

Kumkar, Lars

Working Paper — Digitized Version

Liberalisierung und Re-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft in Skandinavien

Kiel Working Paper, No. 884

Provided in Cooperation with:

Kiel Institute for the World Economy – Leibniz Center for Research on Global Economic Challenges

Suggested Citation: Kumkar, Lars (1998) : Liberalisierung und Re-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft in Skandinavien, Kiel Working Paper, No. 884, Kiel Institute of World Economics (IfW), Kiel

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/46861>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Kieler Arbeitspapiere

Kiel Working Papers

Kieler Arbeitspapier Nr. 884

**Liberalisierung und Re-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft
in Skandinavien**

von

Lars Kumkar*



Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel
The Kiel Institute of World Economics

ISSN 0342 - 0787

2. Ex. 1/15

Institut für Weltwirtschaft
Düsternbrooker Weg 120, D-24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 884

**Liberalisierung und Re-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft
in Skandinavien**

von

Lars Kumkar*

Oktober 1998

878 324

* Markus Haas sei für die umfangreichen Recherchen, die der Erstellung dieses Beitrags vorangingen, gedankt. Die Arbeit des Autors wird im Rahmen des Forschungsprojekts „Wettbewerbliche Reformen des Elektrizitätssektors — Eine vergleichende Länderanalyse“ von der Fritz Thyssen Stiftung gefördert. Auch hierfür sei gedankt.

Für Inhalt und Verteilung der Kieler Arbeitspapiere ist der jeweilige Autor verantwortlich, nicht das Institut.

Abstract — Inhalt

This paper deals with the electricity reforms (1990–1996) in three Scandinavian Countries: Norway, Sweden and Finland. Of special importance for the efficiency in the sector is the question, whether the re-regulation of the electricity transport business is accompanied by a comprehensive liberalisation of electricity trade. The extent of this liberalisation decides whether competition between different trade institutions, e.g. between electricity exchanges and bilateral contracts, could develop. Therefore, the regulations of the electricity trade are a main focus of the paper. In addition, the paper depicts parallels and differences between the Scandinavian reforms, the English Reform of 1990 and the German implementation of the EU directive of 1996.

In diesem Papier werden die 1990 begonnenen Maßnahmen zur Liberalisierung und Re-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft in Norwegen, Schweden und Finnland skizziert. Dabei wird insbesondere der Frage nachgegangen, inwieweit im Bereich des Stromhandels durch die Reformen eine wettbewerbliche Evolution von differenzierten Institutionen, etwa Strombörsen und bilateralen Lieferverträgen, ermöglicht wird. Im Rahmen der Untersuchung werden ferner Parallelen und Unterschiede zum englisch/walisischen System sowie zur deutschen Energierechtsnovelle aufgezeigt.

JEL Classification: H7, K2, L9, Q4

Lars Kumkar
Institut für Weltwirtschaft
an der Universität Kiel
Düsternbrooker Weg 120
D-24147 Kiel
Tel.: 0431/8814-216
Fax: 0431/8814-500
Email: Lars.Kumkar@ifw.uni-kiel.de

Gliederung

I. Einleitung	1
II. Voraussetzungen und Ausgangslage der Reformen	5
A. Norwegen.....	5
1. Primärenergien und Verbrauch.....	5
2. Marktstruktur.....	9
3. Der Elektrizitätsmarkt vor der Reform, Reformgründe und politischer Entscheidungsprozeß.....	12
B. Schweden.....	15
1. Primärenergien und Verbrauch.....	15
2. Marktstruktur.....	19
3. Der Elektrizitätsmarkt vor der Reform, Reformgründe und politischer Entscheidungsprozeß.....	21
C. Finnland.....	22
1. Primärenergien und Verbrauch.....	22
2. Marktstruktur.....	23
3. Der Elektrizitätsmarkt vor der Reform, Reformgründe und politischer Entscheidungsprozeß.....	25
D. Fazit: Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Strommärkte vor den Reformen.....	26
III. Die wettbewerbspolitischen Reformen	28
A. Erzeugungsanlagen- und Leitungsbau.....	29
B. Institutionelle Ausgestaltung des Netzzugangs.....	30
1. Anbieterseite.....	31
2. Nachfragerseite.....	31
3. Funktion des Netzbetreibers.....	32
4. Preisbildung im Netzbereich.....	35
C. Institutionelle Ausgestaltung des Stromhandels: Märkte für Strom in Norwegen/Schweden und Finnland.....	40
1. Terminhandel.....	43
2. Ausgleichshandel.....	48
D. Regulierung.....	52
1. Regulierungsinstitutionen und deren Kompetenzen.....	52
2. Unbundling.....	57
3. Maßnahmen im gemeinwirtschaftlichen Interesse.....	60

IV. Erste Reformergebnisse	63
A. Entwicklung der organisierten Märkte	63
B. Preisentwicklung	66
1. Norwegen	66
2. Schweden.....	74
3. Finnland.....	75
C. Investitionen und Mitarbeiterzahlen	76
D. Marktstrukturentwicklung	78
1. Unternehmenskonzentration.....	78
V. Fazit: Wesentliche Reformelemente der skandinavischen Reformen und die Unterschiede zur deutschen Energierechtsnovelle	82
Literaturverzeichnis	85

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 — Stromverbrauch in ausgewählten Ländern in kWh pro Kopf.....	2
Abbildung 2 — Entwicklung der norwegischen Stromexporte.....	8
Abbildung 3 — Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs nach Konsumentengruppen in Norwegen.....	9
Abbildung 4 — Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs nach Konsumentengruppen in Schweden.....	19
Abbildung 5 — Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs nach Konsumentengruppen in Finnland	23
Abbildung 6 — Jahresdurchschnittliche Preise am norwegischen Tagesmarkt.....	68
Abbildung 7 — Wochendurchschnittliche Systempreise am Tagesmarkt von Nord Pool	68
Abbildung 8 — Jahresdurchschnittliche Strompreise (exkl. Steuern) für Haushalte in Norwegen	70
Abbildung 9 — Zahl der Haushalte in Norwegen, die ihren Lieferanten gewechselt haben	73
Abbildung 10 — Durchschnittliche Preise am El-Ex Spotmarkt	75
Abbildung 11 — Entwicklung der Investitionen in Norwegen.....	78

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 — Kennziffern der skandinavischen Stromwirtschaft	6
Tabelle 2 — Die zehn größten Erzeugungsunternehmen in Norwegen.....	11
Tabelle 3 — Die zehn größten Verteilerunternehmen in Norwegen	12
Tabelle 4 — Elektrizitätserzeugung in Schweden	17
Tabelle 5 — Die acht größten Erzeugungsunternehmen in Schweden.....	20
Tabelle 6 — Elektrizitätserzeugung in Finnland	22
Tabelle 7 — Die neun größten Erzeugungsunternehmen in Finnland.....	24
Tabelle 8 — Verlustkoeffizienten für den Arbeitstarif in Norwegen	36
Tabelle 9 — Durchleitungsrechnung für einen Industriekunden im norwegischen nationalen Übertragungsnetz	37
Tabelle 10 — Handelsvolumen an der norwegischen Strombörse (ab 1996 Nord Pool).....	64
Tabelle 11 — Preisbestandteile für Haushalte und kleinere und mittlere Unternehmen in Norwegen, in Øre/kWh	71
Tabelle 12 — Neuverhandlung von Verträgen und Einsparungen in Norwegen	72
Tabelle 13 — Beschäftigte im Stromsektor in Norwegen	77

I. Einleitung

Norwegen, Schweden und Finnland gehören weltweit zu den größten Pro-Kopf-Konsumenten von Elektrizität (Abbildung 1). Zurückzuführen ist dieser hohe Pro-Kopf-Verbrauch unter anderem darauf, daß diese Länder über eine relativ große Schwerindustrie verfügen, deren Expansion von den vergleichsweise niedrigen Strompreisen gefördert wurde. Diese niedrigen Strompreise werden insbesondere in Norwegen, aber auch in Schweden und in geringerem Maße in Finnland ermöglicht durch im internationalen Vergleich enorme Wasserkraftreserven.

Norwegen führte als zweites Land in Europa nach Großbritannien eine umfassende Liberalisierung und Re-Regulierung seines Elektrizitätsmarktes durch. Die Reform begann hier im Jahr 1991 mit der Implementierung des neuen Energiegesetzes, Schweden und Finnland folgten mit einiger Verzögerung 1995.¹

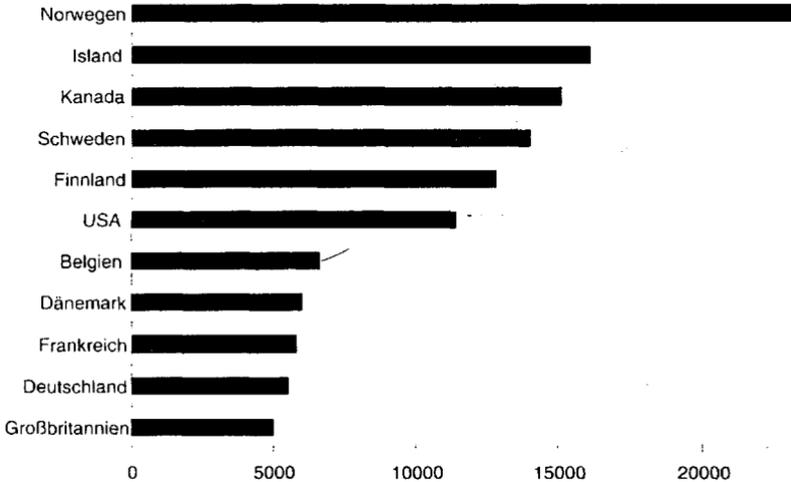
Die Umgestaltung des Elektrizitätssektors fand im Rahmen eines allgemeinen Wechsels der Regulierungsparadigmen dieser Staaten statt; dieser reflektiert den Umstand, daß eine marktorientierte Politik sich in diesen Ländern sowohl innerhalb der Sozialdemokratie als auch in den Reihen der Konservativen einer zunehmenden Akzeptanz zu erfreuen scheint.² So wurden etwa in Norwegen und Schweden die Reformen sowohl unter sozialdemokratischen als auch unter konservativen Regierungen vorangetrieben. Größeren politischen Widerstand gegen die elektrizitätswirtschaftlichen Reformen gab es in allen drei Ländern nicht.³ Ein wichtiger Grund für dieses Fehlen größeren politischen Widerstandes kann im Verzicht auf eine Privatisierung des dominierenden öffentlichen Eigentums im Stromsektor gesehen werden; dies ist ein Umstand, der die Reform in allen drei Ländern

¹ In diesem Beitrag werden die Reformen in Dänemark (Grohnheit 1997; Krawinkel und Mez 1996) nicht betrachtet; sie stehen hinsichtlich der Wettbewerbsorientierung hinter den Reformen in Norwegen, Schweden und Finnland zurück.

² Midttun (1996b: 54) spricht gar von einem „Liberal Anglo-Scandinavian trend“.

³ Offen bleibt allerdings die Frage, inwieweit nicht eine latente Opposition gegen die Liberalisierung vorhanden war, die sich allein aus Mangel an alternativen Vorschlägen nicht mit Nachdruck äußerte (Midttun 1996b: 54).

Abbildung 1 — Stromverbrauch in ausgewählten Ländern in kWh pro Kopf 1994



Quelle: Nutek (1996b).

kennzeichnet und sie beispielsweise von der britischen Reform von 1990 (vgl. hierzu Kumkar 1994) unterscheidet.⁴

Die Reformen in den drei Ländern sind für Beobachter aus dem Ausland aus mehreren Gründen von besonderem wettbewerbspolitischen Interesse:

Zum einen schaffen die Reformen trotz ihrer national unterschiedlichen Ausgestaltung in ihrer Gesamtheit *einen nordeuropäischen grenzüberschreitenden Binnenmarkt*, der international einzigartig und ohne Vorbild ist. Die Unterschiedlichkeit der Reformwege bei gleichzeitiger Gewährleistung wirksamen Wettbewerbs über die nationalen Grenzen hinaus kann wichtige Hinweise für die weitere Entwicklung zum seit der Verabschiedung der EU-Stromrichtlinie politisch beschlossenen EU-weiten Strombinnenmarkt geben.

⁴ Midttun (1997: 106 f.) erwartet allerdings in Schweden und Finnland eine Tendenz in Richtung Privatisierung, da in diesen Ländern das öffentliche Eigentum nicht mit demselben Nachdruck favorisiert wird wie in Norwegen.

Zum anderen, weil sie beispielsweise gemessen an den englisch/walisischen Reformen weitaus größeren Spielraum für die *privatwirtschaftlich motivierte Evolution von differenzierten Institutionen des Stromhandels* läßt. Ermöglicht wird dies durch die Etablierung eines Common-Carrier-Systems im Bereich des Stromtransports. Die Rolle des Staates als Regulierer bei der Entdeckung und Durchsetzung optimaler Koordinierungsstrukturen⁵ im Bereich des Stromhandels ist durch diese Kombination einer Liberalisierung des Stromhandels mit einer Re-Regulierung des Stromtransport weitaus enger abgesteckt als dies etwa in England und Wales der Fall ist. Während dort nicht nur der Betrieb der Transportnetze, sondern auch der physische Stromhandel intensiv reguliert wird,⁶ sind in allen drei betrachteten skandinavischen Staaten die einzelnen Akteure weitgehend frei in der Wahl der aus ihrer Sicht optimalen Handelsinstitutionen. Markantestes Beispiel für diese Freiheit ist die derzeitige Koexistenz zweier skandinavischer Strombörsen, die als Institutionen zumindest in partieller Konkurrenz zueinander stehen.

Aufgabe dieses Beitrags ist primär die Darstellung, nicht die Beurteilung der Reformen in den drei skandinavischen Ländern, das Aufzeigen der Parallelen, aber auch deren Unterschiede. Ergänzend wird ein kurzer Vergleich mit den Bestimmungen der jüngst in Kraft getretenen deutschen Energierechtsnovelle angestellt.

Zunächst werden in Kapitel B die Voraussetzungen und die Ausgangslage der Reformen in den drei Staaten behandelt. Dabei wird auf die jeweilige Primärenergiebasis der Stromerzeugung, auf den Status quo ante hinsichtlich der Marktstruktur auf den Stufen der Erzeugung und des Strom-

⁵ Koordinierungsstrukturen werden hier definiert als Kombination von Institutionen und den beteiligten Individuen bzw. Akteuren (Kumkar 1998b: 66). Regulierer können je nach konkreter Ausgestaltung ihrer Kompetenzen sowohl die Form der Institutionen, etwa via Bestimmung von Preisbildungsregeln, als auch die Art und Zahl der beteiligten Akteure, etwa über Markteintrittsverbote oder -gebote, beeinflussen.

⁶ Der Abschluß physisch zu erfüllender Stromlieferverträge (etwa via bilateraler Verträge zwischen Stromanbietern und -nachfragern) am zentralen Pool in England und Wales vorbei ist für alle Eigentümer größerer Kraftwerke verboten. Alleine finanzielle Absicherungsverträge (vor allem mit dem Ziel des Hedgens der Poolpreisschwankungen) sind erlaubt. Über die tatsächliche Erzeugung in den einzelnen Kraftwerken entscheidet der Pool als zentrale Pflichtbörse (basierend auf Preis-Mengen-Geboten der Kraftwerkseigentümer) (Kumkar 1994).

transports sowie auf die Stromhandelsorganisation auf der Großhandelsebene und auf der Endverkaufsebene vor den Reformen eingegangen. Schließlich werden einige der in der Literatur genannten politischen Motive für die Reformen der Stromwirtschaft skizziert.

Im Hauptkapitel C werden die Reformen in den drei Ländern — gegliedert nach ihren Hauptelementen — dargestellt. Ausgangspunkt ist dabei jeweils die Darstellung der jeweiligen Regelung in Norwegen (z.B. für den Bau neuer Anlagen in Erzeugung und Transport), an die sich dann die Behandlung der diesbezüglichen Unterschiede in Schweden und Finnland anschließt. Als Hauptelemente der Reformen werden die Regelungen zum Bau neuer Anlagen in Erzeugung und Transport, die Ausgestaltung der Netzzugangsrechte für Erzeuger und Stromnachfrager, die institutionellen Ausgestaltungen des Stromhandels und schließlich die öffentliche Regulierung des Verhaltens der Marktakteure und der Marktstruktur unterschieden. Einzelne Aspekte der Reformen werden mit den diesbezüglichen Bestimmungen in England und Wales kontrastiert, dem wohl international bekanntesten und beachtetsten Beispiel einer wettbewerbspolitischen Restrukturierung des Stromsektors.

Die ersten Reformergebnisse sind Gegenstand des Kapitels D. Am Ende dieses Beitrags steht eine kurze Zusammenfassung sowie ein kurzer Vergleich mit der mittlerweile in Kraft getretenen deutschen Energierechtsnovelle.

II. Voraussetzungen und Ausgangslage der Reformen

In diesem Kapitel werden die Hauptcharakteristika der Elektrizitätswirtschaft in den drei Ländern Norwegen, Schweden und Finnland skizziert. Dabei wird zu Beginn auf die Primärenergiebasis der Stromerzeugung und auf die Struktur und Entwicklung der nationalen Stromverbräuche eingegangen. Im Anschluß werden einige Informationen über die Marktstruktur des Status quo ante gegeben und vor allem auf die Konzentration zum einen auf der Stufe der Stromerzeugung und zum anderen auf den Stufen des Stromtransports und des Endverkaufs eingegangen. Schließlich wird auf einige wesentliche Charakteristika der jeweiligen nationalen Märkte abgestellt, insbesondere auf die Frage, ob im Status quo ante Wettbewerb auf der Einzelhandels- und/oder auf der Großhandelsebene existierte. Ergänzend werden einige Informationen zum Reformprozeß und zu den Gründen für die Reformen gegeben. Am Ende des Kapitels steht eine Zusammenfassung wesentlicher Gemeinsamkeiten der Stromsektoren der drei betrachteten Länder.

A. Norwegen

1. Primärenergien und Verbrauch

Der Pro-Kopf-Elektrizitätsverbrauch Norwegens ist der höchste der Welt (Abbildung 1). Ein großer Teil dieser Elektrizität wird von den energieintensiven Industrien verbraucht, deren Ansiedlung durch die im internationalen Vergleich niedrigen Industriestrompreise begünstigt wurde. Der hohe Verbrauch ist ferner auf das kalte Klima des Landes, gepaart mit der Tatsache, daß in Norwegen im Vergleich zu anderen Ländern Elektrizität in hohem Maße zu Heizzwecken eingesetzt wird, zurückzuführen. Dieser hohe Anteil des Einsatzes von Elektrizität zur Wärmeengewinnung ist abermals auf traditionell niedrige (Haushalts-)Strompreise zurückzuführen, die durch die enormen Wasserkraftressourcen des Landes erlaubt wurden (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 26).

Tabelle 1 — Kennziffern der skandinavischen Stromwirtschaft 1997

	Norwegen	Schweden	Finnland	z. Vgl.: Deutschland (1995)
Bevölkerung (Mill.)	4,4	8,9	5,1	81,7
Jahresbruttoerzeugung (TWh)	112,0	144,9	65,9	637,0
Jahreshöchstlast	16,2	21,4	10,1	70,9
Kapazität (GW)	27,7	34,0	15,8	116,90
Primärenergimix in der Erzeugung	99 vH Wasserkraft	47 vH Wasserkraft, 46 vH Kernkraft, Rest fossil befeuerte Wärmeleistungswerke	18 vH Wasserkraft, 30 vH Kernkraft, Rest fossil befeuerte Wärmeleistungswerke	4,5 vH Wasserkraft, 29 vH Kernkraft, überwiegender Rest fossil befeuerte Wärmeleistungswerke

Quelle: BMWi (1996), Nordel (1998); eigene Berechnungen.

Die norwegische *Elektrizitätserzeugung* basiert fast vollständig auf dem Einsatz von Wasserkraftwerken (Tabelle 1).⁷ Ein solches fast vollständig auf Wasserkraft basierendes System ist durch verschiedene technische Eigenheiten gekennzeichnet.⁸ Zu diesen gehört vor allem die Kostenstruktur: Das System weist gemessen an wärmebasierten Systemen hohe Fixkosten (Investitionskosten) und vergleichsweise geringe variable Kosten auf. Daneben zählt zu den technischen Eigenheiten der stochastische Charakter der maximalen Erzeugungsmöglichkeit, denn diese hängt von Ausmaß des

⁷ Der vernachlässigbare Rest von rund 1 vH wird in auf dem Einsatz fossiler Energieträger basierenden Wärmeleistungswerken und in noch geringem Umfang durch Windenergie erzeugt (Windenergie und andere regenerative Energien spielen in Norwegen wie auch in Schweden und Finnland bislang — anders als in Dänemark — eine vom Volumen her absolut untergeordnete Rolle). In 1996 wurden zwar der Bau zweier 350-MW-Erdgaskraftwerke lizenziert (IEA 1998: 64), die im Jahre 2000 ans Netz gehen sollen. Ob hierdurch ein Trend zur Diversifizierung der Stromerzeugungsbasis Norwegens eingeleitet wird, ist jedoch derzeit nicht absehbar. Dies dürfte in starkem Maße von der weiteren Nachfrageentwicklung sowie dem Ausbau internationaler Verbindungsleitungen beeinflusst werden.

⁸ Vgl. allgemein zu den technischen Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft, die sie von anderen Wirtschaftssektoren unterscheidet, Kumkar (1998b: Kapitel II), zu einer Analyse und Kritik der auf diesen Besonderheiten basierenden traditionellen Besonderheitenlehre Kumkar und Neu (1997: Kapitel C).

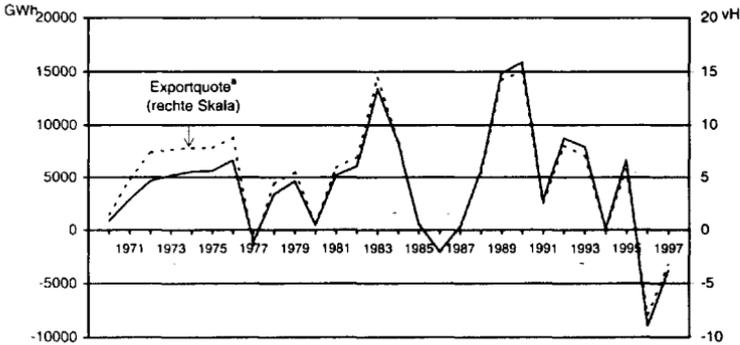
Niederschlags ab.⁹ Dies ist ein entscheidender Faktor der Preisvariabilität auf dem Großhandelsmarkt für Strom, die bereits vor den Reformen zu beobachten war.¹⁰ Das stochastische Element in der maximalen Erzeugungsmöglichkeit machte sich etwa im Sommer 1996 bemerkbar, als Norwegen, ansonsten ein Nettoexporteur im nordeuropäischen Verbundnetz Nordel¹¹, aufgrund geringen Niederschlags im vorangegangenen Winter und Frühjahr auf Stromimporte aus Dänemark und Schweden angewiesen war (Abbildung 2).

⁹ „Maximale Erzeugungsmöglichkeit“ ist (insbesondere bei Wasserkraftwerken, aber auch bei Windkraftwerken oder Photovoltaikanlagen) begrifflich von „Erzeugungskapazität“ (etwa in Tabelle 1) abzugrenzen. Letztere betrifft die anlagen-technisch bedingte Kapazität bei grundsätzlich unrestringierter Menge an einzusetzender Primärenergie als Inputfaktor und wird durch die Anlagengröße und deren Wirkungsgrad (Quotient aus umgewandelter (elektrischer) Energie zu eingesetzter (Primär-)Energie bestimmt. Erstere wird bei Wasserkraftwerken neben der technisch bedingten Erzeugungskapazität insbesondere durch die Niederschlagsmenge bestimmt.

¹⁰ Beispielsweise lassen sich in Jahren mit durchschnittlichem Niederschlag zwischen den Jahreszeiten kaum systematische Preisschwankungen feststellen. In niederschlagsarmen Jahren jedoch ist das Niveau auf dem Großhandelsmarkt (auf dem insbesondere Strommengen zwischen Elektrizitätsunternehmen ausgetauscht werden) im Winter hoch, in niederschlagsreichen Jahren im Sommer extrem niedrig. Im Unterschied etwa zu England und Wales lassen sich auch zwischen Tag- und Nachtstunden keine nennenswerten Preisunterschiede ausmachen (Holtan und Wangensteen 1995: 85 f.).

¹¹ In Europa existieren bereits seit längerem verschiedene Verbundsysteme, die primär der gemeinsamen Nutzung von Reservekapazitäten und dem Spitzenlastausgleich und bislang nur in Einzelfällen der Ermöglichung langfristiger Stromlieferungen dienen (Kumkar und Neu 1997: 26 ff.). Die 1963 gegründete *Nordel* ist der Verbund, dem die fünf skandinavischen Länder (Island, Norwegen, Schweden, Finnland und Dänemark; allerdings ist weder Island noch der Westteil Dänemarks mit dem Nordel-Netz synchronisiert: Island wird als Inselnetz betrieben, der Westteil Dänemarks ist mit dem UCPE-Netz synchronisiert) angehören. Nordel ist eine nichtkommerzielle Institution zur Erleichterung des Stromaustauschs und organisiert selbst keinen Handel. Zu den Aufgaben von Nordel gehört die technische Koordinierung des Stromaustauschs, die Unterstützung internationaler Kooperationen und die Bereitstellung eines Forums für den Informationsaustausch. Das Nordel-Netz ist über Gleichstromkabel mit dem UCPE-Netz verbunden, dem 1951 gegründeten größten europäischen Verbundsystem, dem neben den nichtskandinavischen kontinentaleuropäischen EU-Mitgliedern heute auch die Schweiz und die Staaten des ehemaligen Jugoslawien angehören.

Abbildung 2 — Entwicklung der norwegischen Stromexporte



* Quotient aus Exportsaldo und Bruttostromverbrauch

Quelle: Statistik Sentralbyrå (1997; 1998a); eigene Berechnungen.

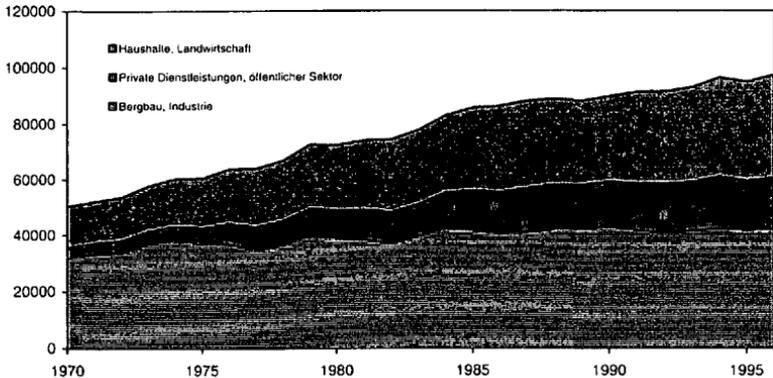
Von 1970 bis 1995 hat sich der *Elektrizitätsverbrauch* verdoppelt. Der größte Anteil dieses Wachstums geht auf die Dienstleistungen und die privaten Haushalte zurück; das Wachstum in der Industrie hingegen vollzog sich am langsamsten (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 26). Insgesamt wuchs der Stromverbrauch von 1971–1993 jährlich durchschnittlich um 2,9 vH, seit Ende der achtziger Jahre mit leicht abnehmender Tendenz, nachdem er von 1960–1972 noch um durchschnittlich 6,4 vH pro Jahr stieg.¹²

Der Verlauf des Stromverbrauchs ist damit international wenig auffallend, das Niveau liegt allerdings wie erwähnt sehr hoch: 1995 betrug der Gesamtkonsum von Elektrizität etwa 116 TWh.¹³ Den größten Anteil am Elektrizitätskonsum weist die Industrie mit über 40 vH auf, darauf folgen

¹² Die Reaktion auf die erste Ölpreiskrise, gemessen am jahresdurchschnittlichen Wachstum des Stromverbrauchs fiel etwas geringer aus als etwa in Deutschland: Betrug in Deutschland die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate in 1960–1973 rund 9,5 vH und fiel in den Jahren 1973–1994 deutlich auf nurmehr 1,7 vH, lauten die entsprechenden Werte für Norwegen 6,4 vH (1960–1973) und 2,4 vH (1973–1994) (IEA lfd. Jgg.).

¹³ Dies entspricht ca. 30 vH der deutschen Erzeugung bei einer Bevölkerungszahl, die gut 5 vH der deutschen entspricht.

Abbildung 3 — Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs nach Konsumentengruppen in Norwegen (GWh)²



²Nur über langfristige Lieferverträge bezogener Strom.

Quelle: Statistik Sentralbyrå (1997; 1998b).

die Haushalte mit etwa 30 vH. Vom Stromverbrauch der Haushalte wiederum entfallen etwa 40 vH auf die Raumwärmeerzeugung (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 26). Über die nähere Aufschlüsselung des Elektrizitätsverbrauchs und seine Entwicklung in der Zeit von 1970 bis 1994 gibt Abbildung 3 Auskunft.¹⁴

2. Marktstruktur

Der norwegische Elektrizitätssektor ist traditionell stark dezentral strukturiert. Dies läßt sich unter anderem auf die spezifischen geographischen Gegebenheiten des Landes zurückführen: Im Vergleich mit Schweden (siehe Abschnitt II.B) sind die Wasserkraftpotentiale in Norwegen in Relation zu den Bevölkerungszentren besser verteilt, unterschiedlich in der Größe und leichter zu erschließen. Eine Rolle spielten vermutlich auch politische

¹⁴ Die Summe der Werte in Abbildung 3 liegt unter den im Text genannten aggregierten Werten, da in der verwendeten Statistik nur die über langfristige Lieferverträge kontrahierten Lieferungen ausgewiesen werden.

Faktoren, etwa eine Politik, die in der Anfangsphase der Elektrifizierung lokale Initiativen unterstützte (Midttun 1997: 117). Insgesamt existieren in Norwegen etwa 70 Erzeugungs- und 230 Verteilerunternehmen (Holtan und Wangensteen 1995: 85).

a) Erzeugungsunternehmen

Die Eigentümerstruktur im Erzeugungsbereich wird traditionell und bis heute von der öffentlichen Hand bestimmt.¹⁵ Der Staat und die Kommunen verfügen zusammen über etwa 85 vH der Erzeugungskapazität, der Rest befindet sich im Eigentum privater Gesellschaften und hierbei vor allem im Besitz großer Stromverbraucher; jene Anlagen werden überwiegend als Eigenenerzeugungsanlagen betrieben.¹⁶ Private Elektrizitätsunternehmen, die Strom für Zwecke des Weiterverkaufs produzieren, spielen bislang keine Rolle.

Das größte stromproduzierende Unternehmen Norwegens ist das staatseigene Statkraft, welches über 28,4 vH der gesamten Erzeugungskapazität verfügt, gefolgt von der privaten Norsk Hydro¹⁷ mit 8,4 vH und der kommunalen Oslo Energi mit 7,0 vH (Tabelle 2).

¹⁵ Die norwegische Gesetzgebung begünstigt das öffentliche Eigentum. Große Teile der privaten Wasserkraftanlagen werden nach und nach in den Besitz des Staates zurückkehren, denn die Konzessionen für die Erschließung von Wasserkraftressourcen sehen eine kompensationslose Rückkehr der Rechte und Anlagen in die Hände des Staates nach 60 Jahren vor. Zusätzlich besitzt der Staat ein Erstkaufsrecht für den Fall, daß über 30 vH der Anteile einer Gesellschaft verkauft werden sollen (IEA 1998: 67 f.).

¹⁶ Vgl. Ministry of Petroleum and Energy (1996: 36). Unter den 20 größten Erzeugern, die in Norwegen 80 vH der Erzeugungskapazität besitzen, hält der Staat 41 vH der Kapazitäten, kommunale und regionale Institutionen 40 vH, die Industrie 12 vH und private Elektrizitätsunternehmen 7 vH (Midttun 1997: 115). Die Gesellschaftsform der Unternehmen in öffentlicher Hand kann dabei wie in Deutschland unterschiedlich sein; es gibt sowohl Eigenbetriebe als auch Kapitalgesellschaften (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 36 f.).

¹⁷ An der allerdings der Staat über 50 vH der Anteile hält (IEA 1998: 67).

Tabelle 2 — Die zehn größten Erzeugungsunternehmen in Norwegen 1995

Unternehmen	Erzeugung (GWh)	vH der norwegischen Erzeugung	Kapazität (MW)	vH der norwegischen Kapazität
Statkraft SF	31 700	28,4	8 264	30,1
Norsk Hydro AS	9 362	8,4	1 720	6,3
Oslo Energi AS	7 840	7,0	2 265	8,2
Bergenshalvoens kks ^a	5 350	4,8	1 444	5,3
Lyse kraft	5 300	4,7	1 518	5,5
Trondheim energiverk	3 030	2,7	756	2,7
Hafslund Energi	2 600	2,3	456	1,7
Nord Trondelag elverk	2 515	2,2	620	2,3
Skiensfjordens kks ^a	2 472	2,2	569	2,1
Vest Agder energiverk	2 331	2,1	455	1,7

^a kks=kommunale Kraftselskap (kommunale Stromgesellschaft)

Quelle: Ministry of Petroleum and Energy (1996): 38.

b) *Transport- und Endverkaufsunternehmen*

Bezüglich des Transportnetzes werden üblicherweise drei Spannungsebenen unterschieden.

Das *Hoch- und Höchstspannungsnetz* (300–420 kV) verbindet die Landesteile untereinander und koppelt das norwegische Stromsystem mit dem Übertragungsnetz anderer Länder. 80 vH dieses zentralen Übertragungsnetzes befinden sich im Besitz von Statnett SF, einem staatseigenen Unternehmen. Die übrigen 20 vH sind im Besitz von insgesamt 40 privaten, regionalen und städtischen Unternehmen, die ihre Netzanlagen allerdings an Statnett vermieten. Statnett ist somit alleiniger Betreiber des zentralen Übertragungsnetzes.

Die *Regionalen Netze* (60–130 kV) bilden die Verbindung zwischen den Produzenten, dem zentralen Übertragungsnetz und den Verteilernetzen. Die letztgenannten kleinräumigen *Verteilernetze* (≤ 20 kV) dienen der Verteilung der Elektrizität an die Endverbraucher (Haushalte, Dienstleistungsunternehmen, Industrie); im Durchschnitt versorgt jedes dieser Verteilerunternehmen 5 000 Endkunden. Diese Netztypen befinden sich in Norwegen im Besitz regionaler und kommunaler Institutionen (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 36). Tabelle 3 gibt Aufschluß über die zehn größten Verteilerunternehmen sowie über die Anzahl ihrer Kunden und das Volumen ihrer Endverkäufe 1994.

Tabelle 3 — Die zehn größten Verteilerunternehmen in Norwegen 1994

Unternehmen	Anzahl der Kunden	Verkäufe (GWh)
Oslo Energi AS	295 524	8 190
Bergen Lysverker	120 988	3 204
Nord-Trondelag Elektrisitetsverk	69 941	3 003
Vest-Agder Energiverk	50 048	2 619
Trondheim Elverk	79 021	2 098
Ostfold Energiverk AS	85 855	1 972
Stavanger Energi	55 509	1 806
Troms Kraftforsyning	55 922	1 792
Skiersjorden Komm. Kraftselskap	51 165	1 726
Aust-Agder Kraftverk	47 865	1 412

Quelle: Ministry of Petroleum and Energy (1996: 38).

3. Der Elektrizitätsmarkt vor der Reform, Reformgründe und politischer Entscheidungsprozeß

Vor den Reformen in 1991 wurde die Stromverteilung in geschlossenen Versorgungsgebieten vorgenommen, Wettbewerb auf der *Einzelhandelsebene* (um Endkunden) existierte also nicht — im Einklang mit den Elektrizitätswirtschaftlichen Ordnungsmodellen in fast allen anderen Staaten dieser Erde.

Allerdings existierten bereits vor den Reformen drei verschiedene *Großhandelsmärkte* für Elektrizität, die als institutionelle Arrangements in begrenzter Form Wettbewerb auf der Großhandelsmarktebene etablierten:

Erstens der Markt für Elektrizität für die „allgemeine Stromversorgung“. Dieser Markt umfaßte auf der Nachfragerseite die städtischen und regionalen Versorgungsunternehmen (zur Belieferung ihrer eigenen „gefangenen“ Abnehmer) und auf der Anbieterseite die Erzeugungsunternehmen. Organisiert wurde dieser Markt in Form langfristiger Verträge. Ein großer Teil dieser Transaktionen spielte sich innerhalb vertikal integrierter Unternehmen ab. Insgesamt wurden rund 60 vH des Umsatzvolumens auf der Großhandelsebene durch derartige bilaterale oder unternehmensinterne Transaktionen abgewickelt (Midttun 1997: 95).

Zweitens der Elektrizitätsmarkt für die energieintensive Industrie, auf dem etwa 30 vH des gesamten Handelsvolumens umgeschlagen wurden. Dieser Markt wurzelte in dem seinerzeitigen politischen Bemühen, der energieintensiven Industrie als „Motor der norwegischen Wirtschaftsent-

wicklung“ günstige und stabile Preise zu gewährleisten. Dieser Markt wurde ebenfalls durch langfristige Verträge organisiert, wobei auf der Produzentenseite die staatliche Elektrizitätsgesellschaft dominierte; die näheren Bestimmungen dieser Verträge wurden durch politische Verhandlungen im norwegischen Parlament ausgehandelt (Midttun 1997: 95 f., 101 ff.).

Insgesamt wurden somit ca. 90 vH des umgeschlagenen Stroms durch langfristige Verträge gehandelt, die als Kombination von Termin- und Optionsgeschäfte gekennzeichnet werden können.¹⁸

Drittens wurden die verbleibenden 10 vH Elektrizität auf dem sogenannten Spotmarkt¹⁹ zu stark volatilen Marktpreisen gehandelt.²⁰ Die in 1991 gegründete industrieeigene Institution *Samkjoringen* fungierte dabei als Handelsorganisation. Der Markt diente in erster Linie der Koordinierung des Einsatzes überschüssiger Wasserkapazitäten, es wurde dort lediglich zwischen Produzenten gehandelt. Er war nur für bestimmte Akteure zugänglich (ab einer Erzeugung von 100 GWh; es handelte sich dabei um 60 Akteure), und der dort herrschende Preis hatte keinen wesentlichen Einfluß auf die Preise auf den anderen Strommärkten (Holtan und Wangensteen 1995: 85). Der Spotmarkt war, wenn auch indirekt über die staatliche Elektrizitätsgesellschaft als Vermittlerin, für Produzenten aus Dänemark und Schweden zugänglich (Midttun 1997: 96).

Bis zum Frühjahr 1989 strebte die norwegische Regierung eine Konzentration des Elektrizitätssektors in 20 vertikal integrierten Unternehmen an.²¹ Bereits 1988 jedoch hatte bei den Verantwortlichen im Finanzmini-

¹⁸ Die Lieferverträge sind keine reinen Terminverträge, da die tatsächlich zu jedem Zeitpunkt gelieferten Mengen typischerweise nicht vollständig ex ante spezifiziert sind.

¹⁹ Tatsächlich kann der „Spotmarkt“ streng genommen nicht als Spotmarkt charakterisiert werden, sondern muß eher als kurzfristiger Terminmarkt („day-ahead“-Markt) bezeichnet werden, da die geschlossenen Verträge nicht die sofortige Lieferung der kontrahierten Strommengen vorsahen, sondern die (physische) Erfüllung der Lieferungsverpflichtungen frühestens am nächsten Tag vorsahen.

²⁰ Dieser „Spotmarkt“ kann als die erste Börse der Welt für elektrische Energie bezeichnet werden, auch wenn die in einigen Regionen der Vereinigten Staaten seit längerem existierenden Erzeugerpools (Bolle 1990) einige Charakteristiken einer Börse aufweisen. Die Nachfolgerinstitution von *Samkjoringen*, Statnett Market wurde im Juli 1993 durch die Einführung entsprechender standardisierter Verträge zusätzlich die erste Börse der Welt, an der Finanzkontrakte für Strom gehandelt wurden (IEA 1998: 72).

²¹ Dies ging auf den Vorschlag einer bereits seit 1980 an der Überarbeitung des Energierechts arbeitenden Kommission zurück, welche 1985 einen Gesetzesentwurf mit

sterium und im Ministerium für Energie eine Umorientierung begonnen; diese beiden Ministerien gaben im selben Jahr eine Untersuchung über eine mögliche wettbewerbsorientierte Reform in Auftrag und leiteten damit eine fundamentale Umkehr in der angestrebten Reformrichtung ein.

Ein neues Energiegesetz mit einigen wettbewerbsorientierten Elementen wurde schließlich im September 1989 von der sozialdemokratischen Brundtland-Regierung vorgelegt, jedoch von der folgenden, konservativen Syse-Regierung als zu begrenzt abgelehnt. Diese schlug im März 1990 eine weitergehende Reform vor, welche im Juni vom Parlament bestätigt wurde. Im November 1990 kam es zwar erneut zu einem Regierungswechsel zugunsten der Sozialdemokratie, jedoch implementierte die neue Brundtland-Regierung das neue Gesetz ohne jede Änderung (Midttun 1996b: 56 f.; 1997: 108).

Ein nicht unwesentlicher Grund für die breite Unterstützung für die wettbewerbsorientierten Reformen ist gewiß die Tatsache, daß im Gegensatz etwa zu den britischen Entwicklungen keine Privatisierung der Unternehmen ins Auge gefaßt wurde. Die kommunalen Institutionen und ihre Gesellschaften fanden um so mehr Gefallen an der Reform, als sie ihnen die „dramatischen“ (Midttun 1997: 107 f.) Konzentrationsabsichten ersparte, welche bis Ende der achtziger Jahre der Umsetzung hartn. Hinzu kam der Umstand, daß angesichts der Dominanz der Wasserkraft als Primärenergie die Reformen nicht durch politische Kontroversen über ökonomische und ökologische Konsequenzen erschwert wurden (Barzantny und Menges 1997a: 96).²²

Eine weitere Quelle der Unterstützung bildete die kleinere und mittlere Industrie. Während nämlich die energieintensive Industrie in den Genuß günstiger zentralpolitisch festgelegter Preise kam (und kommt, s.u.), wurden die Preise für die kleinere und mittlere Industrien und die Haushalte von den kommunalen Gebietskörperschaften reguliert. Die aus dieser ge-

eben diesem Vorschlag präsentierte. Dieser wurde zur Grundlage eines im April 1989 von der Brundtland-Regierung eingebrachten neuen Energiegesetzes, welches jedoch schon im Mai desselben Jahres wieder zurückgezogen wurde (Midttun 1996b: 56 f.).

²² In Deutschland brachten einige Interessenvertreter Argumente gegen die mittlerweile verabschiedeten Elektrizitätsregulierungsreformen vor, die auf den unterstellten umweltpolitisch negativen Konsequenzen der Reformen basierten. Vgl. Kumkar und Neu (1997: 175) sowie Kumkar (1998a: 37 ff.).

spaltenen Regulierungskompetenz resultierenden Preisstrukturen führten zu Vermutungen, kleinere und mittlere Industrienachfrager würden die Strompreise der Haushaltskunden quersubventionieren. So wurde mit den Reformen auch die während der späten achtziger Jahre durchgängig von den betroffenen Industrien erhobene Forderung nach einem Ende dieser Preisdiskriminierung erfüllt, indem diese die lokalen Gebietsmonopole nunmehr umgehen können (Midttun 1996b: 59).

Als wesentliche Gründe für marktwirtschaftliche Reformen werden darüber hinaus folgende genannt:

- Die Preissetzungspraxis bei den langfristigen Lieferverträgen und den Endverkaufstarifen ermöglichte es den Elektrizitätsunternehmen, die Kosten neuer, teurer Anlagen direkt auf die Kunden überzuwälzen. Im Endergebnis resultierten aus Sicht einiger Beobachter signifikante kostenträchtige Überkapazitäten im Gesamtsystem (Holtan und Wangensteen 1995: 86).
- Insbesondere viele der kleinen städtischen Verteilerunternehmen waren dem Verdacht ausgesetzt, relativ ineffizient zu arbeiten (Hamrin und Moen 1996: 38). Dies schlug sich in recht deutlichen regionalen Strompreisdifferentialen nieder.
- Aus Sicht einiger Beobachter gaben die bisherigen Rahmenbedingungen nicht die richtigen Anreize zum sparsamen Umgang mit Energie (Hamrin und Moen 1996: 39).

Als erhebliche Erleichterung bei der Durchführung der wettbewerblichen Reformen kann im norwegischen Fall der Umstand genannt werden, daß mit dem oben genannten, via Samkjoringen organisierten, „Spotmarkt“ bereits Erfahrungen mit kurzfristigen, organisierten Märkten gesammelt wurden (vgl. etwa Midttun 1997: 96; Holtan und Wangensteen 1995: 85).

B. Schweden

1. Primärenergien und Verbrauch

Elektrizität wird in Schweden seit 1876 — zunächst mit Wärmekraftwerken — produziert; Wasserkraft, die später die dominierende Rolle einneh-

men sollte, wird seit 1882 zur Stromerzeugung eingesetzt (Nutek 1996b: 2).²³

Die Elektrifizierung erreichte während der ersten Jahrzehnte dieses Jahrhunderts zunächst Großnachfrager (Industrie) und die großen Städte. Gegen Ende des Ersten Weltkrieges und daran anschließend jedoch machte die Knappheit an Kohle und Paraffin eine Forcierung der Elektrifizierung auch der ländlichen Gebiete zu einem politischen Ziel. Im Ergebnis war zu Beginn der zwanziger Jahre Elektrizität in weiten Teilen des Landes allgemein zugänglich.²⁴

Die Bevölkerung Schwedens konzentriert sich auf den südlichen Teil des Landes, während sich der Großteil der natürlichen Ressourcen, darunter auch das Wasser, im Norden befindet.²⁵ In den dreißiger Jahren waren die Wasserkraftreservoirs im Süden und im Mittelteil des Landes weitgehend erschlossen. Die damit notwendig werdende verstärkte Ausbeutung von Ressourcen im Norden machte ein Übertragungsnetz von dort zu den Nachfrageschwerpunkten im Süden notwendig. 1936 wurde die erste 220 kV-Übertragungsleitung gebaut; die weitere Erschließung der reichhaltigen Ressourcen des Nordens machte in den vierziger und fünfziger Jahren die Errichtung eines ausgedehnten Hochspannungsnetzes (400 kV) von Nord nach Süd erforderlich. Die meisten dieser Leitungen wurden vom staatlichen Elektrizitätsunternehmen *Vattenfall*²⁶ erbaut, und auf Empfeh-

²³ Die große Bedeutung der Wasserkraft und die daraus resultierenden niedrigen Strompreise haben eine bedeutende Rolle im schwedischen Industrialisierungsprozeß gespielt: „Hydro power, iron ore, and forests served as the basis for Sweden's industrialization“ (Petsala 1995: 93).

²⁴ Vgl. Veiderpass (1993: 3); Nutek (1996b: 2). Die Zahl lokaler Verteilungsorganisationen vergrößerte sich in dieser Zeit erheblich. Waren es 1916 noch 120, so 1919 bereits 1 000 und 1923: 4 000 (Veiderpass 1993: 3).

²⁵ Offenbar trug diese Tatsache auch auf anderem Wege zum Fortschritt der Elektrifizierung bei: Indem nämlich Rohstoffe wie Holz und Eisenerz durch das Land transportiert werden mußten, wurde gegen Ende des letzten Jahrhunderts der Ausbau der Eisenbahn vordringlich. Deren Elektrifizierung seit Beginn dieses Jahrhunderts bedeutete für den Stromsektor dann folgendes: eine stabile Nachfrage landesweit sowie das Erfordernis, unabhängig voneinander errichtete Übertragungsnetze miteinander zu verbinden (Veiderpass 1993: 6).

²⁶ Dieses Werk findet „seinen Ursprung als *Trollhätte's Board* in der Entscheidung des Parlaments, die Trollhätte-Wasserfälle elektrizitätswirtschaftlich zu erschließen. Dies markiert den Beginn staatlichen Engagements in der Elektrizitätserzeugung. 1909

Tabelle 4 — Elektrizitätserzeugung in Schweden 1970–1996 (GWh)

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	1996
Wasserkraft	41 538	57 669	59 247	71 595	73 033	68 160	51 537
Thermalkraft ^a	19 051	10 935	10 960	6 984	5 284	10 482	14 731
Kernkraft	56	11 969	26 488	58 561	68 185	69 935	73 274
Windkraft	0	0	0	0	6	99	144
Gesamterzeugung	60 645	80 573	96 695	137 140	146 508	148 686	139 686

^a Einschließlich Biomasse, Müll und Sonstigem.

Quelle: IEA (lfd. Jgg); eigene Berechnungen.

lung des Parlaments wurde Vattenfall 1946 von der Regierung mit der zukünftigen Planung und dem Betrieb des nationalen Hochspannungsnetzes betraut (Veiderpass 1993: 7). Mit dieser Entscheidung wurde der staatlichen Vattenfall, zugleich Schwedens größter Stromproduzent — Vattenfall besitzt etwa 50 vH der Erzeugungskapazität — eine überragende Bedeutung für die Elektrizitätswirtschaft zugewiesen, die weit über das Beispiel der ebenfalls staatlichen Statkraft in Norwegen hinausgeht

Ende der sechziger Jahre fand die Expansion der wasserkraftgestützten Elektrizitätserzeugung ein Ende; die zunehmende Beachtung ökologischer Erwägungen sowie das Schwinden unerschlossener Kapazitäten zwangen, nach anderen Energieträgern Ausschau zu halten, da ein weiteres Wachstum der Elektrizitätsnachfrage erwartet wurde. Ferner wurde im Anschluß an die Ölpreiskrise von 1973 versucht, die Ölabhängigkeit des gesamten Energieverbrauchs (seinerzeit 70 vH) zu verringern, was eine beträchtliche Zunahme der Nachfrage nach Elektrizität zur Folge hatte.²⁷ In der Konse-

wurde *Trollhätte's Board* dann im Rahmen einer Koordinierung aller staatlichen Wasserkraftressourcen in das zentrale *Statens Vattenfallsverk* (später Vattenfall) umgewandelt (Veiderpass 1993: 3).

²⁷ Zwischen 1970 und 1995 hat sich die Elektrizitätserzeugung mehr als verdoppelt. Dieses Wachstum wurde im wesentlichen aus Kernenergieanlagen bedient. Die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate in diesem Zeitraum betrug — vergleichbar mit Norwegen — 3,3 vH; zwischen 1987 und 1993 sank sie auf durchschnittlich lediglich 0,3 vH (Nutek 1996b). Dabei läßt sich festhalten, daß das Wachstum des Elektrizitätsverbrauchs seit Anfang der siebziger Jahre insbesondere auf den Haushalts- und den Dienstleistungssektor zurückzuführen ist, und innerhalb dieser Sektoren wiederum auf den Übergang von der Öl- zur Stromheizung; 40 vH des Stromkonsums dieser beiden Konsumentengruppen ist auf Heizzwecke zurückzuführen (Ministry of Industry and Commerce 1997: 7).

quenz wurde ein Investitionsprogramm für Leichtwasserreaktoren gestartet, welches 1985 mit der Indienstnahme der letzten Reaktoren zum Abschluß gebracht wurde.²⁸ Seitdem werden etwa 95 vH der gesamten Elektrizitätserzeugung durch Wasserkraft und Kernenergie bereitgestellt. Die Entwicklung der Erzeugungsmengen und die Anteile der einzelnen Primärenergien daran können Tabelle 4 entnommen werden.²⁹

Über den Status der Kernenergie begann in Schweden 1980 eine politische Debatte, als deren vorläufiges Resultat das Parlament zunächst beschloß, keine weitere Expansion dieses Energieträgers zuzulassen sowie bis zum Jahre 2010 möglichst alle Kernkraftwerke außer Betrieb zu nehmen. Diese Entscheidung wurde im Jahre 1991 dergestalt revidiert, daß das Datum der Stilllegung des letzten Reaktors nicht mehr eindeutig festgelegt sein, sondern von einer Reihe von Bedingungen abhängig gemacht werden soll, unter anderem vom Zugriff auf umweltverträgliche alternative Energien und von der Möglichkeit, international wettbewerbsfähige Strompreise aufrecht zu erhalten (Nutek 1996b: 2).³⁰

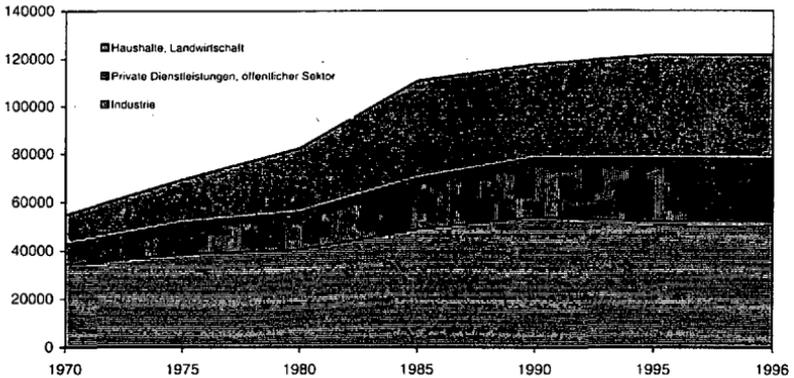
Der größte Anteil des *Stromverbrauchs* entfällt auf die Industrie; an zweiter Stelle rangieren die privaten Haushalte, was vor allem auf die verbreitete Verwendung von Elektroheizungen zurückzuführen ist. Ein dritter bedeutender Abnehmer findet sich im Dienstleistungssektor; die Verbrauchsmengen der Landwirtschaft und des Energiesektors sind vergleichsweise gering (Barzantny und Menges 1997a: 63). Eine Darstellung der Entwicklung der Verbrauchsmengen der wichtigsten Konsumentengruppen liefert Abbildung 5.

²⁸ Gebaut wurden insgesamt zwölf Reaktoren an vier verschiedenen Standorten (Veiderpass 1993: 8).

²⁹ Nutek (s.u.) erwartet bis zum Jahr 2020 einen Anstieg der Stromerzeugung durch Windkraft auf 4 TWh; ein deutlicher Anstieg wird auch bei der Thermalkraft erwartet, während die Atomstromerzeugung nach diesen Schätzungen auf 38 TWh sinken wird (Nutek 1996b: 4).

³⁰ Die weitere Entwicklung ist derzeit nicht absehbar. Sydkraft als Eigentümerin des ersten Kraftwerks, das in Folge der Parlamentsentscheidungen außer Betrieb genommen werden soll, hat deutlichen Widerstand gegen die Stilllegungsvorschriften angekündigt.

Abbildung 4 — Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs nach Konsumentengruppen in Schweden (GWh)



Quelle: IEA (Ifd. Jgg.).

2. Marktstruktur

a) Erzeugungsunternehmen

Die Erzeugungsstruktur ist zwar ähnlich Norwegen gekennzeichnet durch eine Vielzahl von Erzeugerunternehmen (ca. 300, vgl. Ministry of Industry and Commerce 1997: 5), aber mit ungleich stärkerer Konzentration (Tabelle 4). So produzierte Vattenfall 1995 gut 51 vH der Elektrizität, der zweitgrößte Hersteller Sydkraft produzierte knapp 19 vH. Auf die acht größten Elektrizitätsproduzenten entfallen gut 92 vH sowohl der Gesamterzeugung als auch der Kapazität (Tabelle 5).

Das Eigentum an den Erzeugungsunternehmen liegt zum größten Teil in öffentlicher Hand, so ist z.B. Vattenfall ein staatseigener Betrieb, Stockholm Energi befindet sich im Eigentum der Stadt Stockholm und auch an Sydkraft als gemessen an der Erzeugung und der Kapazität zweitgrößter Erzeuger haben öffentliche – lokale – Institutionen erhebliche Anteile (ca. 38 vH, vgl. Nutek 1996b: 21). Kommunale Unternehmen halten insgesamt etwa 20 vH der Erzeugungskapazität. Ferner spielt in Schweden mit 13 vH

Tabelle 5 — Die acht größten Erzeugungsunternehmen in Schweden 1990–1995

	Erzeugung (in vH der Gesamterzeugung bzw. TWh (letzte Zeile))						Kapazität (1995)	
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	MW	vH
Vattenfall AB	53,3	51,5	53,2	52,7	52,6	51,5	16 969	50,5
Sydkraft AB	16,3	17,3	14,7	17,7	18,5	18,6	6 615	19,7
Stockholm Energi AB	5,6	5,5	5,6	5,5	6,9	7,3	2 375	7,1
Gulspangs Kraft	3,0	2,9	5,6	5,7	5,9	5,8	2 004	6,0
Stora Kraft AB	4,5	4,5	4,5	4,5	4,0	4,0	1 484	4,4
Gräninge	2,0	2,0	2,2	2,4	1,7	1,7	525	1,6
Skelleftea Kraft	1,7	1,5	1,8	2,0	1,6	1,7	550	1,6
AB Skandinaviska Elverk ^a	1,5	1,6	1,6	1,5	1,2	1,5	541	1,6
Summe	88,0	86,9	89,1	91,9	92,4	92,3	31 063	92,4
Gesamt alle Unternehmen	142,2	142,6	141,5	141,5	138,6	143	33 623	100

^a Dieses Unternehmen wurde mittlerweile von Gulspang Kraft gekauft (Nutek 1996b: 20).

Quelle: Nutek (1996b).

das Eigentum durch Banken und Pensionsfonds eine gewisse Rolle; die verbleibende Erzeugungskapazität befindet sich in privater Hand (Midttun 1997: 115 f.).

b) Transport- und Endverkaufsunternehmen

Wie im Falle Norwegens können drei Ebenen des Transportnetzes unterschieden werden: das nationale Höchst- und Hochspannungsnetz als Übertragungsnetz, die regionalen Verteilernetze und die lokalen Verteilernetze.

Das nationale Höchst- und Hochspannungsnetz (400 und 220 kV) wurde bis 1992 von Vattenfall betrieben, als Svenska Kraftnät noch nicht als getrennte Netzgesellschaft ausgegliedert war (vgl. S.33). Die zwölf größten Erzeuger hatten ein Netzabkommen geschlossen, welches ihnen die Nutzung dieses Hochspannungsnetzes erlaubte. Andere Unternehmen, die das Hochspannungsnetz nutzen wollten, mußten ihre Elektrizität an einen Mitunterzeichner dieses Abkommens verkaufen und an der Entnahmestelle wieder zurückkaufen.³¹

³¹ Zu Beginn der jüngsten Reformen des schwedischen Elektrizitätssektors, im Januar 1992, wurde die Verantwortung für das nationale Hochspannungsnetz der Verantwortung Vattenfalls entzogen und einer neuen staatlichen Gesellschaft, *Svenska Kraftnät*, übertragen. Gleichzeitig wurde Vattenfall in eine staatseigene Kapitalgesellschaft umgewandelt (s.u.) (Nutek 1996b: 2).

In Schweden spielt der Zentralstaat auch bei beiden nachgelagerten Stufen eine große Rolle. So ist Vattenfall nicht nur der größte Erzeuger von Strom, sondern besitzt auch 50 vH der regionalen Netze (Nutek 1996b: 19). Den nur zweitgrößten Anteil — im Unterschied zu Norwegen — an den Verteilungsnetzen halten regionale und lokale Institutionen. Eine vergleichsweise große Rolle spielen in Schweden, wie schon im Erzeugungssektor, Institutionen wie Banken und Pensionsfonds. Mit letztgenanntem Anteil prozentual gleichauf liegt der Anteil privater Eigentümer.

3. Der Elektrizitätsmarkt vor der Reform, Reformgründe und politischer Entscheidungsprozeß

Der Großhandelsmarkt wurde in Form bilateraler Verträge zwischen Erzeugungs- und Verteilerunternehmen organisiert. Einen gesonderten Markt für die Versorgung energieintensiver Industrien à la Norwegen gab es ebenso wenig wie einen organisierten Markt für den kurzfristigen Stromaustausch.

Ähnlich Norwegen wurde der Endverkauf über die regionalen (130–70 kV) und lokalen (max. 20 kV) Netze in geschlossenen Versorgungsgebieten organisiert (Petsala 1995: 95; Ministry of Industry and Commerce 1997: 26; Midttun 1997: 104).

Es kann nach Einschätzung einiger Beobachter davon ausgegangen werden, daß die norwegischen Reformen und die Sorge, den Anschluß an die erzielten Wettbewerbsvorteile im Gefolge der dortigen Reformen zu verlieren, bedeutende Motivationen hinsichtlich der Reform des schwedischen Elektrizitätsmarktes darstellten. Ökonomische Effizienzziele standen und stehen wie in Norwegen im Vordergrund der öffentlichen Diskussion um die Reformen. Ein weiteres Motiv ist die Vorbereitung auf den zukünftigen EU-weiten liberalisierten Energiemarkt (Barzantny und Menges 1997a: 69).

Die marktwirtschaftliche Umgestaltung des Elektrizitätssektors wurde im Herbst 1991 forciert, als eine konservative Koalition an die Regierung kam. Ein Weißbuch mit dem Titel „An Electricity Market with Competition“ erhielt im Parlament große Unterstützung, und im Frühjahr 1994 wurde auf Antrag der Regierung im Parlament eine Reorganisation des Elektrizitätsmarktes beschlossen, welche im Januar 1995 in Kraft treten sollte. Indes

Tabelle 6 — Elektrizitätserzeugung in Finnland 1970–1993 (GWh)

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	1996
Wasserkraft	9 258	12 152	10 220	12 330	10 859	12 925	11 860
Thermalkraft ^a	12 733	14 019	23 510	18 320	24 302	31 744	38 025
Kernkraft	0	0	7 020	19 060	19 216	19 216	19 476
Windkraft ^b	0	0	0	0	0	11	11
Gesamterzeugung	21 991	26 171	40 750	49 720	54 377	63 896	69 372

^aEinschließlich Biomasse, Müll und Sonstiges.

Quelle: IEA (lfd. Jgg): eigene Berechnungen

wurde die Reform hinausgezögert, da aus den 1994er Wahlen eine sozialdemokratische Regierung hervorging, welche die Reformen zurückstellte mit der Absicht, zunächst weitere Wirkungsanalysen durchzuführen. Diese Analysen, durchgeführt von der staatlichen Energiekommission, führten zu der Empfehlung, den ursprünglichen Gesetzesentwurf mit nur kleinen Änderungen zu übernehmen. Ein neuer, am ursprünglichen stark orientierter Gesetzesentwurf wurde sodann im Herbst 1995 vom Parlament beschlossen und trat im Januar 1996 in Kraft (Midttun 1997: 109).

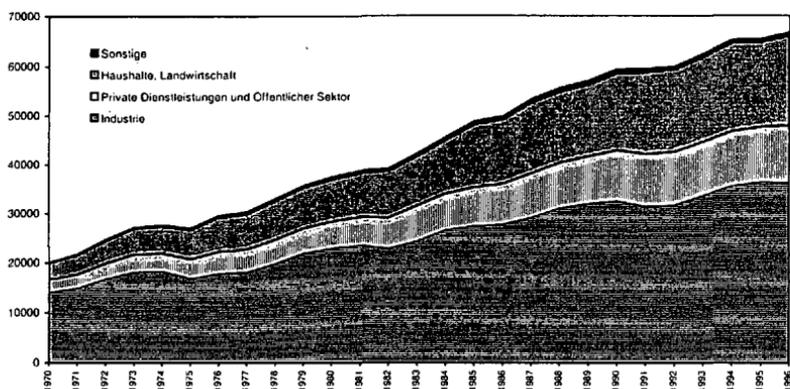
Wie bereits im Falle Norwegens kann hier die Einschätzung abgegeben werden, daß das Fehlen nennenswerten politischen Widerstandes gegen die Reform auf die unangetasteten Eigentumsstrukturen zurückzuführen ist. Allerdings wurden Privatisierungen staatlicher Versorgungsunternehmen wie etwa Vattenfall zum Zeitpunkt der Reformen nicht ausgeschlossen. Mittlerweile hat jedoch die Regierung jedoch ausdrücklich bestätigt, am Status von Vattenfall als Staatsunternehmen nicht rütteln zu wollen (Närings- und Handelsdepartement 1997).

C. Finnland

1. Primärenergien und Verbrauch

1996 betrug die gesamte finnische Stromerzeugung 69 TWh. Davon entfielen 28 vH auf die Kernkraft, 17 vH auf die Wasserkraft und der Rest auf konventionelle Wärmekraftwerke bzw. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen; traditionell werden rund 10 vH des gesamten Elektrizitätsverbrauchs im-

Abbildung 5 — Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs nach Konsumentengruppen in Finnland (GWh)



Quelle: IEA (lfd. Jgg.).

portiert.³² Der Stromverbrauch wuchs seit 1970 jährlich durchschnittlich um gut 5 vH, seit Beginn der neunziger Jahre um jährlich durchschnittlich 2,5 vH. Anders als in Norwegen und Schweden hat in Finnland die Industrie auch in den letzten beiden vergangenen Dekaden einen erheblichen Anteil am Verbrauchszuwachs (vgl. Abbildung 5).

Der Energieverbrauch 1996 schlüsselt sich nach Anteilen folgendermaßen auf: Der Anteil der Industrie beträgt 55 vH, jener der Haushalte 23 vH, private Dienstleistungen 12 vH, öffentlicher Sektor 6 vH, Landwirtschaft 4 vH (Finergy 1997; eigene Berechnungen).

2. Marktstruktur

a) Erzeugungsunternehmen

Es gibt in Finnland insgesamt rund 130 Erzeugungsunternehmen (Tiusanen 1998). Die Erzeugungskapazität befindet sich zu etwa 30 vH im Besitz der

³² Die Exporteure waren beispielsweise in 1994 Rußland (5 TWh), Schweden (1,6 TWh) und Norwegen (0,002 TWh) (Sulamaa 1997a: 5).

Tabelle 7 — Die neun größten Erzeugungsunternehmen in Finnland 1994

Unternehmen	Erzeugung	Anteil an der Gesamterzeugung
	TWh	vH
Imatran Voima	29,071	46,8
Pohjolan Voima Ltd.	17,171	27,6
Helsinki Energia	3,545	5,7
Tampereen Kaupungin Sähkölaitos	1,293	2,1
Espoon sähkö Ltd.	0,696	1,1
Vantaan sähkölaitos Ltd.	0,615	1,0
Oulun kaupungin energialaitos	0,575	0,9
Lahden lämpövoima Ltd.	0,377	0,6
Enso Energia	0,191	0,3

Quelle: Sulamaa (1997a: 6).

staatseigenen *Imatran Voimaa Oy* (IVO) und zu 20 vH im Besitz des privaten Konglomerats *Pohjolan Voima Ltd.* (PVO).³³ Insofern läßt sich hier eine Gemeinsamkeit mit der schwedischen Marktstruktur (Vattenfall und Sydkraft) feststellen. Betrachtet man die 20 größten Elektrizitätsproduzenten, die gemeinsam ca. 74 vH der gesamten finnischen Erzeugungskapazität besitzen, so entfallen von diesen 44 vH auf das staatseigene Unternehmen, 27 vH auf die Industrie,³⁴ 15 vH auf kommunale und regionale Institutionen, 10 vH befinden sich in privater Hand (außerhalb der o.g. Industrie) und 2 vH bei Institutionen wie Banken und Pensionsfonds. Die neun größten Stromproduzenten, ihre Erzeugungsmengen und Anteile an der gesamten finnischen Erzeugung sind in Tabelle 7 aufgeführt.

b) Transport- und Endverkaufsunternehmen

Der Stromtransport in den Übertragungsnetzen stellte bis zur Implementierung der Reformen eine finnische Spezialität dar: Sowohl die IVO als auch die PVO verfügte über ein eigenes Übertragungsnetz, die weitgehend getrennt voneinander betrieben wurden. Sie standen in partieller Konkurrenz zueinander (Kumkar und Neu 1997: Übersicht 1) und waren bezüglich die-

³³ Dieses Unternehmen taucht in den Statistiken bisweilen auch unter dem Namen *Teollisuuden Voimansiirto Oy* (TVO) auf; bei TVO handelt es sich um eine Tochtergesellschaft von PVO, die insbesondere für deren Stromverkäufe und den Stromtransport zuständig ist (Sulamaa 1997a: 6).

³⁴ Die meisten Anlagen der Industrie sind bislang als Eigenerzeugungsanlagen v.a. der Papierindustrie zu charakterisieren (Midttun 1997: 115 f.).

ser Konstruktion als Parallelnetze im Übertragungsbereich international einzigartig.³⁵

Auf der Verteilerseite entfällt unter den 20 größten (von insgesamt rund 100, vgl. Tiusanen 1998) Unternehmen 81 vH des Eigentums auf kommunale und regionale Institutionen. Private Elektrizitätsgesellschaften halten 12 vH, die Industrie 6 vH und die oben angeführten anderen Institutionen 2 vH.³⁶

3. Der Elektrizitätsmarkt vor der Reform, Reformgründe und politischer Entscheidungsprozeß

Vor den Reformen bestand in Finnland ein System mit geschlossenen Versorgungsgebieten, die auf zentralstaatlichen Lizenzen beruhten.³⁷ Organisierte Großhandelsmärkte für Strom existierten wie in Schweden nicht.

Überlegungen über die Notwendigkeit einer Reform des Elektrizitätsmarktes kamen mit Beginn der neunziger Jahre auf. Ein Reformvorschlag wurde im Herbst 1994 seitens der Regierung vorgelegt und im Frühjahr 1995 vom Parlament beschlossen. Das erklärte Ziel dieses Gesetzesentwurfs war es, ganz ähnlich wie in Norwegen und Schweden, die Effizienz des finnischen Elektrizitätssektors zu erhöhen und diesen auf die Öffnung

35 Zwar existieren in den Vereinigten Staaten ebenfalls einige (sehr wenige) Parallelnetze (vgl. hierzu Primeaux 1986), ferner betreiben die gemischwirtschaftliche CE-GEDEL und die private SOTEL in Luxemburg parallele Netze. Bei diesen Beispielen fällt es sich jedoch im amerikanischen Fall im Unterschied zur finnischen Situation um reine lokale Verteilernetze, im luxemburgischen Fall ebenfalls, da Luxemburg über keinerlei nennenswerte eigene Erzeugungsanlagen verfügt und seinen Strom ausschließlich via Import deckt. CE-GEDEL und SOTEL können faktisch als reine Verteilungsunternehmen bezeichnet werden.

36 Vgl. Midttun (1997: 116 f.). Diese Zahlen über die Anteile der Eigentümerkategorien sind nur eingeschränkt repräsentativ, da die zwanzig größten Unternehmen nur 38 vH der finnischen Kunden beliefern. Die Verteilerstufe ist gemessen etwa am schwedischen System gering konzentriert (Midttun 1997: 115, Fn. 5).

37 Vgl. Midttun (1997: 104). Die Regulierung des Elektrizitätsmarktes vor der Reform basierte auf einem Gesetz von 1979/1980. Vor 1979 waren Erzeugung und Verteilung von Elektrizität mit Ausnahme von Sicherheitsbelangen (Gesetz von 1928) gesetzlich nicht geregelt (Midttun 1997: 104).

des europäischen Marktes vorzubereiten (Ministry of Trade and Industry 1994).

Größere politische Auseinandersetzungen um die Reform gab es nicht; wie in Norwegen und Schweden blieb auch hier die Eigentümerstruktur weithin unangetastet.

D. Fazit: Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Strommärkte vor den Reformen

Die drei betrachteten skandinavischen Länder gehören international zu den Staaten mit dem höchsten Pro-Kopf-Elektrizitätsverbrauch. Zurückzuführen ist dieser hohe Elektrizitätsverbrauch zum einen auf einen recht hohen Anteil von Elektrizität als Einsatzenergie zur Raumwärmegewinnung, verbunden mit den vergleichsweise niedrigen Außentemperaturen in diesen Ländern. Zum anderen haben die traditionell vergleichsweise niedrigen Strompreise die Ansiedlung elektrizitätsintensiver Industrien begünstigt.

Als Primärenergie zur Stromerzeugung ist zuvorderst die Wasserkraft zu nennen: In Norwegen haben alle anderen Energieträger bislang Exotenstatus, in Schweden und Finnland erreicht der Anteil der Wasserkraft an der gesamten Stromerzeugung 50 bzw. 20 vH. In den beiden letztgenannten Ländern hat ferner die Kernkraft signifikante Bedeutung. Ihr Anteil an der Gesamterzeugung liegt in Schweden bei rund 45 vH, in Finnland bei 30 vH.

Das Eigentum an den Anlagen der Stromversorgung liegt in allen drei Ländern zum überwiegenden Teil bei der öffentlichen Hand. In Norwegen dominieren Unternehmen im Eigentum von Staat und Kommunen fast vollständig, während in Schweden und vor allem in Finnland private Anbieter bzw. Eigenerzeugungsanlagen zumindest in Teilbereichen von Bedeutung sind. Insgesamt ist die Unternehmensstruktur in Norwegen als am geringsten konzentriert zu bezeichnen und traditionell stark dezentral organisiert, während in Schweden beispielsweise die zwei größten Unternehmen rund 70 vH der Stromerzeugung ausmachen (Norwegen: 37 vH). Finnland liegt hinsichtlich der derart gemessenen Unternehmenskonzentration in der Mitte der beiden anderen Länder.

In allen drei Ländern herrschte vor den Reformen das Modell der geschlossenen Gebietsmonopole vor: Wettbewerb um Endkunden fand nicht oder nur als Ausnahme statt (Eigenerzeugung der Industrie). Auf der Groß-

handelsebene existierte allerdings in Norwegen bereits eine Institution, die eine Art Strombörse betrieb. Der Teilnehmerkreis dieser Börse war begrenzt und umfaßte nur größere Erzeugungsunternehmen. In Schweden und Finnland war ein derartiger organisierter Großhandelsmarkt unbekannt.

Als Gründe für die Reformen wurden in allen drei Ländern der Wunsch nach Abbau der Ineffizienzen des Status quo ante genannt, die durch die bestehende Regulierung und mangelnden Wettbewerbsdruck auf die existierenden Stromunternehmen bedingt wären. Nennenswerte Widerstände gegen die Liberalisierung und Re-Regulierung existierten in den drei Ländern nicht, wohl auch wegen des Verzichts auf reformimmanente Änderungen der Eigentumsverhältnisse in der Stromwirtschaft. In Norwegen als demjenigen Land, das als erstes skandinavisches Land mit Reformen begann, stellte die Tatsache, daß ein Großhandelsmarkt bereits existierte und funktionierte, eine wesentliche Erleichterung für die Implementierung der Reformen dar. In Schweden und Finnland ergaben sich weitere Motive für eine Liberalisierung und Re-Regulierung zum einen aus dem Wunsch, gegenüber dem Vorreiter Norwegen nicht ins Hintertreffen zu geraten und zum anderen aus dem Wunsch, sich rechtlich und institutionell auf den EU-Strombinnenmarkt vorzubereiten, dessen erste Konturen sich in den letzten Jahren abzeichneten.

III. Die wettbewerbspolitischen Reformen

In Europa und international galten die englisch/walisischen Reformen von 1990 lange Zeit als diejenigen Reformen, die wegweisend für die weitere Entwicklung der Strommärkte sein könnten. Vielfach wurden sie als Vorbild für anstehende Reformen in Deutschland diskutiert.³⁸ Weit weniger Beachtung in Literatur und wettbewerbspolitischer Diskussion fanden hingegen die fast zeitgleich beschlossenen Reformen in Norwegen, die in zahlreichen Aspekten weit über die Liberalisierung in England und Wales hinausgingen. Das Energiegesetz in Norwegen, das den Startpunkt für die dortigen Reformen markierte, wurde 1990 verabschiedet und trat 1991 in Kraft. Schweden und Finnland folgten mit etwas Verzögerung in 1995 und konnten ihre Reformschritte auf den norwegischen Erfahrungen basieren lassen. Ähnlichkeiten zwischen den im folgenden behandelten Reformelementen in den drei Ländern sind daher nicht notwendig auf den Zufall zurückzuführen. Namentlich in Schweden wurde die Reformdebatte unter ausdrücklichen Verweisen auf die norwegischen Reformen geführt.

Im folgenden werden die zentralen Elemente der Liberalisierung und Re-Regulierung in den drei Ländern dargestellt. Dabei wird jeweils zunächst auf die betreffende Regelung in Norwegen und dann auf die diesbezüglichen Unterschiede und Gemeinsamkeiten in Schweden und Finnland eingegangen. Zusätzlich werden an einigen Punkten Unterschiede zum englisch/walisischen System verdeutlicht.

Behandelt wird zunächst die Frage, ob und inwieweit der Bau von Anlagen in Erzeugung und Transport liberalisiert worden ist (Abschnitt III.A). Im Anschluß werden die konkreten Re-Regulierungen der Transportstufe diskutiert (Abschnitt III.B) und dabei aufgezeigt, ob auf der Anbieter- und Nachfragerseite Partizipationsbeschränkungen beim Netzzugang existieren, wie sie etwa die EU-Stromrichtlinie unter der rechtlichen Figur der nicht zum Wettbewerb „zugelassenen Kunden“ (Kumkar und Neu 1997: 114–118) vorsieht bzw. erlaubt. Hiernach wird auf die Rolle der Netzbetreiber und auf die Preisbildungsmechanismen für die Netznutzung, das heißt für den Stromtransport eingegangen. Diese Fragen der Ausgestaltung von

³⁸ Vgl. etwa Klopfer und Schulz (1993), Klopfer (1997) oder Kumkar (1994).

Netznutzungsrechten bestimmen zusammen mit den institutionellen Ausgestaltungen des Stromhandels darüber, inwieweit Wettbewerb in der Stromwirtschaft tatsächlich an Bedeutung erlangen kann. Die institutionellen Ausgestaltungen des Stromhandels werden im Abschnitt III.C diskutiert und hierbei ausführlich auf die Ausgestaltung der Teilmärkte des Terminhandels und des noch näher zu definierenden Ausgleichshandels eingegangen.

In keinem der drei Staaten wurde alleine auf eine Liberalisierung im Sinne einer reinen Deregulierung gesetzt. Bereits die bis dahin behandelten Maßnahmen im Bereich des Stromtransports müssen als Re-Regulierung, nicht als Deregulierung bezeichnet werden. In Abschnitt III.D wird auf einige weitere Aspekte der Regulierung von Transaktionen in der Stromwirtschaft eingegangen. Zunächst werden die wesentlichen Regulierungsinstitutionen und deren Kompetenzen dargestellt und hierbei auch die Frage beleuchtet, inwieweit diese Regulierungsinstitutionen sektorübergreifende Kompetenz (wie etwa das deutsche Bundeskartellamt) besitzen und inwieweit die Regulierer als unabhängig (von den Regierungen und den Stromunternehmen) eingeschätzt werden können. Betrachtet werden zusätzlich die etwaigen Maßnahmen zur funktionellen oder gar strukturellen Entflechtung vertikal integrierter Stromunternehmen, Übergangsregeln auf dem Weg zur wettbewerblichen Öffnung der Märkte sowie die national den Stromunternehmen auferlegten Aufgaben im gemeinwirtschaftlichen Interesse. Das Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse.

A. Erzeugungsanlagen- und Leitungsbau

Der Anlagen- und Leitungsbau wurde in Norwegen, Schweden und Finnland soweit liberalisiert, daß es keiner speziellen Genehmigung nach energiewirtschaftlichen Kriterien mehr bedarf, um Erzeugungsanlagen und Leitungen zu errichten.³⁹

Eine Ausnahme von den eben dargestellten generellen rechtlichen Regelungen ist die Notwendigkeit einer Genehmigung nach energiewirtschaftli-

³⁹ Genehmigungspflicht besteht allerdings weiterhin unter anderem nach den nationalen Umwelt-, Wasserkraft- und Kernenergiegesetzen.

chen Kriterien für den Bau von Leitungsanlagen über 110 kV in Finnland. Die Genehmigung dafür wird von der Regulierungsbehörde *Sähkömarkkinakeskus* (SMK) erteilt (SMK 1997: 6). Als Begründung für diese Regelung wird vom zuständigen Ministerium ausgeführt, daß sie sowohl den Zielen des Umweltschutzes als auch der Effizienz in der Stromversorgung dienen würde, da sie den Bau unnötiger Parallelleitungen verhindert. Darüber hinaus soll sie die Preisregulierung im Bereich des Stromtransports erleichtern.⁴⁰

B. Institutionelle Ausgestaltung des Netzzugangs

Wettbewerb in der Stromwirtschaft ist unter den gegebenen technischen Besonderheiten der Stromwirtschaft in der Regel nur unter der Bedingung zu erwarten, daß Transportanlagen auch Anbietern und/oder Nachfragern zur Verfügung stehen, die über keine oder nur unzureichende eigene Transportanlagen verfügen.⁴¹ Im folgenden werden daher die diesbezüglichen Bestimmungen auf der Anbieter- und Nachfragerseite in den drei skandinavischen Ländern skizziert. Im Anschluß wird auf die Funktion des Netzbetreibers eingegangen und am Ende dieses Abschnitts kurz die Preisbildung im Netzbereich, also für das Produkt „Stromtransport“ betrachtet.

⁴⁰ Ministry of Trade and Industry (1994: 6). In Schweden ist für Verbindungen mit dem Ausland eine Erlaubnis der Regierung erforderlich. Diese Regelung soll dazu dienen, das inländische Angebot langfristig zu sichern. Die schwedische Regierung ist darum bemüht, daß sich neue Verbindungen mit dem Ausland nach Möglichkeit im Besitz des Staates befinden (Ministry of Industry and Commerce 1997: 18).

⁴¹ Im Hintergrund dieser These liegen insbesondere der Umstand, daß die Stufe des Stromtransports Größenvorteile aufweist. Die Tatsache, daß vertikal integrierte Stromtransportunternehmen Anreize zum regulierungsbedingten vertikalen Ausschluß (Kumkar 1998c: Kapitel III.A) anderer Konkurrenten in Erzeugung und Handel unterliegen können, kann dann eine Rechtfertigung der Regulierung von Transporttransaktionen liefern.

1. Anbieterseite

In allen drei Ländern wurden mit den Reformen des Elektrizitätssektors auf der Transportstufe im Rahmen einer Re-Regulierung die Prinzipien des *Common Carriage* eingeführt: Jeder Anbieter hat sowohl zu Übertragungszwecken als auch zu Verteilungszwecken Zugang zum gesamten Netz.⁴² Die Netzeigentümer besitzen kein prioritäres Eigennutzungsrecht, die Preise für Einspeisungs- und Entnahmevorgänge (s.u.) werden nicht bilateral zwischen Netzeigentümern und Nutzern ausgehandelt, sondern uniform tarifiert, also weitgehend ex ante festgelegt und publiziert.⁴³ -

2. Nachfragerseite

Anders als in Großbritannien oder auch zunächst in den beiden anderen betrachteten skandinavischen Ländern (s.u.), gab und gibt es in *Norwegen* keine Beschränkung des Kreises der zugelassenen Kunden, das heißt derjenigen Kunden, die sich ihren Stromanbieter unter Nutzung der Netzzugangsrechte frei wählen dürfen.⁴⁴ Prinzipiell kann daher jeder Haushalt seinen Elektrizitätsbedarf unmittelbar via Vertragsschluß mit konkurrierenden Anbietern kontrahieren (Midttun 1997: 94).

⁴² Vgl. Midttun (1997: 93 f., 105). Die auf dem norwegischen Energiegesetz vom Juni 1990 basierenden Regulierungsvorschriften schreiben beispielsweise vor: „The concessionaire (der Netzeigentümer) is obligated to make unused transmission capacity available to others engaged in the supply of electricity, as well as the producers and users of electrical energy“. Daß dieser Netzzugang diskriminierungsfrei und ohne prioritäres Eigennutzungsrecht des Netzeigentümers einzuräumen ist, ergibt sich aus dem Passus: „The concessionaire must not discriminate against any users of the network, and he must offer them the same tariffs, adjusted according to differences in the period of use, quality of service, etc.“ (NVE 1997).

⁴³ Faktisch werden nicht alle für eine konkrete Durchleitung zu entrichtenden Zahlungen ex ante festgelegt, da im allgemeinen Zahlungen für den sogenannten Ausgleichshandel (s.u.) hinzukommen.

⁴⁴ Vgl. zur Kategorie „zugelassener Kunden“ in der EU-Stromrichtlinie Kumkar und Neu (1997: Kapitel E.III) bzw. zur Umsetzung in das deutsche Recht Kumkar (1998a: 27 f., 31, 37).

In Schweden wurden kleine Elektrizitätskunden für die ersten drei Jahre der Reform vom Markt ausgeschlossen und den lokalen Versorgerunternehmen für diese Zeit und diesen Kundenkreis Monopol-Lieferkonzessionen gewährt (Midttun 1997: 105). Diese Beschränkung des Kreises der zugelassenen Kunden läuft im Jahr 1999 aus.⁴⁵

In Finnland erfolgte die allgemeine Zulassung in zwei Stufen: Die erste Stufe wurde am 1. November 1995 zeitgleich mit den anderen Reformelementen in Kraft gesetzt. Auf dieser Stufe wurden Kunden, deren Verbrauch eine Menge von 500 kW überschritt, in die Lage versetzt, ihre Elektrizitätslieferanten frei zu wählen; dies betraf seinerzeit etwa 2000 Kunden. Diese Grenze wurde am 1. Januar 1997 aufgehoben (Sulamaa 1997a: 2 f.), so daß prinzipiell auch in Finnland jeder Haushalt seinen Elektrizitätsbedarf unmittelbar mit konkurrierenden Anbietern kontrahieren kann (Midttun 1997: 94).

3. Funktion des Netzbetreibers

Die Hauptverantwortung für die Systemstabilität, das heißt z.B. für Frequenz- und Spannungsstabilität, liegt in allen drei Ländern in den Händen der jeweiligen nationalen Netzgesellschaft (Midttun 1997: 106). Der Netzbetreiber fungiert damit auch als Systembetreiber⁴⁶, der für die technische

⁴⁵ Diese Beschränkung des Wettbewerbs zunächst auf größere Nachfrager in Schweden (und in Finnland, s.u.) folgt dem Reformvorbild in England und Wales und ist mit der grundsätzlich in der EU-Stromrichtlinie eingeräumten Möglichkeit der Partizipationsbegrenzung auf sogenannte zugelassene (größere) Kunden vereinbar. Einziges mir bekanntes Beispiel für den umgekehrten Fall — daß der Wettbewerb zunächst auf kleinere Kunden begrenzt wird und sukzessive auf größere Kunden erweitert wird — stellt die neuseeländische Reform dar (König und Bolle 1996), bei der die im Elektrizitätsgesetz von 1992 beschlossene Marktöffnung zunächst nur für Kunden mit einer Jahresverbrauchsmenge kleiner 0,5 GWh/a galt und größere Nachfrager das Recht zur wettbewerblichen Akquirierung von Strom (via Direktverträge) erst ab dem 1. April 1994 erhielten.

⁴⁶ Ein Systembetreiber ist eine Institution, die an zentraler Stelle die aktuellen Vorgänge in einem bestimmten Netz (beziehungsweise Netzbereich) überwacht und auf die Vereinbarkeit mit den Nutzungsprotokollen (-vereinbarungen) überprüft. Er ist regelmäßig für die technische Koordinierung zuständig, nicht notwendig aber für die

Koordinierung der über die Transportnetze abgewickelten Transaktionen verantwortlich ist. Zu diesen Aufgaben gehört insbesondere auch die möglichst exakte Ermittlung der tatsächlichen Lastflüsse im gesamten Stromsystem. Dies ist Vorbedingung zum einen für die Überwachung und Gewährleistung der Systemstabilität und zum anderen für die kommerzielle Abwicklung der Handelsvorgänge über die physikalische Basis des Transportnetzes.

In *Norwegen* wurde am 1. Januar 1992 die Ausgliederung des nationalen Hochspannungsnetzes aus der staatlichen Elektrizitätsgesellschaft Statkraft vollzogen. Die staatliche Netzgesellschaft ist nunmehr Statnett SF. Diese Gesellschaft besitzt selbst 80 vH des nationalen Hochspannungsnetzes, während die übrigen 20 vH von den Regionalgesellschaften angemietet werden. Im selben Jahr übernahm Statnett auch die Verantwortung für die Planung und Abwicklung des Elektrizitätshandels mit dem Ausland (Barzantny und Menges 1997b: 42).

Für die kurzfristige Systemstabilität wird in Norwegen durch Nutzung des sogenannten Regulierungsmarkts für Strom — zunächst im Rahmen der norwegisch-schwedischen Strombörse Nord Pool, mittlerweile direkt durch Statnett — Sorge getragen (siehe Abschnitt III.C.2).

Die nationale Netzgesellschaft in *Schweden* ist Svenska Kraftnät, die ebenfalls im Rahmen der Reformen 1992 aus der staatlichen Stromgesellschaft Vattenfall ausgegliedert wurde. Anders als Statnett in Norwegen gewährleistet Svenska Kraftnät die kurzfristige Systemstabilität in Schweden durch Verträge mit bestimmten Produzenten, die Svenska Kraftnät bei Be-

(i.e.S.) ökonomische Koordinierung, das heißt die Koordinierung mit einem Kostenminimierungsziel. Zu den (Kern-)Aufgaben des Systembetreibers gehören in der Regel (i) Sicherheitsüberwachung, (ii) Frequenzkontrolle, (iii), Spannungskontrolle, (iv) Gebietskontrolle (Überwachung der Austauschbeziehungen mit anderen Gebieten) (Riddington 1997: 2). Dieser Systembetreiber als Organisation kann zum Beispiel in vertikal integrierten Unternehmen identisch mit dem Eigentümer eines oder mehrerer Kraftwerke oder anderen Anlagen des Stromsystems sein und auch eigentumsrechtlich identisch mit dem Besitzer der Netzanlagen sein (wie etwa in England und Wales die National Grid Company, die sich die Rolle des Systembetreibers mit dem zentralen Pool teilt, vgl. Kumkar 1994). Er kann als sogenannter unabhängiger Netzbetreiber (Independent system operator, ISO) auch vollständig eigentumsrechtlich separiert von der Stromerzeugung sein. Ein ISO kann zusätzlich sogar eigentumsrechtlich vom Besitz der Netzanlagen separiert sein (beispielsweise in Kalifornien, vgl. Kumkar 1997).

darf anweisen kann, ihre Erzeugung hochzufahren oder zu drosseln (Ministry of Industry and Commerce 1997: 16 f.).⁴⁷ Ferner besitzt und betreibt die Gesellschaft die Verbindungen mit Finnland, Norwegen und Dänemark (Nutek 1996b: 18 f.).

In *Finnland* befanden sich die Anlagen des nationalen Hochspannungsnetzes vor den Reformen im Besitz sowohl der IVO als auch der PVO. Im Dezember 1996 wurde die Gründung einer neuen Gesellschaft namens *Fingrid* für diesen Verantwortungsbereich beschlossen, der die Anlagen des Hochspannungsnetzes übertragen wurden.⁴⁸ Anders als in Norwegen und Schweden weist dieses Unternehmen eine gemischtwirtschaftliche Eigentümerstruktur auf. So befand es sich zunächst zu je einem Drittel im Besitz der staatlichen Elektrizitätsgesellschaft IVO, der industrieeigenen PVO sowie unmittelbar des Staates (Midttun 1997: 104 f.). Zum ersten September 1997 wurde die Menge der Eigentümer jedoch um elf Versicherungsgesellschaften erweitert, die insgesamt 38 vH der Anteile erwarben. IVO und PVO besitzen nunmehr jeweils 25 vH, der Staat 12 vH der Anteile (Fingrid 1998b).

Die Verantwortung für die Aufrechterhaltung des kurzfristigen Gleichgewichts im finnischen Stromnetz liegt seit dem 1. Januar 1998 bei der neu gegründeten Gesellschaft *Suomen Voimatase Oy* (SVT), an der IVO, PVO und Fingrid mit jeweils einem Drittel beteiligt sind. SVT als finnischer (unabhängiger) Systembetreiber gewährleistet die Systemstabilität ähnlich dem schwedischen System via Abschluß und Ausübung bilateraler (Options-)Verträge mit einzelnen Stromerzeugern.

⁴⁷ Letztlich organisiert Svenska Kraftnät einen rudimentären (mittel- bis langfristigen) Optionsmarkt, indem sie von einzelnen Erzeugern Optionen erwirbt, die sie gegebenenfalls ausübt, während in Norwegen wiederholte kurzfristige Auktionen verwandt werden, die hinsichtlich ihrer Ausgestaltung an kurzfristige Optionsmärkte erinnern. Vgl. Kapitel C.

⁴⁸ Fingrid verfügt über 97 vH der Hoch- und Höchstspannungsleitungen (Fingrid 1998b). Über die Eigentumsverhältnisse hinsichtlich der restlichen 3 vH ist uns nichts bekannt.

4. Preisbildung im Netzbereich

a) Norwegen

Der Netzzugang in Norwegen ist dergestalt geregelt, daß ein Kunde, der an einem bestimmten Punkt des Netzes Strom einzuspeisen oder zu entnehmen wünscht, lediglich einen bestimmten, regional differenzierten Tarif an die für ihn zuständige lokale Netzgesellschaft bezahlt, wodurch er zur Nutzung des gesamten nationalen Übertragungsnetzes aller Spannungsstufen berechtigt ist (sogenannte Punkttarif). Seit Einführung des gemeinsamen Strommarktes in Norwegen und Schweden 1996 gilt diese Berechtigung zum Zugang für die Netze beider Länder.⁴⁹ Die Verrechnung der Übertragungspreise zwischen den Netzen verschiedener Spannungsstufen erfolgt daher allein zwischen der nationalen Hochspannungs-Netzgesellschaft Statnett und den jeweiligen regionalen bzw. lokalen Netzgesellschaften sowie u. U. ausländischen Netzbetreibern (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 40; Nikkanen und Baentsch 1997: 81).

Dies vereinfacht den Handel auf den Strommärkten wesentlich, heißt allerdings keineswegs, daß alle Einspeiser und Entnehmer unabhängig von Einspeise- und Entnahmeort den gleichen Tarif bezahlen. Die Betreiber der regionalen und lokalen Netze werden selbstverständlich die Gebühren, die sie an den Betreiber des Hochspannungsnetzes abführen, in ihre eigenen Preise einkalkulieren, so daß auch die Kunden, die an niedere Spannungsstufen angeschlossen sind, letztlich als Gruppe die Kosten für alle Spannungsstufen übernehmen und Kunden, die aufgrund ihre Verbrauchsstandorts hohe Netzkosten verursachen, tendenziell auch höhere Netznutzungspreise zahlen als Kunden, die an Erzeugungsschwerpunkten angesiedelt sind.

Die Preissetzung für das nationale Hoch- und Höchstspannungsnetz ist dergestalt differenziert, daß bezüglich Entnahme und Einspeisung in Norwegen fünf Regionen unterschieden werden (Nikkanen und Baentsch 1997: 81 f.). Dies sind in Südnorwegen die Regionen Ost und West, in Nordnor-

⁴⁹ Insofern wird von den Netzanbietern kein „Durchleitungsentgelt“ für eine bestimmte Durchleitung von Anbieter A zu Nachfrager B in Rechnung gestellt. Vielmehr werden die Einspeisungs- und Entnahmetarife unabhängig von der konkreten Ausgestaltung der Stromhandelsverträge ermittelt und in Rechnung gestellt.

Tabelle 8 — Verlustkoeffizienten für den Arbeitstarif in Norwegen 1997 (vH)

Tarifzeit	Austausch	Süd-Ost	Süd-West	Mitte	Nord-Süd	Nord-Nord
Tag	Einspeisung	4	1	5	-1	0
	Entnahme	1	4	1	7	6
Nacht	Einspeisung	3	1	4	0	1
	Entnahme	1	3	1	5	4
Off-peak	Einspeisung	2	1	3	0	0
	Entnahme	1	2	1	3	4

Quelle: Nikkanen und Baentsch (1997: 82).

wegen die Regionen Süd und Nord sowie die Region Mittelnorwegen. Der Durchleitungspreis setzt sich aus vier Komponenten zusammen:

1. Der *Arbeitstarif* (Energy Element) dient zur Deckung der Verlustkosten. Dieser Tarif ist neben der regionalen Differenzierung auch nach Lastperioden, das heißt nach Zeiten hoher Tageslast, hoher Nachtlast und geringer Last (off-peak) gegliedert. Für die verschiedenen Regionen werden dann jeweils für Einspeisung und Entnahme entsprechende Verlustkoeffizienten berechnet; der Arbeitstarif ergibt sich dann aus der Multiplikation „Spotpreis“ (des Regulierungsmarktes, vgl. Abschnitt III.C.2) \times Verlustkoeffizient \times Menge. Die regional und zeitlich differenzierten Verlustkoeffizienten können auch negative Werte annehmen (vgl. Tabelle 8); der erhobene Arbeitstarif stellt sich dann in Form einer Vergütung dar. Aufgrund variierender Spotpreise und unterschiedlicher Verlustkoeffizienten weisen die Netz-Arbeitspreise eine große Bandbreite auf.

Der ungewichtete Durchschnitt des Arbeitstarifs für eine Durchleitung durch das nationale Übertragungsnetz ergibt sich für 1997 als 1 Øre/kWh, das heißt rund 0,25 Pf/kWh (bei einem Wechselkurs von 100 NOK = 24,08 DM).⁵⁰

2. Der zweite variable Preisbestandteil ist der *Kapazitätstarif* (Capacity Element). Dieser fällt dann an, wenn in einer Region die „Import“-Stromnachfrage größer ist als die „Import“-Übertragungskapazität.⁵¹

⁵⁰ Der einfache Durchschnitt der Regionen und Zeiten (Verlustkoeffizient von 2,5 vH) ergibt bei einem Poolpreis von 20 Øre/kWh (= durchschnittlicher Poolpreis 1996) einen Arbeitstarif von 0,5 Øre/kWh. Einspeisung und Entnahme zusammengefaßt ergeben folglich 1 Øre pro übertragener kWh.

⁵¹ Die Höhe orientiert sich an den regionalen Differenzen der Strompreise am Tagesmarkt (s.u.: Abschnitt III.C.a)(1)). Vgl. zur theoretischen Fundierung derartiger Engpaßgebühren Kumkar (1998c: II.C)

Tabelle 9 — Durchleitungsrechnung für einen Industriekunden im norwegischen nationalen Übertragungsnetz 1997

	NOK/a	DM/a	in Pf/kWh
Arbeitstarif	500 000	120 000	0,24
Anschlußtarif	210 000	50 400	0,10
Leistungstarif	427 500	102 600	0,21
gesamt	1 137 500	273 000	0,55

Quelle: Nikkanen und Baentsch (1997: 82).

Diese beiden variablen Preisbestandteile machten 1997 zusammen etwa 35 vH der Gesamteinnahmen von Statnett aus. Die übrigen 65 vH wurden durch die beiden folgenden fixen Preisbestandteile aufgebracht:

3. Der *Anschlußtarif* (Connection Element) ist nach Einspeisern und Entnehmern gegliedert. Grundlage des Tarifs bildet derjenige Zeitpunkt, zu dem die Belastung des Gesamtsystems maximal ist; jedem Benutzer werden dann Gebühren angerechnet, die auf dessen Stromumschlag in diesem Zeitpunkt (Einspeisung und Entnahme) bezogen sind. Der Anschlußtarif hatte für 1997 folgenden Umfang: 10 000 NOK/MW/a für Einspeiser und 11 000 NOK/MW/a für Entnehmer.

4. Die zweite Komponente des fixen Preisbestandteiles ist der *Leistungstarif* (Power Element). Dieser wird ebenfalls nach Einspeisern und Entnehmern differenziert. Grundlage der Berechnung ist erneut der Verbrauch zur Spitzenlastzeit, allerdings wird nun nicht mehr die Summe von Entnahme und Einspeisung zugrunde gelegt, sondern deren Differenz.⁵² Die durchschnittliche Höhe betrug in 1997: 37 500 NOK/MW/a für Einspeiser und 48 000 NOK/MW/a für Entnehmer.

Beispielhaft wird in Tabelle 9 eine Durchleitungsrechnung für einen Industriekunden mit 5 000 Jahresnutzungstunden à 10 MW (50 000 MWh) wiedergegeben.⁵³

Die bisherigen Ausführungen beziehen sich, wie schon erwähnt, auf die Tarifgestaltung im nationalen Hochspannungsnetz. Die zuständige Aufsichtsbehörde NVE hat jedoch auch für den Betrieb der lokalen und regionalen Netze entsprechende Richtlinien über die dort anzulegende Tarifgestaltung erlassen. Nach diesen Richtlinien muß auch in allen lokalen und

⁵² Berechnet wird also die „Nettonutzung“ des Stromnetzes.

⁵³ Für die Umrechnung in die angegebenen DM-Beträge wurde ein Wechselkurs von 100 NOK = 24,08 DM zugrunde gelegt.

regionalen Netzen ein System von Punkttarifen wie im Übertragungsnetz eingeführt werden (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 39). Über die Höhe dieser Preise liegen zur Zeit noch keine Angaben vor.⁵⁴

b) Schweden

Wie in Norwegen zahlen die Nutzer nur einen einzigen Tarif an die jeweilige Netzgesellschaft, um sodann Zugang zum gesamten Netz aller Spannungsstufen zu erhalten. Die Tarife sollen grundsätzlich kostenorientiert sein, aber weder nach einer reinen Rendite- noch nach einer Preisgrenzenregel berechnet werden.⁵⁵ Das Tarifsystem befindet sich noch in der Entwicklung, die folgenden Ausführungen müssen daher fragmentarisch und vorläufig bleiben.

Der Tarif für die Nutzung des nationalen Übertragungsnetzes gliedert sich in drei Teile, von denen zwei jährlich anfallen, während der dritte, der Anschlußtarif (Connection Fee), anders als im norwegischen Fall nur einmal bezahlt werden muß.

1. Die Differenzierung des *Arbeitstarifs* (Energy Fee) in Schweden unterscheidet sich bezüglich jener in Norwegen dergestalt, daß hier eine Differenzierung nicht nach Regionen, sondern bezüglich jedes einzelnen Netzanschlußpunktes vorgenommen wird. Die Differenzierung erfolgt dabei je nach geographischer Lage des Netzanschlußpunktes unabhängig vom jeweiligen Status als Einspeiser oder Entnehmer. Differenziert wird ferner nach Jahreszeit, Wochentag und Tageszeit. In Anlehnung an das norwegische Vorgehen wird jedem einzelnen Anschlußpunkt ein Verlustkoeffizient

⁵⁴ Zu den weiteren Regulierungen des Netzbereichs können zwei Bestimmungen gezählt werden: Zum einen kann von Kunden bei der NVE gegen die Höhe und die Struktur der nach diesen Richtlinien der NVE konzipierten Preise Beschwerde eingelegt werden (Barzantny und Menges 1997b: 46). Zum anderen sind vertikal integrierte Elektrizitätsgesellschaften verpflichtet, in ihren Rechnungen an die Kunden die Preise für Elektrizität und Transport getrennt auszuweisen; ferner haben sie die Pflicht, auf Nachfrage der Kunden weitere Information bezüglich ihrer Tarife bekanntzugeben (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 39.).

⁵⁵ Vgl. Barzantny und Menges (1997b: 54). Vgl. für einen konzeptionellen Vergleich der Konzepte der Rendite-(Rate-of-return)Regulierung und der Preisgrenzen-(Price cap)Regulierung Kumkar (1998c: 14–24).

zugewiesen, der wiederum mit der Menge und dem Strompreis multipliziert wird. Ein Kapazitätstarif wie in Norwegen wird nicht berechnet.

2. Der *Anschlußtarif* wird einmalig beim Anschluß erhoben und orientiert sich an den Kosten des jeweiligen Anschlusses; jedoch fällt er nur an, wenn dieser erhebliche Zusatzinvestitionen erfordert.

3. Als dritter Tarifbestandteil ist schließlich der *Leistungstarif* (Power Fee) ebenfalls geographisch differenziert, wobei diese Differenzierung ähnlich wie in Norwegen von Nord nach Süd vorgenommen wird. Einspeiser zahlen dabei im Norden (dem Erzeugungsschwerpunkt) relativ viel, im Süden (dem Verbrauchsschwerpunkt) relativ wenig; mit der Entnahme verhält es sich spiegelbildlich.

Die Tarife wurden zunächst von der *Nutek*⁵⁶, mittlerweile von der neugegründeten STEM (s.u.) überwacht (Nutek 1996b: 15).

c) *Finnland*

Für den Netzzugang gelten in Finnland ähnliche Bedingungen wie in Norwegen und Schweden (Tiusanen 1998), der Tarif kann auch in diesem Fall als Punkttarif charakterisiert werden.

Der Tarif für das Hochspannungsnetz setzt sich aus drei Komponenten zusammen:

1. Als erste Preiskomponente stellt die *Verlustgebühr* (Loss Charge) die einzige standortabhängige Tarifkomponente dar: Sie ist in eine Grundgebühr und eine standortspezifische Gebühr aufgeteilt. Die letztere wird dabei dergestalt bestimmt, daß für jeden Anschlußpunkt an das Hochspannungsnetz Grenzverlust-Prozentsätze bestimmt werden, die sodann mit der eingespeisten oder entnommenen elektrischen Arbeit und dem Verlustpreis multipliziert werden. Diese Verlustgebühr ist mit den norwegischen und schwedischen Arbeitstarifen vergleichbar. Sie macht rund 20 vH der Ge-

⁵⁶ Nutek (Närings- och teknikutvecklingsverket, Schwedisches Amt für industrielle und technische Entwicklung) ist eine dem Ministerium für Handel und Wirtschaft nachgeordnete Behörde mit sektorübergreifender Regulierungskompetenz.

samteinnahmen für Netznutzungen des nationalen Übertragungsnetzes aus. Wie in Schweden wird auch hier ein Kapazitätstarif nicht erhoben.⁵⁷

2. Der *Anschlußtarif* (Marketplace Charge) ist eine fixe Zahlung, die für die Nutzung des Gesamtsystems entrichtet wird. Als Berechnungsbasis dient die gesamte hinter der Netzanschlußstelle entnommene oder erzeugte elektrische Arbeit. Die Anschlußgebühr deckt etwa 40 vH der Gesamtkosten des nationalen Hochspannungsnetzes.

3. Der *Benutzungstarif* (Use of Grid Charge) wird zeitlich differenziert bezüglich Winterwerktag (vom 1. November bis 31. März von 7 bis 22 Uhr) und übrige Zeit. Grundlage der Berechnung ist die tatsächlich eingespeiste und entnommene elektrische Arbeit. Auch dieser Tarif deckt etwa weitere 40 vH der Gesamtkosten des Netzes.

C. Institutionelle Ausgestaltung des Stromhandels: Märkte für Strom in Norwegen/Schweden und Finnland

Die ökonomischen Koordinierungsaufgaben in der Stromwirtschaft werden wesentlich durch die technischen Besonderheiten der Nicht-Speicherbarkeit des Gutes Strom, namentlich der Leitungsgebundenheit der Lieferungen und der Interdependenzen der individuellen Lastflüsse bestimmt.⁵⁸ Die damit verbundenen positiven Transaktionskosten der Koordinierung von Netznutzung und Stromhandel sind bei der Bildung sachgerechter Koordinierungsstrukturen angesichts der Komplexität der Koordinierungsaufgaben explizit zu berücksichtigen. Die in der Regel lange Kapitalbindungsdauer in Verbindung mit der Nicht-Speicherbarkeit des Gutes Strom bedingt in der Regel, daß aus Gründen der Begrenzung von Koordinierungs-

⁵⁷ Die Verlustsätze für Wintertage liegen zwischen ± 2 vH; es ist also durchaus möglich, daß es an bestimmten Standorten zu einer negativen Verlustgebühr, also zu einer Vergütung kommt (Nikkanen und Baentsch 1997: 84).

⁵⁸ Vgl. zu einer Analyse und Kritik der auf diesen Besonderheiten basierenden traditionellen Besonderheitenlehre, derzufolge eine wettbewerbliche Organisation des Strommarktes ökonomisch ineffizient bzw. gänzlich unmöglich wäre, Kumkar und Neu (1997: Kapitel C). Zu einer technisch ausgerichteten umfassenden Analyse der diversen horizontalen und vertikalen Koordinierungsaufgaben Wood und Wollenberg (1996), zu einem Überblick aus einer institutionenökonomischen Perspektive Kumkar (1998b).

und Motivationstransaktionskosten⁵⁹ der ausschließliche Einsatz von reinmarktlichen,⁶⁰ gar spontanen Koordinierungsinstitutionen im Regelfall nicht hinreichend für die Erreichung effizienter Marktergebnisse ist. Zumindest müssen die reinmarktlichen Koordinierungsstrukturen durch hybride oder hierarchische Koordinierungsstrukturen⁶¹ ergänzt werden. Im konkreten Fall des Stromhandels müssen also beispielsweise Regeln definiert werden, nach denen sich Handel zwischen den Akteuren organisieren läßt. Teilweise werden diese Regeln durch die bereits behandelten Netzzu-

59 *Transaktionskosten* werden als Kosten der Gründung und Nutzung einer Institution definiert und entsprechen der Differenz zwischen den Gesamtkosten der Bereitstellung eines Gutes und den Produktionskosten im „first-best“-Fall. Transaktionskosten können in Koordinierungskosten (i.e.S.) und Motivationskosten unterschieden werden (Kumkar 1998b). Letztere umfassen vor allem Kosten, die aufgrund unvollkommener Information und unvollkommener Bindung der Parteien anfallen, die erste Kategorie der Koordinierungskosten umfaßt diejenigen Transaktionskosten, die vor allem als „technische“ Kosten der Informationsbeschaffung sowie der -übermittlung und -weiterverarbeitung anfallen.

60 Unter reinmarktlichen Koordinierungsstrukturen bzw. einem *reinem Markt* ist als Idealfall eine Koordinierungsstruktur zu verstehen, in der autonome und im Prinzip anonyme Akteure Austauschbeziehungen abwickeln und keine bilateralen Abhängigkeiten existieren, das heißt auch keine direkte Reaktionsverbundenheit besteht: Jede Transaktionspartei kann den Transaktionspartner ohne signifikante Kosten wechseln, sobald die ex ante vereinbarten Transaktion abgewickelt sind. Unter reinmarktlichen Transaktionen sind somit Austauschhandlungen verstanden, deren Regeln in einem vollständigen und vollkommenen privatwirtschaftlichen Vertrag fixiert werden. Reinmarktliche Transaktionen können als Spotmarkttransaktionen, als Termingeschäft oder als langfristige Verträge im Sinne fortgesetzter und wiederholter Austauschvorgänge auftreten. In jedem Fall sind die Qualität, die Menge, der Preis und sonstige relevante Konditionen des Austauschvorgangs ex ante eindeutig und vollständig definiert.

61 Eine *Hierarchie* ist durch eine einheitliche Eigentümerschaft bei einer Transaktion gekennzeichnet, das heißt, die betreffende Transaktion wird innerhalb eines Unternehmens abgewickelt; Käufer und Verkäufer sind identisch, obwohl eine technisch separable Schnittstelle besteht. Beispiel ist ein vertikal integriertes Unternehmen, das seine Vorprodukte selbst herstellt und nicht von anderen Unternehmen kauft. *Hybride Formen* stellen Mischformen zwischen reinem Markt und Hierarchie dar: Zwar ist eine solche Struktur durch grundsätzlich gegebene Autonomie der Transaktionspartner gekennzeichnet. Gleichzeitig enthalten die die hybride Koordinierungsstruktur konstituierenden langfristigen Verträge auch Sicherungsklauseln, die die Verträge von reinen Marktverträgen unterscheiden (Überblick bei Williamson 1996). Damit sind Abhängigkeiten zwischen den Akteuren nicht nur exogen bestimmt, sondern auch endogen durch die konkrete Koordinierungsstruktur.

gangsregeln vorgegeben. Ergänzt werden diese Regeln in vielen Fällen durch Regeln eines organisierten Marktes, das heißt durch *ex ante* definierte Börsenregeln. Dies kann wie im englisch/walisischen System über die Definition komplexer und extrem umfangreicher Poolregeln erfolgen. Darüber hinaus gilt aber in der Regel, daß die Marktakteure Anreizen zum Abschluß individueller (nicht-standardisierter), bilateraler und langfristige Lieferverträge unterlegen, deren Konditionen sich an den jeweiligen konkreten Anforderungen der Akteure; die Akteure werden sich daher oft nicht alleine auf standardisierte Handelstransaktionen *via* organisierter Märkte verlassen wollen. Die Strommärkte in Skandinavien machen hier keine Ausnahme.⁶²

Aus dem etwas oben gesagten folgt, daß es „den“ Strommarkt als monolithischen und vollständig standardisierten Markt, an dem exakt ein einziges, genau definiertes Produkt Strom gehandelt wird, in der Realität nicht geben kann. Vielmehr existieren in allen drei betrachteten Ländern mehrere (Teil-)Märkte für jeweils unterschiedliche Lieferverträge, die unterschiedlich (eng oder weit) definierte und standardisierte Aggregate von Strommengen, das heißt Produkte, zum Gegenstand haben.

Bei den im folgenden betrachteten Stromhandelstransaktionen können verschiedene Arten der Transaktionen unterschieden werden:

- Termingeschäfte, das heißt Lieferverträge, die erst zu einem späteren Termin erfüllt werden. Diese Termingeschäfte können institutionell weiter unterschieden werden in Verträge, die *via* organisierter Märkte (Strombörsen, auch Pools genannt) geschlossen werden und in Verträge, die bilateral außerhalb organisierter Märkte geschlossen werden. Stromtermingeschäfte können ferner hinsichtlich ihrer Standardisierung in Terminverträge *i.e.S.* (Forwards) und in Terminkontraktgeschäfte (Futures) unterschieden werden. Zusätzlich müssen Verträge, die die physikalische Erfüllung der Lieferverpflichtungen vorsehen, von Verträgen unterschieden werden, die allein finanziell erfüllt werden. Schließlich können Stromtermingeschäfte hinsichtlich der zeitlichen Dimension der Lieferverträge unterschieden werden. Gebräuchliche Stromlieferverträge

⁶² Allerdings markieren sie eine Ausnahme vom englisch/walisischen System, in dem den Akteuren neben dem Handel *via* Pool nurmehr der Abschluß rein finanzieller Sicherungsverträge erlaubt ist. Tatsächliche, physisch zu erfüllende Lieferverträge am Pool vorbei sind dort nicht erlaubt.

in Norwegen, Schweden und Finnland sehen Terminzeiträume von einer Stunde bis zu mehreren Jahren vor. Die wichtigsten Kategorien dieser Termintransaktionen werden im folgenden Abschnitt behandelt.

- Ausgleichsgeschäfte, die dem Ausgleich der via Terminverträge kontrahierten Strommengen mit den tatsächlich gelieferten Strommengen dienen. Diese sehr kurzfristig angelegten Handelstransaktionen werden in allen drei betrachteten Ländern von den Systembetreibern organisiert und basieren auf zeitlich vorgelagerten Verträgen, die faktisch an einem Optionsmarkt geschlossen werden. Die Ausgleichstransaktionen werden in Abschnitt III.C.2 skizziert und untersucht.⁶³

1. Terminhandel

a) *Organisierter Terminhandel*

Der organisierte Stromterminhandel unterscheidet sich zwischen Norwegen und Schweden auf der einen Seite und Finnland auf der anderen Seite. Die Unterschiede liegen sowohl in der institutionellen Ausgestaltung als auch in der Definition der gehandelten Strommengenarten. Der Fall Norwegen/Schweden wird im folgenden daher getrennt vom Fall Finnland betrachtet.

(1) Norwegen und Schweden

In Norwegen existierte bereits vor der Reform ein organisierter 24-Stunden-Markt für Elektrizität, auf dem die größten Stromproduzenten untereinander handelten, um den optimalen Einsatz überschüssiger Wassermassen zu gewährleisten. Geleitet wurde dieser Markt von der industrieeigenen Poolgesellschaft Samkjoringen (vgl. Abschnitt II.A).

⁶³ Allen im folgenden betrachteten Terminteilmärkten ist gemein, daß Strommengen über diskret definierte Zeitintervalle betrachtet werden und Gegenstand der Lieferverträge etwa eine Strommenge von 1 MWh in dem Zeitintervall 9.00 h bis 10.00 h am 21. April 1998 ist. Daraus wird bereits deutlich, daß nur zufällig die in jeder Sekunde eingespeiste Strommenge mit der anteilig kontrahierten Strommenge übereinstimmt. Gleiches gilt für die Entnahmemengen. Dies ist ein weiterer Grund für die Notwendigkeit von sehr kurzfristigen Handelstransaktionen im Rahmen des Ausgleichshandels.

Im Rahmen der Reformen wurde dieser Markt zunächst zum 1. Mai 1991 allgemein zugänglich gemacht, das heißt der Zugang insbesondere für reine Verteiler, Großverbraucher und Stromhändler geöffnet. Zum 1. Januar 1993 wurde die Poolgesellschaft Samkjoringen von Statnett Market AS übernommen, einer Tochtergesellschaft der norwegischen Netzgesellschaft. Zum 1. Januar 1996 schließlich öffnete sich der Pool zu gleichen Konditionen sowohl norwegischen als auch schwedischen Teilnehmern; im April 1996 erwarb die schwedische Netzgesellschaft Svenska Kraftnät 50 vH der Anteile des Pools, dieser wurde zeitgleich in Nord Pool umbenannt (Nutek 1996b: 12). Die restlichen 50 vH der Anteile verbleiben bei der norwegischen Netzgesellschaft.

An dieser von Nord Pool organisierten Börse existieren zwei Märkte:⁶⁴

- Der Tagesmarkt oder 24-Stunden-Markt als Terminmarkt für Verträge, die am nächsten Tag physisch erfüllt werden.
- Der Terminkontraktmarkt, über den standardisierte Lieferverträge für längere Zeiträume gehandelt werden, deren Erfüllung finanziell erfolgt.

Auf dem *Tagesmarkt* („Elspot“) wird Elektrizität für jede Stunde des folgenden Tages gehandelt.⁶⁵ Die Teilnehmer müssen bis spätestens 12.00 Uhr des vorhergehenden Tages Gebote für Einspeisung und Entnahme übermitteln. Nord Pool faßt diese Informationen in Angebots- und Nachfragekurven zusammen, aus denen dann der markträumende Gleichgewichtspreis (Systempreis) für jede 1-Stundenperiode des betreffenden Tags ermittelt wird.⁶⁶

⁶⁴ Zu Beginn organisierte Nord Pool als dritten Markt auch den sogenannten Regelungsmarkt für die sehr kurzfristigen Transaktionen in Norwegen im Rahmen des Ausgleichshandels, auf den in Abschnitt III.C.2 ausführlich eingegangen wird. Diese Aufgabe wurde im Mai 1997 an Statnett übertragen (Nord Pool 1998a).

⁶⁵ Dieser Markt wird in der Literatur und auch von Nord Pool selbst vielfach auch als Spot-Markt bezeichnet (daher auch die Bezeichnung „Elspot; vgl. z.B. Barzantny und Menges 1997a; 1997b; Nord Pool 1997b). Tatsächlich entspricht er jedoch als „day ahead market“ einem kurzfristigen Terminmarkt, der durch den Ausgleichsmarkt (Regulierungsmarkt) als Optionsmarkt ergänzt wird (vgl. Fn. 19).

⁶⁶ Vgl. Hope (1996: 183). Im Unterschied zum englisch/walisischen Poolsystem (Kumkar 1994) ermittelt Nord Pool den Gleichgewichtspreis für jede Stunde grundsätzlich separat, berücksichtigt somit keine kurzfristigen Pfadabhängigkeiten (Kumkar 1998b: 19) der Stromerzeugungskosten.

Werden bei den festgesetzten *Systempreisen* Netzengpässe zu befürchten sein, das heißt, übertrifft der Übertragungsbedarf die verfügbare Netzkapazität, so werden — in Norwegen — auf beiden Seiten des Engpasses unterschiedliche *Gebietspreise* bestimmt, um den Übertragungsbedarf der Kapazität anzupassen. Die diesbezüglichen Preisregionen entsprechen den oben eingeführten fünf norwegischen Regionen für die Netznutzungspreise.

In Schweden findet keine Differenzierung in verschiedene Gebietspreise statt. Svenska Kraftnät verhindert das Auftreten von Kapazitätsengpässen im schwedischen Netz, das die sechste Preisregion innerhalb des gesamten Nord-Pool-Bereichs bildet, statt dessen durch Gegenkäufe und -verkäufe in dem Umfang, daß der Übertragungsbedarf mit der restringierenden Übertragungskapazität übereinstimmt.⁶⁷

Der norwegisch/schwedische *Terminkontraktmarkt* („Eltermin“) ist Nachfolger des ursprünglich rein norwegischen längerfristigen organisierten Terminmarktes. Dieser wurde als Markt für die physische Erfüllung von Lieferverpflichtungen organisiert. Jeder abgeschlossene Vertrag mußte im Fälligkeitszeitraum durch physische Lieferung erfüllt werden, ein Weiterverkauf der kontrahierten Mengen war nicht möglich (Hope 1996: 184). In 1995 wurde dieser Terminmarkt mit physischer Erfüllung zu einem finanziellen Terminmarkt weiterentwickelt, bis er schließlich zum 10. Oktober 1995 zur Gänze in einen finanziellen „Futures-Markt“ mit standardisierten Kontrakten transformiert wurde (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 46).

Auf diesem Terminkontraktmarkt werden drei Arten von Verträgen gehandelt: Verträge über Grundlaststrom (base-load power), Verträge über Tagesstrom und solche über Nachtstrom (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 45).⁶⁸ Gehandelt werden Lieferungen über eine oder mehrere Wochen (der Markt wird daher gelegentlich auch Wochenmarkt genannt),

⁶⁷ Svenska Kraftnät zahlt also für eine entsprechend geringere Erzeugung im Überschußgebiet und eine höhere Erzeugung im „Unterschußgebiet“ (Nutek 1996b: 15). Diese Kosten werden via Netznutzungspreise auf die Netznutzer umgelegt.

⁶⁸ Die Verträge über Grundlaststrom betreffen Stromlieferungen mit einem sehr flachen Lastprofil über eine Woche; jene über Tagesstrom betreffen Stromlieferungen in den Tagesstunden von Montag bis Freitag, die ebenfalls durch flache Lastprofile gekennzeichnet sind.

der Zeithorizont des Handels umfaßt die kommenden drei Jahre (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 45; Nord Pool 1997b.).⁶⁹

Gemein ist beiden letztgenannten Märkten (Tagesmarkt (Elsport) sowie Terminkontraktmarkt (Eltermin)), daß die Teilnahme an Ihnen freiwillig ist. Dies unterscheidet sie deutlich vom englisch/walisischen Pool, bei dem die Teilnahme für Stromerzeuger verbindlich vorgeschrieben ist.⁷⁰

(2) *Finnland*

In Finnland wurde nach den Reformen eine eigenständig nationale Strombörse El-Ex (*Electricity-Exchange*) gegründet, die ihre Tätigkeit im August 1996 aufnahm. An dieser Börse werden sogenannte Spot- (Stunden)- und Forward- sowie Futureverträge gehandelt. Die Teilnahme ist wie bei Nord Pool freiwillig.

Auf dem sogenannten Spotmarkt, der tatsächlich einen kurzfristigen Terminmarkt darstellt,⁷¹ werden für jede Stunde der kommenden Woche Verträge gehandelt, so daß zu Beginn des täglichen Handels 168 Stundenverträge angeboten werden. Der Handel wird via Internet abgewickelt, wobei den Teilnehmern die Informationen über neue Vorgänge am Markt bezüglich Preisen und Mengen in Echtzeit mitgeteilt werden. Der Handel endet jeweils zwei Stunden vor der entsprechenden Lieferstunde (El-Ex 1997). Diese Stundenlieferverträge sind physikalisch zu erfüllen.

Auf den im Rahmen von El-Ex organisierten Terminkontraktmärkten werden standardisierte Verträge gehandelt, die auf der Zusammenfassung von Stundenkontrakten zu Blöcken (meist eine Woche) beruhen. Diese

⁶⁹ Im Oktober 1997 wurde ein „Schritt zurück“ gegangen, in dem Nord Pool zu den Terminkontrakten auch den Handel mit Terminverträgen, die finanziell zu erfüllen sind, in seine Produktpalette aufnahm. Als Grund wurden von Nord Pool Liquiditätsproblemen in einigen Segmenten der Terminkontraktmarktes genannt (Nord Pool 1998a). Bereits im April 1997 begann Nord Pool zusätzlich damit, als eigenes eigenständiges Produkt das Abrechnen (clearing) bilateraler Verträge anzubieten.

⁷⁰ Auch bei den kalifornischen Reformen, die ansonsten Parallelen zu den norwegischen Reformen aufweisen (Nord Pools eigene Consulting-Abteilung berät bei dem dortigen Aufbau der Strombörse, vgl. Nord Pool 1998a) wurde den drei großen Erzeugern die Teilnahme an der neuen kalifornischen Strombörse (PX, Power Exchange) zumindest für eine Übergangsperiode verbindlich vorgeschrieben (Kumkar 1997).

⁷¹ Vgl. Fn. 65.

Verträge sind im Unterschied zu den Terminkontraktmärkten von Nord Pool physisch zu erfüllen (El-Ex 1997).

El-Ex befindet sich seit Anfang dieses Jahres im Besitz der finnischen Netzgesellschaft Fingrid.⁷² Es war seit geraumer Zeit geplant, die Zusammenarbeit zwischen den beiden nordischen Börsen in Zukunft wesentlich enger zu gestalten. El-Ex hat im Frühjahr 1998 damit begonnen, die Produkte der norwegisch-schwedischen Börse Nord Pool auf dem finnischen Markt anzubieten. Mitglieder der finnischen Börse können seitdem die Mitgliedschaft in Nord Pool ohne zusätzliche Aufnahmegebühr erwerben. Auch wird der Integration Finnlands in den norwegisch/schwedischen 24-Stunden-Markt dadurch Vorschub geleistet, daß es seit Juni 1998 als eine eigene Preisregion für den Tagesmarkt von Nord Pool fungiert.⁷³ Ferner ist beabsichtigt, den El-Ex eigenen Terminkontraktmarkt durch den Terminkontraktmarkt von Nord Pool zu ersetzen.

Die engere Zusammenarbeit zwischen den beiden skandinavischen Strombörsen soll ferner dazu dienen, die bisher nur in Finnland bestehende Möglichkeit, Stundenverträge bis kurz vor dem Lieferungszeitpunkt zu handeln, auf den gesamten Markt auszuweiten. Dieser für Norwegen und Schweden neue kontinuierliche Stundenmarkt soll dann die zwei anderen von Nord Pool organisierten Märkten in allen drei Ländern ergänzen (s.u.). Bis dahin wird El-Ex den finnischen Kunden das eigene Produkt weiterhin anbieten (Fingrid 1998a).

b) Nichtorganisierter Terminhandel

Die Reform der Elektrizitätsmärkte in Norwegen, Schweden und Finnland unterscheidet sich z.B. von der englisch/walisischen Reform insofern, als es den Akteuren erlaubt ist, auch außerhalb der organisierten Märkte frei zu handeln; die Lieferbeträge dürfen die physische Erfüllung der Verpflich-

⁷² El-Ex befand sich zunächst im Besitz der finnischen Börsengesellschaft SOM; jedoch wurde Ende des Jahres 1997 die Übernahme von El-Ex durch die finnische Netzgesellschaft Fingrid vereinbart, am 13. Januar 1998 wurde ein diesbezüglicher Vertrag abgeschlossen.

⁷³ Diese Preisregionen wurden bereits oben erläutert: Es handelt sich dabei um die Gebiete, für die im Falle von Kapazitätsengpässen ein spezieller, vom Systempreis abweichender Preis errechnet wird. So besteht etwa Schweden aufgrund der Gegenkäufe der Netzgesellschaft nur aus einem Preisgebiet, während es in Norwegen mehrere gibt.

tungen vorsehen. Dieser bilaterale Handel via Direktverträge übertrifft bisher vom Umsatzvolumen den Handel an der Börse (vgl. Kapitel IV).

Eine norwegische Spezialität bei den nicht via Nord Pool gehandelten Terminverträgen ist der Erwähnung wert: Gemeint ist der Elektrizitätsmarkt für die energieintensive Industrie in Norwegen, auf den bereits in Abschnitt B.I hingewiesen wurde. Dieser Markt wurde und wird durch langfristige Verträge organisiert, die näheren Bestimmungen dieser Verträge werden im norwegischen Parlament (Storting) ausgehandelt. Dieser Markt wurde von den Reformen explizit ausgenommen; das norwegische Parlament genehmigte neue Verträge im Jahre 1992 mit einer Laufzeit bis 2010 (Midttun 1997: 95 f., 101 ff.; Ministry of Petroleum and Energy 1996: 27).⁷⁴ Es wird allerdings mittlerweile nur noch etwa die Hälfte der Elektrizität, die von der energieintensiven Industrie verbraucht wird, auf diesem via Storting regulierten Markt gehandelt. Die andere Hälfte wird entweder selbst produziert oder über andere bilaterale Verträge, Terminkontrakte bzw. den 24-Stunden-Markt bezogen (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 27).

2. Ausgleichshandel

Die Aufgabe des Ausgleichshandels ist es, Sorge dafür zu tragen, daß zwecks Sicherung des Gleichgewichtes von Angebot und Nachfrage jederzeit zusätzliche Strommengen bereitgestellt werden können bzw. die Erzeugung in einzelnen Kraftwerken reduziert werden kann.

Notwendig wird dieser Ausgleichshandel, da die via Termin(kontrakt)handel kontrahierten Strommengen nur zufällig exakt mit den tatsächlichen Verbrauchs- und Einspeisungsmengen übereinstimmen. Im Interesse der Systemstabilität muß in Echtzeit die Erzeugung an den tatsächlichen Nachfrage(Entnahme-)mengen ausgerichtet werden. Dabei ergeben

⁷⁴ Im norwegischen Parlament stimmte allein die liberale Partei (*Fremskrittspartiet*) gegen die Fortführung der Verträge. Zwischen der sozialdemokratischen Partei (*Arbeiderpartiet*) und der konservativen Partei (*Høyre*) gab es lediglich Auseinandersetzungen über die Höhe der Lieferpreise, wobei die Konservativen günstigere Bedingungen für die Industrie anpeilten als die Sozialdemokratie (Midttun 1996a: 250 f.).

sich einige Trade-offs zwischen den an den Terminmärkten und dem Ausgleichsmarkt gehandelten Stromvolumina: Um so exakter die Termingeschäfte mit den tatsächlichen Vorgängen übereinstimmen, desto geringer ist die volumenmäßige Bedeutung des Ausgleichshandels. Das Ausmaß dieser Übereinstimmung ist wiederum von mehreren Faktoren abhängig:

- Zum einen von der Prognosegüte für die Nachfrage sowie für die Angebotsseite und der Beeinflussbarkeit der Nachfrage. (i) Um so exakter die Prognose ist, desto exakter können die Akteure ihre Terminverträge an den tatsächlichen Nachfrage- und Angebotsbedingungen ausrichten. (ii) Um so eher die Nachfragevolumina gesteuert werden können, desto geringer werden die stochastischen Abweichungen von den geplanten Stromentnahmemengen.
- Zum anderen von der institutionellen Ausgestaltung des Terminhandels und hierbei insbesondere von der Frage, bis wann Termingeschäfte abgeschlossen werden können: C.p. sinken die Abweichungen mit Abnahme der Zeitspanne, die vom Ende des Terminhandels bis zum tatsächlichen Zeitpunkt der Lastflüsse verstreicht.
- Schließlich ist die Übereinstimmung offenkundig von den kommerziellen Bedingungen abhängig, die am Terminhandel und am Ausgleichshandel herrschen: Kann Strom etwa am Ausgleichshandel billiger bezogen werden als am Terminhandel, wird der Terminhandel tendenziell „dünnere“, also weniger liquide. Umgekehrt können vergleichsweise hohe Strompreise für Nachfrager bzw. niedrige Strompreise für Anbieter am Ausgleichsmarkt für die Akteure Anreize setzen, ihre Stromlieferverträge möglichst genau an den tatsächlichen Einpeisungs- und Entnahmevorgängen auszurichten.

Bezüglich der Organisation jenes Marktes für Ausgleichslieferungen existieren zwischen Norwegen einige, kleinere, Unterschiede:

In *Norwegen* wurde die kurzfristige Anpassung zunächst im Rahmen der nordischen Strombörse Nord Pool durchgeführt. Mittlerweile ist diese Aufgabe der Organisation des Ausgleichshandels von Statnett übernommen worden. Die Teilnehmer am „Regelungsmarkt“ (regulated power market) melden bei Statnett täglich Preise und Mengen zur Erhöhung bzw. Senkung ihrer Erzeugung bzw. ihrer Entnahme an. Es sind auf der Anbieterseite allein solche Unternehmen zur Teilnahme zugelassen, deren Kapazitäten ausreichen, um innerhalb von 15 Minuten die notwendigen Anpassungen vorzunehmen, daher beteiligen sich vor allem größere Energieerzeuger an die-

sem Markt. Die Kapazitätsanpassung kann auch so erfolgen, daß große Energieverbraucher, die ihren Verbrauch anpassen können, diesen senken oder erhöhen (Hope 1996: 183 f.).⁷⁵ Statnett wählt zur Anpassung jeweils das günstigste Angebot aus und übt insofern die vorher mit den Anbietern von „Ausgleichsstrom“ (der auch von Stromnachfragern angeboten werden kann) geschlossene Optionsverträge aus.

In Schweden wird der Ausgleichshandel (dort in Balance Service — Adjustment sowie in Balance Service — Regulating aufgeteilt)⁷⁶ von der Netzgesellschaft Svenska Kraftnät organisiert. Svenska Kraftnät hatte zu diesem Zweck anfänglich insbesondere langfristige Verträge mit geeigneten Elektrizitätsproduzenten geschlossen, worin diese sich verpflichten, ihre Elektrizitätserzeugung im Bedarfsfalle entsprechend anzupassen. Mittlerweile hat sich das schwedische Verfahren an jenes in Norwegen angenähert, in dem auch Kraftnät eher kurzfristige, wiederholte Auktionen durchführt. Die Ausgleichspreise, die den Marktakteuren für die Abweichungen von den via Terminverträgen kontraktierten Strommengen von Svenska Kraftnät berechnet werden, sind offenbar bislang als eher hoch einzuschätzen (Ministry of Industry and Commerce 1997: 16 f.): Den Akteuren soll hierdurch der Anreiz gegeben werden, ihr Portfolio an Terminverträgen adäquat auszugestalten und den von Svenska Kraftnät organisierten Ausgleichshandel nicht als zusätzliche günstige Bezugsmöglichkeit zu verwenden (vgl. S. 49).

Das finnische System des Ausgleichshandels, welches auf der Stufe des zentralen Netzes von der 1997 gegründeten *Suomen Voimatase Oy* (SVT)⁷⁷

⁷⁵ Bedarf an Ausgleichshandel resultiert auch aus der Tatsache, daß der Lastfluß im Netz aufgrund technischer Defekte oder auch Ausschaltung eines Teils des Netzes zwecks Instandhaltung angepaßt werden muß. In Schweden sind Stürme und heftiger Schneefall die häufigsten Gründe für Netzunterbrechungen (Ministry of Industry and Commerce 1997: 27).

⁷⁶ „Balance Service-Adjustment“ dient der individuellen, freiwilligen und kurzfristigen Akquirierung bzw. Disposition von Strommengen. „Balance Service-Regulating“ wird unilateral von Kraftnät durchgeführt und dient als „letzte Instanz“ insbesondere der Systemstabilität, wenn trotz dem freiwilligen „Balance Service-Adjustment“ Ungleichgewichte im System drohen.

⁷⁷ SVT ist eine Tochtergesellschaft von Fingrid. Seit dem 1. September 1998 besitzt Fingrid die Verantwortung für die Systemstabilität wieder selbst (persönliche Auskunft von Anders Lundberg, SVT 22. September 1998), fungiert also rechtlich als Sy-

organisiert wird, gleicht in Teilen dem ursprünglichen schwedischen System der langfristigen Verträge zwischen Anbietern und der Netzgesellschaft, mit dem Unterschied, daß nicht alleine der zentrale Netzbetreiber SVT, sondern mehrere Akteure auf mehreren Netzebenen für den Ausgleich von Einspeisungen und Entnahmen zuständig sind (Tiusanen 1998):

Der Ausgleichshandel in Finnland wird innerhalb eines hierarchischen Systems abgewickelt, wobei das Prinzip der „Offenen Angebotsketten“ eine große Rolle spielt. Dieses Prinzip besagt, daß jeder Käufer von Strom nur exakt einen Lieferanten haben darf, mit dem anhand des tatsächlichen, in Echtzeit gemessenen Verbrauchs abgerechnet werden darf (dies ist dann der „Offene Liefervertrag“, der mit dem „Offenen Lieferanten“ geschlossen wird). Die Liefermengen aller anderen Lieferanten müssen ex ante festgelegt werden, so daß die Differenz aus dem Verbrauch (ex post) und diesen Verträgen auf dem Konto des Offenen Liefervertrages verbucht wird. Anders als im norwegischen oder schwedischen System sind die Nachfrager grundsätzlich frei in der Wahl des Anbieters bei Unterzeichnung des offenen Liefervertrages.

Zusätzlich ist aus dem Netzünternehmen Fingrid der Systembetreiber SVT funktionell (organisatorisch, nicht eigentumsrechtlich) getrennt worden. Insofern geht die finnische Reform noch über die anderen beiden Reformen hinaus und markiert das größte Ausmaß der Liberalisierung der Transaktionsmöglichkeiten der privatwirtschaftlichen Akteure innerhalb der drei betrachteten Länder.

Ähnlich Schweden wird der Ausgleichsmarkt in einen „regulating market“ und einen „balancing market“ unterschieden. Zur Sicherung des Gleichgewichts im Hochspannungsnetz unterhält die SVT im Rahmen des Regulierungsmarkts Verträge mit geeigneten größeren Stromproduzenten, die in der Lage sind, Kapazität freizuhalten, deren Einsatz die SVT bei Bedarf kurzzeitig anordnen kann. Die variablen Preiselemente werden im Rahmen kurzfristiger Auktionen ermittelt, die hierfür geleisteten Zahlungen an die Erzeuger addieren sich zu den fixen (Options-)Zahlungen für die bereitgehaltenen Kapazitäten.⁷⁸ Der „balancing market“ im Rahmen des hier-

stembetreiber, hat aber die praktische Durchführung des Ausgleichshandels an SVT übertragen.

⁷⁸ Derzeit sind im Rahmen dieses Regulierungsmarktes von SVT 266 MW an Kraftwerkskapazität kontrahiert (persönliche Auskunft von Anders Lundberg, SVT 22.

archischen Systems ist bislang als System bilateraler Verträge der verschiedenen Offenen Lieferanten organisiert. Die Offene Angebotsseite für die nachgeordneten Ausgleichshandelsunternehmen ist die SVT selbst. SVT ist mithin das letzte Glied in der Offenen Angebotskette.

D. Regulierung

1. Regulierungsinstitutionen und deren Kompetenzen

Eine Gemeinsamkeit der Reformen aller drei Länder ist, daß sie die Regulierung des Elektrizitätssektors an eine in Grenzen von dem für Energie zuständigen Ministerium unabhängige Institution delegiert haben. Diese Institution ist als weitere Gemeinsamkeit von den regulierten Unternehmen unabhängig in dem Sinne, daß Regulierungs- und Unternehmenskompetenzen klar voneinander getrennt sind. Auch wenn etwa Statkraft und Statnet staatseigene Unternehmen sind und der Staat als Regulierer agiert, sind die Institutionen zur Regulierung von denen mit unternehmerischen Aufgaben separiert. Die Reformen unterschieden sich aber zwischen den drei betrachteten Staaten zunächst darin, ob die Regulierungsinstitution speziell nur für die Regulierung des Stromsektors zuständig ist oder ob sie mit sektorübergreifender Kompetenz ausgestattet wurde.

Für die erste Möglichkeit, die Zuständigkeit im wesentlichen allein für Strom, entschied man sich von vornherein in *Norwegen*. Die zuständige Regulierungsbehörde ist die NVE (Noregs Vassdrags- og Energiverk), eine dem Ministerium für Erdöl und Energie nachgeordnete Dienststelle.^{79;80}

September 1998). Tiusanen (1998) weist darauf hin, daß das finnische System — anders als etwa das norwegische — durch die Kapazität (und nicht durch die maximale Erzeugungsmöglichkeit (Fn. 9)) restringiert ist, so daß hier explizit Kapazitäten zur Abwicklung des Ausgleichshandels reserviert werden müssen und der Handel nicht wie in *Norwegen* allein als kurzfristiger Auktionsmarkt organisiert werden kann.

⁷⁹ Zum 1. Januar 1997 wurde das vormalige norwegische Ministerium für Industrie und Energie reorganisiert dergestalt, daß Energieangelegenheiten nunmehr in das Ressort des neugegründeten *Ministeriums für Erdöl und Energie* fallen (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 3).

⁸⁰ Die NVE (Norwegisches Zentralamt für Wasser und Energie) ist eine nachgeordnete Dienststelle des Ministeriums für Erdöl und Energie und besitzt die Aufgabe der „Verwaltung der norwegischen Wasser- und Energieresourcen“.

Diese Behörde ist insbesondere für die Überwachung und Regulierung des Netzbereiches zuständig,⁸¹ nicht aber für die Regulierung des Verkaufs von Strom sowie der Stromerzeugung.⁸² Letztgenannte Transaktionen sind vollkommen dereguliert bzw. der allgemeinen sektorunspezifischen Marktmißbrauchsaufsicht unterworfen (s.u.).

Von 1992 bis 1996 praktizierte die NVE für die Transportpreise eine Rendite-Regulierung (vgl. zum folgenden Grasto 1997). Seit 1993 setzte die NVE eine maximale Rendite fest, die sich am Zinssatz für kurzfristige Staatsanleihen orientierte und 1993, 1994, 1995 und 1996 in dieser Reihenfolge 11, 7, 7,5 und 7,5 vH betrug.⁸³ Die bekannten Schwächen dieses Regulierungsverfahrens⁸⁴ waren nach Angaben der NVE Grund dafür, ihre Regulierung zum 1. Januar 1997 auf ein andere Verfahren umzustellen, mit deren Hilfe die Anreize zur Verbesserung der Produktionseffizienz erhöht werden sollen.

Basierend auf der Kostenberichterstattung der Unternehmen für die Jahre 1994 und 1995 hat die NVE für jedes Netzunternehmen Einkommensgrenzen festgelegt. Diesen Grenzen liegt eine „Basisrendite“ zugrunde⁸⁵; streben die Unternehmen eine höhere Rendite an, so ist dies nur durch Kosten-

81 Jeder Netzeigentümer hat für die Aufnahme der Tätigkeit als Stromtransporteur eine Konzession zu erwerben, die von NVE erteilt wird. Nach Angaben der NVE sind in der Überwachung der Konzessionseinhaltung, das heißt in der aktuellen Regulierung der Transportunternehmen rund 20 Mitarbeiter beschäftigt (NVE 1998b: 2.1).

82 Allerdings muß der Aufnahme der Tätigkeit eines Stromhändlers rechtlich die Erteilung einer Händlerkonzession vorangehen, sofern in den betreffenden Handelsverträgen die physische Erfüllung der Lieferverpflichtungen vorgesehen ist. Diese Konzession ist nach dem Energiegesetz von der NVE (diskriminierungsfrei) zu erteilen. Nord Pool besitzt beispielsweise eine derartige Handelskonzession.

83 Zum Zinssatz für die Staatsanleihen wurde 1 Prozentpunkt als Risikoprämie hinzuzaddiert. Diese diente in erster Linie der Kompensation des Risikos eines Wechsels im Regulierungsregime (ein Beispiel für das sogenannte Regulierungsrisiko, vgl. Kumkar 1998c: 25–34), denn darüber hinaus gab es in diesem System keine Einkommensrisiken: Im Falle eines (etwa wetterbedingten) Verdienstaussfalls konnten die Unternehmen in den folgenden Jahren ihre Tarife erhöhen (Grasto 1997).

84 Unter anderem schwache Anreize zur Kostenreduktion, Anreiz zum Aufbau von Überkapazitäten; vgl. für einen Überblick Kumkar (1998c: 16–17).

85 = Zinssatz für mittelfristige Staatsanleihen + 2 vH Risikoprämie; diese wurde also im neuen Regulierungsmodell um einen Prozentpunkt erhöht. 1997 betrug diese Basisrendite 8,3 vH.

senkung zu erreichen, während Kostensteigerungen den Gewinn schmälern.⁸⁶ Die Einkommensgrenze wird für jedes Unternehmen jeweils für einen Zeitraum von fünf Jahren berechnet, wobei allerdings jährliche Aktualisierungen anhand etwa der erwarteten Inflation und der Nachfrageentwicklung⁸⁷ vorgenommen werden.⁸⁸ Eine umfassende Bewertung der

⁸⁶ Es existiert allerdings eine obere und untere Schranke, die von der Rendite nicht über- bzw unterschritten werden darf; dies sind 1997: 15,3 vH und 1,3 vH, also (und allgemein) $8,3 \pm 7$ vH. Die Begründung der NVE dafür lautet: „(...) since we are dealing with mostly public infrastructure where a minimum of standard and quality is required, there is also a minimum rate of return (...)“. Die Begründung für die maximale Kapitalrendite ist: „By using actual current costs when calculating the permitted income for 1997, inefficient companies would find it relatively easy to realize higher return — even in the short term“. Das norwegische Beispiel kommt diesbezüglich der in der Literatur diskutierten sogenannte Sliding-scale-regulation nahe, die bei hohen Kostensenkungen (gemessen an den Erwartungen des Regulierers) einen Teil der Gewinne via Preissenkungen an die Kunden weiterreichen will und umgekehrt bei unerwarteten Kostensteigerungen Preissteigerungen vorsieht (Kumkar 1998c: 24).

⁸⁷ Durch die Berücksichtigung dieses Faktors will die NVE die u.U. aufwendige Bewertung jeder einzelnen Investitionsentscheidung eines jeden Unternehmens wie im Fall der traditionellen Rendite-Regulierung vermeiden.

⁸⁸ Eine systemimmanente Rolle spielt das Konzept der „Zufalls-Gewinne“ (windfall profits); dies sind Einkommen aus Netztarifen, die über die Einkommensschranke eines Unternehmens hinausgehen. Ein Beispiel zur Berechnung der Zufallsgewinne: Betragen die erwarteten Gesamtkosten 225 000, so ergibt sich als Höchstgewinn 45 000 bei einer erlaubten Rendite von 9 vH. Dem Unternehmen wird demzufolge eine Einkommensschranke von 270 000 gesetzt; belaufen sich die tatsächlichen Gesamteinnahmen des Unternehmens aus Netztarifen aber auf 350 000, so sind 80 000 als Zufallsgewinne zu verbuchen. Diese „Extra“-Gewinne sind den Konsumenten im Jahr zwei nach ihrem Anfall zurückzuzahlen. Um bei den Unternehmen keine Anreize zur Erzielung von *Zufallsgewinnen* zu erzeugen, sind diese mit der „Basisrendite“ des Folgejahres zweimal aufzuzinsen. Es ist zu bemerken, daß es dieses Konzept auch schon unter dem alten Regulierungsansatz gab. Im Zeitraum 1993–1995 mußten alle Netzgesellschaften zusammengenommen 1,4 Milliarden NOK an die Verbraucher zurückerstaten. Dieses Regulierungsverfahren weicht z.B. von der aus dem Vereinigten Königreich bekannten Preisgrenzenregulierungsregel (Price-cap-regulation, vgl. zu einem Überblick Kumkar 1998c: 14–24) ab, das eine Grenze für die maximal zu fordernden Preise (und nicht für die Gesamterlöse) festlegt. Im Fall der Regulierung des Stromsektors in England und Wales existieren formal ferner keine Ober- und Untergrenzen für die tatsächlich resultierende Rendite des regulierten Unternehmens. Verbindendes Merkmal sowohl der Einkommensgrenzenregulierung à la Norwegen und der Preisgrenzenregulierung à la Vereinigtem Königreich ist die beabsichtigte Erhöhung der Produktionsef-

Funktionsweise des neuen Systems ist zum Ende der ersten Fünf-Jahres-Periode geplant.

Eine weitere Hauptaufgabe von NVE liegt darin, Streitfälle über Übertragungstarife, das heißt vor allem Streitfälle über die Struktur der Transportpreise zu schlichten.⁸⁹ Sie hat aber auch das Recht, einen Netzbetreiber zum Ändern seiner Tarife aufzufordern, ohne daß zuvor eine Beschwerde eingereicht wurde.⁹⁰ Ferner hat die NVE allgemeine Richtlinien bezüglich der Gestaltung der Netztarife vorgelegt, an die sich die Netzbetreiber halten müssen. Gegen die Beschlüsse der NVE kann beim Ministerium für Erdöl und Energie Beschwerde eingelegt werden (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 39).

Neben der NVE beschäftigt sich die allgemeine Wettbewerbsbehörde mit Fragen möglicher Wettbewerbsverstöße in allen Wirtschaftsbereichen. Von ihren 150 Mitarbeitern beschäftigen sich indes nur zwei direkt mit dem Elektrizitätssektor. Aufgabe der allgemeinen Wettbewerbsbehörde ist es u.a., die Strompreise für Haushaltskunden zu überwachen, die von den lokalen Stromversorgern festgelegt werden (Barzantny und Menges 1997b: 47 f.).

Einen vom norwegischen zunächst abweichenden Weg hatten in der Regulierung des Strommarktes die *schwedischen* Reformen eingeschlagen. Die anfangs zuständige Regulierungsbehörde Nutek (Närings- och teknikutvecklingsverket) ist mit grundsätzlich sektorübergreifender Kompetenz ausgestattet und auch für die Regulierung anderer Industriebereiche zuständig (Midttun 1997: 106). Innerhalb Nuteks war zunächst eine eigene Abteilung (Netzwerk-Verwaltung) für die Regulierung des Netzbereichs zuständig (Nutek 1996b: 3). Nuteks Aufgaben gruppieren sich um die Konzessionserteilung für Netzbetreiber sowie um deren anschließende Überwachung bei der Gestaltung ihrer Übertragungstarife (Ministry of Industry and Commerce 1997: 14 f.). Der Handel mit Elektrizität unterliegt

fizienz (gegenüber der reinen Renditergulierung) durch Setzung stärkerer Anreize der regulierten Unternehmen.

⁸⁹ Das Niveau der Transportpreise wird von der NVE ohnehin direkt reguliert (s.o.).

⁹⁰ Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die Regulierungsbehörde mit allen Informationen zu beliefern, die notwendig sind, um die Netzaktivitäten zu überwachen (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 39).

keiner spezifischen Regulierung; hier greift das allgemeine Wettbewerbsgesetz sowie das Wirken der allgemeinen Wettbewerbsbehörde (Ministry of Industry and Commerce 1997: 29). Zu wiederholen ist vor allem, daß die institutionellen Formen des Stromhandels wie in Norwegen keinen wesentlichen Regulierungs-Restriktionen unterliegen: Die Teilnahme an den via Nord Pool organisierten Märkten ist grundsätzlich freiwillig und es steht den Stromunternehmen frei, ihren gesamten Stromhandel via bilateraler Verträge abzuwickeln.

Mittlerweile sind die (diesbezüglich unveränderten) Aufgaben der Regulierung von Elektrizitätsunternehmen von einer zum 1. Januar 1998 neugegründeten Behörde, STEM (Statens Energimyndighet, Swedish National Energy Administration) mit rund 160 Mitarbeitern übernommen worden.⁹¹ STEM ist nunmehr diejenige, sektorspezifische, Behörde, die für die Regulierung aller die Energiemärkte betreffenden Transaktionen zuständig ist. Informationen über die von STEM gewählten Regulierungsverfahren für den Stromtransport (Renditeregulierung, Preisgrenzenregulierung oder wie in Norwegen Einkommensgrenzenregulierung) liegen noch nicht vor.

In der Frage, ob die Regulierung des Elektrizitätssektors einer spezialisierten Behörde unterstellt werden sollte, folgte *Finnland* direkt dem norwegischen Weg einer sektorspezifischen Behörde. Diese ist die SMK (Sähkömarkkinakeskus, Electricity Market Authority), die im August 1995 als eine dem Ministerium für Handel und Industrie nachgeordnete Dienststelle gegründet wurde (SMK 1997). Die Aufgabe dieser Behörde besteht insbesondere darin, die Preisbildung im Übertragungsbereich zu regulieren. Daneben ist sie an der Überwachung der finnischen Strombörse beteiligt.⁹²

⁹¹ Die Gründung der STEM geht auf ein neues, von der Regierung eingebrachtes, Energiegesetz zurück. Vgl. Närings- och Handelsdepartementet (1997)

⁹² Gemeinsam mit der Finanzaufsicht, die die allgemeine Behörde zur Überwachung der Finanzmärkte ist (SMK 1997: 4). Ferner ist es die Aufgabe der SMK, Lizenzen an Netzbetreiber zu vergeben und den Bau von Übertragungsleitungen ≥ 100 kV zu überwachen (siehe dazu oben). Neben der SMK existieren andere, allgemein zuständige Regulierungsorgane, mit welchen die SMK im Einzelfall zusammenarbeitet. Dies sind etwa die allgemeine Wettbewerbsbehörde und die Behörde für technologische Sicherheit (TUKES).

2. Unbundling

Die gezielte Re-Regulierung der Stufe des Stromtransports bei gleichzeitiger Deregulierung von Erzeugung und Handel erfordert eine gegenüber der traditionellen Regulierung drastisch geänderte Informationsbasis für den Regulierer. Während bei der traditionellen Regulierung des Status quo ante zumeist vertikal integrierte Unternehmen als ganzes umfassend reguliert werden und hierbei alle anfallenden Kosten auf allen Stufen der Stromwirtschaft — Erzeugung, Transport (Übertragung und Verteilung) sowie Handel — Berücksichtigung finden, indem diese als Input in die Berechnung erlaubter Endverkaufspreise eingehen, müssen zur gezielten Regulierung des Stromtransports detailliertere Informationen über die beim Stromtransport anfallenden Kosten ermittelt werden.

Problem hierbei ist in der Realität, daß die Informationen über diese Kosten in der Regel private Informationen des regulierten Unternehmens sind, die für den Regulierer nicht unmittelbar und (transaktions-)kostenlos zugänglich sind. Dies ist insbesondere im Fall vertikal integrierter Unternehmen von Bedeutung (vgl. ausführlicher zum folgenden Kumkar 1998c: Kapitel III): Sollen nur die Transportaktivitäten dieses Unternehmens reguliert werden, unterliegt das Unternehmen zum einen (i) Anreizen, Kosten aus den unregulierten Unternehmenssparten in die regulierten Unternehmenssparten zu „verschieben“, um so seinen Gesamtgewinn zu steigern. Hierdurch wird das Regulierungsziel einer Begrenzung von Monopolgewinnen partiell oder im Grenzfall sogar vollständig unterlaufen. (ii) Zum anderen besteht die Gefahr, daß das regulierte vertikal integrierte Unternehmen einen sogenannten vertikalen Ausschluß praktiziert, das heißt versucht, seine Konkurrenten in Erzeugung und Handel durch überhöhte Transportpreise und/oder andere Behinderungsstrategien aus dem Markt zu drängen, um beispielsweise auch auf der Stufe der Erzeugung und/oder des Handels eine marktdominante Stellung einnehmen zu können.⁹³

⁹³ Hierbei können als Strategien überhöhte Transportpreise („preisliche Diskriminierung“), schlechtere Produktqualitäten („qualitative Diskriminierung“) sowie vollständige Verweigerung des Zugangs zum Produkt Stromtransport („prohibitive Diskriminierung“) unterschieden werden. Qualitative Diskriminierung kann beispielsweise durch die Verweigerung des Zugangs zu sogenannten Netzhilfsdienstleistungen praktiziert werden. Verweigert er etwa Konkurrenten die Bereitstellung von Reservekapazität und liegen bei der Vorhaltung von Reservekapazitäten nennenswerte Größenvorteile

Um das Ausmaß der durch diese Anreize des regulierten Unternehmens entstehenden Ineffizienzen zu begrenzen, stehen grundsätzlich mehrere Optionen zur Verfügung, die das Ziel der Verbesserung der Informationsbasis des Regulierers haben:

1. Die Wirksamkeit einer funktionellen, das heißt einer kostenrechnerischen Entflechtung⁹⁴ integrierter Unternehmen wird durch gezielte Maßnahmen erhöht. Ziel ist die Verbesserung der Informationen über die Kostenstruktur innerhalb eines weiterhin integrierten Unternehmens.
2. Die vertikal integrierten Unternehmen werden umfassend reguliert, das heißt auch die Erzeugung und der Stromhandel der integrierten Unternehmen werden einer Verhaltensregulierung unterworfen. Dies verringert u.U. die Relevanz einer möglichst exakten Kenntnis der internen Kostenstrukturen.

vor, so kann das dem Konkurrenten bereitgestellte Produkt Stromtransport als von schlechterer Qualität interpretiert werden als das intern für eigene Zwecke bereitgestellte Produkt des Stromtransports. Zu beachten ist, daß preisliche oder sonstige Diskriminierung nicht notwendig effizienzgefährdend ist, wenn sie auf vertragsökonomische Probleme, etwa gemeinsame Fixkosten zurückzuführen ist, die eine reine kostenbasierte Zurechnung auf die Sparten tendenziell unmöglich machen. In diesem Fall kann das Unternehmen Effizianzanreize unterliegen, die Preisstruktur für den Stromtransport an den relevanten Nachfrageelastizitäten auszurichten (Ramsey-Preise). Dies deutet darauf hin, daß eine Preisdiskriminierung auch bei vertikal integrierten Unternehmen nicht notwendig eine Quersubventionierung anzeigen muß, sondern eine effiziente Preissetzung sein kann. Vgl. für eine auf ähnlichen Argument basierende Kritik von Nichtdiskriminierungsvorschriften Klass und Salinger (1995: 685). Vgl. für die (effizienten) Zugangsbeschränkungen im Fall U.S.-amerikanischer Börsen die in Richter (1996: 35) genannte Literatur. Vgl. auch Reiffen und Kleit (1990: 437).

⁹⁴ Der Begriff der *funktionellen* Entflechtung (functional unbundling) beinhaltet eine kostenrechnerische Zuweisung von Kosten und Erlösen eines integrierten Unternehmens zu fiktiven oder tatsächlichen Unternehmenssparten, wobei die Sparteneinteilung zumindest die technischen Stufen der Stromwirtschaft (Erzeugung, Übertragung, Verteilung) widerspiegeln müssen (Kumkar 1996: 49–52 zu einem konkreten Beispiel aus der U.S.-Strommarktregulierung). Entspricht diese Entflechtung einer tatsächlichen Spartenorganisation des Unternehmens, spricht man von einer *organisatorischen* Entflechtung. Die Entflechtung durch Ausgründung rechtlich selbständiger und nicht voll verbundener Unternehmen wird als *strukturelle*, eigentumsrechtliche Entflechtung bezeichnet.

3. Die integrierten Unternehmen werden eigentumsrechtlich entflochten, das heißt einer strikten Strukturregulierung⁹⁵ unterworfen: Transportunternehmen dürfen nicht mehr in Erzeugung und Stromhandel tätig werden. Exakte Informationen über die internen Kostenstrukturen brauchen in diesem Fall nicht mehr ermittelt werden, wenn das Ziel alleine in einer Begrenzung von Monopolrenten besteht.

In den drei betrachteten Staaten wird die zweite Option nicht angewandt. Wesen der dortigen Reformen ist ja gerade die Abschaffung der umfassenden Regulierung. In unterschiedlichem Ausmaß finden hingegen Maßnahmen der funktionellen (teilweise auch organisatorischen) Entflechtung (Option 1) sowie der strukturellen Entflechtung (Option 3) Anwendung.

Im Detail sind hierbei Unterschiede zwischen Norwegen und Finnland einerseits und Schweden andererseits zu registrieren. Zwar sind die Maßnahmen der *strukturellen Entflechtung* in allen drei Ländern deckungsgleich: In allen drei Ländern sind (Übertragungs-)Netzbetreiber etabliert worden, die von Erzeugung und Handel weitgehend eigentumsrechtlich separiert worden sind. Unterschiede bestehen allerdings bei den sonstigen Maßnahmen, namentlich bei der *funktionellen Entflechtung*: Während die norwegischen und finnischen Reformen bei vertikal integrierten Unternehmen lediglich eine buchhalterische Trennung der Bereiche Handel und Erzeugung einerseits und Netzdienstleistung andererseits, das heißt das Mindestausmaß einer funktionellen Entflechtung, verlangen,⁹⁶ fordert das schwedische Reformwerk darüber hinaus die vollständige organisatorische Trennung dieser beiden Bereiche (Midttun 1997: 195; Nutek 1996b: 3).

⁹⁵ *Strukturregulierung* wird hier derart definiert, daß direkt in die Marktstruktur eingegriffen wird, beispielsweise durch Betätigungsverbote oder Fusions- beziehungsweise Expansionsverbote. Als *Verhaltensregulierung* werden dagegen diejenigen Eingriffe in die privatrechtliche Autonomie der regulierten Unternehmen verstanden, die sich vor allem auf die preislichen und sonstigen Konditionen von Lieferverträgen auswirken, ohne die Transaktionen selber zu unterbinden. Maßnahmen der funktionellen Entflechtung sind der Verhaltensregulierung zuzuordnen.

⁹⁶ Vgl. für eine Darstellung der sich hieraus ergebenden Anforderungen beispielsweise an die Kostenrechnung und Bilanzierung der norwegischen Unternehmen NVE (1998b).

3. Maßnahmen im gemeinwirtschaftlichen Interesse

Unter der Kategorie Maßnahmen im gemeinwirtschaftlichen Interesse sollen hier solche Maßnahmen genannt werden, die Ziele betreffen, die etwas außerhalb der Effizienzausrichtung liegen, die in der politischen Diskussion den bislang behandelten Reformaspekten unterlegt wurden.⁹⁷ Von potentiell besonderer Bedeutung sind diese Maßnahmen insbesondere deswegen, da sie laut EU-Stromrichtlinie auch in Schweden und Finnland Ausnahmen von den allgemein durchzusetzenden Wettbewerbsregeln rechtfertigen könnten (Kumkar und Neu 1997: 125–129). Im folgenden soll allerdings keine Analyse der Wettbewerbskonformität der diesbezüglichen Regeln in Norwegen, Schweden und Finnland angestellt werden. Auch soll nicht der Frage nachgegangen werden, ob die derzeitigen Bestimmungen mit den Bestimmungen der Stromrichtlinie zu vereinbaren sind. Dies wäre Aufgabe eines eigenen Papiers. Anstelle dessen sollen einige dieser Maßnahmen nurmehr genannt werden, um derart das Bild der Stromwirtschaft in den drei betrachteten Ländern abzurunden. In *Norwegen* können hier etwa folgende Maßnahmen aufgeführt werden (vgl. auch IEA 1998: 31–37; 91–106):

Die Netzbetreiber sind gesetzlich zur Durchführung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz verpflichtet. Zur Finanzierung dieser Aktivitäten darf ein Zuschlag von 0,002 NOK/kWh zum Netztarif erhoben werden.⁹⁸ Ferner gibt es seit dem 1. August 1994 zwölf regionale soge-

⁹⁷ Der Vollständigkeit halber sei ferner erwähnt, daß Transportunternehmen in allen drei Ländern zusätzlich einer Anschlußpflicht unterliegen, die durch mehr oder weniger weit definierte Investitionspflichten der selben Unternehmen ergänzt wird. Offenkundig sind dies Ausprägungen des Common-Carrier-Status der Netzbetreiber: Nur wenn diese in irgendeiner Form verpflichtet werden, Kunden auch an das Netz anzuschließen, machen Nichtdiskriminierungs- und Tarifierungsvorschriften für den Stromtransport Sinn.

⁹⁸ Die Versorgungsunternehmen verwendeten diese Mittel zunächst hauptsächlich für Werbung und Marketing, bis die Regulierungsbehörde NVE schließlich auf eine konsequentere Zweckbindung drang. Es sei auch darauf hingewiesen, daß diese aktuelle norwegische Politik, die im wesentlichen auf eine stärkere Information der Energieverbraucher über effizientere Energiverwendung setzt, eine Abkehr von der früheren Politik der direkten Subventionierung von zentralen und dezentralen Demand-Side-Management markiert. Die International Energy Agency (IEA 1998: 33) führt diesen Politik-

nannte Energieeffizienzcentren, die unter Beteiligung der Versorgungsunternehmen betrieben werden. Deren Aufgabe ist grundsätzlich die Information über Möglichkeiten zur effizienten Stromverwendung (Barzantny und Menges 1997a: 50).

Unter dem Gesichtspunkt der Maßnahmen im gemeinwirtschaftlichen Interesse muß für den Fall Norwegens ferner auf die weiterlaufende Unterstützung der energieintensiven Industrien durch politisch ausgehandelte Preise verwiesen werden (siehe dazu oben).

In *Schweden* lassen sich als Maßnahmen im gesamtwirtschaftlichen Interesse anführen (vgl. auch IEA 1996: 29–32; 87–102):

Der Gesetzgeber sichert die Existenz kleiner Elektrizitätsproduzenten.⁹⁹ So sind die oben erwähnten konzessionierten Anbieter verpflichtet, Strom von diesen kleinen Produzenten zu erwerben. Hierdurch werden diese Produzenten von den konzessionierten Anbietern bzw. deren Kunden subventioniert. Darüber hinaus erhalten sie Erleichterungen bezüglich des Netztarifs (Ministry of Industry and Commerce 1997: 19 f.). Betreiber von Wind-, Sonnenenergie- und Biomasseanlagen werden vom Staat zusätzlich direkt subventioniert.

Die Netztarife in den lokalen und regionalen Netzen sollen unabhängig von der Entfernung sein, insbesondere sollen keine Unterschiede zwischen Stadt und Land bestehen; geographische Differenzierungen zwischen Kunden derselben Kategorie sind nicht zulässig. Nutek strebt die Zusammenführung von Konzessionsgebieten an, mit dem geoffenbarten Ziel, hierdurch die Bedingungen für Effizienz im Stromtransport zu verbessern (Ministry of Industry and Commerce 1997: 20 f.). Tatsächlich sollen hierdurch aber wohl auch — oder vornehmlich — die Quersubventionierungen zugunsten der ländlichen Stromnachfrager gesichert werden.

Direkte sonstige Maßnahmen im gemeinwirtschaftlichen Interesse in *Finnland* sind den Unternehmen nicht auferlegt worden, wenn von (offensichtlich quantitativ recht unbedeutenden) Investitionssubventionen

wechsel auf die Tatsache zurück, daß sich die bisherige norwegischen Politik weitgehend in der Erzielung von Mitnahmeeffekten auswirkte.

⁹⁹ Dies sind insbesondere kleine Wasserkraftwerke sowie Windkraftanlagen mit einer maximalen Leistung $\leq 1\,500$ kW. Diese Anlagen machen weniger als 1 vH der Gesamterzeugung Schwedens aus (Ministry of Industry and Commerce 1997: 19).

oder Steuererleichterungen für den Einsatz heimischer Energien abgesehen wird (Eurelectric 1995: 13/21–22).

Für alle drei Länder Norwegen, Schweden und Finnland läßt sich darüber hinaus der Umstand anführen, daß es zur Sicherung der Versorgung derjenigen Kunden, die ihren Anbieter nicht selber wählen sollen oder können, in jedem Gebiet einen Anbieter gibt, der Pflicht hat, alle Kunden, die dies wünschen, zu beliefern (Ministry of Trade and Industry 1994; Ministry of Industry and Commerce 1997: 25; Ministry of Petroleum and Energy 1996: 42).

IV. Erste Reformergebnisse

In Norwegen setzten die Reformen des Strommarktes bereits 1991 ein, also bereits vier Jahre vor den Reformen in Schweden und Finnland. Es werden daher im folgenden insbesondere die Entwicklungen in Norwegen nach der Reform dargestellt, da über Reformergebnisse in den anderen beiden Ländern noch relativ wenig Informationen vorliegen. Von besonderer Bedeutung für die Effizienz im Stromsektor sind die Entwicklungen auf dem Großhandelsmarkt, determinieren diese doch wesentlich die Höhe der (Motivations- und Koordinierungs-)Transaktionskosten, die bei der (horizontalen) Koordinierung des Einsatzes der verschiedenen Kraftwerke in einem Elektrizitätssystem anfallen. Auf die mengenmäßigen Tendenzen auf diesen Märkten wird daher zuerst eingegangen und insbesondere gefragt, in welche Richtung sich die via Nord Pool bzw. El-Ex gehandelten Strommengen bewegen und ob sich bei den Teilnehmerzahlen an diesen organisierten Märkten wesentliche Änderungen seit Beginn der Reformen ergeben haben. Im Anschluß werden einige preisliche Tendenzen zunächst auf den Großhandelsmärkten und anschließend auf den Einzelhandelsmärkten skizziert.

Erklärtes Ziel der skandinavischen Elektrizitätsmarktreformen war eine Erhöhung der Effizienz in der Stromversorgung. Das Ausmaß der Effizienz wird maßgeblich durch die Entwicklungen der Kostenseite von Stromerzeugung und Transport bestimmt. Daher wird in diesem Kapitel auch kurz auf die Entwicklungen bei den Investitionen und bei den Mitarbeiterzahlen eingegangen, und es wird der Frage nachgegangen, ob in diesem Bereich bereits Veränderungen auf der Unternehmensebene zu beobachten sind. Schließlich werden einige Aspekte der Marktstrukturentwicklung betrachtet, also mögliche Konzentrations- oder Dekonzentrationstendenzen in den drei betrachteten Ländern untersucht. Das Kapitel schließt mit einem Überblick über die wesentlichen Reformergebnisse, die sich zum heutigen Zeitpunkt erkennen lassen.

A. Entwicklung der organisierten Märkte

Das Volumen des an den organisierten Märkten gehandelten Stroms entwickelt sich seit Beginn der Reformen steil nach oben. So stieg das via

Tabelle 10 — Handelsvolumen an der norwegischen Strombörse 1993–1997(ab 1996 Nord Pool)

Umsatz in TWh	1993	1994	1995	1996	1997
Tagesmarkt	10,2	14,8	20,0	40,6	44
Terminmarkt	2,4	7,1	15,5	42,6	54
Regulierungsmarkt	5,6	6,1	5,5	5,9	- ^a

^a Der Regulierungsmarkt wird seit 1997 von Statnett organisiert.

Quelle: Ministry of Industry and Energy (1994); Nord Pool (1997b; 1998a).

Nord Pool gehandelte Gesamtvolumen (ohne Regulierungsmarkt) von 12,6 TWh in 1993 auf 35,5 TWh in 1995, sprunghaft in 1996 auf 83,2 TWh in 1996 und lag in 1997 bei insgesamt 98 TWh (vgl. Tabelle 10). Der sprunghafte Anstieg in 1996 ist vornehmlich auf die Öffnung des schwedischen Marktes und seine Einbeziehung in das Nord-Pool-System zurückzuführen. Spiegelbildlich zu diesem Anstieg wuchs der Anteil des organisierten Handels am gesamten Stromumsatz in Norwegen und Schweden: Er betrug in 1993: 12 vH und stieg bis 1995 auf 34 vH (nur Norwegen). 1996, dem ersten Jahr nach der Einbeziehung Schwedens lag er bei rund 35 vH und stieg in 1997 auf 38 vH.¹⁰⁰

Eine ähnliche Aufwärtsentwicklung ist bei der Zahl der Teilnehmer zu vermelden. Während in 1995 die Gesamtzahl der Teilnehmer¹⁰¹ noch 98 (Nord Pool 1997b) betrug, stieg diese in 1996 sprunghaft an, um dann am 1. Januar 1997: 148 zu betragen. Im Laufe des Jahres 1997 stieg die Zahl der Teilnehmer weiter auf 199 (Nord Pool 1998a) und beträgt derzeit (31. August 1998) 226.¹⁰²

¹⁰⁰ Jeweils bezogen auf den Nettoverbrauch. (Statistik Sentralbyrå 1997; Nordel 1998; eigene Berechnungen). Nach wie vor überwiegt also der unorganisierte Terminhandel, was Midttun (1997: 112 f.) vermutlich zutreffend folgendermaßen erklärt: „Bilateral trade allows greater flexibility of contracts than the unorganised markets, which operate with standardised contracts in bilateral trade. Actors may thus design load-management regimes over short- or long-term horizons ranging up to ten years or more, where they can tailor contracts to the needs and interests of the two actors involved“.

¹⁰¹ Dies sind sowohl direkte Teilnehmer, Broker als auch sogenannte *clearing customer*, die ihre Käufe und Verkäufe durch Broker abwickeln lassen.

¹⁰² Vgl. Nord Pool (1998d). Interessanterweise trat in 1997 auch ein erstes (britisches) Unternehmen in den Kreis der Mitspieler, das auf dem Terminkontraktmarkt handelt (Nord Pool 1998a), ohne ein einziges Kraftwerk oder eine sonstige Anlage der Stromwirtschaft in Schweden, Finnland oder Norwegen zu besitzen. Mittlerweile

Von Bedeutung ist, daß der Handel via bilateraler Verträge offenkundig Druck auf Nord Pool ausübt, seine Regeln und angebotenen Produkte ständig weiter zu entwickeln. Zu nennen ist hier zunächst der oben bereits erwähnte Umstand, daß Nord Pool im April 1997 begann, den Teilnehmern an bilateralen Kontrakten die Dienstleistung der Abrechnung dieser Verträge anzubieten (clearing), was für einen erheblichen Teil des Teilnehmerzuwachses in 1997 verantwortlich war (Nord Pool 1998a). Weiter ist zu erwähnen, daß Nord Pool mittlerweile (in einer Umkehr der anfänglichen Politik) begonnen hat, den Terminkontraktmarkt um finanziell zu erfüllende und standardisierte Terminverträge zu ergänzen.¹⁰³ Nord Pool agiert insofern auch als Marktplatz für in diesem Fall standardisierte OTC(Freiverkehrsgeschäfte)-Geschäfte.¹⁰⁴ Zusätzlich sah sich Nord Pool gezwungen, sowohl die eigenen Transaktionspreise zu senken als auch die Handelszeiten zu verlängern. Diese Entwicklungen verdeutlichen den Wettbewerb zwischen Nord Pool und bilateralen Verträgen als alternative Koordinierungsinstitution.

Die *finnische Börse* El-Ex hatte am 1. Juli 1997: 46 Mitglieder¹⁰⁵, von diesen kamen zwei aus Norwegen und elf aus Schweden. Eine bedeutende neuere Entwicklung im skandinavischen Strommarkt ist die Zusammenarbeit der beiden Strombörsen El-Ex und Nord Pool. Wie bereits oben erwähnt, begann diese Intensivierung zu Beginn des Jahres 1998 damit, daß die finnische Börse die Produkte der norwegisch-schwedischen Börse auf dem finnischen Markt anzubieten begann.¹⁰⁶ Bemerkenswert aber ist ins-

(31. August 1998) ist die Zahl der Mitspieler auf 226 angestiegen, wovon 155 aus Norwegen, 45 aus Schweden, 21 aus Finnland, 3 aus Dänemark und 2 aus Großbritannien stammen (Nord Pool 1998d).

¹⁰³ Diese haben vor allem den Vorteil, daß im Gegensatz zu den Terminkontrakten kein Einschub (margin) an den Marktbetreiber, also Nord Pool, zu leisten ist. Damit sinken die entsprechenden Transaktionskosten.

¹⁰⁴ Nord Pool bietet mittlerweile als zusätzliches Produkt an, als Clearingstelle für bilaterale, nicht standardisierte OTC-Terminverträge zu fungieren, die nicht via Nord Pool gehandelt wurden. Heute werden rund 60–80 vH des OTC gehandelten Volumens via Nord Pool abgerechnet.

¹⁰⁵ Der Handel an der Börse begann am 16. August 1996.

¹⁰⁶ Es ist ferner für 1999 beabsichtigt, daß auch der Westteil Dänemarks (Jütland und Fünen) zu einer eigenständigen Preisregion von Nord Pool werden soll (Nord Pool 1998b), Nord Pool also Preisregionen für alle vier kontinentaleuropäischen Staaten bil-

besondere, daß die engere Zusammenarbeit auch deshalb forciert wurde, da die bisher nur in Finnland bestehende Möglichkeit, Stundenverträge bis kurz vor dem Lieferzeitpunkt zu handeln, auf den gesamten nordischen Markt ausgeweitet werden sollte.

Es ist beabsichtigt, diesen dann „Elbas“ (in begrifflicher Ergänzung zu „Elsport“ und „Eltermin“) genannten Markt als gemeinsamen Marktplatz für individuellen Ausgleichshandel zu nutzen, der die von den Netzbetreibern zu organisierenden Ausgleichstransaktionen zumindest potentiell weitgehend ersetzen vermag (Nord Pool 1998c). Somit kann die (zumindest zeitweise geltende) Koexistenz zweier skandinavischer Strombörsen als Wettbewerbsprozeß interpretiert werden, bei der sich zwar die größere (Nord Pool) insofern durchgesetzt hat, als die kleinere (El-Ex) mittlerweile den Handel mit einigen Produkten eingestellt hat, auf der anderen Seite aber die größere Institution (Nord Pool) gezwungen wird, offenkundig effiziente und innovative Produkte in seinen eigenes Produktsortiment aufzunehmen, namentlich den kontinuierlichen Handel mit Stundenverträgen. Und über diese Handelsmöglichkeit wird darüber hinaus Wettbewerbsdruck auf die Netzbetreiber ausgeübt, den von ihnen jeweils organisierten Ausgleichshandel effizient abzuwickeln.

B. Preisentwicklung

1. Norwegen

In einem System, das wie das norwegische fast vollständig auf Wasserkraft basiert, sind relativ große Preisschwankungen von einem Jahr auf das andere möglich und auch tatsächlich zu beobachten. Bestimmende Faktoren sind insbesondere die Menge des Niederschlages sowie die Temperaturen: Hoher Niederschlag und mildes Wetter führen zu niedrigen, geringer Niederschlag und tiefe Temperaturen zu hohen Preisen.

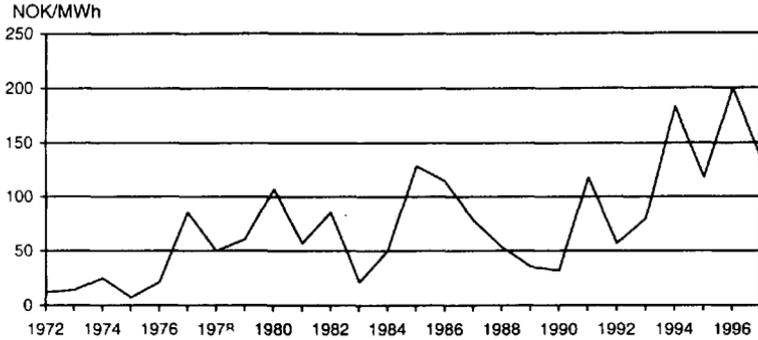
den wird. Ob der Ostteil Dänemarks an dieser Entwicklung teilhaben wird, ist derzeit nicht absehbar.

Zunächst soll die Preisentwicklung auf den organisierten Märkten betrachtet werden, die im wesentlichen Großhandelsfunktionen erfüllen.¹⁰⁷ Im Anschluß wird auf die Entwicklungen bei den Einzelhandelspreisen eingegangen werden.

Abgesehen von einem relativ starken Preisanstieg in 1991 war der durchschnittliche Preis am Tagesmarkt in den ersten Jahren nach der Reform in 1992 und 1993 relativ niedrig (vgl. Abbildung 6). Dies findet seine Begründung zumindest teilweise in überdurchschnittlichen Wasserzuflüssen und milden Temperaturen während dieser Jahre; Midttun (1997: 98) interpretiert das niedrige Preisniveau während der Jahre 1992 und 1993 zusätzlich als partiell wettbewerbsbedingt: „Even though the Norwegian market as a whole is far from perfectly competitive, competition in the wholesale market has been sufficient to force prices in the market system as a whole down to levels in 1991–1993 where some of the generators experienced insufficient revenues to cover their large up-front investment costs“. Bei einer derartigen Interpretation ist allerdings zu beachten, daß der durchschnittliche Preis am Tagesmarkt nicht erst mit dem Beginn der Reformen, sondern bereits seit Mitte der achtziger Jahre gefallen war.

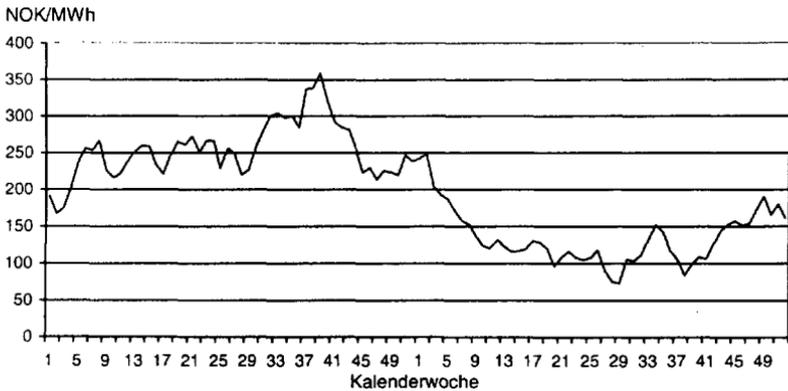
¹⁰⁷ Die Betrachtung konzentriert sich auf den Tagesmarkt. Die Preisentwicklung auf dem Terminkontraktmarkt und auf dem Regulierungsmarkt weist einen ähnlichen Verlauf auf. Allerdings sind die Preisvariationen auf dem Terminkontraktmarkt kleiner (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 49). Zu den nichtorganisierten Märkten liegen nur wenige Informationen vor.

Abbildung 6 — Jahresdurchschnittliche Preise am norwegischen Tagesmarkt (ab 1996 Nord Pool) (NOK/MWh)



Quelle: Ministry of Petroleum and Energy (1996: 47); Nord Pool (1998a).

Abbildung 7 — Wochendurchschnittliche Systempreise am Tagesmarkt von Nord Pool (NOK/MWh)



Quelle: Nordel (<http://www.nordel.org/eng/4/40/eng.pdf>).

Im Winter 1993/1994 schließlich erfuhr der Preis am Tagesmarkt einen rasanten Anstieg. Er sank zwar in 1995 wieder beachtlich, befand sich je-

doch auch während der folgenden Jahre 1995 und 1996 gegenüber der Zeit vor 1994 auf einem hohen Niveau.¹⁰⁸

In 1996 verschlechterten sich die klimatischen Bedingungen erheblich (Abbildung 7)¹⁰⁹; so mußte Norwegen im Sommer 1996 dieses Jahres auch Strom aus Dänemark, Schweden und teilweise Finnland und Rußland importieren. Jedoch konnten trotz dieser Importe während der Lastspitzen verschiedene Male einige Nachfrager nicht bedient werden. Dies schlägt sich in den hohen Tagesmarktpreisen in 1996 wieder, die in 1997 insgesamt wieder auf ein niedrigeres Niveau gesunken sind. Mit 104,9 TWh war die Erzeugung so gering wie seit 1987 nicht mehr (der Konsum betrug 113,9 TWh) (Nord Pool 1997a), der Preis am Tagesmarkt schwankte dabei zwischen 4 und 40 Øre/kWh (Nikkanen und Baentsch 1997: 82).

Die Entwicklung auf den nichtorganisierten Großhandelsmärkten war bis 1994 durch leicht sinkende Preise gekennzeichnet. Midttun (1997: 100) schätzt, daß von 1991 bis 1993 die Preise auf diesen Märkten um 9 bis 14 vH zurückgingen. 1994 allerdings erfolgte auch auf diesen Märkten ein Preisanstieg.

Betrachtet man die Elektrizitätspreise für Endkunden, so läßt sich zunächst festhalten, daß die Schwerindustrie bereits in der Vergangenheit Elektrizität zu günstigen, politisch ausgehandelten Konditionen beziehen konnte; daher waren Reformauswirkungen in Form von Preissenkungen in erster Linie bezüglich der kleineren Verbraucher wie etwa Haushalte oder kleinere Wirtschaftsunternehmen zu erwarten. Die Betrachtung wird sich daher auf die Entwicklung der Preise für diese Kundengruppen konzentrieren.¹¹⁰

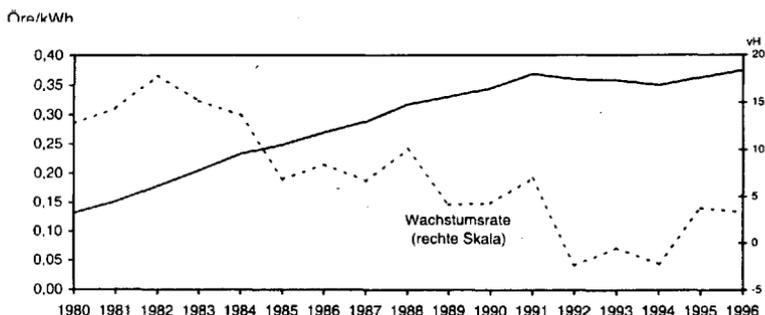
Bezüglich der Preisentwicklung für die angesprochenen Konsumentengruppen als Aggregate, Haushalte und kleinere und mittlere Unternehmen,

¹⁰⁸ Die Stromerzeugung erreichte in 1995 mit 123 TWh eine Rekordhöhe. Das hohe Preisniveau kann auf die aufgrund wirtschaftlicher Erholung anziehende inländische sowie auf verstärkte ausländische Nachfrage zurückgeführt werden (Ministry of Petroleum and Energy 1996: 48). Ergänzend erwähnt Midttun (1997: 98) strategisches Verhalten der Erzeugern als Ursache des Preisanstiegs.

¹⁰⁹ Die Niederschläge waren ungewöhnlich gering, in einigen Regionen betrug der Niederschlag nur 50 vH des durchschnittlichen; ferner war es das kälteste Jahr seit 1987.

¹¹⁰ Reformergebnisse wirken allerdings auch auf die Schwerindustrie, denn diese bezieht ein Teil ihres Stromes über den freien Markt.

Abbildung 8 — Jahresdurchschnittliche Strompreise (exkl. Steuern) für Haushalte in Norwegen (in vH)



Quelle: IEA (1990; 1997).

läßt sich feststellen, daß die Preise seit Beginn der Reformen trotz der anziehenden Großhandelspreise im Durchschnitt relativ stabil geblieben und zeitweise auch gesunken sind, während sie — für die Haushalte — etwa in den Jahren 1980–1990 noch jährlich um durchschnittlich 10 vH stiegen (vgl. Abbildung 8).

Zwar wurden die steigenden Großhandelspreise seit 1993 zumindest teilweise auf die Endverbraucher überwälzt, jedoch konnte die dadurch bedingte Erhöhung des Energieanteils am Strompreis durch eine entsprechende Senkung der Übertragungskosten ausgeglichen werden (vgl. Tabelle 11).¹¹¹ Für die Veränderung der Übertragungstarife von 1993 bis 1996 ergibt sich daraus für die Haushalte ein Rückgang um 13 vH, für die kleinere Industrie ein Rückgang um 16 vH und für die mittlere Industrie ein Rückgang um 11 vH.

Im folgenden soll kurz die Frage beleuchtet werden, in welchem Ausmaß die beiden Kundengruppen Haushalte und kleinere Unternehmen die Möglichkeiten des reformierten Marktes, den Stromlieferanten zu wechseln,

¹¹¹ Addiert man beide, erhält man den Strompreis (ohne Steuern). Es ergeben sich dabei leichte Differenzen zu den Angaben in Abbildung 2; dies ist aber nahezu unvermeidlich, wenn man die Vielzahl der verschiedenen Preise bedenkt, die die Haushalte bei unterschiedlichen Lieferanten zu bezahlen haben

Tabelle 11 — Preisbestandteile für Haushalte und kleinere und mittlere Unternehmen in Norwegen 1993–1996 (in Øre/kWh)

	1993	1994	1995	1996
Energieanteil (Haushalte)	15,2	15,4	17,9	17,8
Energieanteil (Unternehmen)	13,6	12,6	15,7	-
Übertragungskosten (Haushalte)	20,2	18,6	18,2	17,6
Übertragungskosten (kleinere Unternehmen)	17,7	16	16	14,8
Übertragungskosten (mittlere Unternehmen)	12,5	11,6	11,6	11,1

Quelle: Midttun (1997: 103).

nutzten und inwiefern sie dadurch ihre Position in Form geringere Preise verbessern konnten.

Die hohen Transaktionskosten des Anbieterwechsels oder des Direktbezuges von Nord Pool haben die Kategorie der Haushaltskunden zunächst von Anbieterwechseln abgehalten, während große Teile der kleineren Wirtschaftsunternehmen die Veränderungen schon in den ersten Jahren sowohl via Lieferantenwechsel als auch durch eine Neuverhandlung ihrer Verträge mit den alten Versorgern zu nutzen wußten (vgl. Tabelle 12).

Danach erzielten die Unternehmen als Aggregat erhebliche Senkungen ihrer Bezugspreise vor allem in 1993. Die Haushalte hingegen konnten erst 1994 überhaupt nennenswerte Gewinne erzielen. Neuverhandlungen spielten dabei für die Haushalte eine wesentlich größere Rolle als ein Lieferantenwechsel. Dies hängt damit zusammen, daß viele Anbieter den Haushalten mittlerweile anbieten, ihren Strom indirekt vom organisierten Terminmarkt zu beziehen. Dabei wird eine Verwaltungsgebühr von zwei bis drei Øre/kWh erhoben; ansonsten wird im Rahmen dieser standardisierten Endverkaufsverträge zu den laufenden Preisen des Tagesmarktes abgerechnet. Es haben aber auch einige Haushaltsgemeinschaften und wenige einzelne Haushalte ihre Verträge direkt neuverhandelt (Midttun 1997: 102; Ministry of Petroleum and Energy 1996: 44). Eine potentielle Verbesserung der Verhandlungsposition der Haushalte ergab sich 1995, als die Regulierungsbehörde NVE es ihnen ermöglichte, auf sogenannte Lastprofilen¹¹² zu kau-

¹¹² Unter Lastprofilen sind stilisierte Lastganglinien (Nachfrageverläufe im Zeitablauf) zu verstehen. Die Verwendung von Lastprofilen erlaubt die Beibehaltung zeitgleicher Strommengenmessungen und kann die Meßkosten erheblich senken. Diesen Kostensenkungen steht allerdings entgegen, daß den Nachfragern, die auf Lastprofilen kaufen, die tatsächlichen Grenzkosten ihrer Nachfrage nicht exakt berechnet werden können und insofern die Anreize zur effizienten Verwendung von Strom gemildert werden.

Tabelle 12 — Neuverhandlung von Verträgen und Einsparungen in Norwegen 1993 und 1994

	1993	1994
Haushalte, die ihre Verträge neu ausgehandelt oder den Lieferanten gewechselt haben, in vH	1,1	6
Einsparungen durch Neuverhandlungen (vH)	0	7
Einsparungen durch Lieferantenwechsel (vH)	0	2
Unternehmen, die ihre Verträge neu ausgehandelt oder den Lieferanten gewechselt haben, in vH	42,0	49,3
Einsparungen durch Neuverhandlungen (vH)	18	1
Einsparungen durch Lieferantenwechsel (vH)	25	8

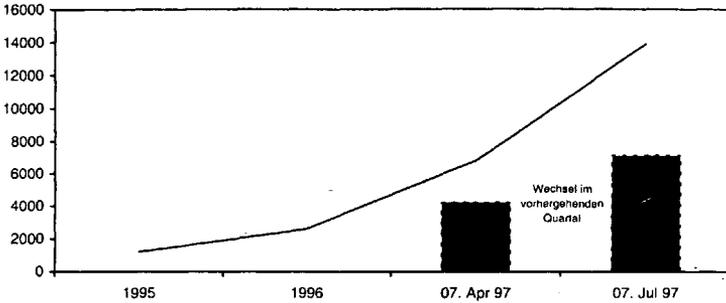
Quelle: Midttun (1997: 102).

fen, was die Transaktionskosten der wettbewerblichen Akquirierung von Strommengen erheblich reduziert.

Reagierten die Haushalte also zunächst zögerlich auf die neuen Möglichkeiten im Elektrizitätssektor, so deuten jüngere Entwicklungen nach dem Urteil der NVE darauf hin, daß auch in diesem Marktsegment der direkte Wettbewerb der Stromunternehmen in Zukunft an Bedeutung gewinnt. Grundlage dieser Einschätzung ist die steigende Zahl von Haushalten, die in 1997 ihren alten Gebietsversorger verlassen haben (vgl. Abbildung 1). Im ersten Vierteljahr (bis 7. April) waren es 4 200, im zweiten Vierteljahr (bis 7. Juli) 7 100, was eine Steigerung von 68 vH anzeigt. Damit hatten bis Mitte 1997: 13 900 Haushalte den Lieferanten gewechselt; 81 vH dieser Haushalte trafen ihre Entscheidung im letzten Quartal. Die norwegische Regulierungsbehörde kommentiert diese Entwicklung mit den Worten: „The figures clearly indicate that the market for household customers is taking off“ (NVE 1998a). Dabei gilt es allerdings zu bedenken, daß die meisten Haushalte nach wie vor Kunden ihres traditionellen Lieferanten sind. 99,3 vH der Kunden werden bislang vom ehemaligen Gebietsversorger beliefert (NVE 1998a).

Der Anstieg der Zahl der Kunden, die ihren Lieferanten gewechselt haben, kann abgesehen von der bereits erwähnten Möglichkeit des Bezugs von Strom über Lastkurvenabrechnung durch die erleichternden Maßnahmen erklärt werden, die ab 1997 einen quartalsweisen Wechsel des Lieferanten ohne Kosten ermöglichten. Ab 1998 ist es schließlich möglich, den Lieferanten wöchentlich zu wechseln, ohne daß dadurch (dem Kunden) irgendwelche Kosten entstehen. Hierzu genügt ein Anruf des Kunden beim

Abbildung 9 — Zahl der Haushalte in Norwegen, die ihren Lieferanten gewechselt haben



Quelle: NVE (1998a).

neuen Lieferanten. Zur Erhöhung der Markttransparenz ermittelt und veröffentlicht die Wettbewerbsbehörde laufend die aktuellen Strompreise.¹¹³

Über die Entwicklungen in Schweden und Finnland liegen wesentlich weniger Informationen vor als über die Geschehnisse in Norwegen. Die Ereignisse in Schweden und Finnland werden daher im folgenden nur äußerst rudimentär behandelt.

¹¹³ Zu diesem Zweck reicht die Behörde die Preislisten bei den Zeitungen ein. Eine solche Übersicht vom vierten September 1997 ist in Nandrup (1997: Anlage 4) wiedergegeben. Die Preise in dieser Übersicht variieren (für einen Verbrauch von 20 000 kWh) zwischen 26,90 und 32,70 Øre/kWh.

2. Schweden

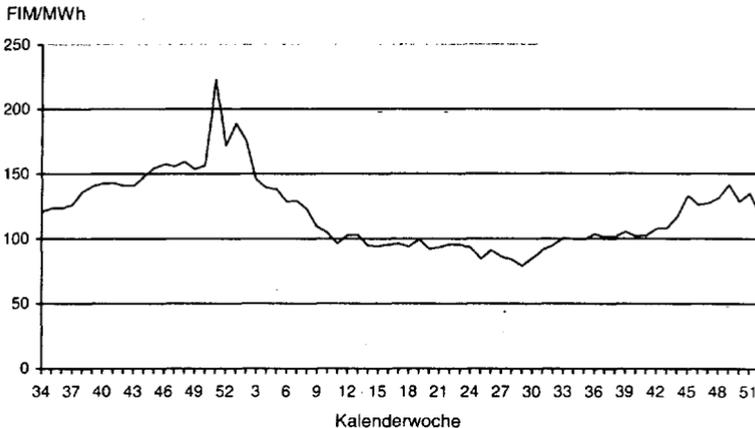
Für die organisierten Strommärkte gilt für den Fall Schwedens das bereits über Norwegen gesagte, da der organisierte Stromhandel beider Länder via Nord Pool abgewickelt wird. Schweden bildet zwar eine eigene Preisregion innerhalb des nordischen Marktes, jedoch unterscheiden sich die verschiedenen Gebietspreise nur unwesentlich und entwickeln sich insbesondere stets in die gleiche Richtung.

Betrachtet man das Geschehen auf den nichtorganisierten Märkten, so wurden während des ersten Jahres der Reform die Verträge über 25 vH des auf diesen Märkten (auf der Großhandelsmarktebene) gehandelten Stroms neuverhandelt. Die meisten dieser mit der Industrie und den lokalen Stromversorgern ausgehandelten Verträge legen geringere Preise fest als die vorausgegangenen Verträge; einige Industrien konnten eine Preisminderung von 20 vH erzielen.

Für die kleineren Endverbraucher konnten zunächst keine bedeutenden Preisminderungen erzielt werden. In 1996 stiegen die Preise für diese Konsumenten, abhängig vom jeweiligen Erzeuger, nominal zwischen 0,1 und 3,1 vH (IEA 1997). Der durchschnittliche Preis ohne Steuern stieg von 44,9 Öre/kWh in 1995 auf 48,3 Öre/kWh im Reformjahr 1996 und betrug im zweiten Quartal 1997 48,8 Öre/kWh (IEA 1997).

3. Finnland

Abbildung 10 — Durchschnittliche Preise am El-Ex Spotmarkt 1996–1997 (FIM/MWh)



Quelle: Nordel (<http://www.nordel.org/eng/4/40/eng.pdf>).

Der durchschnittliche Preis am Stundenmarkt der finnischen Strombörse El-Ex¹¹⁴ befand sich zu Beginn des Handels im August 1996 zunächst bei etwa 120 FIM/MWh und stieg bis Mitte Dezember des Jahres auf etwa 150 FIM/MWh. Gegen Ende 1996 befindet sich der Preis dann auf einem höheren Niveau und erreicht Spitzen bis 250 FIM/MWh; Mitte Januar fällt der Preis wieder und erreicht Mitte Februar ein Niveau von etwa 100 FIM/MWh, bei dem er sich bis Ende Mai desselben Jahres hält. Über die weitere Entwicklung liegen keine Informationen vor. Nach Informationen der Finergy¹¹⁵ hat sich in diesem Zeitraum, vom Beginn der Reformen bis zum Ende des ersten Quartals 1997, der Preis für die Endkundengruppen

¹¹⁴ Es handelt sich hierbei um den Durchschnitt über 24 Stunden, das heißt sowohl Nacht- als auch Tagstunden. Der Preis in den Tagstunden ist immer — und bisweilen erheblich — höher als der Preis zu Nachtstunden. Bei den Preisspitzen Ende 1996 betrug der Preis für Tagstunden bisweilen über 300 FIM/MWh, während er für Nachtstunden etwa 160 FIM/MWh betrug (El-Ex 1997).

¹¹⁵ Persönliche Kommunikation mit H. Viheriävaara (Finergy) 3. April 1998.

Tabelle 13 — Beschäftigte im Stromsektor in Norwegen 1990–1996

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Mitarbeiter	19 396	19 119	19 254	19 946	19 731	19 454	19 331

Quelle: Statistik Sentralbyrå (1998b).

Haushalte und kleinere und mittlere Wirtschaftsunternehmen in diesem Zeitraum im Durchschnitt kaum geändert.

Die Bereitschaft, die Verbindung mit dem alten Gebietsversorger aufzukündigen, ist unter Unternehmen in Finnland offenbar vorhanden. Nur 37 vH aller finnischen Unternehmen kaufen ihren Strom noch unter den Bedingungen ihrer Verträge vor der Reform. Eine Umfrage unter diesen Unternehmen ergab, daß zwar nur etwa 5 vH unter ihnen entschlossen sind, ihren Lieferanten bald zu wechseln, jedoch denken über 40 vH über einen solchen Wechsel nach. Nur etwa 25 vH sind sich sicher, daß sie keinen Wechsel vornehmen werden.¹¹⁶

C. Investitionen und Mitarbeiterzahlen

In Großbritannien kam es nach Beginn der Reformen des Strommarktes recht schnell zu einer erheblichen Reduktion der Mitarbeiterzahlen in den meisten auf diesem Markt agierenden Unternehmen.¹¹⁷ Dies läßt sich für Norwegen zumindest für die ersten Jahre nicht feststellen (vgl. Tabelle 13).¹¹⁸ Dabei finden allerdings innerhalb der Unternehmen Personalumstrukturierungen statt, indem z.B. in den Bereichen Kundenbetreuung und -beratung sowie Stromvertrieb und Börsenhandel mehr Mitarbeiter beschäftigt werden als vor der Reform (von Altenbockum 1998).

¹¹⁶ Die übrigen geben an, daß sie sich noch keine Meinung über einen möglichen Wechsel gebildet haben. Die Unterschiede in den Antworten zwischen Verbrauchern über und unter 500 kW sind im übrigen nur gering (Persönliche Kommunikation mit H. Viheriävaara (Finergy) 3. April 1998).

¹¹⁷ Die Mitarbeiterzahl des ehemaligen Monopolerzeugers und -transporteurs CEGB im Übertragungsnetz lag in 1989/1994 bei 47 000. Bis März 1994 war die Mitarbeiterzahl der Nachfolgeunternehmen auf 25 000 gesunken (MacKerron 1994), ohne daß sich dieses in einer nennenswerten Änderung des Outputs niedergeschlagen hätte. Newbery (1998) berichtet hiermit in Übereinstimmung von einer Verdopplung der Arbeitsproduktivität der CEGB Nachfolgeunternehmen im Zeitraum 1990–1995.

¹¹⁸ Uns liegen die Mitarbeiterzahlen bis 1995 vor.

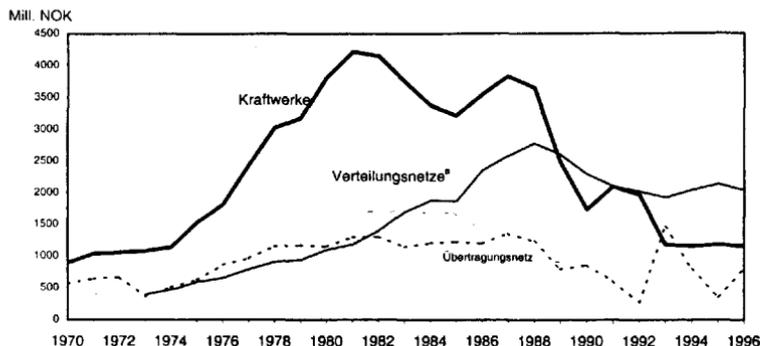
Es liegt jedoch anekdotische Evidenz vor, die als erstes Indiz für weitere Entwicklungen interpretiert werden kann; so reduzierte etwa Oslo Energi, das drittgrößte Erzeugungs- und größte Verteilerunternehmen Norwegens, seine Mitarbeiterzahl von 2 000 im Jahr 1990 auf 1 500 im Jahr 1992 (Barzantny und Menges 1997a: 56 f.).

Ein Vergleich mit Schweden zeigt hier, daß in Schweden der Abbau von Stellen nicht von einer solchen Personalumstrukturierung aufgefangen wird, sondern ein Personalabbau bereits im Gange ist; so fand Lundberg (1998) zufolge in der Folge der Reformen in 1996 ein Personalabbau von 30 vH in der Stromwirtschaft statt, wodurch die Entwicklung in Schweden derjenigen in Großbritannien ähnelt.

Einen ähnlichen — vorsichtigen — Schluß erlaubt die Betrachtung der Investitionsaktivitäten im norwegischen Elektrizitätssektor in den letzten Jahren (vgl. Abbildung 11). Deutlich wird ein genereller Rückgang der Investitionsausgaben, wobei die Entwicklung im Bereich der Erzeugungsanlagen am ausgeprägtesten ist. Zwei Erklärungen bieten sich an. (i) Die Wachstumsraten des Stromverbrauchs sind (vgl. Kapitel I) in den letzten Jahren zurückgegangen, so daß allein diese Entwicklung als Erklärung dienen kann. (ii) Die Investitionsaktivitäten richten sich stärker als in der Vergangenheit an Effizienzkriterien aus; die Ausnutzung bestehender Anlagen wird im Gefolge der Reformen optimiert, die Kosten des Zubaus reduziert. Zu einem derartigen Schluß kommt beispielsweise die International Energy Agency (IEA 1997: 83). Sie deutet den Rückgang der Investitionen als Erfolg der Reformen: „The reform has affected investments in generation and in the transmission system in the last five years. Achieving one of its objectives, escalation in the construction of generating capacity has been curtailed. Grid owners analyse investments in new grids more carefully, and NVE's regulation has driven down transmission costs“.

Vergleichbare Zahlenreihen für Schweden und Finnland liegen nicht vor.

Abbildung 11 — Entwicklung der Investitionen in Norwegen (in Mill. NOK)



* bis 1973 in den Werten für Übertragungsanlagen enthalten.

Quelle: Statistik Sentralbyrå (1997; 1998b).

D. Marktstrukturentwicklung

1. Unternehmenskonzentration

a) *Norwegen*

Die große Zahl der Verteilerunternehmen in Norwegen (über 200) wird von den meisten Beobachtern als Effizienzhindernis betrachtet (vgl. z.B. Holtan und Wangensteen 1995: 85; Barzantny und Menges 1997a: 57; NVE 1998a). Die möglichen Effizienzgewinne durch Unternehmenszusammenschlüsse, die daher in diesem Bereich vermutet werden, konnten jedoch bisher nicht realisiert werden, da solche Zusammenschlüsse bisher kaum stattfanden. Neben anderen Gründen¹¹⁹ sieht die NVE dies im bis 1997 praktizierten Regulierungsmodell (Renditeregulierung, vgl. oben S. 49) begründet: „(...) when every network company is guaranteed full cost recovery, including a regulated return on capital invested, why should the network owner try to reduce costs by merging?“ (Gasto 1997). Daher hofft

¹¹⁹ Die NVE verweist jedoch nur auf die Existenz solcher Gründe; sie gibt nicht Kenntnis von deren Gestalt.

die Regulierungsbehörde nun, daß durch das neue Regulierungssystem Zusammenschlüsse ermuntert werden, da es in diesem System den zusammengehenden Unternehmen fortan gestattet ist, ihr erlaubtes Einkommen als Summe der bisherigen erlaubten Einzeleinkommen zu berechnen, was den Gewinn im Falle realisierter Größenvorteile erhöhen würde. Jedenfalls gibt sich die Behörde zuversichtlich: „NVE already sees signs in the industry of network companies wanting to merge“ (Grasto 1997). Inwieweit solche Größenvorteile der Unternehmensintegration in einem System des offenen Netzzugangs allerdings überhaupt zu erwarten sind, muß an dieser Stelle offen bleiben.

b) Schweden

Schwedische Elektrizitätsunternehmen entfalteten im Anschluß an die Reform im Vergleich mit den norwegischen eine wesentlich größere Marktaktivität.

Die schwedischen Reformen wurden nach wesentlich längerer Vorbereitungszeit realisiert als die norwegischen. Dies schuf nach Ansicht Midttuns (1997) für die großen schwedischen Unternehmen die Gelegenheit, sich durch Erweiterung ihres Aktionsradius auf die neuen Umstände einzustellen.

Viele dieser relativ großen und vertikal integrierten Unternehmen haben kommunale Versorgerunternehmen aufgekauft und auf diese Weise ihr Aktionsfeld erweitert.¹²⁰ Die Nutek schätzt, daß mittlerweile schon 40 vH des gehandelten Elektrizitätsvolumens von der Erzeugung bis zum Endverbrauch von diesen großen Produzenten geliefert wird (Energy Economist 1997).

Einer der bedeutenderen Zusammenschlüsse im schwedischen Elektrizitätssektor war 1993 das Zusammengehen zwischen dem zweitgrößten Pro-

¹²⁰ Nutek (1996b: 22 f.) nennt drei Gründe, aus denen die zahlreiche Kommunen beschließen, ihre Versorgerunternehmen zu verkaufen: Erstens seien viele dieser Unternehmen einfach zu klein, um auf einem Wettbewerbsmarkt zu bestehen und erfolgreich mit den großen Anbietern zu verhandeln, zweitens zwingt oftmals die angespannte Haushaltslage der Kommunen zu diesem Schritt und drittens befänden manche Verantwortliche, daß es nicht zu den Aufgabenbereichen der Kommunen gehören könne, auf Wettbewerbsmärkten erfolgreich zu agieren.

duzenten Sydkraft und dem damals fünftgrößten Produzenten Båkab.¹²¹ Gleichzeitig erweiterte Sydkraft in erheblichem Umfang seine Verteileraktivitäten durch die Übernahme des fünftgrößten Verteilerunternehmens Malmö Energi (Midttun 1997: 120).¹²² Neben diesen Übernahmen, die auf eine Expansion in die Verteilung zielten, erwarb Sydkraft auch 20 vH der Anteile an Graninge, dem sechstgrößten Produzenten.

Bereits 1992 fusionierten der damals sechstgrößte Produzent Gullspång Kraft und der siebentgrößte Produzent Uddeholm. Gullspång Kraft verdoppelte auf diesem Wege seine Erzeugungskapazität und avancierte zum viertgrößten Produzenten auf dem schwedischen Markt. Ebenso stieg das Unternehmen, welches zuvor nur in geringem Umfang im Verteilersektor gewirkt hatte, durch die Übernahme der Verteilernetze von Stora Kraft¹²³ und eines weiteren kleineren Verteilerunternehmens zum viertgrößten Verteilerunternehmen auf¹²⁴ (Midttun 1997: 120 f.).

Als eine weitere Entwicklung läßt sich das Engagement von Unternehmen aus anderen (nord-)europäischen Ländern im schwedischen Markt sowie auf der anderen Seite die Aktivität schwedischer Unternehmen jenseits des schwedischen Marktes feststellen. Den bedeutendsten Umfang hatten hierbei erneut die Bemühungen um Sydkraft.

Hier engagierte sich neben dem deutschen Unternehmen PreussenElektra, das 1996: 27 vH der Stimmen und 18 vH der Kapitalanteile erwarb¹²⁵, auch das norwegische Staatsunternehmen Statkraft. Statkraft hält nun 15 vH der Kapitalanteile, nachdem es im August 1996 zu seinen bereits bestehenden 5 vH nochmals 10 vH vom französischen Unternehmen EDF hinzugekauft hatte (Nutek 1996b: 21).

¹²¹ Sydkraft vergrößerte auf diesem Wege seine Wasserkraft-Kapazität um 40 vH. Der schwedische Erzeugungssektor ist im Vergleich mit Norwegen und Finnland relativ konzentriert. Amundsen et al. (1998: 7) berechnen für 1994 einen Herfindahl-Index von 0,33 gegenüber 0,1 für Norwegen (1992) und 0,16 für Finnland

¹²² Sydkraft ist auch das zweitgrößte Verteilerunternehmen Schwedens.

¹²³ Stora Kraft ist der fünftgrößte Produzent auf dem schwedischen Markt.

¹²⁴ Dies war das Unternehmen Hälsingekraft, vormalis das elftgrößte Verteilerunternehmen.

¹²⁵ PreussenElektra kaufte in 1996 ferner 12,4 vH der Stimmen von Graninge, wo Sydkraft selbst direkt 20 vH der Anteile hält (Nutek 1996b: 21).

50,1 vH des viertgrößten schwedischen Produzenten Gullspång befinden sich seit 196 im Besitz der finnischen IVO. Vattenfall sah sich daraufhin veranlaßt, dort ebenfalls mit etwa 10 vH einzusteigen, da es auf diese Weise eine Übernahme von Gullspång verhindern konnte (Midttun 1997: 124 f.).

Auf der anderen Seite versuchte Vattenfall im finnischen Verteilersektor Fuß zu fassen und konnte den drittgrößten finnischen Verteiler Hämeen Sähkö Oy mit 150 000 Kunden übernehmen. Daneben besitzt Vattenfall ein kleineres finnisches Verteilerunternehmen. Ferner wurde das Unternehmen in Norwegen und Dänemark aktiv (Nutek 1996b: 21; Midttun 1997: 127).

V. Fazit: Wesentliche Reformelemente der skandinavischen Reformen und die Unterschiede zur deutschen Energierechtsnovelle

Zum Schluß dieses Beitrags sollen die wesentlichen Reformelemente in den drei skandinavischen Staaten zusammengefaßt und diese mit einigen in der deutschen Energierechtsnovelle vorgesehenen Änderungen des Elektrizitätswirtschaftlichen Ordnungsrahmens verglichen werden.¹²⁶ Aufgabe ist jedoch nicht die Beurteilung der skandinavischen Reformen hinsichtlich einer etwaigen Superiorität gegenüber dem deutschen Ansatz. Dies würde den Rahmen und die Zielsetzung dieses Beitrags sprengen. Der folgende Vergleich soll dem Leser eher eine Hilfestellung bei der eigenen Einordnung der jeweiligen Reformkonzeptionen geben.

In allen drei Ländern ist der Bau von Anlagen für die Stromerzeugung weitgehend liberalisiert worden. Genehmigungen sind nicht mehr davon abhängig zu machen, daß die zu errichtenden Anlagen im energiewirtschaftlichen Interesse liegen. Insofern ist die Stromerzeugung anderen Wirtschaftsbereichen gleichgestellt worden. Dieses entspricht den diesbezüglichen Bestimmungen der deutschen Energierechtsnovelle

Im Bereich des Stromtransports via bestehender Transportanlagen ist in allen drei Ländern ein Common-Carrier-System eingeführt worden, was es allen Stromanbietern erlaubt, Stromlieferungen diskriminierungsfrei über fremde Übertragungs- und Verteilungsanlagen abzuwickeln. Auf der Nachfrageseite bestehen in Norwegen und Finnland keinerlei Einschränkungen des Kreises zugelassener Kunden, während in Schweden noch bis 1999 kleinere Kunden keine Möglichkeit zum Abschluß von Direktverträgen mit konkurrierenden Stromanbietern haben. Ab 1999 werden in ganz Norwegen, Schweden und Finnland alle Stromnachfrager das Recht zum Abschluß derartiger Direktverträge besitzen. Dies entspricht dann diesbezüglich dem im Grundsatz in der deutschen Energierechtsnovelle gewählten Ansatz, der ebenfalls keine rechtlich fixierten Restriktionen des Kreises zu-

¹²⁶ Die folgenden Ausführungen basieren hinsichtlich der Darstellung der deutschen Energierechtsnovelle und der EU-Stromrichtlinie auf Kumkar (1998a: 30–32).

gelassener Kunden kennt. Allerdings sind die Netzzugangsrechte in Deutschland gesetzlich nach dem Prinzip des individuell verhandelten Netzzugangs anstelle eines Common-Carrier-Systems ausgestaltet. Ob die derzeitige Verbändevereinbarung (oder deren projektierte Weiterentwicklung) ähnlich dem skandinavischen Common-Carrier-Modell eine diskriminierungsfreie Netznutzung durch Dritte gewährleistet, ist in diesem Beitrag nicht abschließend zu beurteilen. Zweifel sind aber zumindest beim derzeitigen Text der Verbändevereinbarung angebracht, auch weil die Transportunternehmen nach der Energierechtsnovelle keinerlei Pflicht zum Ausbau ihrer Anlagen unterliegen und sie nach wie vor ein prioritäres Eigennutzungsrecht besitzen. Insofern besitzen deutsche Transportunternehmen eher die Handhabe, fremde Netznutzungen zu ver- oder behindern, als dies den skandinavischen Transportunternehmen möglich ist.

Bezüglich der Netznutzungspreise ist festzuhalten, daß in allen drei Ländern sogenannte Punkttarife gelten. Einspeisungs- und Entnahmevorgänge werden diesbezüglich als isolierte Vorgänge betrachtet und separat bepreist. Die hierfür geltenden Preise sind regional differenziert und werden ex ante publiziert. „Durchleitungspreise“ ergeben sich nicht direkt und schon gar nicht via individueller Verhandlungen mit den Netzunternehmen, sondern können erst durch Addition der jeweils geltenden (weitgehend ex ante tarifierten) Einspeisungs- und Entnahmepreise ermittelt werden. Demgegenüber steht in Deutschland grundsätzlich das Prinzip des verhandelten Netzzugangs, das bilateral ausgehandelte Netznutzungspreise für spezifische Durchleitungen vorsieht, die also nicht ex ante publiziert werden. Ob dieses Prinzip des verhandelten Netzzugangs, das bislang alleine durch die Verbändevereinbarung konkretisiert wird, in Zukunft in Richtung einer stärkeren öffentlichen Regulierung wie in den skandinavischen Ländern tendiert, muß derzeit als offen gelten. Es muß derzeit auch als offen gelten, ob eine Entwicklung hin zu Punkttarifen auch in Deutschland stattfinden wird. Gesetzlich ist diesbezüglich keine Vorschrift fixiert.

Von den Netznutzungspreisen weitgehend unabhängig werden die Preise für Stromhandelstransaktionen ermittelt. Dabei ist in der Gesamtheit der drei Länder mittlerweile eine Vielzahl an institutionellen Ausgestaltungen des Stromhandels entstanden, die primär in organisierte Strommärkte und bilateral verhandelte Lieferverträge unterschieden werden können. Bei den organisierten Strommärkten ist der Termin- und Terminkontrakthandel mit allen seinen Ausprägungen und Produktdifferenzierungen vom sehr kurzfristig angelegten Ausgleichshandel, der in allen Ländern vom Systembe-

treiber organisiert wird, abzugrenzen. Insgesamt ist festzuhalten, daß der Stromhandel sowohl mit physischer als auch mit finanzieller Erfüllung in allen drei Ländern weitgehend liberalisiert ist und der institutionelle Wettbewerb zwischen den alternativen Stromhandelsinstitutionen bereits markante Entwicklungen hin zu einer stärkeren Nutzerorientierung mit sich gebracht zu haben scheint. In Deutschland hingegen sind zu den institutionellen Ausgestaltungen des Stromhandels rechtlich bisher keinerlei Maßnahmen festgelegt worden. Der Text der Energierechtsnovelle äußert sich zu diesem Punkt nicht. Eine Entwicklung hin zu einem differenzierten Bild der Handelsinstitutionen à la Skandinavien ist damit — anders als derzeit in England und Wales — in Deutschland nicht ausgeschlossen. Viel wird davon abhängen, ob und in welcher Form das im Grundsatz auch für Deutschland geltende Nichtdiskriminierungsprinzip im Bereich der Netznutzung durchgesetzt wird.

Im Bereich der Regulierung kann generell festgehalten werden, daß mittlerweile in allen drei Ländern sektorspezifische und unabhängige Regulierer etabliert worden sind und daß — ebenfalls in allen drei Ländern — sowohl Maßnahmen der strukturellen als auch der funktionellen Entflechtung ergriffen worden sind, um die Regulierung der Transportunternehmen zu erleichtern. Dabei ist vor allem erwähnenswert, daß jeweils nur ein nationaler Betreiber des Hoch- und Höchstspannungsnetzes ernannt worden ist und dieser von den Aktivitäten des Stromhandels und der Stromerzeugung weitgehend strukturell separiert worden ist. Auf den nachgelagerten Ebenen des Stromtransports, das heißt im Bereich der regionalen und lokalen Netze wird hingegen allein auf Maßnahmen der funktionellen Entflechtung gesetzt. Die deutsche Energierechtsnovelle hingegen kennt weder die Schaffung sektorspezifischer Regulierungsinstitutionen noch Maßnahmen der strukturellen Regulierung, also etwa die Herauslösung unabhängiger Transportunternehmen aus den integrierten Stromunternehmen.

Literaturverzeichnis

- Aftenposten* (1998). Finsk privatisering. 29. April.
- Altenbockum, J., v. (1998). Wenn es in Norwegen schneit, fallen die Strompreise. *Frankfurter Allgemeine Zeitung* 5. Januar: 14.
- Amundsen, E.S., B. Andersson und L. Bergman (1998). Competition and Prices on the Emerging Nordic Electricity Market. Working Papers in Economics 0298. Department of Economics, University of Bergen.
- Barzantny, K., und R. Menges (1997a). *Liberalisierung der Strommärkte in Skandinavien und ihre Auswirkungen*. Kiel.
- Barzantny, K., und R. Menges (1997b). Die Liberalisierung der Strommärkte in Norwegen und Schweden. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (1): 39–56.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft) (1996). *Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik im Jahre 1995: Statistischer Jahresbericht des Referats Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft*. Frankfurt am Main.
- Bolle, F. (1990). *Wettbewerb und Kooperation in der Elektrizitätswirtschaft: neuere Entwicklungen in den USA*. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 39. München.
- El-Ex (Electricity-Exchange) (1997). <http://www.el-ex.fi/> vom 2. Oktober.
- Energy Economist* (1997). 194/31.
- Eurelectric (Verband der europäischen Versorgungsunternehmen) (1995). Services of General Economic Interest in the Electricity Sector. Juni 1995. In Eurelectric (Hrsg.), *Position Papers 1995. Volume 1 — Internal Electricity Market*. Brüssel.
- Finergy (Finnish Energy Industries Federation) (1997). Finnish Electricity Association (Sener), *Electricity in Finland*. Helsinki.
- Fingrid (1998a). Cooperation in the Nordic Power Market Intensified: Fingrid Purchased EL-EX Electricity Exchange. Pressemitteilung vom 13. Januar.
- Fingrid (1998b): <http://www.fingrid.fi/eng/briefly/index.html> 3/11/98.
- Grasto, K. (1997). Incentive-based Regulation of Electricity Monopolies in Norway, Noregs Vassdrags og Energieadministrasjon (Hrsg.), <http://www.nve.no/english/regulation/paperonregulation.doc>
- Grohnhit, P.E. (1997). The Nordic Electricity Market and the Danish Supply Industry. *European Network Energy Economics Research Bulletin* 21: 1–20.
- Hamrin, J., und J. Moen (1996). Regulation and Competition without Privatization: Norway's Experience. *The Electricity Journal* 9 (2): 37–45.

- Holtan, J.A., und J. Wangensteen (1995). The Reform of the Norwegian Power Industry. *Revue de l'Energie* 46 (465): 84–92.
- Hope, E. (1996). Energiemärkte und Wettbewerbspolitik. In J. Kruse und O.G. Mayer (Hrsg.), *Aktuelle Probleme der Wettbewerbs- und Wirtschaftspolitik*. Baden-Baden.
- IEA (International Energy Agency) (lfd. Jgg.). *Energy Statistics of OECD Countries*. Paris.
- IEA (International Energy Agency) (1990;1997): *Energy Prices and Taxes, 2nd Quarter*. Paris.
- IEA (International Energy Agency) (1996). *Energy Policies of IEA countries — Sweden 1995 Review*. Paris.
- IEA (International Energy Agency) (1998). *Energy Policies of IEA countries — Norway 1997 Review*. Paris.
- Klass, M.W., und M.A. Salinger (1995). Do New Theories of Vertical Foreclosure Provide Sound Guidance for Consent Agreements in Vertical Merger Cases? *Antitrust Bulletin (Fall)*: 667–698.
- Klopper, T. (1997). *Koordination in Elektrizitätsversorgungssystemen insbesondere durch organisierte Großhandelsmärkte für Strom*. Idstein.
- Klopper, T., und W. Schulz (1993). *Märkte für Strom: Internationale Erfahrungen und Übertragbarkeit auf Deutschland*. München.
- König, R., und F. Bolle (1996). Die neuseeländische Elektrizitätswirtschaft auf ihren Weg in den Wettbewerb. Diskussionspapier 69. Europa-Universität Viadrina, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Frankfurt (Oder).
- Krawinkel, H., und L. Mez (1996). Die dänische Energiepolitik an der Schwelle des 21. Jahrhunderts. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 20 (4): 337–345.
- Kumkar, L. (1994). Die Umstrukturierung des Elektrizitätssektors in Großbritannien. *Die Weltwirtschaft* (1): 93–112.
- Kumkar, L. (1996). Wettbewerb im Stromsektor der USA — I: Re-Regulierung der Großhandelsebene. Kieler Arbeitspapiere 738. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (1997). Die U.S.-Elektrizitätswirtschaft im Umbruch: Regulierung und Wettbewerb in Kalifornien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 21 (2): 93–121.
- Kumkar, L. (1998a). Die deutsche Energierechtsnovelle aus ökonomischer Sicht — Über Alleinabnehmer, zugelassene Kunden und Vorrangregeln für einzelne Energieträger. *Zeitschrift für neues Energierecht* 2 (1): 26–39.
- Kumkar, L. (1998b). Privatwirtschaftliche Koordinierungsstrukturen in vertikal strukturierten Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomik. Kieler Arbeitspapiere 873. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.

- Kumkar, L. (1998c). Regulierung vertikal strukturierter Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomik. Kieler Arbeitspapiere 874. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L., und A. Neu (1997). *Nach beschlossener Marktöffnung auch Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft. Status quo und Perspektiven in Deutschland und Europa*. Kieler Sonderpublikation. Kiel.
- Lundberg, G. (1998). Deregulierung des schwedischen Elektrizitätsmarktes. *Elektrizitätswirtschaft* 97 (3): 13.
- MacKerron, G. (1995). Regulation and the Economic Outcomes of Electricity Privatisation in England and Wales. *Revue de l'Energie* 46 (465): 77–83.
- Midttun, A. (1996a). Strategic Challenges and Institutional Patterns: Nordic Heavy Industry's in Market-oriented Electricity Reform. *Scandinavian Economic History Review* 44 (3): 244–264.
- Midttun, A. (1996b). Electricity Liberalization Policies in Norway and Sweden. *Energy Policy* 24 (1): 53–65.
- Midttun, A. (1997). The Norwegian, Swedish and Finnish Reforms. In A. Midttun (Hrsg.), *European Electricity Systems in Transition: A Comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe*. Oxford.
- Midttun, A., und J. Summerton (1998). Loyalty or Competition? A Comparative Analysis of Norwegian and Swedish Electricity Distributors' Adaption to Market Reform. *Energy Policy* 26 (2): 143–158.
- Ministry of Industry and Commerce (1997). *The New Swedish Electricity Market. A Summary of the Reform*. Stockholm.
- Ministry of Industry and Energy (1994). *The Energy Sector and Water Resources in Norway: Fact Sheet*. Oslo.
- Ministry of Petroleum and Energy (1996). *The Energy Sector and Water Resources in Norway: Fact Sheet*. Oslo.
- Ministry of Trade and Industry (1994). *The Government Bill for an Electricity Market Act*. Helsinki.
- Ministry of Trade and Industry (1997). Annual Report 1996. Helsinki.
- Närings- och Handelsdepartementet (1997). *Regerings proposition 1996/97:84: En uthållig energiförsörjning*. Stockholm (englische Kurzfassung als: Summary of Government Bill 1996/97:84: A Sustainable Energy Supply. Stockholm)
- Nandrup, F. (1997). Strommarkt Norwegen – Kampf um den Kunden. Vortrag gehalten auf dem 4. VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke)–Symposium für Wirtschaftsjournalisten, 3.–5. November 1995. Frankfurt am Main.
- Newbery, D.M. (1998). Freer Electricity Markets in the UK: A Progress Report. *Energy Policy* 26 (10): 743–749.

- Nikkanen, M., und F. Baentsch (1997). Elektrizitätsübertragung im Hochspannungsnetz in Norwegen, Schweden und Finnland. *VIK-Mitteilungen* (4): 81–84.
- Nordel (1998). *Annual Statistics 1997*. Helsinki.
- Nord Pool (1997a). *Interim Report for the period 1 January–31 August 1997*. Oslo
- Nord Pool (1997b). *Annual Report 1996*. Oslo.
- Nord Pool (1997c). Den Nordiske Elbørsen: Informasjonsbulletin fra Nord Pool ASA Nr. 7 (http://www.NordPool.no/menu4/elbors/797/m7_138.htm) 15. Dezember.
- Nord Pool (1998a). *Annual Report 1997*. Oslo.
- Nord Pool (1998b). Den Nordiske Elbørsen: Informasjonsbulletin fra Nord Pool ASA Nr. 3 (http://www.NordPool.no/menu4/elbors/498/elb_3_98.htm) 27. April.
- Nord Pool (1998c). Den Nordiske Elbørsen: Informasjonsbulletin fra Nord Pool ASA Nr. 4 (http://www.NordPool.no/menu4/elbors/498/elb_4_98.htm) 24. Juni.
- Nord Pool (1998d). Organisation and Products: The Participants (http://193.69.80.139/menu/ml_7.htm)
- Nutek (Närings- och Teknikutvecklingsverket) (1996a). *Energy in Sweden 1996*. Stockholm.
- Nutek (Närings- och Teknikutvecklingsverket) (1996b). *Swedish Electricity Market 1996*. Stockholm.
- NVE (Noregs Vassdrags og Energieadministrasjon) (1997). The Development of Third Party Access in the Norwegian Power Market. Oslo.
- NVE (Noregs Vassdrags og Energieadministrasjon) (1998a). Market Survey 1997. http://www.nve.no/english/market/market_survey_1997.htm
- NVE (Noregs Vassdrags og Energieadministrasjon) (1998b). *Financial and Technical Reporting*. <http://webben.nve.no/english/reporting/>
- NZZ (Neue Zürcher Zeitung)* (1997). Gebündelte Energieunternehmen in Finnland — Neste und IVO unter einem Holding-Dach. 17. Dezember.
- Petsala, B. (1995). The Reform of the Swedish Electricity Market. *Revue de l'Energie* 46 (465): 93–101.
- Primeaux, W.J. (1986). *Direct Utility Competition. The Natural Monopoly Myth*. New York.
- Reiffen, D., und A.N. Kleit (1990). Terminal Railroad Revisited: Foreclosure of an Essential Facility or Simple Horizontal Monopoly? *The Journal of Law and Economics* 33 (2): 419–438.
- Richter, R. (1996). *Die Neue Institutionenökonomik des Marktes*. Lectiones Jenenses, Heft 5. Max-Planck-Institut zur Erforschung von Wirtschaftssystemen, Jena.

- Riddington, S. (1997). Definition and Role of the Future System Operator: Operational Aspects (Special Report for Session 1, Sub-Sessions 1.1-1.2). CIGRE Symposium 8-10 June 1997 Tours. Paris.
- SMK (Sähkömarkkinakeskus) (1997). *Electricity Market Opening up – Electricity Market Authority on the Watch*. Helsinki.
- Statistik Sentralbyrå (1997). *Elektrisitetsstatistikk 1995*. Oslo-Kongsvinger.
- Statistik Sentralbyrå (1998a). <http://www.ssb.no/www-open/maandshefte/sm103211n.shtml>
- Statistik Sentralbyrå (1998b). *Statistik Årsbok 1998*. <http://www.ssb.no/www-open/aarbook/tab/T1008003.shtml>
- Sulamaa, P. (1997a). Deregulated Electricity Markets. An Ex Ante Analysis of the Finnish Market. Working Papers 23. Helsinki School of Economics and Business Administration, Department of Economics, Helsinki.
- Sulamaa, P. (1997b). *Electricity Trade in Deregulated Nordic Markets – A Numerical Analysis with a Two-region Model*. Helsinki.
- Tiusanen, P. (1998). Summary of the New Electricity Market in Finland. mimeo.
- Veiderpass, A. (1993). *Swedish Retail Electricity Distribution: A Non-parametric Approach to Efficiency and Productivity Change*. Göteborg.
- Williamson, O.E. (1996). *The Mechanisms of Governance*. New York.
- Wood, A.J., und B.F. Wollenberg (1996). *Power Generation, Operation and Control*. New York.