

Bundesamt für Energie (BFE)

Norwegische Elektrizitätsmarktöffnung: Kostenrechnungs- und Preisbildungsfragen der Netzgesellschaften

Schlussbericht

Jörg Wild

Stephan Vaterlaus

Bern, 29. April 2002

Vorwort des Auftraggebers

Der vorliegende Bericht zeigt, wie sich ab 1992 in Norwegen die Regulierung der Netzpreise entwickelt hat. Norwegen ist nicht direkt mit der Schweiz vergleichbar; mit dem Elektrizitätsmarktgesetz und der Elektrizitätsmarktverordnung wählt unser Land eine eigene massgeschneiderte Ordnung. Einige bewährte Grundsätze aus Norwegen werden jedoch auch bei uns beachtet, wie die schrittweise Marktöffnung, die Einführung von Anreizen zum effizienten Netzbetrieb, die Transparenz der Regulierungsverfahren und der Netzpreise sowie die Kooperation mit der Strombranche. Ermutigend ist, dass in Norwegen im Laufe der Zeit die Versorgungsqualität zugenommen hat, ein Stellenabbau in der Regel ohne Entlassungen erfolgte, die Neubewertung der Netzanlagen zu keinen Veränderungen des Preisniveaus führten und beträchtliche Effizienzgewinne bei den Netzbetreiberinnen erzielt wurden, welche der Allgemeinheit in Form von Preissenkungen oder vermiedenen Preiserhöhungen zu Gute kamen. Im einzelnen werden im vorliegenden Bericht auch Fragen der Kostenrechnung und der Preisfestsetzung behandelt. Die in diesem Bericht enthaltenen Bewertungen müssen nicht in allen Punkten mit jenen des BFE übereinstimmen.

Bundesamt für Energie

Bern, April 2002

Préface du mandant

Le présent rapport retrace les développements survenus depuis 1992 en Norvège dans la régulation des prix du réseau. Ce pays n'est pas directement comparable à la Suisse, qui a choisi avec la loi sur le marché de l'électricité et son ordonnance d'exécution un système adapté à ses spécificités. Nous reprenons toutefois chez nous quelques principes ayant fait leurs preuves en Norvège, comme l'ouverture par étapes du marché, les incitations à une exploitation efficace du réseau, la transparence des procédures de régulation et des prix du réseau, ainsi que la coopération avec la branche de l'électricité. A ce propos, l'amélioration qualitative de l'approvisionnement en Norvège ne peut que réjouir. En outre, les suppressions d'emplois se sont généralement faites sans licenciement, la réévaluation des installations du réseau n'a pas modifié le niveau des prix et d'importants gains en efficacité ont été enregistrés parmi les exploitants du réseau, gains qui se sont traduits pour le public par une non-augmentation des prix, voire même leur réduction. Le présent rapport entre également dans le détail des questions de calcul des coûts et de fixation des prix. Les appréciations portées par le présent rapport ne reflètent cependant pas nécessairement en tous points la position de l'OFEN.

Office fédéral de l'énergie

Berne, avril 2002

Inhaltsverzeichnis

Vorwort des Auftraggebers	i
Inhaltsverzeichnis	iii
Executive Summary	v
Résumé	ix
1 Ausgangslage und Aufgabenstellung	1
1.1 Ausgangslage und Ziel der Untersuchung	1
1.2 Grundsätzliche Überlegungen	2
1.2.1 Kostenorientierte und anreizorientierte Regulierung	2
1.2.2 Zusammenhang zwischen Kostenermittlung und Regulierungsverfahren	3
2 Strommarktöffnung in Norwegen	4
2.1 Rechtlicher und institutioneller Rahmen.....	4
2.1.1 Behördenorganisation und Zuständigkeiten	4
2.1.2 Gesetzliche Grundlagen	6
2.2 Struktur der norwegischen Elektrizitätswirtschaft.....	7
2.3 Phasen der Marktöffnung	9
2.3.1 Kostenorientierte Regulierung (1992 – 1996).....	10
2.3.2 Erste Phase mit anreizorientierter Regulierung (1997 – 2001).....	10
2.3.3 Zweite Phase mit anreizorientierter Regulierung (seit 2002)	11
2.4 Auswirkungen der Marktöffnung	12
2.4.1 Angebot und Nachfrage	12
2.4.2 Preisentwicklung.....	13
2.4.3 Versorgungsqualität.....	15
2.4.4 Branchenstruktur und Beschäftigung	17
3 Kostenrechnungsfragen	20
3.1 Grundsätze der Rechnungslegung	20
3.1.1 Allgemeine Vorgaben.....	20
3.1.2 Definition und Abgrenzung der Netzkosten	21
3.1.3 Überprüfung der Jahresberichte	24
3.2 Kapitalkosten.....	25
3.2.1 Kapitalbasis	26

3.2.2	Abschreibungen	28
3.2.3	Kapitalverzinsung	28
3.3	Laufende Betriebskosten	30
3.4	Berücksichtigung der Netzverluste	30
4	Preissetzungsfragen	31
4.1	Erlösobergrenze im ersten Jahr einer Regulierungsperiode	31
4.2	Festlegung des Erlöspfades für die Folgejahre	32
4.2.1	Produktivitätsvorgabe	32
4.2.2	Berücksichtigung der Netzqualität.....	34
4.2.3	Berücksichtigung von Nachfrage-, Inflations- und Zinsentwicklung	35
4.2.4	Handhabung zu hoher oder zu niedriger realisierter Erlöse.....	37
4.3	Allgemeine Grundsätze der Preissetzung.....	37
4.4	Sonderfragen.....	38
5	Synthese und Schlussfolgerungen für die Schweiz	40
5.1	Erfolgsfaktoren	40
5.2	Schlussfolgerungen für die Schweiz	43
6	Literatur	44
7	Anhang	46
7.1	Interviews	46
7.2	Berechnung der Betriebs- und Kapitalkosten gemäss EMG und Verordnung vom Oktober 2001	47
7.3	“Electricity network regulations” der NVE.....	49
7.4	Gliederung der Buchhaltung gemäss den Vorgaben der NVE	71
7.4.1	Gewinn- und Verlustrechnung.....	71
7.4.2	Bilanz.....	72

Executive Summary

Die Deregulierung des norwegischen Strommarktes ist ein Erfolg. Dies ist die gemeinsame Einschätzung von Behörden, Elektrizitätswerken und Stromverbrauchern in Norwegen nach über 10 Jahren Erfahrung mit der Marktöffnung. Da der norwegische Elektrizitätssektor dem schweizerischen gut vergleichbar ist – Stichworte: viele kleine Werke, viele Werke im Besitz der Gemeinden, uneinheitliches Rechnungswesen, bedeutende Stromerzeugung aus Wasserkraft –, können aus den Erfahrungen in Norwegen interessante Einsichten im Hinblick auf die geplante Strommarktöffnung in der Schweiz gewonnen werden. Dies ist das Ziel der vorliegenden Untersuchung, die sich mit der Kostenrechnung und Preissetzung der Netzbetreiber befasst.

Eckpfeiler und Phasen der Marktöffnung

Die im Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) für die Schweiz geplante Marktöffnung gleicht in den meisten Bereichen der Deregulierung in Norwegen: Im Rahmen der Marktöffnung fand keine Privatisierung der öffentlichen Werke statt. Ausserdem wurde ein Modell des regulierten Netzzugangs eingeführt, wobei distanzunabhängige Netzpreise (Anschlusspunktmodell) verrechnet werden. Die Netzbetreiber müssen diskriminierungsfreien Zugang zu ihrem Netz gewähren und getrennte Rechnungen für Netze und übrige Bereiche abliefern (buchhalterisches Unbundling). Der Betrieb des Übertragungsnetzes wurde einer einzigen Netzgesellschaft (Statnett) übergeben, die sich als Transmission System Operator betätigt. Im Unterschied zur Schweiz wurde eine einzige sektorspezifische Regulierungsbehörde gegründet. Ausserdem wurde mit Nordpool eine zentrale Börse für den Stromgrosshandel eingerichtet.

Als Hauptziel der Deregulierung wurde die Steigerung der Effizienz der Stromversorgung bei unveränderter Versorgungssicherheit festgelegt. Dieses Ziel wird seit 1992 schrittweise verfolgt. Während der ersten Phase der Deregulierung (1992 – 1996) musste zuerst eine Datenbasis geschaffen werden, die bezüglich der finanziellen und technischen Situation der verschiedenen Netzbetreiber vergleichbar war. Durch eine Beschränkung der zulässigen Kapitalrendite (rate-of-return regulation) wurde es den Netzbetreibern verunmöglicht, Monopolrenten abzuschöpfen.

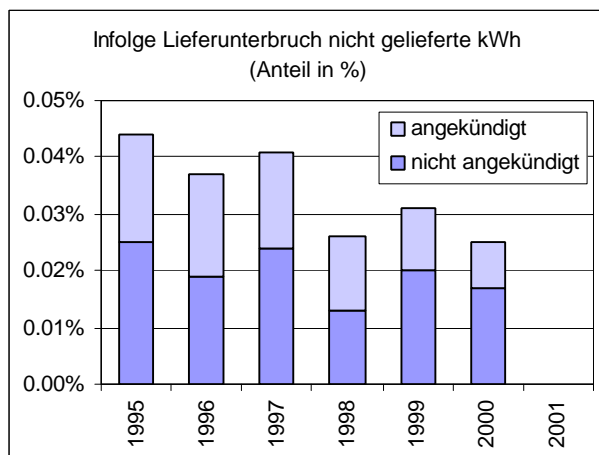
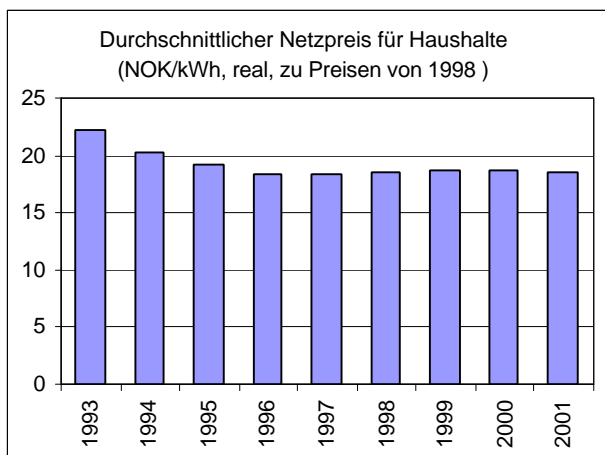
Während der zweiten Phase (1997 – 2001) wurde eine anreizorientierte Regulierung eingeführt, indem für jeden Netzbetreiber – basierend auf seinen historischen Kosten – eine Erlösobergrenze festgesetzt wurde, die während fünf Jahren unabhängig von der individuellen Kostenentwicklung galt (revenue-cap regulation). Durch diese Entkopplung der Erlöse von den Kosten erhielten die Werke einen Anreiz, ihre Produktivität zu steigern. Dieser wurde zusätzlich durch Effizienzvergleiche zwischen den Werken verstärkt. Die Ergebnisse dieses Benchmarking wurden dazu verwendet, den Netzbetreibern individuelle Produktivitätsvorgaben aufzuerlegen.

Dieses System wurde in der dritten Phase (2002 – 2006) um einen Mechanismus ergänzt, mit dessen Hilfe die Erlösobergrenze abhängig vom Niveau der Versorgungsqualität festgesetzt wird. Dadurch sollen die Netzbetreiber zusätzliche Qualitäts- und Investitionsanreize erhalten.

Auswirkungen der Marktöffnung

Seit der Marktöffnung wird Strom in Norwegen an der Börse gehandelt. Der Spotpreis für Strom ist relativ volatil und gibt gute Informationen bezüglich der Knappheit des Stromangebots. Im Normalfall lag er zwischen ca. 2 bis 3 Rp./kWh; bei knappem Angebot – z. B. als Folge von niederschlagsarmen Perioden oder bei sehr kalten Temperaturen – bewegte er sich meist zwischen 5 bis 7 Rp./kWh. Die Entwicklung der Haushaltspreise zeigt, dass die generelle Preisentwicklung am Spotmarkt mit etwas Verzögerung an die Kunden weiter gegeben wird. Seit 1996, als die Pflicht zur stündlichen Verbrauchsmessung für Kunden mit einem neuen Stromlieferanten abgeschafft wurde, nutzen relativ viele Kleinverbraucher die Möglichkeit, ihren Stromanbieter zu wechseln – gegenwärtig etwa 15 Prozent. Vorher war dies faktisch nur für Grossverbraucher möglich. Insgesamt darf der Wettbewerb sowohl bei der Stromerzeugung als auch beim Stromverkauf als gut funktionierend bezeichnet werden.

Die Regulierung der Netzmonopole hat zudem dazu geführt, dass die Netzpreise für Haushaltskunden pro Jahr real ca. 2.3 Prozent gesunken sind. Dabei hat die Versorgungsqualität in den letzten Jahren tendenziell sogar leicht zugenommen. So sank die infolge von Stromunterbrüchen nicht gelieferte Energiemenge zwischen 1995 und 2000 von gut 0.04% auf rund 0.025% der gesamten gelieferten Energiemenge.



Die Investitionen im Elektrizitätssektor befinden sich seit Ende der 1980er Jahre – d.h. bereits vor der Marktöffnung – auf einem relativ niedrigen Niveau, was vor allem durch den starken Rückgang der Investitionen in Kraftwerke (Produktion) erklärt werden kann. Zwischen 1995 und 1999 sank zudem die Beschäftigung in der Elektrizitätswirtschaft um ca. 17 Prozent, wobei der Netzbereich überproportional, die kommerziellen Aktivitäten unterproportional betroffen waren. Der Stellenabbau erfolgte in aller Regel ohne Entlassungen und wurde – durch Ausgliederungen von Aktivitäten – teilweise kompensiert durch neu geschaffene Stellen in anderen Sektoren.

Im Folgenden sind die wichtigsten Erfahrungen bezüglich der Fragen der Kostenrechnung und Preissetzung der Netzbetreiber kurz zusammengefasst.

Kostenrechnung der Netzbetreiber

Da die Elektrizitätswerke vor der Deregulierung – ähnlich wie in der Schweiz – sehr unterschiedliche Buchhaltungsmethoden angewendet hatten, waren die Jahresrechnungen wenig aussagekräftig und nicht miteinander vergleichbar. Besonders die Buchwerte sagten wenig über den ökonomisch relevanten Wert der Netzinfrastruktur aus. Die Regulierungsbehörde erlaubte deshalb bis 1997 den Netzbetreibern, ihre Anlagen basierend auf (rekonstruierten) Anschaffungszeitwerten neu zu bewerten. Die meisten Netzbetreiber machten von dieser Möglichkeit Gebrauch. Die Tatsache, dass dadurch Anlagenteile, die bereits abgeschrieben waren, ein zweites Mal abgeschrieben wurden, nahm man in Kauf, um eine faire Startbasis für alle Netzbetreiber zu schaffen. Im Durchschnitt führte die Neubewertung zu keiner Veränderung des Preisniveaus.

Die Elektrizitätsunternehmen müssen ihre finanzielle und technische Berichterstattung an die Regulierungsbehörde getrennt nach Sparten (Produktion, Übertragung, regionale Verteilnetze, lokale Verteilnetze, Stromverkauf und übrige Aktivitäten) vornehmen. Die Zuteilung ist dabei den Unternehmen überlassen, wobei die Kosten so weit als möglich direkt anzulasten sind und bei Zuteilung der Gemeinkosten transparente und nicht-diskriminierende Zuteilungskriterien anzuwenden sind.

Die Preisregulierung erfolgt auf der Basis von anrechenbaren Kosten. Diese umfassen die Betriebskosten, die kalkulatorischen Kapitalkosten und die Kosten zur Deckung der Netzverluste. Die Betriebskosten werden im wesentlichen aufwandgleich verbucht. Zur Bewertung der Netzverluste werden die Spotmarktpreise verwendet. Die kalkulatorischen Kapitalkosten setzen sich zusammen aus kalkulatorischen Zinskosten und kalkulatorischen Abschreibungen. Die kalkulatorischen Zinskosten werden durch die Verzinsung der Anlagen auf Basis Anschaffungszeitwert mit einem Referenz-Zinssatz ermittelt. Dieser Referenz-Zinssatz setzt sich zusammen aus einem risikolosen Teil (Rendite einer Staatsanleihe) zuzüglich einer Risikoprämie von 2 Prozentpunkten. Die Berechnung der zulässigen Kapitalverzinsung erfolgt unabhängig von den effektiven Zinskosten oder vom Finanzierungsverhältnis. Die kalkulatorischen Abschreibungen werden ebenfalls auf Basis Anschaffungszeitwert durch lineare Abschreibung über vorgegebene kategoriespezifische Zeitspannen ermittelt.

Preisbildung der Netzbetreiber

Seit 1997 werden die Netzpreise reguliert, indem jedem Netzbetreiber eine Erlösobergrenze vorgegeben wird. Diese wird jeweils zu Beginn einer 5-jährigen Regulierungsperiode basierend auf den anrechenbaren Kosten festgelegt. Während der folgenden fünf Jahre ist sie jedoch unabhängig von den realisierten Kosten. Die Veränderungsrate der Erlösobergrenze hängt vielmehr von einer generellen sowie einer individuellen Produktivitätsvorgabe ab. Die generelle Vorgabe sieht für alle Werke eine jährliche Produktivitätssteigerung von 1.5 Prozent vor. Zusätzlich wird eine individuelle Produktivitätsvorgabe festgesetzt, die auf einem Effizienzvergleich der Netzbetreiber mit Hilfe der Data Envelopment Analysis (DEA) beruht. Die individuelle Vorgabe ist umso strenger, je schlechter eine Unternehmung im Leistungsvergleich

abschneidet. Zusätzlich werden Inflation, Nachfrageveränderungen und Zinsschwankungen bei der jährlichen Anpassung der Erlösobergrenze berücksichtigt.

Seit dem Jahr 2002 hängt die Erlösobergrenze zusätzlich davon ab, wie häufig Stromunterbrüche im Netz auftreten. Je weniger (mehr) kWh infolge von Stromunterbrüchen, die länger als drei Minuten dauern, nicht geliefert wird, desto höher (niedriger) wird die Erlösobergrenze für das Folgejahr festgesetzt. Dadurch sollen die Netzbetreiber Anreize erhalten, ihr Netz gut zu unterhalten und genügende Investitionen zu tätigen.

Neben der Festlegung der Erlösobergrenze unterliegen die Netzpreise keinen weiteren Regulierungseinflüssen. Die Netzbetreiber besitzen beträchtliche Freiheiten bezüglich der Gestaltung ihrer Preisstruktur, solange sie die Erlösvorgabe, die global für den gesamten Netzbereich gilt, einhalten. Sie müssen lediglich allgemeine Prinzipien bezüglich Nicht-Diskriminierung einhalten. Kunden, die sich diskriminiert fühlen, können an die Regulierungsbehörde gelangen.

Erfolgsfaktoren

Die Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft wird allgemein als Erfolg betrachtet. Diese Einschätzung wurde auch von all unseren Gesprächspartnern in Norwegen geteilt. Aus unserer Sicht kann der Erfolg vereinfachend auf drei Faktoren zurückgeführt werden.

Erstens wurde die Regulierung der Netzpreise als **schrittweiser Prozess** verstanden. Dadurch wurden vorhersagbare Rahmenbedingungen für alle Beteiligten geschaffen. Die Entwicklung neuer Regeln war aufbauend. Es kam nicht vor, dass wichtige Elemente, die einmal eingeführt worden waren, wieder entfernt werden mussten. Oft wurden jedoch Verfeinerungen vorgenommen.

Als zweiten „key success factor“ betrachten wird den Grundsatz, dass bei allen Regulierungsmassnahmen die Frage der **richtigen Anreize** im Zentrum steht. Im Idealfall sollten Massnahmen so gestaltet sein, dass die regulierten Firmen einen Anreiz haben, die gesellschaftlich bzw. politisch vorgegebenen Ziele zu verfolgen. Dies ermöglicht es, bei vielen Fragen auf detaillierte Regulierungsvorgaben zu verzichten, wodurch die Regulierung vieler Netzbetreiber durch eine schlanke Regulierungsbehörde überhaupt erst möglich wird.

Schliesslich gelang es der Regulierungsbehörde, eine hohe **Akzeptanz bei der Branche** zu schaffen. Die vergleichbare Startbasis durch die Neubewertung der Netzinfrastruktur war dabei ebenso wichtig wie die hohe Transparenz aller Prozesse oder die Tatsache, dass sich die Regulierungsbehörde bei ihren Entscheiden auf Daten abstützt, die von den Unternehmen selbst geliefert werden.

Résumé

La dérégulation du marché norvégien de l'électricité est un succès. Cette opinion est partagée par les pouvoirs publics, les entreprises électriques et les consommateurs norvégiens, qui possèdent une bonne décennie d'expérience en la matière. A ses nombreuses petites centrales, son grand nombre d'entreprises appartenant à des communes, la diversité de ses pratiques comptables et son abondante production hydroélectrique, la situation du secteur norvégien de l'électricité s'apparente à celle de la Suisse. Les expériences réalisées dans ce pays apportent donc un éclairage intéressant sur l'ouverture du marché à l'ordre du jour dans ce pays. C'est précisément d'ailleurs l'objectif de la présente étude, qui traite du calcul des coûts et de la fixation des prix parmi les exploitants de réseaux.

Principaux éléments et phases de l'ouverture du marché

L'ouverture du marché prévue en Suisse par la loi sur le marché de l'électricité (LME) s'apparente, dans la plupart des domaines, à la dérégulation opérée en Norvège: en effet, celle-ci n'impliquait pas la privatisation des entreprises, généralement publiques. Un modèle d'accès réglementé au réseau a été introduit, dans lequel les prix du réseau sont calculés indépendamment de la distance (modèle du point de raccordement). Les exploitants doivent assurer un accès non-discriminatoire à leur réseau et présenter des comptes séparés pour les réseaux et les autres domaines (séparation comptable). Quant à l'exploitation du réseau de transport, elle a été confiée à une société unique (Statnett), qui fait office de gestionnaire du réseau de transport (TSO). A la différence de la Suisse, la Norvège ne possède pas d'autorité de régulation unique pour son secteur électrique. En outre, Nordpool constitue une bourse centrale pour le commerce en gros du courant.

L'objectif déclaré de la dérégulation est d'augmenter l'efficacité de l'approvisionnement en courant, tout en conservant la même sécurité. Cet objectif est poursuivi par étapes depuis 1992. Pendant la première phase (1992 – 1996), une base de données comparative a été créée pour déterminer la situation financière et technique des divers exploitants de réseaux. La limitation du taux de rendement autorisé pour le capital investi a permis d'empêcher les exploitants de se constituer des rentes de monopole.

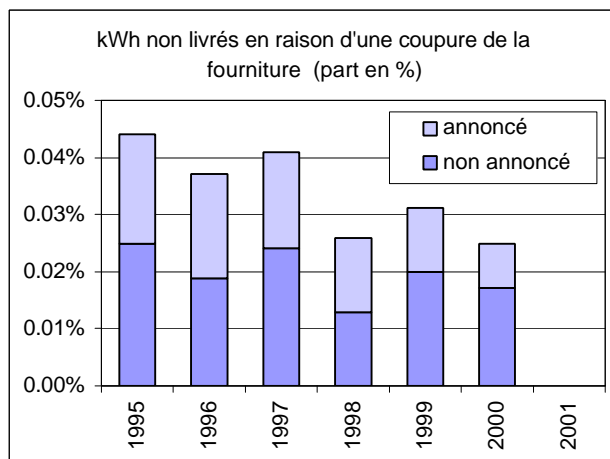
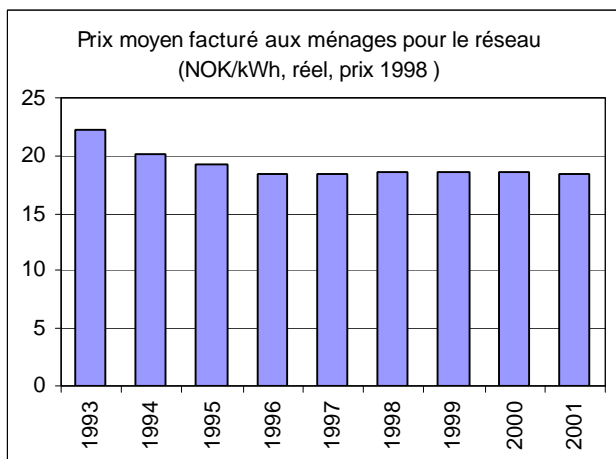
La deuxième phase (1997 – 2001) comportait l'introduction d'une régulation assortie d'incitations pour chaque exploitant de réseau. Un plafond a été fixé pour les revenus, sur la base des coûts historiques, et maintenu pendant cinq ans, indépendamment de l'évolution individuelle des coûts. Grâce à cette dissociation, les entreprises ont été incitées à augmenter leur productivité. L'incitation était d'autant plus forte que des comparaisons d'efficacité ont été faites entre sociétés. Les résultats de ce benchmarking ont servi à imposer aux exploitants de réseaux des objectifs individuels en la matière.

Ce système s’est enrichi dans la troisième phase (2002 – 2006) d’un mécanisme qui permet de fixer le plafond admis pour les revenus en fonction de la qualité de l’approvisionnement. Ainsi les exploitants de réseaux devraient-ils recevoir des incitations supplémentaires au niveau de la qualité et des investissements.

Conséquences de l’ouverture du marché

En Norvège, le courant se négocie en Bourse depuis l’ouverture du marché. Son prix spot relativement volatile traduit fidèlement les situations de pénurie de l’offre. En temps normal, il oscille entre 2 et 3 ct./kWh; en cas de pénurie – p. ex. à la suite de périodes pauvres en précipitations ou de températures très basses – il se situe généralement entre 5 et 7 ct./kWh. La courbe des prix payés par les ménages montre que l’évolution générale des prix sur le marché spot se répercute sur les clients avec un peu de retard. Depuis 1996, où disparaissait l’obligation de mesurer la consommation horaire des clients optant pour un nouveau fournisseur, les petits consommateurs sont relativement nombreux à utiliser la possibilité de changer de fournisseur – env. 15 % l’ont fait. Auparavant, les gros consommateurs étaient pratiquement les seuls à jouir de cette opportunité. On peut donc dire de manière générale que la concurrence fonctionne bien, tant au niveau de la production de courant que pour sa vente.

Dans le domaine du réseau soumis au monopole également, la régulation a permis une baisse des prix réels, pour les clients privés, de l’ordre de 2,3 % par an. Ces dernières années, la qualité de l’approvisionnement s’est même légèrement améliorée dans l’ensemble. En effet, la quantité d’énergie non livrée en raison de coupures de courant est passée, entre 1995 et 2000, de plus de 0,04 % à env. 0,025 % du total.



Les investissements dans le secteur électrique stagnent depuis la fin des années 80 – soit avant même l’ouverture du marché – à un bas niveau, ce qui s’explique surtout par leur fort recul dans les centrales (production). En outre, l’emploi a reculé dans l’industrie électrique d’env. 17 % entre 1995 et 1999; le domaine du réseau est particulièrement touché, alors que les activités commerciales ont relativement peu souffert. Les réductions d’emploi se sont effectuées en règle

générale sans licenciements, et ont eu pour contrepartie, dans d'autres secteurs, la création d'emplois due au détachement d'activités.

Il sera question ci-après des principales expériences faites au niveau du calcul des coûts et de la fixation des prix pratiquée par les exploitants de réseaux.

Calcul des coûts

Etant donné que les entreprises électriques utilisaient jusqu'à la dérégulation – comme en Suisse – des méthodes comptables très différentes, leurs données livraient peu d'informations et interdisaient les comparaisons. En particulier, les données comptables relatives à l'infrastructure du réseau n'avaient pas de valeur significative pour l'économie. L'autorité de régulation a donc autorisé les exploitants jusqu'en 1997 à évaluer une nouvelle fois leurs installations sur la base de la valeur résiduelle d'acquisition recalculée, possibilité à laquelle la plupart des exploitants ont recouru. Il est vrai qu'ainsi, des parties d'installations déjà amorties l'ont été une seconde fois, mais au final, tous les exploitants ont une base de départ équitable. En moyenne, ces réévaluations n'ont pas entraîné de changement du niveau des prix.

Les entreprises électriques doivent distinguer chaque branche (production, transport, réseau régional de distribution, vente de courant et autres activités) dans leurs rapports financiers et techniques destinés à l'autorité de régulation. Bien que libres d'effectuer la répartition comme elles l'entendent, il s'agira pour elles de procéder autant que possible à l'imputation directe des coûts et d'utiliser des critères transparents et non-discriminatoires dans la répartition des coûts communs.

La régulation des prix s'effectue sur la base des coûts imputables. Ceux-ci comprennent les coûts d'exploitation, les frais financiers comptables et les coûts visant à couvrir les pertes de réseau. Les coûts d'exploitation sont comptabilisés pour l'essentiel en fonction des charges. S'agissant de l'évaluation des pertes dues au réseau, les prix du marché spot sont utilisés. Quant aux frais financiers comptables, ils comprennent d'une part des frais d'intérêt, et d'autre part, des amortissements. Les frais d'intérêt correspondent à la rémunération des installations sur la base de la valeur résiduelle d'acquisition, compte tenu d'un intérêt de référence. Ce dernier inclut une partie sans risque (taux de rendement d'un emprunt public), augmenté d'une prime de risque de 2 %. Le calcul de la rémunération admise du capital s'effectue indépendamment des frais d'intérêt effectifs ou du ratio de financement. Les amortissements comptables sont eux aussi calculés sur la base de la valeur résiduelle d'acquisition, compte tenu d'un amortissement linéaire avec des durées de vie prescrites pour chaque catégorie d'installation.

Formation des prix

Depuis 1997, les prix du réseau font l'objet d'une régulation pour chaque exploitant. Un plafond est déterminé pour les revenus au début de chaque période de régulation de cinq ans, sur la base des coûts imputables. Il ne dépendra toutefois plus des coûts effectifs pendant les cinq années suivantes. Le taux de changement dépend en effet d'objectifs de productivité en partie

généraux et en partie individuels. L'objectif général consiste en une augmentation de productivité annuelle de 1,5 % pour toutes les entreprises. A cela s'ajoute un objectif individuel basé sur une comparaison d'efficacité entre exploitants, à l'aide d'une méthode d'enveloppe (data envelopment analysis, DEA). Les buts individuels seront d'autant plus stricts qu'une entreprise est médiocre dans les comparaisons de performance. En outre, les adaptations annuelles du plafond admis pour les revenus tiennent compte de l'inflation, de l'évolution de la demande et des fluctuations des taux d'intérêt.

Depuis 2002, le plafond admis pour les revenus dépend en outre de la fréquence des coupures de courant survenues dans le réseau. Plus le nombre de kWh n'ayant pu être livrés en raison de coupures de courant dépassant 3 minutes est faible, plus le plafond sera haut l'année suivante, et vice-versa. D'où des incitations pour les exploitants à bien entretenir leur réseau et à effectuer suffisamment d'investissements.

Mis à part ce plafond, les prix du réseau ne subissent aucune influence en matière de régulation. Les exploitants jouissent d'importantes libertés quant à l'aménagement de leur structure tarifaire, aussi longtemps qu'ils respectent les objectifs relatifs au revenu fixés globalement pour l'ensemble du réseau. Ils sont uniquement tenus de respecter des principes généraux en matière de non-discrimination. Quant aux clients qui se sentent discriminés, ils peuvent s'adresser à l'autorité de régulation.

Facteurs de succès

Dans l'ensemble, la dérégulation de l'industrie électrique est considérée comme un succès. Tous nos interlocuteurs en Norvège souscrivent à cette appréciation. De notre point de vue, le succès peut s'expliquer schématiquement par trois facteurs.

Premièrement, la régulation est conçue comme un **processus par étapes**. Ainsi, les conditions-cadres sont-elles prévisibles pour tous les acteurs impliqués. L'évolution s'est faite progressivement, si bien qu'il n'a jamais fallu revenir sur des éléments importants qui avaient été introduits. Il a toutefois souvent fallu effectuer des ajustements.

Un deuxième facteur clé de réussite tient au fait que toutes les mesures de régulation attachent une réelle importance à prévoir des **incitations correctes**. Idéalement, toutes les mesures devraient être conçues pour inciter les entreprises à poursuivre les objectifs d'ordre social, resp. politique qui leur sont imposés. Il sera ainsi possible de renoncer à de nombreuses consignes détaillées, condition essentielle pour qu'une autorité de régulation svelte puisse gérer un nombre élevé d'exploitants.

Enfin, l'autorité de régulation est parvenue à se faire bien accepter de la branche. La création d'une base de départ comparable grâce à la réévaluation de l'infrastructure du réseau y joue un rôle tout aussi important que la grande transparence des processus ou le fait que l'autorité de régulation fonde toutes ses décisions sur des données fournies par les entreprises elles-mêmes.

1 Ausgangslage und Aufgabenstellung

Im Rahmen der Überarbeitung der Verordnung zum Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) stehen nicht zuletzt Fragen der Kostenrechnung der Netzbetreiber im Vordergrund. Insbesondere die Kapitalbewertung aber auch die verschiedenen Kostenabgrenzungen sowie die Festsetzung der Netzpreise werden zum Teil kontrovers diskutiert. Ein Blick über die Landesgrenze hinaus könnte sich als hilfreicher Input für diese Diskussion erweisen. Insbesondere Norwegen bietet sich aufgrund der langen Erfahrung mit einem geöffneten Strommarkt und den in vielerlei Hinsicht ähnlichen Bedingungen wie in der Schweiz als Vergleichsland an.

In den folgenden Kapiteln wird deshalb nach der Darstellung der Ausgangslage und der Aufgabenstellung (Kapitel 0) kurz auf die wichtigen Rahmenbedingungen und Auswirkungen der Strommarktöffnung in Norwegen eingegangen (Kapitel 2), bevor detaillierte Kostenrechnungs- (Kapitel 3) und Preissetzungsfragen (Kapitel 4) diskutiert werden. Der Bericht endet mit einer Darstellung der Erfolgsfaktoren der Regulierung und zieht Schlussfolgerungen für die Schweiz (Kapitel 5).

1.1 Ausgangslage und Ziel der Untersuchung

Anfang Oktober 2001 hat der Schweizerische Bundesrat den Entwurf zur Elektrizitätsmarktverordnung (EMV) in die Vernehmlassung gegeben. Im Rahmen dieser Vernehmlassung sind insbesondere Ausführungen im Artikel 6 und dem dazugehörigen Anhang 1 umstritten. Artikel 6 inklusive Anhang 1 definieren die den Netzbetreibern abzugeltenden anrechenbaren Kosten des Netzbetriebs (Betriebs- und Kapitalkosten) sowie den Aufbau der Kostenrechnung (vgl. Anhang 7.2). Die Ausführungen in der Verordnung basieren auf Absatz 3 des Artikels 6 EMG, welcher vom Bundesrat verlangt, Grundsätze für eine transparente Berechnung der Durchleitungsvergütungen zu erlassen. Im Rahmen der Vernehmlassung hat sich gezeigt, dass das im Verordnungstext vorgesehene Verfahren insbesondere bezüglich der Kapitalbewertung (Bewertungsansatz, Abschreibungsdauern, Unbundling, etc.), der Betriebskostenaufteilung (Unbundling, Netzverluste, etc.) sowie der Produktivitätsvorgaben (Benchmarking) von den Vertretern der Branche, dem Preisüberwacher sowie weiteren interessierten Kreisen sehr unterschiedlich beurteilt wird.

Das BFE ist zur Zeit an der Überarbeitung der EMV. Neben verschiedenen Gesprächen mit den Vernehmlassungsteilnehmern sollen auch europäische Erfahrungen bezüglich der Fragen der Kapitalbewertung sowie der Festlegung der Netznutzungspreise berücksichtigt werden. Ziel dieser Studie ist es, die relevanten Kostenrechnungs- und Preisbildungsfragen für Netzgesellschaften in Norwegen zu identifizieren, deren Entwicklung seit der Marktöffnung zu

dokumentieren sowie schliesslich allfällige Schlüsselfaktoren abzuleiten, welche als mögliche Entscheidungsgrundlagen in die in der Schweiz zur Zeit laufende Diskussion eingebracht werden können. Neben der Analyse der relevanten Dokumente wurden auch verschiedene Interviews mit Vertretern der Regulierungsbehörden Norwegens, des Branchenverbandes sowie Entscheidungsträgern aus Unternehmen vor Ort durchgeführt (vgl. Anhang 7.1). Diese Interviews erlaubten, zum einen bestimmte Detailfragen zu klären und zum anderen allfällige unterschiedliche Beurteilungen der verschiedenen Marktteilnehmer sowie die vergangene und aktuelle politische Diskussion zu ermitteln.

1.2 Grundsätzliche Überlegungen

Bevor im folgenden auf die Art der Marktöffnung in Norwegen eingegangen wird, sollen vorgängig kurz einige grundsätzliche Überlegungen bezüglich Regulierungsart und Zusammenhang zwischen der Kostenermittlung und des Regulierungsverfahrens diskutiert werden.

1.2.1 Kostenorientierte und anreizorientierte Regulierung

Der Betrieb eines Stromnetzes wird allgemein als natürliches Monopol angesehen. Wettbewerb ist somit nicht möglich, um die Preissetzungsmacht der Unternehmen zu beschränken.¹ Eine staatliche Preisaufsicht ist von Nöten. Ziel einer solchen Preisregulierung des Betriebs von Stromnetzen ist ein Regelwerk zu entwickeln und anzuwenden, damit sich die Netzbetreiber analog eines wettbewerblich organisierten Marktes verhalten. Um dieses Ziel zu erreichen, werden international in der Regel entweder kostenorientierte oder anreizorientierte Ansätze angewandt.

Beim kostenorientierten Ansatz werden die zulässigen Preise bzw. Erlöse des Netzbetreibers durch die effektiven Kosten der Unternehmen bestimmt. Damit die verschiedenen Netzbetreiber einheitlich behandelt werden, wird in der Regel ein für alle Netzbetreiber gültiges kalkulatorisches Kostenrechnungsschema definiert. Durch die Kopplung der Preise an die Kosten sollen Monopolrenten verhindert werden.

Beim anreizorientierten Ansatz werden die Preise bzw. Erlöse der Netzbetreiber von den individuellen Kosten entkoppelt. Sie erhalten dadurch einen Anreiz ihre Kosten zu senken, weil durch Kostensenkungen Gewinnsteigerungen realisiert werden können. Bei der anreizorientierten

¹ Zu Fragen der Regulierung von Monopolen vgl. u. a. Jamasb und Pollitt (2000), Hill (1995) oder Armstrong, Cowan und Vickers (1994)

Regulierung werden die Preise bzw. Erlöse oft basierend auf den Kosten vergleichbarer Unternehmen festgelegt. In diesem Zusammenhang kommt dem Benchmarking eine bedeutende Rolle zu.

1.2.2 Zusammenhang zwischen Kostenermittlung und Regulierungsverfahren

Sowohl bei der kostenorientierten als auch bei der anreizorientierten Regulierung spielen die Kosten der Netzbetreiber eine wichtige Rolle. Kalkulatorische Kostenrechnungen werden jedoch in diesen beiden Verfahren zu unterschiedlichen Zwecken benutzt.

Bei der kostenorientierten Regulierung werden die Preise direkt auf Basis der individuellen Kosten jedes Unternehmens bestimmt. Im Gegensatz dazu bilden bei der anreizorientierten Methode die Kosten nicht die einzige Bestimmungsgrösse für den zulässigen Gesamterlös des betreffenden Unternehmens. Vielmehr werden noch Quervergleiche mit anderen Unternehmen durchgeführt. Es geht deshalb in erster Linie darum, die Situation der Unternehmen nach einheitlichen Kriterien zu erfassen. Damit wird es möglich, die Auswirkungen der durch den Regulator auferlegten Preis- bzw. Erlösbeschränkungen auf die Unternehmen zu kontrollieren, den zugelassenen Erlöspfad zu bestimmen sowie das Potenzial für Produktivitätssteigerungen und Kostensenkungen abzuschätzen.

Um die Kostenrechnungs- und Preisbildungsfragen für Netzgesellschaften zu beurteilen, sind die zugrundeliegenden Kalkulations-Schemata detailliert zu analysieren. Dabei ist ein Vergleich einzelner Aspekte zwischen Ländern insofern problematisch, als das Kalkulationsschema im Kontext des gesamten Regulierungssystems zu sehen ist. Zentral bei der Beurteilung des Kalkulationsschemas ist die Kombination der wichtigsten Aspekte Abschreibungen, Verzinsung des eingesetzten Kapitals, Bestimmung der Risikoprämie, Ansätze für den Inflationsausgleich, Berücksichtigung von Ertragssteuern sowie Vorschriften bezüglich der Kostenabgrenzung zu nicht-regulierten Aktivitäten der Unternehmen. In Kapitel 3 und 4 wird detailliert auf die Beantwortung dieser Fragen eingegangen.

2 Strommarktöffnung in Norwegen

In diesem Kapitel soll kurz auf das allgemeine Umfeld, die Art der Marktöffnung sowie die seit der Marktöffnung zu verzeichnenden Entwicklungen des norwegischen Strommarktes – gemessen anhand verschiedener Indikatoren – eingegangen werden. Norwegen bietet sich als Vergleichsland für die Schweiz aus verschiedenen Gründen an:

- die Stromproduktion basiert praktisch ausschliesslich auf Wasserkraft,
- die meisten Unternehmen sind im Besitz der öffentlichen Hand,
- es sind viele regionale und lokale Netzbetreiber tätig,
- Norwegen ist nicht Mitglied der EU,
- die Marktöffnung erfolgte bereits vor 10 Jahren und
- die Marktöffnung wird generell als erfolgreich beurteilt.

2.1 Rechtlicher und institutioneller Rahmen

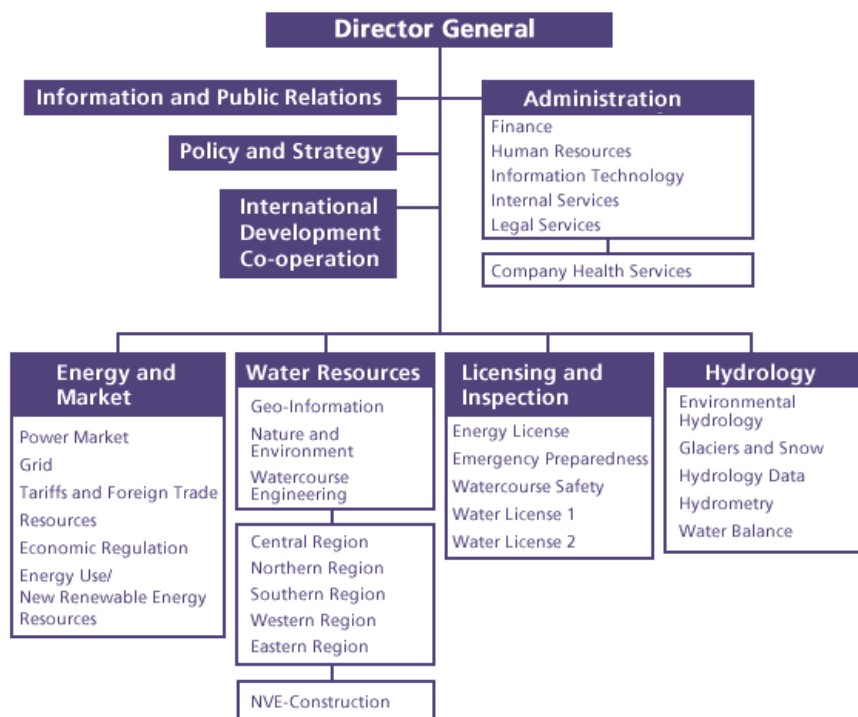
Zuerst werden kurz die zuständigen Behörden vorgestellt, bevor auf die gesetzlichen Grundlagen eingegangen wird.

2.1.1 Behördenorganisation und Zuständigkeiten

Für die Regulierung des norwegischen Energiemarktes sind das Parlament sowie verschiedene Behörden zuständig.

NVE (Norwegian Water Resources and Energy Directorate)

Zentrale Regulierungsbehörde in Norwegen für die Verwaltung der gesamten staatlichen Wasser- und Energieressourcen ist NVE (Norges Vassdrags-og Energieverk, Norwegian Water Resources and Energy Directorate). Dieses untersteht dem Ministry of Petroleum and Energy.



Quelle: NVE

Abbildung 1 Organigramm der NVE

In der Abteilung für ökonomische Regulierung, die zur Abteilung „Energie und Märkte“ gehört, sind rund 20 Personen beschäftigt. Sie kümmern sich um die Regulierung der Netzmonopole. Eines der wichtigsten Ziele der Regulierung von NVE ist ein ökonomisch effizienter Strommarkt in Norwegen. Dazu erlässt sie detaillierte Regulierungsvorgaben und überwacht zusammen mit der Wettbewerbsbehörde auch die Funktionsfähigkeit des Marktes. Schliesslich ist NVE auch Konzessionsgeber für die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Die Konzessionsnehmer unterliegen einer ausführlichen Informationspflicht. Der Abgabepflicht von jährlichen Bilanzen sowie Kosten- und Erlösdaten müssen alle Unternehmen (auch Stromproduzenten, -händler und -verkäufer) nachkommen.

Royal Ministry of Petroleum and Energy

Das Ministerium beschäftigt sich mit allen Fragen im Zusammenhang mit der Energiepolitik Norwegens. Im Bereich Erdöl ist das Ministerium die Kontroll- und administrative Instanz bezüglich Erdölgewinnung und Produktion. Zudem nimmt das Ministerium die Eigentümerfunktionen bei Statkraft und Statnett wahr. Im Bereich des Strommarktes ist wie geschildert NVE die zuständige Behörde. Einzige Ausnahme bildet die Erteilung von Export- und Import-erlaubnissen von Strom. Schliesslich ist das Ministerium die Rekursinstanz für Klagen gegen Erlasse von NVE.

2.1.2 Gesetzliche Grundlagen

Der norwegische Elektrizitätsmarkt wurde mit dem Energy Act 1991 geöffnet. Im folgenden soll kurz auf das rechtliche und politische System eingegangen werden. Der Energy Act bildet ein Teil eines umfassenden Systems zur Regulierung der norwegischen Energie- und Wasserressourcen. Zu diesem System gehören des weiteren der Watercourse Regulation Act (regelt die Nutzung der Wasserläufe), der Industrial Concession Act (regelt die Lizenzierung bezüglich der Nutzungsrechte von Wasserfällen) und der Watercourse Act (regelt die Lizenzierung der Nutzung von Wasserfällen und der Bau von Produktionsanlagen).

Der Energy Act

Im Energy Act² werden die notwendigen Richtlinien für die Regulierung des Strommarkts in Norwegen festgehalten. So wird zum einen Wettbewerb in der Stromproduktion und dem Stromhandel verlangt. Zum andern reguliert er den Bau und Betrieb von elektrischen Installationen und Heizsystemen, den Stromhandel, die Kontrolle der monopolistischen Aktivitäten (z. B. Netzbetrieb), den grenzüberschreitenden Handel sowie Notfallplanung bezüglich der Energieversorgung. Im weiteren wird im Energy Act verlangt, dass alle Elektrizitätswerke ihr Rechnungswesen gemäss den Vorgaben des Companies Act und Accounting Act sowie weiterer akzeptierter Grundsätze der Rechnungslegung führen sollen. Für den monopolistischen Teil der Unternehmen (d.h. die Netze) werden überdies getrennte Bücher gefordert. Die Ziele des Energy Act bestehen in der Vermeidung übermässiger Investitionen, der Optimierung der verschiedenen Wasserkraftprojekte, der Schaffung von Anreizen zur Kostenreduktion durch die Einführung von Wettbewerb, der Vermeidung von Quersubventionen und die Schaffung „vernünftiger“ regionaler Preisunterschiede.

Als Konsequenzen des Energy Act wurden u. a. das Übertragungsnetz vom staatlich kontrollierten Produzenten Statkraft in eine neue Unternehmung Statnett eingebracht. Der diskriminierungsfreie Netzzugang (TPA) wurde auf allen Spannungsebenen eingeführt und der norwegische Stromhandelsplatz (später Nord Pool) wurde geschaffen. Der Energy Act stellt die rechtliche Grundlage für die Förderung eines effizienten Strommarktes bei gleichzeitig sicherer Versorgungsqualität dar.

² Royal Ministry of Petroleum and Energy (OED): „Proposition nr. 43 (1989-90) to the Odelstring, Concerning an Act relating to the generation, conversion, transmission, trading and distribution of energy etc. (**The Energy Act**)“, 30.3.1990 (unofficial translation). Vergleiche auch die Ausführungen in Grønli, H. (forthcoming), S. 7-1 ff.

Governmental Regulations und Richtlinien der NVE

Im Energy Act wurde nicht im Detail geregelt, wie diese Ziele erreicht werden sollen. Hierzu dienen die Governmental Regulations, welche bestimmen, was von den Unternehmen erwartet wird, wie Konzessionen erteilt werden, welche Anforderungen im Detail an das Rechnungswesen gestellt werden, welches die Hauptprinzipien der Monopolregulierung darstellen etc.

NVE ist durch den Energy Act bevollmächtigt, Richtlinien auszuarbeiten. Dabei gibt es formale Regeln, die von NVE bei Änderungen beachtet werden müssen (z. B. müssen sie drei Monate zur Einsicht aufliegen).

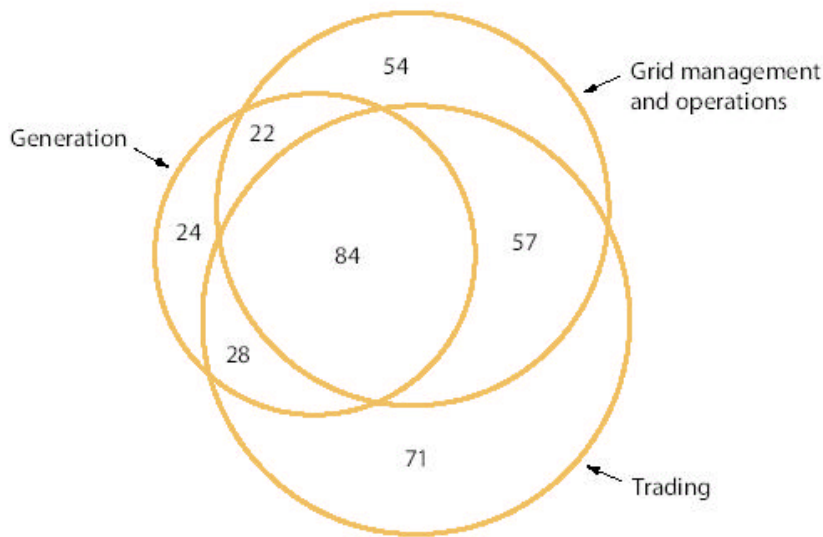
Der Wechsel von der kosten- zur anreizorientierten Regulierung war bereits im Energy Act vorgesehen. Deshalb mussten 1997 vom Ministerium lediglich die Governmental Regulations angepasst werden. Zusätzlich hatte NVE seine Richtlinien vollständig überarbeitet. Auf Anregung der Branche wurden die neuen Richtlinien des NVE in Governmental Regulations umgewandelt. Seither haben die Regulierungen der NVE³ denselben rechtlichen Status wie Regulierungen des Ministeriums. NVE kann diese ohne formelle Zustimmung des Ministeriums oder des Parlaments ändern, solange die Änderungen unter Beachtung des Energy Act und der Regulierungen des Ministeriums erfolgen und im Zuständigkeitsbereich von NVE liegen.

Entscheidungen der NVE können beim Ministerium angefochten werden. Dies gilt jedoch nur für Entscheidungen aber nicht bezüglich der Prinzipien bzw. des Inhalts der Regulierungen.

2.2 Struktur der norwegischen Elektrizitätswirtschaft

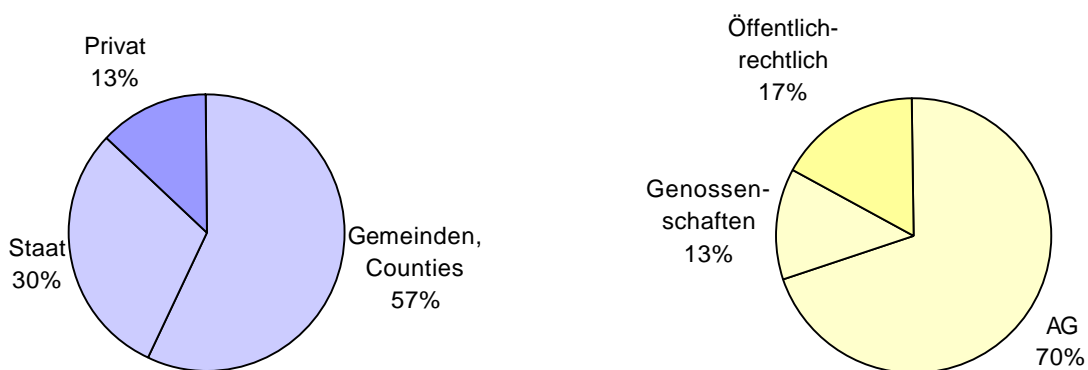
In Norwegen sind rund 340 Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) in der Erzeugung, Übertragung, Verteilung sowie im Handel und Verkauf von Strom aktiv. Davon betreiben über 200 Stromnetze. Abbildung 2 zeigt die Aktivitäten der verschiedenen EVU. In Abbildung 3 sind die Besitzverhältnisse in der Stromerzeugung sowie die Rechtsformen der Netzbetreiber dargestellt.

³ Norwegian Water Resource and Energy Directorate (NVE): „Regulations concerning financial and technical reporting, permitted income for network operations and transmission tariffs (**Electricity network regulations**)“, 11.3.1999; vgl. Anhang 7.3.



Quelle: Royal Ministry of Petroleum and Energy (2000), S. 54.

Abbildung 2 EVU gruppiert nach ihren Aktivitäten



Quelle: Royal Ministry of Petroleum and Energy (2000), S. 53ff.

Abbildung 3 Besitzverhältnisse in der Stromerzeugung und Rechtsform der Netzbetreiber

In Norwegen werden drei Netzebenen unterschieden:

- **Übertragungsnetz (Höchstspannung ab 132 kV):** Die staatliche Unternehmung Statnett SF besitzt den grössten Teil des Höchstspannungsnetzes und ist zuständig für die Preissetzung, den Systembetrieb und die Entwicklung des Netzes. Rund 40 weitere Unternehmen

(regionale Netzbetreiber und Erzeuger) besitzen weitere Netzteile, die von Statnett geleast werden.

- **Regionale Netze (Hochspannung, zwischen 22 kV und 132 kV):** Zwischen vierzig und fünfzig Unternehmen sind als Netzbetreiber auf der regionalen Stufe tätig. Sie sind oft vertikal integriert (Erzeugung, Verkauf und lokale Verteilung) und befinden sich zum grössten Teil im Besitz öffentlicher (lokaler und/oder regionaler) Körperschaften. Die regionalen Netzbetreiber können mit den schweizerischen Kantonswerken verglichen werden.
- **Lokale Verteilnetze (Nieder- und Mittelspannung bis 22 kV):** Rund 200 Netzbetreiber beschäftigen sich mit der Stromversorgung auf lokaler Stufe. Sie unterscheiden sich relativ stark bezüglich Grösse und anderer Charakteristika, sind jedoch meist im Besitz der Gemeinden. Mit ihren durchschnittlich rund 5000 Kunden sind sie in etwa vergleichbar mit den schweizerischen Gemeindewerken.

2.3 Phasen der Marktöffnung

Die norwegische Marktöffnung gleicht in verschiedenen Bereichen der geplanten Marktöffnung in der Schweiz. So wurde ein Modell des diskriminierungsfreien Netzzugangs mit buchhalterischem Unbundling eingeführt. Für die Abgeltung der Netzbenutzung wird das Anschlusspunkt-Modell verwendet. Das Übertragungsnetz wurde in eine unabhängige Netzgesellschaft ausgegliedert und es fand keine Privatisierung der mehrheitlich öffentlichen Unternehmen statt. Die Öffnung des Strommarktes in Norwegen lässt sich in drei Phasen mit unterschiedlichen Schwerpunkten unterteilen (vgl. Tabelle 1).

Die Marktöffnung begann im Jahr 1992 mit einer kostenorientierten Regulierung. In dieser Zeit ging es vor allem darum, die Marktdynamik zu stimulieren, Quersubventionen aufgrund der Kostenrechnungsvorgaben zu eliminieren sowie die Transparenz dank der einzureichenden Daten zu erhöhen. Als Zielsetzung stand somit die Schaffung einer vergleichbaren Datenbasis sowie die Verhinderung von Monopolrenten im Zentrum.

Zwischen 1997 und 2001 wurde das ursprüngliche System erweitert, indem Effizianzanreize und ein Benchmarking in die Regulierung eingebaut wurde. Das Ziel in dieser Regulierungsphase war die Steigerung der Kosteneffizienz. Seit 2002 läuft eine neue Regulierungsphase. Neben kleineren Systemanpassungen wurde insbesondere ein Anreizsystem zur Sicherung der Qualität eingeführt. Während allen Phasen stand in Norwegen jedoch die im Energy Act definierte Zielsetzung eines effizienten Ressourceneinsatzes bei unveränderter Versorgungssicherheit im Zentrum. Darüber hinaus bauten die einzelnen Phasen jeweils auf den Eckpfeilern der vorangegangenen Phase auf.

Tabelle 1 Phasen der Öffnung und ihre Zielsetzung

	Phase 1 (1992 – 1996)	Phase 2 (1997 – 2001)	Phase 3 (2002 – 2006)
Regulierungsmethode	Kostenorientiert (rate-of-return)	Anreizorientiert (revenue cap)	Anreizorientiert (revenue cap)
Zielsetzung	<ul style="list-style-type: none"> • Vergleichbare Datenbasis schaffen • Verhindern von Monopolrenten 	<ul style="list-style-type: none"> • Steigern der Kosteneffizienz 	<ul style="list-style-type: none"> • Sichern der Versorgungsqualität
Ziele und Massnahmen	<ul style="list-style-type: none"> • Stimulierung der Marktdynamik • Beseitigung von Quersubventionen • Erhöhung der Transparenz 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzbetrieb effizient gestalten • Datenqualität verbessern • Effizienzreize durch Benchmarking 	<ul style="list-style-type: none"> • Investitions- und Qualitätsreize durch Bestrafung von Lieferunterbrüche • Optimierung des Systems

2.3.1 Kostenorientierte Regulierung (1992 – 1996)

Mit der Inkraftsetzung des Energy Act im Jahre 1991 wurden die Grundlagen für die Strommarktöffnung in Norwegen geschaffen. 1993 mussten die ersten Jahresberichte von den Unternehmen an NVE geliefert werden. Deren Qualität war jedoch vielfach sehr ungenügend. Für die Periode 1992 bis 1996 wurden die Netzpreise basierend auf einem Modell der Rendite-regulierung (rate-of-return regulation) festgelegt. Die Grundsätze für die Kostenrechnung waren in den Richtlinien der NVE festgehalten. Als Kosten konnten die relevanten Betriebs- und Kapitalkosten geltend gemacht werden, wobei die Kapitalrendite begrenzt wurde. Ihr Wert basierte auf der durchschnittlichen Rendite einer mittelfristigen Staatsanleihe zuzüglich einer Risikoprämie von 1 Prozentpunkt.

Gleichzeitig bestand in Norwegen ein Konsens darüber, dass die Unternehmen eine Neubewertung des eingesetzten Kapitals durchführen durften. Obwohl dadurch gewisse Netze „doppelt“ abgeschrieben wurden, war dieses Vorgehen allgemein akzeptiert, weil dadurch gleiche Startbedingungen für die Regulierung geschaffen wurden. Die Neubewertung des Anlagekapitals dauerte bis Mitte 1997.

2.3.2 Erste Phase mit anreizorientierter Regulierung (1997 – 2001)

Ab 1997 wurden die Netzpreise durch die Festlegung einer Erlösbergrenze reguliert (revenue-cap regulation). Der Wunsch, von der kostenorientierten zur anreizorientierten Regulierung zu wechseln, kam teilweise aus der Branche. Die Unternehmen wollten – wenn sie schon reguliert wurden – die Möglichkeit haben, durch Produktivitätssteigerungen höhere Gewinne zu

realisieren. Zwischen Mai 1996 und Ende 1996 führte NVE Diskussionen mit der Branche zu den Details der Regulierungsänderung durch.

Zur Ermittlung der Erlösobergrenze wurden die anrechenbaren Kosten gemäss den Geschäftsdaten 1994/95, den Abschreibungsdaten des Jahres 1995, einer vorgegebenen Kapitalrendite sowie einer Produktivitätsvorgabe herangezogen. Die zulässige Kapitalrendite von 8.3% basierte wie bei der kostenorientierten Regulierung auf der Rendite einer mittelfristigen Staatsanleihe (6.3%) zuzüglich einer höheren Risikoprämie von neu 2 Prozentpunkten. Die während der 5-jährigen Regulierungsperiode effektiv erreichte Kapitalrendite wurde zusätzlich zwischen 2% und 15% begrenzt. Wurden diese Werte über- oder unterschritten, musste die Erlösobergrenze entsprechend angepasst werden.

Durch die Festlegung einer jährlichen Produktivitätsvorgabe erhielten die Netzbetreiber Anreize zur Kostenreduktion: Für das Jahr 1997 sollte die Effizienz generell um 2% gesteigert werden. 1997 wurde ein Benchmarking⁴ durchgeführt, aus dem die individuellen Produktivitätsvorgaben der Unternehmen für die Periode 1998 bis 2001 abgeleitet wurden. Neben einer allgemeinen Vorgabe von 1.5% für alle lokalen Netzbetreiber (respektive 2% für alle Regionalnetze) mussten die Unternehmen ihre Produktivität – je nach ihrem Abschneiden im Benchmarking – zusätzlich zwischen 0% und 3% pro Jahr steigern. Im Mittel betrug die individuelle Produktivitätsvorgabe bei den lokalen Verteilnetzen 1.39% und bei den Regionalnetzen 0.87%.

Die Erlösobergrenzen wurden jährlich aufgrund der Inflationsentwicklung (gemessen an der Konsumentenpreisentwicklung) sowie aufgrund der Nachfrageentwicklung angepasst. Windfall profits aufgrund von Prognosefehlern (Inflation, Nachfragewachstum), die zu Abweichungen der tatsächlichen von den erlaubten Erlösen führen, wurden durch eine Verringerung der erlaubten Erlöse im Folgejahr ausgeglichen und auf diesem Wege den Kunden zurückerstattet.

2.3.3 Zweite Phase mit anreizorientierter Regulierung (seit 2002)

Seit 2002 läuft die neue fünfjährige Regulierungsperiode. Im wesentlichen wurde das Regulierungssystem der Jahre 1997 bis 2001 fortgesetzt. Als Basis für die Bestimmung der Erlösobergrenze dienten die durchschnittlichen Betriebskosten der Jahre 1996 bis 1999 sowie die Abschreibungen des Jahres 1999. Im Gegensatz zur ersten anreizorientierten Regulierungsphase wird die Kapitalrendite nun jährlich angepasst, um starke Schwankungen der als Basis dienenden Bond-Rendite aufzufangen. Die Risikoprämie beträgt wiederum 2 Prozentpunkte. Die Produktivitätsvorgabe setzt sich wieder aus einem generellen Wert von 1.5% pro Jahr und einer

⁴ Angewendet wurde dabei die Data Envelopment Analysis (DEA)

individuellen Vorgabe zusammen. Letztere wurde mit Hilfe einer neuen Benchmarking-Analyse ermittelt und schwankt zwischen 0% und 5.2%. Weil die unvollständige Anpassung der Erlösobergrenze an das Nachfragewachstum während der ersten Periode allgemein als sehr hart empfunden wurde, beschloss NVE in diesem Bereich eine Modifikation. Schliesslich wurde die effektive Kapitalrendite, die im Durchschnitt der Regulierungsperiode nicht überschritten werden darf, von 15% auf 20% angehoben.

Als wesentliche Neuerung in der aktuellen Regulierungsperiode ist die explizite Berücksichtigung von Qualitätsvorgaben bei der Bestimmung der Erlösobergrenze zu erwähnen. Diese Verfeinerung der anreizorientierten Regulierung ist dabei nicht auf eine aktuelle Verschlechterung der Qualität der Stromlieferung in Norwegen zurückzuführen (vgl. Kapitel 2.4.3), sondern wurde vorsorglich eingebaut, um auch langfristig eine sichere Stromversorgung in Norwegen zu garantieren. Jedem Unternehmen wird eine individuelle Qualitätsvorgabe auferlegt. Unterschreitet die effektive Qualität die Vorgabe, wird die Erlösobergrenze für das Unternehmen reduziert. Liegt die Qualität über der Vorgabe, kann die Unternehmung dagegen einen höheren als ursprünglich vorgegebenen Erlös erzielen.

2.4 Auswirkungen der Marktöffnung

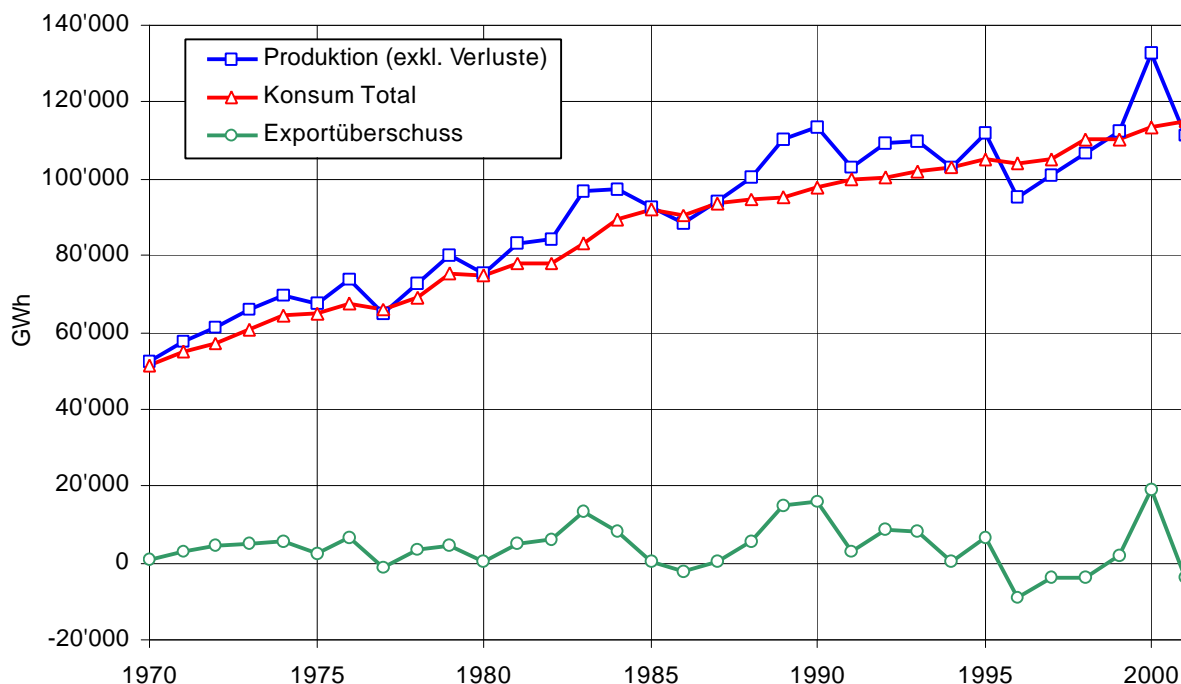
Die Strommarktöffnung in Norwegen wurde von den Gesprächspartnern in unseren Interviews⁵ durchgängig als Erfolg bezeichnet. Im Folgenden werden die zehnjährigen Erfahrungen anhand ausgewählter Indikatoren dargestellt. Da der vorliegende Bericht sich hauptsächlich mit Fragen im Zusammenhang mit der Kostenrechnung und Preisbildung der Netzbetreiber beschäftigen soll, kann dieser empirische Teil lediglich Übersichtscharakter besitzen. Trotzdem erlauben die gewählten Indikatoren und vor allem der betrachtete Zeitraum eine Beurteilung des Erfolgs der Strommarktöffnung in Norwegen. Unterschieden werden die seit der Öffnung zu verzeichnenden Auswirkungen auf das Angebot und die Nachfrage, die Preisentwicklung sowie die Versorgungssicherheit in Norwegen.

2.4.1 Angebot und Nachfrage

Die norwegische Elektrizitätswirtschaft basiert praktisch zu 100% auf der Wasserkraft. Für die im Jahr 2001 produzierten rund 140'000 GWh sind insgesamt gut 1'100 installierte Wasserkraftwerke verantwortlich, deren Produktion durch die hydrologischen Gegebenheiten bestimmt wird. Sowohl

⁵ Vgl. Anhang 7.1.

Stromproduktion als auch -konsum haben – wie Abbildung 4 zeigt – seit Anfang der 1970er Jahre relativ gleichmässig zugenommen. Eine beschleunigte Nachfragezunahme aufgrund der Strommarktöffnung lässt sich nicht identifizieren.



Quelle: Statistics Norway (2002)

Abbildung 4 Produktion, Konsum, Nettoexportüberschuss, in GWh, 1970 bis 2001

Bis zum Jahr 1995 trat Norwegen infolge seiner Überkapazitäten meist als Nettoexporteur am skandinavischen Elektrizitätsmarkt auf. Im Jahr 1996, das in Norwegen sehr niederschlagsarm war, änderte sich dies: Norwegen wurde zum Nettoimporteur von Elektrizität. Der inländische Angebotsrückgang führte zu einem Anstieg der Spotmarktpreise (vgl. Abbildung 5), auf den einerseits die benachbarten Anbieter durch vermehrte Exporte als auch die inländischen Verbraucher mit einem Rückgang ihrer Stromnachfrage reagierten. In den Jahren 1997 bis 1999 und 2001 waren inländische Produktion und Nachfrage wieder relativ ausgeglichen, während im Jahr 2000 die Nettoexporte infolge überdurchschnittlicher Niederschläge ein Rekordniveau erreichten.

2.4.2 Preisentwicklung

Wie die Abbildung 5 zeigt, widerspiegelt sich die beschriebene Angebots- und Nachfrageentwicklung auch in den Strompreisen. Im Jahre 1996 hat die Stromverknappung zu einem relativ starken Anstieg der Spotpreise an der Strombörse Nord Pool geführt. Der Spotpreis lag

zwischenzeitlich über 0.35 NOK/kWh (entspricht ungefähr 7 Rp./kWh). Dieses Preisniveau wurde in der Vergangenheit aber auch schon übertroffen (z. B. im Jahre 1993). Mit der Zunahme der Produktion im Jahre 1997 reduzierte sich der Spotpreis während der folgenden Jahre wieder auf das Preisniveau vor der Verknappung.

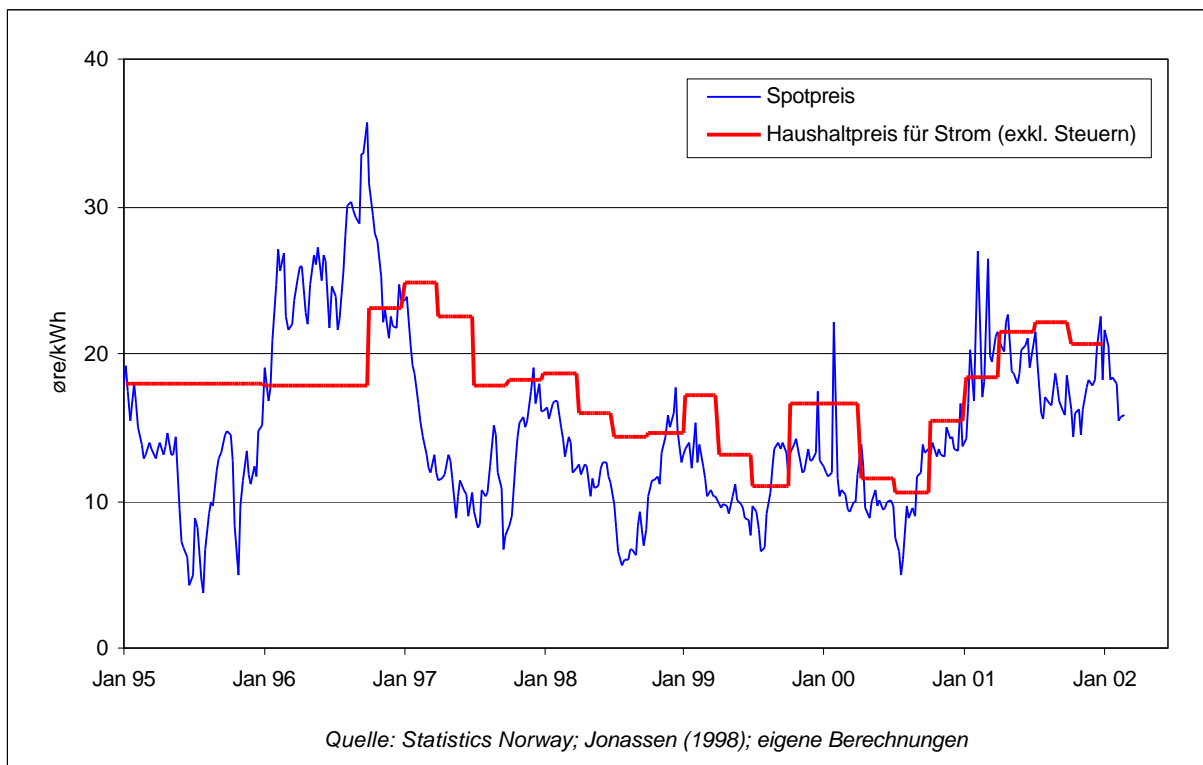


Abbildung 5 Pool-Preis und Haushaltspreise (ohne Steuern)

Interessant für die Beurteilung der Funktionsweise des Strommarktes in Norwegen ist die Entwicklung der Haushaltspreise. Mit etwas Verzögerung schlagen Veränderungen des Spotpreises jeweils auf die Haushaltspreise durch. Während die Verzögerung der Preis-anpassungen im Jahr 1996 noch über ein halbes Jahr betrug, folgen die Haushaltspreise inzwischen mit wenigen Wochen Verzögerung der Entwicklung des Spotpreises.

Das Strompreisniveau für die Haushalte war seit Beginn der Marktöffnung bis zum Jahr 2000 rückläufig. Im Jahr 2001 stiegen die Haushaltspreise (vor Steuern) jedoch auf über 20.6 øre/kWh. Dies widerspiegelt den starken Anstieg des Spotpreises, der vor allem auf die geringe Wassermenge in den Stauseen der Speicherkraftwerke – die teilweise 15% niedriger waren als im Vorjahr – zurückzuführen ist.

Die Abbildung 6 zeigt, dass die Netzpreise für Haushalte seit 1993 eine rückläufige Tendenz aufweisen. Die Netzpreise sind zwischen 1993 und 2001 real um 2.3% pro Jahr gesenkt worden. Darin zeigt sich die Produktivitätssteigerung im Netzbetrieb, die an die Konsumenten weiter

gegeben worden ist. Der leichte Anstieg der durchschnittlichen Netzpreise im Jahr 1999 kann zumindest teilweise dadurch erklärt werden, dass NVE die Erlösbergrenze der Netzbetreiber zur Lösung des Jahr-2000-Problems einmalig erhöht hatte.

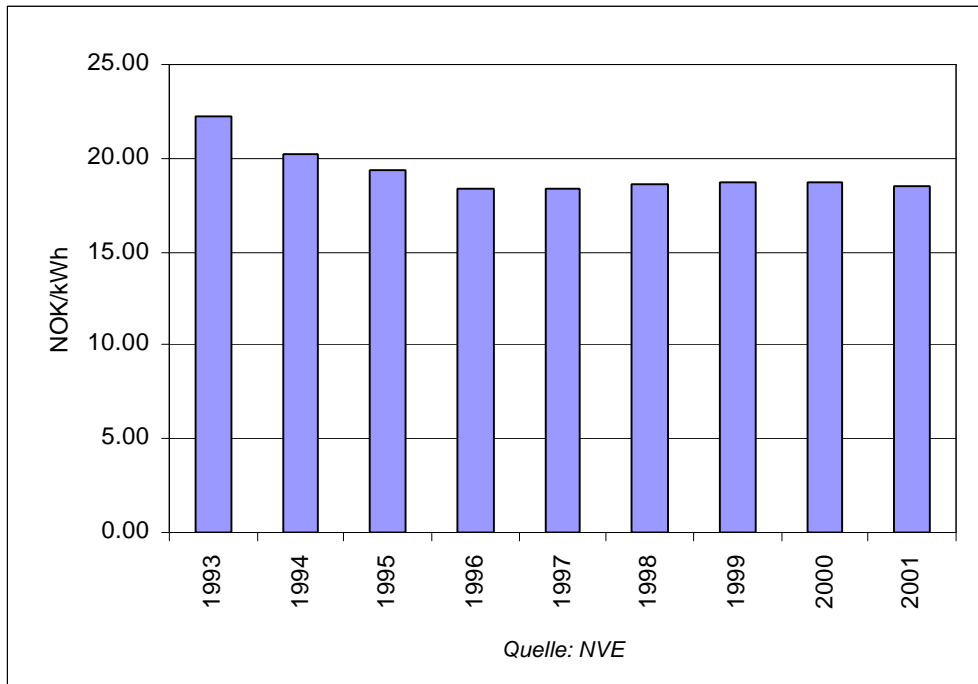


Abbildung 6 Reale Netzpreise der Haushaltskunden in NOK/kWh (zu Preisen von 1998)

Die Funktionsfähigkeit des Marktes lässt sich auch an der Zahl der Anbieterwechsel der Industrie- und Haushaltskunden ableiten. So haben bereits im Jahre 1996 rund 30 Prozent der Industriekunden ihren Stromanbieter gewechselt. Bei den Haushalten haben zu Beginn der Marktöffnung Wechselgebühren einen Anbieterwechsel stark gehemmt.⁶ Mit der sukzessiven Abschaffung dieser Wechselgebühren haben jedoch immer mehr Haushalte von der Wahlmöglichkeit Gebrauch gemacht. So haben heute rund 15 Prozent aller Haushalte in Norwegen einen anderen als ihren regionalen Stromanbieter.

2.4.3 Versorgungsqualität

Ein weiterer Indikator zur Beurteilung des Erfolgs der Marktöffnung in Norwegen ist die Entwicklung der Versorgungsqualität. Dazu sollen zum einen die Stromausfälle und zum anderen die Investitionen in die Elektrizitätswirtschaft betrachtet werden. Damit die Qualität der

⁶ vgl. Filippini et al. (2001), Jonassen, T. (1998).

Stromversorgung gesichert werden kann, sind regelmässig Investitionen in die Produktionsanlagen und das Stromnetz zu tätigen. Die norwegische Elektrizitätswirtschaft zeichnete sich bereits seit den 1970er Jahren durch Überkapazitäten sowie eine überdurchschnittliche Qualität der Stromversorgung aus. Dies war auch der Grund, weshalb bereits zu Beginn der 1980er Jahre die Investitionen kontinuierlich reduziert wurden. Seit 1980 waren die Investitionen in die Verteil- und Übertragungsnetze sowie die Produktion tendenziell rückläufig. Seit Beginn der Marktöffnung kann allerdings kein verstärkter Investitionsrückgang ausgemacht werden. Vielmehr verdeutlicht Abbildung 7, dass in den letzten Jahren die Phase sinkender Investitionen zu einem Ende gekommen ist.

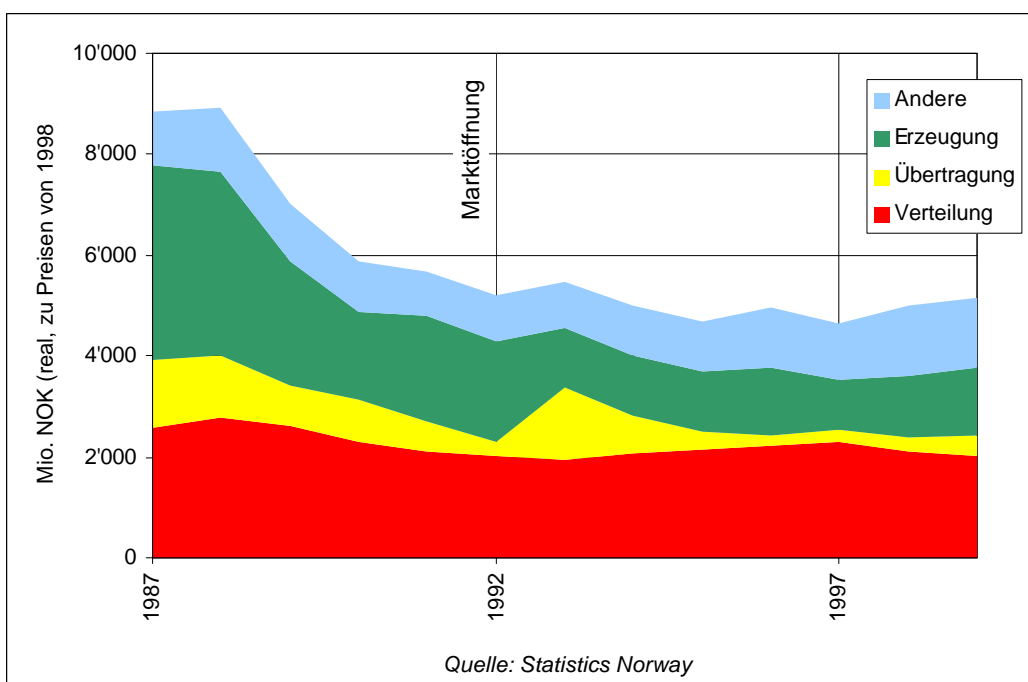


Abbildung 7 Investitionen in die Elektrizitätswirtschaft, zu Preisen von 1998

Im Netzbereich waren die Investitionen in die Verteilnetze real in etwa konstant, relativ uneinheitlich und eher abnehmend waren die Übertragungsinvestitionen. Wie die jüngsten Investitionsbefragungen des norwegischen statistischen Amtes bestätigen, ist für das vergangene und das laufende Jahr mit tendenziell steigenden Investitionszahlen zu rechnen. Es stellt sich die Frage, ob die in der Vergangenheit rückläufigen Investitionen die Qualität der Stromversorgung in Norwegen negativ tangiert haben. Zur Beurteilung wird in Norwegen die (während Stromunterbrüchen von mehr als 3 Minuten) nicht gelieferte Elektrizität (non-delivered energy) verwendet. Seit 1995 hat dabei der Anteil der nicht gelieferten Elektrizität am Total der

Stromlieferungen kontinuierlich abgenommen (vgl. Abbildung 8).⁷ Betrag der Anteil 1995 rund 0.4 Promille, reduzierte er sich bis ins Jahr 2000 auf rund 0.25 Promille. Dies zeigt, dass zum einen der Anteil der nicht gelieferten Elektrizität sehr klein ist. Dies bestätigt die auch in den Interviews geäußerte Meinung, dass die Versorgungsqualität in Norwegen als sehr gut bezeichnet werden kann. Zum anderen verdeutlicht die rückläufige Entwicklung, dass die Marktöffnung nicht zu einem Abbau der Qualität der Stromversorgung in Norwegen geführt hat. Die Berücksichtigung von Qualitätsindikatoren in der laufenden Regulierungsperiode ist somit als vorsorgliche Massnahme zu sehen, die eingeführt werden soll, solange die Versorgung als qualitativ gut bezeichnet werden kann.

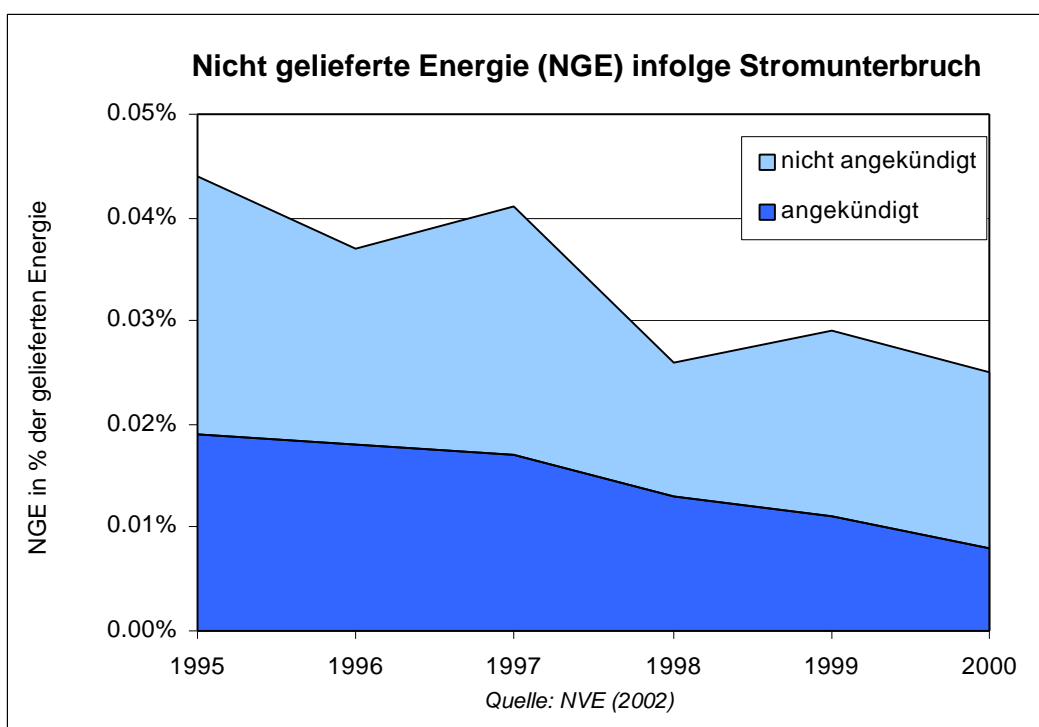


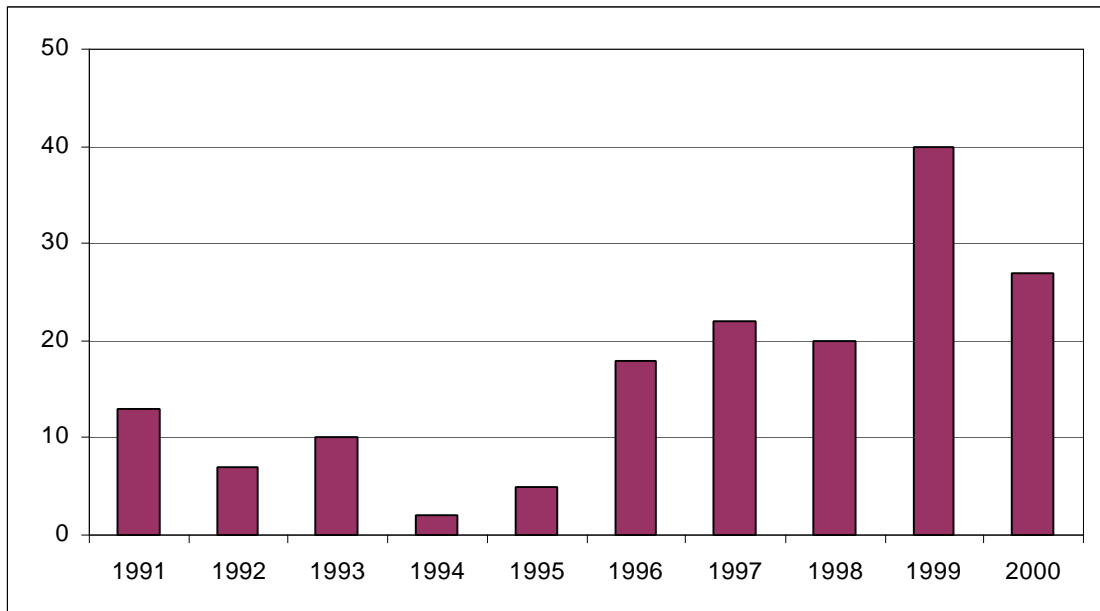
Abbildung 8 Nicht gelieferte Energie infolge Stromunterbruch, 1995-2000

2.4.4 Branchenstruktur und Beschäftigung

Als letzte Indikatoren zur Beurteilung der Wirkung der Marktöffnung in Norwegen werden die Veränderung der Branchenstruktur und der Beschäftigung betrachtet. Ein Blick auf die Entwicklung der Zusammenschlüsse und Übernahmen (mergers and acquisitions, M&A) zeigt, dass hier die Marktöffnung ihre Wirkungen zeitigte. So wurden in der Phase der kostenorientierten

⁷ Ältere Zahlen liegen nicht vor, bzw. sind mit den Zahlen ab 1995 nicht vergleichbar.

Regulierung relativ wenige Übernahmen und Fusionen beobachtet. Seit der Einführung der anreizorientierten Regulierung haben die M&A stark zugenommen. Der bisherige Höhepunkt wurde im Jahr 1999 erreicht.



Quelle: NVE

Abbildung 9 Zahl der M&A in der Elektrizitätswirtschaft

Die Strommarktöffnung in Norwegen hat sich unterschiedlich auf die einzelnen Geschäftsbereiche ausgewirkt. Wie Tabelle 2 zeigt, hat die Zahl der reinen Netzgesellschaften zwischen 1998 und 2001 von 38 auf 49 zugenommen. Andererseits konnte ein starker Rückgang der vertikal integrierten Unternehmen von 188 auf 145 beobachtet werden. Insgesamt reduzierte sich aber die Zahl der Unternehmen, welche im Netzbetrieb aktiv sind von 226 auf 194. Auf der anderen Seite hat die Marktöffnung neuen Marktteilnehmer Chancen eröffnet. Insbesondere im Bereich Handel und Verkauf hat die Zahl der Marktteilnehmer deutlich zugenommen.

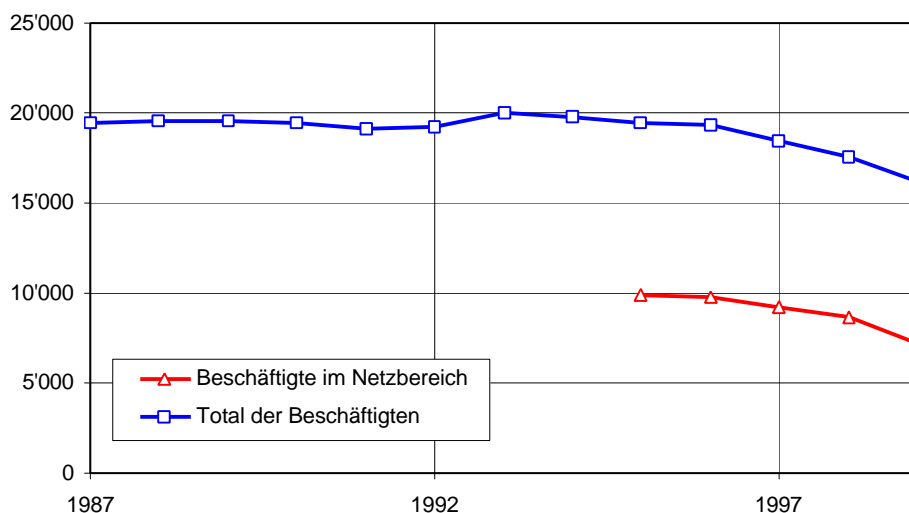
Tabelle 2 Zahl der Unternehmen nach Geschäftsbereich

Geschäftsbereich	1998	1999	2000	2001	Veränderung
Reine Netzgesellschaften	38	54	52	49	+ 11
Vertikal integriert Gesellschaften	188	163	153	145	- 43
Total Netzgesellschaften (rein und integriert)	226	217	205	194	- 32
Produktion / Handel / Verkauf	87	120	137	153	+ 66
Total aller Unternehmen	313	337	342	347	+ 34

Quelle: NVE

Die Deregulierung des Elektrizitätssektors wirkte sich auch auf die Beschäftigung aus: Waren 1995 noch rund 19'500 Personen in der Elektrizitätswirtschaft beschäftigt, sank diese Zahl auf 16'200 im Jahr 1999, was einer Abnahme von knapp 17% entspricht. Der entsprechende Rückgang für Personen, die im Netzbereich beschäftigt waren, war mit 27% bedeutend stärker: von 9'900 auf 7'200 (vgl. Abbildung 10). Entsprechend war der Rückgang bei den Beschäftigten bei der Erzeugung sowie beim Handel und Verkauf mit 6% relativ gering. Neben dem Stellenabbau ergab sich auch eine Verschiebung von technischen (Netz) zu kommerziell orientierten Stellen beim Handel und Verkauf. Der Stellenabbau erfolgte beinahe ausnahmslos ohne Entlassungen.

Beschäftigte in der Elektrizitätswirtschaft



Quelle: Statistics Norway (versch. Jahre), eigene Berechnungen

Abbildung 10 Entwicklung der Beschäftigten in der norwegischen Elektrizitätswirtschaft

Allerdings könnte Abbildung 10 die Entwicklung auch leicht überschätzen, da viele EVU gewisse Abteilungen wie Leitungsbau oder Ingenieurwesen ausgegliedert haben und deren Leistungen nun einkaufen. Einige der Stellen, die in der Elektrizitätswirtschaft abgebaut wurden, blieben deshalb erhalten, werden statistisch jedoch in anderen Branchen erfasst. Gemäss unseren Interviewpartnern wurde die Frage des Stellenabbaus als Folge der Deregulierung in Norwegen politisch nicht diskutiert.

3 Kostenrechnungsfragen⁸

Die anrechenbaren Kosten der Netzbetreiber setzen sich aus Kapital- und Betriebskosten sowie den Kosten durch Netzverluste zusammen. Diese werden in den Abschnitten 3.2 bis 3.4 behandelt. Einleitend werden die Grundsätze der Rechnungslegung beschrieben, die von den norwegischen EVU einzuhalten sind.

3.1 Grundsätze der Rechnungslegung⁹

3.1.1 Allgemeine Vorgaben

Vor der Einführung des Energy Act im Jahr 1991 befanden sich die meisten Elektrizitätswerke im Besitz der Gemeinden, weshalb oft die Rechnungslegungsvorschriften der Gemeinden angewendet wurden. Diese gehen von einer reinen Einnahmen-Ausgaben-Betrachtung („cash flow accounting“) aus und sehen keine Abschreibungen vor. Sie unterscheiden sich damit von der Praxis der Rechnungslegung in privaten Unternehmen.

Der Energy Act verlangte von allen Elektrizitätswerken, dass sie ihr Rechnungswesen gemäss den Vorgaben des Companies Act und des Accounting Act sowie gemäss generell akzeptierten Grundsätzen der Rechnungslegung führen sollten. Auf Basis des Energy Act formulierte NVE einheitliche Vorgaben bezüglich der benötigten Buchhaltungsdaten, die von allen Elektrizitätswerken einzureichen sind. Die meisten EVU mussten deshalb ihr Rechnungswesen grundsätzlich umstellen.

Seit 1993 müssen alle Netzbetreiber ihre Buchhaltungsdaten gemäss den Richtlinien des NVE einreichen. Daneben müssen aber auch Elektrizitätsunternehmen, die keine Netze betreiben, sondern lediglich in der Stromproduktion und im Stromverkauf tätig sind, Daten einreichen. NVE begründet dies damit, dass neben der Regulierung der Netze auch der Wunsch besteht, den Elektrizitätsmarkt bezüglich Preisentwicklung, Marktzugang und Gewinnentwicklung in den Bereichen Erzeugung und Verkauf zu überwachen.

⁸ Die Ausführungen in den Abschnitten 3 und 4 beziehen sich – wenn nicht anders erwähnt – auf die aktuellste Regulierungsphase, die im Jahr 2002 begonnen hat. Auf Veränderungen, die sich im Vergleich zur ersten Phase der anreizorientierten Regulierung (1997 – 2001) ergeben haben, wird hingewiesen.

⁹ Die Ausführungen in diesem Abschnitt folgen weitgehend Matre (1999).

Die NVE-Richtlinien zur Buchführung sind weiter reichend als die allgemeinen Grundsätze der Rechnungslegung (gemäss Accounting Act, Companies Act und generell akzeptierten Regeln). NVE begründet dies damit, dass diese Informationen vorliegen müssen, um die Kontrolle und Regulierung der Netzmonopole sowie die Überwachung des Marktes durchführen zu können.

Die Struktur der Rechnungslegung wurde trotzdem so weit als möglich den allgemeinen Grundsätzen der Rechnungslegung angepasst. NVE vermied es – gemäss eigenen Angaben – weitgehend, den Standards entgegengesetzte Vorgaben zu machen. Teilweise wurde von den Unternehmen ein grösserer Detaillierungsgrad verlangt, als dies allgemein üblich ist.

Die Berichterstattung der Unternehmen an NVE muss die folgenden Elemente enthalten:

- Gewinn- und Verlustrechnung,¹⁰
- Bilanz,
- Erläuterungen (zur Erklärung einzelner Positionen),
- Anhänge (v. a. technische Angaben, die nicht Teil der Buchhaltung sind; sie werden von NVE für das Benchmarking verwendet),
- Kontrollübersicht.

Die Unternehmen sind verpflichtet, bei der Berichterstattung die Software zu verwenden, die von NVE entwickelt wurde. Vor kurzem wurde die Software auch für das Internet portiert.¹¹

Aus Sicht des NVE sind die einheitlichen Grundsätze der Rechnungslegung und die getrennte Kontenführung für den Monopolbereich notwendig, damit sie ihrem Auftrag zur Regulierung der Monopole nachkommen kann.

3.1.2 Definition und Abgrenzung der Netzkosten

Definition der Netzkosten

Gemäss den Vorgaben des NVE umfassen die Netzaktivitäten die folgenden Elemente: Transport von Elektrizität, einschliesslich Betrieb, Unterhalt und Investitionen in Netzinstallationen, Preis-

¹⁰ Die detaillierte Gliederung der Gewinn- und Verlustrechnung sowie der Bilanz, die von NVE verlangt wird, findet sich in Anhang 7.4.

¹¹ Dies ist insbesondere für kleine EVU in ländlichen Gebieten hilfreich, die ihre Berichterstattung von einem Berater ausarbeiten lassen, der nicht vor Ort arbeitet.

setzung, Ablesen von Zählern und Rechnungsabwicklung, Überwachung und Sicherheit, Koordination des Betriebs sowie vorgeschriebene Massnahmen bei Notfällen und im Zusammenhang mit power system planning.¹²

Zusätzlich gibt NVE vor, welche Kosten aus der zugestandenen Erlösobergrenze zu bestreiten sind; es sind dies: Betriebskosten, Kapitalkosten (Abschreibungen, Wertanpassungen und Verzinsung des Kapitals), Kosten im Zusammenhang mit den Netzverlusten, Kosten im Zusammenhang mit Systemdienstleistungen und besonderen Regulierungen sowie die Vermögenssteuer (property tax).¹³

Daneben gibt es Kosten, die nicht Teil der Erlösobergrenze sind, sondern die zusätzlich zu dieser gedeckt werden können. Dazu gehören: Kosten im Zusammenhang mit dem Einkauf von Netzdienstleistungen von anderen (z. B. vorgelagerten) Netzbetreibern, Mieten für Netzteile anderer Netzbetreiber¹⁴ sowie die Gewinnsteuer (income tax).

Abgrenzung zwischen verschiedenen Geschäftsfeldern

In der Berichterstattung an NVE müssen wettbewerbliche und Monopolaktivitäten in getrennte Abschnitte aufgeteilt sein. Dies gilt sowohl für die Gewinn- und Verlustrechnung als auch für die Bilanz. Die folgenden Sparten müssen unterschieden werden:

- **Verkauf von Elektrizität:** Einkauf und Verkauf von Elektrizität,
- **Produktion von Elektrizität:** Kosten der Elektrizitätsproduktion in eigenen Kraftwerken und von Tochtergesellschaften; falls eine Unternehmung keine eigene Verkaufsabteilung besitzt, können die Kosten des Grosshandels bzw. des Verkaufs an Endverbraucher ebenfalls hier ausgewiesen werden,
- **Übertragungsnetz** (Höchstspannung): sowohl die Vermietung des Netzes an Statnett als auch der eigene Betrieb sind auszuweisen,

¹² Vgl. Section 7-4 der NVE-Richtlinien.

¹³ Bis 2001 war auch die Besteuerung der Gewinne (income tax) im zulässigen Einkommen enthalten. Sie darf seit 2002 zusätzlich zum zulässigen Einkommen gedeckt werden.

¹⁴ Dadurch, dass die vorgelagerten Netzbetreiber ebenfalls einer Erlösobergrenze unterliegen – in die auch die Erträge aus dem Verkauf bzw. der Vermietung von Netzleistungen an nachgelagerte Netzbetreiber eingehen –, können diese Kosten von den nachgelagerten Netzbetreibern ohne weitere Kontrolle durch NVE weiter gewälzt werden.

- **Regionale Netze** (Hochspannung): Gewinn und Verlust müssen auch ausgewiesen werden, selbst wenn auf dieser Netzebene keine Kunden angeschlossen sind. Falls kein eigener Preis für die Nutzung dieser Netzebene in Rechnung gestellt wird, sollen die Erträge in Form eines Transfers vom Verteilnetz ausgewiesen werden,
- **Verteilnetze** (Mittel- und Niederspannung): exklusive Stromzähler und
- **übrige Aktivitäten**: z. B. Fernwärmeversorgung, Leistungen für andere Unternehmen, Strassenbeleuchtung, Installationen, Kabelfernsehen, Beratungsdienstleistungen etc..

Ausserdem sollen die Gewinn- und Verlustrechnung sowie die Bilanz die folgenden Konten aufweisen:

- **Gemeinsame Aktivitäten**: Gemeinsame Aktivitäten werden nicht als eigenes Segment akzeptiert. Gemeinkosten sollen so weit als möglich direkt auf die einzelnen Segmente zugeteilt werden. Als Gemeinkosten sollen nur Kosten ausgewiesen werden, die nicht direkt einem Segment angelastet werden können. Sie sollen so objektiv wie möglich zugeteilt werden und im Zeitablauf stabil bleiben. Sie müssen vollständig weiter verrechnet werden, d.h. es darf kein Gewinn oder Verlust entstehen.
- **Berichtigung / Eliminierung**: Interne Leistungen, die in einem Segment als Ertrag verbucht werden, sind grundsätzlich einem anderen Segment als Aufwand zu verbuchen. Dieses Konto kann verwendet werden, wenn eine Korrektur gegenüber der Finanzbuchhaltung (financial accounting) notwendig ist. Grundsätzlich sind alle Berichtigungen derart vorzunehmen, dass die Zahlen in der Sparte „Gesamte Unternehmung“ (vgl. unten) mit den Angaben im offiziellen Jahresbericht übereinstimmen.
- **Gesamte Unternehmung**: Hier sind die Summen der verschiedenen Segmente (inkl. interne Transaktionen) zusammengefasst. Die Werte müssen mit den Werten in der finanziellen Buchhaltung der Gesamtunternehmung (bzw. der juristischen Einheit) übereinstimmen.

Verhindern von Quersubventionen

Den Netzbereichen dürfen grundsätzlich keine Kosten aus den Wettbewerbsbereichen angelastet werden. Ausserdem ist es nicht erlaubt, Erlöse, die im Netzbereich erwirtschaftet wurden, in andere Sektionen zu transferieren. Alle Übertragungen von finanziellen oder realen Aktiva zwischen Netz- und Wettbewerbsbereich sollen auf der Basis von Marktpreisen erfolgen. Dies gilt auch für die interne Verrechnung von Leistungen zwischen Netz- und Wettbewerbsbereich oder wenn Kapitalgüter von mehreren Bereichen genutzt werden. Falls keine Marktpreise verfügbar sind, sollen die Verrechnungspreise auf den Herstellkosten (inkl. angemessene Verzinsung des

Kapitals) basieren. Schliesslich dürfen Transaktionen zwischen Netz- und Wettbewerbsbereich nur auf der Basis schriftlicher Verträge erfolgen. NVE kann die Verwendung einer bestimmten Methode der Kostenermittlung bzw. -zuteilung verlangen.

Auch die Kostenzuteilung innerhalb der monopolistischen Aktivitäten – d.h. zwischen den Übertragungsnetzen, regionalen Netzen und Verteilnetzen – hat nach klaren, transparenten Prinzipien zu erfolgen, die dokumentiert werden müssen. Gemeinkosten sind so weit als möglich direkt den einzelnen Aktivitäten zuzuordnen.

Insgesamt darf die Regulierung bezüglich Kostenzuteilung auf einzelne Aktivitäten und Netzbereich als eher „light-handed“ bezeichnet werden, da lediglich allgemeine Grundsätze (Nicht-Diskriminierung), aber keine detaillierten Zuteilungsschlüssel vorgegeben werden. NVE akzeptiert in der Regel die Zuteilungen der Unternehmen. Auf die Frage, ob diese Lösung keine Quersubventionen nach sich ziehe, wurde in den Interviews darauf hingewiesen, dass zwar während der kostenorientierten ersten Regulierungsphase durchaus ein Anreiz zur Quersubventionierung zwischen den Netz- und Wettbewerbsbereichen bestanden habe. Dass sich dieser aber mit der Einführung des Benchmarking in der anreizorientierten Regulierung verringert hat. Durch eine übermässige Kostenanlastung im Netzbereich kann zwar zu Beginn der fünfjährigen Regulierungsperiode – gleich wie bei der kostenorientierten Regulierung – eine höhere Erlösobergrenze erreicht werden. Wegen der höheren Netzkosten wird die Unternehmung jedoch durch eine strengere Produktivitätsvorgabe „bestraft“,¹⁵ wodurch sich der Anreiz zu Quersubventionen vermindert. Auch die Tatsache, dass es sich bereits bei knapp einem Viertel aller Netzgesellschaften um reine, nicht-integrierte Netzbetreiber handelt, kann dahingehend interpretiert werden, dass die Wettbewerbsvorteile, die durch Quersubventionierung innerhalb eines integrierten Unternehmens möglich sind, eher von untergeordneter Bedeutung sind.

3.1.3 Überprüfung der Jahresberichte

Qualität der gelieferten Daten

Vor der Deregulierung des Sektors führten die meisten EVU ihr Rechnungswesen nach öffentlich-rechtlichen Grundsätzen, d.h. sie verbuchten hauptsächlich Einnahmen und Ausgaben. Da Investitionen teilweise nicht aktiviert – bzw. sehr rasch abgeschrieben wurden – hatten die ausgewiesenen Buchwerte keinen Bezug zum ökonomischen Wert des Kapitalstocks.

¹⁵ Vgl. dazu Abschnitt 4.2.1.

Es überrascht denn auch nicht, dass NVE die Berichterstattung der Unternehmen 1993, im ersten Jahr mit Pflicht zur Einreichung der Berichte, als nicht verwertbar bezeichnet. Bereits die Daten der Jahre 1994 und 1995 waren von besserer Qualität. Mit den Jahren verbesserte sich die Qualität der gelieferten Daten.

Externe Rechnungsprüfung

Die Jahresberichte müssen von den jeweiligen Revisionsgesellschaften der Unternehmen überprüft werden. Dabei gilt es zu überprüfen, ob die Zahlen, die NVE gemeldet werden, in der Summe mit dem Jahresabschluss übereinstimmen, und ob die Kosten korrekt auf die einzelnen Tätigkeitsbereiche aufgeteilt wurden. Gemäss NVE gibt die externe Prüfung keine Garantie dafür, dass die Jahresberichte nach den Grundsätzen der NVE aufgestellt wurden. Allerdings habe auch die Qualität der Rechnungsprüfung mit den Jahren zugenommen.

Überprüfung durch NVE

Da die Daten von den Unternehmen standardisiert und in elektronischer Form eingereicht werden, vereinfacht sich die Überprüfung der Daten durch NVE. Jedes Jahr werden rund 250 Jahresberichte überprüft. Die Kontrolle konzentriert sich in erster Linie auf die Erlöse, die Kosten und die Investitionen im Monopolbereich. Da Gemeinkosten zwischen den Monopol- und Wettbewerbsbereichen vorhanden sind, werden die Daten aller Tätigkeitsbereiche untersucht. Gemäss Angaben von NVE werden jedoch relativ wenige Ressourcen für die Überprüfung der Jahresberichte eingesetzt. NVE stellt Vergleiche mit dem Vorjahr an und bei grösseren Veränderungen, die nicht erläutert werden, wird in der Regel nachgefragt. Ausserdem werden gewisse Verhältniszahlen mit statistischen Methoden analysiert, um fehlerhafte Berichte zu entdecken.

3.2 Kapitalkosten

Die Kapitalkosten werden kalkulatorisch ermittelt und setzen sich zusammen aus kalkulatorischen Zinskosten und kalkulatorischen Abschreibungen. Sowohl die Abschreibungen als auch die Verzinsung beziehen sich auf eine Kapitalbasis, deren Berechnung im folgenden Abschnitt beschrieben wird.

3.2.1 Kapitalbasis

Für Sachanlagen, die im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb stehen, und für andere Sachanlagen muss von jedem Netzbetreiber für jede Netzebene ein Register, das die folgenden Angaben enthält, erstellt werden:

- Anschaffungskosten;
- Anschaffungen und Veräusserungen von Sachanlagen während des Berichtsjahres;
- staatliche Netzkostenbeiträge;
- Beiträge der ans Netz angeschlossenen Kunden (Anschluss- oder Netzkostenbeiträge);
- Abschreibungen.

Zusätzlich müssen Angaben zur physisch vorhandenen Netzinfrastruktur gemacht werden (Länge des Netzes, Anzahl Transformatoren, Länge der Unterwasserleitungen usw.).

Die Netzinfrastruktur ist zu **Anschaffungszeitwerten** zu bewerten, d.h. von den historischen Anschaffungswerten sind die kumulierten Abschreibungen abzuziehen. Anlageteile, die durch staatliche Netzkostenzuschüsse oder Netzkostenbeiträge der angeschlossenen Kunden finanziert wurden, dürfen nicht aktiviert werden.

Von mehreren Sparten gemeinsam genutztes Anlagevermögen wie Fahrzeuge, Mobiliar, Werkzeuge, Computer, Gebäude und Grundstücke muss so weit wie möglich direkt den einzelnen Bereichen zugeordnet werden. Anlagevermögen, das von mehreren Tätigkeitsbereichen genutzt wird, sollte gemäss Schlüsseln aufgeteilt werden. Die Aufteilungskriterien zwischen Monopol- und Wettbewerbsbereichen müssen im Erläuterungs-Teil ausgeführt werden.

Das Nettoumlaufvermögen (net working capital), das in die Kapitalbasis eingeht, wird rein rechnerisch bestimmt. Es beläuft sich auf 1 Prozent des Werts des Anlagevermögens. Dadurch soll verhindert werden, dass die Netzbetreiber durch die Regulierung einen Anreiz erhalten, einen unnötig hohen Bestand an flüssigen Mitteln zu halten, nur weil diese mit dem Referenz-Zinssatz verzinst würden.

Neubewertung der Infrastruktur

Vor der Deregulierung führten die meisten Unternehmen kein Rechnungswesen, das den Ansprüchen der Regulierung genügte. Viele EVU hatten eine öffentlich-rechtliche Rechtsform und unterlagen vor der Deregulierung nicht dem Accounting Act oder Companies Act. Insbesondere bezüglich Aktivierung und Abschreibung von Investitionen wurden in der Vergangenheit sehr unterschiedliche Vorgehen gewählt, mit dem Ergebnis, dass die ausgewiesenen Buchwerte des Anlagevermögens oft keinen Bezug zum ökonomischen Wert hatten. Solange die Netzbetreiber

einer kostenorientierten Regulierung unterlagen, ergaben sich daraus keine wesentlichen Probleme, da alle anfallenden Kosten – z. B. infolge von Investitionen – auf die Kunden überwältigt werden konnten. Mit dem Wechsel zur anreizorientierten Regulierung änderte sich dies: einerseits konnten sich die Unternehmen nicht mehr darauf verlassen, dass sie alle Kosten überwälzen konnten, andererseits war NVE beim Benchmarking auf vergleichbare Kosteninformationen angewiesen.

Um eine vergleichbare Startbasis für alle EVU zu schaffen, erlaubte NVE den Netzbetreibern bis zum 1. Juli 1997 eine Neubewertung ihres Anlagevermögens. Beinahe alle EVU nutzten die Möglichkeit einer Neubewertung ihrer Aktiven. Dabei ergaben sich teilweise Probleme, da die Informationen zur Ermittlung der historischen Anschaffungskosten nicht mehr verfügbar waren. In diesen Fällen konnten die historischen Anschaffungskosten rekonstruiert werden. Ausgegangen wurde dabei in der Regel von aktuellen Neubeschaffungswerten der vorhandenen Netzinfrastruktur. Ausgehend von diesen Werten wurde mit Hilfe von historischen Preisindizes der verschiedenen Netzelemente unter Berücksichtigung des Alters der Anlagen zurückgerechnet.¹⁶ Die derart rekonstruierten Anschaffungszeitwerte wurden schliesslich linear bis zur Gegenwart abgeschrieben.

Alle Neubewertungen mussten NVE gemeldet werden; Aufwertungen waren nur mit Zustimmung des NVE möglich. Diese wurde nach einer Prüfung der Unterlagen durch NVE in der Regel erteilt. Die Prüfung beschränkte sich hauptsächlich darauf, abzuklären, ob die quantitativen Angaben zur Infrastruktur (Länge des Netzes, Anzahl Transformatoren usw.) und das Alter der einzelnen Anlageteile korrekt waren.

Allen Beteiligten war damals bewusst, dass durch die Neubewertung der Netze Investitionen teilweise zweimal abgeschrieben wurden. Dies wurde jedoch in Kauf genommen, weil die anreizorientierte Regulierung, von der man sich langfristig beträchtliche Effizienzgewinne versprach, nur funktionieren konnte, wenn allen Unternehmen eine vergleichbare Startbasis zugestanden wurde. Zwischen NVE und der Branche gab es einen Konsens, dass durch die Neubewertung der Netze das durchschnittliche Niveau der Netzpreise nicht steigen durfte. Gemäss Aussagen der Interviewpartner stiegen die Preise bei einigen Netzbetreibern (typischerweise bei jenen mit relativ alten Netzen), während sie bei anderen sanken (bei jenen mit relativ neuen Netzen).

¹⁶ Als Preisindizes wurden Statistiken verwendet, die vom Branchenverband EBL bereits vor der Marktöffnung publiziert worden waren.

3.2.2 Abschreibungen

Sachanlagen, die im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb stehen, müssen linear über kategoriespezifisch festgelegte Abschreibungsdauern abgeschrieben werden. Die Abschreibungen beziehen sich auf die Kapitalbasis, deren Berechnung im letzten Abschnitt beschrieben wurde. Bei der Festlegung der Abschreibungsdauern, die in Tabelle 3 summarisch präsentiert werden, stützte sich NVE auf Empfehlungen des Verbands der Norwegischen Elektrizitätsunternehmen (EBL) an seine Mitglieder aus dem Jahr 1989 – d.h. vor Beginn der Marktöffnung.

Tabelle 3 Abschreibungsdauern für verschiedene Anlagekategorien

Anlagekategorie	Abschreibungsdauer (Jahre)
Gebäude	50
Freileitungen, Kabel, Stationen (Hoch- und Mittelspannung)	35
Freileitungen und Kabel (Niederspannung)	30
Stationen (Niederspannung)	25
Elektronik	25
Fernsteuerung	10
Fahrzeuge und Mobiliar	8
Computer	3

Quelle: NVE (2001), zitiert in *Frontier Economics und EWI (2001)*

Die Abschreibungen sind separat für jedes Geschäftssegment auszuweisen. Anlagenteile, die durch staatliche Zuschüsse oder durch Netzkostenbeiträge der Kunden bezahlt wurden, dürfen nicht abgeschrieben werden.

3.2.3 Kapitalverzinsung

Zu Beginn jeder anreizorientierten Regulierungsperiode wird für jeden Netzbetreiber die angemessene Kapitalverzinsung berechnet, indem die Kapitalbasis mit einem Referenz-Zinssatz verzinst wird. Während der Regulierungsperiode hängt die effektiv erreichte Verzinsung des Kapitals vom Verhältnis zwischen der Produktivitätsvorgabe und der effektiven Produktivitätsentwicklung ab. Liegt das effektive Produktivitätswachstum über der Vorgabe, wird eine höhere Verzinsung des Kapitals erreicht, im umgekehrten Fall eine niedrigere.

Referenz-Zinssatz

Der Referenz-Zinssatz wird berechnet, indem zur durchschnittlichen Rendite einer Staatsanleihe (ST4X), die als Mass für den risikolosen Zinssatz dient, eine Risikoprämie addiert wird. Grundsätzlich geht NVE davon aus, dass der Netzbetrieb als Monopolaktivität mit relativ geringen

Risiken verbunden ist. Ein gewisses Risiko kann sich durch Änderungen des Regulierungsregimes ergeben.

Während der kostenorientierten Regulierung (1992 – 1996) wurde die **Risikoprämie** bei 1 Prozentpunkt festgelegt. Mit dem Wechsel zur anreizorientierten Regulierung wurde die Risikoprämie auf 2 Prozentpunkte erhöht, um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass Kosten nicht immer vollständig auf die Kunden überwältzt werden können. Zwischen 1993 und 1996 wurde der Referenz-Zinssatz jährlich angepasst.¹⁷ Im Jahr 1997 wurde der Referenz-Zinssatz schliesslich für die gesamte Regulierungsperiode 1997 bis 2001 auf 8.3% festgelegt. Mit Beginn der zweiten anreizorientierten Regulierungsperiode im Jahr 2002 wurde beschlossen, dass der Referenz-Zinssatz jährlich an Veränderungen der Rendite der Staatsanleihe angepasst wird.

Das Finanzierungsverhältnis zwischen Fremd- und Eigenkapital, das die einzelnen Unternehmen wählen, fliesst nicht in die Berechnung des Referenz-Zinssatzes ein. Dadurch wurde es den Netzbetreibern verunmöglicht, durch die strategische Wahl ihres Finanzierungsverhältnisses auf die Regulierung zu reagieren.

Durch die Verwendung eines nominalen Zinssatzes ist ein Inflationsausgleich im Rahmen der allgemeinen Preisentwicklung garantiert.

Schwankungsbereich der Kapitalrendite

Da der Referenz-Zinssatz lediglich zur Festlegung des Startwertes in jeder Regulierungsperiode verwendet wird, hängt die effektiv erreichte Kapitalrendite davon ab, in welchem Umfang es einem Netzbetreiber gelingt, seine Kosten zu senken.

Die effektive Rendite, die im Durchschnitt über eine Regulierungsperiode erreicht werden darf, ist nach unten bei 2% und nach oben bei 20% (bis Ende 2001 bei 15%) begrenzt. Durch die Begrenzung nach unten soll, auch Netzbetreibern, die ihre Kosten nicht im notwendigen Ausmass senken (können), eine minimale Verzinsung des eingesetzten Kapitals garantiert werden. Andererseits soll durch die Obergrenze verhindert werden, dass Netzbetreiber ihre Kosten kurzfristig extrem senken – z. B. indem sie beim notwendigen Unterhalt sparen – oder gar eine „hit-and-run“ Strategie verfolgen. Während der ersten anreizorientierten Regulierungsperiode wurden die Grenzen allerdings nur in Ausnahmefällen erreicht, was von NVE dahingehend interpretiert wird, dass die individuellen Produktivitätsvorgaben, die von den Netzbetreibern erfüllt werden mussten, realistisch waren. Die Anhebung der Obergrenze von 15% auf 20% wird damit begründet, dass die Unternehmen dadurch während der 5-Jahres-Periode einen stärkeren Anreiz

¹⁷ Die Zinssätze für die einzelnen Jahre betragen 1993: 11%, 1994: 7%, 1995: 7.5% und 1996: 7.5%.

erhalten, ihre Effizienz zu steigern, auch wenn nach fünf Jahren die Kostenersparnisse – mit der neuen Festlegung der Erlösobergrenze – vollumfänglich an die Verbraucher weitergegeben werden.

3.3 Laufende Betriebskosten

Die laufenden Betriebskosten fließen im Normalfall ohne Korrekturen durch NVE in die Berechnung der anrechenbaren Kosten ein.

3.4 Berücksichtigung der Netzverluste

Da die Kosten der Netzverluste vom Netzbetreiber getragen werden müssen, bilden sie ebenfalls einen Bestandteil der anrechenbaren Kosten. Die Netzverluste werden zu aktuellen Marktpreisen (Durchschnittspreis am Spotmarkt) bewertet. Die Festlegung der Netzverluste (in kWh) stützt sich auf Vorjahreswerte ab. Sind die effektiven Verluste im laufenden Jahr höher oder niedriger, werden sie für die Berechnung der anrechenbaren Kosten nicht angepasst. Dadurch erhalten die Netzbetreiber einen zusätzlichen Anreiz, Massnahmen zu Verminderung der Netzverluste zu treffen. Je stärker die Netzverluste in einem Jahr gesenkt werden können, desto höher ist der Gewinn in diesem Jahr. Erst im Folgejahr bilden die niedrigeren Netzverluste die Basis für die neuen anrechenbaren Kosten.

4 Preissetzungsfragen

Die Regulierung der Preise erfolgt durch die Festlegung einer Erlösobergrenze bzw. eines Erlöspfades. Es werden somit nicht einzelne Preise reguliert, sondern lediglich die Erlöse (d.h. die Summe der mit den relevanten Absatzmengen gewichteten Preise).

Die Erlösobergrenze soll so festgelegt sein, dass Netzbetreiber, die ihre Netzdienstleistungen zu den niedrigsten möglichen Kosten herstellen, langfristig eine angemessene Kapitalrendite erzielen.

Die Festlegung des zulässigen Erlöspfades erfolgt in zwei Schritten:

1. Bestimmung der Erlösobergrenze im ersten Jahr der Regulierungsperiode basierend auf der individuellen Kostensituation.
2. Festlegung des Erlöspfades in den Folgejahren.

Die Netzgesellschaften müssen ihre Preise so setzen, dass die Erlösobergrenze eingehalten wird. Überhöhte Erlöse müssen im Folgejahr an die Endverbraucher zurück gegeben werden.

4.1 Erlösobergrenze im ersten Jahr einer Regulierungsperiode

Bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus der zugelassenen Erlöse stellt NVE weitgehend auf die individuelle Kostensituation ab. Dadurch wird sichergestellt, dass die individuelle Situation jedes Netzbetreibers berücksichtigt wird. In der ersten anreizorientierten Regulierungsphase (1997 – 2001) dienen die Kosten der Jahre 1994 und 1995 als Basis, in der zweiten Phase (2002 – 2006) stützte sich NVE auf die durchschnittlichen Kosten der Jahre 1996 bis 1999 ab.¹⁸ Durch eine Inflationsbereinigung der Kostendaten wird sichergestellt, dass jeder Netzbetreiber im ersten Jahr der Regulierungsperiode von einer Erlösobergrenze ausgehen kann, die in etwa seinen Kosten entspricht.

Die Erlösobergrenze im ersten Jahr jeder Regulierungsperiode ist somit **kostenbasiert**. Dies bringt Vorteile für Unternehmen mit relativ hohen Kosten, egal ob diese durch die Ineffizienz eines Netzbetreibers oder durch ungünstige Umfeldbedingungen verursacht sind. Gerade die

¹⁸ Indem kein Jahr ausgelassen wird, soll verhindert werden, dass die Netzbetreiber Anreize haben, ihre Kosten aus strategischen Gründen zwischen den Jahren zu verschieben.

effizienteren Netzbetreiber wünschten sich allerdings eine Lösung, die weniger stark auf die individuellen Kosten jedes Netzbetreibers abstellt. Es besteht hier ein Interessenkonflikt zwischen Produktivitätsanreizen und der Absicherung jener Netzbetreiber, die nicht in der Lage sind, ihre Kosten stärker zu senken.

4.2 Festlegung des Erlöspfades für die Folgejahre

Während der 5-jährigen Regulierungsperiode entwickelt sich die Erlösobergrenze jedes Netzbetreibers unabhängig von seinen realisierten Kosten. Sein Erlöspfad wird durch die folgenden Elemente bestimmt:

- generelle Produktivitätsvorgabe,
- individuelle Produktivitätsvorgabe basierend auf einem Benchmarking,
- Versorgungsqualität (Lieferunterbrüche),
- erwartete Inflation im folgenden Jahr,
- erwartete (dauerhafte) Veränderung der Nachfrage,
- Veränderung der Zinsentwicklung (Rendite der Staatsanleihen).

Die **Effizianzanreize** entstehen im norwegischen Regulierungsmodell durch die Entkopplung der zulässigen Erlöse von den realisierten Kosten während der 5-jährigen Regulierungsperiode und durch den Leistungsvergleich (Benchmarking) zwischen den verschiedenen Netzbetreibern.

4.2.1 Produktivitätsvorgabe

Generelle Produktivitätsvorgabe

Von allen Netzbetreibern wird eine generelle jährliche Produktivitätssteigerung erwartet; zusätzlich werden basierend auf einem Effizienzvergleich (Benchmarking) individuelle Produktivitätsvorgaben gemacht. Die generelle Vorgabe betrug im Jahr 1997 – als noch keine individuellen Vorgaben gemacht wurden – 2%; seit 1998 beträgt sie für alle lokalen Verteilnetzbetreiber 1.5% und wurde auch für die neue Regulierungsperiode unverändert gelassen.¹⁹

¹⁹ Für die Regionalnetzbetreiber betrug die Produktivitätsvorgabe 1997 und 1998 je 2%; danach wurde sie auf 0.5% gesenkt.

Individuelle Produktivitätsvorgabe durch Benchmarking

Daneben wird jeweils für jede neue Regulierungsperiode basierend auf denselben Daten, die für die Festlegung der Erlösobergrenze im jeweils ersten Jahr verwendet werden – d.h. 1994 und 1995 für die erste und 1996-1999 für die zweite anreizorientierte Regulierungsperiode –, ein Benchmarking durchgeführt. NVE wendet dabei die Data Envelopment Analysis (DEA) an.

Das norwegische Modell zur Effizienzermittlung für die lokalen Verteilnetzbetreiber²⁰ hat fünf Output- und vier Inputvariablen (vgl. Grønli, forthcoming):²¹

Output:

- Anzahl Kunden
- Gelieferte Energie [MWh]
- Länge der Hochspannungskabel [km]
- Länge der Unterwasserkabel [km]
- Länge der Niederspannungskabel [km]

Input:

- Anzahl Arbeitsstunden pro Jahr
- Netzverluste [MWh]
- Kapitalstock [NOK 1000]
- Material und Fremdleistungen [NOK 1000]

Mit diesen (weitgehend) physisch definierten Input- und Output-Variablen wird in einem ersten Schritt die technische Effizienz bestimmt. Für den Leistungsvergleich, auf dem die Regulierung basiert, wird jedoch die Kosteneffizienz ermittelt. Dazu werden die Inputgrößen mit den entsprechenden Faktorpreisen monetarisiert und den realen Output-Variablen gegenüber gestellt. Da bei der Bewertung des Kapitalstocks beträchtliche Unsicherheit herrscht, werden jeweils zwei Varianten der DEA – mit ansonsten identischen Variablen – berechnet: im einen Fall wird das Kapital zu Buchwerten (gemäss den Angaben der Netzbetreibern in ihren Jahresberichten an NVE), im andern Fall zu Wiederbeschaffungs-

²⁰ Bei den Regionalnetzbetreibern werden die selben Inputvariablen verwendet; als Outputvariablen gehen ein: Spitzenlast, Länge des Netzes, Stromaustausch mit anderen Netzen und Einrichtungen, die zum Übertragungsnetz gehören.

²¹ In Vorstudien wurden auch ein Klimaindex und ein Korrosionsindex in die Variablenliste aufgenommen. Allerdings haben diesen Variablen gemäss NVE keine signifikante Erklärungskraft.

neuwerten (basierend auf dem Inventar der Anlagen und einem aktuellen Kostenkatalog) bewertet.

Mit der DEA werden zuerst die Netzbetreiber ermittelt, die ihre Ressourcen am effizientesten einsetzen („best practice“). Anschliessend werden die Ergebnisse jedes Netzbetreibers mit den effizientesten verglichen. Dieser Vergleich liefert Informationen bezüglich der relativen Effizienz, bzw. darüber, welche Effizienzverbesserungen möglich wären. Für die Regulierung wird jedem Netzbetreiber der jeweils günstigere Wert, der sich aus den beiden Varianten der Kapitalbewertung ergibt, zugestanden. Im Durchschnitt unterscheiden sich die Ergebnisse der beiden Methoden nur wenig²² – im Einzelfall können sich jedoch beträchtliche Unterschiede ergeben: Bei der Bewertung nach Buchwerten waren 35% der untersuchten lokalen Netzbetreiber zu weniger als 70% effizient; bei der Kapitalbewertung zu Neuwerten 28%. Wurde jeweils der günstigere Wert verwendet, waren lediglich 22% der Netzbetreiber zu weniger als 70% effizient.

Die individuellen Produktivitätsvorgaben werden so festgesetzt, dass die gemessene relative Ineffizienz innerhalb einer 5-jährigen Regulierungsperiode um ein Drittel reduziert wird. D.h. ein Netzbetreiber, der gemäss DEA nur zu 70% effizient (d.h. 30% ineffizient) ist, wird eine individuelle Produktivitätsvorgabe von ca. 2% pro Jahr erhalten. Die individuellen Produktivitätsvorgaben bleiben während der 5-jährigen Regulierungsperiode jeweils konstant.

4.2.2 Berücksichtigung der Netzqualität

Mit Beginn der neuen Regulierungsperiode im Jahr 2002 wurde die Berechnung der Erlösobergrenze um ein zusätzliches Element erweitert, von dem Investitions- und Qualitätsanreize ausgehen sollen. Obwohl während der letzten Jahre kein Rückgang der Versorgungsqualität festgestellt werden konnte (vgl. Abschnitt 2.4.3), geht NVE davon aus, dass Netzbetreiber bei der bisher praktizierten anreizorientierten Regulierung ungenügende Anreize haben, eine genügende Versorgungsqualität bereit zu stellen. Aus diesem Grund wurde die Erlösobergrenze qualitätsabhängig ausgestaltet.²³ Die Versorgungsqualität wird dabei definiert als unterbruchsfreie Stromversorgung. Erfasst werden (nicht angekündigte und angekündigte) Stromunterbrüche von mehr als drei Minuten Dauer. Diese werden für jeden Netzbetreiber differenziert nach vier Kategorien erfasst: angekündigt – nicht angekündigt für Haushalt- und Landwirtschaftskunden

²² Der gewichtete Durchschnitt der Brancheneffizienz betrug beim ersten Benchmarking mit Buchwerten 79%, bei Verwendung der Neuwerte 77% (vgl. NVE, ohne Jahr, S. 20).

²³ vgl. Langset et al. (ohne Jahr).

einerseits sowie Industrie- und Dienstleistungskunden andererseits. Gemessen werden die infolge Stromunterbruch nicht gelieferten kWh.

Für jeden Netzbetreiber wurde von NVE basierend auf seiner historischen Unterbruchshäufigkeit und basierend auf einem Vergleich mit ähnlichen Netzbetreibern ein Zielwert der nicht gelieferten kWh festgelegt. Die Erlösobergrenze wird auf diesen Wert geeicht: stimmen die tatsächlichen nicht gelieferten kWh mit der Vorgabe überein, bleibt die Erlösobergrenze unverändert. Wird der Zielwert nicht erreicht, wird die Erlösobergrenze nach unten angepasst. Falls weniger Stromunterbrüche als vorgegeben realisiert werden, erfolgt eine entsprechende Anpassung der Erlösobergrenze nach oben. Nicht gelieferte kWh werden dabei mit den folgenden spezifischen Kosten „bestraft“:

Tabelle 4 Durchschnittliche Unterbruchskosten in NOK pro nicht gelieferte kWh

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

a) 100 NOK entsprechen ca. 20 CHF.

Quelle: Langset et al. (ohne Jahr), S. 2.

Durch das gewählte Verfahren profitieren nicht die direkt von Versorgungsunterbrüchen betroffenen Kunden, sondern – durch die Senkung der Erlösobergrenze – gleichmässig alle Kunden im Versorgungsgebiet. NVE lässt es Grossverbrauchern jedoch offen, mit ihrem Netzbetreiber direkte Verträge für den Fall von Lieferunterbrüchen abzuschliessen. In diesem Fall werden die Unternehmen bei Unterbrüchen direkt kompensiert; die Unterbrüche gehen dann nicht mehr in die Berechnung und Bestrafung des allgemeinen Unterbruchsniveaus ein.

NVE erwartet, dass von dieser Regulierung richtige Qualitätsanreize ausgehen, da sich für einen Netzbetreiber qualitätsverbessernde Investitionen so lange lohnen, als deren Grenzkosten niedriger als die erwartete marginale Erhöhung der Erlöse infolge verminderter Lieferunterbrüche liegen. Diese Qualitätsregulierung dürfte in Zukunft noch verfeinert werden.

4.2.3 Berücksichtigung von Nachfrage-, Inflations- und Zinsentwicklung

Die Erlösobergrenze wird jährlich durch NVE an die Inflations-, Nachfrage- und Zinsentwicklung angepasst.

Berücksichtigung des Nachfragewachstums

Wenn die Nachfrage nach Netzdienstleistungen während der Regulierungsperiode steigt, sei es dass mehr Energie transportiert werden muss oder dass zusätzliche Kunden ans Netz angeschlossen werden müssen, steigen langfristig die Netzkosten. Aus diesem Grund hat NVE eine Zunahme der Erlösobergrenze bei zunehmender Nachfrage vorgesehen.

Während der ersten anreizorientierten Phase (1997 – 2001) hat NVE ein System angewendet, das sich lediglich auf die abgesetzte Energiemenge abstützte: Eine Zunahme der gelieferten Elektrizitätsmenge um x Prozent führt dabei zu einem Anstieg der zugelassenen Erlöse um $0.5 \cdot x$ Prozent. D.h. die Zunahme der abgesetzten Energiemenge schlägt lediglich zu 50 Prozent auf die Erlöse durch. Dieses Vorgehen wurde von NVE mit dem Argument gerechtfertigt, dass beim Netzbetrieb Grössenvorteile vorhanden sind. In NVE-Dokumenten wurde jedoch angekündigt, dass diese Frage noch weiter zu vertiefen sei.

Mit Beginn der zweiten anreizorientierten Phase im Jahr 2002 wurde eine neue Lösung gewählt, bei der sowohl die abgesetzte Energiemenge als auch die Kundenzahl in die Berechnung der Erlösobergrenze eingeht. Steigen beide um x Prozent, wird auch die Erlösobergrenze im selben Umfang angepasst. Eine Nachfragezunahme (Energie und Kundenzahl) schlägt somit zu 100 Prozent auf die Erlösobergrenze durch.

Berücksichtigung der Inflation

Die Inflation gemessen als Veränderung des Konsumentenpreisindex kann vollständig auf die Erlösobergrenze überwältigt werden. Die Erlösobergrenze für ein bestimmtes Jahr basiert jeweils auf einer Prognose der Inflation. Zu hohe (niedrige) Erlöse infolge Prognosefehler führen im Folgejahr zu einer Reduktion (einem Anstieg) der Erlösobergrenze.

Berücksichtigung der Zinsentwicklung

Während der ersten anreizorientierten Phase (1997 – 2001) wurde die Erlösobergrenze nicht jährlich an Zinsschwankungen angepasst. Der Referenz-Zinssatz wurde zu Beginn der Regulierungsperiode festgesetzt und blieb dann für fünf Jahre unverändert. In der neuen Regulierungsphase, die im Jahr 2002 startete, ging NVE dazu über, Veränderungen des Referenz-Zinssatzes bzw. der durchschnittlichen Rendite der Staatsanleihen jährlich bei der Ermittlung der Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Dies dürfte vor allem in Phasen mit erhöhter Inflation zu Verbesserungen für die Netzbetreiber führen.

4.2.4 Handhabung zu hoher oder zu niedriger realisierter Erlöse

Grundsätzlich sollten die Netzbetreiber überhöhte oder zu niedrige Erlöse so behandeln, dass über die Zeit die Erlösvorgabe eingehalten wird. Überhöhte oder zu niedrige Erlöse müssen für die drei Netzebenen (Übertragungsnetz, regionales Netz und lokales Verteilnetz) getrennt ausgewiesen werden. Überhöhte Erlöse müssen jeweils im Folgejahr entweder durch Preis-anpassungen oder durch direkte Zahlungen an die Kunden ausgeglichen werden. Die entsprechenden Guthaben der Kunden sind mit der Rendite von Staatsanleihen zu verzinsen; für Guthaben des Netzbetreibers kann ein niedrigerer Zinssatz angewendet werden.

4.3 Allgemeine Grundsätze der Preissetzung

Die Preise für die einzelnen Netzebenen sollen so gesetzt werden, dass die resultierende Verteilung der Erlöse auf die Netzebenen nach objektiven, nicht-diskriminierenden Kriterien erfolgt. Die Aufschlüsselung soll durch die Netzbetreiber dokumentiert werden können.

Preissetzung je Netzebene und Kundengruppe

Obwohl die Kosten differenziert für die drei Netzebenen (Übertragungsnetz, regionales Netz und lokales Verteilnetz) erfasst werden, wird daraus lediglich eine einzige Erlösobergrenze berechnet, die alle Netzebenen eines EVU umfasst. Bezüglich Preissetzung je Netzebene ist der Netzbetreiber somit frei, solange die allgemeinen Grundsätze eingehalten werden.

Kunden, die sich durch die Preissetzung eines Netzbetreibers diskriminiert fühlen, können an NVE gelangen.

Preisstruktur

Die Netzbetreiber sind in der Wahl ihrer Preisstruktur relativ frei. Die folgenden Elemente der Preisstruktur können verwendet werden:

- Energie-Komponente (pro kWh), die sich an den Kosten der marginalen Netzverluste orientiert.
- Leistungs-Komponente (pro kW), falls die Leistung eines Kunden gemessen wird.
- Fixe Komponente oder Komponenten basierend auf der maximalen Nachfrage oder der installierten Kapazität.

Von einem Gesprächspartner wurde darauf hingewiesen, dass sich die Netzbetreiber in sehr unterschiedlichen Situationen befinden (z. B. bezüglich Auslastungsgrad ihres Netzes) und dass sie deshalb darauf angewiesen sind, unterschiedliche Preisstrukturen einsetzen zu können.

Preisanpassung

Die Netzbetreiber können ihre Preise drei Wochen nach Mitteilung an ihre Kunden anpassen. In der Regel werden die Netzpreise jedoch jährlich angepasst.

4.4 Sonderfragen

Verkauf von Netzbestandteilen

Der Verkauf von Netzbestandteilen entspricht in der Wahrnehmung von NVE einer Übertragung der entsprechenden anrechenbaren Kosten bzw. der daraus resultierenden Erträge. Bei einem Verkauf von Netzteilen müssen die Buchwerte der beteiligten EVU angepasst werden. Falls der Verkauf nicht zu den Buchwerten erfolgt, d.h. wenn Gewinne oder Verluste aus dem Verkauf resultieren, sind diese nicht Teil der anrechenbaren Kosten und haben deshalb keinen Einfluss auf die Erlösbergrenze. Alle Verkäufe müssen NVE mitgeteilt werden. Basierend auf dieser Meldung bestimmt NVE die neuen Erlösbergrenzen der am Verkauf beteiligten EVU, wobei die Summe der Erlösbergrenzen unverändert bleibt.

Fusionen und Übernahmen von Netzbetreibern

Bei Fusionen und Übernahmen (M&A) von Netzbetreibern ergibt sich die Erlösbergrenze als Summe der individuellen Erlösbergrenzen.

An der Entwicklung der M&A lassen sich die Anreizwirkungen des Regulierungssystems beobachten. Aufgrund der Tatsache, dass nach einer Übernahme während der Regulierungsperiode die Erlösbergrenzen der beiden Unternehmen addiert werden, und die Kostensynergien in der Regel nicht unmittelbar mit der Übernahme realisiert werden können, werden Anreize gesetzt, gegen Ende der Regulierungsperiode Fusionen respektive Übernahmen zu tätigen. Dadurch wird die Erlösbergrenze für die neue Regulierungsperiode aufgrund der noch nicht realisierten Effizienzgewinne gesetzt, wogegen während der Regulierungsperiode die Kapitalrendite aufgrund der dann realisierten Effizienzgewinne gesteigert werden kann.

Umverteilung zwischen verschiedenen Netzgesellschaften

Netzbetreiber können frei über die Zuteilung der Erlösobergrenzen verhandeln, solange die Summe der Erlösobergrenzen der beteiligten Netzbetreiber unverändert bleibt. Übereinkünfte bezüglich einer Umverteilung sind NVE schriftlich mitzuteilen.

Netzteile im Besitz mehrerer Netzbetreiber

Der gemeinsame Besitz eines Netzes durch mehrere EVU darf nicht dazu führen, dass die Summe der Erlösobergrenzen der beteiligten EVU steigt. Ein Betreiber ist zuständig für die Preissetzung und die Ausarbeitung von Prognosen etc.

5 Synthese und Schlussfolgerungen für die Schweiz

5.1 Erfolgsfaktoren

Die Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft in Norwegen wird allgemein als Erfolg betrachtet. Diese Einschätzung wurde auch von all unseren Gesprächspartnern geteilt. Aus unserer Sicht kann der Erfolg zusammenfassend auf drei Faktoren zurückgeführt werden.

1. Die Regulierung wird als schrittweiser Prozess verstanden,
2. Die Regulierung konzentriert sich darauf, die grundlegenden Anreize „richtig“ zu setzen, was es ermöglicht, bei vielen Fragen auf detaillierte Vorgaben verzichten zu können,
3. Es herrscht ein Klima der gegenseitigen Akzeptanz zwischen der Regulierungsbehörde und der Branche.

Regulierung als schrittweisen Prozess verstehen

Die Regulierung des Elektrizitätssektors in Norwegen startete mit einem relativ allgemeinen Ziel:

These regulations shall lay the basis for an efficient electricity market and control of network operations as a natural monopoly. The regulations shall ensure that electricity is transmitted at the right quality and price, and that the network is used and developed in a safe and rational way for society.²⁴

Infolge der Komplexität der Materie und in Anbetracht der relativ kleinen Regulierungsbehörde (rund 20 Personen) wurde ein schrittweises Vorgehen gewählt, bei dem das Hauptziel nie aus dem Auge verloren wurde, im Wissen, dass nicht alle Ziele schon zu Beginn erreicht werden können. Die wichtigsten Schritte waren:

- Aufbau einer vergleichbaren Datenbasis für die Regulierung,
- verhindern von Renten im Monopolbereich,
- Effizienz bei den Netzbetreibern erhöhen.
- ausreichende Investitions- und Qualitätsanreize geben.

²⁴ Zweckartikel (Section 1-1) der Regulierungen des NVE (vgl. Anhang 7.3).

Dieses vorsichtige Vorgehen hat planbare Rahmenbedingungen für alle Beteiligten geschaffen. Die Entwicklung der Regulierung war aufbauend. Es kam nicht vor, dass wichtige Elemente, die einmal eingeführt worden waren, wieder entfernt werden mussten. Oft wurden jedoch Verfeinerungen vorgenommen.

Als Grundstein für alle Regulierungsaktivitäten ist dabei die Schaffung einer vergleichbaren Datenbasis zu sehen. Dies gilt sowohl für die Beurteilung der Frage, ob Monopolrenten abgeschöpft werden, als auch für die Durchführung von Leistungsvergleichen. Durch die Kenntnis der Unternehmensgeschichte vor dem Start der anreizorientierten Regulierung können zudem gewisse Informationsnachteile des Regulators reduziert werden.

Anreize „richtig“ setzen statt Detailvorgaben machen

Als zweiten „key success factor“ betrachten wird den Grundsatz, dass bei allen Regulierungsmassnahmen, die Frage der richtigen Anreize im Zentrum steht. Im Idealfall sollten Massnahmen so gestaltet sein, dass die regulierten Firmen einen Anreiz haben, die gesellschaftlich bzw. politisch vorgegebenen Ziele zu verfolgen.

Dazu können verschiedene Beispiele angeführt werden:

- Durch die Kombination von Kosten- und Anzelelementen in der Regulierung vermindert sich der Anreiz, Quersubventionen zwischen Netz und anderen Aktivitäten vorzunehmen oder Anlagenteile überhöht zu bewerten: Dadurch lässt sich zwar zu Beginn einer Regulierungsperiode eine höhere Erlösobergrenze erreichen, dafür ergibt sich im Effizienzvergleich eine strengere Produktivitätsvorgabe.
- Durch die Einführung der qualitätsabhängigen Erlösobergrenze lohnt es sich für die Netzbetreiber Investitionen zu tätigen, die Stromunterbrüche verhindern, bzw. falls Unterbrüche auftreten, diese möglichst schnell zu beheben.
- Durch den Verzicht auf detaillierte Vorgaben bezüglich dem Einsatz verschiedener Preiselemente – bei gleichzeitiger Begrenzung der Erlöse – hat jeder Netzbetreiber die Möglichkeit, die Preise so zu setzen, dass sein Netz möglichst optimal ausgelastet ist. Dies gilt besonders im Zusammenhang mit dem Lastmanagement: je eher es einem Netzbetreiber durch seine Preissetzung gelingt, eine gleichmässige Auslastung seines Netzes zu erreichen, desto grösser sind seine Gewinne. Zugleich ist eine möglichst hohe, gleichmässige Netzauslastung auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht effizient.

Die Regulierung von über 200 Netzbetreibern durch eine derart schlanke Regulierungsbehörde ist vermutlich überhaupt nur möglich (bzw. durchsetzbar), wenn der Fokus sehr stark bei den richtigen Anreizen und nicht bei der Detailregulierung liegt.

Akzeptanz bei der Branche schaffen

Als dritten Erfolgsfaktor betrachten wir die Tatsache, dass es NVE (mit den Jahren) gelang, eine hohe Akzeptanz der Regulierung bei der Branche zu schaffen. Verschiedene Massnahmen haben dazu beigetragen:

- Indem NVE eine Neubewertung der Netze zu Beginn der Marktöffnung erlaubte, wurden für alle Netzbetreiber vergleichbare Startbedingungen geschaffen, die als fair angesehen wurden.
- Da sich NVE bei allen Entscheidungen immer auf Daten abstützte, die von den Unternehmen selbst geliefert werden, hatten es diese schwer, gegen die Regulierung zu argumentieren.
- NVE verwendete in Bereichen, in denen es vor der Deregulierung bereits Branchenempfehlungen gab, die Angaben der Branche für ihre Regulierung (z. B. Empfehlungen der Branche bezüglich Abschreibungsdauern oder Preisindizes für die Kostenentwicklung verschiedener Anlagenteile).²⁵
- NVE und die Branche befinden sich in einem ständigen Dialog, z. B. indem gemeinsame Workshops durchgeführt werden. Vor der Weiterentwicklung der Regulierung findet jeweils eine kurze, intensive Diskussionsphase statt, während der die Kommentare der Branche aufgenommen werden.
- Der gesamte Regulierungsprozess zeichnet sich durch eine hohe Transparenz aus. Alle Daten (Jahresberichte, Ergebnisse des Leistungsvergleichs) und Dokumente sind öffentlich und werden im Internet publiziert. Dies gilt z. B. auch für die Korrespondenz zwischen Regulator und den Unternehmen bei Einsprachen.

Dieses Vorgehen hat dazu geführt, dass die Diskussionen zwischen der Branche und NVE meist auf qualitativ hohem Niveau stattfinden. Hauptthema sind Vorschläge für die Weiterentwicklung der Regulierung. Daneben gibt es rund 10 bis 20 Einsprachen pro Jahr (meist zu „technischen“ Themen, z. B. welche Variablen im Benchmarking verwendet werden sollen), die von einzelnen Unternehmen oder von Unternehmensgruppen eingereicht werden.

²⁵ Die Verwendung von Branchenempfehlungen, die eigens für die Regulierung erarbeitet werden, wäre mit dem Nachteil verbunden, dass die Unternehmen ein gewisses Potential haben, sich strategisch zu verhalten (rent seeking).

5.2 Schlussfolgerungen für die Schweiz

Norwegen bietet sich aufgrund der vergleichbaren Struktur der Elektrizitätswirtschaft und dank der über zehnjährigen positiven Erfahrung mit der Deregulierung als interessantes Vergleichsland an. Viele Probleme, die in der Schweiz gegenwärtig diskutiert werden, bestanden auch in Norwegen und wurden dort erfolgreich gelöst. In diesem Zusammenhang sind beispielhaft genannt:

- Probleme, die sich aus der ungenügenden Qualität der Buchhaltungen der EVU vor der Marktöffnung ergeben.
- Administrativer Umgang mit einer sehr grossen Anzahl von Netzbetreibern.
- Frage nach der „richtigen“ Bewertung der Netzinfrastruktur.
- Umgang mit Problemen, die sich durch einen Systemwechsel ergeben (z. B. dass Investitionen teilweise zweimal abgeschrieben werden könnten).
- Frage, wie mit der (vermutlich) ineffizienten Branchenstruktur umgegangen werden soll.
- Möglichkeiten, den Netzbetreibern Kostensparanreize zu geben ohne die Versorgungsqualität zu gefährden.

In all diesen Bereichen dürfte sich der Blick nach Norwegen sicher lohnen. Zumal die Erfahrungen in Norwegen zeigen, dass eine Marktöffnung durchaus dazu führen kann, dass die Kunden von tieferen Preisen – bei unveränderter Versorgungsqualität – profitieren und dass sich gleichzeitig interessante Gewinnmöglichkeiten für die EVU ergeben.

6 Literatur

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

Filippini, M., Wild, J. und Luchsinger, C. (2001), Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung. Erfahrungen in Norwegen und Schweden. Energiewirtschaftliche Grundlagen, Bundesamt für Energie, Bern.

Frontier Economics und Energiewirtschaftliches Institut (EWI), 2001, Zusammenstellung von Kostenrechnungsansätzen für kalkulatorische Kosten von Stromnetzen (Transport und Verteilung) in den Ländern Norwegen, England/Wales, Dänemark und Niederlande, Kurzgutachten im Auftrage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Grasto, Ketil (ohne Jahr, ca. 1997), Incentive-based regulation of electricity monopolies in Norway – background, principles and directives, implementation and control system, Norwegian Water Resource and Energy Directorate (NVE), <http://www.nve.no/english/regulation/paperonregulation.doc>

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

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

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

Jonassen, Torfin (1998), Opening of the Power Market to End Users in Norway 1991-1999, Unclassified Report to NVE.

Langset, T., Trengereid, F., Samdal, K. und Heggset, J. (ohne Jahr, ca. 2001), Quality dependent revenue caps – A model for quality of supply regulation; mimeo; NVE und SINTEF.

Matre, Knut (1999), Financial and Technical Reporting, NVE, <http://www.nve.no>.

Norwegian Water Resource and Energy Directorate (NVE), ohne Jahr, Dokument zur DEA-Analyse (deutsche Übersetzung); überreicht anlässlich des Interviews.

Norwegian Water Resource and Energy Directorate (NVE), Guidelines For Calculating Transmission Tariffs (Unofficial translation), November 1997,
<http://webben.nve.no/kraftmarked/retningslinjer/tariffer/english.html>

Norwegian Water Resource and Energy Directorate (NVE), Regulations concerning financial and technical reporting, permitted income for network operations and transmission tariffs (Electricity network regulations), 11.3.1999, Unofficial Translation: Peter Thomas,
http://www2.nve.no/english/mt/regulation/Electricity%20network%20regulations_new.doc

Royal Ministry of Petroleum and Energy (OED), Proposition nr. 43 (1989-90) to the Odelstring, Concerning an Act relating to the generation, conversion, transmission, trading and distribution of energy etc. (The Energy Act), 30.3.1990 (unofficial translation),
<http://odin.dep.no/archive/oedvedlegg/01/01/Energ008.pdf>

Royal Ministry of Petroleum and Energy (2000), Fact sheet 2000. The energy sector and water resources in Norway.

7 Anhang

7.1 Interviews

Neben dem Studium der diversen verfügbaren Dokumente über die Art der Strommarktliberalisierung in Norwegen wurden von den Autoren und einem Vertreter des Bundesamtes für Energie (BFE) im Februar 2002 auch einige Interviews mit Exponenten der norwegischen Elektrizitätswirtschaft durchgeführt. Die Interviews dienten dabei vor allem zur Klärung verschiedener Detailfragen, der Abschätzung der Art der effektiven Umsetzung der diversen Richtlinien und Gesetze sowie der Erfassung der vergangenen und aktuellen politischen Diskussionen. Die Protokolle der Gespräche wurden den Interviewpartnern zur Genehmigung vorgelegt und flossen in den Bericht ein. Mit den folgenden Personen wurden die Interviews durchgeführt, wobei darauf geachtet wurde, dass sowohl die Meinungen des Regulators, der Branche als auch von unabhängigen Beratern berücksichtigt werden konnten:

Ministry of Petroleum and Energy

- Mr. Stein Øvstebø
- Mrs. Margrethe V. Slinde

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

- Mrs. Marit Lundteigen Fossdal
- Mr. Arne Martin Torgersen
- Mr. Thor Martin Neurauter

Energibedriftenes landsforening (EBL)

- Mr. Bernd Anders

Viken Energinett SA

- Mr. Even Ungersnes

SKM Energy Consulting

- Mr. Svein Sandbakken

7.2 Berechnung der Betriebs- und Kapitalkosten gemäss EMG und Verordnung vom Oktober 2001

1. Preis der Netzdurchleitung = Betriebskosten + Kapitalkosten
2. Betriebskosten = Netzbetrieb + Kommunikation im Netz + Systemdienstleistungen + Instandhaltung Netz + Netzplanung und -bau + Messung, Datenerfassung + Fakturierung, Inkasso + Installationskontrolle + Dienstleistungen + Versicherungen + Qualitätssicherung + Eigenverbrauch + Verwaltungskosten + Kosten Vorliegeretze + Steuern und Abgaben + Kosten aufgrund Auflagen des Elektrizitätsmarktgesetzes + Durchleitungsrechte, Konzessionsabgaben, Leistungsaufträge
3. Kapitalkosten = Kalkulatorische Abschreibungen + kalkulatorische Zinsen
4. Kalk. Abschreibungen = Buchwert oder Anschaffungszeitwert (Wiederbeschaffungszeitwert) dividiert durch technische Restlebensdauer der Anlage (gesamte technische Lebensdauer)
5. Kalk. Zinsen = Investiertes Kapital * kalkulatorischer Zinssatz
6. Kalk. Zinssatz = $0.3 * \text{Zinssatz für Eigenkapital} + 0.7 * \text{Zinssatz für Fremdkapital (WACC)}$
7. Zinssatz für Eigenkapital = $R_f + b (R_m - R_f)$ (CAPM)
wobei R_f = Risikoloser Zinssatz (Bundesobligation)
wobei R_m = Durchschnittsrendite am schweizerischen Aktienmarkt
wobei $(R_m - R_f)$ = Zuschlag für das Risiko des Schweizer Marktes
 b = Massstab für das Risiko der Branche (Branche < 0.2 → für Netze = 0.25)
8. Zinssatz für Fremdkapital = $R_f + 0.5$

Buchwert: Entspricht dem finanzbuchhalterischen Restwert

Anschaffungszeitwert: Entspricht den Anschaffungs- oder Herstellkosten abzüglich lineare Abschreibungen bei den festgelegten kalkulatorischen Nutzungsdauern

Wiederbeschaffungszeitwert: Entspricht den Kosten der Neuerstellung des vorhandenen Netzes zu heutigen Geldwerten (indexiert) und heutigem Stand der Technik

Investiertes Kapital: Summe des Nettoumlaufvermögens von höchstens 6 Prozent des Umsatzes (inkl. der für den Betrieb notwendigen liquiden Mittel) und Anlagevermögen zu Buchwerten (falls tiefer der Anschaffungszeitwert).

Besonderes:

Bewertung: Als Basis für die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen gelten die in der Finanzbuchhaltung ausgewiesenen Buchwerte oder, soweit sie tiefer sind, die Anschaffungs- oder Herstellkosten abzüglich der linearen Abschreibungen wie sie in der EMV vorgeschrieben sind (=

Anschaffungszeitwert). Dies soll dazu dienen, dass der Verkauf eines Netzes nicht zu überhöhten Preisen erfolgt.

Anrechenbare Kosten: Die Abgeltung der ermittelten anrechenbaren Kosten (Betriebs- und Kapitalkosten) werden nur garantiert, wenn sie unter dem auf Wiederbeschaffungswerten berechneten Vergleichswert (Benchmark) liegen.

Benchmark „plus“: Den Vergleichswert für die anrechenbaren Kosten eines Netzbetreibers bilden die – auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten bei einem effizient geführten Betrieb ermittelten – anrechenbaren Kosten zuzüglich der geforderten spezifischen kantonalen Abgaben und geldwerte Leistungen (vorgeschriebene Abgaben, Gewinnablieferungen, Konzessionsgebühren und andere Entgelte). Die definierte Ertragsobergrenze aus dem Referenzjahr gilt für die gesamte Regulierungsperiode (4 Jahre). Während der Regulierungsperiode kann die Ertragsobergrenze aufgrund von Neuinvestitionen angepasst werden (jedoch nicht über den Wert Benchmark „plus“, da sonst von Überinvestitionen ausgegangen wird).

Neuinvestitionen: Grundsätzlich werden alle Neuinvestitionen auch während der Regulierungsperiode in die Berechnung der Kapitalkosten aufgenommen. Somit kann die Ertragsobergrenze auch während der Regulierungsperiode angepasst werden. Zu unterscheiden sind jedoch Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen.

7.3 “Electricity network regulations” der NVE

Regulations concerning financial and technical reporting, permitted income for network operations and transmission tariffs

Unofficial translation (Peter Thomas)

<i>Part I</i>	<i>General provisions</i>
<i>Chapter 1:</i>	<i>Introductory provisions</i>
<i>Section 1-1</i>	<i>Purpose</i>
<i>Section 1-2</i>	<i>Scope</i>
<i>Section 1-3</i>	<i>Definitions</i>
<i>Part II</i>	<i>Financial and technical reporting</i>
<i>Chapter 2:</i>	<i>Reporting to the Norwegian Water Resources and Energy Directorate</i>
<i>Section 2-1</i>	<i>Reporting requirement</i>
<i>Section 2-2</i>	<i>Time limit for submission</i>
<i>Section 2-3</i>	<i>Software</i>
<i>Section 2-4</i>	<i>Accounting principles</i>
<i>Section 2-5</i>	<i>Annual report and accounts and audit report</i>
<i>Section 2-6</i>	<i>Segment information for network operations</i>
<i>Section 2-7</i>	<i>Auditor's role</i>
<i>Section 2-8</i>	<i>Cross-subsidisation</i>
<i>Chapter 3:</i>	<i>Structure of the accounts and supplementary information</i>
<i>Section 3-1</i>	<i>Business segments</i>
<i>Section 3-2</i>	<i>Joint operations</i>
<i>Section 3-3</i>	<i>Accounting treatment of ownership interests</i>
<i>Section 3-4</i>	<i>Joint networks</i>
<i>Section 3-5</i>	<i>Register of fixed assets</i>
<i>Section 3-6</i>	<i>Supplementary information</i>
<i>Chapter 4:</i>	<i>Profit and loss account</i>
<i>Section 4-1</i>	<i>General information on the profit and loss account</i>
<i>Section 4-2</i>	<i>Energy sales</i>
<i>Section 4-3</i>	<i>Energy purchases</i>

<i>Section 4-4</i>	<i>Sale of network services</i>
<i>Section 4-5</i>	<i>Purchase of network services</i>
<i>Section 4-6</i>	<i>Purchase of system services</i>
<i>Section 4-7</i>	<i>Network losses</i>
<i>Section 4-8</i>	<i>Revenues/expenses in connec. with customer handling/metering/settlement</i>
<i>Section 4-9</i>	<i>Gain and loss upon disposal of fixed assets</i>
<i>Chapter 5:</i>	<i>Balance sheet</i>
<i>Section 5-1</i>	<i>General provision on the balance sheet</i>
<i>Section 5-2</i>	<i>Book values</i>
<i>Section 5-3</i>	<i>Fixed assets</i>
<i>Section 5-4</i>	<i>Depreciation</i>
<i>Section 5-5</i>	<i>Reporting of physical items</i>
<i>Section 5-6</i>	<i>Other assets and liabilities</i>
<i>Part III</i>	<i>Reporting interruptions</i>
<i>Chapter 6:</i>	<i>Reporting interruptions</i>
<i>Section 6-1</i>	<i>Reporting requirement</i>
<i>Section 6-2</i>	<i>Interruption data to be reported</i>
<i>Section 6-3</i>	<i>Calculation of energy not supplied</i>
<i>Part IV</i>	<i>Permitted income for network operations</i>
<i>Chapter 7:</i>	<i>Permitted income for sales of network services</i>
<i>Section 7-1</i>	<i>General provision on permitted income</i>
<i>Section 7-2</i>	<i>Permitted income, return on capital employed and efficiency</i>
<i>Section 7-3</i>	<i>Annual updating of permitted income</i>
<i>Section 7-4</i>	<i>Costs that must be met within the permitted income stipulated</i>
<i>Section 7-5</i>	<i>Distribution of permitted income on network levels</i>
<i>Section 7-6</i>	<i>Government orders and other special circumstances</i>
<i>Section 7-7</i>	<i>Reference interest rate</i>
<i>Chapter 8:</i>	<i>Annual changes in permitted income</i>
<i>Section 8-1</i>	<i>Initial permitted income</i>
<i>Section 8-2</i>	<i>Adjusted initial income</i>
<i>Section 8-3</i>	<i>Updating of initial permitted income</i>
<i>Section 8-4</i>	<i>Handling of excess or deficit income</i>

- Chapter 9: Redistribution of permitted income*
- Section 9-1 Right to negotiate redistribution of initial income*
 - Section 9-2 Transfer of network installation*
 - Section 9-3 Change in book value upon transfer of network installation*
 - Section 9-4 Take-over and merger*
- Chapter 10: Periodic changes*
- Section 10-1 Periodic reviews of permitted income*
 - Section 10-2 Recalculation based on actual increase in supplied energy*
- Chapter 11: Special provisions concerning joint networks*
- Section 11-1 General provision on joint networks*
 - Section 11-2 Operator's responsibility*
 - Section 11-3 Permitted income for joint networks*
- Part V Transmission tariffs*
- Chapter 12: General provisions on transmission tariffs*
- Section 12-1 Principles for connection point tariffing*
 - Section 12-2 General rules on tariffing*
 - Section 12-3 Usage-dependent tariff charges*
 - Section 12-4 Other tariff charges*
 - Section 12-5 Information requirement*
 - Section 12-6 Network agreements*
- Chapter 13: Practical definitions of tariffs for ordinary out-take*
- Section 13-1 Definition of tariffs for ordinary out-take in the national and regional grids*
 - Section 13-2 Definition of tariffs for ordinary out-take in the distribution network*
 - Section 13-3 Collective metering of end customers*
- Chapter 14: Practical definition of tariffs for interruptible transmission*
- Section 14-1 Interruptible transmission*
 - Section 14-2 Usage-dependent charges*
 - Section 14-3 Other tariff charges*
 - Section 14-4 Disconnection test*
- Chapter 15: Practical definition of tariffs for input from generation*
- Section 15-1 Energy charge*

Section 15-2 Other tariff charges

Chapter 16: Other tariff provisions

Section 16-1 Generation-related network costs

Section 16-2 Reactive power

Section 16-3 Connection fee

Section 16-4 Investment contribution

Part VI Other provisions

Chapter 17: Commencement and transitional provisions

Section 17-1 Orders

Section 17-2 Dispensation

Section 17-3 Appeal

Section 17-4 Commencement

Regulations concerning financial and technical reporting, permitted income for network operations and transmission tariffs

Laid down by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate on 11 March 1999 in pursuance of section 7-1 of Regulations No. 959 of 7 December 1990 concerning the Generation, Conversion, Transmission, Trading and Distribution of Energy etc. (Regulations to the Energy Act) as amended, last by Royal Decree of 18 February 1999).

Part I General provisions**Chapter 1: Introductory provisions****Section 1-1 Purpose**

These regulations shall lay the basis for an efficient electricity market and control of network operations as a natural monopoly. The regulations shall ensure that electricity is transmitted at the right quality and price, and that the network is used and developed in a safe and rational way for society. This shall include giving consideration to such general and private interests as are affected.

Section 1-2 Scope

These regulations concern financial terms and conditions for the sale of network services and reporting of financial and technical data related to electricity generation, electricity trading, network operations and other operations of companies subject to the reporting requirement.

Section 1-3 Definitions

The following definitions apply in these regulations:

Investment contribution: an individually calculated contribution payable for connection of a new installation or for reinforcing an existing connection.

Return on capital employed: operating result in relation to capital employed. The operating result equals the adjusted permitted income less expenses for the year in the network company's own network.

Capital employed: average of opening and closing balances for book capital for network operations, to which is added 1% in respect of net working capital. A portion of joint fixed assets is included.

Distribution network: transmission network with a nominal voltage up to and including 22kV, unless otherwise provided.

Efficiency requirement: annual reduction of permitted income based on the individual network company's efficiency and general potential for productivity improvement.

Joint network: network area with minimum joint transmission tariff, metering and settlement. A joint network consists of installations from two or more network companies, and the party responsible for the joint network is termed the operator.

Revenues from the sale of network services:

- a) revenues from transmission of electricity, including connection fees*
- b) revenues from lease of network installations to other network companies for transmission purposes*
- c) revenues from metering, settlement and handling of own customers' subscriptions*

Permitted income: the total annual revenue from sales of network services that is permitted to a network company by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate. Permitted

income shall cover costs accruing from network company's own network operations exclusive of purchases of network services from other networks.

Licensee: holder of a trading licence.

Customer group: a limited group of end users, delimited on the basis of similarities in usage time, quality of supply and level of consumption.

Customer-specific costs: costs related to customer handling, including metering, settlement, invoicing, supervision etc.

Supplied energy: the sum of metered electricity taken out by the end user plus metered output to neighbouring networks and losses in the network company's own network. A reduction of the sum of metered energy supplied to end users is not regarded as a negative increase in supplied energy. Reduced output to neighbouring networks per metering point is not regarded as a negative increase in supplied energy.

Marginal loss costs: change in loss costs in the network in the event of a marginal change in input or out-take.

Marginal loss rate: percentages change in network losses in the event of a marginal change in input or out-take.

Excess return: return on capital employed in excess of the maximum permitted by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate.

Excess income: positive difference between actual revenues from sales of network services and permitted income with the addition of costs of external purchase of network services.

Deficit return: negative difference between the network company's return on capital employed and the minimum return stipulated by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate.

Deficit income: negative difference between actual revenues from sales of network services and permitted income with the addition of costs of external purchase of network services.

Network company: licensee who owns a transmission network or is responsible for network services.

Network services: include one or more of the following:

- a) *transmission of electricity, including operation and maintenance of and investment in network installations*
- b) *tariffing*
- c) *metering, settlement and customer handling*
- d) *supervision and safety*
- e) *coordination of operations*
- f) *required contingency measures*
- g) *required power system planning*

Transmission tariffs: all charges and other financial terms and conditions established by the network company for connection and for transmission of electrical energy.

Regional grid: transmission network between the national grid and the distribution networks.

Regulating period: refers to periodic review of the calculation base for permitted income. The regulating period is at least five years.

National grid: installations in the transmission network with a voltage level of 132 kV or higher which is defined as an installation in the national grid.

End user: buyer of electrical energy not intended for resale.

System services: services required for the transferred load to have the necessary quality such as frequency regulation, reserves and reactive power.

Available winter capacity: highest output that can be produced in a continuous six-hour period during peak winter consumption at normal water flows by natural-flow power stations and at normal reservoir levels by reservoir-based power stations, both referring to week 3.

Connecting fee: general charge for connecting a new installation.

Point of connection: point in the transmission network where electricity is fed in or taken out or is exchanged between network companies.

Interruptible transmission: transmission, which by agreement can be disconnected by order of the network company.

Other operations: all operations not encompassed by electricity generation, electricity trading or network operations; including district heating, road lighting, installation, television cables, energy efficiency measures, telecommunications, hiring-out and sale of consultancy services.

Part II Financial and technical reporting

Chapter 2: Reporting to the Norwegian Water Resources and Energy Directorate

Section 2-1 Reporting requirement

All licensees are required to submit financial and technical reports to the Norwegian Water Resources and Energy Directorate.

Section 2-2 Time limit for submission

Reports shall be submitted to the Norwegian Water Resources and Energy Directorate in conformity with provisions requiring submission to a central register of accounts, which are laid down in or pursuant to the Accounting Act. Section 7-3 of the Energy Act (No. 50 of 29 June 1990) applies correspondingly in the event of the time limit for submission being exceeded or of material deficiencies in the reports.

Section 2-3 Software

Software developed by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall be used for submitting financial and technical reports.

Section 2-4 Accounting principles

The accounts shall be presented in accordance with the provisions of the Accounting Act and good accounting practices. The Norwegian Water Resources and Energy Directorate may set requirements as to further specification.

Section 2-5 Annual report and accounts and audit report

The annual report and accounts and audit report shall be sent to the Norwegian Water Resources and Energy Directorate together with the report or as soon as they have been printed.

Section 2-6 Segment information for network operations

The licensee's annual accounts shall contain separate accounting information for network operations. Information shall at minimum be provided on the adjusted permitted income, cf. section 8-2, excess and deficit income, operating result, capital employed and return on capital employed.

Section 2-7 Auditor's role

The licensee's auditor shall check the report and certify that it is in accordance with the provisions of these regulations.

Section 2-8 Cross-subsidisation

The network company shall not debit its network operations with costs related to competitively exposed activities. The transfer of revenues derived from network operations to competitively exposed business segments is not permitted.

The transfer of funds, including such financial and real capital as is made available, from network operations to other business segments or companies, shall take place on market terms.

Internal settlement of services between other business segments and network operations shall take place on market terms.

Where joint fixed assets are utilised, settlement shall be at market price. Where a market price is lacking, costs of producing the service, including a reasonable return on capital, shall be employed.

Internal transactions between network operations and other business segments shall be documented by agreements in writing. The Norwegian Water Resources and Energy Directorate may order the use of a particular method of cost calculation or cost allocation.

Chapter 3: Structure of the accounts and supplementary information

Section 3-1 Business segments

Reports shall be submitted for separate business segments, which shall be classified as:

- a) *electricity trading*
- b) *electricity generation*
- c) *national grid*
- d) *regional grids*
- e) *distribution networks*
- f) *other activities, including energy efficiency measures*

The licensee shall separate competitively exposed business segments and network operations into independent business segments with separate budgets and accounts. The licensee shall be required to assign revenues and expenses to the respective business segments so that the operating result for the business segments provides as correct a picture as possible of operations for the year. Reporting shall follow the calendar year. The accounts shall be reconciled with the annual accounts on an item-by-item basis.

Section 3-2 Joint operations, internal transactions and reconciliation with the annual accounts

a) Joint operations

Costs, revenues and fixed assets shall as far as possible be assigned directly to the business segment sectors in question. All joint costs and joint fixed assets shall be distributed on the basis of an assessment of the particular business segment's resource use. Principles and distribution formulas applied to such distribution shall be accounted for and documentation shall be available.

b) Internal transactions

Internal transactions shall not affect the result for the year.

c) Reconciliation with the annual accounts

Reports shall be reconciled with the annual accounts and an account given of any variance between the annual accounts and the reports.

Section 3-3 Accounting treatment of ownership interests

Licensees are required to report to the Norwegian Water Resources and Energy directorate even in cases where the owner(s) is (are) also subject to reporting. A licensee who has ownership interests in companies subject to reporting shall not incorporate such interests under the business segments.

The names of all companies in which the licensee has ownership interests and the size of such interests shall be stated, as well as the accounting principles employed when incorporating the said interests in the annual accounts.

Section 3-4 Joint networks

The operator of a joint network shall prepare a separate profit and loss account for the joint network, and the profit and loss account shall balance.

Section 3-5 Register of fixed assets

The licensee shall have a register of fixed assets encompassing all such assets. The register shall provide an overview of acquisition cost, acquisition date, depreciation schedule, accumulated depreciation and write-downs, net book value, investment contributions and the like.

Section 3-6 Supplementary information

- a) Detailed information shall be provided on electricity trading.*
- b) Full details shall be given on the principles for accounting treatment of capitalisation, expensing and maintenance.*
- c) Full details shall be given on the principles for dealing with connection fees, investment contributions, government support etc. Government support and investment contributions shall be deducted from capitalised expenses. Connection fees shall be taken to income.*
- d) Detailed information shall be provided on energy efficiency measures.*
- e) All forms of remuneration paid by enterprises of a commercial nature for use of installations or rights associated with the licensee's network operations shall be specified.*
- f) The licensee shall state energy supplied, power exchanged etc., per exchange point with neighbouring networks.*
- g) In the reports, total electricity sales including losses shall match total electricity received.*

Chapter 4: Profit and loss account

Section 4-1 General provision on the profit and loss account

The licensee shall report the complete profit and loss account in accordance with the provisions of the Accounting Act and good accounting practices. For the business segments electricity sales, generation, national grid, regional grids, distribution networks and other activities the following shall be reported: operating revenue, operating expenses and operating result.

Section 4-2 Energy sales

Energy sales to end-users shall be reported for the business segment electricity sales. Sales of generated power shall also be shown under the business segment generation.

Section 4-3 Energy purchases

Energy purchases for resale shall be reported for the business segment electricity sales. Energy purchases for consumption in the utility's own generation plant shall be entered under the business segment generation.

Section 4-4 Sale of network services

Revenues from sales of network services and the calculation base shall be reported for the business segments national grid, regional grids and distribution networks. Electricity suppliers who invoice network services on behalf of network companies shall not report this as revenue from sales of network services.

Section 4-5 Purchase of network services

Purchases of network services shall be reported for the business segments generation, national grid, regional grids and distribution networks.

Section 4-6 Purchase of system services

Network companies' purchases and sales of system services shall be reported for the business segments national grid, regional grids and distribution networks.

Section 4-7 Network losses

Network losses shall be reported for the business segments national grid, regional grids and distribution networks. In the case of joint networks, the operator, cf. chapter 11, shall report network losses.

Section 4-8 Revenues and expenses related to customer handling, metering and settlement

Revenues and expenses related to customer handling, metering and settlement shall be specified for network operations and competitively exposed activities.

Section 4-9 Gain and loss upon disposal of fixed assets

Gains and losses upon disposal of fixed assets shall only be reported for the company as a whole.

Chapter 5: Balance sheet

Section 5-1 General provision on the balance sheet

The licensee shall report the complete balance sheet in accordance with the provisions of the Accounting Act and good accounting practices.

Fixed assets, trade debtors, stocks and trade creditors shall be distributed on the business segments electricity sales, Generation, national grid, regional grids and distribution networks and other activities. Excess and deficit revenues shall be distributed on the national grid, regional grids and distribution networks. Other assets and liabilities shall not be distributed on the business segments.

Section 5-2 Book values

Book values for fixed assets appear as gross acquisition cost less accumulated depreciations, write-downs and in the event government support. Such support may only be capitalised with the approval of the Norwegian Water Resources and Energy Directorate. Installations under construction are not included in acquisition costs until the installation is capitalised. Opening balances in the accounting year shall match closing balances in the preceding accounting year.

Section 5-3 Fixed assets

Fixed assets shall be reported at book value. Where book values in the annual accounts do not match the values reported for the respective business segments, the variance shall be explained.

Power stations, watercourse regulation installations with such property and rights as are required for electricity generation shall be reported under the business segment generation.

District heating plants with the required property and rights shall be reported under the business segment Other Activities.

National, regional and distribution network installations with the necessary property and rights shall be reported under the respective business segments.

Customer-specific installations shall be reported under the business segments national grid, regional grids or distribution networks.

Other fixed assets shall be reported under the business segment where they are employed. Where direct assignment to business segments is not possible, such fixed assets shall be distributed. The distribution shall reflect the relative use of resources by the business segments concerned.

Section 5-4 Depreciation

Gross acquisition costs less accumulated government support shall be subject to linear depreciation.

The depreciation period shall be in conformity with publication no. 355, 1989, of the Federation of Norwegian Energy Utilities (now ENFO, the Norwegian Electricity Association).

Depreciation shall be reported separately for each business segment.

Section 5-5 Reporting of physical items

Network installations shall be reported in terms of numerical quantities, for example number of kilometres of line, number of transformers, number of kilometres of underground cable etc.

Licensees engaged in electricity generation shall specify output per power station.

Section 5-6 Other assets and liabilities

Other assets and liabilities shall be reported at the same values as those on which the annual accounts are based.

Part III Reporting interruptions

Chapter 6 Reporting interruptions

Section 6-1 Reporting requirement

All network companies are required by 1 March each year to report to the Norwegian Water Resources and Energy Directorate specified data on interruptions in the preceding year, cf. section 6-2.

All network companies shall report interruption data electronically in accordance with the requirements set by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate.

Section 6-2 Interruption data to be reported

The basis for reporting of interruption data shall be metered values at the reporting point. The reporting includes data on the number of interruptions, their duration and energy not supplied to end users. All network companies are required to employ the applicable requirements

specified for FASIT/SDI as the basis for the data that are reported to the Norwegian Water Resources and Energy Directorate.

The following data shall be reported to the Norwegian Water Resources and Energy Directorate distributed on five types of network: national grid, regional grid and distribution network - air, distribution network - mixed and distribution network - cable:

*1. Numerical code for the type of network: national grid (1), regional grid (2), distribution network - air (3), - mixed (4), - cable (5).

*2. Net quantity of energy, excluding network losses, supplied to end users in the reporting year (MWh).

*3. Number of reporting points for which the network company is reporting.

*4. Number of notified long-term interruptions that are due to events in the reporter's own network.

*5. Number of notified long-term interruptions that are due to events in others' networks.

*6. Number of unnotified long-term interruptions that are due to events in the reporter's own network.

*7. Number of unnotified long-term interruptions that are due to events in others' networks.

*8. Duration of notified long-term interruptions that are due to events in the reporter's own network (hours).

*9. Duration of notified long-term interruptions that are due to events in others' networks (hours).

*10. Duration of unnotified long-term interruptions that are due to events in the reporter's own network (hours).

*11. Duration of unnotified long-term interruptions that are due to events in others' networks (hours).

*12. Energy not supplied because of notified long-term interruptions that are due to events in the reporter's own network (MWh).

*13. Energy not supplied because of notified long-term interruptions due to events in others' networks (MWh).

*14. Energy not supplied because of unnotified long-term interruptions that are due to events in the reporter's own network (MWh).

*15. Energy not supplied because of unnotified long-term interruptions due to events in others' networks (MWh).

Reporting shall be broken down on the following voltage levels: 1-22, 33-110, 132, 220-300 and 420 kV (system voltage in which the break in operation or the planned disconnection occurred).

Energy not supplied shall be broken down on the same end user groups as in Note 1.1 in the accounting returns the Norwegian Water Resources and Energy Directorate and Statistics Norway.

The total quantity of energy not supplied, broken down on notified and unnotified long-term interruptions, shall in the case of interruptions due to events in others' networks be stated per network, cf, section 6-2 second paragraph 13 and 15 above. This reporting shall take place irrespective of the type of network and voltage levels.

All networks are required to inform the Norwegian Water Resources and Energy Directorate of material changes concerning the number of reporting points and the like since the previous report.

Section 6-3 Calculation of energy not supplied

All parties subject to the reporting requirement shall calculate energy not supplied per reporting point connected to their own networks based on the standardised method set out in the

requirements specified for FASIT. The method shall be based on use of load profiles for relevant end users or groups of end users at the reporting points to which they are connected. Energy not supplied shall be calculated for various groups of end users by means of such user groups' own load profiles or general load profiles, cf. the requirements specified for FASIT. End users' own profiles shall be based on hourly metering over a minimum period of 1 year. The basis for such profiles must be documentable.

All network companies shall take into account the following when calculating energy not supplied:

- * a) Reporting points connected to affected end users (updated coupling pattern).
- * b) Supplied energy broken down on groups of end users at each reporting point for the past year (kWh).
- * c) Local climatic data in accordance with the requirements specified for FASIT.
- * d) Available hourly metered values in the network in the last hour(s) prior to the interruption can be employed to calibrate load levels, cf. the requirements specified for FASIT.

Part IV Permitted income for network operations

Chapter 7 Permitted income for sales of network services

Section 7-1 General provision on permitted income

The network company shall tariff and price network services in such a way that total annual revenues do not exceed the permitted income with the addition of costs of external purchase of network services.

Section 7-2 Permitted income, return on capital employed and efficiency

The permitted income shall be determined so as to enable network companies which produce network services at the lowest possible cost to society achieve over time a reasonable return on invested capital.

The network company's return shall be calculated as the operating result in relation to capital employed. The operating result equals the adjusted permitted income less total expenses in the company's own network, cf. section 8-4.

When the permitted income is established consideration shall be given to the general productivity trend and to network companies' efficiency. The individual network company's efficiency shall be assessed by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate on the basis of comparative efficiency analyses or individual assessments.

The network company may, irrespective of efficiency, achieve a minimum rate of return of 2% as an arithmetic average over the regulating period. The network company may, irrespective of efficiency, achieve a maximum rate of return of 15% as an arithmetic average over the regulating period.

Section 7-3 Annual updating of permitted income

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall update network companies' permitted income on an annual basis, cf. sections 8-1 to 8-3. Special provisions apply to the determination of permitted income for joint networks, cf. chapter 11.

Section 7-4 Costs that must be met within the permitted income stipulated

The network company's annual total costs in its network operations including return on total invested capital must be met within the stipulated permitted income, including costs in connection with the following activities:

- a) transmission of electricity, including costs of operation, maintenance and investment in network installations

- b) *tariffing*
- c) *metering, settlement and customer handling*
- d) *supervision and safety*
- e) *coordination of operations*
- f) *required contingency measures*
- g) *required power system planning*

The following costs must be met within the permitted income:

- a) *operating expenses*
- b) *capital costs; depreciation, write-downs and return on total invested capital*
- c) *costs connected with network losses*
- d) *costs in connection with system services and special regulation, etc.*
- e) *property tax*
- f) *income tax*

Costs connected with purchases of network services from other network companies and costs connected with the leasing of other network companies' installations may be covered as an addition to the permitted income.

Section 7-5 Distribution of permitted income on network levels

The network company undertakes to ensure that the permitted income is distributed on national, regional and distribution networks in accordance with objective, non-discriminatory criteria. The network company shall be able to document the distribution.

Section 7-6 Government orders and other special circumstances

If government authorities impose measures which entail costs beyond what must reasonably be expected to be covered absorbed within the permitted income, the Norwegian Water Resources and Energy Directorate may stipulate an increase in the permitted income by individual decision.

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate may after application from a licensee or on its own initiative also adopt a change in the licensee's permitted income if other special circumstances so indicate.

Section 7-7 Reference interest rate

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall fix a reference interest rate each year. The reference interest rate is the long-term risk-free interest rate plus a risk premium of 2 per cent. The long-term risk-free interest rate is represented by the yield to maturity on government bonds, i.e. the average of the last nine observations of index ST4X from Oslo Stock Exchange Information.

Chapter 8: Annual changes in permitted income

Section 8-1 Initial permitted income

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall fix the initial permitted income by individual decision ahead of the year in question.

The initial permitted income shall be the sum of the permitted income without network loss and network loss in MWh multiplied by the expected market price for electricity. The expected

market price for electricity employed shall be determined by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate by individual decision.

Section 8-2 Adjusted permitted income

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall fix the adjusted permitted income by individual decision shortly after the end of the year in question.

The adjusted permitted income equals the sum of the permitted income without network loss network loss in MWh multiplied by the actual market price for electricity. The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall fix by individual decision the network loss in MWh and the electricity price employed when calculating the permitted income.

The adjusted permitted income shall form the basis for calculating the network company's operating result and return on capital employed.

Section 8-3 Updating of initial permitted income

The initial permitted income shall be updated annually by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate by individual decision.

The permitted income without network losses shall be inflation-adjusted using Statistics Norway's projections for the trend in the consumer price index adjusted for deviation between earlier forecasts and the actual change in the consumer price index in the forecasting period.

The initial permitted income shall be adjusted up annually by one half of the percentage expected increase in supplied energy from the network company's settlement area.

The initial permitted income shall be reduced annually by an efficiency requirement. The efficiency requirement shall comprise a general component and an individual component. The individual component shall be differentiated between the network companies on the basis of an efficiency assessment, cf. chapter 8. The efficiency requirement shall be kept constant for a period determined by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate. The individual network company's efficiency requirement shall be fixed by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate by individual decision.

Section 8-4 Handling of excess or deficit income

The network company shall handle excess and deficit income in such a way that over time the balance approaches zero. Excess or deficit income shall be computed for national, regional and distribution networks. Excess income shall be returned to the customers, whereas deficit income may be recovered from the customers.

Return of excess income shall be effected by adjusting tariffs and prices charged for network services or by cash payment. When computing next year's transmission tariffs account shall be taken of the expected balance for excess/deficit income with a view to reducing this balance. Interest on excess income shall be computed annually whereas interest on deficit income may be computed annually. The amount on which interest shall be computed shall be the average of the opening and closing balance for excess or deficit income. The government bond rate, cf. section 7-7, shall be employed as the interest rate. For deficit income a lower interest rate may be employed.

Any excess return on capital employed or deficit return on capital employed shall be treated in the same way as excess or deficit income.

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall fix the network company's excess or deficit income on an annual basis by individual decision.

Chapter 9: Redistribution of permitted income

Section 9-1 Right to negotiate redistribution of permitted income

The network companies may negotiate redistribution of permitted income among themselves, on condition that the network companies' aggregate permitted income does not increase. The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall within three weeks of the network companies agreement on a redistribution of permitted income be informed thereof in writing. The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall change the permitted income by individual decision with effect from the year agreed by the parties.

Section 9-2 Transfer of network installation

If, upon transfer of an existing network installation, the buyer or seller agree on a change in their respective permitted incomes, the Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall be advised in writing of the financial consequences for the permitted incomes not later than three weeks after a licence has been awarded in accordance with the Energy Act chapter 3.

The letter of advice shall have been signed by the contracting parties and be accompanied by an overview of changes in the contracting parties' permitted incomes and the costs on which the changes are based.

On the basis of the letter of advice the Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall determine by individual decision a new permitted income for the buyer and seller with effect from the year agreed by the parties. The parties' aggregate permitted income shall not change as a result of the transfer.

Section 9-3 Change in book value upon transfer of network installation

Upon redistribution of permitted income in accordance with sections 9-1 and 9-2, the contracting parties' book capital shall be adjusted by the capital asset's book value. Any gain or loss, i.e. the difference between the selling price and the asset's book value, shall not affect the network company's permitted income.

Section 9-4 Take-over and merger

In the event of a take-over or merger, the sum of the respective permitted incomes for the network companies involved shall form the basis for calculation of a new permitted income. Take-overs or mergers shall not entail an increase in overall permitted income.

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall, not later than three weeks after the authorities have given the necessary authorisations, be advised in writing by both the buyer and seller of the consequences for the respective permitted incomes and the costs upon which such consequences are based.

Based on the letter of advice the Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall by individual decision establish new permitted incomes for the contracting parties with effect from the year agreed by the parties.

Chapter 10: Periodic changes

Section 10-1 Periodic reviews of permitted income

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall determine at the earliest every fifth year a new calculation base for network companies' permitted incomes. New permitted incomes shall be established by individual decision on the basis of network companies' return on capital employed, efficiency and necessary costs. New permitted incomes form the basis for annual updating in the next period, cf. section 8-3.

The following factors shall be given weight when establishing new permitted incomes:

- a) *trend in the network company's efficiency*
- b) *trend in the network company's cost level*

- c) *trend in the network company's return on capital employed*
- d) *trend in quality of supply*
- e) *the network company's work on supervision and safety*
- f) *trend in actual increase in supplied energy*
- g) *trend in the reference interest rate*
- h) *trend in investments*
- i) *other relevant factors*

At the start of a new regulating period, permitted income for network companies who have shown a better productivity trend than anticipated by their permitted incomes in the preceding period, and whose productivity improvement is substantive, will be set at a higher level than that following from costs and return pursuant to the reference interest rate.

Section 10-2 Recalculation based on actual increase in supplied energy

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall at the end of the regulating period determine by individual decision an adjusted balance for excess and deficit income which takes the actual trend in supplied energy into account. Variances in the previously established permitted income which are due to discrepancies between expected and actual growth in supplied energy shall be interest-rate adjusted. The interest-rate adjusted variance shall be taken into account when determining excess or deficit income at the end of the period.

Chapter 11: *Special provisions concerning joint networks*

Section 11-1 General provision on joint networks

Establishment of a joint network shall not entail an increase in aggregate permitted income for the network companies involved.

Section 11-2 Operator's responsibility

The operator shall be responsible for the tariffing of network services. The operator shall settle the costs of externally purchased network services and network losses.

The operator of a joint network shall be responsible for preparing forecasts, as well as for settling supplied energy, for the network area.

Network companies in a joint network shall utilise the operator's forecast for supplied energy and actual supplied energy for the network area for that share of their permitted income which is included in the joint network.

The operator shall be responsible for establishing a maximum permitted network loss in MWh for the network area.

Section 11-3 Permitted income for joint networks

When a joint network is established the individual network company's permitted income is affected since network losses associated with network installations comprising the joint network are transferred to the operator.

The network companies shall in consultation with the operator decide the size of network losses in MWh to be transferred to the operator. The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall be informed of the figure decided upon not later than three weeks after the date of the decision.

The network company shall be able to provide the operator with documentation of and an explanation of that share of the permitted income which is to be paid by the operator. This share of the permitted income shall be determined on the basis of objective, documentable

and non-discriminatory criteria. The operator may request that an auditor certify the calculation base.

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall by means of individual decisions carry out changes necessary in permitted income for the operator and other network companies respectively.

For excess or deficit income arising in the operator's accounts, section 8-4 applies correspondingly. The operator shall handle such excess or deficit income.

Where the operator's costs exceed the costs which are intended to be met within the operator's permitted income, such extra costs shall be covered by the participating network companies.

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate shall decide by individual decision whether and when the operator's permitted income can be extended to include other costs.

Part V Transmission tariffs

Chapter 12: General provisions on point based tariffing

Section 12-1 Principles for connection point tariffing

All network companies are responsible for making connection point based transmission tariffs that are in accordance with the following principles:

- a) the network company defines the connection points in the network.*
- b) agreements with the network company at the point of connection shall provide access to the entire network system and the power market.*
- c) the tariffs shall refer to specific connection points.*
- d) the network company must not discriminate among users of the network, but offer identical tariffs adjusted for differences in load duration, quality of supply etc.*
- e) the tariffs should as far as possible reflect the load on the network.*
- f) the tariffs shall be determined independently of agreements on electricity purchases/electricity sales.*
- g) the tariffs shall provide the network company with income to cover costs within his permitted income, costs in superjacent networks and on statutory energy efficiency measures.*

Section 12-2 General rules on tariffing

The transmission tariffs for out-take and input of electricity shall be prepared in accordance with the following basic structure:

- a) usage-dependent tariff charges which vary with the customer's current out-take or input of energy.*
- b) other charges which do not vary with the customer's current out-take or input of energy.*

Section 12-3 Usage-dependent tariff charges

Usage-dependent tariff charges comprise an energy charge and a capacity charge.

The energy charge shall as a general rule be established on the basis of marginal loss costs in the network.

Network companies may establish a capacity charge in order to achieve balance between transmission needs and network capacity. The capacity charge may be utilised when transmission needs exceed network capacity.

Section 12-4 Other tariff charges

Other tariff charges comprise a fixed charge (fixed amount in the settlement period) and tariff charges related to maximum demand or installed load capacity. These tariff charges shall meet network costs not covered by means of the energy charge and any capacity charges.

Section 12-5 Information requirement

Network companies shall on their own initiative give other network companies the information necessary to enable them to calculate their own transmission tariffs. The information shall be given within a reasonable period before the new tariffs become effective.

Network companies shall on request and within a reasonable period provide customers with information on the calculation base for their own tariffs and for calculation of tariffs for the various customer groups.

The tariffs shall be publicised in a separate brochure or in other written information available to network customers.

Network companies in the distribution network are required to publish transmission tariffs in a newspaper generally read in the region.

Network companies are required to inform the Norwegian Water Resources and Energy Directorate of changes in their tariffs within one week of their adoption.

In the event of disagreement between a network company and a network customer about tariffs and other transmission terms and conditions, the network company shall inform the customer that the Norwegian Water Resources and Energy Directorate is the supervisory authority under the provision of section 7-2 of regulations no. 959 of 7 December 1990 and the provision of section 17-1 of these regulations.

Section 12-6 Network agreements

An agreement containing terms and conditions for connection to and use of the network shall be entered into directly between the network companies and the individual customer.

Chapter 13: Practical definitions of tariffs for ordinary out-take

Section 13-1 Preparation Definition of tariffs for ordinary out-take in the national and regional grids

In the national grid and regional grids the energy charge should relate to the individual points of connection. The energy charge shall be time-differentiated. The time differentiation shall as a minimum be winter daytime, winter night time/weekend and summer. Marginal loss rates shall as far as possible be calculated in terms of the system load in an overall network system and a generation and load situation that is representative for each time period. If the energy charge is set individually for each point of connection, the loss rate for both out-take and input shall have the same absolute value, but an opposite sign.

In the national grid and regional grids, load-based tariff charges shall be determined with a basis in the customer's load in defined reference periods. Network users should as far as possible not be able to predict these periods. A number of measurements may be made to this end. A minimum load base may be established.

Section 13-2 Definition of tariffs for ordinary out-take in the distribution network

In the distribution network customers without maximum demand metering shall be charged according to a fixed charge and an energy charge, such that:

a) *the fixed charge covers customer-specific costs and a share of other fixed costs in the network.*

b) *the energy charge covers marginal loss costs and may in addition cover a share of other costs not covered by the fixed charge. The energy charge may be differentiated over time.*

Customers with maximum demand metering in the distribution network shall be charged a fixed charge, energy charge and load charge. The fixed charge shall as a minimum cover customer-specific costs. The energy charge shall cover marginal loss costs in the network. The load charge shall be based on the customer's maximum load in one or more months of the year.

Separate tariffs shall be prepared for high voltage and low voltage out-take.

For low voltage out-take the load charges shall be volume-differentiated and fixed with a basis in the customer's out-take. These tariffs shall be defined such that all customers pay the same price for out-takes up to the first stage and lower rates at subsequent stages. Tariffs may also be determined by other means that produce the same result.

Section 13-3 Collective metering of end users

For joint-ownership housing, office buildings, housing co-operatives, housebuilding co-operatives etc., metering may be carried out per joint feed line and normally for one building only.

Chapter 14: Practical definition of tariffs for interruptible transmission

Section 14-1 Interruptible transmission

Network companies shall offer interruptible transmission at reduced tariffs where:

a) *capacity conditions in the network are such that there is a particularly high risk of disconnection of a customer or group of customers, or*

b) *the customer has operational electric boilers with an optional fuel source available.*

To achieve optimal utilisation of the network, interruptible transmission may be offered to other out-take with reduced requirements as to regularity of supply.

Section 14-2 Usage-dependent charges

In the case of interruptible transmission an energy charge shall be used which reflects the marginal loss costs related to the individual connection points. This charge shall at all network levels be differentiated over the year. For customers without hourly metering the energy charge shall at minimum be differentiated between summer and winter.

Section 14-3 Other tariff charges

A fixed tariff charge may be calculated which at minimum covers customer-specific costs.

Customers with hourly metering or maximum demand metering may be charged in accordance with a load tariff.

The load charge or the fixed charge shall be differentiated on the basis of the notification time agreed for disconnection. For customers with interruptible transmission the load charge in the tariff shall constitute a smaller share of the load charge for ordinary transmission.

Section 14-4 Disconnection test

Network companies shall run annual disconnection tests to check that disconnection, notification routines, contingency measures etc., function as intended. Disconnection tests shall not be required if actual disconnections have taken place during the past 12 months.

Network companies shall inform the individual customer that disconnection tests will be carried out in accordance with the contractual notification period.

No order shall be given for a longer disconnection than is deemed necessary to achieve an indicative disconnection test.

Chapter 15: Practical definition of tariffs for input from generation

Section 15-1 Energy charge

The energy charge for input shall reflect the marginal loss costs incurred in the network as a result of input at the connection point. Section 13-1 first paragraph shall apply correspondingly.

Section 15-2 Other tariff charges

National grid input tariffs shall serve as directions for other tariff charges in connection with input in regional and distribution networks.

The volume shall be identical to the power station's available winter capacity. For power stations with short load duration the load capacity may nonetheless be set at a lower level. For power stations with load duration below 3000 hours the load capacity may be calculated as the average annual output over the past ten years divided by 3000 hours. For smaller power stations with no opportunity for frequency regulation (power stations with installed capacity below 1 MW) the load capacity shall refer to metered load during the network's peak load period. The lowest load capacity for these power stations shall be 30 per cent of installed load capacity.

Chapter 16: Other tariff provisions

Section 16-1 Generation-related network costs

The costs of generation-related network installations shall be covered by the producer and not form part of the tariff base for ordinary out-take. The term "generation-related network installations" means electricity lines and other network installations where transport of electricity is one-way from the power station to the nearest point of exchange in the network, and which are not in use when the power station is not in operation.

Section 16-2 Reactive power

Network companies have the exclusive right to sell reactive power from their network.

The price of reactive power shall be based on the costs imposed on the network company by out-take of reactive power from the network.

Network companies may set a limit for maximum permitted out-takes of reactive power. Costs for transmission below this limit shall form part of the general transmission tariffs. Out-take above this limit shall be settled in accordance with a separate tariff for reactive power.

Section 16-3 Connection fee

A connection fee may be charged for connection of a new installation or upon significant upgrading of an existing connection.

The connection fee shall be general and be charged to all new network connections.

The connection fee may be differentiated on the basis of overload protection (fuse size).

The connection fee shall not be set higher than what are regarded as necessary costs for connection of a customer with the size of fuse in question.

Section 16-4 Investment contribution

Network companies may calculate and collect investment contributions when the costs of connecting new customers to the network or of reinforcing the network of existing customers

are high in relation to the present value of the increased income expected to accrue to the network company as a result of these investments.

Investment contributions in connection with reinforcement of a connection may be calculated when the customer requests improved capacity or quality requiring a reinforcement. The investment contribution shall be calculated based on the cost of connecting the customer to the network.

Where networks are concerned, investment contributions may only be charged in extraordinary cases.

For connections in the distribution network, a special rule is that the investment contribution can at maximum be set equal to the investment cost for the installation less the connection fee and the value of the customer's contribution to the increase in permitted income, where:

- the investment cost is set equal to specific costs of connection or reinforcement, incl. hourly charges for personnel, machines and equipment. A mark-up of up to 20 per cent of the investment cost may be applied to cover operating costs resulting from connection. The mark-up shall be adjusted in relation to the installation's expected economic lifetime.

- the customer's contribution to the increase in permitted income is fixed as the present value of:

$$0.5 * [\text{customer's expected energy out-take} * (\text{permitted income} / \text{supplied energy})]$$

The calculation of present value shall start out from the installation's expected economic lifetime and a real interest rate of 7 per cent. The basis for calculation shall be the permitted income for the distribution network with appurtenant supplied energy.

Part VI Other provisions

Chapter 17: Commencement and transitional provisions

Section 17-1 Orders

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate may issue such orders as are necessary for the implementation of these regulations and terms and conditions set in licences issued by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate in accordance with the Energy Act.

Section 17-2 Dispensation

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate may in special cases grant dispensation from these regulations and terms and conditions laid down by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate in pursuance of the Energy Act.

Section 17-3 Appeal

Decisions by the Norwegian Water Resources and Energy Directorate may be appealed to the ministry. The appeal shall be addressed to the ministry, and sent to the Norwegian Water Resources and Energy Directorate for preparatory processing.

Section 17-4 Commencement

These regulations come into force on 1 April 1999.

7.4 Gliederung der Buchhaltung gemäss den Vorgaben der NVE²⁶

7.4.1 Gewinn- und Verlustrechnung

Operating revenues:

- *Sale of electricity – consumers/wholesale/district heating*
- *Profits from trade in derivatives*
- *Sale of transmission services/income from rent*
- *Windfall profit/loss repaid to customers including interest*
- *Allocation for current year – windfall profit/loss*
- *Income from subscriptions, metering, settlements*
- *Other energy efficiency income*
- *Work for other companies*
- *Income from road lighting*
- *Income from installations*
- *Other goods and services*
- *Income from rent of real property*
- *Earnings from disposal of capital assets*
- *Other operating revenues*
- *Capitalization of own labour costs*
- *Capitalization of goods costs*
- *Internally priced services*

Operating costs:

- *Purchase of electricity*
- *Losses on trade in derivatives*
- *Line loss*
- *Purchase of transmission and system services*
- *Other goods purchases*
- *Salaries and other personnel costs*
- *Pension costs*
- *Other operating costs*

²⁶ vgl. Matre (1999)

- *Real property tax*
- *Depreciation*
- *Bad debts*
- *Stock increase/reduction*
- *Depreciation of capital assets*
- *Internally priced services*

7.4.2 Bilanz

Assets:

- *Current assets:*
 - *Cash in hand*
 - *Bank deposits*
 - *Accounts receivable*
 - *Claims, internal*
 - *Stock*
 - *Windfall loss*
 - *Accrued interest on windfall loss*
 - *Shares*
 - *Bonds and other securities*
 - *Other current assets, non-interest bearing*
 - *Other current assets, interest bearing*
- *Financial assets (Capital assets):*
 - *Shares*
 - *Shares in wholly and partly owned electricity utilities*
 - *Bonds and other securities*
 - *Deferred tax advantage*
 - *Other long-term claims*
- *Fixed assets:*
 - *Plant under construction*
 - *Patents, goodwill, activated costs*
 - *Watercourse regulations and rights*
 - *Power plants*
 - *District heating plant, pipelines*
 - *Main network*
 - *Regional networks*
 - *Distribution networks*

- *Customer-specific equipment*
- *Means of transport*
- *Fixtures, tools, computer equipment*
- *Buildings*
- *Sites*
- *Other*

Liabilities:

- *Short-term debt:*
 - *Accounts payable*
 - *Bank overdrafts*
 - *Windfall profit from transmission services*
 - *Accrued interest on windfall profit*
 - *Internal short-term debt, non-interest bearing*
 - *Unpaid public taxes*
 - *Accrued unpaid costs*
 - *Tax payable*
 - *Prepayments from customers*
 - *Allocations to reserves*
 - *Allocated to dividends*
 - *Other short-term debt, non-interest bearing*
 - *Other short-term debt, interest bearing*
- *Long-term debt:*
 - *Deferred tax*
 - *Debenture loans*
 - *Accounting allocations*
 - *Mortgage loans*
 - *Other long-term debt, external*
 - *Long-term debt, internal*
- *Capital and reserves:*
 - *Share capital*
 - *Statutory reserve/cooperative share capital*
 - *Revaluation reserve*
 - *Retransfer fund*
 - *Distributable reserves/uncovered losses*
 - *Other capital and reserves*

