Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung

Erfahrungen in Norwegen und Schweden

Ausgearbeitet durch

M. Filippini, J. Wild, C. Luchsinger, CEPE, ETH Zürich

Im Auftrag des

Bundesamtes für Energie

August 2001

BFE
OFEN
UFE
SFOE

Auftraggeber:

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen des
Bundesamtes für Energie

Auftragnehmer:

CEPE, Centre for Energy Policy and Economics, ETH Zürich

Autoren:

Prof. Dr. Massimo Filippini, CEPE, ETH Zürich und Università della Svizzera italiana
Dr. Jörg Wild, CEPE, ETH Zürich
Cornelia Luchsinger, CEPE, ETH Zürich

2001

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogrammes „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ des Bundesamtes für Energie erarbeitet. Für den Inhalt ist alleine der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE
Worblentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen • Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 • office@bfe.admin.ch • www.admin.ch/bfe

Vertrieb: BBL/EDMZ, 3003 Bern, www.admin.ch/edmz

BBL/EDMZ Bestellnummer: 805.049 d

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung der Erfahrungen in Norwegen und Schweden iii

Résumé des expériences faites en Norvège et en Suède v

1. Ausgangslage und Ziel der Untersuchung 1

2. Anforderungen an die Regulierung zu Beginn der Marktöffnung 3
2.1 Restriktionen für bzw. Anforderungen an das Modell 3
2.2 Ausgangslage in der Schweiz 3
2.3 Längerfristige Regulierungsmethode in der Schweiz 4

3. Regulierungsmodelle 5
3.1 Renditeregulierung (Rate-of-Return) 5
3.2 Regulierung mit einer Preisobergrenze (Price-Cap) 6
3.3 Regulierung mit einer Erlösobergrenze (Revenue-Cap) 8
3.4 Yardstick-Competition (Benchmarking) 9

4. Grobanalyse verschiedener Länder 11
4.1 Vergleichbarkeit der Struktur der Elektrizitätswirtschaft 11
4.2 Vergleichbarkeit der langfristigen Regulierungsmethode 12
4.3 Auswahl von zwei Ländern für die vertiefte Analyse 13

5. Länderstudie: Norwegen 15
5.1 Branchenstruktur 15
5.2 Stufen der Deregulierung 16
5.3 Hauptmerkmale der Deregulierung zu Beginn der Marktöffnung 17
5.4 Regulierung der Netzpreise zu Beginn der Marktöffnung 19
5.5 Erfahrungen 28

6. Länderstudie Schweden 31
6.1 Branchenstruktur 31
6.2 Stufen der Deregulierung 32
6.3 Hauptmerkmale der Deregulierung zu Beginn der Marktöffnung 33
6.4 Regulierung der Netzpreise zu Beginn der Marktöffnung 34
6.5 Erfahrungen 40

7. Quellen 41

Anhang: Liste der E-Mail-Kontakte 45

Zusammenfassung der Erfahrungen in Norwegen und Schweden

Sowohl Norwegen als auch Schweden haben sich zu Beginn der Marktöffnung für eine **kostenorientierte Regulierung** der Netzpreise basierend auf der Rate-of-Return-Methode entschieden. Allerdings haben die zu schwachen Effizienzsteigerungen in Norwegen dazu geführt, dass diese durch eine **anreizorientierte Regulierung** (Erlösobergrenze mit Benchmarking) ersetzt wurde. In Schweden wurde bisher grundsätzlich am kostenorientierten Konzept mit ex-post-Monitoring festgehalten, wobei die Regulierungsbehörde Preissenkungen von den Netzbetreibern fordert. Von Fachleuten wird das schwedische Modell kritisiert, weil zu geringe Effizienzanreize davon ausgehen.

In beiden Ländern wird die Festlegung der **Struktur der Netzpreise** den Netzbetreibern überlassen; es werden lediglich allgemeine Vorgaben bezüglich **Verursachergerechtigkeit** und **Nichtdiskriminierung** gemacht. In Norwegen sind die Vorgaben etwas strenger.

Die **Regulierungsbehörde** ist sowohl in Norwegen als auch in Schweden ins Energiedepartement der öffentlichen Verwaltungen eingegliedert.[1] Unabhängig von der gewählten Regulierungsmethode werden in beiden Ländern rund 20-25 Personen zur Regulierung der Netzpreise eingesetzt, was etwa einer Person pro 10 Werke entspricht. Die Hauptaufgabe des Personals besteht in der Auswertung der von den Elektrizitätswerken eingereichten Jahresberichte.

Bezüglich **Unbundling** und **Daten**, die an die Regulierungsbehörde geliefert werden müssen, haben sich Schweden und Norwegen für zwei unterschiedliche Philosophien entschieden. Norwegen verlangt lediglich buchhalterisches Unbundling von den Elektrizitätswerken, dafür müssen sie getrennte Jahresberichte für alle Geschäftsfelder einreichen. In Schweden ist die Unbundling-Vorschrift strenger: die Netze müssen juristisch und managementmässig von den übrigen Aktivitäten getrennt sein. Allerdings müssen nur die Netzbetreiber der Regulierungsbehörde einen Jahresbericht einreichen.

Die geänderten Anforderungen ans Rechnungswesen durch die Deregulierung stellen die betroffenen Werke oft vor beträchtliche Herausforderungen. In Schweden wurde die Phase bis zum Beginn der Marktöffnung von einem Jahr auf zwei Jahre verlängert, indem der Beginn der Marktöffnung um ein Jahr auf den 1.1.1996 verschoben wurde. Die norwegischen Netzbetreiber mussten ihre Buchhaltungsdaten erstmals 1993 - und nicht schon zu Beginn der Marktöffnung 1991 - bei der Regulierungsbehörde (NVE) einreichen.

1 In anderen Ländern wurden unabhängige Regulatoren eingesetzt z.B. in England (Ofgem, Office of the Gas and Electricity Markets) und Österreich (Elektrizitäts-Control GmbH).

Résumé des expériences faites en Norvège et en Suède

Au début de l'ouverture du marché, la Norvège et la Suède avaient toutes deux opté pour une **régulation** des prix du réseau **orientée en fonction des coûts**, selon la méthode *rate of return*. Toutefois, l'amélioration insuffisante des rendements a conduit la Norvège à lui préférer une **régulation centrée sur des incitations** (plafond des recettes, benchmarking). Quant à la Suède, elle a bien maintenu une orientation en principe en fonction des coûts avec évaluation «ex-post», où les autorités de régulation exigent des exploitants de réseaux qu'ils abaissent leurs prix. Mais les spécialistes critiquent le modèle en place pour son manque d'incitations à optimiser les rendements.

Les deux pays laissent les exploitants de réseaux établir la **structure des prix d'acheminement**. Les directives en vigueur, un peu plus strictes en Norvège, ont un caractère général et ne concernent que l'**imputation équitable des coûts** et la **non-discrimination**.

Les autorités de régulation relèvent des départements de l'énergie respectifs des administrations norvégienne et suédoise.[2] Leurs méthodes de régulation des prix des réseaux ont beau différer, les deux pays emploient 20 à 25 personnes, soit en gros une personne pour dix entreprises. Leur tâche principale consiste à dépouiller les rapports annuels des entreprises électriques.

Concernant la **séparation des activités** (unbundling) et les **données** à remettre aux autorités de régulation, les philosophies diffèrent. La Norvège exige seulement la séparation comptable des activités des entreprises électriques, qui rédigent un rapport annuel par champ d'activité. Les prescriptions suédoises en la matière sont plus sévères: les réseaux doivent être séparés des autres activités tant sur le plan juridique que pour la gestion. Toutefois, seuls les exploitants de réseaux sont tenus de remettre un rapport annuel aux autorités de régulation.

Les entreprises concernées ont souvent subi un important surcroît de travail du fait des nouvelles exigences comptables. C'est pourquoi la phase préalable à l'ouverture du marché a été prolongée en Suède: le début de la libéralisation a été retardé d'un an, au 1er janvier 1996. Quant aux exploitants norvégiens de réseaux, ils ont commencé à remettre leurs données comptables aux autorités de régulation (NVE) en 1993, et non au début de l'ouverture du marché en 1991.

2 D'autres pays ont institué des régulateurs indépendants. C'est notamment le cas de la Grande-Bretagne (Ofgem, Office of the Gas and Electricity Markets) et de l'Autriche (Elektrizitäts-Control, GmbH).

1. Ausgangslage und Ziel der Untersuchung

Falls das Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) in der Volksabstimmung angenommen wird, dürfte es gegen Ende 2002 in Kraft treten. In Artikel 6 des EMG wird die **Vergütung der Durchleitung** geregelt, welche sich „nach den notwendigen Kosten eines effizient betriebenen Netzes und eines angemessenen Betriebsgewinnes" richten soll. Absatz 3 des Artikels verlangt vom Bundesrat das Erlassen von Grundsätzen für eine transparente Berechnung der Durchleitungsvergütung.

Da das geplante **langfristige Konzept** zur Regulierung der Durchleitungspreise nicht schon zu Beginn der Marktöffnung eingesetzt werden kann, werden die Durchleitungspreise für die ersten Jahre mit einer **Übergangslösung** geregelt werden.

Ziel dieser Studie ist es, **europäische Erfahrungen** mit der Regulierung der Netzbenutzungspreise zu Beginn der Marktöffnung aufzuzeigen und als Entscheidungsgrundlage für eine schweizerische Lösung aufzubereiten.

Im folgenden Kapitel werden zuerst kurz die Anforderungen diskutiert, die an die Regulierung der Durchleitungspreise zu Beginn der Marktöffnung zu stellen sind. Im anschliessenden 3. Kapitel wird ein knapper Überblick über verschiedene mögliche Regulierungsmodelle gegeben, bevor im 4. Kapitel jene europäischen Länder kurz vorgestellt werden, deren Elektrizitätsmärkte mit dem schweizerischen vergleichbar sind. Aufgrund der begrenzten finanziellen und zeitlichen Ressourcen werden aus diesen Ländern zwei - Norwegen und Schweden - ausgewählt, deren Erfahrungen für die Schweiz besonders interessant scheinen. In den beiden folgenden Kapiteln 5 und 6 werden dann die Erfahrungen in Norwegen und Schweden während der Anfangsphase der Deregulierung beschrieben.

2. Anforderungen an die Regulierung zu Beginn der Marktöffnung

In diesem Arbeitsschritt wird die Ausgangslage in der Schweiz kurz dargestellt. Dabei muss zuerst abgeklärt werden, von welchen **Restriktionen**, die für das Regulierungsmodell im ersten Jahr gelten, ausgegangen werden muss. Unter Einbezug der Restriktionen werden **Anforderungen** definiert, die das Modell erfüllen muss.

2.1 Restriktionen für bzw. Anforderungen an das Modell

In Absprache mit dem Auftraggeber wurden die folgenden Anforderungen definiert, die das Modell für das 1. oder 2. Jahr der Öffnung des Elektrizitätsmarktes erfüllen muss:

- Im Zentrum der Untersuchung stehen die **Verteilnetze** (Hoch-, Mittel- und Niederspannung). Das Höchstspannungsnetz wird in dieser Untersuchung ausser Acht gelassen.
- Das Modell zu Beginn sollte Rücksicht nehmen auf das anreizorientierte **Modell für die spätere Phase der Öffnung**.
- **Rechtssicherheit** für die Marktakteure muss gewährleistet sein.
- **Einfachheit und Akzeptanz**: Das Modell muss allgemein verständlich sein. Eine lange Erklärungsphase für das Modell würde die Akzeptanz senken.
- Es soll nach Möglichkeit **keine Datenerhebung** bei den Unternehmen nur für die Übergangsphase durchgeführt werden.

2.2 Ausgangslage in der Schweiz

Um einen internationalen Vergleich durchführen zu können, der für die Schweiz aussagekräftig ist, sollte die Struktur der Elektrizitätswirtschaft der untersuchten Länder mit der schweizerischen vergleichbar sein. Die wichtigsten Strukturmerkmale der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft werden hier deshalb kurz zusammengefasst:

- Rund **1000 Elektrizitätswerke** betreiben Verteilnetze.
- **Geringe Konzentration** der Werke: die grössten zehn Werke haben zusammen lediglich einen Marktanteil von rund 40%.
- Beträchtliche **regionale Unterschiede** (Ecoplan, 1999 und Wild, 2001).
- ein Grossteil der Verteilwerke befindet sich im Besitz der **öffentlichen Hand** (Kantone und Gemeinden).
- Eher **geringer Anteil der Grossverbraucher** am Gesamtverbrauch (~33%).

2.3 Längerfristige Regulierungsmethode in der Schweiz

Eine Vorgabe für die Regulierung während der Übergangsphase besteht darin, dass ein Übergang zum langfristigen Regulierungsmodell problemlos möglich sein muss. Da das langfristige Regulierungsmodell noch nicht vollständig definiert ist, gehen wir von der folgenden Arbeitshypothese aus:

Die Regulierung wird längerfristig auf einem Effizienzvergleich von gleichartigen Netz-Unternehmen (**Benchmarking**) basieren. Dazu können verschiedene Methoden (parallel) verwendet werden:

- Statistische Kennwerte
- Ökonometrische Methoden (Regressionsanalyse, Stochastic Frontier)
- Data Envelopment Analysis (Operations Research)

Ein zentraler Punkt bei allen genannten Methoden besteht in der Bestimmung von vergleichbaren, gleichartigen Unternehmen („Peer-Group"). Vergleiche sollten grundsätzlich nur innerhalb der Peer-Group durchgeführt werden. Zur Definition der Peer-Group wird ausschliesslich die nicht (oder kurzfristig nicht) beeinflussbare Umgebung berücksichtigt.

Das Übergangsmodell sollte deshalb eine Weiterentwicklung in Richtung Benchmarking ermöglichen.

Basierend auf den hier dargelegten Überlegungen wird im 4. Kapitel eine Grobanalyse verschiedener europäischer Länder bezüglich Vergleichbarkeit mit der Schweiz durchgeführt. Zuerst wird jedoch im folgenden Kapitel ein kurzer Überblick über die wichtigsten Regulierungsmethoden gegeben.

3. Regulierungsmodelle

In diesem Kapitel werden Regulierungsmodelle vorgestellt, die häufig zur Regulierung von Elektrizitätsnetzen verwendet werden. Dieser Überblick soll einige Begriffe klären, wodurch die Diskussion der Modelle in den untersuchten Ländern vereinfacht wird. Zuerst wird die Rendite- bzw. Rate-of-Return-Regulierung vorgestellt, dann folgt die Regulierung mit einer Preisobergrenze (Price-Cap) bzw. einer Erlösobergrenze (Revenue-Cap), bevor schliesslich die Yardstick-Competition Methode (auch Benchmarking genannt) präsentiert wird. Einen ausführlichen Überblick über die verschiedenen Regulierungsmodelle geben beispielsweise Jamasb und Pollitt (2000), Hill (1995) oder Armstrong, Cowan und Vickers (1994).

3.1 Renditeregulierung (Rate-of-Return)

Die Renditeregulierung (Rate-of-Return- bzw. RoR-Regulierung) stellt die traditionelle kostenorientierte Regulierungsmethode dar, die besonders in den Vereinigten Staaten zur Regulierung privater Monopole und Versorgungsunternehmen angewendet wurde. Bei der RoR-Regulierung wird der regulierten Unternehmung erlaubt, dass sie ihre Betriebs- und Kapitalkosten decken und eine angemessene Rendite auf das investierte Kapital erwirtschaften kann.[1] Die folgende Gleichung gibt die Formel an, mit der aus den (erwarteten) Kosten der notwendige Erlös („Required Revenue") berechnet werden kann, damit die vorgegebene Rendite erreicht wird:

$$NE = BK + AB + ST + (KS * RoR) \tag{3.1}$$

mit:
- NE: Notwendiger Erlös
- BK: Betriebskosten
- AB: Abschreibungen
- ST: Steuerausgaben
- KS: Kapitalstock (Rate Base)
- RoR: Rendite (Rate of Return)

Zur Ermittlung des Kapitalstocks (der Rate Base) können verschiedene Methoden verwendet werden. Üblicherweise wird das Gesamtkapital (Anlagenwert abzüglich kumulierte Abschreibungen) als Berechnungsgrundlage verwendet.[2] DIe Bestimmung des Kapitalstocks ist mit verschiedenen Bewertungsproblemen verbunden. Eine weitere Schwierigkeit kann die Abgrenzung des betriebsnotwendi-

1 Die Berechnung der Kosten - vor allem der Kapitalkosten- ist wegen unterschiedlicher Rechnungslegungsmethoden oft nicht eindeutig. Besonders bei Aktiva mit langer Nutzungsdauer ergeben sich Bewertungsprobleme (z.B. historischer Wert vs.Wiederbeschaffungswert). Die Bewertungsprobleme werden in der Schweiz durch die - im internationalen Vergleich - relativ starke Trennung zwischen dem (internen) betrieblichen Rechnungswesen und der Finanzbuchhaltung verstärkt.

gen Kapitals darstellen: Falls die RoR genügend hoch liegt, haben die Firmen einen Anreiz, möglichst viel Kapital als betriebsnotwendig auszuweisen.

Das Hauptproblem der RoR-Regulierung wurde bereits in den 1960er-Jahren von Averch und Johnson präsentiert:[3] Da alle ausgewiesenen Kosten auf die Verbraucher überwälzt werden können, haben RoR-regulierte Firmen keinen Anreiz, ihre Kosten zu senken oder die Effizienz zu erhöhen. Falls die zulässige RoR zu hoch (d.h. über dem risikoangepassten Kapitalzinssatz) festgesetzt wird, haben die Firmen gar einen Überinvestitions-Anreiz.

Um die Probleme der kostenorientierten Regulierungsmethoden zu lösen, wurden verschiedene anreizorientierte Methoden entwickelt, die in den folgenden Abschnitten vorgestellt werden.

3.2 Regulierung mit einer Preisobergrenze (Price-Cap)

Die Price-Cap-Regulierung (PCR) wurde von Littlechild 1983 vorgeschlagen und vor allem in Grossbritannien und einigen anderen Ländern zur Regulierung von Netzen eingesetzt. Die Hauptidee der PCR besteht darin, dass der Gewinn einer regulierten Firma von ihren Kosten entkoppelt wird, indem der Preis, der ihr zugestanden wird, unabhängig von ihren jährlich realisierten Kosten festgelegt wird. Für jede Regulierungsperiode - die üblicherweise zwischen 3 und 5 Jahren dauert - wird der Firma eine Preisobergrenze vorgegeben, die sich basierend auf dem Konsumentenpreisindex und einem vorgegebenen Effizienzsteigerungsfaktor entwickelt. Dieser Preispfad ist unabhängig von der Kostenentwicklung der regulierten Firma; d.h. diese profitiert direkt von ihren Effizienzverbesserungen, indem sie höhere Gewinne realisieren kann. Die PCR-Formel lautet:

$$PC = PC(t\text{-}1) * (1 + KPI - X) +/- Z \qquad (3.2)$$

mit:

PC	Preisobergrenze (Price-Cap)
t-1	Vorjahreswert
KPI	Konsumentenpreisindex
X	Vom Regulator vorgegebene jährliche Effizienzsteigerung
Z	Anpassungsfaktor für Kostenveränderungen, die von der Firma nicht beeinflusst werden können

2 Eine Beschränkung auf das Eigenkapital hätte Verzerrungen der Finanzierungsstruktur zur Folge: wenn die entsprechende RoR genügend hoch festgesetzt wird, ist es für die Unternehmen attraktiv zu viel „teures“ Eigenkapital einzusetzen. Eine Definition der RoR auf das Gesamtkapital bietet sich deshalb an.

3 vgl. Averch und Johnson (1962).

Die Preisobergrenze wird somit basierend auf der Preisobergrenze des Vorjahres, der Inflation, der geforderten Effizienzsteigerung und des Korrekturfaktors jedes Jahr neu berechnet.

Bei der praktischen Anwendung stellt die Festlegung der Anfangs-Preisobergrenze das grösste Problem dar. Oft wird die erste Preisobergrenze basierend auf den Kosten im Ausgangszeitpunkt (oder vor Beginn der Regulierung) - analog zur RoR-Methode - festgelegt.[4]

Auch die Festsetzung der geforderten jährlichen Effizienzsteigerung ist mit Schwierigkeiten verbunden. Oft orientiert man sich dabei an der erwarteten Veränderung der totalen Faktorproduktivität (TFP) der Branche. Falls ein Benchmarking-Vergleich verschiedener Firmen durchgeführt wird (vgl. auch Abschnitt 3.4), können den Unternehmen - basierend auf dem Benchmarking - individuelle Vorgaben bezüglich des geforderten Effizienzsteigerungsfaktors X gemacht werden.

Unter der Annahme, dass die regulierten Firmen gewinnorientiert sind, ergibt sich ein Anreiz zu Kosteneffizienz aus der Entkoppelung von Erlösen und Kosten: die Firmen haben auch über die Effizienzvorgabe hinaus einen Anreiz ihre Kosten zu senken, wenn sich dadurch der Gewinn erhöhen lässt.

Mehrproduktunternehmen / Regulierung der Preisstruktur

Oftmals verkaufen Firmen mehrere Produkte bzw. beliefern unterschiedliche Kundengruppen. In diesem Fall kann entweder der Preis jedes einzelnen Produkts - bzw. der Preis für jede Kundengruppe - reguliert werden, oder die PCR kann mit Hilfe eines Preisindexes implementiert werden, wobei der regulierten Firma ein Spielraum beim Setzen der Preisstruktur bleibt. Armstrong, Cowan und Vickers (1994, S. 66ff.) stellen verschiedene Möglichkeiten vor, wie der Preisindex berechnet werden kann. Sie nennen

- einen Preisindex mit fixen Gewichten, wobei die Gewichte gemäss den nachgefragten Mengen bei einem hypothetischen Ausgangspreisniveau P_0 gesetzt werden,
- eine Regulierung des Durchschnittserlöses, die dann besonders interessant ist, wenn dasselbe Produkt an verschiedene Kundengruppen verkauft wird und
- optionale Preismodelle, d.h. den Firmen wird die Verwendung verschiedener Preismodelle freigestellt, solange kein Kunde (keine Kundengruppe) dadurch schlechter gestellt wird als durch die Wahl eines Einheitspreises.[5]

4 Wenn bei einer Rate-of-Return-Regulierung der erlaubte Erlös bzw. Preis nicht jährlich angepasst wird, sondern für mehrere Jahre fixiert wird („Freezing"), wird diese zur anreizorientierten Regulierung, die vergleichbar ist mit der Price-Cap-Regulierung. Der Anreiz zur Effizienzverbesserung ergibt sich durch die Entkopplung der Preise von den jährlich realisierten Kosten.

Grundsätzlich kann eine Wohlfahrtssteigerung erreicht werden, wenn den regulierten Firmen eine gewisse Freiheit bei der Wahl der Preisstruktur gewährt wird. Allerdings können sich auch gewisse unerwünschte Effekte ergeben. Eine Vertiefung dieser Fragestellung bezüglich theoretischer Konzepte und internationaler Erfahrungen könnte interessante Erkenntnisse über die Chancen und Risiken eines Verzichts auf eine Strukturregulierung liefern.

3.3 Regulierung mit einer Erlösobergrenze (Revenue-Cap)

Ähnlich wie die Price-Cap-Regulierung gibt der Regulator bei der Revenue-Cap-Regulierung (RCR) den Firmen eine Erlösobergrenze vor, die - unabhängig von den Kosten - maximal erreicht werden darf. Durch die Entkopplung der Erlöse von den Kosten sollen die Firmen wiederum einen Anreiz haben, ihre Kosten zu senken. Die RCR lässt sich durch die folgende Formel darstellen:

$$RC = (RC(t-1) + KUWF * \Delta KU) * (1 + KPI - X) +/- Z \qquad (3.3)$$

mit: RC Erlösobergrenze (Revenue Cap)
KUWF Anpassungsfaktor für das Kundenwachstum (CHF / Kunde)
ΔKU Veränderung der Kundenzahl

Durch den Anpassungsfaktor für die Kundenzahl wird sichergestellt, dass Firmen mit stärkerem Kundenwachstum nicht benachteiligt werden.

Die RCR ist allerdings mit Problemen verbunden: Crew und Kleindorfer (1996) haben darauf hingewiesen, dass Firmen bei der RCR einen Anreiz haben können, ihre Preise anzuheben und den Output zu reduzieren. Durch den resultierenden Nachfragerückgang kann die Erlösobergrenze eingehalten werden. Zusätzlich sinken aber - bei der kleineren Outputmenge - die Kosten der Firma, d.h. sie macht höhere Gewinne. Diese ergeben sich nicht infolge gesteigerter Effizienz sondern durch die Preiserhöhungen. Mit diesem - aus Wohlfahrtssicht - unerwünschten Ergebnis ist zu rechnen, wenn

- die Nachfrage empfindlich auf den Preis reagiert (hohe Preiselastizität) und
- die Kosten zu einem grösseren Teil variabel sind.

Eine RCR sollte deshalb nur eingesetzt werden, wenn die regulierte Firma einen sehr geringen Einfluss auf die Höhe der Nachfrage hat und wenn sich die Kosten durch einen Rückgang der nachgefragten Menge nicht senken lassen.

Da die beiden oben genannten Punkte für Elektrizitätsnetze eher nicht gegeben sind[6], scheint die Kritik von Crew und Kleindorfer in diesem Bereich von geringer Relevanz zu sein. Die RCR könnte somit zur Regulierung von Elektrizitätsnetzen

5 Diese Forderung kann dadurch sichergestellt werden, dass Kunden die Wahl zwischen dem Einheitspreis und anderen Preismodellen haben.

eingesetzt werden, wodurch die Netzbetreiber einen Anreiz erhalten, ihre Effizienz zu erhöhen.[7]

Eine Variante der RCR stellt die Begrenzung der Durchschnittserlöse, d.h. des Erlöses pro Kunden, dar. Auch für diese Regulierungsform gelten die oben genannten Überlegungen.

3.4 Yardstick-Competition (Benchmarking)

Bei der Yardstick-Regulierung wird jede regulierte Firma mit ähnlichen Firmen verglichen. Oft werden die Durchschnittskosten vergleichbarer Firmen (der sogenannten Peer-Group) für einen Leistungsvergleich (Benchmarking) herangezogen. Der Benchmark kann bei der Regulierung berücksichtigt werden, indem die Preise einer Firma basierend auf den Kosten der effizientesten vergleichbaren Firma festgelegt werden. Durch diese von Shleifer (1985) vorgeschlagene Methode kann indirekt Wettbewerb zwischen Monopolisten geschaffen werden, die in verschiedenen Regionen tätig sind.

Yardstick-Wettbewerb kann auch als Sonderform der Price-Cap-Regulierung ausgestaltet werden, bei der der Regulator die Kosteninformationen aller vergleichbaren Unternehmen verwendet, um die Preisobergrenze für eine bestimmte Firma festzulegen. Dies lässt sich durch die folgende Formel ausdrücken:

$$PC_i = a_i * DK_i + (1 - a_i) * \sum_j (f_j * DK_j) \qquad (3.4)$$

mit:

i	regulierte Firma
$j = 1, \ldots J$	alle vergleichbaren Firmen in der Peer-Group
PC_i	Preisobergrenze der regulierten Firma i
DK	Durchschnittskosten
a_i	Gewichtungsfaktor zwischen Kosteninformation der regulierten Firma i und Kosten der Peer-Group
f_j	Umsatz- oder Mengengewichte der Firmen in der Peer-Group

Verschiedene Varianten der Yardstick-Regulierung sind denkbar: so können die Benchmarking-Ergebnisse dazu verwendet werden, um bei der Price-Cap-Regulierung individuelle Vorgaben bezüglich geforderter Effizienzsteigerung (X-Faktor in Gleichung (3.2)) zu machen, oder bei der RoR-Regulierung können je nach Effizienz der verschiedenen Firmen unterschiedliche zulässige Renditen definiert werden: Je effizienter eine Firma ist, desto höher darf die Rendite auf das eingesetzte Kapital

6 Die Netzkosten bestehen zum grössten Teil aus Fixkosten. Zudem kann von einer geringen Preiselastizität der Stromnachfrage ausgeangen werden (vgl. z.B. Filippini, 1999).

7 Der englische Übertragungsnetzbetreiber National Grid Company wurde beispielsweise mit einer Erlösobergrenze reguliert.

sein. Auch in diesem Fall wandelt sich die eigentlich kostenorientierte RoR-Regulierung zu einer anreizorientierten Regulierungsform, da die Erlöse und Gewinne von den realisierten Kosten entkoppelt werden: Die Gewinne können durch eine Kostensenkung erhöht werden, da die Preise (bzw. Erlöse) dadurch nicht beeinflusst werden.

Ein wichtiger Punkt bei der Yardstick-Regulierung ist die Frage, wie gut verschiedene Firmen miteinander vergleichbar sind. Verschiedene Untersuchungen haben gezeigt, dass die Kosten der Elektrizitätsverteilung z.B. von der Kundendichte, der Kundenstruktur und der Topologie des Versorgungsgebietes abhängig sind. Filippini und Wild (2001) und Wild (2001) zeigen, wie die unterschiedlichen Charakteristika beim Benchmarking der schweizerischen Elektrizitätsverteiler berücksichtigt werden könnten.

Erfahrungen mit der Yardstick-Methode konnten bereits bei der Regulierung der Wasserversorger in Grossbritannien gesammelt werden.

4. Grobanalyse verschiedener Länder

In diesem Abschnitt werden europäische Länder, die bereits eine Marktöffnung durchgeführt haben, grob analysiert. Weiter sollen zwei Länder gefunden werden, deren Erfahrungen für die Schweiz besonders aussagekräftig sind.

Beim Grobvergleich werden vor allem zwei Gesichtspunkte im Zentrum stehen:

- Vergleichbarkeit der Struktur der Elektrizitätswirtschaft vor der Marktöffnung der betrachteten Länder mit der Schweiz;
- Vergleichbarkeit der voraussichtlich langfristig implementierten Regulierungsmethode mit dem in der Schweiz geplanten Vorgehen.

4.1 Vergleichbarkeit der Struktur der Elektrizitätswirtschaft

In Tabelle 4.1 sind alle europäischen Länder aufgelistet, in denen mehr als 40 Elektrizitätsverteiler tätig sind. Die sehr grosse Anzahl Netzbetreiber in der Schweiz dürfte zu Beginn der Liberalisierung für den Regulator vermutlich das Hauptproblem darstellen. Deshalb wurden Länder mit nur wenigen Netzbetreibern nicht berücksichtigt.

Tabelle 4.1 Europäische Länder mit einer der Schweiz vergleichbaren Struktur

Land	Anzahl Verteiler	Marktanteil der 3 (10) grössten Verteiler	Konsumanteil Grossverbraucher (Industrie)	Anteil Privateigentum	Heterogene Topologie
Dänemark	105	32% (50%)	30%	?	Inseln / flach
Deutschland	1000	26% (40%)	44%	7	teilw. ähnlich
Finnland	110	9% (40%)	55%	20	teilw. ähnlich
Italien	226	96% (99%)	49%	gering	teilw. ähnlich
Norwegen	198	23% (40%)	47%	~CH	ähnlich
Österreich	129	47% (79%)	37%	10	sehr ähnlich
Schweden	244	30% (47%)	39%	~CH	ähnlich
Schweiz	*1000*	*28% (40%)*	*33%*	*23.5*	

Quelle: Unipede (1997), Statistical Panorama 1997, S. 20 und 24; Eurelectric/Unipede (1999), Regulation of Distribution, S. 14ff.

Von den sieben europäischen Ländern mit mehr als 40 Verteilnetzbetreibern dürfte sich ein Vergleich mit Italien wegen der hohen Konzentration (die grössten

drei Verteiler haben einen Marktanteil von 96%) am wenigsten anbieten. Die Topologie Dänemarks unterscheidet sich von der Schweiz vermutlich zu stark, als dass die Erfahrungen für die Schweiz von besonderem Interesse wären. Finnland steht ebenfalls nicht im Zentrum des Interesses, da mehr als die Hälfte der Elektrizität an Grossverbraucher geliefert wird. Sowohl in Finnland als auch in Dänemark sind zudem im Vergleich zur Schweiz relativ wenige Netzbetreiber tätig.

4.2 Vergleichbarkeit der langfristigen Regulierungsmethode

Von den sieben europäischen Ländern, in denen mehr als 100 Netzbetreiber tätig sind, gibt es vier (Deutschland, Finnland, Norwegen und Schweden), deren Reform bereits vor mehreren Jahren begonnen hat (vgl. Tabelle 4.2).[8]

Tabelle 4.2 Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft in ausgewählten europäischen Ländern

Land	Regulierungs-modell	Benchmarking	Start der Reform	Grad der Marktöffnung
Dänemark	rTPA	in Vorbereitung	2000	> 1 GWh seit 2001
Deutschland	nTPA	nein	1998	100% seit 1998
Italien	SB/rTPA	ja	1999	40% in 2002
Finnland	rTPA	ab 2002	1995	100% seit 1997
Norwegen	rTPA	im Einsatz	1991	100% seit 1995
Österreich	rTPA	in Diskussion	1999	100% ab 1.10.2001
Schweden	rTPA	„light handed“	1996	100% seit 2000
Schweiz	*rTPA*	in Vorbereitung	*2002*	*~33% in 2002*

rTPA: regulierter Netzzugang
nTPA: ausgehandelter Netzzugang
SB: Alleinabnehmer

Quelle: Jamasab und Pollitt (2000), S. 18ff.

Insbesondere Österreich, das bezüglich Branchenstruktur mit der Schweiz sehr gut vergleichbar ist, wird erst im laufenden Jahr die Marktöffnung einführen. Die

8 Grundsätzlich sind alle Mitgliedstaaten der Europäischen Union aufgrund der Strom-Binnenmarktrichtlinie aus dem Jahre 1996 zu einer stufenweisen Marktöffnung verpflichtet. Bezüglich Art der Umsetzung und Grad der Marktöffnung haben sich die Mitgliedstaaten für unterschiedliche Vorgehen entschieden.

österreichische Regulierungsbehörde nahm im Verlaufe des Frühjahrs 2001 ihre Tätigkeit auf; die Marktöffnung ist für Oktober 2001 geplant.

Auf die Analyse der finnischen und dänischen Erfahrungen kann verzichtet werden, da das finnische Regulierungsmodell sich relativ stark am schwedischen Ansatz orientiert, während das dänische Modell näher beim norwegischen Ansatz liegt. Norwegen und Schweden sind bezüglich Branchenstruktur besser mit der Schweiz vergleichbar.

Von den vier Ländern mit längerer Deregulierungserfahrung scheidet zudem Deutschland aus, da dort der Netzzugang von den beteiligten Parteien ausgehandelt und nicht vom Regulator festgelegt wird.

4.3 Auswahl von zwei Ländern für die vertiefte Analyse

Nach der Auswertung bezüglich Vergleichbarkeit der Struktur und Regulierungsmodell verbleiben die beiden skandinavischen Länder Norwegen und Schweden im Zentrum des Interesses.

Die folgenden Auswertungen werden sich auf Norwegen und Schweden konzentrieren, da in beiden Ländern je rund 200 Netzbetreiber tätig sind und auch die übrigen Verhältnisse mit der Schweiz relativ gut vergleichbar sind. Die beiden Länder sind zudem interessant, weil Norwegen längerfristig ein anreizorientiertes Regulierungsmodell eingeführt hat, während Schweden auch fünf Jahre nach der Marktöffnung bei einem kostenorientierten Modell mit ex-post-Preiskontrolle geblieben ist. Durch die Analyse dieser beiden Länder wird somit ein relativ breites Spektrum an Regulierungsmethoden abgedeckt.

5. Länderstudie: Norwegen

In diesem Kapitel wird zuerst die Struktur der norwegischen Elektrizitätswirtschaft kurz vorgestellt. Anschliessend werden die einzelnen Deregulierungsschritte präsentiert. Abschnitt 5.3 beschreibt den Beginn der Marktöffnung in Norwegen. Der nachfolgende Abschnitt widmet sich der Regulierung der Netzpreise in der Startphase. Abschnitt 5.5 fasst schliesslich die wichtigsten Erfahrungen zusammen.

5.1 Branchenstruktur

Der norwegische Elektrizitätsmarkt ist heute der am stärksten geöffnete Strommarkt der Welt. Alle Konsumenten haben Zugang zum Markt. Seit Beginn 1998 können Kleinkonsumenten ihre Anbieter wöchentlich wechseln.

Das norwegische Übertragungs- bzw. Verteilnetz ist in 3 Netzebenen unterteilt: das Höchstspannungsnetz (420 und 300 kV), das regionale Netz (22-132 kV), und Verteilnetze (unter 22 kV). Die norwegische Elektrizitätsverteilung und -übertragung wird von einer Vielzahl von Netzbetreibern betrieben, wobei sich ca. 90% im Besitz der öffentlichen Hand befinden. Statnett SF, eine staatliche Unternehmung, besitzt den grössten Teil (80%) des Hochspannungsnetzes und ist für die Preissetzung, den Betrieb und die Entwicklung auf dieser Spannungsebene verantwortlich. Etwa 40 kleine Netzbetreiber (regionale Unternehmen und Produzenten) besitzen je kleine Anteile des Hochspannungsnetzes. Statnett hat Leasingverträge mit diesen Unternehmen, wobei die Leasingkosten auf die Konsumenten überwälzt werden. Statnett besitzt darüber hinaus 50% des nordischen Strompools „Nord Pool ASA“.

Zwischen 50 und 60 Unternehmen sind in der Grobverteilung von Strom auf regionaler Ebene zuständig. Diese Unternehmen sind oft vertikal integriert und auch in der lokalen Verteilung von Strom tätig. Ein Grossteil dieser Werke ist in Besitz lokaler oder regionaler Behörden.

Die Elektrizität wird auf lokaler Ebene von etwa 190 Betreibern (1999) verteilt, welche meist den Gemeinden gehören. Diese Werke unterscheiden sich stark bezüglich Grösse und anderen Charakteristika. Die meisten Verteilwerke beliefern in Norwegen etwa 5‘000 Kunden, wobei ca. die Hälfte der Werke über eigene Produktionsanlagen und/oder eigene regionale Netze verfügen. Viele Verteilwerke sind auch im Stromverkauf an Lokalkunden tätig.

Die grössten norwegischen Netzbetreiber sind in Tabelle 5.1 zusammengestellt.

Tabelle 5.1 Struktur der 10 grössten norwegischen Netzbetreiber 1998

Unternehmung	Anzahl Konsumenten	Verkäufe (GWh)
Viken Energinett AS	303'726	8'552
BKK Distribusjon AS	128'719	3'349
Ostfold Energi AS	88'642	2'144
Trondheim Energiverk AS	8.3'119	2'216
Nord-Trondelag Elektrisitetsverk	74'412	1'991
Energiselskapet Asker og Baerum Nett AS	72'183	2'282
Troms Kraft Nett AS	60'439	1'947
Vest-Adger Energiverk	57'402	1'353
Stavanger Energi AS	55'825	1'983
SKK Nett AS	53'304	1'449

Quelle: Norwegian Water Resources and Energy Directorate

5.2 Stufen der Deregulierung

Die Deregulierung beginnt 1991 mit dem Inkrafttreten des Norwegian Energy Act. Die darin formulierten Ziele bilden die Grundlage für die Reform des norwegischen Elektrizitätssektors. In der Folge wird das Gesetz durch eine Vielzahl von Verordnungen ergänzt. Tabelle 5.2 gibt einen Überblick über die wichtigsten Deregulierungsschritte.

Tabelle 5.2 Chronologischer Überblick

1991	Start der Marktöffnung: der „Norwegian Energy Act" (Juni 1990) wird in Kraft gesetzt
1992	Rate-of-Return Konzept
1993	Erstes Jahr, in dem die Netzbetreiber ihre Buchhaltungsdaten der Regulierungsbehörde melden mussten
1994	(Februar) Neue Regulierung der Zählerablesung (-messung) und „settlement of trade"
1997	Anreizorientierte Regulierung (basierend auf den 1994/1995 Daten); Kombination von ROR- mit anreizorientierter Regulierung. Generelle Kostenreduktionsziele
1998	Individuelle ziele werden durch die Regulierungsbehörde festgelegt (basierend auf Benchmarking mit DEA)

Der Netzzugang für Kleinverbraucher war in Norwegen allerdings während langer Zeit nicht durch Marktöffnungsstufen - wie sie in der Schweiz geplant sind - beschränkt, sondern durch Wechselgebühren und die Erfordernis, dass ein Zähler installiert werden musste, der eine stündliche Verbrauchsmessung erlaubt. Erst die Aufhebung dieser Massnahmen hat den Marktzugang auch für Kleinkunden möglich gemacht. Die wichtigsten Schritte der Marktzutrittsregulierung für Endkunden sind in Tabelle 5.3 zusammengefasst:

Tabelle 5.3 Jährliche Änderungen in der Marktzutrittsregulierung für Endkunden

1991	- „Norwegian Energy Act“ in Kraft - Wechseln des Anbieters nur mit stündlicher Verbrauchsmessung möglich - Lokale Anbieter haben einen klaren Wettbewerbsvorteil - Maximaler Gebühr (Kosten der Messungen) für den Endkunden, wenn er einen anderen als den lokalen Anbieter wählt bei NOK 5000 pro Jahr festgelegt (~CHF 1‘000)
1994	NVE reduziert die maximal zulässige Wechselgebühr auf NOK 4000 (~CHF 800) pro Kunde und pro Jahr
1995	- Anforderung der stündlichen Messung wird abgeschafft - Verrechnung basiert auf den Lastenprofilen des Netzes - Endkunden ohne stündliche Messung können den Anbieter quartalsweise wechseln - Maximale Gebühr bei einem Anbieterwechsel wird auf NOK 246 (CHF 50) festgelegt - Netzwerkeigentümer können von jedem Anbieter, der sein Netz beansprucht, maximal NOK 4000 (CHF 800) verlangen
1996	Stündliche Messungen bei einem Konsum von mehr als 500 MWh pro Jahr
1997	Gebühren werden abgeschafft
1998	- Alle Endkunden können ihren Anbieter auf einer wöchentlichen Basis wechseln - Netzwerkbetreiber müssen ihre Verrechnungsdaten ausweisen (EDIEL)
1999	- Stündliche Messungen für alle Kunden mit einem Stromkonsum von über 400 MWh - Meldungen über einen Anbieterwechsel müssen ausgewiesen werden (EDIEL)
2000	Ablesung bei allen Endkunden am Ende des Jahres

5.3 Hauptmerkmale der Deregulierung zu Beginn der Marktöffnung

Im Zuge der Reform wurde die ursprüngliche staatliche Unternehmung Statkraft in **Statnett SF** (Norwegian Power Grid Company) und **Statkraft SF** (Norwegian Energy Corporation) aufgeteilt. Das nationale und das internationale Übertragungsnetz wird durch die staatliche **Übertragungsgesellschaft Statnett SF** betrieben und verwaltet. Um ein Lastmanagement effizient vornehmen zu können, verfügt Statnett mit dem Spotmarkt und dem Regelungsmarkt über die entsprechenden Instrumente.

Norwegen hat ein Modell des **regulierten Netzzugangs** eingeführt, welches die Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze dazu verpflichtet, anderen Marktteilnehmern den Zugang zum Netz zu gewähren. Dafür entfällt für die lokalen Elektrizitätswerke die allgemeine Lieferverpflichtung.

Der Grosshandelspreis wird auf dem skandinavischen Grosshandelsmarkt **Nord Pool** bestimmt, welcher **zu 50%** in Besitz der norwegischen Übertragungsgesellschaft **Statnett SF** ist.

Norwegen verlangte eine **buchhalterische Entflechtung** (Unbundling) der verschiedenen Geschäftsbereiche (Netze, Erzeugung und Verkauf). Die Umwandlung der einzelnen Tätigkeitsfelder in selbständige Unternehmen wurde nicht vorgeschrieben, d.h. die Reform erforderte keine Änderung der Eigentümerverhältnisse.

Die Stromkonsumenten erhielten die Möglichkeit, ihren Stromlieferanten zu wählen. Die ersten Endkonsumenten, welche ihren Lieferanten wechselten, waren die Grossabnehmer. Mit der Zeit nahmen auch Kleinkonsumenten diese Wahlmöglichkeit wahr. Konsumenten, welche ihren Anbieter wechseln wollten, mussten zu Beginn der Marktöffnung noch Wechselgebühren entrichten, die 1995 reduziert und 1997 abgeschafft wurden. Diese Änderungen erlaubten dem Endkonsumenten zwischen 1995 und 1997, den Anbieter innert Quartalsfrist zu wechseln; seit 1997 ist dies wöchentlich möglich.

Zusätzlich zu den Wechselgebühren verlangten viele lokale Verteiler zu Beginn der Marktöffnung, dass Konsumenten, welche einen anderen Anbieter wählten, einen Zähler mit stündlicher Messung installierten. Um diesen wettbewerblichen Vorteil der Verteilwerke aus dem Weg zu schaffen, wurde in den Richtlinien von 1995 nur von Grossverbrauchern (>500 MWh) die stündliche Verbrauchsmessung verlangt. Der jeweilige Netzeigentümer ist verantwortlich für diese Messungen und muss ihre Kosten übernehmen. Für Kleinkonsumenten (< 500 MWh) ist keine Verbrauchsmessung mehr notwendig, stattdessen werden zum Voraus definierte Lastprofile verwendet. Kleinverbraucher oder deren Lieferanten können allerdings vom Netzbetreiber stündliche Messungen verlangen, müssen deren Kosten jedoch übernehmen.

Tabelle 5.4 gibt einen Überblick über die Anzahl der Wechsel bis 1996. Sie macht deutlich, dass es infolge der Wechselgebühr zu Beginn der Deregulierung für nur sehr wenige Kleinverbraucher attraktiv war, den Anbieter zu wechseln.

Erst die Aufhebung der Gebühren im Jahre 1997 führte dazu, dass die Kleinkonsumenten vermehrt ihren Anbieter wechselten. Anfangs 1998 waren lediglich 50'000 Haushaltskunden bei einem anderen als dem lokalen Anbieter, am **1.Januar 2001** jedoch fast **300'000.**

Tabelle 5.4 Anzahl Kunden beim lokalen Anbieter und bei anderen Anbietern

	Lokaler Anbieter	anderer Anbieter	Prozent der Wechsel
Haushalte	2'090'368	2'487	0.12%
Gewerbe	185'679	4'609	2.42%
Industrie	21'561	10'362	32.46%

Quelle: Norvegian Water Resources and Energy Administration, 1996

5.4 Regulierung der Netzpreise zu Beginn der Marktöffnung

Rolle der Regulierungsbehörde

Der norwegische „Energy Act" aus dem Jahre 1991 bietet den rechtlichen Rahmen für die Monopolkontrolle der über 200 Netzbetreiber. Er überträgt der **„Norwegian Water Resources and Energy Administration" (NVE)** die Regulierungsmacht[9].

Die Regulierungsbehörde NVE ist dem „Ministry of Petroleum and Energy" unterstellt und beschäftigt rund 380 Personen, hiervon beschäftigen sich rund 2**0 Personen** mit der **Regulierung der Monopole**.

Die hauptsächliche **Aufgabe der NVE** ist die **ständige Sicherstellung**, dass die Netzpreise zu jeder Zeit die Kosten eines **effizient betriebenen und unterhaltenen Netzes** und die erforderlichen **Investitionen** widerspiegeln. Jeder Netzbetreiber muss über eine von der NVE erteilten **Konzession** verfügen. Die Konzessionäre sind dazu verpflichtet, ihre Netzpreise gemäss verschiedenen Regeln festzulegen. Darüber hinaus müssen sie für die verschiedenen Geschäftsfelder getrennte finanzielle Buchhaltungen[10] vorlegen. Quersubventionen zwischen den unterschiedlichen Geschäftsfeldern sind nicht erlaubt, jedoch sehr schwer zu kontrollieren.

Niveau der Netzpreise

Die Regulierung der Übertragungs- und Verteilnetzpreise ist ein wichtiges Ziel in einem deregulierten Markt. Die Netzpreise sollen vorallem **nicht-diskriminierend und öffentlich** sein. Ihre Berechnung erfordert eine Trennung der Übertragung und

9 Die Kontrolle des Wettbewerbs im Stromhandel wurde der Norwegischen Wettbewerbsbehörde übertragen.

10 Die finanzielle Buchhaltung lässt sich nicht mit den Finanzbuchhaltungen schweizerischer Unternehmen vergleichen. Die norwegischen Rechnungen orientieren sich stärker an internationalen Rechnungslegungs-Vorschriften.

Verteilung von anderen Aktivitäten. Während in anderen Ländern eine vollständige Entflechtung vertikal integrierter Unternehmen vorgeschrieben ist, müssen die norwegischen Werke lediglich eine **buchhalterische Trennung** vornehmen.

Das Netzpreissystem wurde früh als eine wichtige Komponente eines effizienten Strommarktes erkannt und sollte die folgenden Eigenschaften aufweisen:

- Das Preissystem muss **den gesamten Markt** vom Produzenten zum Endverbraucher **abdecken**.
- Die Netzpreise sind **unabhängig von den spezifischen Stromlieferverträgen**.
- Die Netzpreise werden von den Netzeigentümern an den **Anschlusspunkten** des Netzes erhoben.

Eine wichtige Eigenschaft des norwegischen Netzpreissystems ist ebenfalls, dass der Netzbetreiber alle Verluste in seinem Netz (zu den momentanen Spotpreisen) aufkauft. Die marginalen Kosten des Stromtransports müssen in der energieabhängigen Komponente der Tarife enthalten sein. Dies impliziert üblicherweise, dass die Netzverluste und auch die Spotpreise durch eine energieabhängige Gebühr gedeckt werden.

Die Regulierung des Übertragungs- und des Verteilnetzes basierte von 1992 bis 1996 auf einem Rate-of-Return (RoR) Konzept. Bei der Tarifsetzung durften die Netzbetreiber ihre aktuellen Kosten, inklusive der Kapitalkosten, in ihre Netzpreise einbeziehen. Zu den Netzwerkkosten gehören:

- **Betriebs- und Unterhaltskosten**;
- **Abschreibungen** auf dem eingesetzten Kapital (lineare Abschreibung über eine Lebensdauer von 25-40 Jahren, je nach Anlage);
- **Ertrag auf dem eingesetzten Kapital**, definiert als der Buchwert oder der abgeschriebene historische Wert des Netzkapitals;
- **Übertragungsverluste in MWh**, welche zum Poolpreis bewertet werden.

Die Regulierungsbehörde erlaubt einen **Höchstsatz** des Ertrages auf dem eingesetzten Kapital (Rate-of-Return) bei konstanten Netzpreisen. Dieser ist gleich der Rendite der norwegischen Staatsobligationen zuzüglich einer Risikoprämie von 1%. Um diese Rendite anwenden zu können, muss der Netzbetreiber sein Netz effizient betreiben. Die Rendite-Höchstsätze betrugen für die Jahre 1993 11%, für 1994 7% und für die Jahre 1995 und 1996 7.5%. Wurde dieser Höchstsatz überschritten, waren die Netzbetreiber dazu verpflichtet, die Extraerträge durch tiefere Netzpreise im folgenden Jahr an die Konsumenten zurückzugeben. Analog durften sie im Falle einer zu tiefen Rendite auf dem eingesetzten Kapital im folgenden Jahr die Netzpreise erhöhen. Die Netzbetreiber waren also keinem finanziellen Risiko ausgesetzt.

Die Einhaltung der Renditevorgabe wurde anhand der getrennten Buchhaltungsdaten der Netzbetreiber von der Regulierungsbehörde untersucht.[11] Ausserdem

wurde überprüft, ob die Netzpreise innerhalb verschiedener Kundengruppen nicht-diskriminierend festgelegt wurden.

Die offensichtlichste Schwäche der RoR-Regulierung ist der fehlende Anreiz zu Kosteneinsparungen. Die Erwartungen über die **Effizienzverbesserungspotenziale** schwankten, je nach Studie, zwischen 10% und 50%[12]. Für einen Zeitraum von 2 bis 5 konnte man von einem Potenzial von **ca. 10-15%** ausgehen; dieses Potenzial weitete sich bei einem Horizont von 10 bis 15 Jahren auf 50% aus. Wegen der **ausbleibenden erhofften Effizienzverbesserungen** führte der norwegische Regulator **1997** eine **anreizorientierte Regulierung** ein[13]. Für die einzelnen Netzbetreiber wurden **fixe Erlösobergrenzen** (Revenue Caps), basierend auf den Unternehmenszahlen von 1994 und 1995, definiert.

Die Erlösobergrenze wird berechnet für eine Basis-RoR von **8.3%** auf dem eingesetzten Kapital, was dem Zinssatz einer mittelfristigen Staatsanleihe zuzüglich einer Risikoprämie von 2% entspricht. Diese Erlösobergrenze soll gemäss dem erwarteten Produktivitätsfortschritt jährlich um 2% sinken (vgl. X-Faktor in Gleichung (3.3)).

Seit 1998 werden diese Effizienzvorgaben basierend auf einer **Benchmarkinguntersuchung** (mit DEA) individuell für jeden Netzbetreiber festgelegt. Jene Netzbetreiber, die ihre Produktivität stärker als vom Regulator gefordert steigern, erhalten somit eine höhere Rendite auf das investierte Kapital. Als Minimal- bzw. Maximalsatz der Kapitalrendite (RoR) wurde ein 7-prozentiger Ab- bzw. Zuschlag zum Referenz-Zinsniveau festgelegt, also 15.3% als Maximum und 1.3% als Miminum. Mit dieser unteren Erlösgrenze soll ein Minimalstandard und eine Mindestqualität der Anlagen gewährleistet werden.

Um die langfristige **Qualität der Netze** und die **Versorgungssicherheit** zu gewährleisten, bzw. um langfristig Anreize zu **Netzinvestitionen** zu setzen, wurde 2001 eine Kompensationsregelung bei Stromunterbrüchen von mehr als 3 Minuten eingeführt. Helle Grønli von Sintef Energy Research führt dazu aus:

> *Starting this year the revenue caps of the grid companies have been adjusted for an expected cost of outages (based on expected „energy not supplied", a predetermined rate pr. kWh „not delivered"). When there is*

11 Unvorhersehbare Bedingungen können dazu führen, dass die Erträge nicht ausreichen, um die Kosten zu decken. In diesem Falle können die Tarife in den Folgejahren erhöht werden, um die Einkommensausfälle wettzumachen. Im umgekehrten Fall, bei unerwartet hohen Gewinnen, sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet, die Extragewinne an die Konsumenten zurückzuzahlen.

12 vgl. Grasto (o.J.), S.9.

13 In den Jahren 1993 bis 1996 wurden die Netzpreise im Durchschnitt um ca. 2-3% pro Jahr gesenkt. Dieser Effekt ist jedoch darauf zurückzuführen, dass die Unternehmen höhere Renditen erwirtschafteten als vom Regulator als Maximum erlaubt und so in den Folgejahren die Tarife senken mussten.

> *outages in the grid the grid companies have to compensate the customers through the general tariffs. These costs are dependent on the duration of the outage, the type of customer involved and predetermined rates pr. kWh „not delivered“.*

Toril J. Svaan von der Norwegischen Regulierungsbehörde NVE beschreibt die Investitions- und die Qualitätsanreize, die vom norwegischen Regulierungssystem ausgehen:

> *Since 1997 the regulatory system is income capping. The caps are set for five year periods. When caps are revised, the new caps are set on the basis of reported costs for the years during the previous period. At the same time, new efficiency measures are calculated and, the caps are then cut annually during the regulation period by a rate between 1.5% p.a. for the efficient utilities to 6.7% p.a. for the least efficient ones. This system gives the following incentives: Utilities get pay back on investments as they are added to the regulatory rate base every fifth year. Over-investments are prevented by cap-cutting in line with efficiency measures. A specific adjustment factor is introduced from 2002, which shall compensate the utilities for that the cost flow of an investment starts before the corresponding income flow (due to the regulatory lag of five year periods). Furthermore, NVE has introduced a penalising system for power outages implying that the income caps are lower with an amount corresponding to the aggregated amount of 'consumers loss of welfare' when the power is out. The effect of this regulation is preventing the utilities to generate supra profits by cutting investments too much.*

Die erste Regulierungsperiode mit anreizorientierter Methodik dauert von 1997 bis 2001. Jede Regulierungsperiode dauert **5 Jahre**, wobei die NVE die Erlösobergrenzen jährlich anpassen kann. Anpassungen erfolgen aufgrund von neuen Informationen bezüglich Änderungen der Netzgrösse oder Fusionen.

Die Regulierungsvorgaben wurden von den norwegischen Netzbetreibern bisher stets akzeptiert und es kam - mit einer Ausnahme - bisher zu keinen Gerichtsverfähren bezüglich Regulierungsfragen.[14] Auf unsere Frage, was die Erklärung dafür ist, dass es in Norwegen bisher zu keinen Gerichtsfällen kam, gab Toril J. Svaan vom Ministry of Petroleum and Energy die folgende Antwort:

> *The authority to make decisions pursuant to de Energy Act is largely delegated to the NVE. Most cases are solved by NVE. The Ministry is the appeals instance for decisions made by the NVE.* [...]

14 Diese Situation unterscheidet sich stark von den Entwicklungen in Schweden, wo sehr viele Netzbetreiber die Gerichte wegen Regulierungsentscheiden angerufen haben (vgl. Abschnitt 6.4).

Most important is that it is possible to appeal the decisions made by NVE to the Ministry. It is the general system in Norway (not only for the energy sector) that decisions made by an authority can (and must) be appealed to a higher instance before it goes to court.

I also think it is important that the NVE has good contact with the network companies, the consumers, the traders, producers and so on. When making new rules, they are free to comment on a draft before the decisions are made. They are also arranging seminars where relevant questions are being discussed.

It also is my impression that the companies are a bit afraid to go to court because the court might not be competent on deregulation of electricity markets. It is my impression that the companies do not want decision that are „unhealthy" to the market. [...]

I also want to mention that the energy companies do go to court about different kinds of taxes. This is often between the municipalities and the companies.

Struktur der Netzpreise

Sowohl Erzeuger als auch Verbraucher bezahlen Knotenpreise für die Netzbenutzung. Die Konsumenten bezahlen einen Netzpreis für den Konsum, während die Produzenten einen anderen Preis für die Einspeisung ins Netz abgelten. Tabelle 5.5 widerspiegelt die durchschnittlichen Knotenpreise auf den verschiedenen Spannungsebenen.

Tabelle 5.5 Durchschnittliche Knotenpreise auf den verschiedenen Spannungsebenen

Spannungsebene	durchschnittlicher Punkttarif, NOK/kWh
Übertragungsnetz, Input (Erzeuger)	1,2[(a)]
Übertragungsnetz, Konsum	1,5[(b)]
Regionale Netze	4
Verteilnetz - Gewerbekunden	15,8[(c)]
Verteilnetz - Haushalte	19,4[(d)]

Quelle: Odin (2000), The Energy Sector and Water Resources in Norway, Kapiel 6.

(a) für 5'000 Stunden
(b) für 5'000 Stunden
(c) ohne MWSt, für 4'000 Stunden, 30'000 kWh
(d) ohne MWSt, 20'000 kWh

DIe Regulierungsbehörde NVE hat festgelegt, dass der Knotenpreis für Erzeuger auf allen Spannungsebenen gleich hoch sein soll. Die Kosten des Übertragungsnetzes werden somit knapp zur Hälfte von den Erzeugern und zu etwas mehr als der Hälfte von den Verbrauchern getragen. Im Vergleich zu den Netzpreisen der Verbraucher im Verteilnetz sind die Netzpreise der Erzeuger jedoch von relativ geringer Bedeutung.

Durch die Messvorgaben (Messungen nötig bei Grossverbrauchern, >=500 MWh) wird in den meisten Fällen eine Differenzierung der Preise zwischen Haushalten und anderen Kleinkonsumenten einerseits und Industrie- und Gewerbekunden andererseits erfolgen. In der Regel werden die Kleinkunden einen zweistufigen Tarif haben (fixe und energieabhängige Komponente). Die Grosskunden werden sich zusätzlich einer leistungsabhängigen Komponente gegenübersehen (NOK/MW).

Knotenpreise müssen damit aus mindestens zwei Komponenten bestehen. Die energieabhängige Komponente sollte grundsätzlich die (energieabhängigen) marginalen Übertragungsverluste widerspiegeln.[15] Im Verteilnetz darf die Energiekomponente auch höher sein als die effektiven Verluste.

Durch die fixe Komponente soll sichergestellt werden, dass der Netzbetreiber seine Kosten decken kann. Im Verteilnetz müssen durch die fixe Komponente mindestens die abnehmerspezifischen Kosten gedeckt werden. Der Preis für die Stromkonsumenten besteht damit aus zwei (Kleinkunden) bzw. drei (Industriekunden) Komponenten:

- fixe Komponente pro Jahr,
- leistungsabhängige Komponente, abhängig von der maximal nachgefragten Leistung (in kW, für Grossverbraucher),
- energieabhängige Komponente, abhängig vom Energieverbrauch (in kWh).

Die Netzpreise variieren von Netzbetreiber zu Netzbetreiber. Dafür sind einerseits die unterschiedlichen Umfeldbedingungen verantwortlich, andererseits bestehen beträchtliche Effizienzunterschiede zwischen den Netzbetreibern. Tabelle 5.6 illustriert die Struktur der Netzpreise für Haushalte in den verschiedenen norwegischen Regionen, die sich meistens nur aus der fixen Komponente und einer energieabhängigen Komponente zusammensetzen.

Die Netzpreise für Mittel- und Grossverbraucher sind in Tabelle 5.6 dargestellt (verschiedene Preiselemente für fünf hypothetische Verbraucherkategorien auf unterschiedlichen Netzebenen).

15 Es gibt verschiedene Möglichkeiten zur Berechnung der Netzverluste (z.B. durchschnittliche Verluste pro Jahr).

Tabelle 5.6 Netzpreise Industrie- und Gewerbekunden (nationale Durchschnitte)

Netzebene	Kunden-kategorie	Fixe Komponente (NOK/Jahr)	Leistungs-Komponente (NOK/kW)	Energie-Komponente (øre/kWh)
Regionales Netz				
Ebene 1: Hochspannung (>22 kV)	10 MW	5'590	141	0,6
Ebene 2: Transformatoren	10 MW	5'395	172	1,1
Verteilnetz				
Ebene 3: Mittelspannung (1-22 kV)	1 MW / 4 GWh	8'197	230	3,7
Ebene 4: Transformatoren	0,4 MW / 1,6 GWh	6'124	297	6,2
Ebene 5: Niederspannung (<1 kV)	40 kW / 160 MWh	4'069	280	8,5

Quelle: Norwegian Water Resources and Energy Directorate.

Um die Preisunterschiede in den verschiedenen Landesteilen auszugleichen, ist ein Ausgleichssystem geplant, mit welchem Transfers an die Netzbetreiber mit den höheren Kosten gezahlt werden. Diese müssen dafür im Gegenzug ihre Netzpreise senken. Toril J. Svaan von der Norwegischen Regulierungsbehörde NVE erläutert das Ausgleichsmodell:

> *The Parliament allocates annually NOK 10 millions (approx. USD 1.07 million) to equalise tariffs. The fees are then granted by the NVE to the utilities with the highest grid rates (this year: nine out of 200 utilities receive these grants). The utility must charge this against income so that the income cap is then partly paid by consumers and partly by the public grant. Note: The size of the total grant USD 1.07 million compared to the total aggregated income caps for all utilities that is approx. USD 1500 millions p.a.*

Ausserdem weist er darauf hin, dass sich die Netzpreise auch durch Fusionen und Übernahmen ausgleichen, wenn Netzbetreiber zwischen Kunden nicht diskriminieren dürfen:

> *Merger or/and take-overs of network companies will contribute to equalisation of regional differences in transmission-tariffs. Today the Electricity network regulation does not include any explicit rule about how network owners are to work out transmission-tariffs after merger or/and take-overs of network companies. Regulations does however state in § 13-1 d): „The network company must not discriminate among users of the network, but offer identical tariffs adjusted for differences in load duration, quality of supply etc."*

Tabelle 5.7 Netzpreise für Haushalte (Niederspannung)

COUNTY:	Netzpreise (inkl. 23% MWSt)		
	Fixe Komponente (NOK pro Jahr)*	Energie Komponente (øre/kWh)	umgerechnet auf 20'000 kWh Verbrauch (øre/kWh)
Østfold	1'341	19,7	26,4
Akershus	1'233	15,6	21,8
Oslo	403	19	21
Hedmark	2'293	17,5	29
Oppland	1'906	15,7	25,2
Buskerud	1'449	16,9	24,1
Vestfold	1'860	13,1	22,4
Telemark	1'352	15,2	22
Aust-Agder	1'215	19,5	25,6
Vest-Agder	1'215	18,1	24,1
Rogaland	1'362	14,7	21,5
Hordaland	1'347	19,6	26,3
Sogn og Fjordane	1'627	19,1	27,2
Møre og Romsdal	1'822	15,8	24,9
Sør-Trøndelag	1'321	19,7	26,3
Nord-Trøndelag	955	27,7	32,4
Nordland	1'389	15,2	22,1
Troms	1'214	14,9	20,9
Finnmark	1'595	15,2	23,1
Durchschnitt - Norwegen	**1'342**	**17,3**	**24**

*Februar 2000:1 NOK~0.2 CHF

Quelle: Norwegian Water Resources and Energy Directorate

As a general practice, NVE has stated that in the case of a merger or/and take-over of two or several network companies, the transmission-tariffs are to be equalised over time, especially in areas that are geographically bordered. In the end of June NVE will send out a proposition to revision of todays electricity network regulation. NVE will suggest that a more explicit rule is included in the regulations concerning transmission-tariffs in the case of merger or/and take-overs. NVE has suggested a rule which

> *states that network companies with considerable differences in tariff levels, can be allowed a transitional period up to three years for equalisation of the tariffs. In special cases an application can be sent to NVE, who will consider if a dispensation can be granted that allows a transitional period longer than three years.*

Datenerfordernisse

Seit 1993 sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet, ihre Buchhaltungsdaten der Regulierungsbehörde (NVE) zuzustellen. Die Unternehmen müssen die einzelnen Geschäftszweige buchhalterisch in folgende Gruppen trennen (Unbundling):

(i) *Stromhandel:* An- und Verkauf von Elektrizität.

(ii) *Stromproduktion:* beinhaltet die eigene Produktion plus den Anteil der Produktion aus Partnerwerken.

(iii) *Hochspannungsnetz:* beinhaltet den Betrieb der an Statnett FS vermieteten plus der eigenen Netze.

(iv) *Regionale Netze*: dieser Geschäftszweig beinhaltet die Spannungsebene zwischen Übertragungs- und Verteilnetz. Die Gewinne oder Verluste sollen ausgewiesen werden, auch wenn das Werk auf dieser Ebene keine Kunden hat. Wenn das Werk für diese Netze keine eigenen Tarife hat, wird das Einkommen als Transfer an das eigene Verteilnetz ausgewiesen.

(v) *Verteilnetze*: Dieser Geschäftszweig schliesst die Netze der Elektrizitätswerke auf dem 22/11 kV ein, beinhaltet jedoch nicht die Zähler der Endkunden.

Helle Grønli beschreibt die norwegischen Erfahrungen mit der neuen Anforderungen an die Rechnungslegung wie folgt:

> *I believe the first accounts with the current structure are from 1993, but those data are highly unreliable. The first years the grid companies were not taking the reporting all too serious, and posting varied from company to company. The grid companies lacked oversight of how much grid assets they had, and reported approximate numbers. This has improved the last years though.*

Toril J. Svaan von der Norwegischen Regulierungsbehörde NVE beschreibt die Probleme mit der Berichterstattung der Netzbetreiber wie folgt:

> *The first year with financial reporting to the authorities was 1993. The data were poor the first year, but most utilities reported in line with the new accruals concept (i.e. periodic costs) from 1994. That is one year of learning. NVE followed up the utilities with 'auditing visits' picking out the worst performers. Still we do visit the companies, but now to prevent strategic reporting.*

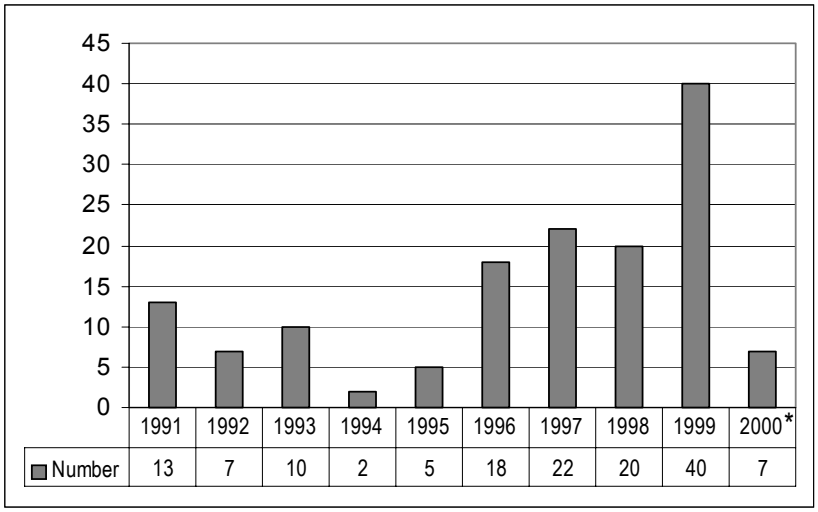
Auf die Frage, ob die neue Rechnungslegung dazu geführt hat, dass Veränderungen der ausgewiesenen Kosten ergaben, schreibt er:

> *Yes, introducing the principle of periodic costs for capital goods implied that the utilities get paid for depreciation costs and profit on investments even though the capital had been accumulated under a regime where investments were accounted in the acquisition year if they were financed by own capital. To an extent, one can claim that the utilities get paid twice for the capital, at least the part that not were financed through loans.* [...] *The Norwegian authorities said that this is the price to pay for the consumers to get through the important change of regulatory system, and that over time, the gains would be positive in the long run, also for the consumers.*

5.5 Erfahrungen

Die erwarteten strukturellen Änderungen traten in der ersten Periode der Deregulierung (1992 bis 1996) nicht ein, d.h. die erwünschten Prozesse gingen in den ersten Jahren äusserst langsam voran. Beispielsweise wurden weniger Fusionen und Akquisitionen beobachtet, als 1991 vorausgesagt wurden.

Heute besteht der allgemeine Trend zu mehr Zusammenschlüssen. Zwischen 1997 und 2000 reduzierte sich die Anzahl Netzbetreiber um 10, d.h. um rund 5 Prozent. In Abbildung 5.1 sind Fusionen und Übernahmen von einzelnen Tätigkeitsfeldern oder ganzen Unternehmen dargestellt.



* 2000: nur erste Jahreshälfte

Abbildung 5.1 Entwicklung der Fusionen und Übernahmen in der Schwedischen Elektrizitätswirtschaft (Mitgeteilt durch Toril J. Svaan von der Norwegischen Regulierungsbehörde NVE)

Seit 1991 haben 144 Übernahmen bzw. Fusionen stattgefunden. Zudem haben seit 1996 jährlich rund 30 Reorganisationen stattgefunden, bei denen Tätigkeitsfelder als Tochterunternehmen ausgegliedert oder an andere Firmen verkauft wurden.

Die IEA fasste die norwegischen Erfahrungen während der ersten fünf Jahre der Marktöffnung in ihrer „Norway 1997 Review" wie folgt zusammen:

- Wettbewerb in der Erzeugung und beim Verkauf;
- Alle Werke und Konsumenten können ihren Anbieter frei wählen (Haushalte eingeschlossen);
- Errichtung des norwegisch- schwedischen Strompools (Nord Pool);
- Neue Marktteilnehmer werden aktiv, d.h. Strombroker und Händler;
- Konsumenten erfuhren Strompreissenkungen zwischen 1991 und 1995, die Spotpreise sind jedoch volatiler geworden und hatten 1996 ihren Höhepunkt;
- Netzpreise sind pro Jahr zwischen 2 und 3% gesunken; und
- keine befriedigenden Effizienzgewinne bei den Verteilkosten.

6. Länderstudie Schweden

6.1 Branchenstruktur

In Schweden wird zwischen lokalen und regionalen Verteilnetzen unterschieden. Die regionalen Netze (70 -130 kV; teilweise 220kV) befinden sich zu rund 50% im Besitz der Firma Vattenfall. Die lokalen Netze (220/380V - 20 kV) gehören beinahe ausschliesslich den Gemeinden und Städten.

Anfang 2000 gab es in Schweden noch rund **210 Netzbetreiber**. Ihre Zahl reduzierte sich seit den 1950er-Jahren von über 1'500 kontinuierlich. Diese Entwicklung hat sich seit Beginn der Marktöffnung 1996 weiter verstärkt (Abnahme um 34 Werke (-14%) in vier Jahren).

Die Grössenstruktur der schwedischen Elektrizitätsverteiler ist in Tabelle 6.1 gezeigt. Rund zehn Prozent der Werke hatten 1997 weniger als 2'000 Kunden.

Tabelle 6.1 Struktur der schwedischen Elektrizitätsverteiler 1997

Anzahl angeschlossene Kunden	Anzahl Verteiler	(in Prozent)
100-199	2	1%
200-499	1	0.4%
500-999	4	2%
1'000-1'999	16	7%
2'000-4'999	46	21%
5'000-9'999	40	18%
10'000-19'999	54	24%
20'000-49'999	39	17%
50'000-	21	9%
Total	223	

Quelle: Swedish National Energy Administration (2000), Electricity Market 2000, S. 34.

Ein typisches Werk versorgt rund 10'000 Kunden, was in etwa der Situation in der Schweiz entspricht.

Die Hauptursache der Abnahme der Netzbetreiber besteht im Zusammenschluss von Gemeinden, der jeweils gleichzeitig zu einer **Fusion der Netze** führt. Ausser-

dem werden kleinere öffentliche Werke immer häufiger von anderen Netzbetreibern übernommen. Die folgenden Ursachen dafür werden genannt:

- Viele Werke sind zu klein, um im deregulierten Umfeld bestehen zu können.
- Viele Gemeinden betrachten es nicht als ihre Aufgabe, auf einem Wettbewerbsmarkt tätig zu sein.
- Der Einfluss der Gemeindewerke auf die Höhe der Elektrizitätspreise schwindet.
- Zudem führt der Verkauf der Stromnetze zu einer Entlastung der Gemeindefinanzen.

Generell hat die Deregulierung zu einer beträchtlichen Restrukturierung und Rationalisierung der Branche geführt. Ein zunehmender Trend in Richtung Fusionen, Übernahmen und Verkauf von Werken kann beobachtet werden.

6.2 Stufen der Deregulierung

Die Deregulierung des schwedischen Elektrizitätsmarktes begann im Jahr 1996mit einer theoretischen Marktöffnungsquote von 100%. In Realität führte allerdings die **Vorgabe der stündlichen Verbrauchsmessung** für Verbraucher, die ihren Lieferanten wechseln wollten, dazu, dass ein Lieferantenwechsel für kleine und mittlere Verbraucher prohibitiv teuer war.

Der Wettbewerb auf dem Markt für Kleinkunden war deshalb zu Beginn der Deregulierung sehr begrenzt. Diese Schlussfolgerung kann auch aus zwei weiteren Beobachtungen gezogen werden: Erstens bestanden beträchtliche dauerhafte Preisunterschiede zwischen den verschiedenen Anbietern. Für Kleinverbraucher (mit 2 MWh Jahresverbrauch) schwankten die Elektrizitätspreise zwischen 15.5 und 48.8 Schwedische Öre pro kWh (2.7 - 8.6 Rp./kWh). Zweitens wurde der Preisrückgang an der Strombörse Nord Pool nicht an die Kleinverbraucher weitergegeben.

Infolge der Vorschrift, dass Verbraucher, die ihren Lieferanten wechseln wollten, einen neuen Zähler installieren mussten, entschlossen sich 1996 nur 17‘000 Niederspannungskunden (hauptsächlich solche mit Elektroheizung) zu einem Lieferantenwechsel. Im Jahr 1997, in dem einer Preisobergrenze für Zähler von SEK 2‘500 (~CHF 440) eingeführt wurde, gingen die Preisunterschiede zurück: Die Preise für Kleinverbraucher lagen 1997 zwischen 19.5 und 37.7 Schwedische Öre pro kWh (3.4 - 6.6 Rp./kWh).

Die Aufhebung der stündlichen Verbrauchsmessungspflicht beim Lieferantenwechsel im November 1999 hat dazu geführt, dass Kleinverbraucher effektiv eine Wahlfreiheit haben, was eine Belebung des Wettbewerbs zur Folge hatte. Umfragen haben gezeigt, dass 25% der Haushaltskunden mit dem bisherigen oder einem neuen Lieferanten tiefere Strompreise ausgehandelt haben. Nur 5% der Kunden haben den Lieferanten gewechselt (Ecotec, 2000, S. 79).

Seit der Aufhebung der Pflicht zur stündlichen Verbrauchsmessung verzichtet die Regulierungsbehörde auf Überwachung der Elektrizitätspreise und beschränkt sich auf das Monitoring der Netzpreise.

Die wichtigsten Schritte der schwedischen Liberalisierung sind in Tabelle 6.2 zusammengefasst.

Tabelle 6.2 Chronologischer Überblick

1995	Einführung des Anschlusspunkte-Modells im Übertragungsnetz (1. Jan.) Beschluss des Parlaments zur Revision des Electricity Act (Okt.)
1996	Neue Regulierung tritt in Kraft (1. Jan.): Eine Network Authority - das National Board for Industrial and Technical Development (NUTEK) - wird mit der Überwachung der Netze, Konzessionen und Preise beauftragt
1997	NUTEK fordert, dass die Netzpreise im Jahr 1998 um 2.4% zu senken sind (Herbst)
1998	Der neue Electricity Act tritt in Kraft (1. Jan.) Die State Energy Authority wird zur Netz-Regulierungsbehörde ernannt (1. Jan.) Forderung der Energy Administration nach weiteren Preissenkungen (Okt.)
1999	Abschaffung der Erfordernis der stündlichen Verbrauchsmessung als Voraussetzung für den Anbieterwechsel (1. Nov.) Die Regulierungsbehörde erachtet die Preiserhöhungen einiger Netzbetreiber als unangemessen und fordert sie auf, Preissenkungen vorzunehmen

6.3 Hauptmerkmale der Deregulierung zu Beginn der Marktöffnung

Schweden hat - wie die meisten anderen Länder - ein Modell des **regulierten Netzzugangs** eingeführt. Netzbetreiber sind grundsätzlich dazu verpflichtet, diskriminierungsfreien Zugang zu ihren Netzen zu gewähren. Stromkonsumenten erhalten gleichzeitig die Möglichkeit, ihren Stromlieferanten frei zu wählen. Dazu war zu Beginn der Marktöffnung die Installation eines Zählers mit **stündlicher Verbrauchsmessung** notwendig. Dadurch wurden kleine und mittlere Verbraucher faktisch daran gehindert, ihren Lieferanten zu wechseln.

Schweden ist Teil des skandinavischen Grosshandelsmarktes **Nord Pool**, auf dem jeweils am Vortag ein stündlicher Grosshandelspreis (Spotpreis) bestimmt wird. Neben dem Stromhandel an der Börse werden auch bilaterale Kontrakte abgeschlossen, deren Preise sich jedoch am Spotpreis orientieren.

Svenska Kraftnät (SVK) wird als einzige Übertragungsnetzgesellschaft und nationaler **System Operator** bestimmt, d.h. SVK ist auch für die landesweite Frequenzregulierung zuständig.

Im Rahmen der Deregulierung wurde von den Elektrizitätswerken eine **vollständige** (juristische und managementmässige) **Entflechtung** der Monopolbereiche (Netze) einerseits und der Wettbewerbsbereiche (Erzeugung und Verkauf) anderseits verlangt. Allerdings ist es Netzbetreibern erlaubt, Stromerzeuger und -verkäufer zu besitzen und umgekehrt.

Für den Bau und den Betrieb von Elektrizitätsnetzen braucht es eine **Konzession** der Swedish National Energy Administration. Für jedes Versorgungsgebiet wird eine exklusive Konzession vergeben, wobei der Konzessionsnehmer alle Kunden in diesem Gebiet beliefern muss. Die Energy Administration setzt bestimmte Qualitätsstandards fest, die von den Netzbetreibern eingehalten werden müssen. An die Konzession ist zudem die Bedingung geknüpft, dass Kraftwerke und andere Netze grundsätzlich ans eigene Netz angeschlossen werden müssen. Ausserdem sollten die Preise für die Durchleitung angemessen sein und auf objektiven Kriterien basieren. Im Electricity Act ist zudem festgelegt, dass Stromverbraucher je eine **getrennte Rechnung** für die Netzbenutzung und für die Elektrizität erhalten müssen.

Während einer Übergangsphase von 5 Jahren wurde zudem eine besondere Versorgungskonzession eingeführt. Der Konzessionär ist verpflichtet, alle Kunden in seinem Konzessionsgebiet, die den Lieferanten nicht gewechselt haben, mit Elektrizität zu versorgen.

In Schweden findet keine ex-ante-Preisregulierung der Netzpreise, sondern lediglich eine Preisüberwachung (**Monitoring**) durch die Swedish National Energy Administration statt.[16] Der Regulator handelt dabei von sich aus und nicht nur bei Beschwerden von Kunden.

Die Preise für die Netzbenutzung werden gemäss dem **Anschlusspunktmodell** (Point-of-Connection) berechnet. Sie enthalten somit keine distanzabhängige Komponente.

6.4 Regulierung der Netzpreise zu Beginn der Marktöffnung

Rolle der Regulierungsbehörde

Die Regulierung wird durch das **Office of the Electricity and Gas Regulator** (Nätavdelningen), eine Abteilung der Swedish National Energy Administration (Energimyndigheten) durchgeführt. Ausserdem gibt es ein **Committee of Surveillance** (Insynsråd för nätavdelningen) als unabhängige Überwachungsbehörde.

16 Dieses Regime galt nicht nur zu Beginn der Deregulierung, sondern ist nach wie vor in Kraft.

Der Regulator muss sicherstellen, dass

- die Netze **effizient** betrieben werden,
- die Netzbenutzungspreise **angemessen** festgelegt werden und
- die Netzbesitzer den Wettbewerb im Elektrizitätsverkauf nicht behindern, d.h. objektive und **nicht-diskriminierende** Bedingungen anwenden.

Die Regulierungsbehörde hat eine **Aufsichtsfunktion**. Sie stellt ex-post fest, ob sich die Netzbetreiber richtig verhalten haben (**Monitoring**). Wenn sie die Preise eines Netzbetreibers als überhöht erachtet, kann sie ihn anweisen, sie zu senken. Diese Vorgaben können von den Firmen an das zuständige Bezirksgericht (County Administrative Court) weitergezogen werden. Gegen dessen Entscheid kann schliesslich das Verwaltungsgericht (Administrative Court of Appeal) angerufen werden.

Niveau der Netzpreise

Im Electricity Act ist festgelegt, dass Stromverbraucher je eine **getrennte Rechnung** für die Netzbenutzung und für die Elektrizität erhalten müssen. Ausserdem soll der Preis für die Netzbenutzung angemessen und fair („impartial") festgelegt werden.

Der Preis wird als angemessen betrachtet, wenn eine **angemessene Rendite (Rate of Return)** auf das eingesetzte Kapital, jedoch kein darüber hinaus gehender Gewinn erwirtschaftet wird.

Preise werden als fair („impartial") angesehen, wenn

- alle Preisbestandteile kostenorientiert festgelegt werden (kostenorientierte Struktur der Netzpreise),
- jede Kundengruppe ihre eigenen Kosten deckt (keine Quersubventionierung zwischen Kundengruppen) und
- keine Quersubventionierung innerhalb von Kundengruppen stattfindet.

In Schweden existieren weiterhin beträchtliche Unterschiede zwischen den verschiedenen Netzbetreibern, die hauptsächlich durch die unterschiedliche Kundendichte in den Versorgungsgebieten erklärt werden können (vgl. Tabelle 6.3). Generell nehmen die Unterschiede jedoch eher ab.

Im Herbst 1997 gab die Regulierungsbehörde die Empfehlung ab, dass die Netzbetreiber ihre Preise im Verlauf des Jahres 1998 um 2.4% senken sollten. Dieses Ziel wurde aber nur für die Einfamilienhäuser mit Elektroheizung erreicht, während die Netzpreise für alle Haushalte zusammen nur um 0.4% sanken.

Die Preiserhöhungen, die von den Netzbetreibern im Jahr 1999 vorgenommen wurden, werden von der Regulierungsbehörde - abgesehen von einigen Ausnah-

Tabelle 6.3 Median der Netzpreise bei unterschiedlicher Kundendichte, 1998

	Netzlänge pro Kunde (Meter)	Netzkosten für Wohnungen[a)]		Netzkosten für Einfamilienhäuser mit Elektroheizung[b)]	
		SEK/Kunde	Öre/kWh	SEK/Kunde	Öre/kWh
Städtische Gebiete	- 60	664	33.2	3'585	14.3
Durchmischte Besiedlung	60 - 90	821	41.1	4'052	16.2
Ländliche Gebiete	90 - 125	849	42.5	4'152	16.6
Dünn besiedelte Gebiete	125 -	936	46.8	4'573	18.3

a) Jahresverbrauch 2 MWh, Sicherung 16A
b) Jahresverbrauch 25 MWh, Sicherung 20 A

Wechselkurs: 100 SEK~18 CHF

Quelle: Swedish National Energy Administration (1998), Swedish Electricity Market 1998, S. 19; eigene Berechnungen.

men - als nicht angemessen betrachtet. Einige Netzbetreiber wurden deshalb vom Regulator aufgefordert, ihre Preise zu senken.

Auf die Frage, mit welcher Begründung der Regulator von den Werken Preissenkungen verlangte, antwortet Peter Åsell, Direktor von Svensk Energi, dem schwedischen Branchenverband:

> *The general reason is that costs (as measured by statistical methods) have not risen during recent years and that the energy administration (= the regulator) demands a certain rise in efficiency. Therefore not price rises have been accepted. We (the industry) consider this as a price cap on prices for network services. The industry does not agree with the regulator on this issue.*

Bis auf vier Unternehmen haben alle Netzbetreiber das Bezirksgericht angerufen. Die erstinstanzlichen Entscheide wurde zugunsten des Regulators gefällt. Allerdings wurden die Urteile von allen betroffenen Unternehmen ans Verwaltungsgericht weitergezogen, das diesem Geschäft gemäss Peter Åsell keine hohe Priorität einräumt, worüber sich sowohl die Branche als auch der Regulator beklagen.

Die Entwicklung der Netzpreise für verschiedene Kundenkategorien zwischen 1996 und 2000 ist in Tabelle 6.4 zusammengestellt.

Tabelle 6.4 Veränderung der Netzpreise für verschiedene Kundenkategorien 1996-2000

	Jahresverbrauch	Sicherung/ Leistung	Preisveränderung 1996-2000
Wohnung	2 MWh	16 A	3.8%
Einfamilienhaus ohne Elektroheizung	5 MWh	16 A	3.6%
Einfamilienhaus mit Elektroheizung	25 MWh	20 A	-3.2%
Land- und Forstwirtschaft	30 MWh	35 A	16.0%
Kleiner Industriebetrieb	5 GWh	1 MW	2.0%

Quelle: Swedish National Energy Administration (2000), Electricity Market 2000, S. 24.

Struktur der Netzpreise

Den Netzbetreibern steht es frei, ihre Kunden in verschiedene Kundenkategorien einzuteilen. Innerhalb dieser Kundenkategorien müssen jedoch einheitliche Preise berechnet werden.

Die kostenorientierte Struktur der Netzpreise wird typischerweise durch einen zweistufigen Preis implementiert: eine **fixe Komponente**, abhängig von der nachgefragten Leistung, und eine energieabhängige **variable Komponente**, mit der die Netzverluste abgedeckt werden sollen. Die variablen Kosten sind bei einem durchschnittlichen Netzbetreiber für einen Anteil von 10% bis 15% der gesamten Kosten verantwortlich. Auch hier sind die Netzbetreiber **grundsätzlich frei** in der Wahl der Preisstruktur (fixe und variable Tarifkomponenten).

In den ersten beiden Jahren nach Beginn der Deregulierung setzten die meisten Netzbetreiber eine fixe Komponente von ca. 60% (48% für Wohnungen, 68% für Einfamilienhäuser mit Elektroheizung). Inzwischen ist sie auf rund 80% angestiegen (Stand Anfang 2000). Rund 3% der Netzbetreiber erheben die gesamten Netzkosten über die fixe Komponente. Diese Veränderung der Struktur hat zur Folge, dass Kleinverbraucher höhere Kosten pro kWh zu tragen haben, während Grossverbraucher tendenziell entlastet werden.

In Tabelle 6.5 sind die durchschnittlichen Preise der Netzbenutzung für verschiedene Kundengruppen zusammengestellt.

Schliesslich können die Netzbetreiber für den Anschluss eines Verbrauchers ans Netz eine einmalige **Anschlussgebühr** verlangen, die je nach geografischer Lage des Kunden variieren kann. Für den Anschluss dürfen die Kosten in Rechnung gestellt werden, die dadurch beim Netzbetreiber anfallen. Allerdings können - um die administrativen Kosten niedrig zu halten - auch „standardisierte Kosten“ verrechnet werden. Die Administration hat eine Publikation zum Thema „Anschluss-

Tabelle 6.5 Durchschnittspreis der Netzbenutzung für verschiedene Kundengruppen

	Preis 1996 Öre/kWh	**Preis 1998** Öre/kWh	**Preis 2000** Öre/kWh
Wohnung	40.8	42.3	42.3
Einfamilienhaus ohne Elektroheizung	35.9	37.1	37.2
Einfamilienhaus mit Elektroheizung	20.2	20.7	20.8
Land- und Forstwirtschaft	18.9	21.7	21.9
Kleiner Industriebetrieb	13.6	14.8	13.9

Quelle: Swedish National Energy Administration (1998), Swedish Electricity Market 1998, S. 18f; Swedish National Energy Administration (2000), Electricity Market 2000, S. 24; eigene Berechnungen.

gebühren“ veröffentlicht, die Orientierungshilfen bietet für die Netzbetreiber und alle, die sich mit dem Thema befassen.

Bezüglich der Struktur der Tarife gab es bisher keine Eingriffe der Regulierungsbehörde.

Datenerfordernisse

Jeder Netzbetreiber muss der Regulierungsbehörde einen Jahresbericht über seine Aktivitäten abliefern, der die folgenden Teile enthält:

- Bilanz
- Erfolgsrechnung
- Technische Angaben
- Bemerkungen zu den einzelnen Punkten

Der Jahresbericht muss gemäss **anerkannten Rechnungslegungsrichtlinien** ausgearbeitet werden und von einem Wirtschaftsprüfer begutachtet werden. Die Jahresberichte werden auf der Website der Regulierungsbehörde **veröffentlicht**, wobei der Verwaltungsrat und die Wirtschaftsprüfer für die Korrektheit der Informationen verantwortlich sind.

Die Verteilnetzbetreiber müssen in ihren Rechnungen allfällige Kosten für Linienkonzessionen („Line Concessions“) mit 70 - 130 kV getrennt von den Gebietskonzessionen („Concession Areas“) mit 0.4 - 70 kV ausweisen. Innerhalb dieser beiden Konzessionen wird keine Aufteilung nach Spannungsebenen gefordert.

Auf die Frage, wie schwierig es für die öffentlichen Netzbetreiber war, ihr Rechnungswesen an die Erfordernisse der Deregulierung anzupassen und welche Probleme dabei auftraten, schreibt der Direktor von Svensk Energi, Peter Åsell:

As far as I remember this was not a major problem. One year was the planned transition phase, but for political reason the full opening was delayed until january 1996, which gave us a transition phase of two years. And we were happy for that extra time for preparation.

The real problems that occured were really for those distributors that had previously run their operation as fully integrated parts of the municipalities. Due to the demand for legal unbundling a number of fully municipally owned limited liability companies (aktiengesellshafts) had to be created. This change of legal structure was rather costly. A number of lawyers were active in this process. And one part of that change was also to change the accounting system to follow company legislation instead of municipal legislation.

But, to be precise: this was not a direct effect of deregulation. but since deregulation in many cases made it necessary to change the legal person it can be seen as an indirect effect of deregulation. But most actors had made this structural change many years before deregulation. And the remaining actors would have done it within a couple of years regardless of the deregulation.

Auf die Frage, ob die ausgewiesenen Netzkosten im Rahmen des Systemwechsels unverändert geblieben sind, antwortet er:

In principle yes, the costs remained stable. The only problem, again was the shift from municipal to company legislation. According to municipal legislation a number of payments could be regarded as direct costs, which would in a company strictly be regarded as investments and be written off during a number of years. in company legislation the rules have been very clear and in municipal legislation the difference between cost and investment is very vague (reason is really different taxation of municipalities compared to companies). As you realise: in cases where an actor has chosen to regard a lot of reinvestments as direct costs the assets in the balance sheet will be very low. Therefore you need to reconstruct a balance sheet if the activities will run as a company for the future. This process created problems in some cases. However the problems should not be exaggerated. They concerned only a small number of very small distributors.

So in short: the real costs did not change. In some cases the shift from municipal accounting into company accounting created problems. In cases where these problems were not treated in a proper way they still complicate our relations with the regulator.

6.5 Erfahrungen

Das Regulierungssystem wurde seit Beginn der Regulierung nicht grundsätzlich geändert. Lediglich die Erfordernis, dass neue Zähler installiert werden müssen, damit der Stromlieferant gewechselt werden kann, wurde abgeschafft. Allerdings hat erst diese Massnahme - beinahe 4 Jahre nach Beginn der formellen Marktöffnung - zu einer effektiven Marktöffnung für Kleinverbraucher geführt.

Die Preise auf dem Spotmarkt fielen zwischen 1996 und 1999 von 26 Öre/kWh (4.5 Rp./kWh) auf 12 Öre/kWh (2.1 Rp./kWh). Allerdings konnten die Kleinverbraucher erst nach Abschaffung der Zählervorschrift von diesen Preisnachlässen profitieren.

Die Netzpreise blieben seit Beginn der Marktöffnung etwa unverändert, wobei eine Verschiebung weg von arbeitsabhängigen hin zu leistungsabhängigen Preiselementen beobachtet werden konnte. Dies führte zu einer Preisverbilligung für Abnehmer mit hohem gleichmässigem Verbrauch (z.B. Haushalte mit Elektroheizungen).

Seit dem die Regulierungsbehörde von den Netzbetreibern Preissenkungen verlangte, sind verschiedene Verfahren hängig, die nach dem Entscheid der ersten Instanz an die Rekursinstanz weitergezogen wurden. Da die Rekursinstanz diesem Geschäft - gemäss Einschätzung der Branche - keine hohe Priorität einräumt, wurden bisher keine Entscheide gefällt.

Amundsen und Bergman (1997) glauben, dass in Schweden zwei **Regulierungsfehler** gemacht wurden:

- Die „light-handed“ Regulierung der Netzpreise scheint zu schwach zu sein. Produktivitätsgewinne der Netzbetreiber werden nicht an die Endverbraucher weitergegeben.
- Trotz organisatorischer und juristischer Entflechtung zwischen den Netzen und allen anderen Aktivitäten bestehen weiterhin Möglichkeiten zur **Quersubventionierung**: Zum einen werden die Overhead-Kosten hauptsächlich dem Netzbereich angelastet. Ausserdem können die Netzbetreiber, die Energie zur Kompensation der Netzverluste kaufen müssen, überhöhte Preise verrechnen, wenn sie diese beim eigenen Kraftwerk kaufen.

Auch die Internationale Energieagentur (IEA) gibt in ihrer „Sweden 2000 Review“ Empfehlungen ab, die in die gleiche Richtung gehen:

> *In the context of the ongoing review of distribution tariffs, identify options to provide stronger incentives for efficiency in distribution and to ensure that distribution tariffs are cost-reflective and do not cross-subsidise supply activities.*

Die Einschätzungen der Situation in Schweden gehen allgemein dahin, dass von der Regulierung zu geringe Anreize in Richtung steigerung ausgehen.

7. Quellen

Amundsen, E. S. und Bergman, L. (1998), The Deregulated Electricity Markets in Norway and Sweden: A Tentative Assesment, Department of Economics, University of Bergen, http://panoramix.univ-paris1.fr/ATOM/pdf/conf/elec98/Amundsen-Bergman.pdf.

Armstrong, M., Cowan, S. und Vickers, J. (1994), Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experiences, MIT Press, Cambridge, Mass.

Averch, H., und Johnson, L. L. (1962), Behavior of the Firm under Regulatory Constraint, American Economic Review, 52 (5), 1052-1069.

Crew, M. A. und Kleindorfer, P. R. (1996), Rrice and Revenue Caps: Incentives and Disincentives for Efficiency; in:Crew, M. A. (ed.), Pricing and Regulatory Innovations Under Increasing Competition, Kluwer, Boston.

Ecoplan (1999), Service Public im liberalisierten Strommarkt, Bundesamt für Energie, EDMZ, Bern.

Eurelectric/Unipede (1998), EURPROG 1998, Programmes and Prospects for the European Electricity Sector (1980, 1990-1996, 2000, 2005, 2010), EUROPROG Report - final version, 26th ed., http://www.eurelectric.org/Public/content/

Eurelectric/Unipede (1999), Regulation of Distribution, System Tarriff Issues Working Group, http://www.eurelectric.org/Public/content/

Ecotec Research and Consulting (2000), Effects of the liberalisation of gas and electricity markets on employment, Ecotec Draft Final Report, http://www.eurelectric.org/Public/Files/2000-340-0016-1.pdf

Filippini, M.; Meier, M. und Romerio, F. (1995), Reform des Elektrizitätsmarktes, Erfahrungen in Norwegen, Grossbritannien und anderen europäischen Ländern, im Auftrag des BFE

Filippini, M. (1999), Swiss Residential Demand for Electricity. Applied Economic Letters 6(8).

Filippini, M. and Wild, J., 2001, Regional Differences in Electricity Distribution Costs and their Consequences for Yardstick Regulation of Access Prices, Energy Economics, 23(4), 477-488.

Glachant, Jean-Michel, Attractiveness and Accessibility of 16 Electricity Marktes in Western Europe, Annual European Energy Conference, Bergen, 2000

Grasto, Ketil (ohne Jahr), Incentive-based regulation of electricity monopolies in Norway - background, principles, implementation an control system, Norwegian

Water Resources and Energy Directorate, http://www.nve.no/english/regulation/paperonregulalation.doc

Grønli, Helle (2001), Comparison of Scandinavian Regulatory Models - Issues and Experiences, 2. Internationale Energiewirtschaftstagung Wien.

Grønli, Helle (2001), Case Study - The Norwegian Power Sector, in: Thomas Gomez und Geoffrey Rothwell, IEEE Publishing.

Hill, L. J. (1995) A Primer on Incentive Regulation for Electric Utilities, Oak Ridge National Laboratory; http://www.ornl.gov/~webworks/cpr/rpt/82230.pdf.

IEA (1998), Denmark 1998 Review, Energy Policies of IEA Countries, IEA, Paris.

IEA (1998), Germany 1998 Review, Energy Policies of IEA Countries, IEA, Paris.

IEA (1999), Finland 1999 Review, Energy Policies of IEA Countries, IEA, Paris.

IEA (1997), Norway 1997 Review, Energy Policies of IEA Countries, IEA, Paris.

IEA (2000), Sweden 2000 Review, Energy Policies of IEA Countries, IEA, Paris.

Jamasb, Tooraj und Pollitt, Michael (2000), Benchmarking and Regulation of Electricity Distribution and Transmission Utilities: Lessons from International Experience (Draft Paper), Benchmarking Workshop, Robinson College, Cambridge.

Jonassen, Torfinn (1998), Opening the Power Market to End Users in norway 1991-1999, Report No.2, im Auftrag des NVE, http://www.nve.no.

Ministry of Industry and Energy (1995), The Energy Sector and Water Resources in Norway, 1994 Fact Sheet.

Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2000), Market Report 1998-1999, http://www.nve.no.

Odin (2000), The Energy Sector and Water Resources in Norway, http://odin.dep.no

Sagen, Jon (1998), Pricing and Organization of Transmission in an Liberalized Electricity Market - Norwegian Experiences, The ConEnergy Conference, Essen.

Shleifer, A. (1985), A Theory of Yardstick Competition, Rand Journal of Economics, 16 (3), 319-327.

Swedish National Energy Administration [Energimyndigheten] (1998), Swedish Electricity Market 1998, http://www.stem.se.

Swedish National Energy Administration [Energimyndigheten] (2000), The Swedish Electricity Act, Issued on 20 November 1997, Lates amendment included: SFS 1999:770 (unauthorised translation), http://www.stem.se.

Swedish National Energy Administration [Energimyndigheten] (2000), Electricity Market 2000, http://www.stem.se.

Swedish National Energy Administration [Energimyndigheten] (2000), Energy in Sweden; Facts and figures 2000, http://www.stem.se.

Swedish Power Association [Kraftverks föreningen] (2000), Electric Power in Sweden, Annual Report 1999, http://www.kvf.se.

Svenska Kraftnät (ohne Datum), The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Krftnät, http://www.svk.se.

Unipede (1997), Statistical Panorama 1997, Ecostat, Paris.

Wild, Jörg (2001), Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung. Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz. Wirtschaft - Energie - Umwelt, vdf-Verlag.

Anhang: Liste der E-Mail-Kontakte

Schweden

Peter Åsell, Director
Svensk Energi - Swedenergy Ab
Stockholm, Sweden
peter.asell@svenskenergi.se

Norwegen

Helle Grønli
Sintef - Energy Research
Trondheim, Norway
helle.gronli@energy.sintef.no

Toril J. Svaan
Ministry of Petroleum and Energy
Oslo, Norway
toril.svaan@oed.dep.no