig mit leicht ansteigendem Trend, wenn man von den Sonderprojekten (zwei großen Gasleitungen in Niederösterreich und der Steiermark (Südschiene)) absieht (vgl. Abbildung 19).

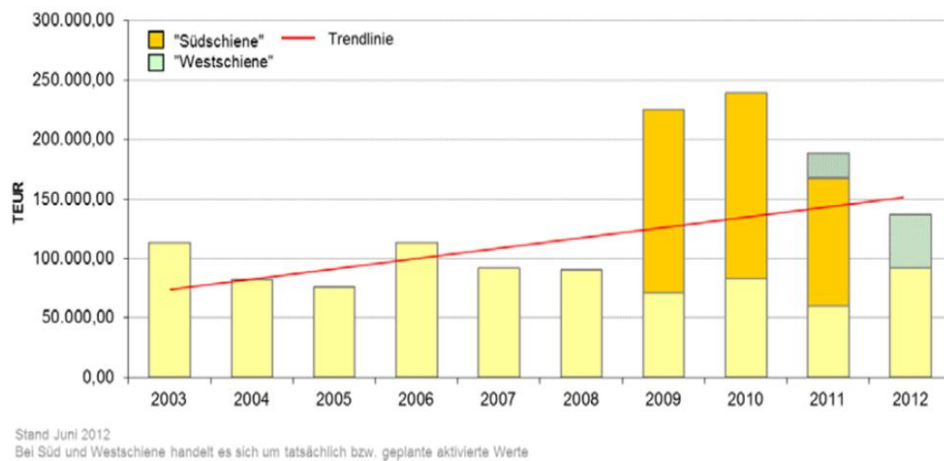


Abbildung 19: Entwicklung der Investitionen in das Gasverteilnetz seit der Liberalisierung.⁴⁹

⁴⁸ Vgl. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/ERT_20130916_Pressemappe%20Unternehmensergebnisse_final.pdf

⁴⁹ Vgl. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/ERT_20130916_Pressemappe%20Unternehmensergebnisse_final.pdf

3.6 USA

3.6.1 Rahmenbedingungen

3.6.1.1 Struktur und Organisation des Transport- und Verteilnetzes

Das aktuelle Anreizregulierungsregime existiert in den USA seit mehr als 50 Jahren. Die Verantwortung für die Regulierung des Netzgeschäftes ist zwischen der nationalen Energiebehörde FERC (Federal Energy Regulatory Commission) und den bundesstaatlichen Regulierungsbehörden PUC (Public Utilities Commission) aufgeteilt. Die Zuständigkeiten unterscheiden sich dabei zwischen dem Strommarkt einerseits und dem Gasmarkt andererseits. Die FERC überwacht im Wesentlichen die Fernleitungsnetzebene, die die Bundesstaaten miteinander verbindet, während die PUCs für die Regulierung innerhalb der Bundesstaaten zuständig sind.

Aktuell befindet sich der Energiemarkt in starkem Wandel. Die vormals vertikal integrierten Versorgungsunternehmen organisieren sich neu und trennen ihr Transport- vom Handelsgeschäft. Dadurch wird der Großhandelspreis zunehmend mehr von marktlichen Einflussfaktoren bestimmt als von administrativen Komponenten.

Abbildung 20 zeigt die Bundesstaaten, in denen sich bereits unabhängige Netzbetreiber entwickelt haben. Neben regionalen Netzgesellschaften (RTO) gibt es unabhängige Systembetreiber (ISO). Beide Betreiberorganisationen sind als non-profit Organisationen geführt, denen die Übertragungsleitungen zur Nutzung übertragen wurden, aber nicht gehören. So gehören die kalifornischen Leitungen zu einem Großteil den Unternehmen San Diego Gas und Strom, Southern California Edison und Pacific Gas und Strom, während der Betrieb von kalifornischen ISO übernommen wird.

Bezogen auf das gesamte Marktvolumen werden mittlerweile ca. 145 Mio. Stromkunden bzw. ca. 3.700 Mio. MWh des amerikanischen Stromverbrauchs über diese Marktform versorgt.

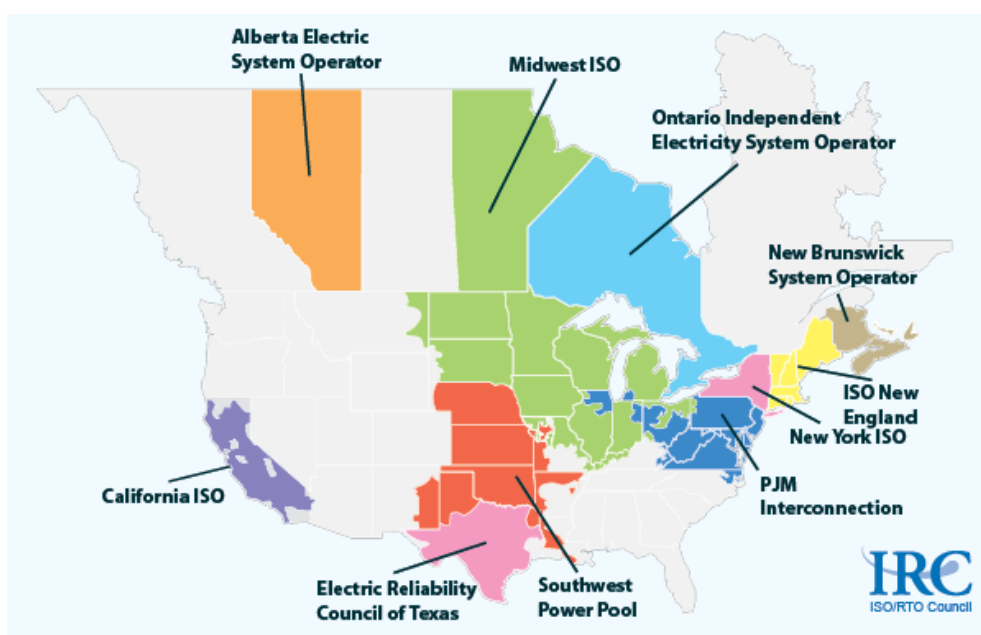


Abbildung 20: Unabhängige regionale Netzbetreiber und unabhängige Systembetreiber.

Das amerikanische Stromnetz unterteilt sich in drei Zonen (vgl. Abbildung 21): Western Interconnections, Eastern Interconnection und ERCOT Interconnection (Electricity Reliability Council of Texas). Die Zonen stellen für sich jeweils ein Marktgebiet dar, innerhalb dessen die Strombelieferung zu allen Verbrauchern problemlos möglich ist, während eine Belieferung über die Zonengrenzen hinaus nur sehr eingeschränkt ist, da die Verbindungsleitungen wegen der fehlenden Kompetenz der FERC beim Netzausbau im Strommarkt nicht ausreichend ausgebaut sind.

Im Gasmarkt entscheidet die FERC über die Notwendigkeit von Gasleitungen zur Verbindung von Bundesstaaten, während im Strommarkt die FERC diese Kompetenz nicht hat, sodass der Ausbau des bundesstaatlich übergreifenden Gasnetzes weiter vorangeschritten ist als der des Stromnetzes. Die Notwendigkeit zu weiteren Netzausbauten wird bestärkt durch die große Menge an Schiefergas, welches den Wechsel von Kohle- zu Gaskraftwerken bei der Stromversorgung fördert.

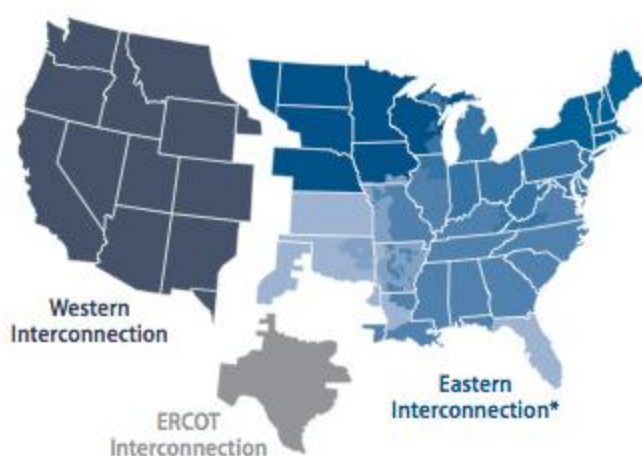


Abbildung 21: Einteilung des amerikanischen Strommarktes in Zonen.⁵⁰

Die Übertragungsnetze befinden sich vornehmlich im Eigentum von Bundesstaaten oder Gemeinden, privaten Investoren sowie Genossenschaften. In Regionen mit vertikal integrierten Versorgungsunternehmen gehören und betreiben diese das Übertragungsnetz. Sie haben allerdings eine gesetzliche Verpflichtung zur Versorgung aller Kunden in ihrem Versorgungsgebiet zu den von PUC bestimmten Preisen.

Das Gasnetz umfasst ca. 490.850 km Fernleitungen und ca. 3,3 Mio. km Verteilnetz und wird von ca. 30 FNBs und 200 VNBs betrieben. Insgesamt werden darüber 71 Mio. Gaskunden versorgt, was ca. 70 % der amerikanischen Haushalte ausmacht. Die meisten Gasnetzbetreiber werden von Investoren kontrolliert oder sind mit Stromnetzbetreibern integriert. Seit 1992 sind die Gasnetzbetreiber verpflichtet, separate Transportpreise für die Durchleitung von Gas durch ihr Netz zu veröffentlichen und freien Zugang zu den Kapazitäten zu gewähren.

Die VNBs befinden sich überwiegend in privaten Eigentümerschaften. Sie sind analog zu den integrierten Stromversorgungsunternehmen verpflichtet, jeden Gaskunden zu den regulierten Entgelten zu versorgen, die in angemessener Höhe durch die PUC zu setzen sind.

⁵⁰ Vgl. Bracken Hendricks (2009): Wired for Progress: Building a National Clean-Energy Smart Grid.

3.6.1.2 Energiewirtschaftliche Ziele

Wie die europäischen Energiemärkte befindet sich auch der amerikanische Energiemarkt im Wandel hin zu einer nachhaltigen Versorgung. Neben diesem grundsätzlichen Ziel besteht darüber hinaus Koordinationsbedarf zwischen den einzelnen bundesstaatlichen Maßnahmen. Im Einzelnen existieren folgende zum Teil miteinander zusammenhängende Herausforderungen:

- Individuelle klimapolitische Maßnahmen einzelner Regionen,
- Erlass unterschiedlicher Verordnungen durch die US Umweltschutzbehörde (Environmental Protection Agency – EPA) mit dem Ziel einer Senkung der Treibhausgasemissionen des Stromsektors,
- individuelle bundesstaatliche Ausbauziele des Anteils der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch,
- Alterung der fossilen Produktionsanlagen und Kernkraftwerke in den USA mit erheblichen Investitionsbedarfen hinsichtlich Erneuerbarer Erzeugungseinheiten.

Die Regionale Treibhausgas Initiative (Regional Greenhouse Gas Initiative – RGGI) ist eine gemeinschaftliche Bemühung der Staaten Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island und Vermont zur Begrenzung und Reduzierung von Kohlendioxid-Emissionen des Stromsektors. Die RGGI Staaten haben eine für 2014 für die RGGI-Staaten gültige Obergrenze von 91 Mio. Tonnen Kohlendioxid eingeführt, die durch handelbare Emissionsrechte erreicht werden soll. Diese Obergrenze verringert sich bis 2020 jährlich um 2,5 %.

Zudem gibt es seit 1. Januar 2013 den Kalifornischen Treibhausgas-Handelsmarkt. Während der Phase I des Programms im Zeitraum vom 1. Januar 2013 bis zum 31. Dezember 2014 wurde der Treibhausgasausstoß für den insgesamt verbrauchten Strom und Großindustrieanlagen in Kalifornien begrenzt. Mit dem Beginn der Phase II des Programms ab 1. Januar 2014 werden weitere Bereiche des Energiemarktes in das Programm eingeschlossen, darunter der Erdgashandel und der Verbrauch von Transportkraftstoffen wie Benzin und Diesel. Ziel des Programms ist die Reduzierung der kalifornischen Treibhausgas-Emissionen in den genannten Sektoren der Phase II bis 2020 auf ihren Stand von 1990.

Die EPA hat kürzlich Standards für Quecksilberemissionen herausgegeben, die alle bestehenden Kohlekraftwerke erfüllen müssen. Andernfalls müssen sie ihren Betrieb einstellen. Die EPA hat darüber hinaus Bundesstaaten übergreifende Regeln zum Ausmaß der Luftverschmutzung erlassen, die das Ziel haben, Schwefeloxide (SO_x) und Stickoxide (NO_x) zu begrenzen. Die Emissionen von Kohlekraftwerken soll halbiert werden. Diese Standards und die niedrigen Erdgaspreise lassen darauf schließen, dass es für die meisten Eigentümer von Kohlekraftwerken in der absehbaren Zukunft wenig sinnvoll ist, die nötigen Kapitalinvestitionen zu tätigen, um die Standards zu erfüllen und sie ihre Anlagen wohl stilllegen werden.

Durch den geplanten Ausbau der Erneuerbaren Energien entsteht zudem die Notwendigkeit des Baus von ausreichend Übertragungskapazitäten, um den produzierten Strom aus den Erzeugungszentren von Wind- und Solarerzeugung in die Verbrauchszentren zu transportieren. Darüber hinaus muss bei steigendem Anteil dargebotsabhängiger Stromerzeugung in die Netzstabilität investiert werden, indem die Speicherfähigkeit und Steuerbarkeit der Netze gesteigert werden, um die lokalen Unterbrechungen in den Zentren der Erneuerbaren Energien bewerkstelligen zu können.

Erhöhter Investitionsbedarf besteht auch hinsichtlich der Erneuerung der Kernkraftwerke, die fast ausnahmslos in den 1970er Jahren ans Netz gebracht wurden und somit kurz vor dem Ablauf ihrer

Betriebserlaubnis stehen. Prognosen über den Strompreis in den nächsten 10 Jahren machen diese Investitionen jedoch nicht wirtschaftlich, weshalb in den nächsten Jahren erhebliche Erzeugungskapazitäten vom Netz genommen werden (in 2013 werden allein ca. 4.000 MW stillgelegt).

Die Substitution der Kohle- und Nuklearerzeugungskapazitäten ist eine bedeutsame Sorge in praktisch allen RTOs und ISOs Märkten, wobei besonders Bundesstaaten mit ambitionierten Ausbauzielen der Erneuerbaren Energien betroffen sein werden. Bisher haben bundesstaatliche und nationale Regulierungsbehörden unterschiedlich auf diese Bedenken reagiert. Einige von der FERC regulierte Großhandelsmärkte haben Zahlungsmechanismen für zukünftige Kapazitäten eingeführt, die eine ausreichende Kapazität neuer Erzeugung sicherstellen sollen, damit die Stromnachfrage auch in Zukunft bedient werden kann. Es ist zu früh um sagen zu können, ob diese Märkte die gewünschten Ergebnisse erzielen werden. Demgegenüber haben einige der PUCs einen oder mehrere Erzeuger, die sie regulieren, dazu veranlasst, neue fossile Erzeugungseinheiten zu bauen und die Energieleistungen sowie die Nebenleistungen zum festgesetzten Preis anzubieten. Solche Maßnahmen der PUCs wurden sowohl in Bundesstaaten mit RTO als auch mit ISO Märkten und auch in Staaten mit vertikal-integriert regulierten Versorgern eingesetzt.

3.6.2 Regulierungsansatz

3.6.2.1 Überblick

Die FERC reguliert die bundesstaatenübergreifende Übertragung von Strom, Erdgas und Öl. Sie überprüft dabei sowohl die Angebote zum Bau von Flüssiggas-Terminals (LNG) als auch von bundesstaatenübergreifenden Gasleitungen und die Lizenzierung von Wasserkraftprojekten. Der „Energy Policy Act“ von 2005 hat die FERC mit zusätzlichen Verantwortungen und Befugnissen ausgestattet, um die Großhandelsmärkte zu überprüfen und adäquate bundesstaatenübergreifende Übertragungskapazitäten sowie eine zuverlässige Stromversorgung in den gesamten USA sicherzustellen.

Der Auftrag der FERC besteht in der Bereitstellung einer sicheren, effizienten und nachhaltigen Energieversorgung für Verbraucher zu vertretbaren Kosten mit Hilfe angemessener Regulierung und Marktmechanismen. Dieser Auftrag umfasst die Verfolgung zweier primärer Ziele:

1. Sicherstellung, dass die Tarife und allgemeinen Geschäftsbedingungen angemessen und weder übermäßig diskriminierend noch bevorzugend sind, und
2. Förderung der Entwicklung einer sicheren, zuverlässigen und effizienten Energieinfrastruktur, die dem öffentlichen Interesse dient.

Die Forderung „einfacher, begründeter und weder übermäßig diskriminierender noch bevorzugender“ Tarife hat über die Jahre der Regulierungspraxis durch verschiedene Rechtsprechungen und Verwaltungsverfahren auch ohne klare Definition durch die Regulierungsbehörde eine spezielle rechtliche Bedeutung erlangt. Daraus folgt, dass die Tarife lediglich die Kosten einer angebotenen Dienstleistung abdecken sollen.

Die spezifischen Aufgaben der FERC bestehen in

- der Überwachung des Transports und Großhandels von Strom,

- der Überprüfung von Fusionen und Übernahmen sowie Unternehmenstransaktionen von Stromunternehmen,
- der Überwachung des Transports und des Verkaufs von Erdgas,
- der Regulierung des Transportes von Öl über Leitungen,
- der Genehmigung von Standorten und Aufgaben von Gasleitungen und Speicheranlagen,
- der Überprüfung der Standortwahl von bestimmten Stromübertragungsprojekten,
- der Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs von ausgeschriebenen und betriebenen LNG-Terminals,
- der Lizenzierung und Inspektion privat, kommunal und bundesstaatlich betriebener Wasserkraftprojekte,
- die Festsetzung von verbindlichen Zuverlässigkeitsstandards für das bundesstaatenübergreifende Hochspannungsnetz,
- die Überwachung und Untersuchung von Energiemärkten,
- die Durchsetzung der regulatorischen Forderungen der FERC durch Sanktionierung durch Strafzahlungen und anderen Mitteln,
- die Überwachung von Umweltangelegenheiten mit Bezug auf Erdgas- und Wasserkraft-Projekten und
- die Verwaltung der Regularien zur Rechnungslegung und des Finanzberichtswesens sowie des Verhaltens der regulierten Unternehmen,
- jeweils auf Bundesstaaten übergreifender Basis.

Innerhalb der Bundesstaaten der USA übernehmen die PUC die aufgelisteten Aufgaben für die Verteilnetzbetreiber.

Die Regulierungsperiode ist in der Regel 3 Jahre. Innerhalb dieser Zeit verpflichtet sich der Netzbetreiber zur Erfüllung sämtlicher definierter Aufgaben. Die Regulierungsbehörde genehmigt dafür ex-ante die Tarife, die es dem Netzbetreiber ermöglichen, seine effizienten Kosten zu decken. Nachträglich finden weder weitere Abgleiche zwischen den genehmigten und tatsächlichen Kosten noch Anpassungen statt, es sei denn, es gibt gravierende Abweichungen im Umfang. In diesen Fällen kann der Netzbetreiber erneut einen Kostenantrag mit angepassten Kostendaten stellen.

Die Regulierungsformel lautet:

$$RR = (RAB - D) * WACC + VC(Q) + d + T$$

Dabei ergibt sich der regulierte Erlös (RR – regulated revenue) für die definierte Menge aus den verzinsten Kapitalkosten zuzüglich der operativen Kosten (VC) abzüglich der jährlichen Abschreibungen (d) und Steuern (T). Die Variable Q steht für die vom Netzbetreiber erbrachten Leistungen unterschiedlicher Produkte. Bei der Kostenschlüsselung wird versucht, dass die einzelnen Produkte für sich genommen kostendeckend angeboten werden. Die Kapitalkosten berechnen sich aus den kumulierten Kapitalausgaben (RAB) abzüglich der kumulierten Abschreibungen (D). Sie stehen dem Netzbetreiber auch quasi für die gesamte Nutzungsdauer zur Verfügung, sofern die Anlage noch nützlich oder gebraucht wird. Die Kapitalkostenbasis schmälert sich aufgrund der Korrektur um die kumulierten Abschreibungsdauern im Laufe der Nutzungsdauer. Der Durchschnittstarif berechnet sich schließlich aus RR/Q.

Maßgeblich für die Tarifberechnung sind Plan-Gesamtkosten für die Bereitstellung des erwarteten Leistungsspektrums. Diese werden ausgehend von historischen Kosten für die Zukunft geschätzt,

wobei standardisierte Rechnungslegungsfortschritten für alle Netzbetreiber in den USA angewendet werden. Die Outputmenge (Q) wird auf Grundlage des Mengengefüges eines Basisjahres festgelegt. Das Basisjahr ist in der Regel das erste Jahr der folgenden Regulierungsperiode.

Die Kostenprüfung findet im Rahmen einer öffentlichen Konsultation statt (sogenannte „rate case“). Dabei erbringt das Unternehmen die Nachweise für die Höhe der beantragten Kosten durch einen administrativen Prozess. Die Regulierungsbehörde und andere interessierte Parteien liefern ebenfalls ihre Nachweise aller Aspekte für die anstehende Kostenprüfung. Schließlich trifft die Regulierungsbehörde ihre Entscheidung, wobei sie nur die im Rahmen des Konsultationsprozesses öffentlich zur Verfügung gestellten Daten in die Entscheidung einfließen lassen darf.

Bei großen Investitionsprojekten findet ebenfalls ex-ante eine Prüfung der Kosten statt. Hierbei gilt die Kostenanerkennung in der Regel für die gesamte Nutzungsdauer. Dies bedeutet, dass die Effizienz der Investitionsentscheidung einmalig festgestellt wird und anschließend keine Effizienzprüfungen mehr durchgeführt werden. Diese Sicherheit wird von vielen Investoren als maßgeblich für deren Investitionsentscheidung angesehen. Es gibt auch keine Möglichkeit, über zukünftige Tariffestsetzungs-Perioden entgangene oder überschüssige Gewinne aus vorangegangenen Tariffestsetzungs-Perioden auszugleichen.

Wenn die Netzbetreiber mit der Festlegung der Tarifobergrenze nicht einverstanden sind, haben sie die Möglichkeit, die Regulierungsbehörde wegen ruinöser Preise zu verklagen. Die Regulierungsbehörde muss bei ihrer Tarifbestimmung die Entscheidung eines sogenannten „umsichtigen“ Managers des Netzes annehmen. Bei diesem Ansatz ist es für die Netzbetreiber in der Regel nicht schwer nachzuweisen, dass die Preise ruinös sind und verlangen höhere Preise. Kostenvergleiche zwischen Netzbetreibern sind damit faktisch unmöglich, da die Bedienung einer Nachfrage für zu vergleichende Netzbetreiber unterschiedlich ist.

Mit Ausnahmen für die Varianz der Energiebeschaffungskosten (AFAC – automatic fuel adjustment clauses) gibt es keine Kosten, die während der Regulierungsperiode angepasst werden. Seit den 1970er Jahren sind Energiebeschaffungskosten durchreichbare Kosten. Zu dieser Zeit waren die Energiebeschaffungskosten starken Schwankungen unterworfen, sodass die Regulierungsbehörde nach einer Reihe von Neuansträgen entschieden hatte, für diese Kosten Anpassungsfaktoren vorzusehen. Alle übrigen Kosten gehen mit ihren Plankosten ein und sind unveränderlich und sollten sämtliche antizipierten Veränderungen enthalten.

Insgesamt werden die Preise damit tendenziell etwas höher liegen, um das Risiko einer gerichtlichen Klage zu minimieren.

3.6.2.2 Effizienz

Der Anreiz zur Kostensteigerung ergibt sich im amerikanischen Regulierungssystem aus der Entkopplung der genehmigten Tarife von den Kosten für die Dauer der Regulierungsperiode. Weitere Effizienzanreize durch Effizienzvergleiche zwischen den Netzbetreibern existieren hingegen nicht. Die Art der Kostenermittlung erlaubt es der Regulierungsbehörde nicht, Benchmark-Verfahren durchzuführen. Die Produktivitätssteigerungen aus der Vergangenheit sowie die für die Zukunft erwarteten werden bei der Prüfung der Kostenanträge direkt für jedes Unternehmen individuell berücksichtigt. Dafür analysiert die Regulierungsbehörde ex-ante intensiv die Kostenanträge.

3.6.2.3 Investitionen

In den USA werden keine Unterschiede zwischen Investitionen gemacht. Die Netzbetreiber können für jegliche Investitionen individuelle Kostenanträge stellen. Die Regulierungsbehörde prüft diese Anträge. Sofern die Investition als effizient angesehen wird, erteilt die Regulierungsbehörde eine Genehmigung. Die Effizienzprüfung bezieht sich dabei sowohl auf die Notwendigkeit der Investition als auch die Höhe der geschätzten Kosten. Die Kostenentscheidung bestimmt neben der genehmigten Kostenhöhe (RB) auch die Abschreibungsdauern für die Anlage (d). Somit werden wesentliche Teile der Investitionsentscheidung ex-ante festgelegt. Insbesondere liegen die Kapitalkosten für die gesamte Nutzungsdauer fest. Lediglich die Verzinsung variiert in Abhängigkeit des für die jeweilige Regulierungsperiode gültigen WACC. Dabei werden die Eigenkapitalzinsen mittels CAP-M bestimmt. Zur Berechnung des durchschnittlichen Kapitalzinssatzes wird ein Verhältnis gemäß der Industrienorm von aktuell ca. 50 % Eigen- und 50 % Fremdkapital angenommen.

Um Anreize für die Investition in das Fernleitungsnetz zu schaffen, hält das Energiewirtschaftsgesetz von 2005 die FERC an, „anreizorientierte (inkl. leistungsorientierter) Maßnahmen“ für die Übertragung von elektrischer Energie durch bundesstaatenübergreifende öffentliche Versorger einzuführen, die den Nutzen der Verbraucher in Form steigender Zuverlässigkeit und sinkender Kosten der Stromlieferungen steigert und den Übertragungstau zwischen den Bundesstaaten im Stromnetz abbaut. Infolgedessen hat die FERC Ausschreibungen für Übertragungsleitungen durchgeführt, in denen sich die Unternehmen um die vorgesehenen finanziellen Anreize bewerben können. Wesentlicher Bestandteil der Anreizförderung sind dabei höhere Eigenkapitalrendite für die Projekte sowie eine größere Kostendeckung während und nach der Projektabwicklung.

Neben den Instrumenten der Anreizregulierung existieren weitere Regierungs- und regulatorische Programme, die die Investitionen der Netzbetreiber fördern. In diesem Zusammenhang sei auf die Besonderheiten der Rechtsform eines Master Limited Partnership (MLP) hingewiesen. Dabei handelt es sich um eine Kommanditgesellschaft, deren Anteile öffentlich an einer Börse gehandelt werden. Die MLP kombiniert die Steuervorteile einer Kommanditgesellschaft mit den Liquiditätsvorteilen öffentlich gehandelter Wertpapiere. Das US-Gesetz erlaubt die Rechtsform der MLP für Unternehmen, die in Naturgasgewinnung und –transport engagiert sind. Der Steuervorteil einer MLP ist die Vermeidung von Ertragssteuern sowohl auf Bundesstaaten- als auch auf Bundesebene. Ferner zahlen sie die erforderlichen vierteljährlichen Ausschüttungen gemäß dem Gesellschaftervertrag zwischen den Kommanditisten und den Komplementären. Diese Rechtsform hat die Finanzierung und den Bau von Erdgasleitungen zur Erschließung von neuen Erdgasquellen und zum Ausbau des Fernleitungsnetzes in Folge der Schiefergas-Revolution angekurbelt. 2013 wurden über 25 Mrd. \$ in das Eigenkapital von MLPs für die Energieinfrastruktur investiert, 2009 waren es 7 Mrd. \$. Die MLP entspricht der deutschen Kommanditgesellschaft auf Aktien (KGaA).

Eine große Anzahl von Übertragungsprojekten, insbesondere im Osten der USA, wurden nach einem Blackout an der Ostküste im August 2003 initiiert, als ein Großteil der Bewohner im Nordosten der USA keinen Strom mehr erhielten. Infolgedessen richtete sich die öffentliche Aufmerksamkeit auf die entstandene Investitionslücke bei Übertragungsnetzen in den USA seit den späten 1970er. In der Konsequenz wurde die Planung von Übertragungsnetzen in den RTO und ISO Regionen der USA verbessert, was die Investitionsbereitschaft förderte. 2013 wurden rund 20 Mrd. € jeweils in die Übertragungsinfrastruktur und Verteilnetzstruktur investiert. Diese Investitionsbeträge sind ca. 25 % höher als die Beträge, die 2010 in die Übertragungs- und Verteilnetze investiert wurden.

3.6.2.4 Qualität

Sowohl die FERC als auch die PUCs der Bundesstaaten haben die Möglichkeit, die Versorgungsunternehmen für lange Ausfälle oder langsame Reaktionszeiten auf Ausfälle mit Strafzahlungen zu belegen. Dabei gibt es eine Toleranz für unerwartete Ausfälle, auf die schnell reagiert wird. Bei anhaltenden Ausfällen werden die Unternehmen jedoch mit Strafzahlungen belegt.

Die FERC besitzt auch die Befugnis, RTOs und ISOs ebenso wie vertikal-integrierte Versorgungsunternehmen mit Bußgeldzahlungen zu belegen, wenn sie die Zuverlässigkeitsstandards nicht einhalten können. Diese legen Minimalwerte für Betriebsreserven fest, die von einem Versorgungsunternehmen bereitgestellt werden müssen. Auch wenn sich kein Ausfall ereignet, kann FERC eine Bußgeldzahlung für die Nichteinhaltung der Mindestbetriebsreserven auferlegen. Theoretisch sind auch Belohnungen für besonders hohe Zuverlässigkeit möglich, was allerdings in der Regel nicht vorkommt.

3.6.2.5 Innovationen

Innovationen werden nicht explizit gefördert. Durch die ex-ante Festlegung der Erlösgrenze können die Netzbetreiber ihren Bedarf selber festlegen, um die Effizienz derart zu steigern, dass sie ihre Kosten unter die Erlösobergrenze absenken können (implizite Innovationsförderung über die Effizienzregulierung). Dies bedeutet auch, dass tendenziell nur solche Innovationen getätigt werden, die eine hohe Erfolgswahrscheinlichkeit und Effizienzsteigerung versprechen.

3.6.2.6 Einfachheit und Transparenz des Regulierungsansatzes

Der regulatorische Aufwand des amerikanischen Regulierungsansatzes ist vergleichsweise hoch. Dies macht sich insbesondere an der Berücksichtigung von Plankosten fest, die von den Netzbetreibern aufgestellt und von den Regulierungsbehörden geprüft werden müssen. Dazu müssen diese auch selber die Entwicklung in der Zukunft prognostizieren. Zwar erhalten sie durch die öffentliche Konsultation Unterstützung von allen Marktteilnehmern, sodass insgesamt eine breite Informationsgrundlage besteht. Allerdings erschwert eine ungesteuerte Informationsbereitstellung die Identifikation und Bewertung der relevanten Informationen. Insofern unterscheidet sich der amerikanische Regulierungsansatz nicht wesentlich von dem des britischen Regulierungsansatzes. Beide Ansätze versuchen, durch einen aktiven Informationsaustausch zwischen reguliertem Unternehmen und Regulierungsbehörde die Informationsasymmetrie abzubauen. Die Daten werden von der Regulierungsbehörde in einem online verfügbaren Ordner abgelegt und können von den Stakeholdern abgerufen werden. Zu den hinterlegten Daten gehören die Investitionskosten unterteilt nach Kostenkategorien, den Abschreibungsdauern für die einzelnen Vermögensgegenstände sowie der resultierenden Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Dabei werden auch unterschiedliche Verschuldungsgrade berücksichtigt.

Aufgrund der langen Tradition des Ansatzes haben sich mittlerweile Routinen für verschiedene wiederkehrende Investitionen etabliert, die den Aufwand mindern. Gleichzeitig deutet die lange Anwendung darauf hin, dass grundlegende Anreize wirken und stets ausreichende Investitionen bereitgestellt werden.

3.6.3 Zwischenfazit - USA

Das Hauptziel der Regulierung ist eine Sicherstellung einer angemessenen Verzinsung, sofern die Aufgaben effizient erfüllt werden.

In der Regel liegt die Regulierungsperiode bei drei oder mehr Jahren, wofür eine Tarifobergrenze festgelegt wird. Die Tarifobergrenze ergibt sich basierend auf prognostizierten Gesamtkosten. Die festgelegten Tarife für eine definierte Leistung dürfen nicht ruinös sein.

Der Prozess der Tarifbestimmung ist vollständig transparent. Bei der ex-ante Kostenprüfung werden die Kostenanträge der Unternehmen öffentlich konsultiert. Bei der Entscheidung durch die Regulierungsbehörde fließen nur öffentlich verfügbare Informationen ein. Darin werden Effizienzen individuell für jeden Netzbetreiber berücksichtigt.

Die Höhe der anerkannten Kapitalkosten wird ex-ante fest bestimmt und wird nachträglich keinem Effizienzbenchmark unterworfen. Insgesamt gibt es nur eine ex-ante Prüfung der effizienten Kosten. Der Kapitalkostensatz wird mittels WACC-Ansatz ermittelt.

Die Qualität fließt direkt in die Tarifobergrenze ein, indem sie gemeinsam mit der zu erbringenden Leistung festgelegt wird.

Durch die starke Fokussierung auf die ex-ante Prüfung der Kosten ist der regulatorische Aufwand vergleichsweise hoch. Die amerikanische Regulierungsbehörde betreibt bei den Kostenprüfungen einen erheblichen Aufwand, um die effizienten Kosten zu identifizieren und zu bewerten. Dazu tragen zwar die öffentlichen Konsultationen bei, gleichwohl erhöhen diese den regulatorischen Aufwand der gesamten Branche. In Bezug auf sich ändernde Rahmenbedingungen bietet die Berücksichtigung von Plankosten analog zum britischen Regulierungsansatz große Gestaltungsmöglichkeiten.

Insgesamt erscheint der amerikanische Ansatz mit seiner ex-ante Prüfung der Kosten einen hohen individuellen Effizianzreiz für die Netzbetreiber zu liefern. Allerdings wird dieser nur bedingt an die Verbraucher über sinkende Netzentgelte weitergegeben. Bei langlebigen Investitionen beschränkt sich dies mitunter auf die Effizienzsteigerungen bei den Betriebskosten, da die Kapitalkosten ex-ante für die gesamte Abschreibungsperiode festgelegt werden. Zudem agieren die Regulierungsbehörden wegen möglicher Klagen grundsätzlich vorsichtig, sodass insgesamt die merklichen Vorteile der Anreizwirkungen für den Verbraucher geringer sind. Auch in Bezug auf die Investitionsanreize bestehen starke Anreize im amerikanischen Regulierungssystem, insbesondere durch die ex ante Effizienzprüfung. Dies bietet den Investoren nachhaltige Sicherheit ihrer Investitionen. Es zeigt sich auch, dass die USA in der Regel kein Problem bei der Bereitstellung von finanziellen Mitteln haben, sobald die Notwendigkeit einer Erweiterung des Netzes von den Regulierungsbehörden genehmigt worden ist. Hinsichtlich der Effizienz haben sich durch die lange Tradition dieses Ansatzes in den USA Routinen entwickelt, die den Regulierungsaufwand etwas relativieren.

In den USA gibt es einige vergleichende Leistungskontrollen von Versorgungsunternehmen. Die Marktteilung für Überwachung und Kontrolle der FERC sammelt Daten aus allen RTO und ISO Regionen sowie von anderen Datenquellen nach einem Standardverfahren und berichtet Vergleichsmessungen und Marktentwicklungen für die Strom- und Erdgasmärkte im Rahmen eines jährlichen Marktberichtes. Diese Berichte werden im Wesentlichen zur Unterstützung der FERC bei ihren Marktüberwachungsaufgaben für den Strom- und Gasmarkt erstellt.

Abbildung 22 zeigt den Verlauf der vergangenen und geplanten Investitionen in das Übertragungsnetz in den USA durch private Versorgungsunternehmen. Demnach sind die Investitionen kontinuierlich angestiegen.

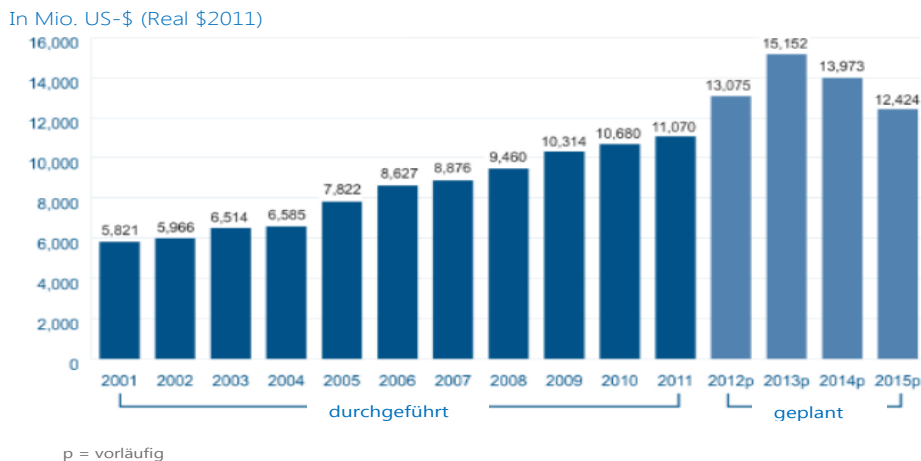


Abbildung 22: Getätigte und geplante Investitionen von privaten Unternehmen in das Übertragungsnetz (2001-2015).⁵¹

Im Zusammenhang mit der Modernisierung hat die US-Regierung 2009 ein Investitionsprogramm von 3,4 Mrd. \$ gestartet („Recovery Act“). Dies soll in die Entwicklung und Installation von Smart Grids fließen. Aufgrund der gemeinsamen Entwicklung des Netzes aus öffentlichen und privaten Beiträgen (Public Private Partnerships) steht somit ein Investitionsvolumen von insgesamt 7,8 Mrd. \$ von 2010-2015 zur Verfügung.

Im Gasmarkt zeigt sich ein starker Anstieg der Investitionen in Fernleitungen in den Jahren 2007-2011. Dieser basiert im Wesentlichen auf der Förderung von Schiefergas im Nordosten der USA. In der Folge haben sich die Investitionen wieder auf ihr historisches Niveau abgesenkt (vgl. Abbildung 23).

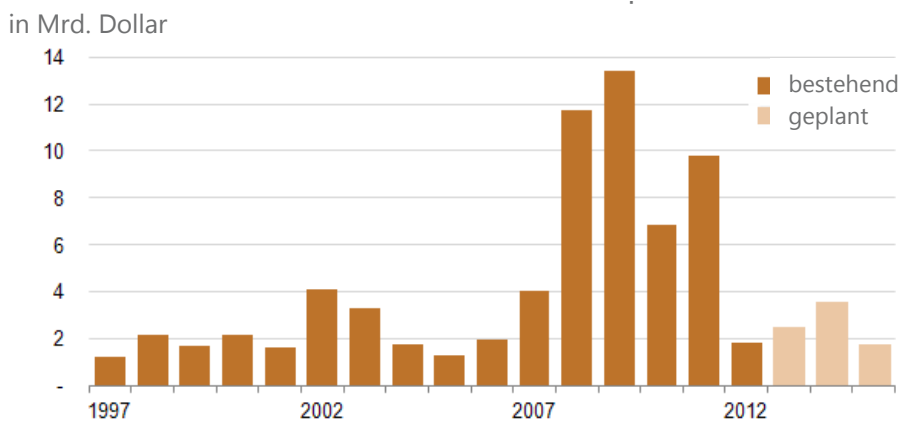


Abbildung 23: Verlauf der Investitionen in das US-Leitungsnetz.⁵²

In der Zukunft wird für das Gasnetz mit einem weiteren Investitionsbedarf von 51,1 Mrd. \$ bis 2023 für den Ausbau der Netze gerechnet. Die Brattle Group berechnet bis zum Jahr 2030 Kosten zwischen 240 und 320 Mrd. \$ für den vollständigen Ausbau des Netzes.⁵³

⁵¹ Vgl. EEI: <http://www.eei.org/resourcesandmedia/magazine/Documents/2013-07-01-REASONABLE%20.pdf>.

⁵² Vgl. EIA: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=10511#investment>

4 Zusammenfassende Gegenüberstellung der Regulierungsansätze

Auch wenn sich die Grundstruktur der Anreizregulierungssysteme in allen betrachteten Ländern ähnelt, gibt es erhebliche Unterschiede in der Ausgestaltung der einzelnen Instrumente. In allen Regulierungsansätzen wird die Einnahmenseite von der Kostenentwicklung der Netzbetreiber für eine definierte Dauer der Regulierungsperiode entkoppelt.

Im Folgenden werden die in den einzelnen Ländern angewandten Regulierungsinstrumente im Hinblick auf die Förderung der Effizienz, der Investitionstätigkeit, der Qualität, der Innovationstätigkeit sowie in Bezug auf deren Einfachheit und Transparenz untersucht. Sofern erforderlich werden auch notwendige Beziehungen und Abhängigkeiten zwischen einzelnen Instrumenten diskutiert.

4.1 Regulierungsinstrumente für Effizienzreize

4.1.1 Anreize aus dem Regulierungsansatz

Die grundsätzlichen Regulierungsinstrumente in Bezug auf die Bildung von Effizienzreizen sind in Tabelle 20 zusammengefasst. Dazu gehören die Dauer der Regulierungsperiode, die Kostenbasis für die Obergrenzen, der Mechanismus zur Anpassung der Obergrenze während der Regulierungsperiode aufgrund von nicht ex-ante berücksichtigten Kostenentwicklungen sowie die Art des Abgleiches von Erlösen und Kosten beim Übergang zwischen zwei Regulierungsperioden.

Bei der Dauer der Regulierungsperiode geht die Bandbreite in den betrachteten Ländern von 3 Jahren in den Niederlanden bis 8 Jahren in Großbritannien. Die übrigen Länder befinden sich im Bereich zwischen 3-5 Jahren (Italien 4, Norwegen und Österreich 5 und in den USA mindestens 3 Jahre). Die Dauer der Regulierungsperiode gibt an, für welchen Mindestzeitraum die individuelle Kostenentwicklung der Netzbetreiber von den genehmigten Erlösen entkoppelt wird, wobei für Norwegen hier berücksichtigt werden muss, dass ebenfalls eine jährliche Neubestimmung der Erlösobergrenzen erfolgt. Während der Regulierungsperiode haben die Netzbetreiber die Möglichkeit, durch Effizienzsteigerungen ihre Kosten unter die Erlösgrenze zu senken und damit zusätzliche Gewinne zu erzielen. Insofern ergeben sich wesentliche Anreizwirkungen in Bezug auf Effizienz und Investitionsverhalten aus der Dauer der Regulierungsperiode. Folglich sind Netzbetreiber bemüht, frühzeitig ihre Kosten zu senken, um über eine entsprechend lange Periode die Vorteile nutzen zu können. Ein weiterer Effekt der Regulierungsperiode ist, dass die Kosten für diese Periode festgeschrieben sind. Hinsichtlich der Investitionstätigkeit bedeutet die Länge der Regulierungsperiode, dass Investitionen, die bei der Festlegung der Erlösobergrenze nicht explizit geplant oder die über die berücksichtigten Abschreibungen hinausgehen, nicht anerkannt werden. Dafür sind dann in der Regel separate Regulierungsinstrumente erforderlich.

In Bezug auf die Effizienzwirkungen der Regulierungsperiode lässt sich somit festhalten, dass diese umso stärker sind, je länger die Regulierungsperiode andauert. Durch die Verlängerung der Regulierungsperioden können auch Investitionen in Innovationen mit langen Amortisationszeiträumen attraktiver werden.

⁵³ Vgl. EEI: http://www.eei.org/issuesandpolicy/transmission/Documents/transmission_investment.pdf

Demgegenüber erfordern gerade lange Regulierungsperioden die Anwendung von Plankosten, wenn sich die Kostenbasis innerhalb der Regulierungsperiode stark verändert, z.B. durch von historischen Werten stark abweichende Investitionstätigkeiten bzw. einer von historischen Werten stark verändernden Versorgungsaufgabe.

Zweites für die Höhe der Effizianzanreize wesentliches Regulierungsinstrument ist die Festlegung der Erlösobergrenze. Diese wird zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode⁵⁴ für jedes einzelne Jahr ex-ante festgelegt. Ziel ist es, den künftigen Kostenverlauf bestmöglich abzubilden, um einerseits Netzbetreibern die regulatorisch festgelegte Rendite zu gewähren, andererseits die Verbraucher an deren Kostenentwicklung partizipieren zu lassen. Die Netzbetreiber wissen damit mit Ausnahme spezieller Anpassungen während der Regulierungsperiode ex-ante, wie sich ihre Erlöse entwickeln werden und werden versuchen, ihre Kosten unter ihre Erlöse abzusenken, um zusätzliche Gewinne zu erzielen.

Die Bestimmung der Obergrenzen kann dabei über einen einfachen Ansatz basierend auf der Fortschreibung historischer Kosten erfolgen (Niederlande, Norwegen, Italien, Österreich). Dabei wird angenommen, dass die zukünftigen Kosten mit denen der Vergangenheit vergleichbar sind. Die historischen Istkosten werden dann mit Hilfe von Indizes für die allgemeine Preissteigerung und ggf. Anforderungen zum Produktivitätswachstum fortgeschrieben. Grundlage der historischen Kostendaten sind gewöhnlich die Kosten des vorletzten geprüften Jahresabschlusses. Der sich daraus ergebende Zeitverzug wird in den meisten Fällen kompensiert.

In den meisten Fällen (Norwegen, Italien, Österreich) werden die Kosten eines einzigen Jahres (Basisjahr) verwendet, um die Obergrenze der nächsten Regulierungsperiode bzw. in Norwegen für das Folgejahr abzuschätzen. Damit besteht der Anreiz, besonders hohe Kosten im Basisjahr auszuweisen, um damit die Basis für die zukünftigen Erlöse zu erhöhen. Um diesem Anreiz entgegenzuwirken, wird in den Niederlanden der Mittelwert über drei Jahre bestimmt.

Zur Berücksichtigung von individuellen Kostenentwicklungen werden in den Niederlanden und Italien ex-ante die Erweiterungsinvestitionen bestimmt und bereits bei der Festlegung der Erlösobergrenze zusätzlich berücksichtigt. In den Niederlanden wurden die Erweiterungsinvestitionen vereinfacht und pauschal aus den historischen Erweiterungsinvestitionen der Netzbetreiber hergeleitet. In Italien wurden Erweiterungsinvestitionen für jeden einzelnen Netzbetreiber individuell auf Basis der tatsächlich zu erwartenden zukünftigen Investitionen bestimmt. Dazu werden dann auch entsprechende Effizienzprüfungen ex-ante durchgeführt. Darüber hinausgehende Anpassungen während der Regulierungsperiode werden in diesen Ländern nur sehr restriktiv vorgenommen. In Österreich wird ein anderer Ansatz zur Berücksichtigung von sich verändernden Versorgungsaufgaben gewählt. Hier werden im Laufe der Regulierungsperiode die nicht in der Erlösobergrenze enthaltenen Investitionskosten im Wesentlichen vollständig vergütet. Sie werden ex-post bei der Festlegung der Erlösobergrenze der nächsten Regulierungsperiode einem Effizienzverfahren unterworfen. Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass auch zyklische Ersatzinvestitionen weitgehend korrekt abgebildet werden. Allerdings sind bei der Ausgestaltung dieses Instrumentes die Wechselwirkungen in Bezug auf den Abbau von Ineffizienzen und die Innovationsanreize zu beachten. Nachteilig ist, dass Effizianzanreize insbesondere zur Reduktion von Ersatzinvestitionen zum Teil geschwächt werden.

⁵⁴ In Norwegen wird die Erlösobergrenze trotz 5-jähriger Regulierungsperiode jährlich festgelegt.

		Großbritannien		Italien	Niederlande		Norwegen		Österreich	USA
					ÜNB	FNB	VNB	ÜNB	VNB	VNB
Dauer der Reg.-Periode (in Jahren)		8	4	3	3		5*	5	> 3	
Ausgangskosten	Kostenbasis	standardisierte kalk. Plankosten;	standardisierte kalk. Kosten; Basisjahr	standardisierte kalk. Kosten; Basisjahr (Durchschnitt über 3 Jahre)	bilanzielle Kosten; Basisjahr		bilanzielle Anschaffungskosten; Basisjahr	standardisierte kalk. Plankosten		
	Ausnahmen von Anreizregulierung	wenige Ausnahmen, u.a. Lizenz- und Pensionskosten	Systemdienstleistungen (ÜNB, FNB)	Kosten für Netzverluste, Blindleistung, Engpassbeseitigung, Systemdienstleistungskosten	wenige Ausnahmen		F&E-Kosten	genehmigte Kosten aus NEP, Netzverluste, Regelenergiekosten, Unbundlingkosten	n/a	
Festlegung der Obergrenze	Art der Obergrenze	Erlöse / Tarife	Tarife	Erlöse	Tarife		Erlöse	Erlöse	Tarife	
	Anpassung der Kosten	Reopener für bestimmte Kostenkategorien, u.a. Anschluss großer Erzeugungs-Verbrauchsanlagen	Inflationsindex für Betriebskosten, Erweiterungsinvestitionen	Inflationsindex, nicht-reguläre Erweiterungsinvestitionen		Jährliche Festlegung der Erlösobergrenze	Istkosten durch Netzbetreiberindex und weitere Anpassungsfaktoren (u.a. Kapital- und Betriebskosten)	keine, außer bei extremen Abweichungen von Plankosten		
	Produktivitätsanforderungen	generell nein	nein	ja		nein	ja	n/a		
	individuell	Berücksichtigung bei Kostenprognose	Branchendurchschnitt	Frontier-Ansatz	nein	Branchendurchschnitt	jährliche Berechnung des Branchendurchschnitts	Frontier-Ansatz	Berücksichtigung bei Kostenprognose	
Kostenabgleich zu Beginn/am Ende der Reg.-Periode		vollständig und unmittelbar	vollständig und unmittelbar	I.d.R. Fortschreibung der effizienten Kosten; falls Differenz effizienter zu tatsächlicher Kosten zu groß, erfolgt vollständiger und unmittelbarer Abgleich		Jährlicher Kostenabgleich; 60% der Differenz zum Branchendurchschnitt unmittelbar	vollständig und unmittelbar	kein Abgleich		

* Trotz 5-jähriger Regulierungsperiode findet eine jährliche Festlegung der Erlösobergrenze statt.

Tabelle 20: Gegenüberstellung der wesentlichen Regulierungsansätze der ausgewählten Länder.

Alternativ kann die Obergrenze auch auf Basis von Plankosten (Großbritannien und USA) festgelegt werden. Damit soll der tatsächliche Kostenverlauf der Netzbetreiber in der Zukunft genauer abgebildet und dabei sowohl Erweiterungs- als auch Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden. Zudem scheint die Verwendung von Prognosewerten bei der Festlegung gerade im Zusammenhang mit langen Regulierungsperioden erforderlich zu sein. Die Verwendung von Istwerten, wie z.B. in Österreich, reduziert die Wirkung von ex-post Effizienzvergleichen, wenn die Dauer der Regulierungsperiode gegenüber Abschreibungsdauern der Betriebsmittel zunimmt.

Die Herausforderung hierbei ist jedoch, belastbare Prognosen zu erstellen. Bei unzureichender Prognosequalität besteht das Risiko von „windfall profits“ bzw. Kostenunterdeckungen der Netzbetreiber. Die vorgelegten Geschäftspläne, in denen die Kostenverläufe der folgenden Regulierungsperiode prognostiziert werden, unterliegen der allgemeinen Herausforderung einer sachgerechten Effizienzbeurteilung. Aus diesem Grund werden die Kostenanträge wie in den USA einer öffentlichen Konsultation unterzogen, wodurch die Regulierungsbehörde versucht, die geschätzten Kosten der Netzbetreiber zu verifizieren. In Großbritannien finden umfängliche Effizienzprüfungen statt, die auch die Begutachtung durch Dritte einschließt.

Darüber hinaus werden in den meisten Ansätzen Produktivitätsfaktoren angewendet, die die Netzbetreiber erreichen müssen, um ihre prognostizierte Rendite auch erzielen zu können. Mit anderen Worten, wenn die Netzbetreiber ihre Kosten nicht gemäß der angenommenen Produktivitätssteigerung absenken können, sinkt die Rendite. Produktivitätsfaktoren werden sowohl bei historischen Kostenansätzen als auch bei Plankostenansätzen angewendet. Dabei werden generelle und individuelle Produktivitätsfaktoren unterschieden. Generelle Produktivitätsfaktoren, die für alle Netzbetreiber in gleicher Höhe festgelegt werden, gibt es in den Niederlanden und Österreich.

Der Vergleich der Regulierungsansätze zeigt weiter, dass die Festlegung der Kostenbasis für die Regulierungsperiode in der Regel auf kalkulatorischen Kosten basiert. Lediglich in Norwegen und für die VNB in Österreich werden bilanzielle Kostenwerte berücksichtigt. Kalkulatorische Kosten haben u.a. den Vorteil, dass sie keinen unternehmensspezifischen Definitionen und Bewertungsansätzen unterliegen. Nachteilig ist, dass sie eine getrennt regulatorische Buchhaltung erfordern und damit zusätzlichen Aufwand verursachen.

Auch bei der Verwendung von Ausnahmen bestimmter Kosten, die nicht in die Kostenbasis einfließen, zeigen sich zwischen den Regulierungsansätzen große Unterschiede. In den Niederlanden (für ÜNB und FNB) werden Systemdienstleistungen der Netzbetreiber von der Regulierung ausgenommen. In Österreich werden die Kosten für Maßnahmen im Rahmen des genehmigten Netzentwicklungsplans (NEP), Netzverluste, Regelenergiekosten und Unbundlingkosten nicht berücksichtigt.

Basierend auf der ermittelten Kostenbasis wird die Obergrenze festgelegt. Als Zielwert werden in den untersuchten Ländern entweder Erlöse (Erlösbergrenzenregulierung) oder Tarife (Preisbergrenzenregulierung) bestimmt. Die Wahl hängt im Wesentlichen davon ab, ob die Netzbetreiber das Mengenrisiko tragen sollen oder nicht. Im Allgemeinen gilt, dass eine Tarifobergrenze festgelegt wird, wenn die Kosten des Netzbetreibers vorwiegend von den Tarifträgern abhängen und von ihnen beeinflusst werden können. Andernfalls, wenn die Kosten kaum durch die Tarifträger bestimmt werden, wird eine Erlösbergrenze für angemessen erachtet. Der Vergleich zeigt jedoch, dass es kein einheitliches Vorgehen in Bezug auf bestimmte

Netzbetreiber gibt. Vielmehr finden sich Erlös- und Tarifobergrenzen sowohl für ÜNB, FNB als auch VNB.

In Italien werden dafür Plankosten der Erweiterungen, zum Beispiel für Kapazitätserweiterungen, Speicherprojekte oder den Einbau von Smart Metern, verwendet. Für diese Projekte können WACC-Zuschläge für einen Zeitraum von bis 12 Jahren auf die Kapitalkosten von den Regulierungsbehörden zugestanden werden.

Zuletzt ist für die Höhe der Effizianzanreize entscheidend, ob und wie Kosten und Erlöse zwischen den Regulierungsperioden abgestimmt werden. In Großbritannien und Österreich werden die Kosten zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode vollständig und unmittelbar auf das neu ermittelte Kostenniveau angepasst. Damit werden Effizienzgewinne des Netzbetreibers während der vorherigen Regulierungsperiode diesem vollständig entzogen und auf die Netznutzer übertragen. In der Regel ergeben sich dadurch Sprünge im Verlauf der Erlösobergrenze.

In Italien und den Niederlanden findet ebenfalls ein vollständiger, allerdings zeitverzögerter und damit mittelbarer Abgleich von Erlösen und Kosten statt. Durch diese Zeitverzögerung können Effizienzvorteile von den Netzbetreibern zwischen Regulierungsperioden übertragen werden, sodass sich Investitionen auch langfristiger amortisieren können. In den Niederlanden waren bis zu Beginn der aktuellen Regulierungsperiode nicht stetige Erlösverläufe gesetzlich verboten. Die neue Erlösobergrenze musste eine Fortsetzung der alten Erlösobergrenze sein, sodass sämtliche Anpassungen über die Höhe der Produktivitätsfaktoren stattfinden mussten. Da die Gewinne der Netzbetreiber jedoch nach Auffassung der Regulierungsbehörde zu hoch waren, wurde diese gesetzliche Beschränkung aufgehoben, sodass die Erlösobergrenze nun auf Wunsch der Regulierungsbehörden auch sprunghaft den Kosten angepasst werden kann.

Wiederum anders wird der Kosten-/Erlösabgleich in Norwegen umgesetzt. Dort findet zwar eine unmittelbare, aber nur teilweise Anpassung der Erlösobergrenze an die individuellen Kosten der Netzbetreiber statt. Auch dadurch wird eine kontinuierliche Entkopplung von Erlösen und Kosten erreicht.

Eine nur teilweise Anpassung der Kosten verhält sich ähnlich wie eine Verlängerung der Regulierungsperiode. Der Unterschied liegt jedoch darin, dass bei einer nicht vollständigen Anpassung am Ende einer jeden Regulierungsperiode eher die Möglichkeit für Korrekturen besteht als bei einer langen Regulierungsperiode. Im Vergleich zu langen Regulierungsperioden bietet eine nicht vollständige Anpassung bei kürzerer Regulierungsperiode zudem die Möglichkeit, die Sensitivität bzgl. Fehler in der Kostenschätzung zwischen den Regulierungsperioden zu mindern.

4.1.2 Methoden der Effizienzbestimmung

Jede Anreizregulierung benötigt Verfahren zur Bestimmung von „effizienten“ Kosten. Diese effizienten Kosten dienen der Festlegung der Erlösobergrenze.

Von der Bestimmung der Effizienz gehen nicht unmittelbar Effizianzanreize aus. Diese werden vielmehr durch den bereits weiter oben diskutierten grundsätzlichen Regulierungsansatz bestimmt. Die Effizienz wird aber in Produktivitätssteigerungsanforderungen transformiert und wirkt sich damit vor allem pönalisierend auf die Unternehmen aus, die eine geringe Effizienz aufweisen und ihre Effizienz nur unzureichend verbessern. Die wesentlichen Parameter zum Vergleich der Verfahren der Effizienzbestimmung sind die verwendete Kostenbasis, die verwendeten Methoden zum Effizienzvergleich einschließlich der verwendeten Outputfaktoren sowie die Umsetzung der Effizienzergebnisse in Produktivitätsvorgaben. Eine Übersicht ist in Tabelle 21 dargestellt.

		Großbritannien	Italien	Niederlande			Norwegen	Österreich	USA
				ÜNB	FNB	VNB		VNB	
Kosten zur Effizienzermittlung	Kostenarten	Betriebskosten plus Investitionen	Betriebskosten	Gesamtkosten			Gesamtkosten	Gesamtkosten	Gesamtkosten
	Kostenbasis	standardisierte kalkulatorische Kosten; abzgl. nicht-beeinflussbare Kosten; zzgl. gleitender Durchschnitt für große Investitionen	standardisierte kalkulatorische Kosten; abzgl. nicht-beeinflussbare Kosten	standardisierte kalkulatorische Kosten; abzgl. nicht-beeinflussbare Kosten;			5-Jahresdurchschnitt bilanzieller Kosten (AHK)	standardisierte kalkulatorische und bilanzielle Kosten, inkl. Annuitätenverfahren	n/a
Methode der Effizienzermittlung	Methode	Toolkit: DEA, SFA, OLS, Expertengutachten	durchschn. Tarifkorb	internat. Benchmarking	n/a	durchschn. Tarifkorb	DEA und Regressionsanalyse	gewichteter Wert aus DEA und MOLS	individuell
	Input- und Outputfaktoren	Input: Kosten Output: teilw. endogene Faktoren	Input: Kosten Output: exogene Faktoren	Input: Kosten Output: teilw. endogene Faktoren	n/a	Input: Kosten Output: Tarifkorb (exogen)	Input: Kosten, nicht gelieferte Energie Output: teilw. endogene Faktoren	Input: Kosten Output: teilw. endogene Faktoren	individuell
	Referenz	Frontier-Unternehmen	Branchen-durchschnitt	Frontier-Unternehmen	n/a	Branchen-durchschnitt	Branchen-durchschnitt	Frontier-Unternehmen	individuell
Effizienzsteigerungen während der Reg. Periode	Dauer für Abbau der Ineffizienz	nächste Reg.-Periode (12,5% p.a.)	nächste Reg.-Perioden (20 % p.a.)	nächste Reg.-Periode ¹⁾ (33% p.a.)	n/a	nächste Reg.-Periode ¹⁾ (33% p.a.)	60% innerhalb eines Jahres	nächsten zwei Reg.-Perioden (10% p.a.)	n/a

¹⁾ Ineffizienzen vor Regulierungseinführung über 12 Jahre gestreckt

Tabelle 21: Übersicht der wesentlichen regulatorischen Parameter im Rahmen der Effizienzbestimmung.

Als Basis für den Effizienzvergleich verwenden die meisten Länder (Niederlande, Norwegen, Österreich und USA) die Gesamtkosten der Netzbetreiber. Dem gesamt-kostenbasierten Effizienzvergleich liegt die Annahme zugrunde, dass die Netzbetreiber das effizienteste Verhältnis von Kapital- und Betriebskosten am besten kennen. Damit sollen unterschiedliche Behandlungen von Kapital- und Betriebskostenarten vermieden werden. In Italien werden nur die Betriebskosten einem Effizienzbenchmarking unterzogen. Die Kapitalkosten unterliegen einer individuellen Effizienzprüfung. Da beide Effizienzprüfungen unterschiedlich „stark“ sind, ist in Italien eine Tendenz zur Kapitalisierung von Betriebskosten zu erkennen. In Großbritannien werden die Betriebskosten zusammen mit den Investitionen einem Effizienzbenchmarking unterzogen. Zusätzlich finden eine Reihe diverser Effizienzprüfungen statt, um auch die Kapitalkosten der Bestandsanlagen bei der Beurteilung der Gesamteffizienz zu berücksichtigen und damit Tendenzen zur Kapitalisierung von Betriebskosten entgegenzuwirken.

Zudem werden in den genannten Ländern mit Effizienzvergleichen auf Gesamtkostenbasis sowohl Alt- als auch Neuanlagen einer ex-post Effizienzprüfung unterzogen.

Derartige ex-post Effizienzprüfungen können sich einerseits negativ auf das Investitionsverhalten auswirken. Dies wäre der Fall, wenn durch Veränderungen der Versorgungsaufgabe induzierte effiziente und erforderliche Maßnahmen zukünftig mit Effizienzabschlägen belastet würden. In diesem Fall könnten die Netzbetreiber temporär erforderliche Investitionen unterlassen, weil die Wirtschaftlichkeit über die gesamte Dauer der teilweise sehr langen Nutzungs- und Abschreibungsdauer nicht gesichert wäre. Andererseits werden mit diesem Ansatz Anreize für Überinvestitionen gemindert und somit ein effizientes Investitionsverhalten gefördert.

Das Risiko nachträglicher Ineffizienzen ist insbesondere in den Regulierungsregimen vorhanden, bei denen der Effizienzvergleich auf Basis von Frontier-Ansätzen erfolgt. Inwieweit sich das Risiko nachträglicher Effizienzabschläge in der Berechnung der Verzinsung wiederfindet, kann anhand des Ländervergleichs nicht bewertet werden.

In den USA findet ausschließlich eine ex-ante Effizienzprüfung der Kosten statt. Dazu führt die Regulierungsbehörde eine umfassende öffentliche Konsultation u.a. zur Bewertung der Effizienz der vom Netzbetreiber beantragten Kosten durch. Die daraus ermittelten Plankosten werden dann einmalig festgelegt und gelten zukünftig für die Zeit der vereinbarten Abschreibungsdauer. Daraus folgt, dass genehmigte Investitionskosten nachträglich nicht mehr verändert oder einer Effizienzbewertung zwischen zwei Regulierungsperioden unterworfen werden. Dies bietet den Netzbetreibern in der Regel eine hohe Planungssicherheit. Ähnlich wird auch bei der Festlegung der Erlösobergrenze in Großbritannien verfahren, die bekanntlich ebenfalls auf Prognosewerten aufbaut. Auch hier werden ex-ante Untersuchungen durchgeführt um sicherzustellen, dass lediglich effiziente Kosten in die Erlösobergrenze einfließen. In den Niederlanden werden die Kosten für nicht reguläre Erweiterungsinvestitionen auf Effizienz untersucht, bevor sie in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden.

Die Kosten, die der Effizienzbestimmung zugrunde liegen, unterliegen in der Regel den gleichen Berechnungsvorschriften wie die Kosten, die bei der Bestimmung der Erlösobergrenze verwendet werden.

Die Symmetrie der Kostenbasen bei der Ermittlung der Obergrenze und beim Effizienzvergleich trägt auch dazu bei, den oben beschriebenen Fehlanreizen einer Über- oder Unterinvestition entgegenzuwirken. In diesem Fall heben dieselben Investitionen einerseits die Obergrenze an und

können andererseits zu Abschlägen während der Regulierungsperiode führen, wenn sie nicht effizient gewesen wären.

In Österreich werden allerdings zusätzlich bilanzielle Kosten sowie ein Annuitätenverfahren angewendet, um Altersunterschiede zwischen den betrachteten Netzen auszugleichen. Damit soll vermieden werden, dass Netzbetreiber mit jungen Netzen im Vergleich zu Netzbetreibern mit älteren Netzen schlechter beurteilt werden. Ursache des Alterseffekts ist, dass sowohl kalkulatorische als auch bilanzielle Kosten junger Netze höher ausfallen als von älteren Netzen.

Nicht beeinflussbare Kosten werden in allen Ländern eliminiert. Lediglich in Norwegen wird die Kostenbasis auf Basis der gesamten bilanziell ermittelten Kosten berücksichtigt. In Norwegen fließt neben den Kosten auch die monetär nicht gelieferte Energie als Inputfaktor in die Effizienzprüfung ein.

In Netzen der zugrunde liegenden Kostenbasis unterscheiden sich die Verfahren zur Effizienzbestimmung vor allem in den Berechnungsmethoden. In Ländern, in denen die Effizienz gegenüber dem „Best-of-class“ Unternehmen ermittelt wird, wird in der Regel eine Vielzahl unterschiedlicher Verfahren angewendet. In Österreich werden sowohl MOLS- als auch DEA-Verfahren angewendet. Die Ergebnisse dieser Verfahren kombiniert mit den unterschiedlichen Kostenbasen werden mit festgelegten Gewichtungsfaktoren bewertet und bilden gemeinsam das Effizienzergbnis. In Großbritannien wird ebenfalls eine Vielzahl von Effizienzverfahren verwendet, nicht nur begrenzt auf Benchmarkingansätze. Die Ergebnisse unterliegen allerdings der individuellen Bewertung der Regulierungsbehörde, die auf Basis aller verfügbaren Informationen die Erlösobergrenzen festlegt. Ein einhellig anerkanntes Verfahren zur Effizienzbestimmung gibt es nicht.

Unterschiedlich dazu sind die Verfahren zur Effizienzbestimmung, wenn die Effizienz auf branchendurchschnittliche Vergleichsunternehmen bezogen wird. In Norwegen wird das auch für die Frontier-Ansätze eingesetzte DEA-Verfahren verwendet und dann mittels weiterer Regressionsverfahren erweitert, um branchendurchschnittliche Effizienzwerte zu bestimmen. Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass unternehmensindividuelle Besonderheiten – wie bei den Frontier-Ansätzen – berücksichtigt werden können. Nachteilig ist allerdings die methodische Komplexität dieses Verfahrens. In Schweden musste das Verfahren aus diesem Grunde abgesetzt werden, da es als nicht ausreichend transparent und belastbar erachtet wurde. In den Niederlanden und Italien (nur Betriebskosten) verwendet man den Tarifkorb als Vergleichsgröße. Vorteil ist, dass auf ein methodisch komplexes Verfahren verzichtet werden kann und stattdessen die ohnehin vorliegenden Tarifträger verwendet werden können. Diese sind weitgehend exogen, d.h. sie können vom Netzbetreiber nur mittelbar beeinflusst werden. Nachteil ist, dass ggf. nicht alle unternehmensspezifischen Besonderheiten berücksichtigt werden können. In intensiven Untersuchungen wurde in den Niederlanden eine Vielzahl von zusätzlichen Kostentreibern analysiert. Schließlich kam man zu dem Schluss, dass keiner der von der Branche vorgeschlagenen Kostentreiber ausreichend belastbar war, um zusätzlich aufgenommen zu werden. Die Branche hat keine Widerspruch zum heutigen Tarifkorb eingelegt und diesen akzeptiert. Wenngleich offensichtlich ist, dass nicht alle Besonderheiten abgebildet werden können, so scheint hier ein pragmatischer Kompromiss zwischen zum einen Allgemeingültigkeit und Einfachheit und zum anderen Berücksichtigung unternehmensindividueller Besonderheiten und Komplexität gefunden zu sein.

Ebenso wichtig wie die Effizienzbestimmung selbst ist die Überführung der Effizienzergebnisse in Produktivitätswachstumsanforderungen. In Großbritannien werden die ermittelten Ineffizienzen (Frontier-Ansatz) innerhalb einer Regulierungsperiode (8 Jahre) abgebaut, in Österreich über die Dauer von zwei Regulierungsperioden (10 Jahre). In Italien, Norwegen und Niederlande wurden die Effizienzwerte durch den Bezug auf den Branchendurchschnitt ermittelt und müssen innerhalb von zwei Regulierungsperioden (8 Jahre) in Italien bzw. von einer Regulierungsperiode in den Niederlanden und jährlich in Norwegen abgebaut werden. In den Niederlanden bedeutet dies den vollständigen Abbau der Ineffizienz in drei Jahren und in Norwegen 60 % der Ineffizienz in einem Jahr.

Das Fehlen eines individuellen Produktivitätsfaktors für den niederländischen FNB begründet sich mit der fehlenden Verfügbarkeit von Vergleichsunternehmen. Für den ÜNB (Niederlande) wird der Vergleich mit internationalen Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt. Bei den Plankostenansätzen in Großbritannien und den USA werden die individuellen Produktivitätsfaktoren während der Prüfung der jeweiligen Geschäftspläne separat für jeden Netzbetreiber festgelegt, wobei in den USA vor allem die Erfahrungen der Regulierungsbehörde maßgeblich sind.

Als Kritikpunkt an dem Effizienzvergleich in den Niederlanden wurde die unzureichende Berücksichtigung von steigenden Ersatzinvestitionen angebracht. In Norwegen ist diese Kritik insbesondere aufgrund der jährlichen Kostenüberprüfung weniger stark ausgeprägt.

4.2 Regulierungsinstrumente für Investitionsanreize

Neben den Anreizen zur Kosteneffizienz ist ein weiteres Ziel der Anreizregulierung, ein effizientes Investitionsverhalten zu induzieren. Grundsätzlich werden Netzbetreiber Investitionen dann tätigen, wenn ihre Kosten adäquat anerkannt und verzinst werden. Tabelle 22 fasst die Instrumente für Investitionsanreize in den einzelnen Ländern zusammen.

Wie in Tabelle 22 angegeben werden in den meisten Ländern standardisierte kalkulatorische Restbuchwerte anerkannt. Lediglich in Norwegen werden durchgängig bilanzielle Buchwerte berücksichtigt. In Österreich werden neben kalkulatorischen Kosten bei den VNB auch bilanzielle Kosten verwendet. Als Grund für die Verwendung kalkulatorischer Buchwerte wird vielfach argumentiert, dass durch die Verwendung der längeren kalkulatorischen Abschreibungsdauern die Kosten verursachungsgerechter auf die entsprechenden Nutzer verteilt werden würden.

Die Verzinsung erfolgt in den betrachteten Ländern durchweg mit einem durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (WACC). Dazu werden zum Zeitpunkt der regulatorischen Festlegung ähnlich wie in Deutschland Annahmen zur Höhe von Eigen- und Fremdkapital sowie deren Gewichtung getroffen.

Die meisten Ansätze unterstellen eine feste Kapitalstruktur mit 60 % Fremd- und 40 % Eigenkapital. In den USA wird mitunter ein Verhältnis von ca. 50:50 angenommen. In Italien wird die unternehmensspezifische Finanzierungsstruktur abgebildet. Die Festlegung einer Kapitalverzinsung auf Basis eines festen Fremdkapital-/Eigenkapitalverhältnisses (FK-EK-Verhältnis) führt dazu, dass sich die reale Eigenkapitalverzinsung bei abweichendem Verhältnis verändert. Die Vorgabe hat damit in der Regel eine steuernde Wirkung in Bezug auf das „richtige“ FK-/EK-Verhältnis. Wird dagegen kein festes FK-/EK-Verhältnis zugrunde gelegt sondern FK- und EK-Verzinsung einzeln bestimmt wie in Italien, so ist die reale EK-Verzinsung unabhängig vom EK-Anteil.

Der Fremdkapitalzinssatz wird in der Regel pauschal über Referenzzinssätze zumeist von Staatsanleihen festgelegt, während die Eigenkapitalverzinsung mit Hilfe des Capital Asset Pricing Modells (CAP-M) ermittelt wird. Aufgrund der aktuellen Finanzmarktsituation waren die Fremdkapitalzinssätze insbesondere in den Niederlanden und Österreich sehr niedrig. In Österreich wurde die Flexibilität des WACC-Ansatzes in Bezug auf die Verwendung von Anpassung einzelner Parameter genutzt und ein zusätzlicher Aufschlag auf den Fremdkapitalzins für VNB berücksichtigt. Damit wurde ein zu starkes Absinken des WACC verhindert, wie es in den Niederlanden der Fall war. Dies sorgte in den Niederlanden für zahlreiche Anmerkungen der Branche während der letzten Konsultation, die einhellig der Meinung waren, dass das ermittelte Zinsniveau nicht ausreichen würde, um Anreize für Investitionen zu geben. Der Eigenkapitalzinssatz wird gewöhnlich mit Hilfe von Gutachten extern und einheitlich festgelegt. Lediglich in Großbritannien wird die Eigenkapitalverzinsung unternehmensindividuell innerhalb definierter Grenzen bestimmt, wobei die Netzbetreiber ihre spezifischen Besonderheiten mit einbringen können. Die Eigenkapitalverzinsung wird dort durch die Regulierungsbehörde auch unter Berücksichtigung der unternehmensindividuellen Effizienz festgelegt.

Neben dem Zuschlag zur Kompensation für den aktuell sehr geringen Fremdkapitalzinssatz gibt es in Österreich für den FNB einen Aufschlag auf den Eigenkapitalzinssatz aufgrund des Risikos der Kapazitätsvermarktung. Individuelle Zuschläge bei der Berechnung einzelner Komponenten des WACC eignen sich, um bestimmte Risiken separat zu adressieren, die im Rahmen des allgemeinen WACC-Ansatzes nicht ausreichend berücksichtigt würden.

In Italien werden unterschiedliche Arten von Investitionen (z.B. Projekte zur Kapazitätserweiterung, Speicherprojekte oder auch den Einbau von Smart Metern) definiert, die als Erweiterungsinvestitionen angesehen werden können und für die es WACC-Zuschläge von bis zu 12 Jahren gibt.

Neben der Höhe der Verzinsung und der Berechnungsvorschriften für das Anlagevermögen ist die Anerkennung von unsteten Investitionsbedarfen relevant. Dies betrifft insbesondere die Investitionszyklen von Ersatzinvestitionen sowie die zusätzlichen Erweiterungsinvestitionen, die durch eine entsprechende Änderung der Versorgungsaufgabe induziert wird.

In Großbritannien und den USA werden die Kostenverläufe von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen prognostiziert. Dazu werden umfangreiche Effizienzprüfungen und Konsultationen durchgeführt. Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen werden grundsätzlich auf die gleiche Weise behandelt. In Italien werden Plankosten lediglich für Erweiterungsinvestitionen gehandhabt. Ersatzinvestitionen werden nicht explizit berücksichtigt. Dadurch können auch Investitionszyklen bei Ersatzinvestitionen nur mit einer großen Ungenauigkeit abgebildet werden. Dieser Ansatz erfordert auch eine Deklaration von Investitionen als Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen. Dies ist in der Praxis aufgrund von Umbau- und Umstrukturierungsmaßnahmen oft nicht eindeutig möglich.

In den Niederlanden wird ein pauschaler Investitionszuschlag für Erweiterungen gewährt, der sich aus der Investitionstätigkeit in der Vergangenheit ableitet. Dadurch sollen Investitionszyklen besser abgebildet werden.

		Großbritannien	Italien	Niederlande	Norwegen	Österreich	USA
Regulierung des Anlagevermögens	Kostenbasis	stand. kalk. Restbuchwerte	stand. kalk. Restbuchwerte	stand. kalk. Restbuchwerte	bilanzielle Buchwerte	stand. kalk. Restbuchwerte	stand. kalk. Restbuchwerte
	Zinssatz	WACC: - FK-Verzinsung: pauschal, jährliche Anpassung; - EK-Verzinsung: unternehmensindividuell; - frei wählbare Finanzstruktur	Unterschiedliche WACC für ÜNB, FNB und VNB; - frei wählbare Finanzstruktur	einheitlicher WACC für ÜNB, FNB und VNB: - pauschalierte EK- und FK-Zinssätze und pauschaliertes Verhältnis von EK:FK-Zinssatz (40:60); - frei wählbare Finanzstruktur	einheitlicher WACC für ÜNB, FNB und VNB: - pauschalierte EK- und FK-Zinssätze - frei wählbare Finanzstruktur	Unterschiedliche WACC für ÜNB, FNB und VNB: - einheitliche pauschalierte EK- und FK-Zinssätze und pauschaliertes Verhältnis von EK:FK-Zinssatz (40:60); - ind. Aufschläge für VNB (Risikozuschlag FK) und FNB (Kapazitätsrisiko)	individuelle WACC: - pauschaliertes Verhältnis EK:FK (ca. 50:50) (Unterschiede zwischen Bundesstaaten); - frei wählbare Finanzstruktur
Investitionen während der Reg.-Periode	Ersatzinvestitionen		Berücksichtigung von Investitionen über Höhe der Abschreibungen im Basisjahr	Berücksichtigung von Investitionen über Höhe der Abschreibung im Basisjahr		Investitionskostenfaktor: Totband; lt. allg. Produktivitätssteigerung	
	Erweiterungsinvestitionen	Prognostizierte Kosten plus "Re-Opener"; Erhöhung reg. AV (teilweise) und direkte Erlöserhöhung (teilweise); ex-ante Gutachten	Berücksichtigung während der Regulierungsperiode; Diverse WACC-Aufschläge mit unterschiedlichen Dauern	Investitionsbudget: Durchschnitt der tatsächlichen Istkosten für reguläre Erweiterungsinvestitionen der letzten 3 Jahre nicht reguläre Erweiterungsinvestitionen und Berücksichtigung der effizienten geprüften Kosten nach Inbetriebnahme	Berücksichtigung durch jährliche Kostenprüfung	Erweiterungsfaktoren und Kapital-/ Betriebskosten-aufschlag; Anerkennung von Plankosten des NEP bei FNB	Prognostizierte Kosten, ex-ante Gutachten
Zeitverzug		innerhalb Plankosten berücksichtigt	pauschaler WACC-Aufschlag (1%)	keine Kompensation	nicht relevant wegen jährlicher Kostenprüfung	Aufrollungsfaktor; Korrektur auf Istkostenwerte	innerhalb Plankosten berücksichtigt

Tabelle 22: Vergleichende Bewertung der regulatorischen Instrumente für Investitionsanreize.

In Österreich sind für Investitionen während der Regulierungsperiode Erweiterungsfaktoren eingebaut. Durch diese Faktoren werden sämtliche Investitionen entsprechend ihrer Höhe anerkannt. Eine Überprüfung findet erst nachträglich im Rahmen der allgemeinen Effizienzprüfung statt. Dabei wird angenommen, dass ineffiziente Investitionen von den Netzbetreibern unterlassen werden, da sie die Abschläge bei der nachfolgenden Effizienzprüfung antizipieren. Im Fall der österreichischen FNB werden zudem Plankosten für Maßnahmen im Rahmen des genehmigten Netzentwicklungsplans anerkannt. Sofern sich an der Versorgungsaufgabe etwas ändert, werden die zusätzlichen Betriebskosten gemäß eines Betriebskostenfaktors berücksichtigt. In Bezug auf die Investitionskosten gibt es allerdings keine Unterscheidung der Art der Investitionen.

Da in Österreich alle Investitionen gemäß der Istkosten kompensiert werden, fehlt ein Anreiz der Reduktion von Ersatzinvestitionen. Aus diesem Grund wurde in Österreich ein sogenanntes Totband eingeführt, das dafür sorgt, dass der Netzbetreiber auch dann die volle Höhe der Kapitalkosten erhält, selbst wenn aufgrund sinkender Ersatzinvestitionen die tatsächlichen Kapitalkosten innerhalb des Totbandes unter die zugestandenen Kapitalkosten sinken. Damit erhalten die Netzbetreiber einen Anreiz zu niedrigeren Ersatzinvestitionen innerhalb einer Regulierungsperiode. Konsequenz dieses Verhaltens ist aber eine gleichzeitige Absenkung des Anlagevermögens, die zu einer Absenkung zukünftiger Erlöse führt. Die Höhe des Totbandes richtet sich nach der Höhe des allgemeinen Produktivitätsfaktors.

Auch in Norwegen werden quasi Istkosten vergütet und keine Unterscheidung zwischen Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen gemacht. Durch diesen Ansatz werden sowohl Anreize der Absenkung von Ersatzinvestitionen gegeben wie auch Investitionszyklen angemessen abgebildet.

Da die Erlöse eines Netzbetreibers von den Kosten des Branchendurchschnitts abhängen, kann es sich für den Netzbetreiber individuell lohnen, seine Anlagen über die eigentliche Abschreibungsdauer zu nutzen – oder günstigere Ersatzinvestitionen zu tätigen – sofern die Qualität der Leistungserbringung nicht leidet. Die jährliche Neuberechnung der Erlösbergrenzen unter Berücksichtigung der Kostenentwicklung gestaltet eine – zumindest teilweise – Abbildung der individuellen Kostenentwicklung. Ersatzinvestitionszyklen der gesamten Branche werden vollständig abgebildet.

Die Kompensation des Zeitverzugs der Anerkennung von Investitionen erst nach Inbetriebnahme erfolgt in Italien über einen pauschalen Aufschlag auf den WACC (plus 1 % p.a.) und in Österreich durch nachträglich Anpassungen des Betriebs- und Kapitalkostenfaktors mit aktuellen Werten. Auch in Norwegen wird der Zeitverzug kompensiert. In Großbritannien und den USA entstehen durch die Planungsansätze keine Zeitverzüge. Lediglich in den Niederlanden wird der Zeitverzug nicht kompensiert.

4.3 Regulierungsinstrumente für die Qualitätsregulierung

Zur Kontrolle, dass die Kostensenkungen in Form von Effizienzsteigerungen oder Investitionseinsparungen der Netzbetreiber nicht zu Lasten der Versorgungsqualität gehen, muss auch die Qualität der Leistungserbringung reguliert werden. Die einzelnen Instrumente der Qualitätsregulierung in den Ländern sind in Tabelle 23 zusammengefasst.

Bei den Regulierungsinstrumenten, die der Überwachung der Qualität der Leistungserbringung der Netzbetreiber dienen, kann zwischen monetären und nicht-monetären Instrumenten unterschieden werden.

Bei den monetären Anreizsystemen werden eine oder mehrere Qualitätskenngrößen mit entsprechenden Ziel- oder Grenzwerten definiert. Grundsätzlich werden drei verschiedene Mechanismen genutzt, um monetäre Anreize zu geben.

Zum einen können Strafzahlungen an Netznutzer geleistet werden, wenn Kenngrößen bestimmte Grenzwerte überschreiten. Dieses Mittel wirkt ausschließlich pönalisierend und soll die Einhaltung von Mindeststandards sicherstellen. Oft werden lange Ausfalldauern so geahndet und führen zu direkten Kompensationszahlungen an Netznutzer. Dieses Mittel wird in Großbritannien, Norwegen und den Niederlanden angewandt.

Das am weitesten verbreitete monetäre Regulierungsinstrument zur Steuerung von Versorgungsqualität ist die Anpassung der Erlösobergrenze. Kenngrößen sind die nicht gelieferte Energie, SAIDI, SAIFI und andere Kenngrößen. Es wurden Zielgrößen festgelegt, deren Über- und Unterschreitung zu einer Absenkung oder Erhöhung der Erlösobergrenzen führt. Dieses Instrument soll nicht nur die Überschreitung eines Zielwertes bestrafen, sondern auch Anreize zur Verbesserung der Qualität liefern. Dieses Instrument wird in Italien, den Niederlanden und auch mittelbar über eine Anpassung des WACC in Großbritannien eingesetzt.

Eine dritte Möglichkeit zur monetären Bewertung von Qualitätskenngrößen ist die Berücksichtigung im Effizienzbenchmarking. In Norwegen fließen die Kosten der nicht gelieferten Energie gemeinsam mit den übrigen Kosten in die Effizienzermittlung ein und bestimmen so mittelbar die Höhe der zukünftigen Erlöse.

In Ergänzung zu den monetären Anreizen werden teilweise nicht-monetäre Anreize in Form einer Verpflichtung der Netzbetreiber zur Erstellung von Qualitätsberichten sowie ggf. deren Veröffentlichung gesetzt. Damit kann zusätzlich das Bewusstsein für bestimmte auch nicht messbare Qualitätsaspekte gesteigert werden.

Die Pflicht zur Erstellung von expliziten Qualitätsberichten besteht in Großbritannien, den Niederlanden und Österreich. In Großbritannien erfolgt dies im Rahmen der Übermittlung der Geschäftsberichte, während in den Niederlanden und Österreich separate Berichte neben den Kostenanträgen übermittelt werden. In den Niederlanden dient der Bericht zur Dokumentation des verwendeten Risiko-Managements, der Analyse der historischen und zukünftigen Entwicklung von Qualitätskenngrößen, der Identifikation wesentlicher mit dem Betrieb des Netzes verbundener Risiken sowie der Beschreibung der wesentlichen Maßnahmen, die zur Beherrschung dieser Risiken vorgenommen werden. In Österreich beschränkt sich der Bericht auf die Mitteilung zur Einhaltung der Qualitätsstandards. In den USA wird die Qualität indirekt damit festgelegt, dass mit der Erlösobergrenze die Erbringung einer bestimmten Leistung definiert wird. In Großbritannien dagegen dient der Bericht nicht nur der Dokumentation, sondern bildet darüber hinaus auch die Basis für die Bestimmung der zukünftigen Erlösobergrenze. Er wird von der Regulierungsbehörde deshalb auch inhaltlich bewertet. Die Anreize können darüber hinaus weiter gesteigert werden, indem die Performance der Netzbetreiber veröffentlicht wird. Durch die öffentliche Wahrnehmung könnte damit zusätzliche Motivation für die Netzbetreiber entstehen, in den Benchmarks als besonders qualitativ angesehen zu werden. Wenngleich aufgrund der Gebietsmonopole der Netzbetreiber die Höhe dieses Effektes nicht eindeutig ist, werden in allen betrachteten Ländern die Qualitätskennzahlen der Netzbetreiber veröffentlicht und den Marktteilnehmer zugänglich gemacht.

		Großbritannien	Italien	Niederlande	Norwegen	Österreich	USA
Kennzahlen	Korrekturgrößen	WACC	VoLL	EOG	CENS	-	EOG
	Kennzahlen	SAIDI SAIFI	SAIDI	SAIDI	(SAIDI)	-	u.a. SAIDI/SAIFI plus weitere technische Parameter
Monetäre Anreize	Anpassung der Erlösobergrenze	± 1,5-2% auf WACC, Abweichung zu Zielwerten (SAIDI, SAIFI); Bonus- und Maluszahlungen für Vielzahl an Qualitätszielwerten	Abweichung der Senkungsziele von nicht gelieferter Energie werden mit VoLL bepreist	Abweichungen zu Zielen führen zur Erlösanpassung (± 5% der EOG) unter Berücksichtigung von Verbraucher- bewertungen	CENS und direkte Ausgleichszahlung bei langen Unterbrechungen	nein	Grundsätzlich zweiseitige Anreizsystematik, aber vorwiegend Pönalisierung bei Nicht-Einhaltung von technischen Vorgaben
	Effizienz- Benchmarking	nein	nein	nein	Berücksichtigung von CENS im Benchmarking	nein	n/a
Nicht- monetäre Anreize	Qualitäts- berichte	Teil detaillierter Businesspläne	nein	Verpflichtende Qualitäts- und Kapazitätspläne	nein	Bericht zur Einhaltung von Q-Standards	nein (aber Qualität in der Leistungs- beschreibung im Kostenantrag)
	Veröffentlichung	ja	nein	ja	ja	ja	ja

Tabelle 23: Vergleichende Bewertung der regulatorischen Instrumente zur Qualitätsregulierung .

Die Effektivität der einzelnen Instrumente kann nicht einzeln bearbeitet werden. In jedem Land wird eine Vielzahl unterschiedlicher Instrumente angewandt. Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass in keinem Land ein deutlicher Abbau der Qualität erkennbar ist. Ebenfalls zeigt sich, dass vor allem in Großbritannien und den Niederlanden die Netzbetreiber heute Risiko-Management-Systeme betreiben und ihre technischen Anlagerisiken professionell bewerten und bewirtschaften.

4.4 Regulierungsinstrumente für die Innovationsregulierung

Aufgrund der anstehenden Veränderungen der Energiesysteme spielen Innovationen auch bei Netzbetreibern zunehmend eine stärkere Rolle. Insbesondere gilt es, neue Technologien zu integrieren und die Steuerung der Netze bei wachsendem Anteil fluktuierender Erzeugungskapazitäten zu verbessern. Der Ländervergleich zeigt keinen einheitlichen Umgang mit Innovationen in den einzelnen Regulierungsregimen. In der Regel ist Innovation mit anderen regulatorischen Instrumenten, insbesondere mit Instrumenten zur Effizienzregulierung oder auch Qualitätsregulierung, verzahnt. So besteht der Anreiz für einen Netzbetreiber zur Investition in innovative Produkte vor allem dann, wenn er seine Produktivität und damit Effizienz steigern oder aber seine Qualität erhöhen kann.

Heute finden sich explizite Instrumente in Bezug auf Innovation lediglich in Großbritannien, Italien und Norwegen. Diese sind in Tabelle 24 dargestellt. Im britischen System kann der Netzbetreiber einen Aufschlag auf seinen WACC beantragen/erhalten, wenn er eine geeignete Innovationsstrategie in seinem Geschäftsplan vorlegt. Daneben werden Fördermittel im Rahmen von Innovationswettbewerben ausgeschrieben. Insgesamt gibt es zwei Fördermechanismen, um einerseits Technologien zu unterstützen, die noch keine Marktreife erreicht haben und andererseits die Einführung reifer Technologien zu fördern.

Bei Alternative 1 erhalten Netzbetreiber wie in Italien einen WACC-Zuschlag für konkrete genehmigte Innovationsprojekte, wie z.B. Smart Grid und Speicherprojekte (elektrochemische Speichertechnologien). In Italien werden alle Projekte als Smart Grid bezeichnet, die sich auf Smart Metering, Elektromobilität und die Automatisierung der Verteilungsnetze beziehen. Damit sollen gezielt Maßnahmen in diesen beiden Bereichen gefördert werden. Dies bedingt sehr starke regulatorische Eingriffe bzw. ein hohes Maß an Weitblick der Regulierungsbehörde. Zwar können so ex-ante spezielle Technologien gefördert werden. Allerdings können auch Entwicklungen vorgezeichnet und Technologien unterstützt werden, ohne dass deren Wirksamkeit bereits nachgewiesen werden konnte. Alternativ hierzu können norwegische Netzbetreiber Forschungs- & Entwicklungskosten (F&E) bis zu einer Höhe von 0,3 % ihres Anlagevermögens als „pass-through“ Kosten anerkannt bekommen. Voraussetzung auch hier ist die Anerkennung der angestrebten Projekte durch eine unabhängige Institution als förderwürdige Innovationsprojekte. Wichtig bei unspezifischer Förderung von F&E im Allgemeinen ist, dass die Kosten eindeutig von sonstigen Netzkosten getrennt und unterschieden werden sollten, um keine Vermischung mit sonstigen Maßnahmen zu fördern.

	Großbritannien	Italien	Niederlande	Norwegen ÜNB VNB	Österreich	USA
Pass-through-Kosten	keine Anerkennung	keine pauschale Anerkennung		max 0,3% des Anlagevermögens als F&E-Kosten, keine Berücksichtigung im Benchmarking		
Höhere Kapitalrendite	± 0,5 - 1,0% WACC-Zuschlag, abhängig von Innovationsstrategie	WACC-Zuschlag für genehmigte Innovationsprojekte	keine separate Anerkennung	keine pauschale Anerkennung	keine separate Anerkennung	keine separate Anerkennung
Spezielle Finanzierung außerhalb der Anreizregulierung	"Network Innovation Competition" und "Innovation Roll-Out Mechanism"	keine separate Anerkennung		Netzbetreiber mit viel Smart Meter		
Kostenanerkennung über mehrere Regulierungsperioden	keine Anerkennung			keine separate Anerkennung		

Tabelle 24: Übersicht über Instrumente zur Stimulation von Innovationen in den untersuchten Ländern.

4.5 Einfachheit der Regulierung und Transparenz

Neben der Effektivität der Regulierungsregime in Bezug auf die einzelnen Regulierungsziele sollte ein Regulierungsansatz insgesamt auch einfach und transparent sein. Die Einfachheit eines Regulierungsansatzes bemisst sich über den Aufwand, den die Umsetzung der einzelnen Regulierungsinstrumente verursacht, sowohl bei den regulierten Unternehmen als auch den Regulierungsbehörden. Transparenz führt dazu, dass Entscheidungen nachvollziehbar sind und die Akzeptanz des Regulierungsansatzes gefördert wird. Transparenz bedeutet aber auch den Abbau von Informationsasymmetrien zwischen Unternehmen und Regulierungsbehörde, z.B. durch den freiwilligen Austausch von Informationen.

Am Beispiel von Schweden kann man sehen, dass ein Mangel an Einfachheit und Transparenz ein Regulierungssystem zum Scheitern bringen kann. Bevor der gesamte Regulierungsansatz 2012 auf Basis eines vereinfachten RPI-X-Ansatzes quasi neu aufgesetzt werden musste, wurde ein Yardstick-Ansatz verfolgt. Dieser war allerdings derart komplex und aufwendig, dass die ermittelten Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber nicht nachvollziehbar und mit hohem Aufwand verbunden waren. Infolgedessen wurden zahlreiche Klagen eingereicht, die zu teilweise langen Gerichtsprozessen mitunter ohne Einigung führten. Schließlich scheiterte dieser Ansatz, weil keine verlässlichen und stabilen Tarifobergrenzen berechnet werden konnten.

Die Einfachheit eines Regulierungsansatzes lässt sich insbesondere an der Differenzierung der einzelnen Regulierungsinstrumente sowie dem Grad der Automatisierung und der Prüfungshäufigkeit festmachen. Die Häufigkeit der regulatorischen Prüfung leitet sich u.a. unmittelbar aus der Länge der Regulierungsperiode ab. Darüber hinaus beeinflusst die Zahl der regulatorischen Besonderheiten den Aufwand des Regulierungsregimes.

Die Einfachheit eines Regulierungsansatzes lässt sich nicht direkt an der Größe der Regulierungsbehörde bzw. der bei den Unternehmen mit der Regulierung Beschäftigten ablesen. Auch die ausschließlich für die Regulierung anzuschaffende IT zur Datenaufbereitung und -bereitstellung müsste berücksichtigt werden. Ein entsprechender sachgerechter Vergleich geht über diese Studie hinaus.

Es ist allerdings möglich, die Aufwände grundsätzlich und konzeptionell zu vergleichen. Dabei spielen der Regulierungsprozess selbst und die Häufigkeit der regulatorischen Überprüfung eine Rolle.

Grundsätzlich können die Systeme mit und ohne Plankosten unterschieden werden. In Großbritannien werden Plankosten verwendet, die einer intensiven ex-ante Effizienzprüfung unterzogen werden. Dabei wird die Effizienz nicht nur „Stichtags“-bezogen geprüft, sondern umfasst die gesamte zukünftige Periode. Entsprechend sorgfältige Effizienzprüfungen sind erforderlich um zu vermeiden, dass die prognostizierten Kosten unverhältnismäßig hoch ausfallen. In Großbritannien kann der sehr hohe Aufwand dadurch illustriert werden, dass für jedes regulierte Unternehmen die individuellen Kostenentwicklungen unter Berücksichtigung der individuellen Businesspläne bestimmt werden. Um das Risiko der Informationssymmetrie zu reduzieren, können Netzbetreiber aus einer Vielzahl von Regulierungsinstrumenten und -parametern die für sie vorteilhaften auswählen. Die Regulierungsbehörde muss die Wahl prüfen. Dazu werden unterschiedliche Vergleichsverfahren zur Gesamteffizienz, aber auch zur Effizienz von Einzelmaßnahmen durchgeführt. Es wurden Gutachten erstellt und öffentliche Konsultationen durchgeführt. Der Aufwand, der zur Festlegung der Erlösobergrenze von Verteilunternehmen

geführt wird, ist ähnlich dem Aufwand zur Festlegung der Erlösobergrenze von Übertragungsnetzbetreibern. Dieser Aufwand fällt allerdings nur einmal alle acht Jahre - und einmal in abgeschwächter Form auch alle vier Jahre - an.

In den USA und Italien werden ebenfalls Plankosten angewendet, allerdings wird eine deutlich weniger intensive Effizienzprüfung durchgeführt. Insbesondere die Entwicklung von Ersatzinvestitionen entfällt (Italien) oder wird nur vereinfacht geprüft (USA). In den USA gilt ferner, dass sämtliche Informationen, die von den Unternehmen eingereicht werden, öffentlich konsultiert werden müssen, da die Entscheidungen der Regulierungsbehörde nur auf öffentlich zugänglichen Daten beruhen dürfen (ex-parte). Mithilfe der Konsultation kann zwar die Informationsbreite verbessert werden, wenngleich der Aufwand insgesamt nicht vernachlässigt werden sollte, wenn sämtliche Unterlagen konsultiert und die Kommentare auch geprüft werden müssten. Letztendlich können der hohe Informationsaustausch zwischen den Marktteilnehmern und der Regulierungsbehörde sowie die Vernetzung der einzelnen Regulierungsbehörden untereinander helfen, die relevanten Informationen zu identifizieren.

Die Regulierungsansätze in Norwegen, Italien (Betriebskosten) und den Niederlanden berücksichtigen, zumindest in Bezug auf die Regulierung der Verteilnetze, deutlich weniger spezifische Besonderheiten, die sich von Regulierungsperiode zu Regulierungsperiode verändern. In Norwegen ist ein im Vergleich zu den beiden anderen Ländern komplexeres Verfahren zur Bestimmung der Effizienz implementiert, das unternehmensindividuelle Besonderheiten vollständig abbilden soll. Es ist damit vergleichbar mit dem Ansatz in Österreich, besitzt allerdings die zusätzliche Komplexität der Überführung der Frontier-Ergebnisse in Ergebnisse bezogen auf den Branchendurchschnitt. Die methodische Komplexität ist zwar nicht maßgeblich für den regulatorischen Aufwand in jährlich wiederkehrenden Regulierungsprozessen, aber dennoch maßgeblich für die „Einfachheit“ und „Transparenz“ des Berechnungsverfahrens und damit für die Akzeptanz bei den regulierten Unternehmen. In Norwegen besteht zwar kein direktes Risiko, das augenblickliche Verfahren aufgrund der hohen Komplexität zu ersetzen, es besteht aber fortwährend ein Bedarf zur Anpassung. Der regulatorische Aufwand wird auch dadurch begrenzt, dass bilanzielle Kostenwerte verwendet werden.

Wesentlich einfacher – sowohl methodisch als auch im Hinblick auf den regulatorischen Aufwand – ist die Anwendung des Tarifkorbs. Dieser wird in den Niederlanden und Italien angewendet. Bei der Anwendung des Tarifkorbes werden die einzelnen Tarifträger als Kosten bestimmende, exogene Einflussfaktoren zugrunde gelegt. Die Gewichtung der einzelnen Kostenträger wird über Branchendurchschnitte ermittelt. In diesem Verfahren besteht der Verdacht, dass unternehmensindividuellen Besonderheiten nicht ausreichend Rechnung getragen wird. In Italien scheint aufgrund der Beschreibung der Anwendung dieses Ansatzes auf die Betriebskosten keine große Kritik am Tarifkorb zu bestehen. In den Niederlanden wurde zu Beginn große Kritik geäußert. Dies führte dazu, dass die Regulierungsbehörde in einem Konsultationsprozess alternative Einflussparameter, wie z.B. Nähe zum Meer, Anzahl der Überquerungen von Wasserstraßen, etc., identifiziert und anschließend intensiver analysiert hat. Dabei kam die Regulierungsbehörde zum Schluss, dass keines der genannten Einflussparameter ausreichend verantwortlich für Kostenunterschiede zwischen den Unternehmen ist. Bis heute wird der Tarifkorb von der Branche weitgehend akzeptiert. Lediglich die unzureichende Berücksichtigung von Investitionswellen wird beklagt und kann zu einer Anpassung des heutigen Regulierungsansatzes führen. Bezüglich „Einfachheit“ und „Transparenz“ sticht damit der Regulierungsansatz in den Niederlanden unter den anderen analysierten Systemen hervor.

In Bezug auf Transparenz zeigt der Vergleich der Länder, dass Informationen sehr unterschiedlich veröffentlicht werden. In Großbritannien und den USA gehört die Veröffentlichung unzweifelhaft zum Regulierungsansatz dazu, da zwar die Regulierungsbehörde die Entscheidungen trifft, alle Marktteilnehmer aber eingeladen sind, sich an diesem Prozess zu beteiligen. Zudem müssen die Unternehmen ihrerseits argumentieren, wieso bestimmte Plankosten in entsprechender Höhe anerkannt werden sollten.

In den übrigen Ländern bezieht sich der Informationsaustausch und die Veröffentlichung mehr auf einzelne Informationstypen. So wird in den Niederlanden ebenfalls eine Reihe von Kennzahlen der Netzbetreiber, die bei der Kostenprüfung und beim Effizienzvergleich relevant sind, veröffentlicht, wie z.B. die Ergebnisse des Yardsticks sowie die Strukturdaten und einzelne Kostenarten der Netzbetreiber. Damit lassen sich die Verfahren durch Dritte überprüfen und die Akzeptanz steigern. Die Erfahrung in den Niederlanden zeigt jedoch, dass eine umfangreiche Transparenz von den Marktteilnehmern bislang nur begrenzt für systematische Analysen genutzt wird. Die umfangreiche Transparenz wird von den Stakeholdern bislang nur vereinzelt genutzt, um Anmerkungen zum Regulierungssystem oder einzelnen Instrumenten zu geben.

In Österreich werden demgegenüber nur sehr begrenzt Daten der Netzbetreiber veröffentlicht, da diese als Unternehmensgeheimnisse angesehen werden. Die Einzeldaten sind im Wesentlichen der Regulierungsbehörde vollständig zugänglich, um die Kostenprüfung sowie Effizienzvergleiche durchzuführen. Zusätzlich stehen die Daten auch den Mitgliedern des Regulierungsbeirates (u.a. der Wirtschaftskammer, der Landwirtschaftskammer, der Bundesarbeitskammer und dem Österreichischen Gewerkschaftsbund sowie der Industriellenvereinigung und dem Verein für Konsumenteninformation) zur Überprüfung der Methodik des Effizienzvergleichs zur Verfügung. Anschließend werden die Effizienzwerte anonymisiert veröffentlicht.

Inwieweit ein erhöhtes Maß an Transparenz bei der Anreizregulierung positive oder negative Effekte auf die Netzbetreiber hat, kann anhand des vorliegenden Vergleichs nicht beurteilt werden. Grundsätzlich kann eine erhöhte Transparenz dazu dienen, die Akzeptanz und ggf. auch das Regulierungsparameter zu fördern, wodurch evtl. neue Impulse für die Entwicklung geeigneter Regulierungsinstrumente entstehen können.

5 Anwendbarkeit relevanter Regulierungsinstrumente im deutschen Regulierungsrahmen

Nachdem in Kapitel 4 die Regulierungsinstrumente im internationalen Vergleich diskutiert wurden, werden im Folgenden die identifizierten Regulierungsinstrumente an dem deutschen Regulierungssystem gespiegelt.

Da eine Evaluierung der deutschen Anreizregulierung nicht Bestandteil dieser Studie ist, wird an dieser Stelle auch keine Empfehlung abgegeben, ob einige der internationalen Regulierungsinstrumente in den deutschen Regulierungsrahmen überführt werden sollten. Vielmehr findet eine Beschreibung statt, welche ergänzenden Instrumente existieren und welche maßgeblichen Bedingungen diese internationalen Instrumente voraussetzen bzw. erfordern.

Tabelle 25 zeigt die relevanten Instrumente der aktuell gültigen Anreizregulierungsverordnung in Deutschland (ARegV, letzte Änderung 14.8.2013) für den Vergleich mit den internationalen Regulierungsinstrumenten.

Die im Zusammenhang mit der Einführung der deutschen Anreizregulierung formulierten Regulierungsziele ähneln im Wesentlichen denen der betrachteten Länder. Die maßgeblichen Ziele der Anreizregulierung sind:

- Erhaltung der Versorgungssicherheit,
- Steigerung der Effizienz, Senkung der Kosten und Weitergabe an die Netznutzer,
- Sicherung von Investitionen und Investitionstätigkeit der Unternehmen,
- Ermöglichung von Innovationen und
- Gewährleistung stabiler Rahmenbedingungen.

Diese Regulierungsziele werden in Deutschland von der Bundesnetzagentur sowie Landesregulierungsbehörden verfolgt, die im Strombereich insgesamt 4 Übertragungsnetzbetreiber und 888 Verteilnetzbetreiber sowie im Gasbereich 17 Fernleitungsnetzbetreiber und 728 Verteilnetzbetreiber überwachen.

Allgemeiner Regulierungsansatz		Regulierungsinstrumente für Effizienzreize		Regulierungsinstrumente für Investitionsreize		Regulierungsinstrumente für Qualitätsregulierung		Explizite Regulierungsinstrumente für Innovationsregulierung	
Dauer der Reg.-Periode (§ 3 ARegV)		Kosten zur Effizienzermittlung		Regulierung des Anlagevermögens		Kennzahlen		keine pauschale Anerkennung, außer über § 25a ARegV für behördlich genehmigten F&E-Projekte möglich. Zusätzlich indirekte Innovationsförderung als Teil der Kosten für genehmigte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV	
5 Jahre		Kostenarten	Gesamtkosten abzgl. dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten	Kostenbasis	kalkulatorische Restbuchwerte / kalkulatorische Abschreibungen	Korrekturgrößen	EOG		
Kostenbasis		Kostenbasis	Aufwandsgleiche Kosten, standardisierte und nicht standardisierte kalkulatorische Kapitalkosten (mit und ohne Bereinigung des Alterungseffektes); mit Annuitätenverfahren	Zinssatz	EK- und FK-Verzinsung getrennt zzgl. Risikozuschlag für EK > 40%	Kennzahlen	SAIDI		
Aufwandsgleiche bilanzielle Kosten und kalkulatorische Kapitalkosten (Basisjahr t-2)				EK : FK	- bis max 40% EK-Anteil: tatsächliche Finanzierungsstruktur; - EK-Anteil über 40% nur mit FK-Zinssatz zzgl. Risikozuschlag				
Festlegung der Obergrenze		Methode der Effizienzermittlung		Investitionen während der Reg.-Periode		Monetäre Anreize			
Art der Obergrenze	Erlösbegrenzungsregulierung (§ 4 ARegV)	Methode (Anhang 3 ARegV)	DEA und SFA Ausnahme: Vereinfachtes Verfahren	Ersatzinvestitionen	Berücksichtigung von Investitionen in Höhe der Abschreibung im Basisjahr; keine darüber hinausgehende Berücksichtigung	Anpassung der Erlösobergrenze	Bonus- und Maluszahlungen		
Anpassung der Kosten	hist. Kosten plus Inflationsausgleich, dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten; Erweiterungsfaktor, genereller Produktivitätsfortschritt; Investitionsmaßnahme, Salden des Regulierungskontos > 5%, Härtefall	Referenz (§ 12 ARegV)	Frontier-Unternehmen; "best of four"	Erweiterungsinvestitionen	§ 23 ARegV Investitionsmaßnahmen; § 10 Erweiterungsfaktor	Effizienz-Benchmarking	nein		
Produktivitätsanforderungen	generell (§ 9 ARegV)	Effizienzsteigerungen während der Regulierungsperiode		Zeitverzug		Nicht-monetäre Anreize			
	individuell (§ 16 ARegV)	Dauer für Abbau der Ineffizienz	nächste Reg.-Periode (d.h. 20% p.a.)	relevant bei Erweiterungsfaktor		Qualitätsberichte	nein		
Kostenabgleich zu Beginn/am Ende der Reg.-Periode						Veröffentlichung	ja		
vollständig und unmittelbar									

Tabelle 25: Auszug wesentlicher Instrumente der deutschen Anreizregulierung.

5.1 Regulierungsinstrumente für Effizianzanreize in Deutschland

Kern der Anreizregulierung ist die Stimulierung von Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen der Netzbetreiber. Dies kann dadurch erzielt werden, dass die Netzbetreiber hohe Anreize haben, ihre Produktivität freiwillig zu steigern („Zuckerbrot“) oder verpflichtet werden, ein Mindestmaß an Produktivitätssteigerung zu erzielen („Peitsche“), um ihre Rendite zu erzielen. Effizienz im Regulierungssystem bedeutet auch, dass die Netzbetreiber ihr Verhältnis zwischen Betriebs- und Kapitalkosten optimal wählen.

Aus dem Ländervergleich konnten für Effizianzanreize die in Abbildung 24 dargestellten Regulierungsinstrumente beobachtet werden.

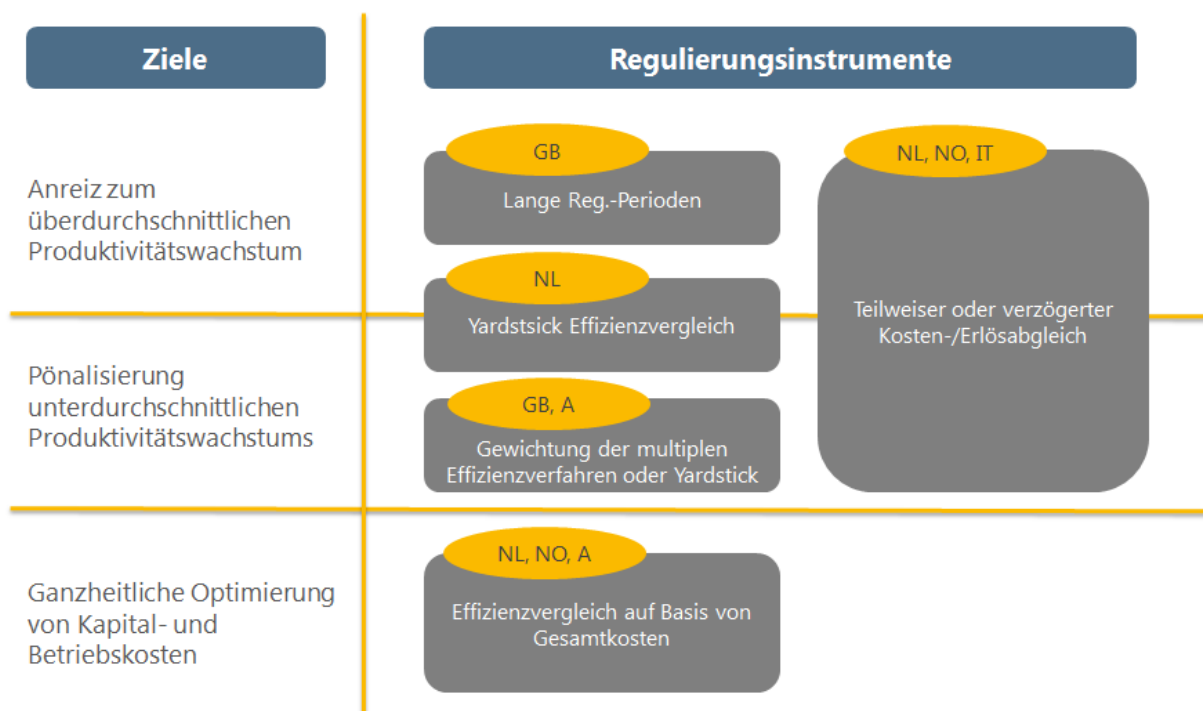


Abbildung 24: Relevante Regulierungsinstrumente für hohe Effizianzanreize.

5.1.1 Lange Regulierungsperiode

In Deutschland dauert eine Regulierungsperiode 5 Jahre. Im Vergleich zu den untersuchten Ländern werden die Kosten somit relativ lange von den Erlösen entkoppelt. Insofern bestehen bereits vergleichsweise hohe Effizianzanreize. Sollten diese weiter gesteigert werden, könnte die Regulierungsperiode analog zu Großbritannien weiter verlängert werden. Neben der Steigerung der Effizianzanreize werden die Investitionsanreize der Netzbetreiber gemindert, da die Erlöse bei höheren Investitionen als durch die Abschreibungen in der Erlösobergrenze berücksichtigt nicht entsprechend angepasst werden.

Eine Berücksichtigung von höheren Ersatzinvestitionen könnte erreicht werden, indem ebenfalls (wie in Großbritannien) die Kostenprüfung auf Plankosten umgestellt oder (wie in Österreich) während der Regulierungsperiode Istkosten anerkannt werden würden.

Die Umstellung auf Plankosten würde einen grundlegenden Wandel der bisherigen Regulierungspraxis bedeuten. Bislang werden in Deutschland historische Kosten des Basisjahres (t-2) bei der Kostenprüfung berücksichtigt. Damit würde der regulatorische Aufwand sowohl bei der

Regulierungsbehörde als auch den regulierten Unternehmen voraussichtlich erheblich zunehmen. Nicht nur, dass die Erstellung belastbarer Plankosten aufwendiger wäre als die Berücksichtigung von historischen Kosten. Zudem wäre es sinnvoll, ex-post eine Überprüfung der bei der Planung zugrunde gelegten Annahmen vorzunehmen. Dabei kann es zu Korrekturen der Erlösobergrenze kommen, wenn durch exogene Veränderungen Investitionen nicht umgesetzt worden sind. Aufgrund der Vielzahl an Netzbetreibern wäre der Aufwand in Deutschland voraussichtlich deutlich höher als in Großbritannien. Eine Berücksichtigung von Plankosten findet auch in Deutschland bei den Investitionsmaßnahmen (§ 23 ARegV) statt. Dies ist allerdings auf Erweiterungs – und Umstrukturierungsinvestitionen auf der 110 kV-Ebene sowie auf ÜNB und FNB begrenzt, die während der Regulierungsperiode anfallen.⁵⁵ Ferner würde hierdurch nicht das Problem gelöst, dass während der Regulierungsperiode die Kosten ggf. höher als geplant ausfallen. Aus diesem Grund wäre die Einführung einer Möglichkeit zur Anpassung zwischen zwei Kosten-/Erlösabgleichen ebenfalls wie in Großbritannien sinnvoll.

Durch die Anerkennung von Istkosten würden die Kostenverläufe grundsätzlich genauer nachgefahren. Allerdings wäre hierbei zu beachten, dass zum einen die Effizienz der Investitionen überprüft werden sollte, um Überinvestitionen zu vermeiden. Zum anderen würde hierdurch der Effizienzreiz der Entkopplung der Kosten- von der Erlösentwicklung während der Regulierungsperiode für Kapitalkosten aufgehoben. Vor Einführung eines Istkostenansatzes wären die Wechselwirkungen auch mit dem Effizienzvergleich im Allgemeinen zu untersuchen.

5.1.2 Verzögerter oder teilweiser Kosten-/Erlösabgleich

In Deutschland wird kontinuierlich zwischen zwei Regulierungsperioden ein vollständiger Kosten-/Erlösabgleich durchgeführt. Auf Basis des ermittelten Kostenniveaus wird die Erlösobergrenze zu Beginn der neuen Regulierungsperiode unverzüglich angepasst. Hierdurch werden Effizienzsteigerungen mit einer über den Rest der Regulierungsperiode hinausgehende Amortisationszeit von den Netzbetreibern ggf. nicht unternommen, da die Netzbetreiber die Kosteneinsparungen noch nicht haben realisieren können, um die Investition rentabel erscheinen zu lassen. Insofern könnte durch diesen vollständigen und unmittelbaren Kosten-/Erlösabgleich Effizienz steigernde Investitionen unterlassen werden.

Diesem Effizienz mindernden Anreiz kann mit einem teilweisen oder verzögerten Kosten-/Erlösabgleich begegnet werden. Ein teilweiser Abgleich findet zum Beispiel in den Niederlanden bei der Fortschreibung der Erlösobergrenze auf Basis der regulierten Erlöse der vorherigen Regulierungsperiode statt. Aber auch die Ermittlung der Erlösobergrenze über den Branchendurchschnitt stellt einen teilweisen Abgleich dar. Wie die Erfahrungen der Niederlande gezeigt haben, müsste bei Einführung einer Fortschreibung darauf geachtet werden, dass die Anfangskosten bereits ein hinreichendes Effizienzniveau erreicht haben, damit die Erlösobergrenzen nicht zu hoch verlaufen. Alternativ könnte die Möglichkeit eingeführt werden, dass die Regulierungsbehörde doch einen vollständigen Kosten-/Erlösabgleich durchführt. Dies ginge allerdings zu Lasten der Vorhersagbarkeit, wenn die Höhe der Gewinne, ab welcher ein solcher Abgleich stattfindet, nicht klar wäre. Sollte dieser Wert jedoch bekannt sein, würden die Netzbetreiber ggf. versuchen, ihre Gewinne nicht darüber hinaus ansteigen zu lassen. Die Einführung einer Yardstick-Regulierung würde voraussetzen, dass die Netzbetreiber strukturell vergleichbar sind und die Tarifstruktur alle Herausforderungen der Netzbetreiber (z.B. Einfluss der

⁵⁵ Siehe zu Erweiterungsinvestitionen ausführlicher Abschnitt in Kapitel 5.2.3.

Erneuerbaren Energien) ausreichend widerspiegeln. Ggf. wäre es notwendig, mehrere Vergleichsgruppen zu unterscheiden.

Bei der Fortschreibung der Erlösobergrenzen wäre zu beachten, dass dies unter Umständen die Investitionstätigkeit bei steigendem Investitionsbedarf hemmen könnte. Aus diesem Grund müsste ggf. gleichzeitig über die Berücksichtigung von Ist- oder Plankosten bei der Erlösermittlung nachgedacht werden.⁵⁶ Zudem wäre zu prüfen, ob die Verwendung von Ist- oder Plankosten mit dem Yardstick-Verfahren vereinbar ist.

Ein verzögerter Kosten-/Erlösabgleich, wie er zum Beispiel in Österreich bis zur letzten Regulierungsperiode angewendet wurde, würde wie eine Verlängerung der Regulierungsperiode wirken. Allerdings könnte die Überlappung einzelner Regulierungsperioden unter Umständen die Akzeptanz und Nachvollziehbarkeit der ermittelten Erlösobergrenzen mindern.

5.1.3 Gewichtung multipler Effizienzverfahren oder Yardstick-Vergleich

Im deutschen Regulierungsansatz werden vier verschiedene Effizienzvergleiche auf Basis von Frontier-Verfahren (DEA und SFA) durchgeführt (§ 12 (1) ARegV in Verbindung mit Anlage 3 ARegV). Aus den ermittelten Werten wird der jeweils höchste Effizienzwert für die Netzbetreiber ausgewählt. Dies steigert einerseits die Akzeptanz für die Effizienzergebnisse auf Seiten der Netzbetreiber. Andererseits birgt dieses Vorgehen das Risiko der Überschätzung der Effizienz der Netzbetreiber und somit geminderter Effizianzanreize für die Netzbetreiber.

Durch die Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs ließen sich die Effizianzanreize steigern. Dazu könnten die aus unterschiedlichen Effizienzverfahren ermittelten Effizienzwerte mit festen Gewichtungsfaktoren gemittelt oder der Effizienzvergleich auf einen Yardstick umgestellt werden. Durch die Gewichtung, wie zum Beispiel im österreichischen Regulierungsansatz, würde der Effizienzdruck durch durchschnittlich niedrigere Effizienzwerte erhöht werden. Dazu müssten lediglich die Gewichtungsfaktoren bestimmt werden. Allerdings wäre mit einer Abnahme der Akzeptanz der Netzbetreiber zu rechnen.

Die Umstellung auf einen Yardstick-Effizienzvergleich würde eine grundlegendere Veränderung darstellen. Zum einen müsste, wie bereits beschrieben, die Vergleichbarkeit der Netzbetreiber berücksichtigt werden. Gleichzeitig könnte sich, wie der internationale Vergleich zeigt, die Zahl der zu rechnenden Effizienzvergleiche auf ‚eins‘ reduzieren. Allerdings wären auch weiterhin mehrere Effizienzberechnungen mit unterschiedlichen Referenzgrößen möglich, aus denen der finale Referenzwert abgeleitet werden könnte. Durch einen Yardstick würde zudem eine Umverteilung von unter- zu überdurchschnittlichen Netzbetreibern stattfinden, da über(unter-)durchschnittlich effiziente Netzbetreiber Kosten ober(unter-)halb ihrer tatsächlichen individuellen Kosten anerkannt bekommen. Die Netzkunden würden hingegen nur an einer allgemeinen Effizienzsteigerung partizipieren.

5.1.4 Bestimmung der Effizienz auf Basis von Gesamtkosten

Analog zu den meisten untersuchten Regulierungsansätzen erfolgt der Effizienzvergleich gemäß § 14 (1) ARegV auf Basis der Gesamtkosten. Lediglich in Italien wird der Effizienzvergleich nur für Betriebskosten durchgeführt. Dies hat jedoch zu einer erheblichen Kapitalisierung des Vermögens

⁵⁶ Siehe zur Verwendung von Ist- oder Plankosten ausführlicher Abschnitt 5.2.3.

der Netzbetreiber geführt. Sollte ein Effizienzvergleich nur von Betriebskosten auch in Deutschland vorgenommen werden, müsste verstärkt darauf geachtet werden, eine Überkapitalisierung zu vermeiden und ineffiziente Investitionen zu verhindern. Dies könnte z.B. durch von der Regulierungsbehörde individuell festzulegende Kapitalisierungsgrade oder durch anderweitige Anreize für effiziente Investitionen geschehen. In jedem Fall würden der Regulierungsaufwand und die Eingriffstiefe seitens der Regulierungsbehörde erhöht werden. Hinsichtlich der festzulegenden Kapitalisierungsgrade bestünde für die Regulierungsbehörde aufgrund der Vielzahl an Einflussfaktoren und des Informationsdefizits im Vergleich zu den Netzbetreibern eine hohe Herausforderung, den optimalen Kapitalisierungsgrad anreizkompatibel zu bestimmen.

5.2 Regulierungsinstrumente für Investitionsanreize in Deutschland

5.2.1 Wesentliche Ziele

Hinsichtlich des Investitionsziels geht es im Wesentlichen um eine effiziente Höhe der getätigten Investitionen zu jeder Zeit. Dafür finden sich Regulierungsinstrumente, die Anreize geben, sowohl Über- als auch Unterinvestitionen zu verhindern. Eng damit verknüpft ist auch der Zeitpunkt der Investitionen. Nicht nur, dass ausreichend investiert werden soll, die Investitionen sollen auch dann getätigt werden, wenn sie technisch notwendig sind. Dies betrifft insbesondere Ersatzinvestitionen, die gegebenenfalls zeitlich gestreckt werden könnten.

Der internationale Vergleich hat in Bezug auf die Förderung effizienter Investitionstätigkeit gezeigt, dass dies durch eine risikobasierte Kapitalverzinsung, eine zeitnahe Überführung der Investitionen in die Obergrenzen oder die Ermöglichung von Gewinnerzielung auch bei längerem Einsatz technisch noch nutzbarer aber ggf. abgeschriebener Anlagen gefördert werden kann (vgl. Abbildung 25). Darüber hinaus hat der Vergleich verdeutlicht, dass Anreize zu ausreichender Investitionstätigkeit auch maßgeblich von der Qualitätsregulierung abhängen.⁵⁷

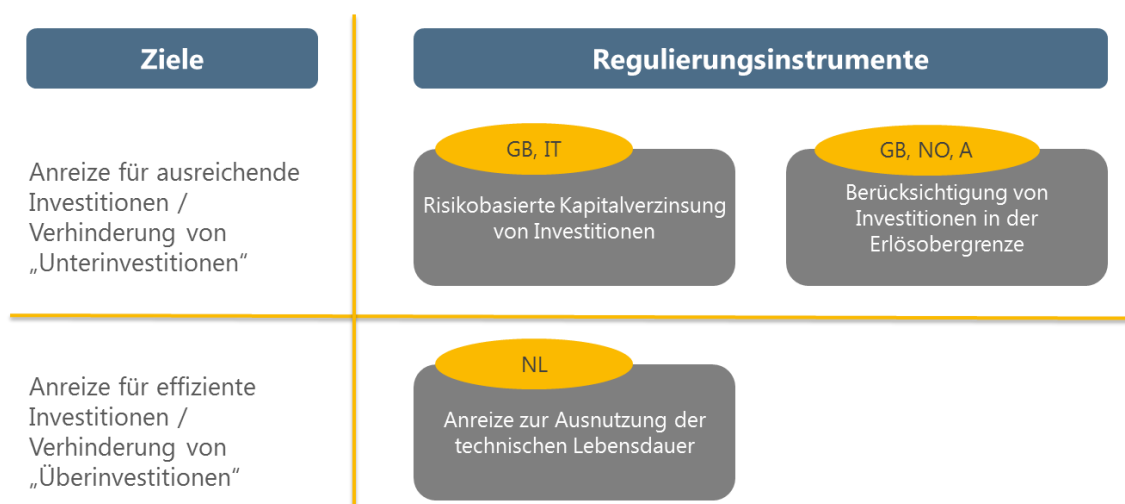


Abbildung 25: Regulierungsinstrumente zur Stimulation adäquater Investitionen.

⁵⁷ Siehe hierzu ausführlicher Abschnitt 5.3.

5.2.2 Risikobasierte Kapitalverzinsung von Investitionen

Anreize für Investitionen werden maßgeblich von der Verzinsung des eingesetzten Kapitals gesteuert. Dabei sollte die Höhe des Zinssatzes dem Risiko entsprechen. Für den Fremdkapitalzinssatz werden die tatsächlichen Fremdkapitalzinsen der Netzbetreiber anerkannt. Die Eigenkapitalrendite wird für die Netzbetreiber gutachterlich auf Basis des CAP-M Ansatzes ermittelt. Zudem wird der Eigenkapitalanteil auf maximal 40 % begrenzt, d.h. darüber hinausgehendes Eigenkapital wird mit dem Fremdkapitalzins zuzüglich eines Risikoaufschlages (0,4 % Strom, 0,38 % Gas) vergütet.

Wenn nun die Anreize gesteigert werden sollten, könnte zum einen die Kapitalverzinsung von der Eigenkapitalverzinsung auf einen WACC-Ansatz umgestellt werden, der in allen betrachteten Ländern angewendet wird. Dadurch würde eine durchschnittliche Rendite für das Gesamtkapital festgelegt. Der WACC errechnet sich dabei aus den bereits heute festgelegten Parametern: Eigen- und Fremdkapitalzinssatz sowie Kapitalstruktur (FK:EK). Insofern wäre eine Umstellung auf eine Regulierung auf Basis eines WACC-Ansatzes methodisch ohne größeren Aufwand möglich, wobei die wirtschaftliche Auswirkung einer solchen Umstellung vorher analysiert werden müsste.

Ferner könnten auch einzelne Investitionen, wie zum Beispiel in Italien oder Großbritannien, durch einen Renditeaufschlag speziell gefördert werden. Dies würde allerdings eine sehr gute Kenntnis sowohl der förderungswürdigen Investitionen als auch der damit verbundenen spezifischen Risiken der Investitionen voraussetzen, um eine effiziente Höhe bestimmen zu können und damit das effiziente Investitionsniveau zu erzielen sowie keine Fehlanreize zu setzen. Ferner wäre eine derartige Förderung nicht kostenneutral, sodass es zu Verzerrungen zu Ungunsten von betriebskostenintensiveren Lösungen kommen könnte.

5.2.3 Berücksichtigung von Investitionen in der Erlösberggrenze

Eine der wesentlichen Herausforderungen der Energiemärkte nicht nur in Deutschland besteht in der Bewältigung der anstehenden Investitionswellen aufgrund der notwendigen Erneuerung (Ersatzinvestition) und zum Teil Erweiterung der Netze. Hierzu bietet das deutsche Regulierungssystem im Wesentlichen zwei Möglichkeiten, die Erlöse auch während der Regulierungsperiode an die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber anzupassen. Verteilnetzbetreiber (Ausnahme Hochspannungsebene) können den Erweiterungsfaktor (§ 10 ARegV) für Erweiterungen der Versorgungsaufgabe geltend machen. Mit dem Erweiterungsfaktor wird die Änderung der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber in der EOG berücksichtigt, sofern sich durch diese Änderung die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens 0,5 % erhöht haben. Aufgrund der Genehmigungspraxis kann es dabei allerdings zu einem Zeitverzug von maximal eineinhalb Jahren kommen.

Für die ÜNB, FNB und die Hochspannungsebene gibt es mit § 23 ARegV die Möglichkeit genehmigter Investitionsmaßnahmen. Damit können Erweiterungskosten oder Investitionen im Zusammenhang mit Umstrukturierungsmaßnahmen geltend gemacht werden, sofern die genannten Voraussetzungen (u.a. Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen, Integration der Erneuerbaren Energien) vorliegen. Als Kosten werden die Plankosten inkl. einer Pauschale für Betriebskosten (0,8 % der Anschaffungs- und Herstellungskosten der Investitionsmaßnahme) unmittelbar ohne Zeitverzug anerkannt.

Beide Instrumente dienen dazu, Erweiterungsinvestitionen auch während der Regulierungsperiode nachzufahren. In ähnlicher Form findet auch in Italien mit den Investitionsbudgets für ex-ante

genehmigte Erweiterungsinvestitionen eine Anpassung während der Regulierungsperiode statt. Durch weitere Anpassungen könnte die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber, sofern notwendig, in Bezug auf Erweiterungsinvestitionen weiter gesteigert werden. Für Ersatzinvestitionen gibt es im deutschen Regulierungsansatz keine Anpassungen während der Regulierungsperiode. Dies bietet bei niedrigeren Abschreibungen während der Regulierungsperiode die Möglichkeit, temporär höhere Renditen zu erzielen, wenn die Ersatzinvestitionen geringer ausfallen.

Prinzipiell zeigt der internationale Vergleich, dass die Investitionsanreize erhöht werden können durch:

- (1) Plankosten bei der Ermittlung der Erlösobergrenze (Großbritannien),
- (2) Istkostenanpassungen während der Regulierungsperiode (Österreich) und
- (3) Jährlicher Kosten-/Erlösabgleich (Norwegen).

Alle genannten Alternativen bieten sich grundsätzlich an, sowohl Erweiterungs- als auch Ersatzinvestitionen in geeigneter Art und Weise abzubilden.

Die Umstellung auf Plankosten würde wie bereits in Abschnitt 5.1.1 beschrieben eine erhebliche Veränderung des Regulierungssystems darstellen. Allerdings könnten damit sowohl höhere Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen in der nächsten Regulierungsperiode bereits berücksichtigt werden. Auch würde der Zeitverzug damit gelöst bzw. umgekehrt, sodass über einen Plan-Ist-Abgleich Überkompensationen an die Netznutzer zurückgegeben werden könnten.

Bei der Einführung von Istkostenanpassungen für sämtliche Investitionen wäre zu beachten, dass die Anreize aus der Entkopplung von Kosten und Erlösen (insbesondere Anreize zur Steigerung der Effizienz und Verlängerung der Nutzungsdauern) während der Regulierungsperiode abgeschwächt würden. Eine Istkostenanpassung würde je nach Ausgestaltung auch bedeuten, dass nicht getätigte Ersatzinvestitionen bereits während der Regulierungsperiode zu Absenkungen der Erlösobergrenze führen könnten. Zu prüfen wäre daher, ob die Einführung eines Totbandes wie in Österreich notwendig wäre, um ggf. den Anreiz der Netzbetreiber zu mindern, abgeschriebene Anlagen bereits während der Regulierungsperiode unmittelbar zu ersetzen. Ferner müssten die Investitionen frühzeitig auf ihre Effizienz untersucht werden bzw. müsste der Effizienzvergleich bei der nächsten Regulierungsperiode entsprechend ineffiziente Investitionen pönalisieren.

Bei der einjährigen Regulierungsperiode wie im Fall Norwegens würden sowohl die Ersatz- als auch Erweiterungsinvestitionen unmittelbar berücksichtigt. Allerdings würde der Regulierungsaufwand bei der großen Zahl an Netzbetreibern in Deutschland erheblich zunehmen, sodass der Regulierungsansatz weiter standardisiert werden müsste. Bei der Umstellung auf eine einjährige Regulierungsperiode würden die oben beschriebenen Effizianreize einer längeren Regulierungsperiode quasi vollständig eliminiert. Aus diesem Grund müsste der Kosten-/Erlösabgleich ebenfalls, ggf. teilweise, auf einen Yardstick-Ansatz umgestellt werden, um den Netzbetreibern einen Anreiz zur Effizienzsteigerung zu geben.

5.2.4 Anreize zur Ausnutzung der technischen Lebensdauer

Während die vorangegangenen Instrumente im Wesentlichen darauf abzielen, ein effizientes Investitionsniveau zu erreichen, sollten die Investitionsanreize auch in Bezug auf den Zeitpunkt der Ersatzinvestitionen optimal ausgestaltet sein. Da Anlagen nach Ende der kalkulatorischen

Nutzungsdauer im regulatorischen Anlagevermögen noch bis zur folgenden Regulierungsperiode in der EOG berücksichtigt werden, besteht im deutschen Regulierungsrahmen kein Anreiz, Anlagen, nachdem sie vollständig abgeschrieben sind, sofort zu ersetzen, sondern ggf. erst zum Ende der laufenden Regulierungsperiode. Sofern die Anlage weiter genutzt werden kann, könnte der Ersatz auch über die laufende Regulierungsperiode hinaus verschoben werden, wenn der Netzbetreiber seinen individuellen Effizienzwert verbessern könnte.

Um die Effizienz der Investitionsentscheidung und den Anreiz der Netzbetreiber weiter zu steigern, ihre Anlagen über die Dauer der regulatorischen Abschreibung hinaus zu nutzen, könnte ein Effizienzvergleich auf Basis eines Yardstick-Ansatzes eingeführt werden. Durch den Verzicht auf einen individuellen Kosten-/Erlösabgleich könnte der Netzbetreiber seine Rendite steigern, wenn er seine Anlagen nicht ersetzt, da die Erlöse nicht von seinen individuellen Kosten abhängen. Neben den bereits genannten Voraussetzungen im Zusammenhang mit der Einführung eines Yardsticks sollte zwingend auch eine vorausschauende Qualitätsregulierung eingeführt werden. Diese sollte derart gestaltet sein, dass Risiken unterlassener Ersatzinvestitionen frühzeitig erkannt werden können, um Versorgungsprobleme zu vermeiden.⁵⁸

5.3 Regulierungsinstrumente für Qualitätsregulierung in Deutschland

Nicht zuletzt die Diskussion um die Anreize zur Optimierung der Nutzungsdauer der vorhandenen Anlagen hat gezeigt, dass Qualitätsregulierung ein wesentlicher Bestandteil von Regulierungsansätzen sein sollte.

In Deutschland ist die Qualitätsregulierung in Form des Q-Elements für die Mittelspannungs- sowie Niederspannungsebene in der Anreizregulierung verankert. Als Referenzgröße dient der durchschnittliche SAIDI-/ASIDI-Wert unter Berücksichtigung struktureller Unterschiede zwischen den VNB. Im Rahmen eines Bonus-Malus-Systems werden Abweichungen von diesem Referenzwert jedes Verteilnetzbetreibers monetär bewertet und erhöhen/verringern die EOG.

In den Vergleichsländern lässt sich kein einheitlicher Ansatz beobachten. Vielmehr gibt es eine Reihe monetärer sowie nicht-monetärer Regulierungsinstrumente für Qualität. Bei den monetären Anreizen werden ein oder mehrere Qualitätskennzahlen in die Berechnung der Erlösbergrenze integriert.

Hinsichtlich nicht-monetärer Ansätze werden in den Niederlanden, Großbritannien, Österreich und den USA Qualitätsberichte von den Netzbetreibern verlangt, um ein adäquates Asset Management nachzuweisen. Diese verpflichten die Unternehmen, sich in unterschiedlicher Tiefe mit verschiedenen Themen, die die Versorgungsqualität beeinflussen, zu befassen.

Derartige Berichte könnten auch in Deutschland ergänzend eingeführt werden. Um den Berichten die notwendige Aufmerksamkeit zu geben, müssten diese von der Regulierungsbehörde allerdings geprüft und bewertet werden. Auch wenn die detaillierte Prüfung sämtlicher Berichte aufgrund des hohen Zeitbedarfs durch die Regulierungsbehörde nicht möglich ist, würde das potenzielle Risiko, aufgrund eines unzureichenden Berichts durch die Regulierungsbehörde angemahnt zu werden oder bei einer Verschlechterung der Versorgungsqualität aufgrund der Dokumentation der Risikomaßnahmen über die Zeit ausreichen, dass sich die Netzbetreiber mit ihren Risiken befassen.

⁵⁸ Siehe hierzu auch Abschnitt 5.3.

Zur Vereinfachung der Überprüfung der Konsistenz könnte die Regulierungsbehörde die Eckpunkte des Berichts festlegen. Zudem könnten Best Practices entwickelt werden. Sofern die Berichte veröffentlicht würden, könnte auch die Öffentlichkeit die Überprüfung unterstützen.

5.4 Regulierungsinstrument für Innovationsregulierung in Deutschland

Wie in Kapitel 4 erläutert sind Innovationsanreize in gewisser Weise in jedem Regulierungssystem enthalten. Indem innovative Entwicklungen in Kostensenkungen und damit Effizienzsteigerungen mündet, werden sie zum Teil über den allgemeinen Anreizmechanismus entkoppelter Erlöse von den Kosten gefördert. Allerdings könnte dieser Anreiz in bestimmten Fällen nicht ausreichen, da z.B. die Amortisationszeit der Kosten durch die Kostensenkung länger dauert als die Regulierungsperiode.

In Deutschland besteht die Möglichkeit für Netzbetreiber, einen Teil ihrer Forschungs- und Entwicklungskosten in ihrer EOG anerkannt zu bekommen, insofern diese im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung von einer zuständigen Behörde genehmigt wurden. Forschungs- und Entwicklungskosten, z.B. in den Personalkosten, werden zudem in der EOG anerkannt, sofern diese im Basisjahr anfallen. Da die Kosten im Effizienzvergleich enthalten sind, besteht für die Netzbetreiber das Risiko von Effizienzabschlägen durch erhöhte Kosten. Gleichzeitig haben sie durch Effizienz steigernde Forschungsergebnisse die Möglichkeit, Effizienzabschläge zu vermeiden oder zu mindern.

In den betrachteten Vergleichsländern wurden die folgenden expliziten Innovationsförderungsmechanismen identifiziert:

- WACC Aufschläge (Italien und Großbritannien),
- „Efficiency Carry Over“.

Beide Instrumente ließen sich in Deutschland einführen.

Ein Aufschlag auf die Kapitalverzinsung für ausgewählte Projekte, wie bspw. in Italien, würde ein eventuell höheres Investitionsrisiko einer Innovation abdecken. Allerdings wäre ein solcher Ansatz nicht mehr technologieneutral. Auch würden durch den Bezug auf die Kapitalkosten besonders Kapital- gegenüber Betriebskosten-intensiven Lösungen bevorzugt. Schließlich handelt es sich um einen Pauschalansatz ohne direkten Kostenbezug.

Schließlich könnte auch die Einführung eines Efficiency Carry Over-Mechanismus als Innovationsförderung verstanden werden. Wie bereits beschrieben, werden dadurch Effizienzvorteile für die Netzbetreiber länger nutzbar, sodass sich innovative Investitionen eher lohnen könnten. Die Einführung eines Efficiency Carry Over in Deutschland wurde bereits im Zusammenhang mit einem verzögerten oder teilweisen Kosten-/ Erlösabgleichs erörtert.

5.5 Transparenz des deutschen Regulierungsansatzes

Transparenz fördert die Beteiligung der Stakeholder an der Entwicklung des Regulierungssystems. Durch mehr Informationen können sich mehr Parteien in die Diskussionen einzelner Regulierungsinstrumente einbringen. Damit kann u.a. Vertrauen und Akzeptanz gesteigert werden. Gleichzeitig kann durch die Veröffentlichung von Daten auch das Bewusstsein bei den Netzbetreibern gesteigert und diese so in ihrem Handeln diszipliniert werden.

Aus diesen Gründen werden insbesondere in den Niederlanden zahlreiche Angaben über die Netzbetreiber veröffentlicht. Aber auch in Großbritannien und den USA werden während des Konsultationsprozesses wesentliche Daten in unterschiedlichen Detaillierungsgraden veröffentlicht. Da Ofgem einen sehr differenzierten Regulierungsansatz verfolgt, werden sowohl detaillierte Angaben zu den Effizienzverfahren, Qualitätskenngrößen sowie Kostenparametern wie die Ergebnisse der angewandten Verfahren veröffentlicht.

In Deutschland wäre eine Veröffentlichung von Unternehmensdaten stets mit Geheimhaltungsvorschriften und Vertraulichkeitsbeschränkungen abzustimmen. Sofern dies vereinbar ist, könnte eine Veröffentlichung z.B. einzelner Struktur- und Kostendaten sowie unternehmensspezifischer Effizienzwerte zum einen die Diskussion zwischen den Stakeholdergruppen anregen. Zum anderen würden die Netzbetreiber zusätzlich motiviert, möglichst positiv dargestellt zu werden. Insofern könnten durch die Veröffentlichung Effizianreize verstärkt werden.

Abkürzungsverzeichnis

ACM	Niederländische Regulierungsbehörde (Authority for Consumers and Markets)
AFAC	Automatic Fuel Adjustment Clauses
CAPEX	Kapitalkosten
CAP-M	Capital Asset Pricing Model
CENS	Cost of Energy Not Supplied – Kosten für nicht gelieferte Energie
COE	Tatsächliche Erlöse der Netzbetreiber
COR	Anerkannte Kosten
DEA	Data Envelopment Analysis
EK	Eigenkapital
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts-und-organisationsgesetz
EOG	Erlösobergrenze
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FK	Fremdkapital
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GTS	Gasunie Transport Services
GÜP	Grenzübergangspunkten
GW	Gigawatt
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GWh	Gigawattstunde
IRM	Innovation Roll-out Mechanism
ISO	Unabhängige Systembetreiber
KNEP	Koordinierten Netzentwicklungsplans
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssiggas-Terminals)
MLP	Master Limited Partnership

MOLS	Modified Ordinary Least Square
MPE	Ministerium für Öl und Energie
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NOK	Norwegische Kronen
NPI	Netzbetreiberindex
NVE	Norwegische Regulierungsbehörde (Norwegisches Wasserressourcen und Energie Direktorat)
Ofgem	Britische Regulierungsbehörde (Office for Gas and Electricity Markets)
OLS	Ordinary Least Square
OPEX	Betriebskosten
PSV	Punto die Scambio Virtuale
PUC	Public Utilities Commission
RAB	Regulated Asset Base (Regulatorische Anlagevermögen)
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
RIIO	Revenue = Investment + Innovation + Outputs)
RORE	Return on regulated equity
RPI	Retail Price Index
RTO	Regionalen Netzgesellschaften
SAIDI	Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SFA	Stochastic Frontier Analysis
SRG	Snam Rete Gas
TIRG	Transmission Investment in Renewable Generation
TLJ	Inputpreisindizes
TOTEX	Gesamtkosten (Total Expenditures)
TSO	Transmission System Operator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

VNB	Verteilnetzbetreiber
VoLL	Value of Lost Load
VPI	Outputpreisindex
WACC	Weighted Average Cost of Capital
Xind	Individuelle Produktivitätssteigerung
Xgen	Allgemeine Produktivitätssteigerung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Relevante Regulierungsinstrumente zur Erreichung der vier zentralen Regulierungsziele sowie Einfachheit und Transparenz	I
Abbildung 2: Relevante Parameter zum Vergleich der grundlegenden Anreize zur Effizienzerhöhung	4
Abbildung 3: Übersicht energiepolitischer Herausforderungen in Großbritannien	14
Abbildung 4: Herausforderungen für Strom- und Gasnetze	15
Abbildung 5: Rendite auf- und -abschläge für die Zielerreichung von ÜNBs in Abhängigkeit des Verschuldungsgrads.	21
Abbildung 6: Entwicklung des Anteils der Betriebs- an den Gesamtkosten von Terna.	27
Abbildung 7: Geographischer Überblick über Strom-VNBs und Gas-VNBs	32
Abbildung 8: Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch und der Anteil Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am gesamten Stromverbrauch	33
Abbildung 9: Entwicklung der zentralen und dezentralen Stromerzeugung in Mrd. kWh 1998-2012.	33
Abbildung 10: Grafische Darstellung der Regulierungsmethoden der gegenwärtigen Regulierungsperiode.	36
Abbildung 11: Chancen und Risiken aufgrund Fortschreibung der Erlösgrenzen.	37
Abbildung 12: Verhältnis von Investitionen und Abschreibungen für acht Strom-Verteilnetzbetreiber (2006-2010).	45
Abbildung 13: Verhältnis von Investitionen und Abschreibungen für elf Gas-Verteilnetzbetreiber (2006-2010).	45
Abbildung 14: Häufigkeit von Unterbrechungen und durchschnittliche Unterbrechungsdauer im Elektrizitätsnetz.	47
Abbildung 15: Unterbrechungshäufigkeit und durchschnittliche Unterbrechungsdauer im Gasnetz.	47
Abbildung 16: Entwicklung der Netzinvestitionen in Norwegen im Zeitraum 1973-2012.	56
Abbildung 17: Entwicklung der Netztarife für Strom.	60
Abbildung 18: Entwicklung der Investitionen in das Übertragungs- und Verteilnetz seit der Liberalisierung.	85
Abbildung 19: Entwicklung der Investitionen in das Gasverteilnetz seit der Liberalisierung.	85
Abbildung 20: Unabhängige regionale Netzbetreiber und unabhängige Systembetreiber.	86
Abbildung 21: Einteilung des amerikanischen Strommarktes in Zonen.	87
Abbildung 22: Getätigte und geplante Investitionen von privaten Unternehmen in das Übertragungsnetz (2001-2015).	95
Abbildung 23: Verlauf der Investitionen in das US-Leitungsnetz.	95
Abbildung 24: Relevante Regulierungsinstrumente für hohe Effizienzanreize.	117
Abbildung 25: Regulierungsinstrumente zur Stimulation adäquater Investitionen.	120

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht der Regulierungsperioden	16
Tabelle 2:	Kostenanpassungen gemäß Unsicherheitsmechanismen während der Regulierungsperiode	17
Tabelle 3:	Kalkulatorische Nutzungsdauer für Bestands- und Neuanlagen	19
Tabelle 4:	Genehmigte Investitionsvolumen der ÜNB und FNB für die Regulierungsperiode 2013-2021	20
Tabelle 5:	Ausgewählte Beispiele definierter Outputgrößen und der damit verknüpften monetären und nicht-monetären Anreize	20
Tabelle 6:	Investitionsspezifische WACC-Zuschläge für die 4. Regulierungsperiode.	29
Tabelle 7:	Anzahl und Eigentümer Netzbetreiber Niederlande.	31
Tabelle 8:	Entwicklung von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen in die Strom- bzw. Gasnetze.	44
Tabelle 9:	Veröffentlichte Daten der niederländischen Netzbetreiber.	49
Tabelle 10:	Überblick über die norwegische Stromnetzstruktur.	51
Tabelle 11:	Investitionsbedarf in die norwegischen Stromnetze in den nächsten 10 Jahren.	57
Tabelle 12:	Anzahl und Eigentümer der Netzbetreiber.	61
Tabelle 13:	Regulierungsansätze in Österreich	62
Tabelle 14:	Übersicht Effizienzvergleich VNB Strom und Gas	68
Tabelle 15:	Übersicht angewandeter Vergleichsverfahren Strom und Gas.	71
Tabelle 16:	Ermittlung des Kapitalkostensatzes.	74
Tabelle 17:	Regulatorischer Anlagenbestand für Strom VNB und Gas VNB.	74
Tabelle 18:	Fremdkapitalzinssatz FNB vor Steuern.	81
Tabelle 19:	Eigenkapitalzinssatz FNB vor Steuern.	81
Tabelle 20:	Gegenüberstellung der wesentlichen Regulierungsansätze der ausgewählten Länder.	98
Tabelle 21:	Übersicht der wesentlichen regulatorischen Parameter im Rahmen der Effizienzbestimmung.	101
Tabelle 22:	Vergleichende Bewertung der regulatorischen Instrumente für Investitionsanreize.	106
Tabelle 23:	Vergleichende Bewertung der regulatorischen Instrumente zur Qualitätsregulierung .	109
Tabelle 24:	Übersicht über Instrumente zur Stimulation von Innovationen in den untersuchten Ländern.	111
Tabelle 25:	Auszug wesentlicher Instrumente der deutschen Anreizregulierung.	116