

Regulierung von Stromverteilnetzen

Balance zwischen Effizienz- und Investitionsanreizen

Jörg Wild und Stephan Vaterlaus

Erschienen in:

Deutsche Verkehrswissenschaftliche Gesellschaft e. V. (2003),
Investitionsentscheidungen und Kostenmanagement in Netzindustrien,
Reihe B, B 262, S. 167-186.

1 Einleitung

Wie können ausreichende Investitionen in Elektrizitätsnetze langfristig gesichert werden? Während die Deregulierung der Elektrizitätsmärkte in vielen Ländern zu Beginn vor allem darauf abzielte, durch Kostensenkungen eine Steigerung der produktiven Effizienz zu realisieren (Stichwort „tiefere Preise“), rückt nun vermehrt die Frage nach den Investitionsanreizen ins Zentrum. In diesem Papier untersuchen wir die Frage, welche Massnahmen bei einer Preisregulierung der Verteilnetze getroffen werden müssen, damit die Netzbetreiber auch bei einer anreizorientierten Regulierung genügend Investitionsanreize haben?

Zur Beantwortung dieser Frage werden sowohl theoretische Überlegungen als auch internationale Erfahrungen herangezogen. Einleitend werden in Abschnitt 2 einige grundlegende Überlegungen zur Struktur des Elektrizitätssektors dargestellt und in Abschnitt 3 verschiedene Investitionsmotive präsentiert. In Abschnitt 4 werden die Unterschiede zwischen den kosten- und anreizorientierten Regulierungsmethoden diskutiert. Abschnitt 5 setzt sich mit der Frage auseinander, inwiefern Investitionsanreize bei der Deregulierung bzw. Re-Regulierung der Verteilnetze zu beachten sind. Eine Fallstudie zur Marktöffnung in Norwegen (Abschnitt 6) ergänzt die theoretische Diskussion. Abschnitt 7 fasst die Ergebnisse als Schlussfolgerungen zusammen.

2 Struktur des Elektrizitätssektors

In der Elektrizitätswirtschaft werden die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Verkauf von Elektrizität unterschieden (vgl. Abbildung 1).

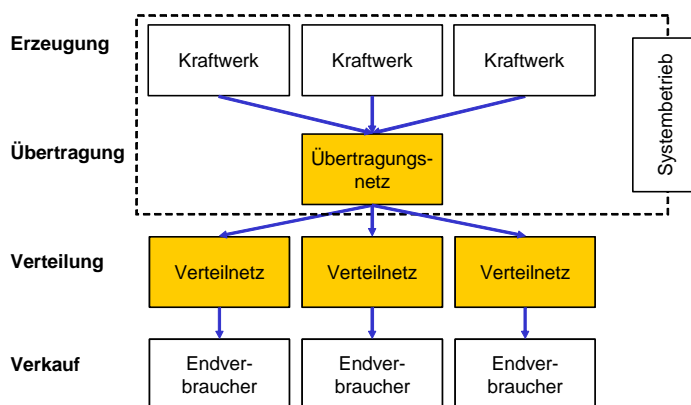


Abbildung 1 Struktur des Elektrizitätssektors

Die Wertschöpfungsstufe Erzeugung umfasst alle Kraftwerke. Diese sind in der Regel ans Übertragungsnetz angeschlossen. Die Stufe Übertragung besteht einerseits aus dem Übertragungs-

netz (Höchstspannung, = 220 kV Spannung), auf dem der Transport von Elektrizität von den Kraftwerken zu den Verbrauchern durchgeführt wird; andererseits ist auf dieser Stufe auch der Systembetrieb anzusiedeln. Der Systembetreiber (system operator) koordiniert das kurzfristige Stromangebot mit der Stromnachfrage und ist verantwortlich für die physikalische Stabilität des Übertragungsnetzes (Spannung und Frequenz). Die Stromverteilung besorgt die überregionale (Hochspannung, 50 – 150 kV) regionale (Mittelspannung, ~30 kV) und lokale (Niederspannung < 1 kV) Verteilung der Elektrizität vom Übertragungsnetz zum Endverbraucher. Stromverteilnetze weisen – im Unterschied zu den Übertragungsnetzen – eine hierarchische Struktur auf (vgl. Abbildung 2).

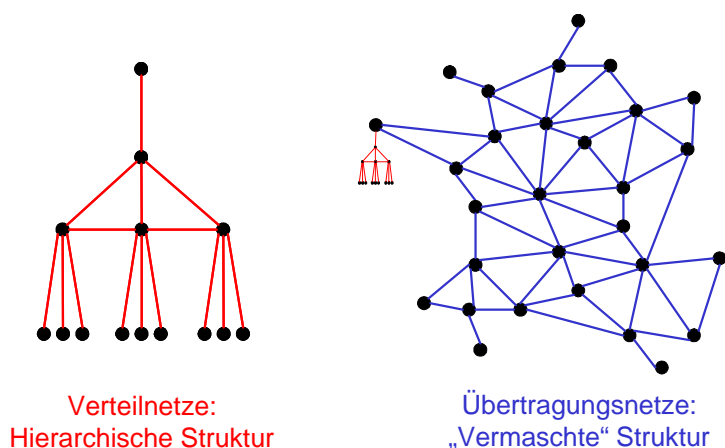
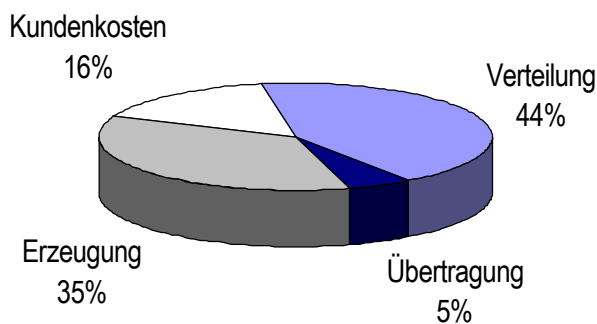


Abbildung 2 Verteilnetze und Übertragungsnetze

Die typische Stromflussrichtung im Verteilnetz ist vom Knoten, an dem das Verteilnetz ans Übertragungsnetz angeschlossen ist, zum Endverbraucher. Aufgrund der vermaschten Struktur des Übertragungsnetzes kann keine typische Stromflussrichtung definiert werden – Strom fließt gemäss den Kirchhoffschen Gesetzen auf allen möglichen parallelen Wegen von den Netzknoten, an denen Erzeuger angeschlossen sind, zu den Knoten, an denen die Verteilnetze bzw. Verbraucher angeschlossen sind.

Die letzte Wertschöpfungsstufe – der Stromverkauf – wurde erst mit der Deregulierung des Sektors „entdeckt“. In der traditionellen Elektrizitätswirtschaft bildeten das Verteilnetz und der Stromverkauf eine untrennbare Einheit. Die relative Bedeutung der einzelnen Wertschöpfungsstufen ist in Abbildung 3 am Beispiel einer Stromlieferung an einen Haushaltskunden in der Schweiz dargestellt.



Quelle: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Abbildung 3 Zusammensetzung der Strompreise für Haushaltskunden in der Schweiz

Die Erzeugung von Strom ist lediglich für gut einen Drittel der Stromkosten verantwortlich; rund die Hälfte der Kosten sind Netzkosten, wobei das Übertragungsnetz mit 5% der Totalkosten relativ unbedeutend ist. Den wichtigsten Kostenblock stellt mit 44% das Verteilnetz dar. Kundenspezifische Kosten sind schliesslich für die verbleibenden 16% verantwortlich.

3 Investitionen in Elektrizitätsnetze

Um die Frage beantworten zu können, ob „genügende“ Anreize für Investitionen in Stromnetze bestehen, werden hier zuerst verschiedene Investitionsmotive diskutiert.

Ersatz- bzw. Erneuerungsinvestitionen

Bei Ersatz- oder Erneuerungsinvestitionen in einem bestehenden Netz werden ältere Teile der Netzinfrastruktur durch baugleiche Teile oder Teile einer jüngeren Technologiegeneration ersetzt. Derartige Investitionen stehen in einem engen Verhältnis zu den Unterhaltsarbeiten am Netz. Einerseits besteht eine Substitutionsbeziehung zwischen Unterhalt und Erneuerung eines Netzes: Durch Erneuerungsinvestitionen lassen sich beispielsweise die Unterhaltskosten senken oder durch die Inkaufnahme höherer Unterhaltskosten können Erneuerungsinvestitionen verzögert werden. Andererseits kommt es in der Praxis häufig vor, dass Netzbetreiber Ersatzinvestitionen in der Buchhaltung nicht aktivieren sondern – gleich wie ihre Unterhaltskosten – direkt als Aufwand abbuchen.

Neben dieser reinen betrieblichen Kostenoptimierung haben Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen häufig Auswirkungen auf die Qualität oder Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur. Üblicherweise kann davon ausgegangen werden, dass die Qualität eines Stromnetzes – unter sonst identischen Bedingungen – umso besser ist, je niedriger das Alter der Netzkomponenten ist.

Erneuerungs- oder Ersatzinvestitionen sind – sowohl bei Übertragungs- als auch bei Verteilnetzen – aus gesamtwirtschaftlicher Sicht optimal, wenn die Grenzkosten der Investition gleich

ihren Grenzerträgen sind, wobei diese sich aus verminderten Unterhaltskosten sowie der (erwarteten) Nutzensteigerung der Kunden infolge der Qualitätsverbesserung zusammensetzen.

Erweiterungsinvestitionen in bestehenden Netzen

Investitionen können auch notwendig werden, um die Kapazität eines existierenden Netzes an die steigende Nachfrage anzupassen, z.B. indem zusätzliche Transformatoren in Betrieb genommen werden. Da Elektrizitätsnetze auf die Nachfrage- bzw. Lastspitze dimensioniert sein müssen, steht hier die Frage der Kapazitätsreserve des Netzes im Zentrum. Je höher die gewünschte Reserve, desto früher müssen Erweiterungsinvestitionen getätigt werden. Die Höhe der Reservekapazität steht in direkter Beziehung zur Qualität bzw. Zuverlässigkeit des Netzes.

Erweiterungsinvestitionen lohnen sich volkswirtschaftlich, solange die Grenzkosten der Investition nicht höher sind als ihre Grenznutzen, die sich aus den (erwarteten) Nutzen der Kunden aus der geringeren Unterbruchswahrscheinlichkeit ergibt.

Bau neuer Netzteile

Investitionen in neue Netzteile können einerseits notwendig sein, um neue Kraftwerke oder Verbraucher ans Netz anzuschliessen oder andererseits – ähnlich wie die oben genannten Erweiterungsinvestitionen – um die Netzkapazität an eine zunehmende Nachfrage anzupassen, z.B. indem neue Übertragungsleitungen in Betrieb genommen werden. Für den zweiten Fall gelten wieder die oben genannten Überlegungen. Ein Anschluss neuer Kraftwerke oder Verbraucher ans Netz ist aus volkswirtschaftlicher Sicht optimal, solange die Grenzkosten der Investition nicht höher sind als der Grenznutzen. Basierend auf dieser Überlegung setzen sich Ökonomen deshalb oft für Netzanschlusspreise ein, die sich an den Grenzkosten des Anschlusses orientieren, während in der politischen Diskussion oft das regionalpolitisch motivierte Argument Gehör findet, dass alle Verbraucher – auch solche in Randgebieten – zu gleichen Preisen angeschlossen werden sollen.

4 Regulierungsmethoden

Stromnetze sind natürliche Monopole, bei denen die gesamtwirtschaftlich grösste Effizienz erreicht wird, wenn eine einziger Anbieter den gesamten Markt bedient. Wenn gleichzeitig mehrere Stromnetze in einem Gebiet tätig wären, würden gewisse Fixkosten mehrmals entstehen. Um zu verhindern, dass die Netzmonopolisten ihre Monopolmacht dazu verwenden, Monopolgewinne zu realisieren, wurde von Ökonomen schon früh gefordert, dass natürliche Monopole zu regulieren sind.

In der ökonomischen Theorie der Regulierung werden zwei Familien von Regulierungsmethoden unterschieden: die kostenorientierten und die anreizorientierten Mechanismen, wobei

in der Regulierungspraxis meist Mischformen anzutreffen sind. Die Grundprinzipien sowie die wichtigsten Instrumente der beiden Regulierungsarten werden hier kurz vorgestellt.¹ Dabei werden jeweils Überlegungen zu den Investitionsanreizen, die von den Instrumenten ausgehen angestellt.

Kostenorientierte Regulierung

Kostenorientierte Regulierungen orientieren sich am Prinzip der Kostendeckung. Bei der Regulierung der Preise für den Zugang zu den Elektrizitätsnetzen bedeutet dies, dass jeder Netzbetreiber seine betriebsnotwendigen Kosten (inklusive einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals) ausweist. Die ausgewiesenen Kosten werden allenfalls von einer Regulierungsbehörde überprüft und genehmigt. Jeder Netzbetreiber muss nun seine Preise für die Netzbenutzung so setzen, dass die Erlöse nicht höher als die ausgewiesenen Kosten zu liegen kommen. Allfällige Übergewinne müssen an die Kunden (z.B. durch Preissenkungen für die Folgeperiode) zurückerstattet werden.

Die bekanntesten beiden Methoden, zur Umsetzung einer kostenorientierten Regulierung sind die Renditeregulierung (rate-of-return regulation) und die Kostenzuschlagsregulierung (cost-plus regulation). Bei der Renditeregulierung, die v.a. in den Vereinigten Staaten zur Regulierung von (privaten) Elektrizitätsversorgern eingesetzt wurde, erreicht der Regulator die Kostenorientierung, indem die zulässige Kapitalrendite begrenzt wird. Bei der Kostenzuschlagsregulierung, die eher in den europäischen Ländern zum Einsatz kam, wird nicht einseitig die Kapitalrendite betrachtet, sondern ein Gewinnzuschlag auf die gesamten ausgewiesenen Kosten gewährt.

Von den kostenorientierten Regulierungsmethoden gehen Investitionsanreize aus, da die Netzbetreiber ihre Kosten (und somit auch die Kosten der Investitionen) auf die Endverbraucher überwälzen können. Es ist zudem zu erwarten, dass die Investitionsanreize zu stark sind, da die regulierten Unternehmen geringe Anreize haben, auf unnötige Investitionen zu verzichten oder Investitionen möglichst kostengünstig durchzuführen. Unternehmen, die einer kostenorientierten Regulierung unterliegen, neigen dazu, teurere Lösungen zu wählen („gold plating“) und auf kostensenkende Massnahmen zu verzichten. Bei der Renditeregulierung droht zudem der sog. „Averch Johnson Effekt“: Da lediglich die Kapitalrendite – nicht aber der Gewinn selbst – beschränkt wird, kann (falls die zugestandene Rendite über dem Marktzins liegt) der Unternehmensgewinn gesteigert werden, indem möglichst kapitalintensiv produziert wird.

Durch die garantierte Kostenüberwälzung bei der kostenorientierten Regulierung wird das Investitionsrisiko vollständig von den Kunden getragen, wodurch in der Tendenz ein

¹ Für eine theoretische Behandlung der Methoden vgl. z.B. Borrmann und Finsinger (1999, S. Kap. 11)

Investitionsniveau erreicht wird, das über dem volkswirtschaftlichen Optimum liegt („overinvestment“). Da die Produktivitätsanreize bzw. Kostensenkungsanreize demgegenüber relativ schwach sind (weil die regulierte Unternehmung nicht von Produktivitätssteigerungen profitiert), ist bei kostenorientierter Regulierung eine gewisse produktive Ineffizienz bzw. Kosteneffizienz der regulierten Unternehmen zu erwarten.

Da es für eine Regulierungsbehörde schwierig zu beurteilen ist, ob alle getätigten Investitionen notwendig sind bzw. ob die Firmen kosteneffizient produzieren, können derartige Probleme im Rahmen einer kostenorientierten Regulierung in der Regel nicht verhindert werden. Aus diesem Grund wurden schliesslich Methoden vorgeschlagen, die der asymmetrischen Informationssituation, die zwischen regulierter Firma und Regulator gegeben ist, explizit Rechnung trägt. Der Regulierungsrahmen muss dazu so geändert werden, dass es sich für die regulierten Firmen lohnt, sich effizient zu verhalten. Ein Ziel der Deregulierung und Re-Regulierung der Netzsektoren während der 1980er und 1990er Jahre war denn auch die Reduktion der Ineffizienz. Im Rahmen der Re-Regulierung wurden dazu die neuen – anreizorientierten – Instrumente eingesetzt.

Anreizorientierte Regulierung

Mit Hilfe der anreizorientierten Regulierung sollen die regulierten Unternehmen verstärkte Anreize haben, ihre produktive Effizienz bzw. Kosteneffizienz zu steigern. Diese Anreize werden erzeugt, indem bei der Regulierung von der garantierten Kostenüberwälzung abgewichen wird: die zulässigen Preise bzw. Erlöse werden dabei (kurzfristig) unabhängig von den effektiven Kosten festgelegt. Gelingt es der regulierten Unternehmung, ihre Kosten zu senken, können höhere Gewinne realisiert werden, die der Unternehmung während einer bestimmten Regulierungsperiode – dem sog. regulatory lag – auch tatsächlich zugestanden werden.

Zwei Arten von anreizorientierten Regulierungsmethoden können unterschieden werden. Zum einen kann der Regulator Preisobergrenzen (price-cap regulation) bzw. Erlösobergrenzen (revenue-cap regulation) für einen Ausgangszeitpunkt festlegen. Die Entwicklung dieser Preis- oder Erlösobergrenzen wird zum Voraus durch eine jährliche Produktivitätsvorgabe (X-Faktor) bestimmt.² Gelingt es einer regulierten Unternehmung, ihre Kosten stärker zu senken als durch den X-Faktor gefordert, erhöht sich ihr Gewinn bzw. ihre Rendite.

Zum andern kann der Regulator seine Regulierungsvorgaben auf Leistungsvergleiche zwischen Netzbetreibern abstützen. Beim Yardstick Wettbewerb, der von Shleifer (1985) vorgeschlagen wurde, setzt der Regulator die Preise der einzelnen Unternehmungen basierend auf den

² Da die Preis- und Erlösobergrenzen oft basierend auf den historischen Kosten festgelegt werden, wird die Entkopplung der Preise von den Kosten häufig erst während dem regulatory lag erreicht.

Durchschnittskosten anderer Unternehmen in der Branche. In ähnlicher Weise kann der Regulator in einem Benchmarking basierend auf Input- und Outputdaten der gesamten Branche die effiziente Produktions- oder Kostengrenze ermitteln. Die Entfernung der einzelnen Unternehmen von der Effizienzgrenze kann dann im Rahmen einer Yardstick Regulierung oder zur Festlegung spezifischer X-Faktoren bei einer Regulierung der Preis- oder Erlösobergrenze verwendet werden. Durch die Verwendung der Kostendaten anderer Unternehmen wird bei allen genannten Verfahren ebenfalls eine Entkopplung der Preise von den individuellen Kosten erreicht.

Da Unternehmen, die einer anreizorientierten Regulierung unterliegen, von Effizienzverbesserungen in Form von höheren Gewinnen profitieren können, sind Anreize zur Produktivitätssteigerung gegeben. Bezüglich der Investitionsanreize können sich demgegenüber gewisse Probleme ergeben, die im folgenden Abschnitt diskutiert werden.

5 Investitionsanreize bei anreizorientierter Regulierung

Bei anreizorientierter Regulierung können sich verschiedene Probleme im Zusammenhang mit Investitionsanreizen ergeben. Dazu zählen mangelnde Investitionsanreize infolge fehlender Rechtssicherheit oder ungenügender Kapitalverzinsung als Folge der Regulierung. Ausserdem kann die Gefahr bestehen, dass die regulierten Unternehmen – als Reaktion auf die Regulierung – weniger Investition tätigen, als zur Gewährleistung eines ausreichenden Qualitätsniveaus notwendig wären.

Rechtssicherheit

Durch den Wechsel von einer kostenorientierten zu einer anreizorientierten Regulierung ändern sich die Regeln des „Regulierungsspiels“. Einerseits wird die Regulierungsbehörde versuchen, abzuschätzen wie hoch die Ineffizienz der regulierten Firmen ist, um ihre Preis- oder Erlösvorgaben so festzusetzen, dass die Firma keine hohen Monopolrenditen abschöpfen kann. Sie unterliegt dabei einem politischen Druck, der z.B. durch das Versprechen an die Konsumenten, dass der Systemwechsel zu niedrigeren Preisen führt, ausgelöst wird. Um mit dem Problem der asymmetrischen Information umzugehen, ist sie gleichsam gezwungen, eine Unsicherheit bezüglich gewisser Themen zu erzeugen (z.B. welche Jahre als Kostenbasis für die Festlegung des Ausgangsniveaus in einer Price-Cap-Regulierung herangezogen werden). Andererseits besitzen die regulierten Firmen mit der Netzinfrastruktur einen Kapitalstock, der spezifisch ist und weitgehend den Charakter von versunkenen Kosten aufweist. Falls die weitere Tätigkeit in der Stromversorgung – z.B. infolge der Regulierung – als nicht mehr attraktiv erachtet wird, gibt es somit keine Möglichkeit, die Infrastruktur auf einem Sekundärmarkt zu verkaufen, d.h. der Netzbesitzer kann Gefahr laufen, dass er – nachdem er investiert hat – vom Regulator „ausgebeutet“ wird (holdup problem).

Deshalb ist bei einer anreizorientierten Regulierung die Rechtssicherheit von entscheidender Bedeutung, um die Investition im regulierten Sektor für private Kapitalgeber attraktiv zu machen. Investoren müssen davon ausgehen können, dass ihnen vom Regulator langfristig eine angemessene Rendite auf das eingesetzte Kapital zugestanden wird. Wenn die Gefahr besteht, dass der Regulator nach der Investition keine angemessene Verzinsung des Kapitals zulassen wird – z.B. indem Produktivitätsvorgaben gesetzt werden, die nicht realisierbar sind –, vermindern sich die Investitionsanreize, bzw. fordern die Kapitalgeber eine zusätzliche Prämie, um dieses Regulierungsrisiko abzudecken. Dieses Problem ist besonders gravierend, wenn in einem Sektor beträchtliche private Investitionen notwendig sind, um eine Infrastruktur neu aufzubauen. Es besteht aber auch, wenn die Infrastruktur bereits besteht, da auch zum Erhalt und zur Erneuerung Investitionen notwendig sind.

Eine anreizorientierte Regulierung sollte somit derart ausgestaltet sein, dass das Regulierungsrisiko für den Investor begrenzt ist und sich ausserdem in der zugestandenen Kapitalrendite widerspiegelt. Insbesondere sollte sich die Regulierungsbehörde bezüglich der zukünftigen Gültigkeit der Regulationsregeln bindend festlegen (regulatory commitment).

Genügende Verzinsung des Kapitals

Kapitalgeber fordern eine Rendite gemäss den Opportunitätskosten des Kapitals, d.h. der Rendite die sie bei einer anderen Investition erwarten könnten. Die geforderte Rendite setzt sich zusammen aus dem risikolosen Zinssatz und einer Risikoprämie. Da bei der anreizorientierten Regulierung – im Gegensatz zur kostenorientierten Regulierung – die effektiv realisierte Kapitalrendite nicht direkt bestimmt wird, sondern sich aus den Preis- und Erlösvorgaben einerseits und den realisierten Kosten andererseits ergibt, kann es vorkommen, dass die effektiv realisierbare Rendite nicht ausreicht, um diese Opportunitätskosten zu decken. In diesem Fall wird es für die betroffenen Unternehmen schwierig sein, genug Kapital zur Finanzierung ihrer Investitionen zu beschaffen. Mögliche Ursachen dafür, dass eine Regulierung eine ungenügende Kapitalverzinsung zur Folge hat, sind:

- **Falsche Bewertung des Kapitalstocks:** In diesem Zusammenhang stellt sich in erster Linie die Frage, ob der Kapitalstock vergangenheits- oder zukunftsbezogen bewertet wird. Buchwerte zeigen – z.B. wenn Netzbetreiber in der Vergangenheit ihre Investitionen rasch abgeschrieben haben – nicht den ökonomischen Wert des Kapitalstocks, sondern unterschätzen ihn. Auch das Argument, dass die Infrastruktur bereits in der Vergangenheit abgeschrieben wurde, ändert nichts daran, dass die vom Regulator zugestandene Kapitalverzinsung, die für zukünftige Investitionen relevant ist, unter den Opportunitätskosten des Kapitals liegen wird.
- **Ungenügende Risikoprämie:** Durch den Wechsel von einer kosten- zu einer anreizorientierten Regulierung entsteht erstens das Risiko, dass die realisierbaren Erträge die Kosten nicht (vollständig) decken und zweitens ergeben sich – wie oben erläutert – gewisse

Regulierungsrisiken. Diesem höheren Risiko muss bei der Ermittlung der zulässigen Kapitalrendite Rechnung getragen werden.

- **Vernachlässigung von nicht beeinflussbaren Kostentreibern bei Leistungsvergleichen:** Wenn Benchmarking oder Yardstick Wettbewerb zur Regulierung der Preise oder Erlöse eingesetzt werden, muss sichergestellt werden, dass beim Vergleich zwischen Unternehmen alle relevanten Faktoren berücksichtigt werden. Beispielsweise besteht die Gefahr, dass Netzbetreiber allein aufgrund einer ungünstigen Struktur ihres Versorgungsgebiets, die nicht beeinflussbar ist, im Vergleich schlecht abschneiden. Sie erhalten dann unter Umständen eine Preis- oder Erlösvorgabe, die sich selbst dann nicht realisieren liesse, wenn die Unternehmung vollständig effizient wäre.³ Beim Benchmarking muss deshalb eine Methode gewählt werden, die den Einfluss unterschiedlicher Umfeldbedingungen, die nicht unter der Kontrolle der Netzbetreiber stehen, klar von produktiver Ineffizienz unterscheiden kann.

Exkurs: Einfluss von Kostentreibern auf durchschnittliche Verteilnetzkosten

In Abbildung 4 sind die Kostendifferenzen präsentiert, die sich bezüglich der Durchschnittskosten von Verteilnetzbetreibern ergeben, die sich bezüglich Grösse und Umfeldbedingungen in ihrem Versorgungsgebiet unterscheiden. Die Werte basieren auf einem ökonometrischen Kostenmodell für Netzbetreiber, das mit Daten von 59 schweizerischer Unternehmen für die Jahre 1988 bis 1996 geschätzt wurde (vgl. Filippini und Wild, 2002 und Wild, 2001, S. 223).

Als Umfeldbedingungen wurden die Durchschnittsverbräuche der angeschlossenen Nieder- und Mittelspannungskunden, die Kundendichte im versorgten Siedlungsgebiet, sowie die Anteile der Wald-, Landwirtschafts- und unproduktiven Flächen in den versorgten Gemeinden berücksichtigt. Dabei wurden jeweils die Werte am 1. bzw. 3. Quartil der Stichprobe herangezogen, um die leichten und schwierigen Umfeldbedingungen zu definieren. Die Dimension Grösse wurde abgebildet durch die Kundenzahl, die transportierte Energiemenge und die Fläche des Versorgungsgebiets.

³ Im Exkurs wird basierend auf einer empirischen Untersuchung aufgezeigt, dass unterschiedliche Eigenschaften von Versorgungsgebieten einen nicht vernachlässigbaren Einfluss auf die Kosten von Verteilnetzen haben.

		Grösse (Kundenzahl)		
		10'000	25'000	100'000
Umfeld- bedingungen	Leicht	-19%	-28%	-55%
	Mittel	+11%	Æ	-27%
	Schwierig	+41%	+32%	+4%

Abbildung 4 Veränderung der Durchschnittskosten von Elektrizitätsverteilnetzen für verschiedene Unternehmensgrösse und Umfeldbedingungen

Es zeigt sich, dass selbst bei Unternehmen gleicher Grösse in der betrachteten Spanne der Umfeldbedingungen, die bezüglich aller Strukturmerkmale die mittleren 50% der Stichprobe repräsentiert, die Durchschnittskosten um plus/minus 30 Prozent schwanken. Diese Unterschiede ergeben sich alleine aufgrund der Strukturmerkmale. Dass die faire Beurteilung in einer derartigen Branche mit Problem verbunden ist, versteht sich von selbst.

Sicherung der Versorgungsqualität

Schliesslich können sich bei der anreizorientierten Regulierung auch Probleme bezüglich der Qualität der angebotenen Leistungen ergeben. Da jeder Netzbetreiber ein lokales Monopol besitzt, können die Nachfrager nicht (oder nur durch Standortverlagerung) auf eine schlechte Netzqualität reagieren. Wenn die Erlöse bzw. Preise reguliert sind, kann es sich für Netzbetreiber deshalb lohnen, Investitionen zu verzögern, um die Gewinne zu steigern, was sich negativ auf die Qualität auswirkt.

Um dieses Problem zu lösen, sollte die anreizorientierte Regulierung von einer Qualitätsregulierung begleitet werden. Diese sollte sich aus volkswirtschaftlicher Sicht im Prinzip daran orientieren, dass sich Qualitätsverbesserungsmassnahmen so lange lohnen, als ihre Grenzkosten nicht über der marginalen Zahlungsbereitschaft der Kunden für weitere Qualitätsverbesserungen liegen.⁴ Für die Praxis sind verschiedene Lösungsansätze denkbar:

- **Veröffentlichung von Qualitätskennzahlen:** Diese Massnahme, die mit dem öffentlichen Druck auf die Netzbetreiber arbeitet, lässt sich relativ einfach einführen, dürfte vor allem während einer Übergangsphase von Interesse sein, längerfristig aber keine Gewähr dafür bieten, dass die Netzbetreiber ausreichenden Qualitätsanreizen unterliegen.

⁴ Wie bereits erwähnt, wird teilweise die Vermutung geäussert, dass die Versorgungsqualität in der Vergangenheit infolge der kostenorientierten Regulierung – und der damit verbundenen Anreize zu Überinvestitionen – über dem gesellschaftlich optimalen Niveau lag.

- **Bussen/Belohnung bei Nicht-Erreichung/Erreichung von Mindestvorgaben:** In diesem Fall kann der Regulator versuchen, die Bussen basierend auf der gesellschaftlichen Zahlungsbereitschaft für Qualitätsverbesserungen – z.B. mit Hilfe des Konzepts des Werts nicht gelieferter Energie (VOLL – value of lost load) – festzulegen.
- **Kompensationszahlungen an die Kunden bei ungenügender Versorgungsqualität:** In diesem Modell werden bei Stromunterbrüchen, die ein bestimmtes Toleranzniveau überschreiten, direkte Kompensationszahlungen an die betroffenen Kunden fällig.

6 Fallstudie: Norwegen⁵

Am Beispiel der norwegischen Strommarktöffnung wird in diesem Abschnitt gezeigt, wie Probleme im Zusammenhang mit den Investitionsanreizen in der Regulierungspraxis angegangen werden können. Norwegen hat bereits 1992 seinen Strommarkt geöffnet und gleichzeitig eine kostenorientierten Regulierung der Verteilnetze eingeführt. Am Anfang ging es vor allem darum, die Marktdynamik zu stimulieren, Quersubventionen aufgrund spezifischer Kostenrechnungsvorgaben zu eliminieren sowie die Transparenz dank einer systematischen Datenerfassung zu erhöhen. Die Netzpreise basierten auf einem Modell der Renditeregulierung (rate-of-return regulation). Die Grundsätze für die Kostenrechnung waren in den Richtlinien der NVE (Regulator) festgehalten. Als Kosten konnten die relevanten Betriebs- und Kapitalkosten geltend gemacht werden, wobei die Kapitalrendite begrenzt wurde. Ihr Wert basierte auf der durchschnittlichen Rendite einer mittelfristigen Staatsanleihe zuzüglich einer Risikoprämie von 1 Prozentpunkt.

Als Vorbereitung auf die anreizorientierte Regulierung, die im Jahr 1997 eingeführt wurde, konnten die Unternehmen eine Neubewertung ihrer Netzinfrastruktur durchführen. Obwohl dadurch gewisse Netze „doppelt“ abgeschrieben wurden, war dieses Vorgehen allgemein akzeptiert, weil dadurch gleiche Startbedingungen für die Regulierung geschaffen wurden. Die Neubewertung des Anlagekapitals dauerte bis Mitte 1997. Beinahe alle EVU nutzten die Möglichkeit einer Neubewertung ihrer Aktiven. Dabei ergaben sich teilweise Probleme, da die Informationen zur Ermittlung der historischen Anschaffungskosten nicht mehr verfügbar waren. In diesen Fällen konnten die historischen Anschaffungskosten rekonstruiert werden. Ausgegangen wurde dabei in der Regel von aktuellen Neubeschaffungswerten der vorhandenen Netzinfrastruktur. Ausgehend von diesen Werten wurde dabei mit Hilfe von historischen Preisindizes der verschiedenen Netzelemente und unter Berücksichtigung des Alters der

⁵ Für eine ausführlichere Diskussion der norwegischen Strommarktöffnung vgl. Wild und Vaterlaus (2002).

Anlagen zurückgerechnet. Die derart rekonstruierten Anschaffungszeitwerte wurden schliesslich linear bis zur Gegenwart abgeschrieben.

Durch diese Neubewertung und damit Vergleichbarkeit der Datenbasis wurde die Grundlage geschaffen, dass in der zweiten Phase der Marktöffnung (1997–2001) von der kostenorientierten Regulierung auf eine anreizorientierte Regulierung gewechselt werden konnte. Für jeden Netzbetreiber wurde – basierend auf seinen ausgewiesenen Kosten – eine Erlösobergrenze festgesetzt, die während fünf Jahren unabhängig von der individuellen Kostenentwicklung galt (revenue-cap regulation). Durch diese Entkopplung der Erlöse von den Kosten erhielten die Werke einen Anreiz, ihre Produktivität zu steigern. Zur Ermittlung der Erlösobergrenze wurden die anrechenbaren Kosten gemäss den Geschäftsdaten 1994/95, den Abschreibungsdaten des Jahres 1995, einer vorgegebenen Kapitalrendite sowie einer Produktivitätsvorgabe herangezogen. Die zulässige Kapitalrendite von 8.3% basierte wie bei der kostenorientierten Regulierung auf der Rendite einer mittelfristigen Staatsanleihe (6.3%) zuzüglich einer höheren Risikoprämie von neu 2 Prozentpunkten, um dem höheren Regulierungsrisiko bei der anreizorientierten Regulierung Rechnung zu tragen. Zudem wurde die während der 5-jährigen Regulierungsperiode effektiv realisierte Kapitalrendite zwischen 2% und 15% begrenzt. Wurden diese Werte über- oder unterschritten, musste die Erlösobergrenze entsprechend angepasst werden. Dadurch konnte der Regulator das Risiko vermindern, dass er unter politischen Druck gerät und sein „regulatory commitment“ brechen muss, weil einzelne Netzbetreiber entweder extrem hohe Renten abschöpfen können oder Verluste ausweisen.

Benchmarking in Norwegen

Durch die Festlegung einer jährlichen Produktivitätsvorgabe erhielten die Netzbetreiber Anreize zur Kostenreduktion: Für das Jahr 1997 sollte die Effizienz generell um 2% gesteigert werden. 1997 wurde überdies ein Benchmarking (angewendet wurde die Data Envelopment Analysis (DEA)) durchgeführt, aus dem individuelle Produktivitätsvorgaben der Unternehmen für die Periode 1998 bis 2001 abgeleitet wurden. Um einen fairen Vergleich der Unternehmen durchführen zu können, wurden beim Benchmarking verschiedene Umfeldvariablen berücksichtigt, die vorgängig anhand ökonomischer Untersuchungen eruiert wurden. Einfluss in das Benchmarking fanden schliesslich die Outputs Anzahl Kunden, gelieferte Energie [MWh], Länge der Hochspannungskabel [km], Länge der Niederspannungskabel [km] und Länge der Unterwasserkabel [km] sowie die Inputs Arbeitsstunden pro Jahr, Netzverluste [MWh], Kapitalstock [in 1'000 Norwegischen Kronen, NOK] und Material und Fremdleistungen [NOK 1'000].

Mit diesen (weitgehend) physisch definierten Input- und Output-Variablen wurde in einem ersten Schritt die technische Effizienz bestimmt. Für den Leistungsvergleich, auf dem die Regulierung basiert, wurde jedoch die Kosteneffizienz ermittelt. Dazu wurden die Inputgrössen mit den entsprechenden Faktorpreisen monetarisiert und den realen Output-Variablen gegenüber

gestellt. Da bei der Bewertung des Kapitalstocks beträchtliche Unsicherheit herrschten, wurden jeweils zwei Varianten der DEA – mit ansonsten identischen Variablen – berechnet: im ersten Fall wurde das Kapital zu Buchwerten (gemäss den Angaben der Netzbetreiber in ihren Jahresberichten an NVE), im zweiten Fall zu Wiederbeschaffungsneuwerten (basierend auf dem Inventar der Anlagen und einem aktuellen Kostenkatalog) bewertet. Für die Regulierung wurden schliesslich jeweils der für die einzelnen Unternehmen günstigere Wert verwendet.

Die individuellen Produktivitätsvorgaben wurden so festgesetzt, dass die gemessene relative Ineffizienz innerhalb einer 5-jährigen Regulierungsperiode um ein Drittel reduziert wird. D.h. ein Netzbetreiber, der gemäss DEA nur zu 70% effizient (d.h. 30% ineffizient) ist, wird eine individuelle Produktivitätsvorgabe von ca. 2% pro Jahr erhalten. Die individuellen Produktivitätsvorgaben bleiben während der 5-jährigen Regulierungsperiode jeweils konstant. Sie lagen – je nach Abschneiden der Unternehmung im Benchmarking – zwischen 0% und 3% pro Jahr. Im Mittel betrug die individuelle Produktivitätsvorgabe bei den lokalen Verteilnetzen 1.39% und bei den Regionalnetzen 0.87%.

Qualitätsregulierung in Norwegen

Dieses System wurde ab 2001 um einen Mechanismus (CENS-Abkommen)⁶ ergänzt, mit dessen Hilfe die Erlösobergrenze abhängig vom Niveau der Versorgungsqualität festgesetzt wird. Dadurch sollen die Netzbetreiber zusätzliche Qualitäts- und Investitionsanreize erhalten. Die Versorgungsqualität wird definiert als unterbrechungsfreie Stromversorgung. Erfasst werden Stromunterbrüche von mehr als drei Minuten Dauer bei allen Netzen mit mehr als 1 kV Spannung. Für jede der unterschiedenen vier Kategorien (angekündigte sowie nicht angekündigt Unterbrüche für Haushalt- und Landwirtschaftskunden einerseits sowie Industrie- und Dienstleistungskunden andererseits) werden spezifische mit dem Stromunterbruch verbundene Kosten ermittelt.

Die nicht gelieferte Energie (ENS) wird gemäss einem standardisierten Verfahren⁷ erfasst, wobei neben der Dauer auch weitere Informationen wie die Gründe des Unterbruchs etc. notiert werden. Zwischen 1995 und 1999 lag die Dauer der Gesamtheit aller Stromunterbrüche bei zwischen 1.61 Stunden (1999) und 1.93 Stunden (1996). Dies entspricht zwischen 0.031% und 0.043% der gesamten gelieferten Energie. Aufgrund der klimatischen Unterschiede variieren die erfassten Daten jedoch sehr stark zwischen den einzelnen Unternehmen. Um die

⁶ CENS: compensation for energy not supplied

⁷ Es handelt sich dabei um das Fault And Supply Interruption Information Tool (FASIT), das in Norwegen seit 1995 von der norwegischen Elektrizitätsindustrie angewendet wird (vgl. Heggset und Kjolle (2000)). Seit 2000 müssen die Unternehmen bei ihrer jährlichen Berichterstattung über Stromunterbrüche zwingend die FASIT-Vorgaben anwenden.

durchschnittlichen Unterbruchskosten für die Konsumenten und somit die Zahlungsbereitschaft zu ermitteln wurden zwischen 1989 und 1991 verschiedene Untersuchungen durchgeführt.⁸ Für die berücksichtigten Kundenkategorien ergaben sich dabei die folgenden Kosten:

Tabelle 1 Durchschnittliche Unterbruchskosten in NOK pro nicht gelieferte kWh

	Angekündigter Unterbruch [NOK / kWh] ^{a)}	Nicht angekündigter Unterbruch [NOK / kWh] ^{a)}
Haushalt- und Landwirtschaftskunden	3	4
Industrie- und Dienstleistungskunden	35	50

a) 100 NOK entsprechen rund 13.75 €

Quelle: Langset (2001)

Für jeden Netzbetreiber wurde ein Erwartungswert für die in Zukunft nicht gelieferte Energie berechnet, indem einerseits die individuelle Unterbruchshäufigkeit während der letzten fünf Jahre untersucht wurde und andererseits eine Regressionsmodell mit Paneldaten für alle untersuchten Netzbetreiber, das zudem verschiedener Strukturvariablen berücksichtigt, eingesetzt wurde. Dabei handelt es sich somit nicht um das optimale Qualitätsniveau, sondern um eine Prognose der erwarteten Entwicklung. Anschliessend werden für jedes Unternehmen die erwarteten Unterbruchskosten, die sich aus der erwarteten Menge nicht gelieferter Energie und den durchschnittlichen spezifischen Unterbruchskosten ergeben, berechnet. Am Ende des Jahres wird die Differenz zwischen erwarteten und effektiven Unterbruchskosten ermittelt. Ist die Differenz positiv, so ist die Qualität besser als erwartet, die Erlösobergrenze wird um den Betrag erhöht und vice versa.

Im CENS-Abkommen sind zwar keine direkten Kompensationen vorgesehen. Bei Grosskunden (mit mehr als 400 MWh Verbrauch pro Jahr) ist aber ein individuelles Abkommen zwischen Netzbetreiber und Kunde möglich. Bedingung dazu ist die Schätzung der kundenspezifischen Unterbruchskosten. Dieser Wert ersetzt die sonst vom Regulator vorgegebenen durchschnittlichen Unterbruchskosten der Kundenkategorie. In diesem Fall werden die Unternehmen bei Unterbrüchen direkt kompensiert; die Unterbrüche gehen dann nicht mehr in die Berechnung und Bestrafung des allgemeinen Unterbruchsniveaus ein.

Mit der Einführung der qualitätsabhängigen Erlösobergrenze sind Anreize für die regulierte Unternehmung in Bezug auf die Qualität der Stromübertragung und -verteilung verbunden. Grundsätzlich führt die Zunahme der Qualität zu einer marginalen Erhöhung des Unternehmenserlöses und der Tarife sowie zu einer marginalen Reduktion der effektiven Unterbruchskosten für die Konsumenten. Wird unterstellt, dass die regulierte Unternehmung

⁸ Vgl. Centre for Research in Economics and Business Administration (SNF); Report 9 bis 11 (1991)

ihren Gewinn maximiert, so wird sie die Qualität nur so weit ausbauen, als die zusätzlichen Grenzkosten von Kapital und Unterhalt die erwartete marginale Erhöhung der Erlöse infolge verminderter Lieferunterbrüche nicht übersteigt. Auf der anderen Seite ist eine Qualitätsreduktion für die Unternehmung nur so lange profitabel, als die damit eingesparten zusätzlichen Kosten von Kapital und Unterhalt grösser sind, als die mit der Qualitätseinbusse verbundenen zusätzlichen Unterbruchskosten für die Konsumenten respektive die damit verbundene erwartete marginale Reduktion des Erlöses.

7 Schlussfolgerungen

Die Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft zielt in vielen Ländern auf eine Stärkung der Effizianzanreize ab, die in der Vergangenheit – in Regulierungssystemen, die weitgehend kostenorientiert waren – nicht im Zentrum standen. Dabei besteht allerdings das Risiko, dass durch den Einsatz anreizorientierter Regulierungsinstrumente, die Investitionsanreize vermindert oder im Extremfall zerstört werden. Um dies zu verhindern,

- sollten Regulierungsrisiken minimiert werden, indem ein stabiler Regulierungsrahmen geschaffen wird, auf den sich die Unternehmen verlassen können,
- sollte den Unternehmen eine dem Risiko angemessene Kapitalrendite zugestanden werden,
- sollten beim Einsatz von Benchmarking bei der Regulierung Kostentreiber, die von den Unternehmen nicht beeinflusst werden können, angemessen berücksichtigt werden,
- sollte eine anreizorientierte Regulierung der Netzpreise von einer Qualitätsregulierung begleitet werden, die es für die Unternehmen lohnend erscheinen lässt, gesellschaftlich gewünschte Qualitätsstandards zu erreichen.

Die Strommarktöffnung in Norwegen – die von den beteiligten Akteuren übereinstimmend als Erfolg betrachtet wird – zeigt, wie bei einer anreizorientierten Regulierung der Verteilnetze Investitionsanreize gesetzt werden können.

8 Literatur

Borrmann, J. und Finsinger, J. (1999), Markt und Regulierung, Vahlen, München.

Filippini, M. und Wild, J. (2002), Berücksichtigung von regionalen Unterschieden beim Benchmarking von Stromverteilnetzen, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 25 (1).

- Heggset J., Kjolle G. H. (2000), Experiences with the FASIT Reliability Data Collection System, Proceeding of IEEE/PES WM 2000.
- Langset, T. (2001), Quality Dependent Revenues – Incentive Regulation of Quality of Supply, World Energy Council, 18th Congress, Buenos Aires, October 2001.
- Shleifer, A. (1985), A Theory of Yardstick Competition, Rand Journal of Economics, 16 (3), 319-327.
- Wild, J. (2001), Regulierung und Deregulierung der Elektrizitätsverteilung – Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz, vdf Hochschulverlag der ETH, Zürich.
- Wild, J. und Vaterlaus, S. (2002), Norwegische Elektrizitätsmarktöffnung: Kostenrechnungs- und Preisbildungsfragen der Netzgesellschaften, Energiewirtschaftliche Grundlagen, Bundesamt für Energie, Bern.