

**LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO**  
**Energiatekniikan osasto**

**DIPLOMITYÖ**

**SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINTOJEN VALVONTAMALLIT  
ERÄISSÄ EUROOPAN MAISSA**

Diplomityön aihe on hyväksytty Energiatekniikan osaston osastoneuvostossa 20.8.2003.

Työn tarkastajat ovat professori Jarmo Partanen ja diplomi-insinööri Satu Viljainen.  
Diplomityön ohjaajana toimi professori Jarmo Partanen.

Lappeenrannassa 11.3.2004

Kaisa Tahvanainen  
Korpisuonkatu 14 B 16  
53850 Lappeenranta  
puh. 050 341 9213

## TIIVISTELMÄ

**Tekijä:** Kaisa Tahvanainen  
**Työn nimi:** **Sähköverkkoliiketoimintojen valvontamallit eräissä Euroopan maissa**  
**Osasto:** Energiatekniikka  
**Vuosi:** 2004  
**Paikka:** Lappeenranta

Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

113 sivua, 11 kuvaa, 5 taulukkoa.

Tarkastaja: Professori Jarmo Partanen

2. tarkastaja: Diplomi-insinööri Satu Viljainen

**Hakusanat:** sähkönjakelu, valvonta, valvontamallit, tehokkuusmittaus, laadun sääntely

Sähkömarkkinauudistukset ovat tuoneet kilpailun sähkön tuotantoon ja myyntiin, mutta samalla vahvistaneet tarvetta valvoa sähkönsiirtoa ja -jakelua, jotka ovat ns. luonnollisia monopolitoimintoja. Monopoleja valvotaan, jotta ne eivät väärinkäytä määräävää markkina-asemaansa.

Tässä diplomityössä tarkastellaan sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan sääntelyyn yleisesti käytettyjä valvontamalleja sekä niiden soveltamisessa huomioon otettavia seikkoja. Tarkasteltuja valvontamalleja on neljä, joista yleisimpiä ovat hintakattosääntely ja liikevaihdon sääntely. Tuoton sääntely on monesti ollut ensimmäinen keino säännellä alaa. Mittatikkusääntelyllä pyritään selvittämään tarkasteltavien yhtiöiden tehokkuutta. Sitä käytetään yleensä muiden mallien lisänä kannustamaan toiminnan tehostamiseen. Yhä useammin valvotaan myös sähköntoimituksen laatua.

Jokainen maa valitsee omaan erityistilanteeseensa parhaiten sopivan valvontamallin. Valvontamallit kehittyvät jatkuvasti, jotta asiakkaiden etujen turvaamiseksi on olemassa toimivat regulatiiviset työkalut ja toisaalta sähkönjakeluyhtiöiden toimintaolosuhteet ovat vakaat ja realistiset. Kansallisen regulaattorin on luotava valvontamallin avulla oikeanlaiset kannustimet yhtiöiden toiminnalle, jotta niiden tekemät investointi- ja toimintapäätökset ovat järkeviä ja takaavat sähkönjakelun jatkuvuuden.

## **ABSTRACT**

**Author:** Kaisa Tahvanainen

**Title:** **The regulation models of the electricity distribution business in some European countries**

**Department:** Energy technology

**Year:** 2004

**Place:** Lappeenranta

Master's Thesis. Lappeenranta University of Technology.

113 pages, 11 pictures and 5 tables.

Supervisor: Professor Jarmo Partanen

2nd supervisor: M.Sc Satu Viljainen

**Keywords:** electricity distribution, regulation, regulation methods, benchmarking, quality regulation

Changes in electricity markets have introduced competition in electricity generation and supply, but in the meantime the need to regulate electricity transmission and distribution, so called natural monopolies, has strengthened. Monopolies must be regulated, so that they don't abuse their dominant market position.

There are four basic methods used for regulation of electricity distribution business. The most common ones are price cap and revenue cap regulation. Rate of return regulation is decreasing popularity. Yardstick regulation is a method to define the efficiency of the regulated company. Therefore yardstick regulation is used as a supplement to the other models to motivate efficiency improvements. The use of quality regulation is also becoming more popular.

Every country has its own unique way to implement electricity distribution regulation. This regulation evolves in order to find a balance where there are sufficient regulatory tools to protect the interest of consumers and in the mean time electricity distribution business is provided with a stable and acceptable environment to operate. The national regulatory body has to create necessary incentives for the companies so that their investment and operational decisions are reasonable and secure the continuance of electricity distribution.

## **ALKUSANAT**

Tämä diplomityö on osa Lappeenrannan teknillisen yliopiston (LTY) Telecom Business Research Center (TBRC) tutkimusyksikössä tehtävää tutkimushanketta Sähköverkon tiedonhallinta ja älykkäät mittaukset sekä niihin perustuva palveluliiketoiminta. Hankkeen rahoittajana toimivat Teknologian kehittämiskeskus (Tekes) sekä monet yritykset. Hankkeessa on mukana myös Tampereen teknillinen yliopisto.

Diplomityön valvojana toimi professori Jarmo Partanen. Haluan kiittää häntä tuesta, avusta ja ohjeistuksesta. Samoin haluan kiittää työn ohjaajaa Satu Viljaista sekä työtovereitani Jukka Lassilaa ja Samuli Honkapuroa, joilta olen saanut ideoita, neuvoja ja ennen kaikkea miellyttävän työympäristön.

Lämmin kiitos tuesta ja kannustuksesta myös vanhemmilleni, veljelleni sekä Ari-Pekalle ja Roopelle.

## SISÄLLYSLUETTELO

<b>1</b>	<b>JOHDANTO</b> .....	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>SÄHKÖMARKKINOIDEN KEHITYS EUROOPASSA</b> .....	<b>9</b>
2.1	Sähkömarkkinat .....	10
2.2	Sähkömarkkinoiden avautuminen.....	11
2.2.1	<i>Sähkön sisämarkkinoille asetetut tavoitteet</i> .....	11
2.2.2	<i>Markkinoiden avautumisen esteet</i> .....	13
2.2.3	<i>Sähkömarkkinoiden avaamisen vaikutus sähkön hintatasoon</i> .....	13
2.3	Sähkömarkkinoiden rakennemuutos .....	14
2.3.1	<i>Eriyttäminen</i> .....	15
2.3.2	<i>Sähköntuotanto</i> .....	15
2.3.3	<i>Sähkökauppa</i> .....	15
2.3.4	<i>Sähkösiiro ja -jakelu</i> .....	19
2.3.5	<i>Siirtohinnoittelu</i> .....	21
2.4	Sähkömarkkinoiden valvonta.....	22
2.4.1	<i>Säätelyviranomaisen tehtävät</i> .....	23
2.4.2	<i>Säätelyviranomaisen asema</i> .....	23
2.4.3	<i>Kilpailuviranomainen</i> .....	26
2.4.4	<i>Euroopan sähkö- ja kaasualan säätelyviranomaisten ryhmä</i> .....	26
2.4.5	<i>CEER</i> .....	26
2.4.6	<i>Järjestöt</i> .....	26
<b>3</b>	<b>VALVONTAMALLIEN TEORIAA</b> .....	<b>28</b>
3.1	Valvonnan tavoitteet .....	29
3.2	Säätelyjakson pituus.....	30
3.3	Etukäteis- tai jälkikäteissäätely .....	30
3.4	Tuoton säätely .....	31
3.4.1	<i>Pääoma ja sen kohtuullinen tuotto</i> .....	32
3.5	Hintakattosäätely.....	34
3.6	Mittatikkusäätely.....	36
3.6.1	<i>Data Envelopment Analysis</i> .....	37
3.6.2	<i>Corrected Ordinary Least Square</i> .....	38
3.6.3	<i>Stochastic Frontier Analysis</i> .....	39
3.6.4	<i>Fiktiiviseen referenssiyhtiöön perustuva vertailu</i> .....	39
3.7	Sähkön laadun huomioiminen.....	40
3.8	Yhteenveto valvontamalleista .....	42

<b>4</b>	<b>SÄHKÖNJAKELUVERKKOLIIKETOIMINNAN VALVONTA .....</b>	<b>44</b>
4.1	Suomi .....	44
4.1.1	<i>Toimintaan sitoutuneen pääoman määrä .....</i>	46
4.1.2	<i>Pääoman kohtuullinen tuotto.....</i>	46
4.1.3	<i>Laskennallinen tuotto ja ylituotto .....</i>	47
4.1.4	<i>Tehokkuuden huomioiminen .....</i>	47
4.1.5	<i>Korjaavat toimenpiteet .....</i>	48
4.1.6	<i>Uusi valvontamalli 2005 alkaen .....</i>	49
4.2	Ruotsi .....	52
4.2.1	<i>Verkkohyötymalli .....</i>	52
4.2.2	<i>Ruotsin valvontamallin arviointia .....</i>	58
4.3	Norja.....	59
4.3.1	<i>Liikevaihdon sääntely .....</i>	60
4.3.2	<i>Tehokkuusmittaus .....</i>	62
4.3.3	<i>Laadun valvonta .....</i>	62
4.3.4	<i>Norjan valvontamallin arviointia .....</i>	63
4.4	Iso-Britannia.....	64
4.4.1	<i>Sääntelyn historiaa Iso-Britanniassa .....</i>	64
4.4.2	<i>Sääntelyjakso 2000–2005 .....</i>	64
4.4.3	<i>Sallitun liikevaihdon määrittäminen.....</i>	66
4.4.4	<i>Laadun valvonta .....</i>	67
4.4.5	<i>Iso-Britannian valvontamallin arviointia .....</i>	68
4.5	Tanska .....	69
4.5.1	<i>Operatiiviset kulut ja poistot .....</i>	69
4.5.2	<i>Verkkopääoman tuotto.....</i>	70
4.5.3	<i>Muut välttämättömät kustannukset .....</i>	71
4.6	Saksa .....	72
4.6.1	<i>Verbandvereinbarung - liittouman sopimus .....</i>	72
4.7	Hollanti.....	75
4.7.1	<i>Jakeluhintojen valvonta .....</i>	75
4.7.2	<i>Tehokkuusmittaus .....</i>	76
4.7.3	<i>Laadun huomioiminen .....</i>	78
4.8	Itävalta.....	79
4.8.1	<i>Tehokkuuden huomioiminen .....</i>	81
4.8.2	<i>Laadun huomioiminen .....</i>	81
4.9	Espanja .....	82
4.9.1	<i>Liikevaihdon sääntely .....</i>	82
4.9.2	<i>Laadun valvonta .....</i>	83
4.10	Portugali .....	85
4.10.1	<i>Sallitun liikevaihdon määrittäminen.....</i>	85
4.10.2	<i>Laadun huomioiminen .....</i>	86
4.11	Irlanti.....	88
4.11.1	<i>Sallitun liikevaihdon määrittäminen.....</i>	88

4.11.2	<i>Laadun huomioiminen</i> .....	89
<b>5</b>	<b>SÄHKÖNJAKELUVERKKOLIIKETOIMINNAN VALVONNAN VAIKUTUKSET</b> .....	<b>91</b>
5.1	Säätelyn jälki- tai etukäteisyys.....	91
5.2	Säätelyjakson pituus.....	92
5.3	Valvontamalli.....	92
5.4	Tehokkuus ja ohjausvaikutus .....	94
5.4.1	<i>Yleinen tehostamisvaatimus</i> .....	94
5.4.2	<i>Yhtiökohtainen tehostamisvaatimus</i> .....	94
5.4.3	<i>Tehostamiskohde ja -aika</i> .....	95
5.4.4	<i>Tehokkuustutkimuksen parametrien valinnan vaikutus</i> .....	96
5.4.5	<i>Lähtötietojen vaikutus</i> .....	96
5.5	Sähkön laatu .....	97
5.6	Yhtiöiden strateginen käyttäytyminen .....	98
<b>6</b>	<b>YHTEENVETO</b> .....	<b>100</b>
	<b>LÄHTEET</b> .....	<b>102</b>

## Käytetyt merkinnät ja lyhenteet

### Lyhenteet

AEEG	L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Italia)
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index, keskeytysten keskipituus
Capex	Capital expenses, pääomakustannukset
CAPM	Capital Asset Pricing Model, pääomaerien hinnoittelumalli
CEER	Council of European Energy Regulators
CENELEC	Comite Européen de Normalisation Electrotechnique
CER	Commission for Electricity Regulation (Irlanti)
CNE	La Comisión Nacional de Energía (Espanja)
COLS	Corrected Ordinary Least Square
CRE	La Commission de régulation de l'énergie (Ranska)
CREG	De Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (Belgia)
DEA	Data Envelopment Analysis
DNO	Distribution network operator, jakeluverkonhaltija
Dte	Dienst uitvoering en toezicht Energie (Hollanti)
ECG	Energie-Control GmbH (Itävalta)
EMV	Energiamarkkinavirasto (Suomi)
END	Energy not delivered, toimittamatta jäänyt energia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (Portugali)
ESB	Electricity Supply Board
ETSO	European Transmission System Operators Association
EU	Euroopan Unioni
ILR	Institut Luxembourgeois de Régulation (Luxemburg)
KILE	Kostand for Icke Leverert Energi
nTPA	Negotiated Third Party Access, neuvoteltu verkkoon pääsy
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat (Norja)
Ofgem	The Office of Gas and Electricity Markets (Iso-Britannia)
Opex	Operative expenses, operatiiviset kustannukset
OTC	Over the counter
PAE	ΠΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (Kreikka)
PKF	Pannell Kerr Forster -konsulttiyhtiö
RPI	Retail price index, kuluttajahintaindeksi
rTPA	Regulated Third Party Access, säännelty verkkoon pääsy
SAIDI	System Average Interruption Duration Index, keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto aika tietyllä aikavälillä
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index, keskeytysten keskimääräinen lukumäärä tietyllä aikavälillä
SFA	Stochastic Frontier Analysis
STEM	Statens energimyndigheten (Ruotsi)
TSO	Transmission system operator, siirtoverkonhaltija
VV	Verbändevereinbarung, liittouman sopimus (Saksa)
WACC	Weighted Average Cost of Capital, pääoman painotettu keskikustannus



**Merkinnät**

$AB$	kasvutuki
$AK$	asiakkaiden lukumäärä
$AL_t$	sallittujen häviöiden tekijä
$Amb_{j,t-2}^D$	ympäristön laadun parantamiseen suunnatut varat
$B_t$	sallittu liikevaihto vuoden 2000 todellisilla hinnoilla
$C_i$	yhtiön yksikkökustannukset
$C_{j,t}$	vertailuyhtiöiden $j$ yksikkökustannukset (tai hinnat)
$C_t$	verkkoon liittyneiden asiakkaiden kokonaismäärä
$CML_t$	keskimääräinen asiakaskohtainen keskeytysaika
$D_i$	poistot
$DI$	pitkien keskeytysten kokonaiskesto viimeisen kalenterivuoden aikana
$DI_p$	tavoitearvo
$Eff$	tehokkuustekijä
$E_{j,t}^D$	jännitetasolla $j$ loppuasiakkaalle toimitettu energiamäärä
$f_i$	vertailuryhmässä olevien yhtiöiden tulo tai määrälliset painotukset
$F_{j,t}^D$	jakeluverkkoliiketoiminnan tulojen kiinteä komponentti
$FC_t$	korjattu ennuste verkkoon liittyneistä asiakkaista
$FCML_t$	todellisen ja arvioidun keskimääräisen asiakaskohtaisen keskeytysajan yhdistelmä
$FL_t$	korjattu ennuste jakeluhäviöistä
$i_{t-1}^D$	kolmen kuukauden Euribor-korko kesäkuun viimeisenä päivänä lisättynä puolella prosenttiyksiköllä
<i>Indeksi</i>	muuttuja, joka kuvaa jakelualan uusinvestointien suhteellista kasvua sekä energian toimituksen muutosta valtakunnallisella tasolla
$INV$	investoinnit
$K$	korjaustekijä
$K_C$	kompensaatiokerroin
$KK$	kohtuullinen kustannus
$KO$	keskeytysten lukumäärä
$L_t$	jakeluhäviöt
$LAF$	häviöiden korjaustekijä
$LE$	energiantulituksen muutosta kuvaava lämpötilakorjattu nettokulutus
$n$	lukumäärä
$NI$	pitkien (yli 3 min.) keskeytysten määrä
$NI_p$	tavoitearvo
$NT$	verkon häviöiden keskiarvo
$NTP$	sähkön spot-hinta Nord Poolissa
$NYV$	yrityksen jakeluverkon inflaatiokorjattu nykyarvo
$OE_i$	operatiiviset kustannukset
$p_i$	tuotteen $i$ hinta
$P_{j,t}^D$	jakeluliiketoiminnan tulojen muuttuva yksikkökomponentti
$P_C$	edellisen kalenterivuoden keskimääräinen sopimusteho
$P_{Ct}$	lisäasiakkaasta saatu tulo
$P_{CML}$	tulojen määrä asiakaskohtaista keskeytysaikaa kohden, joka yhtiön sallitaan pitää keskeytysajan pienentämiseksi
$P_L$	sallittu tulo määrä häviöiden pienentämiseksi
$P_t$	hintakatto

$PN$	avustus, jolla tuetaan kilpailun käyttöönottoa
$PL$	korvaus häviöistä
$PP_{j,t-2}$	jakeluverkon häviöiden vähentämiseen kannustava tekijä
$q_i$	tuotteen $i$ määrä
$R_f$	riskitön tuotto
$R_i$	oman pääoman $i$ tuottovaatimus
$R_k$	yhtiön kohtuullinen tuotto
$R_m - R_f$	markkinoiden riskipremio
$R_{tot}$	yhtiön toteutunut tuotto
$R_Y$	yhtiön ylituotto
$RB_i$	arvioinnissa huomioitavan pääoman arvo
$Rf_{j,t-2}^D$	loppuasiakkailta saadut tulot
$ROR$	pääoman sallittu tuottoprosentti
$RQS_{t-2}$	palvelun laadun parantamiseen kannustava tekijä
$RR_i$	yhtiön liikevaihto
$s_0$	luotettavuuden tavoitetaso
$s_t$	todellinen luotettavuustaso
$T$	korkotaso, valvontajakson vuosien lukumäärä
$TL$	tehokkuusluku
$VAF_t$	volyymin korjaustekijä
$Y$	korjaustekijä, joka kuvaa yrityksen poikkeuksellisten ulkoisten tekijöiden vaikutusta yrityksen kustannuksiin.
$x$	asiakastiheys
$X$	tehostamisvaatimus
$X_{F,j}^D$	jakelutoiminnan tulojen kiinteään komponenttiin liitetty parametri

### Kreikkalaiset

$\alpha_i$	yhtiön kustannustietojen osuus
$\beta_i$	beeta-kerroin, vakio
$r$	yhtiön tuottoprosentti
$\gamma$	korvattavien uusinvestointien keskimäärää kuvaava tekijä
$\lambda$	luotettavuusindeksi
$\varphi$	keskeytyskustannus keskeytystä kohti
$\pi$	sallitun liikevaihdon korjaus
$\Delta_{j,t}^D$	jakeluliiketoiminnan tulojen korjaus
$\Delta D_t$	vuosittainen kasvu toimitetun energian kysynnässä yksikköä kohden

### Ylä- ja alaindeksit

0	tavoitetaso
0...4	järjestysnumero
$i$	yhtiö, tuote
$t$	vuosi
$j$	yhtiöt, jännitetaso

## 1 JOHDANTO

Euroopan Unionin (EU) tavoitteena on sähkön vapaa liikkuvuus eli eurooppalaisen sähkön sisämarkkinoiden luominen. Sähkön sisämarkkinoiden toteuttaminen on erityisen tärkeää sähkön tuotannon, siirron ja jakelun tehokkuuden lisäämiseksi. Samalla vahvistetaan toimitusvarmuutta sekä Euroopan talouden kilpailukykyä ja suojellaan ympäristöä (96/92/EY). Toimivat sähkömarkkinat vaativat toteutuakseen muutoksia sähkösektorilla.

Aikaisemmin sähköenergia, samoin kuin sähkönsiirtopalvelut saatiin yhdestä yhtiöstä, joka oli useimmiten julkisessa omistuksessa. 1980-luvun puolivälissä alkanut sähköalan deregulaatio vaikutti kuitenkin sähköalan rakenteeseen ja pelisääntöihin. Deregulaatiolla tarkoitetaan sähköalan sääntelyn kokonaista tai osittaista purkamista tai markkinoiden avautumista (Kopsakangas-Savolainen 2002). Sähkösektori jaetaan nykyisin neljään osaan. Sähköntuotanto ja -myynti ovat nyt vapaan kilpailun piirissä ja toimivat siten markkinaperiaatteiden mukaan. Sähkönsiirto ja -jakelu toimivat edelleen luonnollisina monopoleina, mutta muutokset ovat yltäneet niihinkin.

Monopolyhtiöiden toimintaa säädellään, koska niillä ei ole kilpailusta tulevaa kannustinta pitää kustannuksia alhaisina ja toimintaa tehokkaana. Trendi on kohti tiukempaa sääntelyä, koska mm. yhtiöiden omistus on muuttunut julkisesti omistetusta yksityiseksi, jolloin mahdollinen julkisesti omistettujen monopolien toiminnan tehottomuus on haluttu karsia pois. Kaikkien EU-jäsenmaiden on perustettava kansallinen sääntelyviranomainen valvomaan verkkotoiminnan ehtoja ja hinnoittelua. Sen pääasiallisena tehtävä on turvata monopolyhtiöiden asiakkaiden oikeuksia. Valvonnan yksityiskohdat saa jokainen maa päättää itse. EU edellyttää kuitenkin, että yhtiöiden tariffit ovat syrjimättömiä ja kustannuksia vastaavia. Sääntelyllä voi lisäksi olla erilaisia yhteiskunnallisia päämääriä, kuten taloudellisen tehokkuuden edistäminen, ympäristöseikkojen sekä sosiaalisten näkökohtien huomioiminen. EU painottaa erityisesti toimitusvarmuuden huomioimista. Monissa maissa valvottavien yhtiöiden sähköntoimituksen laatu vaikuttaakin niiden sallittuun tulokseen. Näin pyritään varmistamaan verkkoinvestointien tarpeellinen määrä verkon ylläpitämiseksi. (Lipponen 1999)

Tässä diplomityössä keskitytään sähköjakeluverkkoliiketoiminnan valvontaan. Suurimmassa osassa tarkasteltavissa maissa jakeluyhtiöiden valvontamalli on otettu käyttöön äskettäin, joten niiden vaikutuksia alan kehitykseen ei vielä tarkkaan tiedetä. Maissa, joissa sähkömarkkinauudistus toteutettiin 1990-luvun alkupuolella, on tosin saatu kokemusta, jota muut maat ovat voineet hyödyntää. Ensimmäinen valvontamalli ei tosin aina ole ollut sääntelyviranomaisen tai muiden tahojen mielestä paras mahdollinen. Valvontamallien kehittäminen on jatkuva prosessi, jonka perimmäisenä tarkoituksena on saada aikaan olosuhteet, joihin sekä valvottavat yhtiöt että niiden asiakkaat ovat tyytyväisiä. Valvontamalleilla on myös tärkeä rooli alan kehityssuunnan määrittäjänä, koska sähköjakeluverkkoliiketoiminta on pitkäjänteistä kehitystyötä ja tehtävät investoinnit ovat merkittäviä.

Tässä diplomityössä tarkastellaan Suomen, Ruotsin, Norjan, Iso-Britannian, Tanskan, Hollannin, Espanjan, Portugalin ja Irlannin sähköjakeluverkkoliiketoimintojen käytössä olevia ja suunnitteilla olevia valvontamalleja. Tavoitteena on tarkastella valvontamallien vaikutuksia verkkoyhtiöiden käyttäytymiseen, eli minkälaisia kannustimia ne tarjoavat ja miten kannustimet vastaavat asetettuja tavoitteita. Nämä ovat esitetty kappaleissa neljä ja viisi. Työn alussa tarkastellaan sähkömarkkinoiden avautumista ja syntyneitä muutoksia alalla. Lisäksi on tarkasteltu markkinakehitykseen ja erityisesti sähköjakeluverkkoliiketoiminnan valvonnan kehitykseen vaikuttavia voimia. Kolmannessa luvussa käsitellään valvontamallien teoriaa ja esitellään valvonnan elementtejä ja tarpeita.

Tämä diplomityö on pääsääntöisesti toteutettu kirjallisuustutkimuksena. Koska muutokset sähkömarkkinoilla ovat useissa tarkasteltavissa maissa tapahtuneet viime vuosien aikana, eivätkä käytännöt maissa ole vielä vakiintuneet, aiheesta ei ole olemassa kattavaa kirjallisuutta. Lähdetietoina on käytetty eri maiden regulaattoreiden internetsivuillaan tarjoamaa tietoa maan valvontamalleista sekä tieteellisissä lehdissä ja konferensseissa julkaistuja artikkeleja.

## 2 SÄHKÖMARKKINOIDEN KEHITYS EUROOPASSA

Sähkömarkkinoilla tapahtuu uudistuksia, joiden päämääränä on tehostaa alan taloudellista ja teknistä toimintaa sekä varmistaa asiakkaille riittävä palvelun laatu kohtuullista korvausta vastaan. Muutoksien yhteydessä puhutaan yleensä sähkömarkkinoiden avaamisesta, deregulaatiosta sekä yksityistämisestä.

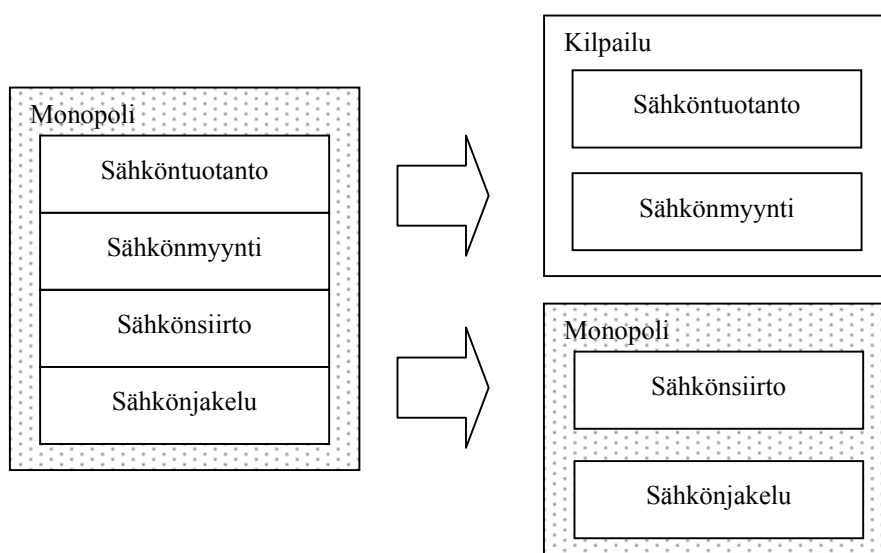
Sähkömarkkinoiden avaamisella tarkoitetaan sähköntuotannon avaamista kilpailulle, jolloin tuottajat voivat rakentaa tuotantokapasiteettia mihin tahansa sekä loppuasiakasmyyntiin avaamista kilpailulle, jolloin sähkökäyttäjät voivat vapaasti valita sähköntoimittajansa. Kaikilla toimijoilla on oikeus käyttää yhtäläisin perustein ja hinnoin sähkön siirto- ja jakeluverkkoja. Sähkön siirtoa ja jakelua varten ei ole kannattavaa rakentaa keskenään kilpailevia verkkoja, joten nämä toiminnot jäävät ns. luonnollisiksi monopoleiksi. Monopolitoiminnat on eriytettävä toisistaan, mutta se ei kuitenkaan tarkoita, että esim. sähkönjakelu ja sähkönmyynti voisi olla saman omistajan hallinnassa. Deregulaatio viittaa uudenlaisen valvontajärjestelmän luomiseen, jossa yleensä pienennetään valtion roolia sääntelevänä elimenä. Tilalle kehitetään yleensä virallisempia valvontajärjestelmiä, joten reregulaatio on joskus kuvaavampi ilmaisu. Joskus deregulaatiolla tarkoitetaan myös markkinoiden avaamista. Valtion omistamien laitosten yksityistämällä voidaan edistää kilpailun syntyä yhdessä erilaisten valvontajärjestelmien kanssa. (Finergy 2002, Rousaki et al. 1999)

Muutokset ovat lähtöisin 1980-luvun puolivälistä, jolloin huomattiin, että sähköalan julkinen omistus ja valtion ohjaus olivat johtaneet liialliseen panostamiseen tekniseen kehitykseen, eikä niinkään kustannustehokkuuteen tai asiakaspalveluun. Alaa leimasi myös vahva vertikaalinen integraatio. Erityisesti tuotantolaitosten optimaalisen koon pienentyminen on ollut merkittävä taloudellinen ja tekninen tekijä deregulaation etenemisessä poliittisen ilmapiirin muuttumisen lisäksi. (Kopsakangas-Savolainen 2002, IEA 1999)

## 2.1 Sähkömarkkinat

Sähköalaa on perinteisesti leimannut vahva vertikaalinen integraatio, eli sama yhtiö on osallistunut sähkön tuotantoon, myyntiin, siirtoon ja jakeluun. Myös horisontaalinen integraatio on ollut yleistä, erityisesti sähköntuotannossa. Vertikaalisesti integroituneet yhtiöt olivat yleensä kansallisia monopoleja, joiden ajateltiin turvaavan sähköntoimitus ja toimivan muutenkin yleisen hyvän puolesta. On kuitenkin esitetty teorioita, joiden mukaan yksityisesti hoidetut yritykset toimisivat tehokkaammin (Kopsakangas-Savolainen 2002). Julkisessa omistuksessa olevien yhtiöiden yksityistäminen onkin ollut yleistä erityisesti Iso-Britanniassa ja Yhdysvalloissa. Yhtiöittämistä voidaan pitää esiaskelena yksityistämiseen. (IEA 1999)

Sähkömarkkinoiden uudistusten myötä sähkösektori jaetaan neljään osaan, sähköntuotantoon, -myyntiin, -siirtoon ja -jakeluun, joko yhtiön sisällä kirjanpidollisella tasolla tai erillisiin itsenäisiin yhtiöihin. Sähköntuotanto ja -myynti toimivat kilpailuilla markkinoilla, koska ne eivät ole luonteeltaan ns. luonnollisia monopoleja, toisin kuin sähkönsiirto ja -jakelu. Tällä jaottelulla saadaan kilpailua alalle siellä, missä se on mahdollista. Sähköverkot tarjoavat markkinapaikan näille kilpailuille toiminnolle. Monopolitoimintoihinkin pyritään saamaan kilpailua vastaava tilanne sääntelemällä niiden toimintaa. (IEA 1999, 2003/54/EY)



Kuva 2.1. Sähköalan muutos.

Vertikaalisen integraation purkaminen ei ole ollut täydellistä, eikä sen välttämättä tarvitse ollakaan. EU velvoittaa toimintojen eriyttämistä oikeudelliselta muodoltaan, eli

kirjanpidollisella tasolla. Eriyttämisellä on tarkoitus helpottaa sähkömarkkinoiden toimintaa sekä valvontaa ehkäisemällä ristiinsubventiota sekä kilpailun vääristymistä. Samalla yhtiöiden yhdistymiset ovat yleistyneet ja erityisesti sähköjakeluyhtiöiden lukumäärä on vähentynyt. Yksi syy tähän on ollut, ettei tappiollista toimintaa voida korjata vertikaalisesti integroituneen yhtiön muilla liiketoimilla eli ristiinsubventiolla. (IEA 1999)

## 2.2 Sähkömarkkinoiden avautuminen

Markkinoiden avaaminen kilpailulle tapahtui energia-alalla paljon myöhemmin kuin muilla talouden aloilla. Markkinoiden avaaminen liittyi Euroopan Unionin (EU) vuonna 1985 asettamaan tavoitteeseen luoda Euroopassa vuoteen 1992 mennessä sellaiset yhtenäismarkkinat, joilla ei ole sisärajoja. Vuonna 1996 annettu, helmikuussa 1999 täytäntöön pantu sähkön sisämarkkinadirektiivi (96/92/EY) oli merkittävä edistysaskel. Tavoitteita vahvisti vuonna 2003 julkaistu direktiivi 2003/54/EY. (KOM 2001)

Direktiivin tavoitteena on avata sähkömarkkinat vapauttamalla kilpailu asteittain ja lisätä siten energia-alan tehokkuutta ja koko Euroopan talouden kilpailukykyä. Eri puolilla Eurooppaa, melko paikallisesti sijaitsevien markkinakeskittymien tilalle kaavillaan Euroopan kattavaa, toimivaa markkinapaikkaa, jossa sähkö on yksi hyödyke muiden joukossa. Noin 75 % jäsenmaiden sähkömarkkinoista on avautunut vuonna 2003, joten EU:n tavoite on edistynyt (KOM 2003a). Avautuneiden markkinoiden piirissä on 1.7.2004 oltava kaikki muut kuin kotitalousasiakkaat ja 1.7.2007 alkaen kaikki asiakkaat. Sitä ennen kuluttajat jaotellaan vaatimukset täyttäviin ja muihin asiakkaisiin. Vaatimukset täyttävät asiakkaat voivat ostaa sähköä vapaasti valitsemaltaan toimittajalta. Muut asiakkaat ovat toimitusvelvollisuuden piirissä. (KOM 2001)

### 2.2.1 Sähkön sisämarkkinoille asetetut tavoitteet

EU on esittänyt kahdeksan syytä Euroopan yhteissähkömarkkinoiden luomiselle (KOM):

- 1) Kilpailluilla markkinoilla tehokkuus paranee.
- 2) Sähkön hinta tasoittuu jäsenvaltioiden välillä. Lisäksi sähkön hinta pystytään pitämään tasolla, joka lisää Euroopan kilpailukykyä.

- 3) Kilpailuilla markkinoilla voidaan tietyin ehdoin turvata sähköntoimitus kaikille asiakkaille, asiakkaiden oikeudet sekä ympäristönsuojelu.
- 4) Yhteiskäyttöverkko tarvitsee vähemmän kallista varakapasiteettia.
- 5) Sähkötuottajien pitää käyttää energialähteitä tehokkaammin. Näin säästetään kuluissa sekä vähennetään saastumista.
- 6) Asiakkaat pystyvät valitsemaan sähköntoimittajansa tärkeänä pitamiensä seikkojen, kuten yhtiön sijainnin, hintatason, palvelun laadun tai ympäristönäkökulmien mukaan.
- 7) Sähkyhtiöiden on parannettava palvelun tasoaan säilyttääkseen nykyiset asiakkaat ja houkutellakseen uusia.
- 8) Alhainen sähkön hinta mahdollistaa alhaiset tuotantokustannukset eurooppalaisille yrityksille ja siten tuotteiden kilpailukykyiset hinnat.

Sähkömarkkinoiden avaamisen tavoitteena on tehokkuuden parantuminen sekä sähkön edullinen hinta. Maantieteellisten esteiden poistamisella kilpailu lisääntyy, samoin sähköntoimituksen laatu, luotettavuus ja turvallisuus paranevat.

EU ei varsinaisesti määrittele keinoja yhteisten sähkömarkkinoiden luomiseen, vaan on asettanut sen tavoitteeksi. Jokainen jäsenmaa toteuttaa muutokset valtiotasolla alan markkinaorganisaation, maan historian, poliittisen mielipiteen, systeemin käytön tai muun seikan mukaan, eli maakohtaiset ominaisuudet huomioon ottaen. Valinnat heijastelevat yleensä jo olemassa olevien systeemien ominaisuuksia. Joissain maissa on toteutettu osittainen vapautuminen (useimmat Euroopan maat, Yhdysvallat) ja jotkut ovat vapauttaneet sähkömarkkinat täysin (Iso-Britannia, Suomi, Ruotsi, Norja). Osittaisessa avautumisessa tyypillisesti vain tuotanto avattiin kilpailulle, kun taas radikaalimmissa uudistuksissa kilpailu ulottui pienasiakkaille. Myös muutoksien toteuttamisnopeus vaihtelee. (Sulamaa 2001, Finergy 2002)

#### *2.2.1.1 Firenzen foorumi*

Euroopan komissio perusti vuonna 1998 Firenzen foorumin, jonka tarkoituksena on käsitellä niitä asioita Euroopan sähkön sisämarkkinoiden luomiseksi, jotka sähkön sisämarkkinadirektiivissä on jätetty huomiotta. Siihen osallistuu edustajia kansallisista sääntelyviranomaisista, jäsenvaltioista, Euroopan komissioista sekä siirtoverkko-operaattoreista. Myös sähkönmarkkinatoimijat, kuluttajat ja verkon käyttäjät ovat edustettuna. Foorumin työhön kuuluu teknisten, esimerkiksi maiden välisen



sähkösiirron hinnoittelua ja siirtokapasiteetin hallintaa koskevien päätösten ja ehdotusten epävirallinen valmistelu ja edistäminen sekä eri osapuolten saattaminen yhteen. Kyseisten teknisten toimenpiteiden etuna on, että sääntelystä vastaavat viranomaiset voivat soveltaa niitä jäsenvaltioissa nopeasti ilman, että niiden on odoteltava uuden direktiivin antamista. (KOM 2000)

### 2.2.2 *Markkinoiden avautumisen esteet*

Sähkömarkkinoiden avautuminen ei tapahdu hetkessä, eikä kilpailu tule olemaan täydellinen vielä vähään aikaan. Sähkön sisämarkkinoiden kehittymisen tiellä voidaan katsoa olevan viisi estettä (CEER 2003a):

- 1) Siirtokapasiteetin puute, erityisesti rajasiirroissa
- 2) Läpinäkyvyyden puute sähköverkkoon pääsyn ehdoissa, eli verkkoon pääsyn tariffeissa ja siirtokapasiteetin hallinnoinnissa
- 3) Läpinäkyvyyden puute yhteiskäyttöverkkojen teknisessä käytössä
- 4) Vakaan, toimivan ja likvidin markkinoiden puute useimmilla eri alueilla
- 5) Läpinäkyvyyden ja ennustettavuuden puute koskien energia-alan fuusioihin ja yritystostoihin sovellettavia sääntöjä.

Maiden erilaiset avautumisvaiheet sekä tuotantoyhtiöiden suuri markkina-asema yhdistettynä likviditeetin puutteeseen jälleenhankinta- ja tasemarkkinoilla haittaavat myös markkinoiden toimivuutta. Riittämätön toimintojen eriyttäminen yhdistettynä riittämättömään valvontaan voi aiheuttaa eroavaisuuksia verkkoonpääsytariffeissa, johtaa ristiinsubventioon tai syrjiviin hinnoittelurakenteisiin, ja siten estää kilpailua. (KOM 2003)

### 2.2.3 *Sähkömarkkinoiden avaamisen vaikutus sähkön hintatasoon*

Teollisuuskuluttajien ja kotitalouksien sähkön hinnat ovat laskeneet lähes kaikissa EU:n jäsenvaltioissa sähkömarkkinadirektiivin täytäntöönpanon jälkeen. Yleisesti ottaen hintojen lasku on ollut merkittävintä niissä jäsenvaltioissa, jotka ovat avanneet markkinoita enemmän kuin direktiivi edellyttää ja joiden markkinoilla on vallinnut todellinen kilpailu. Kotitalouksien osalta hintojen lasku on voimakkainta niissä jäsenvaltioissa, joissa kuluttajat voivat vapaasti vaihtaa toimittajaa, ja varsinkin siellä, missä vaihtaminen on käytännössä helppoa. Vuodesta 1999 lähtien sähkön hinta on tippunut markkinoiden avaamisen seurauksena Iso-Britanniassa, Saksassa ja Itävallassa

kaikissa kuluttajaryhmissä, Ruotsissa ja Suomessa hinnat ovat alenemassa tai ovat pysyneet alhaisella tasolla. (KOM 2001, KOM 2003a)

Noin 60 % sähkönjakeluverkossa myydyistä sähköenergiasta on kilpailutettua. Syitä sähköntoimittajan vaihtamiseen voi olla mm. sähkön hinta, yhtiön parempi palvelun laatu, ympäristöystävällisyys tai yhteisostoista saatava alennus. Suomessa yli 22 % kotitalouksista on kilpailuttanut sähkönsä, vähintään 5 % on vaihtanut toimittajaa. Norjassa 18 % ja Iso-Britanniassa 35 % on vaihtanut sähköntoimittajaa. Iso-Britanniassa uudelleen neuvottelu ei ole mahdollista, eli asiakas, joka haluaa kilpailuttaa sähkönsä, ei voi neuvotella uudelleen senhetkistä sopimustaan, vaan hänen on vaihdettava uuteen myyjään. Ranskassa, Saksassa, Espanjassa ja Portugalissa noin 5 % vaatimukset täyttävistä asiakkaista arvioidaan vaihtaneen toimittajaa. Huomattavaa on, että kuluttajien aktiivisuus on suurinta maissa, joissa markkinauudistukset ovat pisimmällä. (Lindberg et al. 2003, KOM 2001)

### **2.3 Sähkömarkkinoiden rakennemuutos**

Sähkön sisämarkkinadirektiivissä (96/92/EY & 2003/54/EY) luodaan yhteiset säännöt sähkön tuotannolle, siirrolle, jakelulle ja toimitukselle. Siinä luodaan säännöt sähköalan järjestämiselle ja toiminnalle, markkinoille pääsulle, tarjouskilpailuihin sovellettaville perusteille ja menettelyille, lupien myöntämiselle ja verkkojen käytölle. Nämä säännöt helpottavat sähkön sisämarkkinoiden syntymistä. (2003/54/EY)

Sähkölaitosyriyten on syrjinnän, ristiinsubvention ja kilpailun vääristymisen välttämiseksi eriytettävä sähkön siirtoon ja jakeluun liittyvät toiminnot oikeudellisen muotonsa perusteella muista toiminnoista. Yhteismarkkinoiden luomisessa on tärkeää kolmansien osapuolten päästäminen siirto- ja jakeluverkkoihin. Jäsenmaiden on luotava järjestelmä, jossa käytetään julkaistuja tariffeja, joita voidaan soveltaa kaikkiin edellytykset täyttäviin asiakkaisiin puolueettomasti ja ketään syrjimättä. Markkinoiden tehokkaan ja syrjimättömän toiminnan turvaamiseksi kaikkien jäsenmaiden on perustettava sääntelyviranomaisen. Sääntelyviranomaisen tehtävänä on turvata mm. asiakkaiden oikeuksia, erityisesti heikossa asemassa olevien. Lisäksi jäsenvaltiot voivat asettaa yhtiöille julkisen palvelun velvoitteita, jotka voivat koskea toimitusvarmuutta, toimitusten turvallisuutta, säännöllisyyttä, laatua ja hintaa sekä ympäristönsuojelua. (2003/54/EY)

### 2.3.1 Eriyttäminen

Syrjinnän, ristiinsubvention ja kilpailun vääristämisen välttämiseksi sähköalan yritysten on sisäisessä kirjanpidossaan pidettävä kilpailun piirissä olevat toiminnot erillään sähkönsiirtoon ja jakeluun liittyvästä toiminnosta. Maat voivat soveltaa kirjanpidollista, hallinnollista tai omistuseriyttämistä. Kirjanpidollisessa eriyttämisessä verkkotoiminnot eriytetään kilpailluista palveluista kirjanpidollisella tasolla. Tällöin toimintojen hallinnassa ja omistajana voi olla sama taho. Hallinnollisessa eriyttämisessä verkkotoiminnot ja kilpaillut palvelut ovat eri hallinnon alla, omistaja voi tässäkin olla molemmissa sama. Hallinnollinen eriyttäminen voi olla toteutettu siten, että eri toiminnot ovat omia laillisia kokonaisuuksia. Omistuseriyttämisessä toiminnoilla on eri omistajat. Tätä kutsutaan myös täydelliseksi eriyttämiseksi. (2003/54/EY, Gent 2002)

### 2.3.2 Sähköntuotanto

Uuden sähköntuotantokapasiteetin rakentamiseksi jäsenvaltioiden on luotava lupamenettely, jota on sovellettava puolueettomien, avoimien ja syrjimättömien perusteiden mukaisesti. Jäsenvaltiot määräävät ne perusteet, joita sovelletaan sähköntuotantokapasiteetin rakentamista koskevien lupien myöntämiseen niiden alueella. Perusteet voivat liittyä mm. sähköverkon ja laitteistojen turvallisuuteen ja varmuuteen, ympäristönsuojeluun, maankäyttöön, energiatehokkuuteen sekä primääristen energialähteiden laatuun. Lupamenettelyt ja perusteet on julkistettava. Toimintavarmuuden turvaamiseksi pitää olla mahdollisuus tarjota uutta kapasiteettia tai energiatehokkuutta edistävää kysynnänhallintatoimia tarjouskilpailumenettelyn tai vastaava menettelyn avulla, jos lupamenettelyn perusteella saatava toimitusvarmuus ei ole riittävä. (2003/54/EY)

### 2.3.3 Sähkökauppa

Sallimalla kilpailu sähköntuotannossa ja -myynissä pyritään vähentämään kustannuksia sekä parantamaan tehokkuutta. Vaikka merkittävän markkinaosuuden avaaminen on olennaisen tärkeää kilpailun kehittymisen kannalta, tämä pelkästään ei takaa sitä, että markkinat toimivat käytännössä. Sähköverkko muodostaa markkinapaikan kilpailluille toiminnoille, joten verkkoon pääsy on tärkeä tekijä, erityisesti kun otetaan huomioon, että verkko säilyy todennäköisesti luontaisena monopolina. Tämän vuoksi on välttämätöntä, että markkinoilla toimivat yritykset pääsevät tasapuolisin perustein siirto- ja jakeluverkkoihin ja voivat myös käyttää kaikkia niihin liittyviä lisäpalveluja. (KOM 2001)

### 2.3.3.1 *Verkkoon pääsy*

Verkkoon pääsyssä verkon omistajan on annettava kolmannelle osapuolelle oikeus käyttää verkkoaan syrjimättömin hinnoin ja ehdoin. Kolmannen osapuolen verkkoon pääsyllä tarkoitetaan sitä, että sähköntuottajan, -toimittajan tai asiakkaan tekemät sähköntoimitussopimukset pystytään siirtämään sähköverkossa. Verkkoon pääsyn ehdot ja olosuhteet voidaan määritellä eri tavoin. Ne voidaan neuvotella markkinaosapuolien kanssa, regulaattori voi asettaa ne tai auttaa ehtojen sovittelussa. (IEA 1999)

Säännellyssä verkkoon pääsyssä (Regulated Third Party Access, rTPA) viranomaistaho määrittelee tasapuoliset siirtohinnoitteluperusteet ja valvoo järjestelmän toimivuutta. Tariffien tulee olla julkisia ja olla kaikkien osapuolien saatavissa. Järjestely on tehokas, koska se mahdollistaa niiden kilpailijoiden osallistumisen markkinoiden toimintaan, jotka ovat tehokkaampia sähkön tuotannossa tai myynnissä kuin vertikaalisesti integroituneet yritykset. Säännellyssä verkkoon pääsyssä vältytään myös pitkällisiltä ja kalliilta neuvotteluilta. Melkein kaikki EU:n jäsenmaat ovat valinneet säännellyn verkkoon pääsyn. (IEA 1999)

Neuvotellussa pääsyssä verkkoon (Negotiated Third Party Access, nTPA) valtioiden on toteutettava tarvittavat toimenpiteet, jotta edellytykset täyttävät asiakkaat sekä sähköntoimittajat ja -tuottajat voivat neuvotella verkkoon pääsystä vapaaehtoiseen kauppasopimukseen perustuvien keskinäisten sähköntoimitussopimusten tekemiseksi. Osapuolet neuvottelevat ensin kahdenkeskisen sähkön toimitussopimuksen, jonka jälkeen sähkötoimitukselle neuvotellaan siirtoverkko-operaattorin kanssa sopimus sähkön siirtämisestä. Systeemioperaattorin tulee julkaista vuosittain suuntaa-antavat siirtoetäisyydet ja jakeluhinnat. Neuvotellussa verkkoon pääsyssä vertikaalisesti integroituneet yritykset yrittävät epäilemättä turvata omaa asemaansa, eikä tehokkaimmilla yhtiöillä ole ehkä yhtä hyvät mahdollisuudet päästä markkinoille. (IEA 1999, 2003/54/EY)

Yhden ostajan mallissa (Single Buyer Model, SBM) tehtävään nimitetty yksittäinen oikeushenkilö myy kaiken sähkön loppukäyttäjille. Yksittäiselle ostajalle voidaan määrätä ostovelvoite sähkölle, jonka asiakas on tilannut tuottajalta hintaan, joka on sama kuin yhden ostajan tarjoama myyntihinta. Kuluttajat voivat tehdä sopimuksia tuottajien kanssa oikeushenkilön toimialueen ulko- ja sisäpuolella sekä jäsenvaltioiden sallimien sähköntoimittajien kanssa alueen ulkopuolella. Yksittäinen ostaja voi evätä

verkkoon pääsyn ja kieltäytyä ostamasta sähköä edellytykset täyttäviltä asiakkailta, jos sillä ei ole riittävää siirto- tai jakelukapasiteettia. (IEA 2001, IEA 1999, 96/92/EY)

Taulukossa 2.1 on esitetty markkinoiden avautumiseen liittyviä tunnuslukuja sekä verkkoon pääsyn malli. Markkinoiden avautumisaste kertoo kilpailun piirissä olevien asiakkaiden kulutuksen suhteessa maan kokonaiskulutukseen. Sähkön siirtohinnot kuvaavat yleistä tasoa.

Taulukko 2.1. Markkinoiden avautuminen vuonna 2003 EU maissa ja Norjassa. (KOM 2003a)

<b>Maa</b>	<b>Markkinoiden avautumisaste v. 2003</b>	<b>100 % avautumisen tavoiteaikataulu</b>	<b>Sähkön siirtohinnot</b>	<b>Verkkoon pääsy<sup>1</sup></b>
<b>Belgia</b>	52 %	2007	keskitaso	nTPA
<b>Espanja</b>	100 %	2003	keskitaso	nTPA
<b>Hollanti</b>	63 %	2004	keskitaso	nTPA
<b>Irlanti</b>	56%	2005	keskitaso	nTPA
<b>Iso-Britannia</b>	100 %	1998	keskitaso	nTPA
<b>Italia</b>	70 %	2007	keskitaso	nTPA
<b>Itävalta</b>	100 %	2001	korkeat	nTPA
<b>Kreikka</b>	34 %	2007	keskitaso	nTPA
<b>Luxemburg</b>	57 %	2007	korkeat	nTPA
<b>Norja</b>	100 %	1995	-	nTPA
<b>Portugali</b>	45 %	2004	keskitaso	nTPA
<b>Ranska</b>	37 %	2007	keskitaso	nTPA
<b>Ruotsi</b>	100 %	1998	keskitaso	nTPA
<b>Saksa</b>	100 %	1999	korkeat	rTPA
<b>Suomi</b>	100 %	1997	keskitaso	nTPA
<b>Tanska</b>	100 %	2003	keskitaso	nTPA

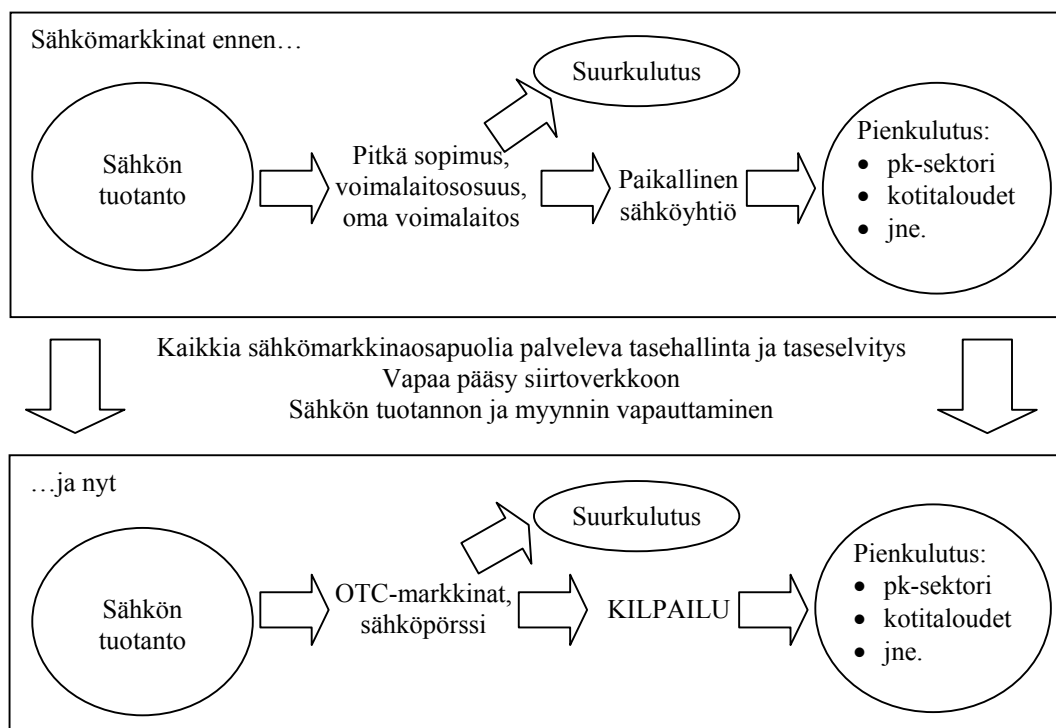
<sup>1</sup>nTPA = neuvoteltu verkkoon pääsy

rTPA = säännelty verkkoon pääsy

### 2.3.3.2 Sähköpörssi

Sähkömarkkinauudistusten myötä suurten sähkönkäyttäjien ja vähittäismyyjien sähkön hankintamahdollisuudet monipuolistuivat. Perinteisesti sähköä hankittiin solmimalla pitkiä sopimuksia tuottajien kanssa, omistamalla voimalaitoksia tai voimalaitososuuksia. Nyt sähköä voidaan lisäksi hankkia sähköpörssistä. Sähköpörssissä sähköntuottajat myyvät sähköä tarjousmenettelyn kautta spot-markkinoille, josta loppukäyttäjät tai jälleenmyyjät ostavat sen jälleenmyyntiin. Lisäksi kauppaa voidaan käydä kahden kesken osapuolten välisillä *Over-the-Counter*-markkinoilla (OTC-markkinat). Fyysisen sähkökaupan lisäksi on mahdollista ostaa ja myydä sähköön liittyviä termiinisolimuksia. Termiinisolimuksia käytetään muun muassa sähkökaupan riskien hallintaan. (Partanen et al. 2003a)

Sähköpörssissä käyvät kauppaa sähköntuottajat, jälleenmyyjät ja loppukäyttäjät. Sähköpörssiä hoitaa yleensä sähköntuotannosta ja -siirrosta erillinen taho. Sähköpörssiin osallistuminen voi olla pakollista, kuten Iso-Britanniassa tai vapaaehtoista, kuten Pohjoismaissa ja Iberian niemimaalla. Nykyisellään Euroopassa on useita maantieteellisiä sähkömarkkinapaikkoja. Esimerkiksi Suomen sähkömarkkinat toimivat Pohjoismaisessa sähköpörssissä, Nord Poolissa. (Kopsakangas-Savolainen 2002)



Kuva 2.2. Sähkömarkkinoiden kaupankäynnin muutos. (Mäkelä 2002)

#### 2.3.4 Sähkönsiirto ja -jakelu

Sähköverkonhaltijoiden on ylläpidettävä turvallista, luotettavaa ja tehokasta verkkoa alueellaan. Tämän varmistamiseksi EU:n jäsenvaltioiden on luotava sellaiset asianmukaiset ja tehokkaat menetelmät sääntelyn, valvonnan ja avoimuuden takaamiseksi, joilla vältetään määräävän markkina-aseman väärinkäyttö erityisesti kuluttajien etujen vastaisella tavalla ja kaikenlainen markkinoiden valtauksen tähtäävä toiminta. (2003/54/EY)

Sähkömarkkinadirektiivi vaatii siirtoverkonhaltijoiden osalta laillista eriyttämistä muista toiminnoista 1.7.2004 mennessä ja jakeluverkonhaltijoiden osalta 1.7.2007 mennessä. Useissa maissa vaadittu siirtoverkonhaltijan eriyttäminen on jo tehty. Verkonhaltijoille tulee taata päätöksentekovalta verkkojen ylläpitoon, käyttöön ja kehittämiseen tarvittavien voimavarojen osalta, vaikka ne olisivat osa vertikaalisesti integroitunutta yhtiötä. (2003/54/EY)

Taulukko 2.2 esittää tarkasteltavien maiden sähkönsiirtotoiminnan jakautumista ja niiden eriyttämiskäytäntöjä. Taulukosta nähdään, että jakeluverkkoyhtiöiden määrä on useimmissa maissa varsin suuri asukaslukuun nähden. Joissain maissa, kuten Ranskassa, Irlannissa ja Kreikassa valtakunnallinen yhtiö omistaa siirtoyhtiöt ja suurimman osan jakeluyhtiöistä. Itävallassa ja Saksassa sähkönsiirto on taas toiminut alueellisella tasolla ja sähkönjakelu on kunnallisella tasolla. (KOM 2003)

Taulukko 2.2. Sähköverkkoliiketoiminnan organisointi 2003. (KOM 2003)

Maa	Siirtoyhtiöiden lukumäärä	TSO <sup>1</sup> :n eriyttäminen	Jakeluyhtiöiden lukumäärä	DNO <sup>2</sup> :n eriyttäminen
<b>Belgia</b>	1	laillinen	33	laillinen
<b>Espanja</b>	1	omistus	297	laillinen
<b>Hollanti</b>	1	omistus	18	hallinnollinen
<b>Irlanti</b>	1	laillinen/hallinnollinen	1	hallinnollinen
<b>Iso-Britannia</b>	4	omistus	15	laillinen
<b>Italia</b>	1	omistus/laillinen	219	laillinen
<b>Itävalta</b>	3	laillinen	155	kirjanpidollinen
<b>Kreikka</b>	1	laillinen/hallinnollinen	1	kirjanpidollinen
<b>Luxemburg</b>	-	hallinnollinen	15	kirjanpidollinen
<b>Norja</b>	1	-	147	-
<b>Portugali</b>	1	laillinen	3	kirjanpidollinen
<b>Ranska</b>	1	hallinnollinen	172	kirjanpidollinen
<b>Ruotsi</b>	1	omistus	248	laillinen
<b>Saksa</b>	4	laillinen	880	kirjanpidollinen
<b>Suomi</b>	1	omistus	100	hallinnollinen
<b>Tanska</b>	2	laillinen	77	laillinen

<sup>1</sup>TSO = Transmission system operator, siirtoverkon haltija

<sup>2</sup>DNO = Distribution network operator, jakeluverkon haltija

#### 2.3.4.1 Siirtoverkon käyttö

Suurjännitesiirtoverkon ja sen liitosyksiköiden käytöstä, ylläpidosta ja kehittämisestä huolehtii jäsenvaltioiden tai siirtoverkkoja omistavien yritysten nimeämä yksi tai useampi siirtoverkonhaltija (Transmission System Operator, TSO). Sen tehtävänä on varmistaa, ettei verkon käyttäjien välillä harjoiteta syrjintää. Lisäksi on varmistettava, että verkko pystyy täyttämään kohtuulliset sähkön siirtovaatimukset pitkällä aikavälillä, ja sen on osaltaan turvattava myös toimintavarmuus varmistamalla riittävä siirtokapasiteetti ja verkon toimintavarmuus. Tähän liittyen sen tehtävänä on ohjata verkon energiavirtoja muiden yhteen liitettyjen verkkojen kanssa. Siirtoverkonhaltijan on oltava riippumaton ainakin oikeudellisen muotonsa, organisaationsa ja päätöksentekonsa osalta muusta siirtoverkkoon liittymättömästä toiminnasta, eli



sähköntuotanto- ja jakelutoiminnoista. Siirtoverkon voimavarojen omistajuus voi olla vertikaalisesti integroitunut. (2003/54/EY)

#### *2.3.4.2 Jakeluverkon käyttö*

Jakeluverkon ja sen liitosyksiköiden käytöstä, ylläpidosta ja kehittämisestä huolehtii jäsenvaltioiden tai jakeluverkon omistajien tai niistä vastuussa olevien yritysten nimeämä jakeluverkonhaltija (Distribution Network Operator, DNO). Jakeluverkonhaltijoita voi olla yksi tai useampi ja se on joko laillinen tai luonnollinen henkilö, joka vastaa verkon turvallisuudesta, luotettavuudesta ja tehokkuudesta. Se ei saa harjoittaa syrjintää verkon käyttäjien välillä. Tätä valvoo kansallinen sääntelyviranomainen. (2003/54/EY)

Jakeluverkonhaltijan on oltava riippumaton jakeluverkkoon liittymättömästä toiminnasta ainakin oikeudellisen muotonsa, organisaationsa ja päätöksentekonsa osalta. Jakeluverkon voimavarojen omistajuus voi olla vertikaalisesti integroitunut. Jäsenvaltiot voivat vaatia operaattoria käyttämään ensisijaisesti uusiutuvia energianlähteitä. Tässä ja edellisessä kohdassa määritettyjä tehtäviä voi hoitaa myös yhdistetty siirto- ja jakeluverkonhaltija. (2003/54/EY)

#### *2.3.5 Siirtohinnoittelu*

Sähkönsiirtohinnoittelulla on tärkeä rooli sähkömarkkinaudistusten toteutumisessa, koska se vaikuttaa kilpailun toimivuuteen sähkön myynnissä ja tuotannossa. Sähkönsiirtohinnoissa noudatetaan yleensä kahta mallia. Etäisyydestä riippumatonta mallia kutsutaan pistehinnoitteluksi, koska tariffit ovat samat kaikille ennalta määritetyllä alueella oleville samantyyppisille asiakkaille. Hinnoittelu voi myös perustua kulutuksen sijaintiin. Sekä siirto- että jakelutariffit perustuvat yleensä kapasiteetista (€/kW) ja kulutuksesta (€/MWh) muodostuvasta osasta. (IEA 1999)

Maiden sääntelyviranomaiset voivat määritellä käytetyn hinnoittelun rakenteen hintatason lisäksi. Tariffeja tai niiden laskentamenetelmiä määrittäessään sääntelyviranomaisen on varmistettava, että tariffit ovat syrjimättömiä ja vastaavat tehokkaan toiminnan kustannuksia. Kustannukset syntyvät verkon rakentamisesta, ylläpidosta, verkon siirtohäviöistä sekä verkkoon liittymiseen liittyvistä kustannuksista. Vaikeutena on määritellä, miten verkon ylläpitoon ja käyttöön tehdyt investoinnit pitäisi hinnoitella. (IEA 1999, 2003/54/EY)

## 2.4 Sähkömarkkinoiden valvonta

Sähkömarkkinat tarvitsevat kehityksen suuntaa ohjaavia voimia, jotka toisaalta mahdollistavat kilpailun lisääntymisen, mutta toisaalta valvovat kilpailun oikeudenmukaisuutta. Juho Lipponen jakaa raportissaan (1999) sähkömarkkinoiden sääntelyn Euroopassa kolmitasoiseen järjestelmään:

- 1) EU- taso ja sähkömarkkinadirektiivi
- 2) Jäsenvaltiotaso ja kansallinen lainsäädäntö
- 3) Teollisuustaso ja yhteisesti sovitut normit.

Sähkömarkkinadirektiivi painottuu lähinnä sähköverkkoon pääsyn mahdollistamiseen ja sen hallintaan. Se synnyttää suuria muutoksia maiden valvontajärjestelmiin ja koko markkinoiden rakenteeseen. Maiden toteuttaessaan direktiivejä omassa lainsäädännössään, saavat ne erilaisia piirteitä toisiinsa verrattuna. Suomessa, Ruotsissa ja Saksassa käytetään jälkikäteisvalvontaa, kun taas muissa maissa etukäteisvalvonta on yleisempää. Sähkömarkkinoiden sääntelyn teollisuustasolla vaikuttavat energia-alan yhteenliittymät ja etujärjestöt. (Lipponen 1999)

Direktiivi 2003/54/EY määrää jäsenvaltiot nimeämään yhden tai useamman toimivaltaisen elimen toimimaan sääntelyviranomaisina. Regulaattorin nimeäminen onkin tärkeää kaikkien osapuolien oikeuksien ja tasapuolisen kohtelun varmistamiseksi. Tällä hetkellä sähköalan regulaattori on kaikilla muilla jäsenmailla paitsi Saksalla. Yksi kiinnostava uudistus direktiivissä on sääntelyviranomaiselle asetettu vaatimus antaa päätös siirto- tai jakeluverkonhaltijasta tehtyyn valitukseen liittyen kahden kuukauden päästä valituksen vastaanottamisesta. Tätä määräaikaa voidaan pidentää kahdella kuukaudella, jotta sääntelyviranomainen voi hankkia lisätietoja. Määräaikaa voidaan edelleen pidentää valituksen tekijän suostumuksella. Sääntelyviranomaisen ratkaisusta voi valittaa, mutta valituksella ei ole lykkäävää vaikutusta. Tämä vaatimus on vaikuttanut ainakin Suomen sääntelyviranomaisen toimintatapaan. (2003/54/EY)

Jäsenvaltiot määrittelevät viranomaisen tehtävät, toimivallan ja hallinnolliset valtuudet, eli ne voivat vaihdella eri maissa paljonkin. Kaikissa EU-jäsenvaltioissa regulaattorilla pitäisi olla kuitenkin sama vähimmäistoimivalta. Sääntelyviranomaisella pitäisi direktiivin mukaan olla valtuudet vahvistaa tai hyväksyä ennen niiden voimaantuloa ainakin ne menetelmät, joita käytetään siirto- ja jakeluverkon tariffeihin, verkkoon

liittämiseen ja pääsyyn, sekä tasepalvelujen tarjontaan. Näin vältetään epävarmuus sekä kalliit ja aikaavievät riidat. Tämä vaatimus tulee muuttamaan joidenkin regulaattorin asemaa, esimerkiksi Suomessa, jossa sääntelyviranomaisen tarkastelee tariffeja jälkikäteen. (2003/54/EY)

#### 2.4.1 Sääntelyviranomaisen tehtävät

Regulaattorin tehtävänä on varmistaa ainakin syrjimättömyys, tosiasiallinen kilpailu ja markkinoiden tehokas toiminta seuraamalla mm. yritysten liiketoimintojen eriyttämistä, liitäntä- ja korjausaikoja, sähköverkon siirtorajoituksia, uusien sähköntuottajien liittymisen ehtoja, edellytyksiä ja tariffeja sekä rajayhdysjohtojen käyttöä. Lisäksi regulaattori käsittelee valituksia siirto- ja jakeluverkonhaltijasta. Nämä valitukset on käsiteltävä kahden kuukauden kuluessa valituksen vastaanottamisesta 2003/54/EY-direktiivin mukaan. Tehtäviin voi kuulua myös kiistojen ratkaiseminen, markkinakäyttäytymisen ja -saavutusten valvominen sekä toiminta neuvoa-antavana elimenä hallinnolle, joskus myös kilpailulain piiriin kuuluvien asioiden täytäntöönpano. Regulaattorin toimivalta voi käsittää useampia teollisuuden aloja, yleisesti sähkö- ja kaasuteollisuuden. Viranomaisten on oltava täysin riippumattomia teollisuuden eduista pystyäkseen toimimaan vakuuttavasti. (2003/54/EY)

Sääntelyviranomaisten valvonta voi olla *ex ante* -tyylistä etukäteisvalvontaa tai *ex post* -tyylistä jälkikäteistä valvontaa. Päätöksien on oltava julkisia ja perusteltuja. Niissä kuullaan yleensä kaikkia osapuolia. Valitukset viranomaisen päätöksistä käsittelee itsenäisen valituselin tai hallituksen elin. Valituksen käsittelevä elin voi joissain tapauksissa puuttua itse päätöksen oikeellisuuteen tai se voi puuttua vain asia- tai menettelytapavirheisiin. (2003/54/EY, Ocana 2002)

#### 2.4.2 Sääntelyviranomaisen asema

Sääntelyviranomaisen asema ja tehtävät vaihtelevat eri maiden välillä. Täysin itsenäisillä sääntelyviranomaisilla on konkreettista valtaa. Tämä valta voi olla juridista tai näennäistä juridista valtaa, eli ne voivat mm. asettaa rangaistusmaksuja tai toimia sovittelijana kiistatilanteissa. Itsenäisyys voi tarkoittaa poliittista itsenäisyyttä, jolloin alan regulatiiviset puitteet ovat vähemmän alttiita äkillisille vaihteluille. Itsenäinen sääntelyviranomaisen on Tanskassa, Ranskassa, Irlannissa, Italiassa ja Iso-Britanniassa. (Ocana 2002)

Sääntelyviranomaisentehtäviä voi hoitaa yhdessä ministeriön kanssa itsenäinen, neuvoa-antava virasto, joilla ei ole kuitenkaan lopullista päätöksentekovaltaa regulatiivisissa asioissa. Neuvoa-antavat virastot tarjoavat ministeriölle neuvoa regulaation eri aihealueista, sen lisäksi että niillä voi olla valvontavelvollisuuksia sekä valta selvittää kiistoja. Voidaan sanoa, että ministeriön tehtävänä on luoda menettelytavat, sekä luoda yleiset puitteet ja säännöt, jotka sääntelyviranomaisen toteuttaa. Tällainen käytäntö on käytössä Belgiassa, Kreikassa, Luxemburgissa ja Espanjassa. (Ocana 2002)

Suomessa, Alankomaissa, Norjassa sekä Ruotsissa sääntelyviranomaisen toimii ministeriön alaisena. Regulaattorit toimivat kuitenkin itsenäisesti, niillä on mm. autonominen hallinto ja oma budjetti. Tarkasteltavista maista vain Saksalla regulaattorin tehtäviä hoitaa ministeriö. Maalla on kuitenkin tarkoitus perustaa erillinen regulaattori. (Ocana 2002)

Sääntelyviranomaisen päätöksenteko voi tapahtua erilaisissa komission kokoonpanoissa tai se voi olla yksittäisellä henkilöllä. Komissioiden kokoonpano vaihtelee yleensä kolmesta seitsemään jäseneseen. Jäseniltä vaaditaan yleensä tiukkoja käyttäytymissääntöjä säädeltävän teollisuuden suhteen nimittämisen aikana ja sen jälkeen. Sääntelyviranomaisen rahoitus voi tulla valtion budjetista, yleisen verotuksen kautta tai teollisuuden osapuolilta perityin maksuin. Valvova taho on myös yleensä raportointivelvollinen eduskunnalle tai muulle poliittiselle elimelle. Sopiva hallinnollinen elin voi suorittaa jonkinlaista tilintarkastusta, samoin työsuoritusta voidaan valvoa. (Ocana 2002)

Taulukossa 2.3 on esitetty eri Euroopan maiden sääntelyviranomaisen asema, resurssit ja käytetty sääntelymalli.

Taulukko 2.3. Eri maiden sääntelyviranomaisen asema, resurssit ja sääntelymalli 2002. (KOM 2003a, Ocana 2002)

Maa	Sääntelyviranomaisen	Asema	Budjetti (milj. €)	Toimialat <sup>1</sup>	Henkilöstö (kpl)	Sääntely <sup>2</sup>
<b>Belgia</b>	De Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG)	Itsenäinen neuvova (+ 3 kpl alueellista)	15	e, g	68	ex-ante
<b>Espanja</b>	La Comisión Nacional de Energía (CNE)	Itsenäinen neuvova	19	e, g, o	153	ex-ante
<b>Hollanti</b>	Dienst uitvoering en toezicht Energie (DTe)	Ministeriön virasto	6	e, g	55	ex-ante
<b>Irlanti</b>	Comission for Electricity Control (CER)	Itsenäinen virasto	6	e	31	ex-ante
<b>Iso-Britannia</b>	The Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)	Itsenäinen virasto	58	e, g	330	ex-ante
<b>Italia</b>	L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG)	Itsenäinen virasto	18	e, g	86	ex-ante
<b>Itävalta</b>	Energie-Control GmbH (ECG)	Ministeriö	9	e	45	ex-ante
<b>Kreikka</b>	ΠΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (PAE)	Itsenäinen neuvova	4	e, g	43	ex-ante
<b>Luxemburg</b>	Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR)	Itsenäinen neuvova	-	e, t	2	ex-ante
<b>Norja</b>	Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)	Ministeriön virasto	-	e, v	20	ex-ante
<b>Portugali</b>	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE)	Itsenäinen virasto	7	e, t, g	52	ex-ante
<b>Ranska</b>	La Commission de régulation de l'énergie (CRE)	Itsenäinen virasto	9	e, g	80	ex-ante
<b>Ruotsi</b>	Statens energimyndigheten, (STEM)	Ministeriön virasto	3	e	33	ex-post
<b>Saksa</b>	Bundeskartellamt	Ministeriö	-	-	-	ex-post
<b>Suomi</b>	Energiamarkkinavirasto (EMV)	Ministeriön virasto	1	e, g	15	ex-post
<b>Tanska</b>	Energitilsynet	Itsenäinen virasto	3	e, g	30	ex-ante

<sup>1</sup>e = sähkö, g = kaasu, v = vesi, o = öljy, t = tele<sup>2</sup>ex-ante = etukäteen, ex-post = jälkikäteen

### 2.4.3 *Kilpailuviranomainen*

Kilpailuviranomaisen tehtävä on yleensä toimia sääntelyviranomaisen kanssa energiemarkkinoita valvovana tahona. Sen vastuualueena on yleensä määräävän markkina-aseman väärinkäytösten valvonta, ei niinkään yhtiöiden asiakkaiden oikeuksien turvaaminen. Kilpailuviranomainen puuttuu väärinkäyttöksiin jälkikäteen, joskin se voi etukäteen estää fuusioita tai yritysostoja, jotka ovat haitallisia kilpailun kehittymiselle. Viranomainen voi myös vaikuttaa yhtiöiden rakenteeseen, jos se haittaa kilpailua. (IEA 2001)

### 2.4.4 *Euroopan sähkö- ja kaasualan sääntelyviranomaisten ryhmä*

EU:n aikomuksena on perustaa Euroopan sähkö- ja kaasualan sääntelyviranomaisten ryhmä, jonka tehtävänä on neuvoa ja avustaa komissiota omasta aloitteestaan tai komission pyynnöstä energian sisämarkkinoiden lujittamisessa ja etenkin sähkö- ja kaasualan täytäntöönpanotoimenpiteitä koskevien ehdotusten laadinnassa sekä kaikissa sähkön ja kaasun sisämarkkinoihin liittyvissä asioissa. Ryhmä helpottaa jäsenvaltioiden sääntelyviranomaisten välistä kuulemista, koordinointia ja yhteistyötä ja edistää direktiivin 2003/54/EY säännösten soveltamista. (KOM 2003b)

Ryhmän tehtävät ovat osin päällekkäisiä CEERin kanssa, mutta sillä tulee olemaan läheisemmät suhteet Euroopan komissioon.

### 2.4.5 *CEER*

Council of European Energy Regulators (CEER) perustettiin vuonna 2000 toimimaan sen jäsenmaiden regulaattoreiden ja Euroopan komission Energia ja liikenne -osaston välillä. Se osallistuu aktiivisesti Firenzen foorumiin. Se pitää myös yhteyksiä Pohjois-Amerikan ja EU jäsenmaiden regulaattoreihin. (CEER 2003b)

### 2.4.6 *Järjestöt*

Monenlaisilla etujärjestöillä on oma roolinsa sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan valvonnan kehittämisessä. Yksi näistä on European Transmission System Operators Association (ETSO), jonka tavoitteena on luoda yhtenäiset säännöt verkkoon pääsyyn sekä verkon käytön olosuhteisiin, erityisesti jäsenvaltioiden väliseen sähkökauppaan. Se myös tutkii ja kehittää yleisiä periaatteita verkon käytön ja toimitusvarmuuden varmistamiseksi, joilla helpotetaan Euroopan sähkö sisämarkkinoiden syntyä. ETSO

perustettiin vuonna 1999 ja sen siinä on tällä hetkellä jäseniä 17 eri maasta. (ETSO 2003)

Comite Européen de Normalisation Electrotechnique (CENELEC) perustettiin vuonna 1973. Sen tehtäviin kuuluu harmonisoida ja luoda vapaaehtoisia sähköteknisiä standardeja, jotka auttavat sähkön sisämarkkinoiden luomisessa. Se pyrkii kasvattamaan markkinapotentiaalia ja verkkojen turvallisuutta. CENELECin tavoitteena on valmistella vapaaehtoinen sähkötekninen standardi. (CENELEC 2003)

Eurelectric on puolestaan sähköalan etujärjestö, jonka ajamia asioita ovat sähköalan kehityksen ja kilpailukyvyn edistäminen, sähköalan edustaminen julkisissa tilaisuuksissa ja järjestön jäsenien etujen ajaminen (Eurelectric 2003)

Myös sähköverkkoyhtiöt ovat järjestäytyneet omien etujensa turvaamiseksi. Tällaisia järjestöjä ovat mm. Finergy ja Sener Suomessa, Svensk Energi Ruotsissa ja Sintef Norjassa. Joissain maissa asiakkaat ovat alkaneet suojata oikeuksistaan perustamalla erilaisia kuluttajajärjestöjä. Kuluttajajärjestöt samoin kuin sähköverkkoyhtiöiden järjestöt voivat mm. osallistua verkkoyhtiöiden valvontamallien kehitystyöhön tai sopia yhteisistä toimintasäännöistä valvonnan suhteen.

### 3 VALVONTAMALLIEN TEORIAA

Sääntely eli regulaatio koostuu mekanismeista, säännöistä ja niiden toimeenpanosta, jotka tähtäävät taloudellisen toiminnan kontrolloimiseen ja ohjaamiseen johonkin haluttuun suuntaan yhteiskunnassa. Perinteisesti yrityksiä on valvottu omistajuuden kautta. Julkisesti omistettujen yritysten katsottiin lisäävän taloudellista ja sosiaalista hyvinvointia. Yritysten yksityistäminen on kuitenkin yleistynyt aina 1970-luvulta lähtien ja monopolien valvontaan on kehitetty erillisiä menetelmiä. Euroopassa sääntely liitetäänkin nykyisin yleisesti lainsäädännön, hallinnon ja yhteiskunnallisen kontrollin muodostamaan kokonaisuuteen. (Lipponen 1999, Vickers & Yarrow 1988)

Yritysten ja valvovan viranomaistahon välillä vallitsee suuri vastakkainasettelu. Yrityksen strategiaan kuuluu päättää hinnoittelusta, tuotteista, tuotteen laadusta, investoinneista ym. Yhtiöt tarvitsevat liikevaihdon (yhtälö 3.1), joka kattaa pääsääntöisesti niiden operatiiviset kustannukset, poistot ja verot. Yhtiön omistaja saa tietyn tuoton toimintaan sitoutuneelle pääomalle.

$$RR_i = OE_i + D_i + T + (RB_i \cdot ROR_i), \quad (3.1)$$

missä  $RR_i$  on yhtiön liikevaihto  
 $OE_i$  on operatiiviset kustannukset  
 $D_i$  on poistot  
 $T$  on verot  
 $RB_i$  on arvioinnissa huomioitavan pääoman arvo  
 $ROR_i$  on pääomalle sallittu tuotto prosentti

Viranomaistaho voi pyrkiä sääntelemään jotain näistä edellä mainituista muuttujista. Se ei kuitenkaan pysty sääntelemään muita yrityksen toimia, ellei se ole erityisen tietoinen alan vallitsevista olosuhteista ja käyttäytymisestä. Tätä ongelmaa nimitetään tiedon asymmetriaksi. Toiminnanharjoittaja tietää pääsääntöisesti aina enemmän toimialansa kysynnästä ja teknisistä rajoituksista kuin regulaattori, joten riittävän voimakkaiden kannustimien luonti on vaikeaa. (Vickers & Yarrow 1988)

Arvioitaessa monopoliyhtiön suoritusta, yleensä on tarpeen määrittää valvottavien yhtiöiden kustannukset ja niiden kohtuullisuus. Tämä arviointi voi perustua historiadataan, yhtiöiden väliseen vertailuun tai teoreettisesti määritettyjen tavoitteiden asettamiseen. Kun käytetään historiadataa, ongelmana epävarmuus tulevaisuuden kehityksestä. Jos yhtiöitä vertaillaan, saadaan silloin aikaiseksi kilpailua



monopolyyhtiöiden välillä, mutta vertailtavat yksiköt eivät välttämättä tule kohdelluksi oikeudenmukaisesti. (Brown 2003)

Tässä kappaleessa on esitetty teoreettista pohjaa, johon monopolitoiminnan sääntelyn sähköjakeluverkkoliiketoiminnassa voidaan katsoa perustuvan. Yksi varhaisimmista sääntelymalleista on *cost of services* -sääntely, jossa monopolyhtiöiden sallittiin ansaita kulujen lisäksi tietty tuotto. Nykyisin käytössä olevia regulointimalleja on periaatteessa neljänlaisia: tuoton sääntely (Rate of Return Regulation), hintasääntely (Price Cap Regulation), liikevaihdon sääntely (Revenue Cap Regulation) sekä mittatikkusääntely (Yardstick Regulation). Kolmea viimeistä mallia nimitetään myös suoritukseen perustuvaksi (Performance Based Regulation) tai kannustinsääntelyksi.

Kannustinsääntelyllä pyritään edistämään luonnollisten monopolien tehokasta toimintaa (Jamans & Pollitt 2000). Kannustinsääntelyssä regulaattori ei sääntele yhtiöiden käyttäytymistä kovin tiukasti, vaan pikemmin palkitsee lopputuloksesta. Siinä hyödynnetään yhtiön asiantuntemusta ja halua tehdä voittoa. Yhtiöillä on vastuu hinnoittelupäätöksistä, mutta samalla se saa pitää kustannussäästöistä saadut tuotonlisäykset. (Vogelsang 2002)

### **3.1 Valvonnan tavoitteet**

Sähköjakeluverkkoliiketoiminta on ns. luonnollinen monopoli, koska kilpailukykyisten markkinoiden luominen ei olisi realistista alan infrastruktuuriin tarvittavien investointien ollessa suuria. Monopolitoiminnassa ei ole kilpailusta tulevaa painetta pitää hintoja alhaisina tai kannustinta pitää toimintaa tehokkaana. Tämän takia on tarpeen vaikuttaa sektorin käyttäytymiseen ottamalla käyttöön sopiva järjestelmä, jolla ohjataan tai rajoitetaan taloudellisia päätöksiä. (Vickers & Yarrow 1988)

Perinteinen viranomaisen ajattelutapa on, että yksityistetyn monopolyrityksen tavoitteena on maksimoida voittoa, kun taas viranomaistaho pyrkii maksimoimaan sosiaalista hyvinvointia, eli kuluttajien ja yhtiöiden säästöjä sekä varmistamaan infrastruktuuriin tehtävät tarpeelliset investoinnit. Usein kuitenkin poliitikot määräävät regulaattorin tavoitteet, ja regulaattorin tehtävä on toteuttaa ne.

### 3.2 Sääntelyjakson pituus

Verkkoyhtiöiden sääntely tapahtuu tyypillisesti 3-5 vuoden jaksoissa. Jakson aikana yritykset voivat päättää mitä panosyhdistelmiä käyttävät seuraavaan uudelleenarviointiin asti. Sääntelyjakson aikana yrityksellä voi olla mahdollisuus pitää itsellään ne hyödyt, jotka se on saavuttanut kustannustehokkuuden parantumisella. Tällöin pitkä sääntelyjakso kannustaa yrityksiä pienentämään kustannuksiaan mm. uudelleenjärjestelyjen avulla, mutta asiakas ei pääse hyötymään tehostamisen vaikutuksista nopeasti. Pitkän sääntelyjakson aikana on myös vaikea ottaa huomioon yhtiöiden kohtaamia odottamattomia tapahtumia, joten sen suoritus voi poiketa paljon ennakoidusta. Jos sääntelyjaksoa lyhennetään, asiakkaat hyötyvät nopeasti parannuksista, kun taas yhtiöllä ei ole niin suurta kannustinta vähentää kustannuksiaan. (Vickers & Yarrow 1988)

### 3.3 Etukäteis- tai jälkikäteisääntely

Yksi oleellinen sääntelyviranomaisen tehtävä on päättää sovelletaanko yhtiöiden valvontaan etukäteistä (*ex-ante*) vai jälkikäteistä (*ex-post*) sääntelyä. Etukäteisääntelyssä valvonta on yleensä tiukempaa. Valvonnan elementit pohjautuvat tiettyihin oletuksiin toiminnan tehostamisesta, jolloin yhtiöillä on kannustin suoriutua oletuksia paremmin saadakseen enemmän voittoa. Samalla turvataan asiakkaiden oikeudet. Menetelmän vaikeus on valvontaan käytettävän datan oikeellisuuden varmistaminen, varsinkin jos valvonta on tiukka. Tämä vaatii regulaattorilta asiantuntemusta sekä riittäviä resursseja. (Grønli 2001)

Jälkikäteisääntely on puolestaan helpompi toteuttaa, jos vain harvat yhtiöt joutuvat tarkasteluun. Tämä sama seikka voi johtaa yhtiöiden epätasa-arvoiseen kohteluun ja heikentyneeseen kuluttajasuojaan, varsinkin jos tutkinta käynnistyy pelkästään asiakkaiden valitusten perusteella. Menetelmä onkin yleensä kevyempi, valvonta perustuu regulatiivisten toimenpiteiden uhkaan. Silti yhtiöillä on valvontajakson aikana mahdollisuus liiallisiin tuottoihin. (Grønli 2001)

### 3.4 Tuoton sääntely

Sähköjakeluyhtiöiden tuoton sääntely (Rate of Return Regulation) on perinteinen monopolien sääntelymalli. Yrityksen hinnat pitäisi olla tasolla, jolla sääntelyviranomaisen asettama pääoman tuottoaste *ROR* ei ylitä. Malli on ollut usein ensimmäinen keino reguloida alaa. Mm. Norja, Itävalta ja Iso-Britannia ovat luopuneet siitä ja siirtyneet liikevaihdon sääntelyyn.

Valvontamallin vaikutukset sosiaaliseen hyvinvointiin riippuvat paljon siitä, millaisen kannustimen toiminnan tehostamiseen ja investointeihin se antaa. Puhtaassa tuoton sääntelyssä yrityksillä on vahva kannustin investointeihin. Averch'n ja Johnsonin vuonna 1962 esittämän teorian mukaan yrityksellä on kannustin laajentaa pääomakantaansa, jotta se saisi suuremman voiton pysymällä kuitenkin sille määrätyn tuottoasteen rajoissa. Yritys saa voittoa, jos sen tekemän investoinnin todelliset kustannukset ovat pienempiä kuin sen lisäys sallitussa tuotossa. Tästä kannustimesta huolimatta menetelmä tarvitsee laadun valvontajärjestelmän, koska malli ei suoraan kannusta laatua parantavien investointien suosimiseen. Tuoton sääntely ei myöskään kannusta kustannusten säästöön tai tehokkuuden parantamiseen. Tämän takia tehostamista varten on luotava oma metodiikka. (Jamash & Pollitt 2000, Vickers & Yarrow 1988)

Tuoton sääntely perustuu kustannusten analyysiin ja pääomaerien arvostamiseen. Tästä muodostuu ongelmaksi valvottavien yritysten erilaiset kustannuspohjat, jolloin sallitun tuoton määrittämien on hankalaa. Järjestelmää pidetään monimutkaisena, koska regulaattori tarvitsee säännöllisesti ja yksityiskohtaista tietoa yhtiön pääoma- ja kustannusrakenteesta. Siksi sen ylläpito vaatii paljon resursseja jos sitä sovelletaan kaikkiin sähköverkkoyhtiöihin tapauskohtaisen tarkastelun sijaan. (Lipponen 1999, Jamash & Pollitt 2000)

Menetelmän vaikeutena on myös sallitun pääoman tuottoasteen määrittäminen ja miten suureen osaan pääomaa tätä tuottoastetta on sovellettava. Tuottoprosentin määrittämisessä pitää ottaa huomioon niin kuluttajien kuin osakkeenomistajien edut. Liian alhainen prosentti ei houkuttele sijoittajia rahoittamaan tarpeellista kasvua ja asiakkaita laskutetaan liian vähän. Liian korkea prosentti puolestaan antaa osakkeenomistajille liian suuren tuoton, koska asiakkaita veloitetaan liikaa. Yleisesti tarkasteltavissa maissa sopivana tuottoprosenttina on pidetty valtion obligaatioiden

tuottoa. Myös hyväksyttävän poistotason määrittelyllä on merkittävä rooli. (Lipponen 1999, Vickers & Yarrow 1988)

### 3.4.1 Pääoma ja sen kohtuullinen tuotto

Pääomasta aiheutuneet kustannukset menevät toimintaan sijoittaneille tahoille, jotka haluavat sijoitukselleen tuottoa. Kun regulaattori on selvillä valvottavien yritysten pääomakustannuksista, se voi arvioida yrityksen liikevaihdon tarvetta. Pääomakustannukset eivät ole niin selvästi havaittavissa kuin operatiiviset kulut tai investointikulut. Siksi ne pitää määritellä erityisin menetelmin, jossa eri lähteistä tulleiden sijoitusten tuotto on yhdistetty painotetuksi pääoman kustannukseksi, WACC:iksi (Weighted Average Cost of Capital). Pääoman kustannuksen määrittämiseksi täytyy ensin selvittää miten valvottavan yhtiön pääoma määritellään. Sähköjakeluverkkoliiketoiminnassa yleisesti käytetty pääomakanta muodostuu sähköverkosta. (Bucland 2000)

#### 3.4.1.1 Weighted Average Cost of Capital

Pääoman painotetun keskikustannuksen perusteella voidaan tarkastella yritykseen sitoutuneen pääoman kohtuullista tuottoastetta. WACC-menetelmässä pääoma erotellaan omaan ja vieraaseen pääomaan (korolliseen ja korottomaan), joille molemmille määritetään kohtuullinen tuottotaso. Niiden painokertoimina käytetään oman ja vieraan pääoman osuuksia yrityksen kokonaispääomasta. Se määritetään yhtälöllä (3.2)

$$WACC = C_D \cdot (1-t) \cdot \frac{D}{D+d+E} + C_d \cdot (1-t) \cdot \frac{d}{D+d+E} + C_E \cdot \frac{E}{D+d+E}, \quad (3.2)$$

missä	$C_D$	on korollisen vieraan pääoman kustannus
	$C_d$	on korottoman vieraan pääoman kustannus
	$C_E$	on oman pääoman kustannus
	$t$	on veroaste
	$D$	on vieraan pääoman määrä
	$d$	on koroton vieras pääoma
	$E$	on korollisen pääoman määrä

Omaksi pääomaksi luetaan yhtiön taseessa esitetty oma pääoma. Korollista vierasta pääomaa ovat yhtiön lyhyt- ja pitkäaikaiset korolliset velat ja lainat. Korotonta vierasta pääomaa on kaikki muu varallisuus. (EMV 1999)

Vieraan pääoman kustannuksena on tuottotaso, jonka investoijat voivat varmuudella realisoida. Oman pääoman kustannus on puolestaan riippuvainen yrityksen liiketoimintaympäristöstä. Sitä voidaan mallintaa esim. pääomaerien hinnoittelumallilla, CAPM-mallilla (Capital Asset Pricing Model). (Bucland 2000)

### 3.4.1.2 Capital Asset Pricing Model

Pääomaerien hinnoittelumallilla, eli CAPM-mallilla (Capital Asset Pricing Model), voidaan arvioida oman pääoman kustannusta. Oman pääoman kustannus muodostuu sijoittajien asettaman tuottovaatimuksen perusteella. Mallissa sijoituskohteen tuoton odotusarvo muodostuu riskittömästä tuotosta ja riskilisästä. Riskitön tuotto on yleensä jokin varma sijoituskohte, esim. valtion obligaatio. Riskilisiä muodostuu osakemarkkinoiden keskimääräisestä riskipreemiosta eli riskittömän koron päälle odotettavissa olevasta keskimääräisestä riskilisästä ja beta-kertoimesta. (EMV 1999)

$$R_i = R_f + \beta_i \cdot (R_m - R_f), \quad (3.3)$$

missä  $R_i$  on oman pääoman  $i$  tuottovaatimus  
 $R_f$  on riskitön tuotto  
 $\beta_i$  on beta-kerroin  
 $R_m$  on markkinoiden keskimääräinen tuotto  
 $R_m - R_f$  on markkinoiden riskipremio

Beta-kerroin kuvaa liiketoiminnan tai yrityksen riskiä suhteessa kaikkien sijoituskohteiden keskimääräiseen riskiin. Se on riippuvainen yhtiön kustannusrakenteesta, velkaisuusasteesta ja kasvusta. Sähköalan beta-kerroin voidaan määritellä kotimaisista tai kansainvälisistä energia-alan pörssiyhtiöiden noteerauksista. (Bucland 2000)

### 3.5 Hintakattosäätely

Hintakattosäätelyllä (Price Cap Regulation) tarkoitetaan sääntelymallia, jossa sääntelyviranomaisen asettaa yrityksille hintakaton, jolla erotetaan yrityksen tuotot kustannuksista. Malli antaa yhtiöille mahdollisuuden kustannuksia pienentämällä saada tuottoa pääomalle (Lipponen 1999). Hintakattosäätelyn esitti ensimmäisen kerran Stephen Littlechild vuonna 1983 Britannian sähkösektorin yksityistämisen prosessin alussa. Menetelmä on suosittu, koska se tarjoaa kannustimen kustannuksien pienentämiseen. Samalla yhtiöillä on vapautta hintatason korjaamiseen hintakorin sisällä. (Vogelsang 2002)

Hintakatto asetetaan etukäteen määrätyn pituisen sääntelyjakson ajaksi, yleensä 3-5 vuodeksi. Jakson jälkeen tehdään uudelleenarviointi. Hintakattosäätelyssä sääntelyperiodin jokaisen vuoden hintakattoa korjataan vuosittain inflaatiota kuvaavalla tekijällä, X-tekijällä sekä Y-tekijällä. Inflaatiota kuvaava tekijä on yleensä kuluttajahintaindeksi (Retail Price Index, RPI), X-tekijä kuvaa yhtiön tehostamistavoitetta, Y-tekijällä lisätään sellaisenaan hintakattoon ne yhtiön kulut, jotka eivät ole sen kontrolloitavissa. Sääntelyä kutsutaan myös RPI-X sääntelyksi. (Vogelsang 2002)

Hintakatto voidaan soveltaa yrityksen kaikkiin hintoihin tai erityisiin hintakoreihin. Sääntely voidaan toteuttaa myös asettamalla valvottavalle yhtiölle suurin sallittu liikevaihto. Hintakatto asetetaan seuraavilla yhtälöillä (Jamans & Pollitt 2000):

$$P_{i,t} = P_{i,t-1} \cdot (1 - RPI - X_i) \pm Y_i, \quad (3.4)$$

$$P = \sum p_i q_i, \quad (3.5)$$

missä	$P_t$	on vuoden t hintakatto
	$P_{t-1}$	on vuoden t-1 hintakatto
	$RPI$	on kuluttajahintaindeksi
	$X$	on regulaattorin asettama tehokkuusvaatimus
	$Y$	on korjaustekijä, joka kuvaa yrityksen poikkeuksellisten ulkoisten tekijöiden vaikutusta yrityksen kustannuksiin
	$p_i$	on tuotteen i hinta
	$q_i$	on tuotteen i määrä

Sääntelyn ideana on jäljitellä vapaita markkinoita, jolloin yhtiö ei pysty nostamaan hintojaan kilpailijoiden hintoja korkeammalle ilman, että se menettää

markkinaosuuttaan. Näin saadaan voimakas kannustin kustannusten vähentämiseen. Sääntelyviranomaisen on samalla kuitenkin huolehdittava, että valvottavien yhtiöiden sähköntoimituksen laatua ylläpitävät investoinnit ovat riittäviä. Tämä voidaan varmistaa esim. kytkemällä yhtiön suoritustaso sen hintatasoon. (Jamasb & Pollitt 2000)

X-tekijän määrittelemiseksi on olemassa useita vaihtoehtoisia tapoja. Tavallisesti X-tekijänä käytetään tuottavuuden yleistä kasvuprosenttia, jolloin ajatellaan, että verkkotoiminnan tuottavuuden tulee kasvaa vähintään yleisen tuottavuuden kasvun verran, ja että tästä aiheutuva hyöty on siirrettävä asiakkaille. Lisäksi X-tekijä voi muodostua yhtiökohtaisesta osasta, johon päädytään tehokkuusmittauksen ja regulaattorin ja yhtiön välisten neuvottelujen perusteella. (Lavaste 2001)

Menetelmä kannustaa tehokkuuteen ja tuloksen tekoon, koska yhtiöllä itsellään on mahdollisuus kustannusten leikkaamiseen kattohinnan puitteissa. Yhtiöillä on tosin samalla suurempi riski, koska malli ei huomioi kustannustason nousua sääntelykauden aikana. Tuoton sääntelyssä on suurempi riski julkisella vallalla, koska se takaa aina yhtiöille jonkin minimituoton sijoitetulle pääomalle. Hintakattosääntelyssä saadaan myös pääomaa houkuteltua alalle, koska toimintaan jää enemmän vapausasteita. (Lipponen 1999)

Hintakattosääntelyn tarjoamat kannustimet tehokkaaseen toimintaan ovat voimakkaasti riippuvaisia sääntelyjakson pituudesta. Heti hintatason tarkastamisen jälkeen, sääntelykauden alussa, yritykset haluavat pienentää kustannuksiaan hyötyäkseen ylimääräisistä tuloista mahdollisimman pitkään. Sääntelykauden loppupuolella yrityksellä voi olla houkutus toiminnallaan vaikuttaa seuraavan hintatarkastuksen tulokseen. Silloin yrityksellä ei ole juuri lainkaan kannustimia vähentää kustannuksiaan, jos sen nykyinen kustannustaso vaikuttaa suotuisasti tulevaisuuden hintatasoon. Tätä kutsutaan *ratchet* -ilmiöksi. Menetelmä toimii siis parhaiten lyhyellä aikavälillä. (Vickers & Yarrow 1988)

Hintakattosääntelyn etuna voidaan pitää sitä, että kun hintataso sääntelyjaksolle on asetettu, sääntelyviranomaisen ei tarvitse hankkia suurta määrää tietoa valvottavilta yhtiöiltä voidakseen säännellä niitä useiden periodien ajan. Alkuperäinen hintataso täytyy tosin asettaa suurella huolellisuudella, joten valvottavilta yrityksiltä pitää kerätä

kattavasti luotettavaa tietoa. Tässä yhteydessä sääntelyviranomaisen on huolehdittava yhtiöiden tilinpäätöstietojen yhdenmukaistamisesta. (Lantz 2003, Lavaste 2001)

Kannustinsääntelystä on olemassa erilaisia variaatioita, miten mahdollisesti syntynyttä yli- tai alituottoa käsitellään. Ylituotto on yleensä korvattava asiakkaille, vastaavasti yhtiön voidaan sallia periä alituotto asiakkailta. Alituoton perimiselle voidaan asettaa enimmäismäärä. (Vogelsang 2002)

### 3.6 Mittatikkusäätely

Vuonna 1985 Shleifer ehdotti, että sääntelyviranomaisen voisi arvioida yrityksen kustannuksia jonkinlaista vertailumittaa käyttäen voidakseen päätellä, millä tasolla säänneltyjen yritysten kustannusten pitäisi olla, jos ne toimivat kustannustehokkaasti. Shleifer katsoi, että tähän päästään jos vertailumitta perustui johonkin, joka ei ole riippuvainen yrityksen todellisista aikaansaannoksista. (Lantz 2003)

Mittatikkusäätelyssä (Yardstick Regulation) yrityksen suoritusta verrataan ryhmään vertailukelpoisia yrityksiä tai muuhun vertailukohteeseen. Yleensä selvitetään tehokkaimmin suoriutuva yhtiö tai yhtiöt ja mitataan vähemmän tehokkaiden yhtiöiden suhteellinen suoritus tehokkaimpiin verrattuna. Menetelmällä voidaan edistää epäsuoraa kilpailua maantieteellisesti eri alueella toimivien yritysten kesken. Menetelmää käytetään erityisesti, kun kaikkien yhtiöiden kustannustiedot eivät ole saatavilla. Näin saadaan ratkaisu tiedon asymmetriaan, joka on eräs monopolien sääntelyn keskeisistä ongelmista. (Jamans & Pollitt 2000)

Yhtälössä (3.6) on esitetty kustannusperusteisen mittatikkusäätelyn pääelementit (Jamans & Pollitt 2000).

$$P_{i,t} = \alpha_i C_{i,t} + (1 - \alpha_i) \sum_{j=1}^n (f_j C_{j,t}), \quad (3.6)$$

missä	$P_i$	on hintakatto yritykselle $i$
	$\alpha_i$	on ko. yhtiön kustannustietojen osuus
	$C_i$	on yhtiön yksikkökustannukset
	$f_i$	on vertailuryhmässä olevien yhtiöiden $j$ tulo tai määrälliset painotukset
	$C_{j,t}$	on vertailuyhtiöiden $j$ yksikkökustannukset (tai hinnat)
	$n$	on vertailuryhmässä olevien yhtiöiden lukumäärä



Mittatikkusäätelyä sovellettaessa on kiinnitettävä huomiota, missä määrin vertailtavien yhtiöiden toimintaympäristöt sekä niiden olosuhteet ovat vertailukelpoisia. Samoin on tärkeää, miten paljon lähtötietoja voidaan manipuloida näiden eroavaisuuksien selittämiseksi. Joka tapauksessa yhtiöiden toiminnasta on kerättävä tarpeeksi luotettava ja laaja tietoaaineisto. Tietoaaineiston tilastollinen analyysi on suoritettava huolella, jotta mittaus on luotettava. Tilastolliseen analyysiin kuuluu mittausmenetelmän esim. regressioanalyysin, stokastisen rintama-analyysin tai DEA-mallin valinta ja yrityksen toimintaa kuvaavien muuttujien valinta. Tehokkuuslukua ei suositella käytettäväksi aivan sellaisenaan johtuen mittauksen epätarkkuudesta. Tehokkuusluvulle suositellaan asetettavaksi jonkinlainen virhemarginaali, joka helpottaa yrityksen asemaa siinä tapauksessa, että mittaus osoittaa yrityksen minimikustannustason pienemmäksi kuin mitä se todellisuudessa on. Virhemarginaali ei saisi kuitenkaan olla liian suuri, ettei tavoite minimikustannusten mukaisesta hintatasosta ole mahdoton. (Vogelsang 2002, Lavaste 2001)

Mittauksen tuloksena saadulla suhteellisella tehokkuusluvulla voidaan tuottoasteen tai hintakattosäätelyyn sisällyttää tehokkuusvertailuun perustuva kannustinelementti. Tuottoasteen säätelyssä tehokkuusluku voi vaikuttaa mm. yrityksen sallittuun tuottoprosenttiin. Hintakattosäätelyssä tehokkuusluku on yhtenä elementtinä hintakattoa määrittelevässä yhtälössä. Yleensä tehokkuuslukuja sovelletaan siten, että mitä tehottomampi yhtiö on, sitä suurempi on sen tehostamisvaatimus. Yhtiökohtaisten tehokkuuslukujen tarkoituksena on kannustaa ne saavuttamaan tehokkaimmat yhtiöt.

Seuraavissa kappaleissa esitellään muuntamia rintamamenetelmään perustuvia mittatikkusäätelyn keinoja sekä fiktiiviseen referenssiyhtiöön perustuvaa vertailua.

### *3.6.1 Data Envelopment Analysis*

Data Envelopment Analysis (DEA) on samankaltaisten yksiköiden tehokkuuden arviointiin kehitetty lineaarinen optimointijärjestelmä, jossa tarkasteltavia yksiköitä verrataan toisiinsa. Menetelmän kehittivät Charnes, Cooper ja Rhodes vuonna 1978. Menetelmä ei vaadi varsinaisen toimintaprosessin syvällistä tuntemusta, ja ehkä juuri siksi se on saavuttanut laajan suosion. Se on käytössä mm. Suomessa, Norjassa ja Hollannissa osana sähköjakeluyhtiöiden valvontaa. (HKKK 2000)

DEA-menetelmässä yksikkö voi pyrkiä tehokkuuteen joko tuottamalla vakiotuotosta mahdollisimman pienillä panoksilla tai tuottamalla mahdollisimman suurta tuotosta vakiopanoksilla. Tällöin puhutaan panos- tai tuotosorientoituneesta mallista. Yhdistetyssä orientaatioissa tarkastellaan voidaanko samanaikaisesti kasvattaa tuotoksia ja pienentää panoksia. Tuotos on tuotantoprosessin osa, jonka lisääminen edellyttää joidenkin panosten lisäämistä tai muitten tuotosten vähentämistä annetuilla resursseilla. Panos on resurssi (työ, pääoma, maa-alue jne.), jonka lisäys mahdollistaa saman tai korkeamman tuotannon tason kuin ennen muutosta. Tehokkuustutkimuksessa voi olla mukana myös tekijöitä, joiden suuruuteen yksiköllä ei ole selvää mahdollisuutta vaikuttaa. Tällaisia ympäristötekijöitä voivat olla esimerkiksi ilmastosta tai toimintaympäristöstä riippuvat tekijät. (Honkatukia & Sulamaa 1999)

Kullekin tarkasteltavalle yksikölle lasketaan sen tehokkuutta kuvaava tehokkuusluku. Tehokkuusluku saa arvoja väliltä 0...1. Se kuvaa yksikön suhteellista tehokkuutta verrattuna yksiköihin jotka käyttävät saman verran panoksia ja tuottavat tuotoksia saman verran tai enemmän. Tehokkuuden mittaaminen tapahtuu siis suhteessa parhaaseen havaittuun tuottavuuteen. Saatu viiteyksikkö sijaitse tehokkuusrintamalla ja on joko jokin tehokkaista yksiköistä tai tehokkaiden yksiköiden yhdistelmä. Tehokkuusrintama kuvaa teknisesti tehokasta panosten käyttöä annetulla tuotannon tasolla. (Honkatukia & Sulamaa 1999)

Menetelmässä lähtötietojen oikeellisuus korostuu, koska väärin ilmoitettu tunnusluku voi muuttaa kyseisen yksikön tehokkuuden lisäksi myös muiden yksiköiden tehokkuuslukuja. Jotkin yksiköistä voivat myös päätyä tiettyyn vertailuryhmään esim. tietyn toimintaominaisuuden vuoksi, jolloin malli tulkitsee sen yleensä tehokkaaksi. Myös riittämätön ja epäoleellinen tieto vääristää arvioinnin tulosta. Mallin haittapuolena on, ettei se pysty erottamaan tehokkaista yksiköitä tehottomista, jos panosten ja tuotosten lukumäärä havaintojen lukumäärään nähden on suuri. (Honkatukia & Sulamaa 1999)

### 3.6.2 *Corrected Ordinary Least Square*

Corrected Ordinary Least Square (COLS) menetelmässä vertailtavien yksiköiden kustannus- tai tuotantofunktion keskiarvo määritetään regressioanalyysillä. Tämän jälkeen tehokkuusrintamaa siirretään tehokkaimmin suoriutuvan yksikön mukaan.

Muiden yksiköiden tehokkuus saadaan suhteessa tähän rintamaan. Tehokkuutta ilmaistaan välillä 0...1 olevalla tehokkuusluvulla. (Jamasb & Pollitt 2000)

Menetelmän haittana on, että se vaatii kustannus- tai tuotantofunktion määrittämistä ja siten arviota yhtiön tuotantoprosessin teknologisista ominaisuuksista. COLS:n antamat tulokset ovat myös pitkälti riippuvaisia tehokkaimmaksi määritellystä yksiköstä. Se ei myöskään huomioi satunnaisvirheitä. (Irastorza 2003, Jamasb & Pollitt 2000)

### 3.6.3 *Stochastic Frontier Analysis*

Stochastic Frontier Analysis (SFA) on samantapainen menetelmä kuin COLS, mutta se huomioi satunnaisten tekijöiden vaikutukset tehokkuuteen arvioimalla satunnaisten virheiden ja tehottomuuden välistä suhdetta. Menetelmä edellyttää kuitenkin subjektiivista arviointia tästä suhteesta. Lisäksi SFA vähentää riippuvuutta tehokkaimmaksi määritellystä yhdestä yksiköstä. (Irastorza 2003)

### 3.6.4 *Fiktiiviseen referenssiyhtiöön perustuva vertailu*

Yksi keino käyttää mittatikkusääntelyä on luoda tehokas referenssiyhtiö, johon valvottavan yhtiön suoritusta verrataan. Idea on lähtöisin Chilestä vuodelta 1980 ja sitä on kehitetty erityisesti Yhdysvalloissa telealalla. Menetelmä on kiistanalainen, mutta silti laajan tutkimuksen ja kehitystyön kohde. (CEPA 2003, Vogelsang 2002)

Referenssiyhtiön muodostamiseksi on kerättävä kattava aineisto mm. tarkasteltavana olevan alueen alueellisen kulutuksen sijainnista sekä muista maantieteellisistä avainasioista. Aineiston perusteella suunnitellaan mahdollisimman edullinen sähköverkko. Tämän verkon rakentamisesta ja ylläpidosta syntyneet kulut muodostavat tuotantofunktion, johon syötetään valvottavien yhtiöiden tietoja kohtuullisen kustannustason selvittämiseksi. (CEPA 2003)

Menetelmän etuna on, että se vähentää sääntelyviranomaisen riippuvuutta yhtiöiden toimittamista kustannustiedosta. Edellä mainituista rintamamenetelmistä poiketen menetelmä määrittää jokaisen yhtiön todellisen tehokkuuden, eikä suhteellista tehokkuutta. Toisaalta menetelmä on riippuvainen asiantuntijoiden määrittämisestä mallin panoksista sekä niiden kustannuksista. Asiantuntijoiden tehtävänä on myös määrittää optimaalisen verkon rakenne. Tällöin on otettava kantaa siihen, miten tulevaisuuden sähkönkysynnän kasvuun vastataan. Verkkoa voidaan ylimitoittaa tulevaisuuden

kysynnän tarpeisiin, tai laajentaa vähitellen. Yhtiön valitsema strategia voi olla ristiriidassa asiantuntijoiden mielipiteen kanssa, jolloin yhtiö kärsii. Menetelmän vaikeutena on myös aikaisemmin tehtyjen investointien käsittely. (CEPA 2003)

### 3.7 Sähkön laadun huomioiminen

Laadun huomioiminen osana sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan sääntelyä on yleistymässä. Tähän osaltaan on vaikuttanut valvontamalleissa havaitut puutteet ja toisaalta yleisten laatuvaatimusten kasvaminen. Regulaattorin tehtävä on määritellä optimaalinen taso yhtiön tekniselle ja kaupalliselle laadulle sekä luotettavuudelle EU-direktiivien ja sovellettavan sääntelyn mukaan. Sähköntoimituksen laatua voidaan lähestyä kolmesta eri näkökulmasta (Mayer 2003, Ajodha 2002):

- **Jännitteen laatu**

Jännitteen laatu pitää sisällään erilaisia teknisiä kriteerejä mm. jännitetasolle ja taajuudelle, joilla varmistetaan loppukäyttäjien laitteiden moitteeton toiminta. Standardi EN-50160 määrittelee ja kuvaa jakelujännitteen ominaisuuksia ja laatuvaatimuksia. Lisäksi se määrittelee aihepiiriin liittyvät käsitteet ja asettaa vaatimuksia sekä tavoitearvoja jakelujännitteen ominaisuuksille pien- ja keskijänniteverkoissa. Standardia käytetään useissa maissa ohjenuorana.

- **Luotettavuus**

Sähkönjakelun luotettavuus kuvaa verkon kykyä vastata asiakkaiden tarpeisiin, eli sähkönjakelun jatkuvuutta. Systemin luotettavuutta voidaan ilmaista jakelun keskeytystietotunnusluvulla, kuten keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto-aika (SAIDI), keskeytysten keskimääräinen lukumäärä (SAIFI) ja keskeytysten keskipituus (CAIDI).

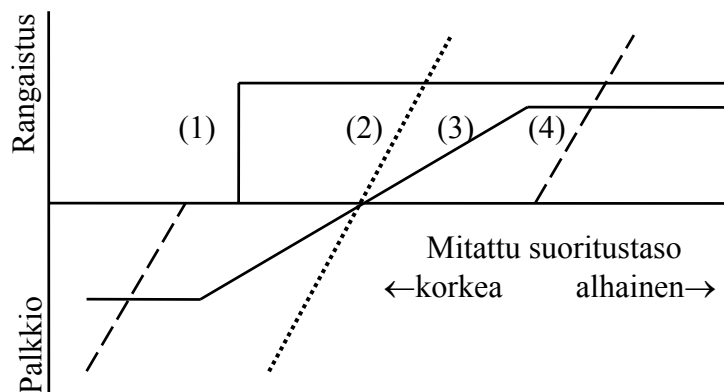
- **Kaupallinen laatu**

Sähkönjakelun kaupallinen laatu liittyy asiakkaan ja yhtiön välisiin liiketoimiin. Nämä liiketoimet käsittävät uusien liittymien ja mittalaitteiden asentamisen, säännölliset tapahtumien, kuten laskutuksen ja mittarinluvun hoitamisen sekä satunnaisiin tapahtumiin, kuten vikailmoitukseen tai valituksiin vastaamisen. Sääntelyviranomaisen voi julkaista yritysten kaupallista laatua koskevia informatiivisia julkaisuja.

Verkkoyhtiöiden laadun sääntely voi tapahtua epäsuorasti, minimistandardien tai kannustinjärjestelmien avulla. Näillä regulaattori pystyy luomaan järkevät signaalit,

joilla varmistetaan riittävät investoinnit verkkoon ja siten hyvänlaatuinen sähkö. Epäsuorassa sääntelyssä sääntelyviranomaisen julkaisee yhtiöiden suoritusastoa koskevia tunnuslukuja. Tämän toivotaan parantavan yhtiöiden palvelun laatua. Asiakkaiden oikeuksia voidaan myös parantaa nimeämällä oikeusasiamies käsittelemään laaturikkomuksia. Laadulle asetettavat minimistandardit koskevat usein keskeytysaikoja ja -lukumääriä. Standardin määrittelemien tasojen rikkomisesta voi seurata rangaistus yhtiölle. (Ajodhia 2002)

Kannustinjärjestelmillä puolestaan kytketään yhtiön suoritusastoa sen tuloihin. Kannustinjärjestelmän pohjana voi olla yhtiön suoritus yleensä tai yksittäisen asiakkaan tasolla, esim. keskeytysaika tai -lukumäärä. Käytetyn tunnusluvun perusteella määritellään sopiva palkkio tai rangaistus esimerkiksi kuvan 3.1 mukaan. Palkkio tai rangaistus on yleensä osuus liikevaihdosta tai tuotosta. Järjestelmä (1) kuvaa minimistandardien rikkomisesta asetettua vakiorangaistusta. (2)-järjestelmässä yhtiön tulot ovat suoraan riippuvaisia suoritusastosta. Tässä järjestelmässä tietyille suoritusastolle voi olla neutraali alue (4). (3)-järjestelmässä palkkiolle tai rangaistukselle on asetettu enimmäismäärä. (Ajodhia 2002)



Kuva 3.1. Esimerkkejä rangaistus- tai palkkiojärjestelmistä. (1) Ministandardien rikkomisesta on asetettu vakiorangaistus, (2) yhtiön tulot riippuvat sen suoritusastosta, (3) rangaistukselle voidaan asettaa enimmäisrajat, (4) tietyille suoritusastolle voi olla neutraali alue. (Ajodhia 2002)

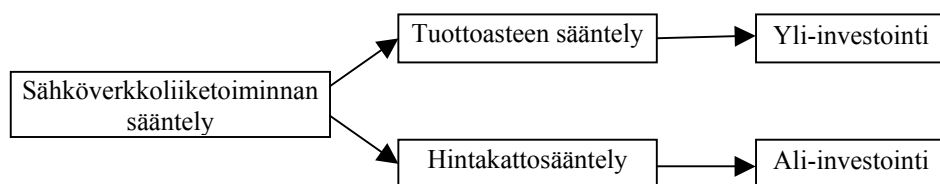
### 3.8 Yhteenveto valvontamalleista

Monopolioiden sääntely on eräänlaista vuorottelua valvottavan yrityksen ja regulaattorin välillä. Regulaattori päättää ensin valvontamallin, jota yritys pyrkii noudattamaan ja saamaan samalla parhaan mahdollisen tuloksen itselleen. Valvontamallit ovat yleensä kuitenkin aikajänteeltään lyhyempiä kuin esim. yritysten tekemät investoinnit. Tällöin on huomioitava, että valvonnan vaikutuksia ohjaavat alalla jo tehdyt päätökset. Yritykset voivat tosin toimillaan vaikuttaa tuleviin sääntelymenetelmiin, koska sääntelyjaksot ovat yleensä kohtalaisen lyhyitä ja valvontamalleja uudistetaan usein. (Vickers & Yarrow 1988)

Varhaisimpia sääntelymuotoja on *cost of services* -sääntely, jossa monopoliyhtiöiden sallittiin tienata pakollisten kulujen lisäksi tietty tuotto. Tällöin monopoliyhtiöt tekivät kuitenkin liian suuria, tarpeettomia investointeja. Siitä seuranneet kustannukset siirrettiin asiakkaiden maksettaviksi pitkin sopimuksin. Näin operatiiviset riskit pystyttiin siirtämään kuluttajille. (Sulamaa 2001)

Tuottoasteen sääntely kannustaa valvottavia yrityksiä yli-investoimaan, koska se kasvattaa niiden pääomaa, josta tuotto saadaan. Tällainen toiminta on tehotonta, yrityksillä ei ole juurikaan kannustimia tuottavuuden parantamiseen tai kustannusten pienentämiseen. Tuloksena voi olla liiallinen toimitusvarmuus, joka nostaa asiakkaiden hintoja. Tuottoasteen sääntelyssä yhtiöillä pitää olla erillinen tehostamiskannustin, jotta saavutetaan kustannustehokkuutta.

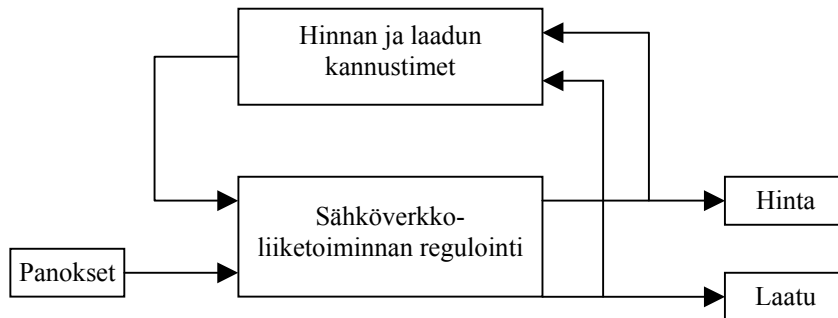
Euroopassa ollaan siirtymässä perinteisestä tuottoasteen sääntelystä kohti kannustinperusteista sääntelyä. Monet regulaattorit ovatkin ottaneet käyttöön hinnan tai liikevaihdon sääntelymalleja, jotka yleisesti perustuvat RPI-X malliin. Hinta- tai liikevaihtokattosääntely voi kannustaa yhtiöitä ali-investoimaan, koska yrityksen saama voitto on yhteydessä sen tekemiin kustannussäästöihin. Tuottoasteen sääntelyn sekä hintakattosääntelyn kannustinvaikutuksia on esitetty kuvassa 3.2.



Kuva 3.2. Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan regulointi. (Mayer 2003)

RPI-X sääntelyssä ongelmana on myös tehostamisvaatimuksen X määrittäminen. Se koostuu yleensä yleisestä tuottavuuden kasvuun perustuvasta ja yhtiökohtaisesta osasta. Yhtiökohtaisen tehostamisvaatimuksen selvittämiseksi monet maat käyttävät erilaisia tehokkuustutkimuksia. Niitä voidaan käyttää myös yhtiön eri kustannuskomponenttien tehostamistarpeen selvittämiseksi. DEA-menetelmä on erityisesti saavuttanut suosiota, sillä se ei vaadi varsinaisen toimintaprosessin syvällistä tuntemusta.

Laadun huomioiminen osana sähköjakeluverkkoliiketoiminnan sääntelyä on yleistymässä mm. koska valvontamalleissa on havaittu puutteita ja toisaalta yleiset laatuvaatimukset ovat kasvaneet. Jos laatu- tai luotettavuustasoa ei ole ennalta määrätty ja sisällytetty regulaatioon kuvan 3.3 mukaan, sähkötoimituksen taso voi laskea, koska verkkoon ei ole investoitu riittävästi.



Kuva 3.3. Laadun liittäminen regulointijärjestelmään (Mayer 2003).

## 4 SÄHKÖNJAKELUVERKKOLIIKETOIMINNAN VALVONTA

Sääntelyviranomaisen tavoitteena on luoda sähköjakeluyhtiöille puitteet, jossa niillä ei ole mahdollisuutta väärinkäyttää monopoliasemaansa. Tämä tarkoittaa lähinnä sitä, etteivät asiakkaat joudu maksamaan kohtuuttomia sähkönsiirtomaksuja. Samalla yhtiöillä pitäisi olla kannustin toimittaa hyvänlaatuista sähköä loppukäyttäjille ja huolehtia sähköverkon järkevästä kehittämisestä. Näiden tavoitteiden toteuttamiseksi jokainen maa luo parhaiten omiin olosuhteisiin sopivan valvontamallin. Tässä luvussa esitellään Suomen, Ruotsin, Norjan, Iso-Britannian, Tanskan, Saksan, Hollannin, Itävallan, Espanjan, Portugalin ja Irlannin sähköjakeluverkkoliiketoimintojen valvontamalleja. Niiden yhteydessä on esitetty mahdollinen tehokkuusmittausmenetelmä sekä laadun huomioiminen valvonnassa.

### 4.1 Suomi

Sähkömarkkinalaki (386/1995) tuli voimaan Suomessa 1.6.1995 avaten markkinat suurimmille sähkönkäyttäjille. Lain tarkoituksena on varmistaa edellytykset tehokkaasti toimiville sähkömarkkinoille siten, että kohtuuhintaisten ja riittävän hyvälaatuisen sähkön saanti voidaan turvata. Sen saavuttamisessa ensisijaisina keinoina ovat terveen ja toimivan taloudellisen kilpailun turvaaminen sähkön tuotannossa ja myynnissä sekä kohtuullisten ja tasapuolisten palveluperiaatteiden ylläpito sähköverkkojen toiminnassa. Kaikki asiakkaat ovat voineet valita täysin vapaasti sähköntoimittajansa vuoden 1998 lopusta lähtien. Markkinauudistusten yhteydessä Suomeen perustettiin kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj, joka omistaa suurimman osan kantaverkosta ja kaikki merkittävät ulkomaanyhteydet. Suomessakin on tapahtunut verkkoyhtiöiden konsolidoitumista, mutta sitä rajoittaa vaatimus siitä, että yhtiöillä saa maksimissaan olla 25 % markkinaosuus pienjänniteasiakkaista. (386/1995)

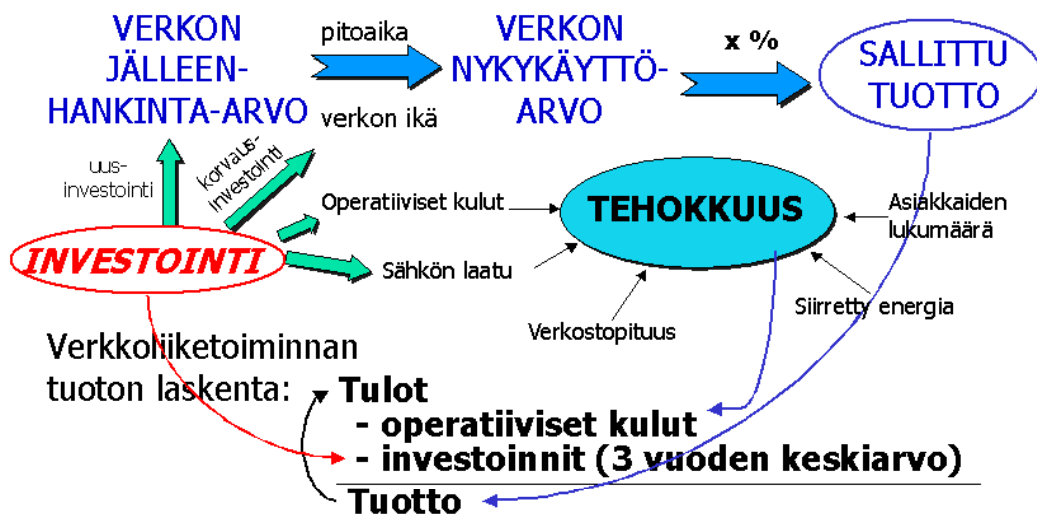
Sähkömarkkinalain täytäntöönpanon yleinen ohjaus ja seuranta kuuluvat Kauppa- ja teollisuusministeriölle. Sääntelyviranomaisena toimivan Energiamarkkinaviraston (EMV) tehtävänä on valvoa tämän lain sekä sen nojalla annettujen säännösten ja määräysten noudattamista. Energiamarkkinaviraston sähköjakeluverkkoliiketoiminnan valvontaan soveltaman käytännön mukaan verkkopalvelun hintojen tulee olla tasapuolisia, syrjimättömiä ja kohtuullisia kaikille verkon käyttäjille. Verkkoyhtiöiden hinnoittelun tulisi vastata tehokkaan jakeluverkkotoiminnan kustannuksia, eli yhtiön saama tuoton pitäisi vastata sähköverkon ylläpitoon, käyttöön ja rakentamiseen kuluvia



varoja. Sen tulisi myös turvata yhtiön vakavaraisuus ja tulo-rahoitus sekä antaa pääomalle kohtuullinen tuotto. EMV:n tulee lisäksi valvoa sähkönjakeluverkkojen kehittämisvelvollisuuden toteutumista. (386/1995, EMV 1999)

Suomessa on luovuttu järjestelmistä, joissa yhtiön hinnat tai pääoman maksimituotto vahvistetaan etukäteen, joten sääntelyviranomaisen soveltaa jakeluyhtiöiden valvontaan tapauskohtaista ja jälkikäteistä valvontaa (Lavaste 2001). EMV tutkii valitusten perusteella tai oma-aloitteisesti, onko yhtiöiden suurin sallittu tuotto ylittynyt tietyn vuoden aikana. Päätöksiä syntyy noin 3-5 vuodessa. Valitusperuste voi olla epäily kohtuullista suuremmista siirtohinnoista tai varainsiirrosta verkkoyhtiön tai samaan konserniin kuuluvan energiayhtiön välillä. Viraston tekemät päätökset ovat ennakkoluonteisia, vaikkei sillä ole lainsäädännöllistä valtaa. Tämä tarkoittaa sitä, että jakeluyhtiöt tekevät toimintaansa koskevia päätöksiä EMV:n asettamien suuntaviivojen mukaan. (Paananen 2003)

EMV arvioi sähkönjakeluyhtiöiden siirtohinnoittelun kohtuullisuutta laskemalla jokaiselle verkkoyhtiölle sallittu tuotto verkkoon sitoutuneen pääoman perusteella. Verkkoliiketoiminnan hinnoittelu on ollut kohtuullista, jos laskennallinen tuotto ei ylitä sallittua tuottoa. Menetelmä on esitetty lyhyesti kuvassa 4.1.



Kuva 4.1. Verkkoliiketoiminnan sallitun tuoton määrittäminen. (Partanen et al. 2003a)

#### 4.1.1 Toimintaan sitoutuneen pääoman määrä

Koska sähköverkko on verkkoyhtiön suurin yksittäinen käyttöomaisuuden osa, on sen arvo määritettävä nykyarvomenetelmällä todellisuutta vastaavan tuloksen saamiseksi. Verkon nykykäyttöarvo ilmaisee verkkoon sijoitetun pääoman määrän. Jälleenhankinta-arvo lasketaan eri verkostokomponenttien yksikkömäärän ja yksikköhintojen avulla. Sähköverkon nykykäyttöarvo (*NKA*) lasketaan jälleenhankinta-arvosta yhtälön (4.1) mukaan ottamalla huomioon verkon keskimääräinen ikä ja pitoaika.

$$NKA = \left( 1 - \frac{\text{verkonikä}}{\text{pitoaika}} \right) \cdot JHA, \quad (4.1)$$

missä	<i>NKA</i>	on nykykäyttöarvo
	<i>verkon ikä</i>	on sähköverkon ikä, [a]
	<i>pitoaika</i>	on verkkokomponenttien pitoaika, [a]
	<i>JHA</i>	on jälleenhankinta-arvo

Seuraavaksi verkkotoiminnalle lasketaan oikaistu tase, jossa verkon kirjanpitoarvo korvataan nykykäyttöarvon ja kirjanpitoarvon erotuksella. Oikaistun taseen perustella määritetään verkkoliiketoimintaan sitoutunut oma ja vieras pääoma, jotka ovat verkkoliiketoiminnan sallitun tuoton laskennan pohjana. Muun omaisuuden yhteydessä käytetään suoraan taseen kirjanpitoarvoja. (Partanen et al. 2003a)

#### 4.1.2 Pääoman kohtuullinen tuotto

Yritykseen sitoutuneen pääoman kohtuullista tuottoastetta tarkastellaan WACC-mallin avulla. Omaksi pääomaksi luetaan yhtiön taseessa esitetty oma pääoma ja vapaaehtoiseen varauksiin sekä poistoeroon sitoutunut pääoma. Asiakkaiden yhtiölle maksamia liittymismaksujen ei katsota kuuluvaksi omaan pääomaan, vaan ne ovat korotonta vierasta pääomaa. Korollinen vieras pääoma on yhtiön lyhyt- ja pitkäaikaiset korolliset velat ja lainat. Korotonta vierasta pääomaa on kaikki muu varallisuus. Oman pääoman kustannusta arvioidaan CAPM-mallilla. Riskitön tuotto on Suomen valtion viiden vuoden obligaation tuotto prosentti. Kohtuullisena vieraan pääoman kustannuksena käytetään Suomen pankin ilmoittamaa yrityslainojen kulloinkin vallitsevaa keskimääräistä korkotasoa. Vieraan pääoman kustannuksista vähennetään voimassa olevan verokannan mukaan laskettu verottajan kuluosuus. Yhtiön kohtuullinen tuotto saadaan kertomalla pääoman keskikustannus verkkoyhtiön toimintaan sitoutuneella pääomalla. Yhtiölle, jonka velan ja oman pääoman suhde on

50/50, pääoman keskikustannus olisi vuonna 2003 ollut 4,175 % ennen veroja. (EMV 1999)

#### 4.1.3 Laskennallinen tuotto ja ylituotto

Jakeluyhtiön laskennallisen tuotto määritetään oikaistun taseen perusteella seuraavasti (Partanen et al. 2003a):

1. Tilikauden tulos palautetaan tilaan ennen tilinpäätössiirtoa, välittömiä veroja ja rahoituskustannuksia
2. Edellisen kohdan tulos korjataan verkoston arvioidun arvonalennuksen ja kolmen viimeisen vuoden keskimääräisten investointien erotuksella. Verkonhaltija voi siis poistaa verkkoon tekemänsä investoinnit kolmessa vuodessa.
3. Laskennallinen tulos saadaan vähentämällä verovastuu kohdan 2. tuloksesta.

Tuoton kohtuullisuutta arvioidaan vertaamalla yhtiön toteutunutta tuottoa sallittuun tuottoon, eli sääntelyviranomaisen laskee yhtiön ylituoton vähentämällä laskennallisesta tuotosta kohtuullisen tuoton (EMV 1999).

$$R_Y = R_{\text{tot}} - R_k, \quad (4.2)$$

missä  $R_Y$  on yhtiön ylituotto  
 $R_{\text{tot}}$  on yhtiön toteutunut tuotto tarkasteluajanhetkellä  
 $R_k$  on yhtiön kohtuullinen tuotto tarkasteluajanhetkellä

Verkkoliiketoiminnan hinnoittelu on ollut kohtuutonta, jos toteutunut tuotto ylittää kohtuullisen sallitun tuoton. Tällöin yhtiö velvoitetaan korjaamaan tilanne, muttei palauttamaan kertynyttä ylituottoa asiakkaille. Muulloin yhtiön hinnoittelu on ollut kohtuullista, eikä sille aiheudu seuraamuksia.

#### 4.1.4 Tehokkuuden huomioiminen

Energiamarkkinavirasto on valinnut Helsingin kauppakorkeakoulun selvityksen perusteella jakeluyhtiöiden tehokkuusmittaukseen panosorientoituneen DEA-menetelmän muuttuvilla skaalatuotoilla. DEA-menetelmän panokset, tuotokset ja ympäristötekijät ovat seuraavat:

<b>Panokset:</b>	<b>Tuotokset:</b>	<b>Ympäristötekijät:</b>
• Operatiiviset kulut	• Keskeytysaika	• Asiakasmäärä
	• Energia-arvo	• Verkkopituus
	• Sähkön laatu	

DEA-mallissa sähkön laatua kuvaava tekijä määritetään asiakkaiden kokonaiskeskeytysajan liukuvana keskiarvona ja siirretyn energian ns. energia-arvo lasketaan painotettuna jännitetasoittaisilla valtakunnallisilla siirtohintojen keskiarvolla. Verkkopituus on eri jännitetasojen yhteenlaskettu verkkopituus. Koska operatiiviset kulut on yhtiön ainoat kontrolloitavissa oleva panostekijä, tehokkuusluku kertoo suoraan kuinka paljon yhtiön on vähennettävä operatiivisia kulujaan tullakseen tehokkaaksi. Esimerkiksi yhtiö, jonka tehokkuusluku on 0,8 tulee tehokkaaksi pienentämällä kuluja 20 %. Energiamarkkinavirasto kannustaa yhtiöitä tehokkuuteen myös julkisuuden avulla. Kun yhtiöiden tehokkuutta kuvaavat tunnusluvut julkaistaan, julkisuudenpaine ajaa tehottomat yritykset tehostamaan toimintaansa. (Lavaste 2001)

Yhtiöiden tehokkuus on otettu huomioon valvontamallissa vuodesta 2000 alkaen. Tehokkaille yhtiöille, joiden tehokkuusluku on yli 0,9, lisätään sallittuun tuottoon kannustinlisä. Kun yhtiön toteutuneet kustannukset alittavat hyväksyttävänä pidetyn kustannustason, yhtiö voi kasvattaa pääomansa tuottoa erotusta vastaavalla määrällä. Kannustinlisä on enintään 10 % operatiivisista kustannuksista.

$$KK = (TL + 0,1) \cdot OE, \quad (4.3)$$

missä  $KK$  on kohtuullinen kustannus  
 $TL$  on DEA-mallin tehokkuusluku  
 $OE$  on operatiiviset kulut

Tehokkuusluvun määrittämiseen DEA-mallilla liittyy tietty epävarmuus, joten tehokkuuslukuun lisätään virhemarginaali 0,1. Jos tehokkuusluku on tasan 0,9 tai alle, asiasta ei aiheudu toimenpiteitä. (EMV 2003, Lavaste 2001)

#### 4.1.5 Korjaavat toimenpiteet

Sääntelyviranomaisen on velvoitettava lakia tai sen nojalla annettuja säännöksiä rikkonut taho korjaamaan virheensä tai laiminlyöntinsä. Jos yhtiön hinnoittelu todetaan

kohtuuttomiksi, se velvoitetaan korjaamaan hinnoittelunsa lain mukaiseksi ja ilmoittamaan korjaavat toimenpiteet kolmen kuukauden kuluttua siitä, kun viraston päätös hinnoittelun kohtuullisuudesta on astunut voimaan. Korkeimman hallinto-oikeuden päätösten mukaan EMV:llä on toimivalta valvoa, että yhtiön tekemät korjaavat toimenpiteet johtavat kohtuulliseen hinnoitteluun. EMV:llä ei kuitenkaan ole toimivaltaa määrätä yhtiötä soveltamaan tiettyjä menetelmiä hintalaskelmissaan. Sääntelyviranomaisen päätöksistä voi valittaa korkeimpaan hallinto-oikeuteen. (EMV 2003)

Vuoden 2003 syyskuun alusta asti verkonhaltija on velvoitettu maksamaan asiakkaalleen vakikorvauksia yli 12 tunnin sähkökatkoista silloin, kun verkonhaltija tai sähkön vähittäismyyjä ei osoita, että verkkopalvelun keskeytyminen johtui hänen vaikutusmahdollisuuksiensa ulkopuolella olevasta esteestä. Korvauksen määrä riippuu vuosittaisen verkkopalvelumaksun suuruudesta ja nousee portaittain keskeytysajan pidentyessä. Pituudeltaan 12–24 tunnin keskeytyksestä tulee maksaa sähkökäyttäjälle 10 %:n hyvitys vuotuisesta verkkopalvelumaksusta. Yli viiden vuorokauden keskeytyksestä maksettava korvaus on vuotuisen verkkopalvelumaksun suuruinen. Korvauksen enimmäismäärä on kuitenkin 700 €, mikä vastaa sähkölämmitetyn omakotitalon vuotuista verkkopalvelumaksua. (KTM 2003a)

#### *4.1.6 Uusi valvontamalli 2005 alkaen*

20.1.2004 EMV julkaisi sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnit suuntaviivat vuosille 2005–2007. Valvontamallin kehittämistarpeen taustalla on EU:n uusi sähkömarkkinadirektiivi (2003/54/EY), joka tulee voimaan 1.7.2004.

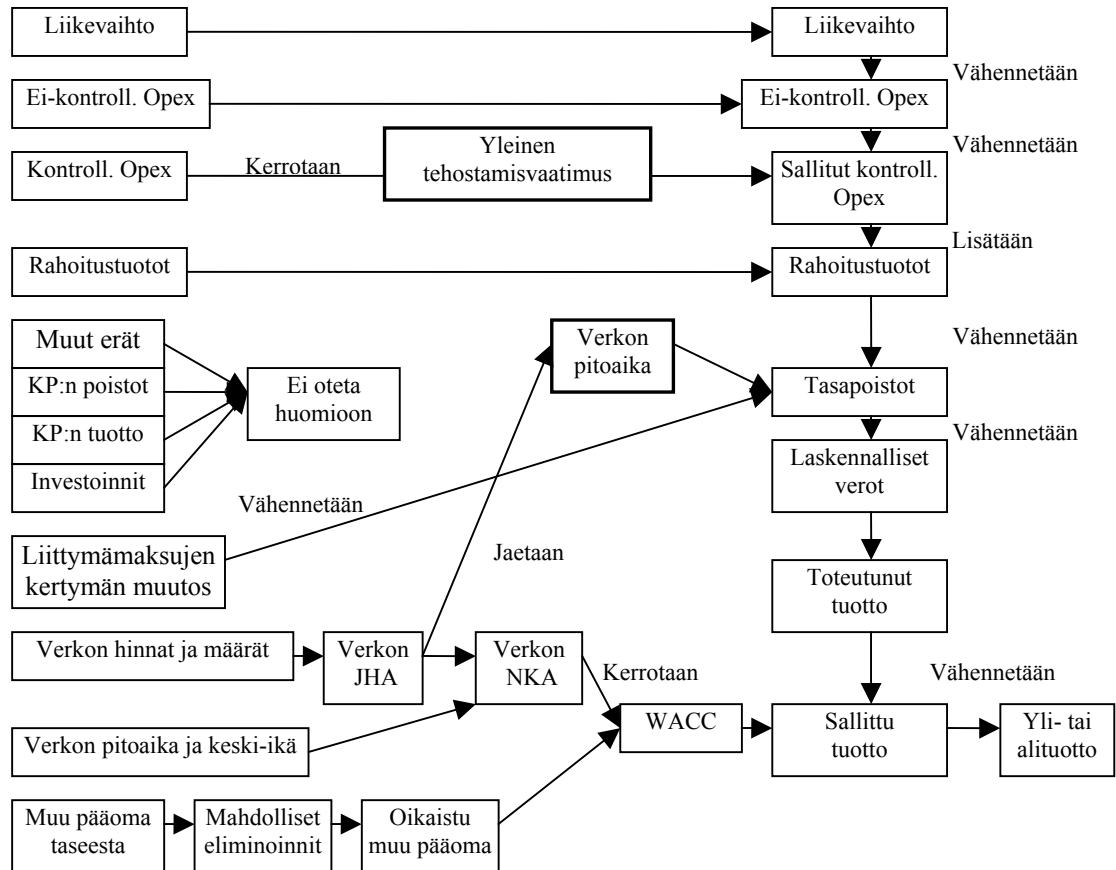
Uudessa valvontamallissa verkonhaltijan toteutunut ja kohtuullinen tuotto arvioidaan toteutuneiden tilinpäätös- ja muiden tietojen perusteella vuosittain jälkikäteen. Valvontamalliin kuuluu myös ensin 3 vuoden ja sen jälkeen 5 vuoden mittainen valvontajakso, jonka aikana verkonhaltijan keräämät tuotot lasketaan yhteen ja jonka aikana hinnoittelun tulisi kokonaisuutena katsoen olla kohtuullista. Näin tasataan esim. korko- ja lämpötilavaihteluiden sekä investoinneista aiheutuvia vuosittaisia vaihteluita. Valvontajakson aikana arviointimalleja voitaisiin myös rauhassa kehittää seuraavaa valvonta valvontajaksoa varten. Päätökseen sisältyy tarvittaessa velvoite palauttaa kertynyt ylituotto hinnoittelun kautta asiakkaille seuraavan valvontajakson aikana. Alituottoa käsitellään vastaavasti. EMV laskee myös vuosittain jälkikäteen kullekin

valvottavalle yritykselle, kertykö edelliseltä vuodelta yli- tai alituottoa ja ilmoittaisi sen verkonhaltijoille tiedoksi. Näin verkonhaltija voi tehdä päätelmiä hinnoittelunsa muutostarpeista ja -mahdollisuuksista. EMV ei kuitenkaan tee päätöksiä hinnoittelun kohtuullisuudesta kesken valvontajakson. Tehtyihin tutkimuspyyntöihin se vastaa lyhyellä standardikirjeellä. (EMV 2004)

EMV antaa viimeistään puoli vuotta ennen valvontajakson alkua jokaista valvottavaa yhtiötä koskien erikseen metodologiapäätöksen, jossa vahvistetaan valvontajaksolla sovellettava hinnoittelumetodologia. Tämä sisältää mm. verkkotoimintaan sitoutuneen pääoman arvostusperiaatteet, pääoman sallitun kohtuullisen tuottoprosentin, tuloslaskelman ja taseen oikaisuperiaatteet, verkkotoiminnan tehostamistavoitteen sekä periaatteet tehostamistavoitteen soveltamiseksi hinnoittelussa. (EMV 2004)

Hinnoittelun kohtuullisuustarkastelussa sähköverkon arvo korjataan vastaamaan nykykäyttöarvoa yhtälön (5.1) mukaan. Niiden yhtiöiden kohdalla, jotka eivät ilmoita verkon nykykäyttöarvon laskentaan tarvittavia verkon keski-ikä tietoja, käytetään koko sähköverkon nykykäyttöarvona 50 % verkon jälleenhankinta-arvosta. Sähköverkkoon sitoutunut pääoma määritetään ensimmäisen valvontajakson alussa 1.1.2005 ja samaa arvoa käytetään koko valvontajakson ajan. Arvo lasketaan uudelleen toisen valvontajakson alussa. Verkkoomaisuudesta tehtävät poistot lasketaan tasapoistoina jälleenhankinta-arvosta. Verkonhaltija voi päättää verkon komponenttien pitoajat EMV:n esittämien pitoaikojen vaihteluvälien mukaan. Valvontajaksolle 2005–2007 on tarkoitus asettaa ainoastaan alan yleiseen tuottavuuskehitykseen perustuva 1,3 % yleinen tehostamisvaatimus, joka kohdistuu verkonhaltijan kontrolloitavissa oleville operatiivisille kustannuksille. Vuonna 2005 lähtötasona käytetään vuosien 2000–2003 toteutuneiden kontrolloitavissa olevien operatiivisten kustannusten keskiarvoa ja siitä eteenpäin edellisen vuoden kontrolloitavissa olevia operatiivisia kustannuksia. (EMV 2004)

Kuvassa 4.3 on kaaviokuva Suomen verkkoliiketoiminnan uudesta valvontamallista.



Kuva 4.2. Pelkistetty kuvaus Suomen uudesta valvontamallista 2005–2007. JHA = jälleenhankinta-arvo, KP = kirjanpito, NKA = nykykäyttöarvo, WACC = pääoman keskikustannus, opex = operatiiviset kustannukset.

Yhtiöillä on EMV:n tekemistä päätöksistä valitusoikeus. Valvontamallin muutoksia valmistellut työryhmä ehdottaa siirtymistä kaksiportaiseen muutoksenhakujärjestelmään. Ensimmäinen valitusporras olisi markkinaoikeus ja seuraava korkein hallinto-oikeus. (KTM 2003b)

Uusi malli vaatii nykyistä täsmällisempiä säädöksi yhtiöiden vuosittaisesta raportoinnista EMV:lle. Tällä pyritään vähentämään kunkin tapauksen vaatimaa ”räätälöintiä”. Muutosten myötä sähkömarkkinoiden valvontakustannukset sekä EMV:n työ määrä kasvavat. Yritykset ovat myös entistä aktiivisemmän valvonnan alaisina. Valvonta on entistä tasapuolisempaa, seikka joka parantaa asiakkaiden luottamusta yrityksiä kohtaan. Asiakasturva paranee muutenkin, koska ylimääräisten tuottojen palautusmahdollisuus asiakkaalle on järjestetty automaattisesti. (KTM 2003b, Paananen 2003)

## 4.2 Ruotsi

Valtion omistamalla Vattenfall Oy:llä oli keskeinen rooli sähköhinnan määrittäjänä sähkömarkkinoiden avautuessa 1996, jolloin hinnan määrittäminen perustui toiminnasta aiheutuneisiin keskimääräisiin kustannuksiin yhdistettynä kohtuulliseen tuottoon. Vattenfall on kuitenkin omistanut paljon maaseutuverkkoja, joissa jakelukustannukset ovat olleet kaupunkien hintoja korkeampia. Lainsäädännön mukaan tariffit tulee hinnoitella siten, että ne ovat kuluttajien kannalta alhaisia ja vakaita, samalla kun toimintaan investoineille tahoille varmistetaan kohtuullinen tuotto. (Larsson 2003a)

Sähkömarkkinauudistusten alkaessa Ruotsin sääntelyviranomainen Statens energimyndigheten (STEM) sovelsi jakeluyhtiöiden valvontaan jälkikäteistä, kustannusperusteista valvontaa. Jos yhtiön tariffit olivat STEM:in mukaan kohtuuttomat, se otti yhtiön tarkempaan tarkasteluun. Tutkimuksia aloitettiin myös asiakkaiden valitusten perusteella. Kohtuuttomasti hinnoitteleva yhtiö määrättiin alentamaan tariffeja ja maksamaan korvauksia asiakkaille. Tällöin yhtiö valitti päätöksestä usein oikeuteen. Oikeuden päätökset veivät usein kauan (4-5 vuotta), eikä niillä yleensä ollut ennakkotapauksia. Tarkoituksena oli, että tariffien asettamisen periaatteet kehittyisivät regulaattorin ja oikeuden päätösten kautta. Tämä ei ole kuitenkaan tapahtunut, osaksi hitaan juridisen prosessin takia, joten STEM:in toiminta ruuhkautui. Myös yhtiöiden taloudellisen toiminnan tutkiminen oli hankalaa, saatikka pitävien todisteiden löytäminen. (Heden 2003)

Ruotsissa onkin kehitetty uusi valvontamalli, jonka avulla sääntelyviranomainen voi tarkemmin perustella, miksi tietyt yhtiöt otetaan läheisempään tarkasteluun. Uusi sähkölaki tuli voimaan heinäkuussa 2002, jonka mukaan sähköjakelutoiminnasta saatava tuotto pitää olla kohtuullinen verrattuna sähköjakelun ”objektiivisiin edellytyksiin”. Tällä tarkoitetaan kehitteillä olevaa ns. verkkohyötymallia (Nätnyttomodellen), jossa valvonta siirtyy yhä enemmän kohti etukäteisvalvontaa. Malli otettaneen käyttöön vuoden 2004 keväällä.

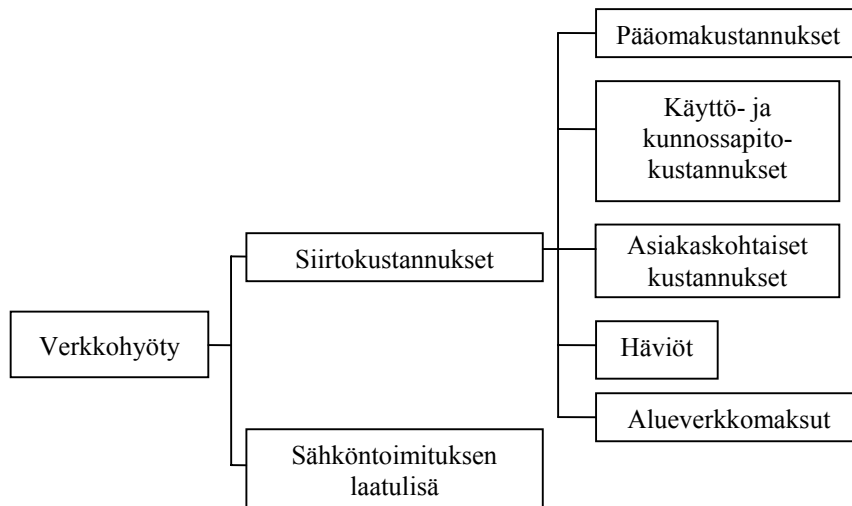
### 4.2.1 Verkkohyötymalli

STEM on kehittänyt ja testannut verkkohyötymallia vuodesta 1998 yhdessä verkkoyhtiöiden kanssa, ja malli eroaakin tavanomaisista sääntelymalleista. Sitä voisi luonnehtia hintakatto- ja mittatikkusääntelyn hybridiksi (Lantz 2003). Mallin on tarkoitus luoda yhtiöille kilpailukykyisiä markkinoita vastaava markkinatilanne ja siten



varmistaa kohtuulliset verkkotariffit, yhtiöiden tehokas toiminta sekä maaseudun ja kaupunkien tariffien eron tasaaminen. Sen on tarkoitus tarjota kannustin tehokkaaseen ja luotettavaan toimintaan sekä vakaa ennustettavissa oleva regulointimalli. Tärkeä seikka on myös valvottavien yhtiöiden itsesäätelyn lisääminen, jotta STEM:in resursseja vapautuisi. (Gammelgård & Larsson 2003)

Verkkohyötymallilla määritetään yhtiön sallittu vuosittainen liikevaihto fiktiivisen verkon suorituksen perusteella, kun otetaan huomioon alueiden erilaiset edellytykset ja yksittäisten verkkoyhtiöiden toimituksen laatu (Heden 2003). Sallittua tulotasoa nimitetään verkkohyödyksi, koska se kuvaa verkosta tulevaa hyötyä asiakkaalle. Verkkohyöty saadaan siirtokustannusten sekä sähköntoimituksen laatulisän summana.



Kuva 4.3. Verkkohyödyn muodostuminen Ruotsin valvontamallissa.

Vuosittainen siirtokustannus on mallin arvio siitä, minkä verran sähkön siirtäminen asiakkaille tulisi maksaa. Siirtokustannukset muodostuvat fiktiivisen verkon perusteella lasketuista pääoma-, käyttö- ja kunnossapitokustannuksista, yksittäisestä asiakkaasta aiheutuvista kuluista (mm. mittarinluku, mittarista aiheutuneet kustannukset, mittarointitietojen käsittelykustannukset ja laskutuskustannukset) sekä siirtohäviöt. Siirtokustannuksiin kuuluu myös yhtiön maksamat todelliset alueverkkomaksut sekä maksut alueen tuottajille. Sähköntoimituksen laatulisän määrittäminen perustuu puolestaan yhtiön todellisesta verkosta saatuihin tietoihin. Se määrittää minkä arvoinen luotettavuustaso on asiakkaalle ja siitä seuraten, miten paljon verkkoyhtiö voi

luotettavuustasostaan laskuttaa. Verkkohyöty lasketaan jokaiselle yhtiölle vuosittain. (Gammelgård & Larsson 2003)

#### 4.2.1.1 *Input tiedot*

Verkkoyhtiöiden tulee raportoida STEM:ille vuosittain seuraavia tietoja, joiden perusteella voidaan muodostaa fiktiivinen verkko:

- Jokaisen verkkoyhtiön asiakkaan maantieteellinen sijoittuminen verkossa, todellinen energian kulutus ja siitä saadut tulot/menot yhtiölle.
- Verkon liittymäkohdat muihin verkkoihin, verkkoon toimitettu energia sekä verkon jännitetasot.
- Keskimääräinen sähkönjakelun keskeytystiheys ja -aika eriteltynä suunniteltuihin ja suunnittelemattomiin keskeytyksiin.
- Verkkoon syötetyn paikallisen tuotannon energian määrä jännitetasoittain ja sen synnyttämät tulot. (Larsson 2003a)

#### 4.2.1.2 *Fiktiivinen verkko*

Fiktiivisellä verkolla on tarkasteltavan yhtiön asiakkaiden maantieteellinen sijoittuminen ja energian kulutus sekä verkon yhteydet muihin verkostoihin. Tässä tehokkaassa, fiktiivisessä verkossa ei ole yhtään ylimääräistä kapasiteettia, koska siitä ei normaalioloissa tule hyötyä asiakkaalle. Varakapasiteetin merkitys otetaan huomioon määrittämällä erillinen laatulisä. Verkko on säteittäinen ja siinä on neljä jännitetasoa. (Gammelgård & Larsson 2003)

Fiktiivinen verkko muodostetaan verkostokomponenteista, kuten kaapeleista, ilmajohdoista ja muuntajista, mutta siinä ei oteta huomioon yhtiön verkon todellista rakennetta, pelkästään asiakkaiden sijainti ja kulutus. Verkon muodostaminen aloitetaan yhdistämällä pienjännitekulutuspisteet muuntoasemaan suoraan tai toisen kulutuspisteen kautta. Kulutuspisteiden yhdistely aloitetaan sähköiseen keskipisteeseen sijoitetusta muuntajasta. Tämän jälkeen muuntoasemat yhdistetään toisiinsa ja liitetään seuraavan jännitetason muuntajaan. Lopulta saadaan mallinnettua neljä jännitetasoa (0–5 kV, 6–24 kV, 25–59 kV, 60–219 kV). Verkon syöttöpisteet eli ns. rajapisteet, liitetään lähimpään muuntoasemaan. Paikallinen tuotanto liitetään ko. jännitetasoon siten, että energian oletetaan menevän lähimpään rajapisteeseen ennen kuin se on asiakkaiden käytettävissä.

Muuntoasemien lukumäärä ja sijoittuminen määräytyy neljän rajaehdon mukaan, joita ovat muuntajien kapasiteetti, johtojen terminen kestoisuus, jännitteenalenema sekä kulutuksen ja muuntajan välinen etäisyys. Muuntajien kapasiteetti määräytyy kulutuksen mukaan kuitenkin niin, että maksimikoko tasojen yksi ja kaksi välillä on 0,8 MVA, tasojen kaksi ja kolme välillä 20 MVA ja tasojen kolme ja neljä välillä 100 MVA. Mallissa käytetään yhtä johdintyyppiä kullakin jännitetasolla. (STEM 2003a)

Fiktiivistä verkkoa pitää muokata, jotta se antaisi realistisemmän kuvan yhtiön verkosta. Muuntajien ja johtimien kokoa muokataan funktiolla, joka ottaa huomioon, etteivät kaikki asiakkaat käytä huippukuormaa samanaikaisesti. Samoin johtojen ja kaapeleiden kokonaispituutta pidennetään kompensointikerroimella, koska niitä ei ole todellisuudessa mahdollista vetää suoraan pisteestä toiseen tiheään asutulla alueelle. Kompensointikerroin tiheillä alueilla on noin 1,4 (johtopituus 0-50 m/asiakas) ja haja-asutusalueilla 1,05 (johtopituus yli 100 m/asiakas). (STEM 2003a)

STEM on alustavasti tutkinut, onko olemassa alueita, joiden ominaisuudet ovat niin erityiset, ettei malli ole voinut ennakoida sitä (nk. extrema cityområden). Keskustelua on käyty tiettyjen isojen kaupunkien verkonhaltijoiden kanssa, jotta malli kohtelisi oikeudenmukaisesti kaikkia. (STEM 2004)

#### 4.2.1.3 Kustannusten määrittäminen

Kustannusten laskeminen aloitetaan muodostamalla fiktiivisen verkon komponenteille vuosittain jälleenhankinta-arvo kustannusfunktioiden avulla. Mallissa on yhteensä kymmenen kustannusfunktiota muuntajille, johtimille ja sähköasemien tonteille. Komponentin kustannus on riippuvainen asiakastiheydestä. Kustannusfunktio asetetaan Sverk Energin ylläpitämästä sähköverkkotoiminnan kustannuskatalogista saatujen referenssiarvojen avulla. Kustannusfunktiot ovat muotoa:

$$Kustannus = k_1 + k_2 \cdot \tanh[k_3 \cdot (x - k_4)], \quad (4.4)$$

missä  $k_1 \dots k_4$  on vakio  
 $x$  on asiakastiheys

Verkon jälleenhankinta-arvon muodostaman pääomakannan perusteella lasketaan vuosittainen pääomakustannus reaalisena annuiteettina. Käytetty korkotaso määritetään riskittömän koron, riskipreemion, oman pääoman tuottovaatimuksen sekä pääoman

rakenteen perusteella. Korkoprosentti tulee todennäköisesti olemaan 4,8–5,8 %, pilottikokeissa on käytetty 4,8 % tasoa. Yhtiön pääomakustannuksiin kuuluu myös poistot. Poistot määritetään käyttäen 40 vuoden poistoaikaa kaikille investoinneille. Pääomakustannukset ovat noin 35 % verkkohyödyistä. (STEM 2003a)

Käyttö- ja kunnossapitokustannuksista, jotka määritetään prosenttiosuutena (1 % johdoille, 2 % muuntajille) kuvitteellisen verkon jälleenhankinta-arvosta. Käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovat mallissa alhaisemmat kuin todellisuudessa, ne muodostavat 8 % verkkohyödyistä. Verkon pääoma-, käyttö- ja kunnossapitokustannuksien osuus verkkohyödyistä on 25...50 %. (Gammelgård & Larsson 2003, Larsson 2003a, STEM 2003a)

Asiakaskohtaiset kustannukset muodostuvat yhtiön asiakkaista aiheutuvien mittarointi- ja laskutustoiminnan sekä sähköntoimittajan vaihdosta aiheutuvista kustannuksista. Nämä kustannukset ovat luetteloitu jännitetasoittain Svensk Energin katalogiin. Pienjänniteasiakkaan kustannukseksi (ensimmäinen verkkotaso, 0–5 kV) on määrätty noin 334 SEK vuodessa, ellei tarkempaa tietoa ole saatavilla. Asiakaskohtaiset kustannukset toisella verkkotasolla (6–24 kV) ovat 4369 SEK, kolmannella verkkotasolla (25–59 kV) 26 128 SEK ja neljännellä verkkotasolla (60–219 kV) 32 752 SEK. Tämän lisäksi tulee vielä mittareiden aiheuttamat pääomakustannukset. Yksittäisestä asiakkaasta aiheutuvat kustannukset muodostavat noin 12 % verkkohyödyistä. (Larsson 2003a, STEM 2003b)

Malli laskee verkon häviökustannukset prosenttiosuutena fiktiivisessä verkossa siirretystä energiasta ja niiden arvoksi on asetettu sähkön termiinihintaa Nord Poolissa. Alustavasti on käytetty arvoa 0,19 SEK/kWh. Häviöt ovat sitä suurempia mitä tiheämpi verkko on. Häviöiden osuus verkkohyödyistä on noin 6 %. (Gammelgård & Larsson 2003, STEM 2003a)

Suurin osa (noin 30 %) yhtiön kustannuksista muodostuu sen maksamista alueverkkomaksuista sekä korvauksista alueen tuottajille. Kulut määritetään verkonhaltijan todellisuudessa maksamien kustannuksien mukaan. (STEM 2003a)

#### 4.2.1.4 Laatulisa

Laatulisällä luodaan kannustin sopivan luotettavuustason pitämiselle. Lähtökohtana on asiakkaiden halu maksaa verkossa olevasta reservikapasiteetista ja toisaalta se, miten hyvin yhtiö kykenee vastaamaan asiakkaiden vaatimuksiin toimitusvarmuudesta. Laatulisa antaa yhtiöille korvauksen verkossa olevasta varakapasiteetista, mutta ei kuitenkaan oteta kantaa varakapasiteetin riittävyteen. Korvauksen tulisi olla riittävä säilyttämään hyväksyttävä laatutaso. Laatulisa määritetään:

$$\text{Laatulisa} = \text{Reservikapasiteetin vuosikustannukset} - (\text{Raportoidut keskeytyskustannukset} - \text{Odotetut keskeytyskustannukset}) \quad (4.5)$$

Reservikapasiteetin vuosikustannukset lasketaan lisäämällä fiktiiviseen verkkoon reservikapasiteettia niin paljon kuin asiakkaat ovat valmiit siitä maksamaan. Kohtuulliseksi katsottu määrä saadaan tuplaamalla fiktiivisen verkon muuntajamäärät verkkotasolla 3 ja 4. Verkkotason 2 kapasiteetti on todettu riittäväksi. Johtojen reserviosuudeksi on määritelty 50 % verkkotasolla 3 ja 100 % verkkotasolla 4. Verkkotason 1 ja 2 reservikapasiteetti riippuu asiakastiheydestä. Verkkotasolla 1 kapasiteetti voi tiheimmillä alueilla maksimissaan olla n. 7 % ja verkkotasolla n. 21 %. Odotetut keskeytyskustannukset määritetään verkkotasolle 1 ja 2, verkkotasolle 3 ja 4 ei hyväksytä keskeytyksiä. (Larsson 2003b)

Reservikapasiteetin tarve ja odotetut keskeytyskustannukset on laskettu käyttäen Monte Carlo -mallia. Sen mukaan fiktiiviseen verkkoon lisätään tietty reservi, jos se tulee kannattavamaksi kuin vian tai huollon seurauksena syntyneet keskeytyskustannukset. Tässä käytetään apuna vika- ja huoltotilastoja. Odotettu keskeytysaika on mallin antama keskeytysaika kaikille asiakkaille. Tämän asiakas voi olettaa joutuvansa kokemaan reservikapasiteetista huolimatta. Keskeytykset on arvoitettu erikseen suunnitelluille ja suunnittelemattomille keskeytyksille asiakastieheyden mukaan. (Larsson 2003b)

Laatulisa ei saa olla negatiivinen, eli keskeytyskustannuksista tuleva vähennys ei saa olla reservikapasiteetista tulevaa lisää suurempi. Samoin raportoidut keskeytyskustannukset eivät saa olla odotettuja keskeytyskustannuksia pienempi. (Larsson 2003b)

#### 4.2.1.5 Yhtiön hinnoittelun kohtuullisuuden arviointi

Kohtuullisuusarvioinnissa mitataan asiakkaan kokeman hyödyn ja yrityksen saamien tulojen välistä suhdetta. Jakamalla kumuloitunut laskutus vuoden ajalta verkkohyödyllä eli sallitulla liikevaihdolla, saadaan nk. suhteellinen laskutussuhde (*debiteringsgrad*). Laskutuksesta on vähennetty maksetut keskeytyskorvaukset asiakkaille. Jos suhde on 1, yhtiön tulot ovat samat kuin verkkosuoritus. Jos suhde on yli 1, yhtiö laskuttaa mallin mukaan asiakkaitaan liian paljon ja alle 1 oleva suhde tarkoittaa vastakkaista. Liian paljon laskuttavilta yrityksiltä pyydetään lisäselvityksiä toiminnastaan. Pilottivaiheen testien mukaan yhtiöt laskuttavat asiakkaitaan keskimäärin 22 % enemmän kuin antavat asiakkailleen hyötyä (Larsson 2003a). Jos yhtiö ei pysty osoittamaan perusteita korkeampiin kustannuksiinsa, aloitetaan vielä perusteellisempi tutkimus. Verkkohyötymallin onkin tarkoitus olla keino, jolla valitaan yhtiöt tarkempaan tarkasteluun. Sähkölain mukaan tällainen tarkastelu on aloitettava viimeistään vuosi tariffin voimassaolon päätyttyä. (Gammelgård & Larsson 2003)

Viranomaisella on tarkoitus esitellä toimintamallit (*handlingsregler*), joissa esitetään, miten yhtiöiden on toimittava riippuen niiden suhteellisesta laskutussuhteesta. Toimintamallien avulla yhtiöt saavat tietoonsa sääntelyviranomaisen harjoittaman sääntelypolitiikan etukäteen, vaikka itse sääntely on jälkikäteistä. Yhtiöt saavat tulevaisuudessa myös suorittaa ”varjolaskelmia” verkkohyötymallissa ennen kuin tekevät muutoksia tariffeihinsa. Viranomaisen ei näin tarvitse puuttua yhtiön toimintaan, jos se toimii mallin mukaan. Jos yhtiö ei suostu noudattamaan toimintamalleja, STEM vie kiistat äärimmäisissä tapauksissa oikeuteen. (Heden 2003, Gammelgård & Larsson 2003, Gammelgård 2003)

#### 4.2.2 Ruotsin valvontamallin arviointia

Verkkohyötymallilla regulaattori asettaa raamit yhtiöiden hintatasolle, mutta ei sekaannu tarkemmin yhtiöiden talouden hoitoon. Yhtiöiden sääntely perustuu yhtiön ulkopuolelta havaittavissa olevaan tietoon sekä yleisiin olettamuksiin, joita voidaan tehdä kaikille sähköyhtiöille. Malli ei yritäkään tunkeutua yrityksen sisäisiin asioihin. Yleensä verkkoyhtiöiden valvonnan peruslähtökohtana on kuitenkin yhtiön todellinen suoritus. (Gammelgård & Larsson 2003)

Malli ei ota huomioon yhtiön aikaisemmin tekemiä investointipäätöksiä, joten yhtiöiden on vaikea perustella korkeita tariffeja investointihistoriaan perustuen. Yritykset, joiden

verkot on poistettu suurelta osin kirjanpidosta, hyötyisivät, koska niiden pääomakustannukset ovat alhaisemmat kuin mitä verkkohyötymalli olettaa. Vastaavasti tilanne yhtiöillä, joilla verkkoihin on investoitu lähiaikoina, on päinvastainen. STEM myöntää, että vielä ainakin on epävarmaa antaako malli tarpeeksi kannustinta verkon ylläpitoon ja verkon tarpeelliseen vahvistamiseen. Erityisesti ongelma on pitkän aikavälin investointien kannustinten luominen, jotta harvoin tapahtuvia vikoja voitaisiin välttää. (Heden 2003)

Verkkohyötymallin laskentaparametrit ovat myös herättäneet keskustelua. Pääoman vuosikustannusten laskemisessa käytetään kaikille verkostokomponenteille samaa poistoaikaa, mikä ei ole todenmukainen oletus. Samoin käyttökulut määritetään prosenttiosuutena investointiarvoista, mikä on melko karkea olettaus. Laskentaparametrit ovat kuitenkin muuteltavissa, joten neuvotteluja sektorin kanssa lienee luvassa.

Laatulisän kautta yhtiöt voivat vaikuttaa niille myönnetyn tuloraamin suuruuteen. Sitä laskettaessa keskeytystiedot raportoidaan keskiarvoina koko verkolle. Siten keskeytykset verkon tiheillä alueilla vaikuttavat enemmän keskiarvoon kuin harvemmillä alueilla. Yhtiöillä olisi siten kannustin investoida näille tiheimmille alueille enemmän. (Larsson 2003b)

### **4.3 Norja**

Norjan sähkömarkkinat avautuivat jo vuonna 1991, lopullinen avautuminen tapahtui vuonna 1995, kun kaikki sähkönkuluttajat saivat vapaasti valita sähkön toimittajansa. Norja onkin ollut Iso-Britannian kanssa yksi sähkömarkkinauudistusten kärkimaita Euroopassa. Norjaan perustettiin muiden Pohjoismaiden tapaan valtion omistama kantaverkkoyhtiö Statnett SF, joka omistaa suuren osan kantaverkosta. Norjassa on 50–60 yhtiötä hoitaa sähkönsiirtoa alueellisella tasolla. Usein nämä yhtiöt tuottavat sekä myyvät sähköä. Varsinaisia jakeluyhtiöitä on noin 147. (Grasto 1997, Neurauter 2002)

Norjan sääntelyviranomaisen Norge vassdrags- og energidirektorat (NVE) valvoo jakeluverkkoliiketoimintojen monopoleja asettamalla yrityksiä liikevaihdolle katot viiden vuoden periodille. Näin NVE pyrkii varmistamaan verkon tehokkaan kehittymisen sekä kohtuulliset tariffit. NVE on Norjan Öljy- ja Energiaministeriön alainen puoliautonominen osasto. (MPE 2002, Neurauter 2002)

#### 4.3.1 Liikevaihdon sääntely

Sähkömarkkinoiden avaamisen yhteydessä vuonna 1991 valvonnan kohteeksi määritettiin jakelu- ja kantaverkkojen pääoman tuotto. Vuoden 1997 alusta sääntely muuttui yhdistelmäksi kannustinperusteista ja suoritukseen perustuvaa sääntelyä. NVE määritteli tuolloin etukäteen kullekin verkkoyhtiölle liikevaihdon, joka määräytyi paikallisiin kustannuksiin vaikuttavien tekijöiden mukaan. Paikallisiksi tekijöiksi määriteltiin mm. ilmasto, topografia ja asutuksen jakautuminen. Mallin mukaan yhtiöiden ei tarvinnut vähentää kustannuksiaan, mutta ilman kustannusten pienentämistä niiden vuosittainen tuotto pieneni. Toiselle sääntelyperiodille 2002–2006 otettiin käyttöön sähköntoimituksen laadusta riippuva liikevaihdon sääntelyn. Sääntelyn ideana on pienentää niiden yhtiöiden tuloa, joiden laatu on huono ja päinvastoin. Suoritusta verrataan normalisoituun suoritukseen, jossa otetaan huomioon historiallinen hintataso ja ympäristötekijät. (MPE 2002)

Sähköverkkoyhtiön sallittu liikevaihto lasketaan yhtälön (4.6) avulla:

$$RR = \left[ \left( OE + D_{99} + ROR \cdot RB_{99} \right) \cdot \frac{RPI_n}{RPI_{00}} + NT \cdot NTP \right] \cdot (1 - X), \quad (4.6)$$

missä	<i>RR</i>	on sallittu liikevaihto vuodelle <i>n</i>
	<i>OE</i>	on käyttö- ja kunnossapitokulut vuosien 1996–1999 keskiarvo
	<i>D<sub>99</sub></i>	on poistot vuonna 1999
	<i>RPI</i>	on kuluttajahintaindeksi
	<i>ROR</i>	on NVE:n vuosittain määrittämä perustuottoprosentti
	<i>RB<sub>99</sub></i>	on yhtiön kirjanpidon pääomakanta 31.12.1999
	<i>NTP</i>	on sähkön spot-hinta Nord Poolissa [NOK/MWh]
	<i>NT</i>	on verkon häviöiden vuosien 1996–1999 keskiarvo [MWh]
	<i>X</i>	on tehostamisvaatimus (1,5 % + 0...5,2 %)

Operatiiviset kulut sekä verkon fyysiset häviöt perustuvat vuosien 1996–1999 keskiarvoihin, poistot vuoden 1999 arvoihin. Vuosittainen tuotto lasketaan 31.12.1999 kirjanpitoarvolle. Tuottoprosentti määritettiin valtion viiden vuoden obligaatiosta ja se sisältää 2 % riskipreemion. NVE takaa verkkoyhtiöille 2 % minimituoton, maksimissaan pääoman tuotto voi olla 20 %. Ensimmäisellä sääntelyperiodilla pääoman maksimituotto oli 15 % ja minimituotto 2 %. Mahdolliset maksut siirtopalveluista muissa verkoissa lisätään sallittuun liikevaihtoon automaattisesti. Omaisuusveroa ei sisällytetä sallittuun liikevaihtoon. (Grasto 1997, Grammedtvelt 2003, Neurauter 2002)



Sen lisäksi, että yhtiöiden sallittua liikevaihtoa arvioidaan uudelleen viiden vuoden välein, tehdään siihen vuosittain korjaus, joka ottaa huomioon yhtiön tekemät uudet investoinnit. Korjausparametri perustuu koko maan toimitetun energianmäärän keskimääräiseen nousuun ja tekijään, joka riippuu jokaisen verkkoyhtiön alueen uuden rakentamisen määrästä. Alueverkkoon tehdyt investoinnit arvioidaan tapauskohtaisesti lupakäsittelyjen yhteydessä (MPE 2002). Korjausparametri *JUST* yhtiölle *i* vuonna *t* määritellään (NVE 2002):

$$JUST_t^i = \gamma \cdot NYV^i \cdot Indeksit^i \cdot \left( 1 - \frac{AB_{t-1}^i}{INV_{t-1}^i} \right) + DV, \quad (4.7)$$

missä	$\gamma$	on tekijä, joka kuvaa korvattavien uusinvestointien keskimäärää, 0,195
	<i>NYV</i>	on yrityksen jakeluverkon inflaatiokorjattu nykyarvo 31.12.1999
	<i>Indeksi</i>	on muuttuja, joka kuvaa jakelualueen uusinvestointien suhteellista kasvua sekä energian toimituksen muutosta valtakunnallisella tasolla, kts. yhtälö (4.8)
	<i>AB</i>	on kasvutuki vuonna 2001
	<i>INV</i>	on investoinnit vuonna 2001
	<i>DV</i>	on $T \cdot 0,015 \cdot NYV^i \cdot Indeksit^i$

Muuttuja *Indeksi* määritellään (NVE 2002):

$$Indeksi_t^i = \alpha_1 \frac{\Delta Bygg_{1t-1}^i}{Bygg_{t-2}^i} + \dots + \alpha_4 \frac{\Delta Bygg_{4t-1}^i}{Bygg_{t-2}^i} + \beta \frac{LE_t^N - MaksLE_{t_0}^N}{MaksLE_{t_0}^N}, \quad (4.8)$$

missä	$\alpha$	on kotitalouksille $\alpha_1=0,58$ , pienteollisuudelle $\alpha_2=1,38$ , vapaa-ajan asunnoille $\alpha_3=0,33$ ja suurteollisuudelle $\alpha_4=3,0$
	$\Delta Bygg$	on jakelualueella vuoden 2002 aikana rekisteröity uudisrakentaminen
	<i>Bygg</i>	on jakelualueen kokonaisrakentamisen määrä 31.12.2002
	$\beta$	on 0...0,2
	<i>LE</i>	on valtakunnallista energian toimituksen muutosta kuvaava lämpötilakorjattu nettokulutus ( $\geq 0$ )
	<i>N</i>	on valtakunnallinen arvo

Jos verkkoliiketoiminnan toteutunut liikevaihto ylittää sallitun liikevaihdon, ylimenevä osa pitää maksaa korkoineen takaisin asiakkaille toisena vuotena ko. tilikaudesta. Samoin jos todellinen liikevaihto on sallittua liikevaihtoa pienempi, yhtiö voi nostaa tariffejaan toisena vuotena ko. tilikaudesta saavuttaakseen sallitun liikevaihdon. Yhtiöiden yhdistyessä liikevaihdon raamit määritetään yhdistyvien yhtiöiden sallittujen liikevaihtojen summana. Yhdistymisellä mahdollisesti saadut tehokkuushyödyt jäävät siis yrityksille sääntelyperiodin ajaksi. (MPE 2002, Neurauter 2002)

#### 4.3.2 Tehokkuusmittaus

Alue- ja jakeluverkossa yhtiöiden tehokkuutta mitataan DEA-menetelmällä. DEA-mallin panokset, tuotokset ja ympäristötekijät ovat seuraavat (Grammedtvelt 2003):

<b>Panokset:</b>	<b>Tuotokset:</b>	<b>Ympäristötekijät:</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pääoma (kirjanpitoarvo tai jälleenhankinta-arvo)</li> <li>• Henkilötyövuodet</li> <li>• Todellinen keskeytysaika</li> <li>• Häviöt</li> <li>• Operatiiviset kulut</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asiakasmäärä</li> <li>• Siirretty energia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verkkopituus</li> <li>• Normalisoitu keskeytysaika</li> </ul>

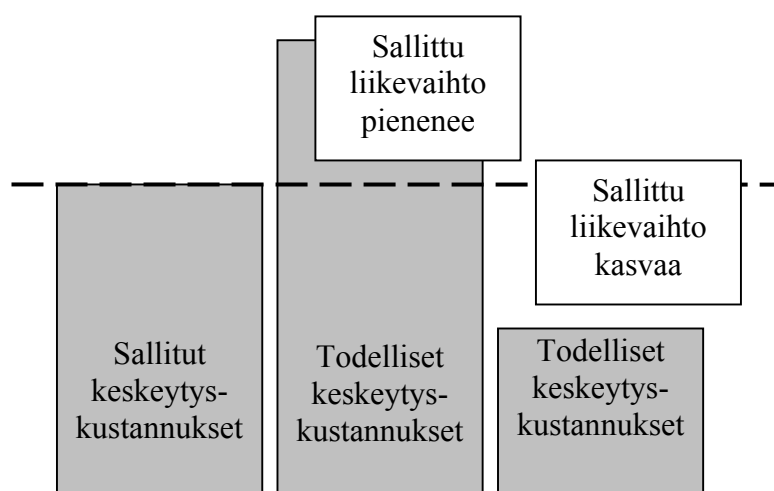
Panostekijöinä käytetyt kustannukset perustuvat samoihin arvoihin, joilla lasketaan alkuperäiset tuloraamit. Yhtiön pääoman kirjanpitoarvot eroavat niiden verkkojen erilaisen ikäprofiilin seurauksena, joten NVE on päättänyt käyttää kahta eri versiota DEA-mallista. Toisessa käytetään kirjanpitoarvoja ja toisessa jälleenhankinta-arvoa. Näistä valitaan yhtiön kannalta suotuisampi arvo. (Grammedtvelt 2003)

Jo vuodesta 1998 alkaen yhtälössä (4.6) esiintyvä tehostamisvaatimus on koostunut yleisestä 1,5 % ja DEA-mallilla määritetystä yhtiökohtaisesta 0...5,2 % tehostamisvaatimuksesta. NVE sovelsi DEA-mallia varoen. Yhtiökohtaista tehostamisvaatimusta määritettäessä otettiin huomioon vain 50 % DEA-luvun osoittamasta tehostamistarpeesta sääntelykauden aikana. Ensimmäisellä sääntelyperiodilla otettiin huomioon 38,2 % mitatusta maksimipotentiaalista. Yhtiöiden keskimääräinen yhtiökohtainen X-tekijä oli toisen sääntelykauden alussa 0,61 %, kun se ensimmäisellä sääntelykaudella oli 1,1 %. (Neurauter 2002, Grasto 1997, Grammedtvelt 2003)

#### 4.3.3 Laadun valvonta

Sähkön toimituksen laadun sääntely esiteltiin ensimmäisen kerran yleisellä tasolla vuonna 1991 energialaissa. Sen jälkeen NVE on mm. vaatinut vuonna 1995 pakollisia keskeytysraportointia pitkille keskeytyksille (yli 3 min) kaikilla jännitetasoilla. Vuodesta 2001 alkaen yhtiön asiakkaiden kokemien pitkien keskeytysten kustannus on vaikuttanut yhtiön sallittuun liikevaihtoon. Jos keskeytyskustannukset toteutuvat odotettua pienempinä, yhtiö voi kasvattaa liikevaihtoaan ja vastaavasti

keskeytyskustannusten ylittäessä tavoitetason, liikevaihtoa on pienennettävä kuvan 4.4 mukaan. Järjestelmää kutsutaan KILE:ksi (Kostand for Icke Leverert Energi). Sillä pyritään saavuttamaan sosioekonomisesti optimaalinen luotettavuustaso. Odotettu keskeytystaso asetetaan jokaiselle yhtiöille erikseen sääntelykauden aluksi. Tämä arvo saadaan kahden mallin laskennallisena keskiarvona. Ensimmäinen malli perustuu vuosien 1996–1999 FASIT-tietojärjestelmän dataan keskimäärin toimittamatta jääneestä energiasta. Toinen on regressiomalli, joka perustuu yhtiön ilmastollisiin tietoihin, johtojen pituuksiin ym. Mallilla pyritään selvittämään muuttujia, jotka vaikuttavat toimittamatta jääneeseen energiaan. Keskeytyskustannukset vaihtelevat asiakasryhmästä riippuen 7-99 NOK/kWh. (Tengereid 2003, NVE 2001)



Kuva 4.4. Keskeytyskustannusten vaikutus yhtiön liikevaihtoon (Tengereid 2003).

Tulevaisuudessa tavoitteena on, että yhtiöt voivat KILE:n avulla entistä paremmin optimoida verkkotoiminnan kunnossapito-, käyttö- ja investointikustannukset. Jännitteen laatu, lyhyet keskeytykset sekä asiakaspalvelun laatu on myös suunnitelmissa ottaa mukaan sähkön laadun arviointiin. (Kjølle et al. 2003)

#### 4.3.4 Norjan valvontamallin arviointia

Puhdas liikevaihdon sääntely kannustaa normaalisti yhtiöitä kustannussäästöihin tinkimällä laadun tasosta. Norjassa tätä ei kuitenkaan havaittu. Päinvastoin yhtiöiden keskeytysajat ovat vähentyneet sääntelyn alettua. Norjan sääntelymallissa on tosin jonkin aikaa ollut mukana korjaustekijä toimitetun energian muutoksesta, joka on korvannut yhtiöille aiheutuneet lisäkulut. (Grammedtvelt 2003)

#### 4.4 Iso-Britannia

Iso-Britanniaa pidetään yhtenä sähkömarkkinauudistusten edelläkävijänä, sillä sähkömarkkinoiden avautuminen tapahtui jo vuonna 1990. Kaikki kuluttajat Iso-Britanniassa ovat voineet valita sähkönmyyjänsä 1999 alkaen. Iso-Britanniassa on useimmilla monopolialoilla käytetty RPI-X sääntelyä, eikä sähkönjakelu ole poikkeus. Sähkönjakeluyhtiöiden toiminnan sääntelemiseksi Iso-Britannian sääntelyviranomainen Ofgem (The Office of Gas and Electricity Markets) määrittää niille etukäteen vuotuisen sallitun liikevaihdon viiden vuoden sääntelyjakson ajaksi. Englannissa on yhdeksän sähkönjakeluyhtiötä, Skotlannissa on kaksi vertikaalisesti integroitunutta energiayhtiötä, jotka hoitavat sähkön jakelun lisäksi sähkön tuotannon ja siirron kaikkialle Skotlantiin. (Lehto 1997)

##### 4.4.1 Sääntelyn historiaa Iso-Britanniassa

Iso-Britanniassa on suhteellisen pitkät perinteet sähkönverkkoyhtiöiden sääntelystä. Ensimmäisen sääntelyjakson (1990–1995) aikana yhtiön tuloja arvioitiin suhteessa yhtiön toimittamaan sähkömäärään. Tehostamisvaatimuksen arvot vaihtelivat yhtiöittäin -2,5 %:n ja 0 %:n välillä, eli yhtiöt saivat korottaa hintojaan kuluttajahintaindeksiä nopeammin. Näin meneteltiin jakeluverkkojen investointitarpeiden takia. Skotlannissa X:n arvot olivat 0,3 ja 0,5 %. Toisen sääntelyjakson (1995–2000) aikana yhtiön tuloja arvioitiin suhteessa sekä yhtiön käyttämäänsä että myydyn sähkön määrään. Hintoja alennettiin vuonna 1995 Englannissa ja Walesissa 11–17 % suhteessa vähittäishintaindeksiin ja vuonna 1996 edelleen 10–13 %. Vuosina 1997–2000 hintoja alennettiin 3 % vuodessa. Skotlannissa X:n arvot olivat koko toisen sääntelyjakson ajan 1 % ja 2 %. Valvontamalliin sisältyi kannustin siirtohäviöiden vähentämiseen. Tällä sääntelyperiodilla otettiin myös käyttöön viranomaisen asettamat laatuvaatimukset. Jos yhtiö epäonnistui laatuvaatimusten täyttämässä, se joutui maksamaan asiakkailleen kompensatiomaksun. (Lavaste 2001)

##### 4.4.2 Sääntelyjakso 2000–2005

Ofgemin tavoitteena on sääntelyn keinoin tarjota yhtiöille sopivia kannustimia, jotta yhtiöt löytäisivät tasapainon sähkönjakelun laadun sekä investointien, operatiivisten kustannuksien ja rahoitustoiminnan tehokkuuden kesken. Ofgem määrittää yhtiöiden sallitun liikevaihdon sen perusteella, miten paljon kustannuksia yhtiöt saavat kirjata itselleen sääntelykauden aikana. Nämä kustannukset ovat jaoteltu operatiivisiin kuluihin ja pääomakustannuksiin. (Ofgem 1999a, Grenard & Strbac 2003)

Yhtiölle sallittujen operatiivisten kulujen analyysi tehdään kaksivaiheisesti. Ensin yhtiöiden ilmoittamiin kustannuksiin tehdään tilintarkastuksiin perustuvia muutoksia ja korjauksia, joilla tehdään yhtiöiden kustannukset keskenään vertailukelpoiksi. Näiden korjausten avulla jokaiselle yhtiölle lasketaan ns. peruskustannukset, joita käytetään yhtiökohtaisen tehostamispotentiaalin laskemiseen. Tehostamispotentiaali lasketaan sekä regressioanalyysin että standardikustannuksiin perustuvan tehokkuustutkimuksen avulla. (Ofgem 1999a)

Operatiivisten kulujen tehostamistavoite määriteltiin COLS-regressioanalyysin (Corrected Ordinary Least Square) avulla. Ofgem on päätenyt käyttämään COLS-regressioanalyysimallia, koska maassa on vain 12 sähköverkkoyhtiötä ja lähtötietoihin tehdään suuri määrä muutoksia. Regressioanalyysin panoksena käytettiin 1997/98 operatiivisia kuluja ja tuotoksena muuttujaa, joka muodostuu asiakasmäärästä (50 %), siirretystä energiasta (25 %) ja verkkopituudesta (25 %). Toiseksi kustannustehokkaimman yhtiön (Eastern Electricity) sijainnin perusteella muodostettiin ns. tehokas rintama, jonka yläpuolelle jäävien yhtiöiden oletettiin saavuttavan 75 % tehokkaasta rintamasta ensimmäisen vuoden aikana. Rintamaa siirrettiin lisäksi asiantuntijoiden arvioiden mukaan. Yhtiökohtaiset tehostamistavoitteet vaihtelivat välillä 4...33 %, keskimääräinen tehostamispotentiaali on 22 %. Tulosten oikeellisuutta arvioitiin konsultilta (PKF) tilatun tehokkuustutkimuksen avulla, jossa yhtiöiden peruskustannuksia verrataan tiettyjen periaatteiden mukaan standardoituihin kustannuksiin. Standardikustannukset on määritelty mm. asiakaspalvelulle ja laskutukselle, mainonnalle ja markkinoinnille ja mittaroinnille. (Lavaste 2001, Ofgem 1999b, CEPA 2003)

Tehokkuusanalyysin mukaan tehokkaiden yhtiöiden ei tarvitse tehdä lisäsäästöjä. Näin tehokkaita yhtiöitä kannustettiin antamalla niiden pitää mahdollisesti syntyneet hyödyt sen lisäksi, että ne saivat tuoton sijoitetulle pääomalle. Lisäksi kolmelle tehokkaimmalle yhtiölle myönnettiin palkkio, joka oli 1 % liikevaihdosta. Tehottomien yhtiöiden piti tehdä säästöjä saadakseen voittoa. (Allen 2003)

Investoinnit jaetaan kuormituksesta riippuviin ja riippumattomiin, eli uus- ja korvausinvestointeihin. Uusinvestoinnit liittyvät uusien liittymien aiheuttamiin kustannuksiin ja verkon vahvistamiseen. Niitä rahoitetaan osittain liittymismaksuilla,

jotka ovat hintasäätelyn ulkopuolella. Suunniteltujen uusinvestointien kohtuullisuutta arvioidaan historiadatan perusteella määritettyä asiakasmäärän kasvun ja uusinvestointien välistä riippuvuutta soveltaen. Korvausinvestoinnit sisältävät myös toimituksen laadun parantamisesta aiheutuvat menot. Suunniteltujen korvausinvestointien kohtuullisuutta arvioidaan ns. *asset replacement* -mallin avulla. Ofgem vähensi sallittuja investointeja kolmannella sääntelykaudella keskimäärin 13 %. (Grenard & Strbac 2003, Ofgem 1999b, CEPA 2003)

Pääoman tuottovaatimus, joka vastaa investoijien odottamaa vähimmäistuottoa investoinneilleen, määritetään käyttäen WACC:iä yrityksen pääoman arvoon. Arvo määritetään vuosittain vähentämällä yhtiön omaisuudesta poistot ja lisäämällä verkon sallitut investoinnit. Liittymismaksut eivät sisälly pääomaan. Sääntelykauden lopussa pääomaa korjataan vastaamaan todellisia investointeja. Pääoman tuottoprosentti on 6,5 %. Kohtuullinen poistotaso määritellään tasapoistoina verkon jälleenhankinta-arvosta 33,3 vuoden pitoajalla. Yhtiöt, jotka olivat lisänneet pääomaansa 1994/95 ja 1999/00 välisenä aikana alle 5 %:lla saivat korotuksen sallittuun liikevaihtoonsa, joka kuvastaa yrityksen pääomaan tulleita muutoksia. Jos lisäys oli yli 10 %, yritys sai vastaavan rangaistuksen. (Grenard & Strbac 2003, Allen 2003)

Tehokkuustutkimusten tulokset vaikuttavat vain sääntelyperiodin ensimmäisen vuoden kuluihin. Tämän jälkeen tehostamisvaatimus kohdistuu liikevaihtoon RPI-X sääntelyn perusteella. Näin päätettiin menetellä vuonna 1994, koska asiakkaat ja verkkoyhtiöt kokevat välittömästi tapahtuvat hinnanalennukset mielekkäämpänä. Korkea X saattaisi antaa harhaanjohtavan kuvan hintojen jatkuvasta alentumisesta. (Ofgem 1999a)

#### 4.4.3 Sallitun liikevaihdon määrittäminen

Jakeluyhtiöiden alustava sallittu liikevaihto on edellä kuvattujen kustannusten suuruinen, eli se kattaa pääoman tuoton, poistojen sekä operatiivisten kustannuksien nykyarvon. Lopullinen sallittu liikevaihto määritetään sitten nk. jakeluhinnan valvontayhtälön (*distribution price control*) avulla.

$$RR_{t+1} = \left(1 + \frac{RPI - X}{100}\right) \cdot VAF_t \cdot RR_t + LAF + PN - K, \quad (4.9)$$

missä	$RR_t$	on vuoden t sallittu liikevaihto
	$RPI$	on kuluttajahintaindeksi
	$X$	on tehostamisvaatimus, 3 %
	$VAF_t$	on volyymin korjaustekijä ( <i>Volume adjustment factor</i> )
	$LAF$	on häviöiden korjaustekijä ( <i>Loss Adjustment Factor</i> )
	$PN$	on avustus, jolla tuetaan kilpailun käyttöönottoa
	$K$	on korjaustekijä

Ofgem on asettanut valvontajakson 2000–2005 yleiseksi tehostamistavoitteeksi 3 %. Koska kokonaiskustannusten taso riippuu voimakkaasti verkon kautta siirretystä energiasta, alkuperäistä tuottoa kasvatetaan joka vuosi korjaustekijällä ( $VAF$ ). Korjaustekijä riippuu verkkoon liittyneistä asiakkaista ja johtimien kautta siirretyn energian volyymistä. Alkuperäistä tuottoa säädetään myös kuluttajahintaindeksillä ( $RPI$ ) inflaation huomioimiseksi.

Häviöiden korjaustekijällä ( $LAF$ ) tarjotaan kannustin häviöiden vähentämiseen:

$$LAF = \left(1 + \frac{RPI}{100}\right) \cdot PL \cdot (AL_t - L_t), \quad (4.10)$$

missä	$PL$	on korvaus häviöistä, 2,9 p/kWh
	$AL_t$	on sallittujen häviöiden tekijä, laskettu 10 vuoden keskiarvona
	$L_t$	on nykyiset häviöt

Jos yhtiön kustannukset ovat ennakoituja alhaisempia, saavat se pitää saavuttamansa tuoton seuraavan sääntelykauden alkuun saakka. Tällöin säästöt siirretään kuluttajille hinnan alennuksina ja parantuneena palveluna. (Grenard & Strbac 2003)

#### 4.4.4 Laadun valvonta

RPI-X sääntelyssä on erityisesti kiinnitettävä huomiota laadun tasoon. Muuten sääntelyn kuluttajille tuoma hinnanalennus ei ole mielekäs. Ofgem on ottanutkin käyttöön asiakaspalvelun laadun kannustinsuunnitelman (A Quality of Service Incentive Scheme). Tavoitteena on palvelun laadun mittausten vakiinnuttaminen, mittausten toistettavuuden varmistaminen ajasta tai yhtiöstä riippumatta sekä palvelun laadun yhdistäminen yhtiöiden liikevaihtoon. (Lehto 1997, Crouch 2003)

Ofgem on päättänyt valita palvelun laadun mittareiksi sähkön jakelun keskeytysten määrän ja keston sekä puhelimitse hoidettavan asiakaspalvelun. Asiakaspalvelun laatu mitataan kuukausittaisilla tutkimuksilla tiedustelemalla asiakkailta henkilökunnan kohteliaisuutta, palveluhalukkuutta sekä henkilökunnan antaman tiedon tarkkuutta ja hyödyllisyyttä. Puhelinpalvelun laadun perusteella määräytyvä palkkio tai sanktio on vuosittain maksimissaan 0,125 % liikevaihdosta. Sanktio voi enimmillään olla 1,75 % liikevaihdosta, jos yhtiö ei saavuta sille asetettuja vaatimuksia keskeytysten määrän ja pituuden suhteen. Vastaavasti yhtiöitä myös palkitaan vaatimuksia paremmasta laatutasosta. Yhtiöt mittaavat itse keskeytysten keston ja asiakaspalvelun nopeuden. Yhteensä jakeluyhtiön liikevaihtoa voidaan siis laskea 2 %. (Crouch 2003, Ofgem 2001a)

Edellä mainittujen palvelun laatua mittavien tekijöiden lisäksi yritysten suoritukselle on asetettu kaksi standardia. Yleiset standardit (Overall Standards) määrittävät suoritustason, jota kaikki asiakkaat voivat odottaa. Osa standardin kohdista on määritelty yhtiökohtaisesti. Niiden toteamista varten yhtiöiden on raportoitava erikseen pitkien (yli 3 min) ja lyhyiden (alle 3 min) keskeytysten lukumäärä 100 asiakasta kohti vuodessa. Pitkien keskeytyksien osalta on raportoitava myös keskimääräinen keskeytysaika asiakasta kohden vuodessa. Taatut standardit (Guaranteed Standards) koskevat yksittäisiä asiakkaita. Standardin määrittämisen tason alittamisesta seuraa yhtiö joutuu maksamaan asiakkaalle korvauksen. Taatut standardit on esitetty Electricity Regulations 2001:ssä. Ne koskevat mm. sähkönjakelun palauttamista vian jälkeen, jännitteen laatua sekä asiakaspalvelua. Niiden suuruus vaihtelee n. 20...50 £. (Ofgem 2001b)

#### *4.4.5 Iso-Britannian valvontamallin arviointia*

Ofgemin käyttämää tehokkuusmittausjärjestelmää on kritisoitu subjektiivisuudesta. Operatiivisten kustannusten arviointiin käytetyn COLS-regressioanalyysin tehokkaimpana pidetty yhtiö Eastern Electricity eroaa huomattavasti muista yhtiöistä. Sillä on selvästi eniten asiakkaita, mikä pienentää sen asiakaskohtaisia kustannuksia. Lisäksi sen operatiiviset kustannukset ovat alhaiset. Ofgem on myös muuttanut yhtiön kustannustietoja eniten, siltä on poistettu jopa puolet kustannuksista menettelyillä, joita on vaikea hahmottaa. (Shuttleworth 1999)



## 4.5 Tanska

Tanskan sähkömarkkinoiden vapautuminen alkoi uuden sähköntoimituslain astuttua voimaan 1.1.2000. Kaikki sähkökäyttäjät tulivat kilpailun piiriin 1.1.2003 alkaen. Tanska ei lähtenyt muiden Pohjoismaiden mukaan sähkömarkkinauudistukseen 1990-luvun puolivälissä, vaan päätti noudattaa EU-direktiivin sanelemaa aikataulua. Tähän oli syynä se, että kilpailun pelättiin vaikuttavan Tanskan sähkömarkkinoihin enemmän kuin muusta Euroopasta syrjemmässä oleviin Ruotsiin, Norjaan ja Suomeen. (Olsen 1999)

Tanskan sähköverkko on jaettu kahteen erilliseen alueeseen, jotka eivät ole sähköisesti kytketty keskenään. Molemmilla alueilla on omat kantaverkkoyhtiönsä, Elkraft ja Eltra. Nämä systeemivastaavat yhtiöt maksavat Energi E2 ja Elsam tuotantoyhtiöille jakelun luotettavuuden huolehtimisesta kymmenen vuoden sopimuksella. Nämä maksut sisällytetään sähköhintoihin. (Eklund 2002)

Tanskan jakeluverkkoyhtiöiden siirtohintoja valvotaan asettamalla neljän vuoden sääntelyjaksojen ajaksi valvottaville yhtiöille tuloraamit. Ne määrittelee Tanskan sääntelyviranomaisen Energitilsynet, joka on ympäristö- ja energiaministeriön alainen itsenäinen virasto. Ensimmäinen sääntelyjakso oli 2000–2003. Raamit määritetään siten, että niiden avulla yhtiö kykenee kattamaan tehokkaan toiminnan operatiiviset kustannukset, poistot ja pääoman tuoton.

### 4.5.1 Operatiiviset kulut ja poistot

Valvottavan yhtiön operatiivisten kulujen tulee kattaa nykyisestä ja sääntelyjakson aikana rakennettavasta verkosta aiheutuvat käyttö- ja kunnossapitokulut. Poistojen tarkoitus on kattaa tulevat korvausinvestoinnit. Raameja määritettäessä vuosille 2002 ja 2003 operatiivisten kulujen lähtötietoina käytettiin vuoden 2000 tasoa, poistojen kohdalla käytettiin vuoden 2001 loppuarvoa. Operatiiviset kulut ja poistot muodostavat yhtiön kulut, joihin on asetettu tehostamisvaatimus. Tehostamisvaatimus koostuu Energia- ja ympäristöministeriön asettamasta yleisestä ja sääntelyviranomaisen asettamasta yhtiökohtaisesta osasta. Yhtiökohtainen vaatimus otettiin ministeriön päätöksellä käyttöön vuodesta 2002 alkaen.

Yhtiökohtainen tehostamisvaatimus määritetään verkostovolyymimallilla, jossa yhtiön tehokkuutta arvioidaan yhden tehokkuusluvun avulla. Laskennassa käytetään yhtiön

vuoden 2000 toteutuneita kulu- ja poistotietoja. Tehokkuusluvun määrittäminen alkaa yhtiön verkoston volyymin määrittämisellä.

$$\text{Verkoston volyymi} = \Sigma(\text{Verkkokomponenttien lkm} \cdot \text{ekvivalentti laskentayksikkö}) \quad (5.11)$$

Verkkokomponenteiksi ovat laskettu ilmajohdot, maakaapelit, sähköasemat, muuntajat ja loppukäyttäjät Verkkokomponenttien ekvivalentit laskentayksiköt on määritetty verkkokomponenttien eri jännitetasoilla tietyin painoin aiheuttamien keskimääräisten kustannusten perusteella. Perusyksiköksi on otettu yksi kilometri 0,4 kV:n maakaapelia, joka vastaa 1,0 ekvivalenttia laskentayksikköä. Kaupunkiyhtiöiden korkeampi kustannustaso otetaan huomioon kertomalla kustannusindeksi erillisellä kertoimella, joka lasketaan kustannusindeksin ja jakelualan asukastiheyden välisen lineaarisen regression avulla. Yhtiön kustannusindeksi lasketaan yhtiön kulujen ja verkoston volyymin suhteena. Indeksia verrataan ns. parhaan toiminnan rintamaan. Rintama muodostetaan siten, että 25 % yhtiöistä saavuttaa ns. tehokkaan toiminnan tason. Tehokkaimmille yhtiöille annetaan 100 % tehokkuusprosentti. Yhtiön tehokkuusluku määritetään parhaiten suoriutuneiden yritysten ja yhtiön oman kustannusindeksin suhteena. Yhtiöiden pitää tehostaa toimintaansa niin, että ne saavuttavat 80 % tehokkaimpien yhtiöiden muodostamasta tasosta. Vuosien 2002 ja 2003 tehostamisvaatimukset on esitetty alla taulukossa 4.1. Siitä nähdään, että Operatiivisten kulujen tehostamistarve vuosille 2002 ja 2003 on maksimissaan 20 %. (Energitiilsynet 2001a, Energitiilsynet 2001b)

Taulukko 4.1. Kustannusten maksimitehostamisvaatimus Tanskassa. (Energitiilsynet 2001a)

	2002	2003	Yhteensä
<b>Yleinen</b>	3 %	3 %	6 %
<b>Yhtiökohtainen</b>	4,5 %	9,5 %	14 %
<b>Yhteensä</b>	7,5 %	12,5 %	20 %

#### 4.5.2 Verkkopääoman tuotto

Vuosille 2002 ja 2003 laskettiin verkkopääomalle tuotto vuoden 2001 verkkotoiminnan kirjanpitoarvolla, josta poistojen osuus on eliminoitu (Energitiilsynet 2001b). Tuoton tarkoituksena on kattaa verkon laajennusinvestoinneista ja vaihto-omaisuuden hankinnasta aiheutuvat kulut sekä vieraan ja oman pääoman korot. Tuottoon ei kohdistu tehostamisvaatimusta. Sallittu tuotto-prosentti lasketaan seuraavien erien summana (Lavaste 2001):

- obligaation tuotto prosentti
- lisä laajennusinvestointien rahoittamiseen
- lisä vaihto-omaisuuden hankintaan
- lisä investointihyödykkeiden hinnannousuun

Verkkopääomalle sallitaan suurin tuotto silloin, kun yhtiön omavaraisuusaste on alle 40 %. Jos omavaraisuusaste on yli 40 %, tuottoa pienennetään 0,1 % jokaista omavaraisuusasteen nousuprosenttia kohden. Sallittu tuotto prosentti on kuitenkin aina vähintään yksi. (Energitiilysynet 2001b)

#### *4.5.3 Muut välttämättömät kustannukset*

Muita välttämättömiä kustannuksia ovat mm. energianeuvonnasta ja kantaverkkomaksuista aiheutuvat kulut. Niihin ei kohdistu tehostamisvaatimuksia, mutta Energitiilysynet valvoo niiden tasoa vertailututkimusten avulla.

Yritysten vuotuiset tuloraamit määritellään edellisten kohtien summana. Kunkin vuoden osalta tarkastellaan lisäksi jälkikäteen, ovatko toisaalta yrityksen tulos ja toisaalta kustannukset alittaneet tai ylittäneet sallitut tuloraamit. Mikäli kustannukset alittavat tuloraamit, yritys saa pitää säästöstä aiheutuneen hyödyn itsellään 5 %:iin asti tuloraameista. Tämän suuremmasta säästöstä aiheutuva hyöty siirretään asiakkaille. (Lavaste 2001, Energitiilysynet 2001b)

## 4.6 Saksa

Saksa avasi energiamarkkinansa suoraan kokonaan huhtikuussa 1998 energialain, (Energiewirtschaftsgesetzin) myötä. Laki määrää kolmannen osapuolen verkkoon pääsyyn sovellettavaksi neuvoteltua verkkoon pääsyä (nTPA). Suurjännite- sekä jakeluverkkoon pääsyn maksut määräytyvät teollisuuden tekemin sopimuksin, eikä niitä säädellä. Malli ei tarvitse viranomaista tariffeja valvomaan, joten Saksassa ei ole regulaattoriviranomaista, vaan liittovaltion kartellivirasto Bundeskartellamt hoitaa verkkoonliittymisen ja väärinkäytöksiin liittyviä asioita jälkikäteisvalvontana. Väärinkäytösten tutkinta keskittyy lähinnä ylisuuriin verkonkäyttömaksuihin. Myös kartellilaki ohjaa sähkömarkkinoita. Saksan sähkömarkkinoita hallitsee tällä hetkellä neljä suurta peluria, RWE, EnBW, Eon sekä Vattenfall Europe. (Lipponen 2000, Haberfellner et al. 2002)

Saksa on päättänyt perustaa energia-alan sääntelyviranomaisen uuden sähkömarkkinadirektiivin voimaantuloon 2004 mennessä. Regulaattori tulee toimimaan posti- ja telealan regulaattorin kanssa. Valvonta tulee näillä näkymin pysymään jälkikäteisenä, koska etukäteisvalvonnan ei katsota soveltuvan Saksan energiamarkkinoille historiallisten ja rakenteellisten ominaisuuksien takia. Valvontamalli tulee ilmeisesti olemaan myös kevyt, jossa regulaattori asettaa etukäteisen metodologian verkkohinnoittelulle. Regulaattori keskittyy vapaan verkkoonpääsyn ja riittävien verkkoinvestointien turvaamiseen. (Böge 2003, Energia uutiset 2003)

### 4.6.1 *Verbändevereinbarung - liittouman sopimus*

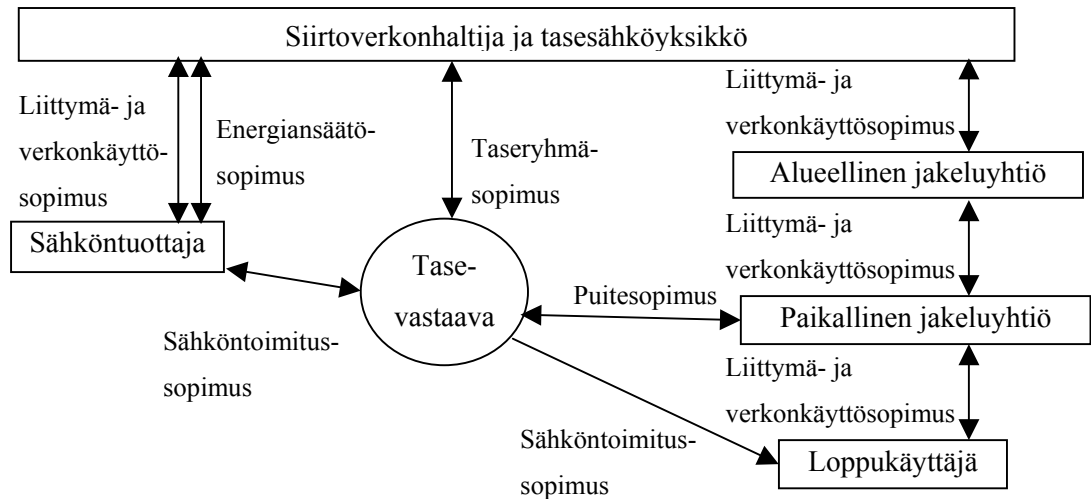
Liittouman sopimuksessa eli Verbändevereinbarung (VV) teollisuuden edustajien muodostama liittouma luo puitteet sopimuksille verkon käytöstä ja samoin verkkoon pääsyn maksuista verkko-operaattoreiden ja verkon käyttäjien välille. Liittouman sopimuksia on tehty tähän mennessä kaksi, VV I ja VV II+. Aiemmin voimassa ollut sopimus VV I todettiin hankalaksi ja läpinäkymättömäksi, myös TSO:lla katsottiin olevan liian paljon valtaa. Sopimuksessa maksu verkkoon pääsystä muodostui kahdesta osasta. Ensimmäinen oli kiinteä sopimustehoon perustuva osa, joka laskettiin keskiarvona liittymispisteen maksuista. Toinen osa perustui syöttö- ja kulutuspuolelta väliseen suoraan etäisyyteen. Tämä suosi läheisiä voimalaitoksia. Ulkopuolisten tahojen oli myös mahdotonta arvioida, olivatko nämä yksilölliset sopimukset kustannusvastaavia. (Brunekreeft 2001)

VV II+ sopimus oli voimassa ainakin vuoden 2003 loppuun. Sillä jatkettiin pyrkimystä edistää kilpailua sähkönmyynnissä ja saavuttamaan kilpailukykyisiä hintoja Saksan teollisuudelle ja kaupankäynnille. Sopimus ei ollut sitova. Edellytys sopimuksen käytölle oli, että kaikki organisatoriset, sopimukselliset ja tekniset kysymykset oli ratkaistu sopimuksen puitteissa osapuolien kesken. (VV II+ 2001)

Verkonkäyttösopimukset solmittiin vastaavan verkko-operaattorin kanssa verkon syöttö- ja kulutuspisteissä. Edellytys sopimukselle oli, että se oli teknisesti mahdollista ja turvallisuusvaatimusten mukainen. Dominoiva yhtiö voi kieltää osapuolen verkkoon pääsyn, jos voitiin osoittaa, että yhteys oli mahdoton tai jos se oli kohtuuton verkon omistajalle. Operaattorin oli julkaistava verkon käyttöä koskevat säännöt, parametrit ja hinnat kolme kuukautta liittouman sopimuksen voimaantulosta. Rakenteellisesti samanlaisten verkko-operaattoreiden toimia käytettiin verkon käyttömaksujen kohtuullisuuden ja toiminnan tehokkuuden arviointiin. Verkon liittymäsopimukset tehtiin jokaisen loppukäyttäjän kanssa, sähköntoimitussopimus tehtiin erillisenä. (VV II+ 2001)

Jos sopimuksen tulkitsemisessa syntyi osapuolten välillä kiistaa, liittouma perusti jokaista erillistä tapausta varten oma sovittelutuomioistuimen. Jos tuomioistuin ei päässyt asiasta ratkaisuun, se nimitti kaksi puolueetonta asiantuntijaa, jotka ehdottivat ratkaisua osapuolille. Jos yhteisymmärrystä ei saavutettu, jokainen osapuoli voi toimia tavalla, jota piti sopivana. VV II+ sopimuksen täytäntöönpanoa valvoi liittouman perustama Praxisgruppe, jonka päätehtävänä oli edistää verkkoon pääsyä ja käsitellä energiantoimittajien ja asiakkaiden valituksia. Ryhmä hajotettiin vuonna 2003. Talous- ja työministeriön alainen yksikkö hoitaa sen tehtäviä kunnes Saksaan nimitään erillinen energia-alan regulaattori. (VV II+ 2001)

Verkkoon pääsyyn liittyviä sopimussuhteita on selvennetty seuraavassa kuvassa. Taseryhmät tasoittavat verkkoon syötetyn ja verkosta kulutetun energian määrää alueen siirtoverkonhaltijan suhteen (VV II+ 2001).



Kuva 4.5. Verkkoon pääsyyn liittyvät sopimussuhteet. (Erdman 2002)

#### 4.6.1.1 Verkon käytön hinnoitteluperiaatteet

VV II+ sopimus antoi hinnoittelulle jonkinlaisen suunnan, vaikka hinnoittelun kohtuullisuutta ei varsinaisesti valvottu mitenkään. Sopimuksen mukaan verkkokäyttö ja siihen liittyvät maksut eivät saaneet olla syrjiviä. Verkon käyttöön liittyvät maksut määritettiin laskennallisten kustannusten perusteella. Ne muodostuvat sähköverkosta, muunto-operaatioista, häviöistä sekä systeemin käytöstä aiheutuneista kustannuksista (mm. taajuuden- ja jännitteensäätö, mittarointi ja verkko-operaattoreiden välinen laskutus). Mittaus- ja laskutuskulut verkon syöttö- ja kulutuspaikoissa laskutettiin erikseen. (VV II+ 2001)

VV II+ sopimuksen mukaan hinnoittelun tuli vastata yhtiön tehokasta toimintaa, ottaen kuitenkin huomioon yhtiöiden kustannus/tulo-olosuhteet. Hinnoitteluun mukaan luettavat kustannukset oli määritettävä siten, että yhtiön netto-omaisuus säilyy ja pääomalle saadaan riittävä tuotto. Omalle pääomalle sopimuksessa ehdotettiin 6,5 % tuottoa. Omalla pääomalla hankitun varallisuuden poistot laskettiin jälleenhankintamenetelmää käyttäen, kun taas lainarahan kohdalla käytettiin hankintahintoja. Epätavalliset operatiiviset kulut ja tulot kohdistettiin kohtuullisesti 3-5 vuoden ajalle. Hinnoittelun lähtökohtana olivat yhtiöiden tilitiedot. (VV II+ 2001)

## 4.7 Hollanti

Hollannin sähkömarkkinalaki (Elektriciteitswet) tuli voimaan 1998, ja samalla asetettiin aikataulu, jolla markkinat avautuvat. Hollannissa on suosittu ympäristöystävällistä toimintaa, joten vuodesta 2001 alkaen kaikki asiakkaat ovat voineet valita ”vihreän” energian tarjoajan. Vuodesta 2004 alkaen sähkömarkkinat ovat täysin avoimet. Sähkömarkkinoiden avautumista seurasi paljon verkkoyhtiöiden yhdistymisiä, joiden tuloksena Hollannin sähkömarkkinoita hallitsee kolme suurta yhtiötä, Essent, Nuon ja Eneco. Yritykset ovat yleensä kunnallisessa tai paikallisten hallintojen omistuksessa. (Newberry 2003)

### 4.7.1 Jakeluhintojen valvonta

Hollannin sääntelyviranomaisen, Dienst uitvoering en toezicht Energie (DTe), säätelee jakeluverkkoyhtiöitä RPI-X hintakattosääntelyllä. Sääntelykauden 2000–2003 ensimmäisen vuoden tariffit perustuivat vuoden 1996 hintatasoihin. Hintakattosääntelyä sovelletaan tariffikoriin, jolla katetaan yhtiön operatiiviset kulut, pääoman tuotto, poistot sekä verot. (Dte 2002a)

Tariffi vuonna  $t$  määritellään seuraavalla yhtälöllä (Elektriciteitswet 1998):

$$P_t = \left(1 + \frac{RPI - X_t}{100}\right) \cdot P_{t-1}, \quad (4.12)$$

missä  $P_t$  on tariffi vuonna  $t$   
 $RPI$  on kuluttajahintaindeksi  
 $X_t$  on tehokkuusluku vuonna  $t$   
 $P_{t-1}$  on tariffi vuonna  $t-1$

X-tekijän määrittäminen on oleellinen osa RPI-X sääntelyä. Hollannissa X-tekijä muodostuu yleisestä ja yhtiökohtaisesta osasta. Ensimmäisellä sääntelyperiodilla Dte:llä oli tavoitteena asettaa yhtiöille yleinen 2 % tehostamistavoite ja DEA-mallin avulla määritetyt yhtiökohtaiset tehostamistavoitteet. Verkkoyhtiöiden tekemien valitusten oikeuskäsittelyissä todettiin kuitenkin, ettei Dte:llä ollut oikeuksia määrätä yhtiökohtaisia velvoitteita. Ensimmäisen valvontajakson osalta viranomaisen ja verkkoyhtiöiden neuvotteluissa päädyttiin lopulta yleiseen 3,2 % tehostamisvelvoitteeseen ja yhtiökohtaisista tehostamisvelvoitteista luovuttiin. Hollannin sähkölakiin on tehty tarvittavat muutokset, jotta ensi valvontajaksolla yhtiökohtaisia tehostamistavoitteita voidaan soveltaa. Seuraavalle valvontajaksolle

2004–2006 viranomaisen aikoo asettaa sekä yleisen 1,5 % tehostamistavoitteen että yhtiökohtaiset tehostamistavoitteet. Yleinen tehostamistavoite tulee perustumaan ennusteeseen energia-alan yleisestä tuottavuuden kasvusta. Yhtiökohtainen tehostamistavoite määritellään DEA-mallilla ja se voi olla myös negatiivinen. Vuotuinen kokonaistehostamistavoite valvontajaksolla on pienimmillään -3,6 % ja enimmillään 6,3 %. (Dte 2002a, Dte 2003)

#### 4.7.2 Tehokkuusmittaus

Yhtiökohtaiset tehostamistavoitteet perustuvat DEA-mallilla suorittavan tehokkuusmittauksen tuloksiin. DEA-mallin panokset, tuotokset ja ympäristötekijät ovat seuraavat:

<b>Panokset:</b>	<b>Tuotokset:</b>	<b>Ympäristötekijät:</b>
• Kokonaiskustannukset (opex + capex)	• Siirretty energia • Huipputehontarve • Asiakasmäärä	• Muuntajien lkm • Verkkopituus

DTe on valinnut DEA-mallin panostekijäksi kokonaiskustannukset. Vertaamalla yhtiöiden suoritusta kokonaiskustannusten perusteella, DTe uskoo tarjoavansa kannustimen investoida ja suunnitella verkkoja järkevästi. Kokonaiskustannukset muodostuvat operatiivisista kustannuksista ja pääomakustannuksista yhtälön (4.13) osoittamalla tavalla.

$$KOKONAISKUSTANNUKSET = OE + D + \frac{WACC}{1 - T} \cdot SRB, \quad (4.13)$$

missä	<i>OE</i>	on operatiiviset kustannukset
	<i>D</i>	on poistot
	<i>WACC</i>	on investoidun pääoman kohtuullinen tuotto
	<i>T</i>	on veroaste
	<i>SRB</i>	on standardisoitu varallisuuden kirjanpitoarvo

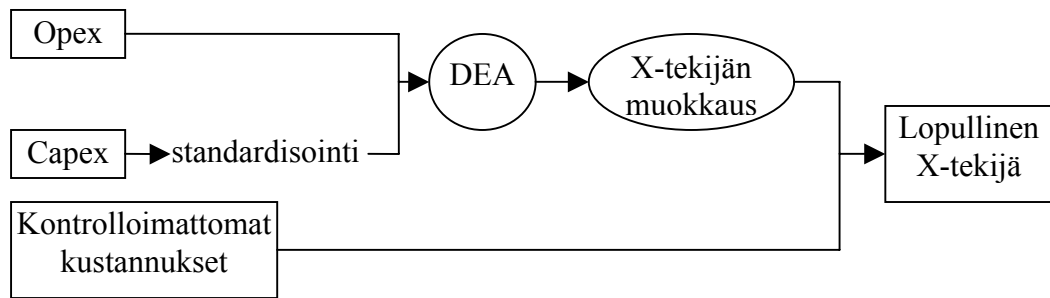
DTe on päättänyt standardisoida yhtiöiden pääomakustannukset, jotta erilaisten kirjanpitotapojen ja hinnoittelumallien vaikutus tehokkuusmittaukseen saataisiin normalisoitua. DTe:n kaikkiin yrityksiin soveltamassa kirjanpitoperiaatteissa verkostokomponenteille määritettiin poistoajat, poistot laskettiin tasapoistomenetelmällä ja standardisoiduille pääomille käytetään samaa tuotto prosenttia.



Standardisointiprosessissa tarkastellaan erikseen verkko-omaisuutta, kiinteää aineetonta omaisuutta sekä muuta omaisuutta. Verkko-omaisuuden standardisoinnissa selvitetään yhtiön realistinen investointimalli kertomalla yhtiön todelliset investoinnit historiallisilla hankintahinnoilla. Investointimallin perusteella voidaan laskea investointien poistot ja niistä saatava tuotto. Yhtiölle, jonka velan ja oman pääoman suhde on 60/40, Dte on määrittänyt kohtuulliseksi tuotoksi 5,0 % ennen veroja. Kiinteän aineettoman omaisuuden osalta DTe katsoo, että varat, joiden ei voi katsoa kuuluvan verkkotoimintaan, pitäisi poistaa kustannuksista. (Dte 2002a)

DEA-mallissa tuotostekijöinä ovat toimitettu energia [kWh], maksimikysyntä [kW] sekä asiakasmäärä. Ylimääräisinä tuotostekijöinä ovat huipputehontarve suurjänniteasiakkailla sekä suurjänniteasiakkaiden lukumäärä niille yrityksille, jotka toimittavat sähköä sekä suur- että pienjännitteillä. Sähköenergian toimituksen laatu ei ole mallissa mukana, koska Hollannin sähköverkkoyhtiöiden mielestä se ei ole oleellinen tekijä. Myös DTe:n mielestä Hollannin verkko on hyvässä kunnossa, joten laatutekijän kytkemisellä tehokkuusmittaukseen ei ole ollut kiire. Tällaisenaan Dte:n käyttämä tehokkuusmittaus kannustaa kuitenkin ali-investoimaan. Ympäristötekijöinä otetaan huomioon muuntajien lukumäärä ja verkoston pituus. Maaperän vaikutus otetaan huomioon yksittäisissä tapauksissa, mutta sitä ei ole sisällytetty tehokkuusmittaukseen. DTe painottaa, ettei se ehkä aio tulevaisuudessa käyttää samaa tehokkuusmittausmenetelmää. Näin se uskoo poistavansa yhtiöiltä kannustimen tehdä tarpeettomia investointeja, esimerkiksi ympäristötekijöiden osalta tarpeettomien muuntajien rakentamisen. (Dte 2002a)

Lopulliset yhtiökohtaiset tehokkuusluvut saadaan muokkaamalla DEA-mallin tehokkuuslukuja. Silloin otetaan huomioon yhtiön kontrolloimattomissa olevat kustannukset ja mahdollisen korvauksen siitä, että vuonna 1996 yhtiö harjoitti sosiaalista hinnoittelupolitiikkaa. Tariffit piti asettaa vuonna 2000 niin, että ne vastasivat vuoden 1996 tasoa. Kontrolloimattomiin kustannuksiin luetaan verkostomaksut, häviöt, kapasiteetin puutteesta johtuvat kustannukset sekä reaktiivinen teho. Yhtiökohtaisen X-tekijän muodostuminen on esitetty seuraavassa kuvassa. (Dte 2003)



Kuva 4.6. Yhtiökohtaisen X-tekijän muodostuminen Hollannissa. Opex = operatiiviset kustannukset, Capex = pääomakustannukset. (Gent 2002)

Yhtiökohtaiset tehokkuusvaatimuksien tarkoituksena on kannustaa yhtiöitä saavuttamaan tehokkaimpien yhtiöiden muodostama tehokkuusrintama. Tehokkuusrintama muodostetaan ennen sääntelyjakson alkua, joten DTe hyvittää yhtiölle eroavaisuudet tästä ennustetun tehokkuusrintaman muutoksesta verrattuna sääntelykauden lopussa mitattuun todelliseen muutokseen. Yhtiöt saavat pitää tehostamisvaatimuksen ylittävät säästöt. (Dte 2002a)

#### 4.7.3 Laadun huomioiminen

DTe:llä on suunnitelmissa ottaa laadun sääntely mukaan valvontamalliin. Sen tavoitteena on ohjata yhtiötä itse löytämään tasapaino riittävänä laadun tason ja kustannusten välillä. Jännitteen laatua ja kaupallisten toimintojen laatua säädellään standardein. Sähkönjakelun luotettavuuden indikoimiseen DTe aikoo käyttää keskeytysten keskimääräistä lukumäärää (SAIFI) ja keskeytysten keskipituutta (CAIDI). Ehdotetussa laadun sääntelymallissa yhtiön sallittua liikevaihtoa korjataan molempien SAIFI- ja CAIDI-indeksien osalta erikseen määrällä, joka riippuu yhtiön suoritustasosta verrattuna sille asetettuun tavoitetasoon (Dte 2002b, Dte 2002c):

$$\pi_{i,t+1}^{SAIFI} = \varphi^{SAIFI} \cdot AK_{i,t} \cdot \left( \gamma_t^{SAIFI} \cdot SAIFI_{i,o} - SAIFI_{i,t} \right) \quad (4.14)$$

$$\pi_{i,t+1}^{CAIDI} = \varphi^{CAIDI} \cdot KO_{i,t} \cdot \left( \gamma_t^{CAIDI} \cdot CAIDI_{i,o} - CAIDI_{i,t} \right) \quad (4.15)$$

missä  $\pi$  on sallitun liikevaihdon korjaus  
 $\varphi$  on keskeytysten yksikkökustannus  
 $AK$  on asiakkaiden lukumäärä  
 $SAIFI_0$  on keskeytysten lukumäärän tavoitetaso  
 $SAIFI_t$  on keskeytysten lukumäärä  
 $KO$  on keskeytysten lukumäärä  
 $CAIDI_0$  on keskeytysten pituuden tavoitetaso  
 $CAIDI_t$  on keskeytysten pituus  
 $\gamma$  on luotettavuusindeksi

Keskeytysten kustannus asiakasta kohden olisi 10 € ( $\varphi^{\text{SAIFI}}$ ) ja 0,1 € keskeytysminuuttia kohden ( $\varphi^{\text{CAIDI}}$ ). Mallin mukaan yhtiöt valitsevat luotettavuustason, joka vastaa sosiaalista optimitasoa, koska silloin niiden tuotto  $\pi$  on maksimissaan. Jokaisen yhtiön luotettavuustaso tarkastetaan vuosittain indeksillä  $\gamma$ . Tämä indeksi kuvaa vuosittaisia luotettavuuden tason muutoksia tehokkailla yhtiöillä. Sen mukaan vuosittainen muutos kaikille yhtiöille on sama, vaikka kaikilla yhtiöillä on oma luotettavuustaso. (Ajodhia et al. 2003, Dte 2002c)

$$\gamma_t = \frac{\sum_i S_{i,t}}{\sum_i S_{i,o}}, \quad (4.16)$$

missä  $s_0$  on luotettavuuden tavoitetaso  
 $s_t$  on todellinen luotettavuustaso

Nykyisin asiakkaat saavat korvauksen, jos sähkönjakelun keskeytyy yli neljäksi tunniksi. Korvausta maksetaan 35 € pienjänniteasiakkaille ja 900 € keskijänniteasiakkaille. (Raats 2003)

#### 4.8 Itävalta

Itävallan sähkömarkkinat avattiin kokonaan kilpailulle lokakuussa 2001. Aluksi reguloinnin kohteena oli verkkoliiketoiminnan tuotto, mutta valvontamalli muuttui lokakuussa 2003 kannustinpohjaiseksi hintakattosäätelyksi, johon liittyy ilmeisesti jonkinlainen tehokkuusmittaus. Itävallan sääntelyviranomainen Energie-Control GmbH, E-Control, määrittelee etukäteen seitsemän tariffikomponentin tason kolmeksi vuodeksi eteenpäin, ensimmäinen sääntelyjakso käsittää vuodet 2003–2006. (Pauritsch 2003)

E-Control:ia johtaa kolmihenkinen Energie-Control -komissio, joka tekee hintavalvontaa koskevat päätökset. Komission tehtävänä on mm. määrittellä siirtohinnan eri komponenttien taso liittovaltion työ- ja kauppaministeriön määrittelemiä menettelytapoja noudattaen. Viranomainen määrittelee sallitun hintatason joko viran puolesta tai hakemuksesta. Hakemukset tehdään E-Control:ille, jonka velvollisuutena on kysyä Energianeuvoston (Energiebeirat) mielipidettä ennen hinnan asettamista. Neuvoston tulee kuulla hakijaa, kuten myös muita hinnan määrittelyn kannalta keskeisiä osapuolia. Viranomaisen tulee laskea tariffikomponenttien hinnat siten, että ne heijastavat todellisia kustannuksia ja turvaavat toimitusvarmuuden. Tariffien pitää

lisäksi heijastaa kilpailtujen markkinoiden periaatteita, eli varmistaa sähköntoimituksen tehokkuus. (E-Control 2003a, Lavaste 2003)

Systeemin käytön hinnoittelu voi perustua keskimääräisiin kustannuksiin, jotka on saatu vertaamalla samanlaiseen, järkevästi hoidettuun yritykseen. Hinnoittelu voi myös perustua yhtiön tehostamispotentiaaliin. Uuden sähkölain (EIWOG 2000) mukaan systeemin käytön hinnat tulee koostua seitsemästä komponentista. Komponentteja ovat (SNT-VO 2003, Steinbäcker 2002, E-Contol 2003a):

1. **Verkonkäyttömaksu.** Tämä komponentti lasketaan kustannusvastaavasti E-Controllin määräysten mukaan. Verkonkäyttömaksulla korvataan verkonhaltijalle verkon rakentamisesta, laajentamisesta sekä käytöstä aiheutuneet kulut.
2. **Verkon valmiusmaksu.** Tämä komponentti on korvaus kuluista, jotka verkonhaltija on tehnyt ja joille se on hankkinut rahoitusta, jotta verkkoon voisi liittyä. Maksu määritetään asiakkaan verkon käytön mukaan [kW] ja se ei saa olla suurempi kuin yhtiön 30 %:ia viiden viimeisen vuoden keskimääräisistä investoinneista.
3. **Verkkohäviömaksu.**
4. **Maksu systeemipalveluista.** Tämä komponentti peritään säätöpalveluista voimalaitoksilta, joiden kapasiteetti on yli 1 MW.
5. **Maksu mittauspalveluista.** E-Control määrittää osiolle suurimman kuukausimaksun, joka muodostuu mittauslaitteistosta, niiden luennasta ym.
6. **Maksu verkkoon pääsystä.** Komponentti kattaa verkonhaltijan liittymän rakentamisesta tai tarvittavista muutoksista syntyneet kulut.
7. **Maksu kansainvälisistä toimituksista, soveltuvissa tapauksissa.** E-Controllin komissio päättää maksun suuruudesta.

Kaikki kustannukset määritetään keskimääräisinä. Todellisia kustannuksia määritettäessä otetaan huomioon historialliset kustannukset sekä niiden rahoituskustannukset. Yhtiöiden sallitaan saada pääomalle kohtuullinen tuotto, joka on määritelty 7,65 % suuruiseksi ennen veroja (E-Control 2003b). (SNT-VO 2003)

Mikäli yhtiö perii korkeampaa hintaa kuin on sallittu, yhtiö määrätään maksamaan sakkoa, jonka suuruus on määritelty lakitekstissä. Lisäksi yhtiön tulee palauttaa liikaa perimänsä siirtomaksut asiakkaille. (Lavaste 2003)

E-Control teki ensimmäiset ratkaisut koskien tariffien hintatasoa 1.1.2002. Virasto kävi yksityiskohtaisella tasolla läpi muutaman verkkoyhtiön kustannusrakenteen. Selvityksen perusteella alennettiin kymmenen verkkoyhtiön siirtohintoja. Vuoden 2002 aikana toteutetut hinnanalennukset olivat keskimäärin 7,3 %. (Lavaste 2003)

#### *4.8.1 Tehokkuuden huomioiminen*

E-Control:issa on meneillä kehittämisprojekti, jossa hintasääntelyjärjestelmään lisätään myös yhtiöiden kustannustehokkuuden huomioon ottava muuttuja. Tehokkuuden mittaamenetelmänä tullaan käyttämään DEA-mallia, ja kontrollimenetelmänä stokastista rintamamallia (SFA). Sääntelystä tulee eräänlainen RPI-X sääntely, mutta virasto valvoisi edelleen myös siirtohintojen rakennetta. (Lavaste 2003)

#### *4.8.2 Laadun huomioiminen*

Sähkön laatua ei oteta huomioon ensimmäisessä regulointijaksossa. Sähkön laatuun liittyen on kuitenkin vuoden 2002 alusta lähtien kerätty ja julkaistu tietoja koskien mm. keskeytysaikaa, keskeytyksen vaikutuspiirissä olevien asiakkaiden lukumäärää, keskeytystyyppiä (suunniteltu/suunnittelematon keskeytys) sekä toimittamatta jääneen energian määrää. Tietojen perusteella lasketaan yhtiöiden toiminnan luotettavuutta kuvaavia tunnuslukuja (SAIDI, CAIDI, ym.), jotka julkaistaan. Yhtiöiden tarjoamille kaupallisille palveluille on asetettu tavoitetasoja, joihin ei kuitenkaan vielä liity taloudellisia palkkioita tai sanktiota. Jännitteen laadun pitää noudattaa standardia EN 50160 pien- ja keskijännitteelle. Sähkön laadun sisällyttäminen valvontamalliin tulevaisuudessa on suunnitteilla. (Pauritsch 2003)

## 4.9 Espanja

Espanjassa sähkömarkkinoiden avaaminen alkoi vuonna 1997 Ley 54/97 del Sector Electrico lain myötä. Laissa säädetään, että sähköverkkoyhtiöiden tulot tulee määrittää perustuen objektiivisiin, syrjimättömiin ja läpinäkyviin kriteereihin (Rivier 2003). Sääntelyviranomaisen Comisión Nacional de Energía (CNE) yhdessä talousministeriön kanssa onkin valvonut vuodesta 1998 alkaen yhdeksän jakeluverkkoyhtiön yhteenlaskettua liikevaihtoa Espanjan olosuhteita varten kehitetyn referenssiverkon avulla. Referenssiverkon soveltaminen liikevaihdon valvontaan on aiheuttanut paljon kritiikkiä, ja sääntelyviranomaisen tapa käyttää menetelmää ei ole ilmeisesti tarkkaan tiedossa. Sitä ennen yhtiöiden sallittu liikevaihto määritettiin sallittujen standardikustannusten perusteella. Tariffit saatiin jakamalla standardikustannukset kulutusennusteella. Menetelmää voidaan kutsua RPI-0 sääntelyksi, koska yhtiöillä ei ollut tehostamistavoitteita. (Griefell-Tatjé & Lovell 2002)

Espanjan sähkömarkkinoita hallitsee kaksi suurta yhtiötä, Iberdrola ja Endesa. Yhtiöt hallitsevat 80 % sähköjakeluliiketoiminnasta. Espanjassa siirto- ja jakelutariffeja ei ole eroteltu toisistaan. Sähköjakeluverkon kokonaiskustannukset veloitetaan loppukäyttäjiltä sen mukaan, mihin jännitetasoon kuudesta mahdollisesta ne ovat liittyneet. Tariffeja on kahdenlaisia, täyden palvelun tariffi niille asiakkaille, jotka eivät ole vaihtaneet toimittajaansa ja verkkoonpääsymaksut asiakkaille, jotka ovat vaihtaneet toimittajaansa. Täyden palvelun tariffiin sisällytetään siirto- ja jakelumaksut ja tariffin suuruutta ei ole tarkkaan määritelty. (Martinez 2003, Rivier & Gómez 2003)

### 4.9.1 Liikevaihdon sääntely

CNE on päättänyt käyttää fiktiivistä verkkoa vertaillakseen yhtiöiden suoritusta, koska Espanjan verkkoyhtiöiden lukumäärä ei ole riittävä muunlaisen mittatikkusääntelyn toteuttamiseksi. Ideaalisen verkon rakenne määräytyy energiantarpeen mukaan, joka puolestaan riippuu mm. kulutuksen ja verkostokomponenttien sijainnista ja huipputehontarpeesta. Lisäksi verkko ottaa huomioon investointikulut, verkon käytöstä syntyneet kulut, alueellisen laadun sekä häviöt. Verkko kuvaa korkeaa palvelun laatua sekä ideaalisia syötehintoja. Syötehinnoilla korjataan standardikustannusten muodostamaa liikevaihtoa, jotta saadaan korjatut liikevaihdot yhtiöille. Referenssiverkon muodostamiseksi syötetään panostietoina verkkopituus ja muuntajakapasiteetti, tuotostietoja ovat asiakasmäärä, jakelualueen pinta-ala, siirretty energia ja käyttövarmuus (siirretty / toimittamatta jäänyt energia). (Griefell-Tatjé & Lovell 2002)

Suur- ja pienjänniteverkot mallinnetaan erikseen yhtiöille ja tietyille alueille. Suurjänniteverkon osalta mallinnettua yhtiön verkkoa verrataan sitten yhtiön tekemään inventaarioon verkostaan ja lisätään eroavaisuus mallin antamaan pääomaan. Keski- ja pienjänniteverkon osalta jokaiselle yhtiölle tehdään kaksi tarkastelua. Toisessa käytetään muuntoasemien todellisia sijainteja ja toisessa sijainteja ei ole määritelty. Vertaamalla näin saatuja pääomamääriä, lisätään saatu eroavaisuus ilman kiinteitä muuntoasemien sijainteja tehtyyn malliin. Jakeluyhtiöitä kannustetaan näin tekemään inventaario verkostokomponenteista, koska niillä on mahdollisuus kasvattaa sallittua liikevaihtoaan. Espanjassa ei tätä tietoa ole helposti saatavilla muulle kuin yli 39 kV:n laitteistoille. (Dolander et al. 2003)

Liikevaihto lasketaan koko sektorille yhtälöllä (4.17). Sallitun liikevaihdon perusvuodeksi on hallituksen ja sektorin neuvottelujen pohjalta päätetty 1997, jota korjataan vuosittain RPI-X sääntelyn mukaan, kunnes tehdään uudelleenarviointi.

$$RR_t = RR_{t-1} \left[ \frac{(1 + (RPI_t - X))}{100} \right] \cdot [1 + (\Delta D_t \cdot Eff)], \quad (4.17)$$

missä	$RR_{t-1}$	on jakelutoiminnan saama korvaus edellisenä vuonna
	$RPI_t$	on kuluttajahintaindeksi [%]
	$X$	on tuottavuustekijä, 1 %
	$\Delta D_t$	on vuosittainen kasvu toimitetun energian kysynnässä yksikköä kohden (jos kysyntä laskee, asetetaan $\Delta D_t$ nolllaksi)
	$Eff$	on tehokkuustekijä, joka kuvaa niiden jakelutuottojen kasvua yksikkö kohden, jotka liittyvät toimitetun energian kysynnän kasvuun yksikköä kohden.

Koko sektorin yhteinen liikevaihto jaetaan referenssiverkon antamien osuuksien mukaan. Nämä osuudet ovat kuitenkin lähellä vanhalla liikevaihdon sääntelymallilla laskettuja osuuksia, joten selvyyttä käytetystä menetelmästä ei ole. Ilmeisesti liikevaihto jaetaan vuonna 1998 päätettyjen prosentiosuuksien mukaan yhtiöiden kesken. Viranomaistaho sekä verkkoyhtiöt käyvät kuitenkin neuvotteluja referenssiverkon lopullisesta rakenteesta sekä em. standardikustannusten puitteista. (Griefell-Tatjé & Lovell 2002, Rivier & Gómez 2003)

#### 4.9.2 Laadun valvonta

CNE hyväksyi vuonna 2002 laadunvalvonnan käyttöönoton siirto- ja jakeluverkkotoiminnoille, joka sisältää myös mittaus-, valvonta- ja

informaatiosysteemin. Laadunvalvonta ei kuulu ainakaan vielä osaksi liikevaihdon sääntelyä, mutta laatua valvotaan erillisin keinoin (Martinez 2003, Rivier & Gómez 2003):

1. **Käyttövarmuutta** tarkastellaan yhtiöiden noudattamien yksilöllisten ja alueellisten laatustandardien avulla. Sähkönjakelun jatkuvuutta valvotaan systeemi-indeksien avulla. Systeemi-indeksejä ovat ASIFI ja ASIDI, ja ne lasketaan asennetun kapasiteetin avulla. Lisäksi säädellään keskeytysten määrää ja kestoja. Indeksit lasketaan kaikille 52 provinssin samaan maantieteelliseen alueeseen kuuluville kuntaryhmille (Espanjassa on 52 provinssia, provinssi jaettu neljään maantieteelliseen alueeseen, joilla on oma jakelun jatkuvuuden taso). Jos jakeluyhtiön suoritus on vaatimustasoa huonompi, joutuu se esittämään laadun parannussuunnitelma, jonka alueellinen hallinto hyväksyy. Suunnitelman toteuttamisen ajaksi yhtiö saa ylimääräisiä tuloja ja yksittäiset rangaistukset lakkautetaan.  
Lisäksi yhtiöille on säädetty yksilöllinen suunnittelemttomien keskeytysten määrä ja keskeytysaika riippuen sen maantieteellisestä sijainnista. Jos eri alueille määritetyt rajat ylittyvät, joutuu jakeluyhtiö maksamaan asiakkaalleen viisi kertaa arvioidun toimittamatta jääneen energian hinnan verran, enimmillään 10 % vuosittaisista siirtomaksuista. Kompensaatiomaksut otetaan käyttöön vuonna 2005.
2. **Jännitteen laatu.** Espanja aikoo käyttää EN-50160 standardia jännitteen laatutasojen määrittämiseen, mutta sääntelyviranomainen ei ole vielä päättänyt menetelmiä, joilla jännitteen laadun ominaisuuksia mitataan tai valvotaan, eikä mahdollisia rangaistuksia puutteista. Jakeluyhtiöiden tulee kuitenkin tehdä toimenpiteitä huonon jänniteladun aiheuttavien tekijöiden korjaamiseksi kuuden kuukauden kuluessa valituksesta.
3. **Kaupalliset palvelut.** Verkkoihin liittyvät kaupalliset palvelut ovat säädelyjä, kuten viiveet verkkoon liittämässä, mittarilaitteiston järjestämisessä, keskeytysten ilmoittamisessa sekä laskutus- ja palvelutietojen laatu, samoin kaupalliset palvelut energian jälleenmyynnissä asiakkaille. Yhtiöiden tulisi ilmoittaa asiakkailleen niille parhaiten sopivasta tariffista ja energian käytöstä. Jos jakeluyhtiöiden toiminnalle asetettu laadun minimiraja alittuu, joutuu yhtiö maksamaan asiakkaalle 30 € tai 10 % laskusta kertasuorituksena jokaisesta rikkomuksesta.



## 4.10 Portugali

Portugalin sähkömarkkinat avautuivat vuonna 1995. Sähkömarkkinaudistus Portugalissa merkitsi valtion omistaman EDP jakamista 19 yhtiöön. Samaan tapaan kuin Espanjassa, Portugalin sähkömarkkinat jakaantuvat julkiseen ja itsenäiseen systeemiin, joita kumpaakin sääntelyviranomaisen Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) valvoo. Itsenäinen systeemi on tarkoitettu kilpailun piirissä oleville asiakkaille.

### 4.10.1 Sallitun liikevaihdon määrittäminen

ERSE määrittää vuosittain yhtiöiden sallitun liikevaihdon ja laskee niiden perusteella säännellyt tariffit seuraavaksi vuodeksi. Lopullisessa päätöksessään se ottaa huomioon General-Directorate of Commerce and Competition'n, autonomisten alueiden hallitusten sekä Tariff Councilin kommentit tariffeista.

Julkisten yhtiön sähköjakelusta sallittu liikevaihto määritetään (ERSE 2002):

$$RR_t = \sum_{j=1}^2 (F_{j,t}^D + P_{j,t}^D \cdot E_{j,t}^D - \Delta_{j,t-2}^D), \quad (4.18)$$

missä  $RR_t$  on sallittu liikevaihto vuonna  $t$   
 $F_{j,t}^D$  on jakeluliiketoiminnan tulojen kiinteä komponentti jännitetasolla  $j$   
 $P_{j,t}^D$  on jakeluliiketoiminnan tulojen muuttuva yksikkökomponentti jännitetasolla  $j$  [€/kWh]  
 $E_{j,t}^D$  on jännitetasolla  $j$  loppuasiakkaalle toimitettu energiamäärä kWh:a kohden  
 $\Delta_{j,t}^D$  on vuoden  $t-2$  jakeluliiketoiminnan tulojen korjaus vuodelle  $t$  jännitetasolla  $j$

Jakeluliiketoiminnan tulojen kiinteä komponentti on kiinteä sääntelykauden ensimmäisenä vuonna, seuraavina kahtena vuotena se kehittyy seuraavasti (ERSE 2002):

$$F_{j,t}^D = F_{j,t-1}^D \cdot \left( 1 + \frac{RPI_{t-1} - X_{F,j}^D}{100} \right), \quad (4.19)$$

missä  $F_{j,t}^D$  on jakeluverkkoliiketoiminnan tulojen kiinteä komponentti sääntelyjakson ensimmäisenä vuonna jännitetasolla  $j$   
 $F_{j,t-1}^D$  on jakeluverkkoliiketoiminnan tulojen kiinteä komponentti vuonna  $t-1$  jännitetasolla  $j$   
 $RPI_{t-1}$  on kuluttajahintaindeksi  
 $X_{F,j}^D$  on jakelutoiminnan tulojen kiinteään komponenttiin liitetty parametri [%]

Samalla tavalla saadaan yhtälön (4.18) jakeluliiketoiminnan tulojen muuttuva yksikkökomponentti. Yhtälön (4.18) korjauskomponentti  $\Delta_{j,t}^D$  ottaa huomioon mm. ympäristön laadun, palvelun laadun parantamiseen suunnatut varat. (ERSE 2002)

$$\Delta_{j,t-2}^D = (Rf_{j,t-2}^D - RR_{j,t-2}^D - PP_{j,t-2} - RQS_{t-2} - Amb_{j,t-2}^D) \cdot \left(1 + \frac{i_{t-1}^D}{100}\right), \quad (4.20)$$

missä  $Rf_{j,t-2}^D$  on sähkönjakeluverkon käytöstä saadut tulot jännitetasoittain vuonna t-2  
 $RR_{j,t-2}^D$  on jakeluverkkoliiketoiminnan jännitetasoittainen sallittu liikevaihto vuonna t-1 vuoden t-2 arvoilla laskettuna.  
 $PP_{j,t-2}$  on jakeluverkon häviöiden vähentämiseen kannustava tekijä vuonna t-2  
 $RQS_{t-2}$  on keskijänniteverkon palvelun laadun parantamiseen kannustava tekijä vuonna t-2  
 $Amb_{j,t-2}^D$  on ERSE:n hyväksymät ympäristön laadun parantamiseen suunnatut varat vuonna t-2  
 $i_{t-1}^D$  on kolmen kuukauden Euribor -korko kesäkuun viimeisenä päivänä vuonna t-1 lisättyinä puolella prosenttiyksiköllä

Sähköverkkoyhtiöt saavat lisäksi 9 % tuoton pääomalle. Pääoma saadaan yhtiöiden kirjanpidoista. (ERSE 2001, ERSE 2002)

#### 4.10.2 Laadun huomioiminen

Yhtiöiden sallittua liikevaihtoa yhtälössä (5.18) korjataan tekijällä, joka kannustaa häviöiden pienentämiseen, toimitusvarmuuden parantamiseen sekä ympäristöseikkojen huomioimiseen. Kannustimen vaikutukset näkyvät yhtiön tariffeissa kahden vuoden viiveellä. (ERSE 2002)

Kannustin palvelun laadun parantamiseen ( $RQS_{t-2}$ ) riippuu toimittamatta jääneestä energiasta (energy not delivered, END). Mikäli END on ERSE:n asettaman referenssiarvon vaihteluvälien sisällä,  $RQS$  on nolla. Jos END on tavoitetasoa pienempi, yhtiö saa palkkion ja vastaavasti rangaistuksen jos END on suurempi. Palkkiolle ja rangaistukselle on asetettu maksimirajat. Maksimiarvot lasketaan toimittamatta jääneen energian arvosta. (ERSE 2002)

Vuonna 2003 ERSE esitteli uuden palvelun laadun säännöksen, Quality of Service Code'n, lukuisten asiakasvalitusten takia. Säännöksen mukaan yhtiöiden tulee jakaa asiakkailleen tietoa heidän oikeuksistaan ja ottaa kuluttajayhdistykset mukaan päätöksentekoon. Lisäksi se määritteli erilliset korvaukset asiakkaille käyttövarmuuden tai kaupallisten palveluiden tavoitetason rikkomisesta. Tavoitetasot on määritetty eri alueille jännitetasoittain riippuen asukastieheydestä. Korvausten suuruus  $K$  keskeytysten

määrän ja keskeytysajan perusteella määritetään yhtälöillä (4.21) ja (4.22). (Toste 2003, Texeira 2003)

$$K = (NI - NI_p) \cdot \text{kompensaatiokerroin}, \quad (4.21)$$

missä  $NI$  on pitkien (yli 3 min.) keskeytysten määrä viimeisen kalenterivuoden aikana  
 $NI_p$  on tavoitearvo  
 kompensatiokerroin 1 € pj-asiakkaille, joiden sopimukset ovat 20,7 kV:iin  
 5 € loppuille pj-asiakkaille  
 20 € kj-asiakkaille  
 100 € sj- ja esj-jänniteasiakkaille

$$K = (DI - DI_p) \cdot P_C \cdot K_C, \quad (4.22)$$

missä  $DI$  on pitkien keskeytysten (yli 3 min.) kokonaiskesto viimeisen kalenterivuoden aikana  
 $DI_p$  on tavoitearvo  
 $P_C$  on edellisen kalenterivuoden keskimääräinen sopimusteho  
 $K_C$  on kompensatiokerroin vuonna 2003

- 0,57 € pienjänniteasiakkaille, joiden sopimukset ovat 20,7 kV:iin
- 0,30 € loppuille pienjänniteasiakkaille
- 0,28 € keskijänniteasiakkaille
- 0,16 € suurjänniteasiakkaille

Rangaistusmaksut ovat kuitenkin aina pienemmät kuin 10 % vuotuisesta laskutuksesta. Kaupallisten palvelujen osalta kompensatiomaksut ovat pienjänniteasiakkaille 15 € tai 25 € ja keski- ja suurjänniteasiakkaille 75 €. Jännitteen laatu on määritelty pien- ja keskijännitteelle EN 50160 standardin mukaan, mutta standardin rikkomisesta ei tule rahallisia seuraamuksia yhtiölle. (Toste 2003, Texeira 2003)

Portugalissa on nyt myös asiakasvalituskeskus. Säännösten toteutumista valvotaan keräämällä yhtiön tietoja ja julkaisemalla suoritusstandardeja, asiakaskyselyin sekä julkaisemalla vuosittain palvelun laadun raportti. Sääntelyviranomaisen suorittaa myös tarkastuksia. Säännösten tarkoituksena on saattaa palvelun taso samalle muiden EU maiden, erityisesti Espanjan kanssa. (Toste 2003, Texeira 2003)

## 4.11 Irlanti

EU:n direktiivi 96/92/EY otettiin Irlannin lainsäädännössä käyttöön 14.7.1999 Electricity Regulation Act:in myötä. Sähkömarkkinoiden avautuminen alkoi vuonna 2000, jolloin 28 % markkinoista avautui ja asiakkaat, joiden sähkönkulutus oli yli 4 GWh pystyivät kilpailuttamaan sähköenergiansa. Lisäksi kaikki asiakkaat kulutuksesta riippumatta pystyivät valitsemaan sähköntoimittajakseen uusiutuvia tai kestäviä energiamuotoja myyviä toimittajia. Irlannin sähkömarkkinoiden pitäisi olla täysin avoimet vuoteen 2005 mennessä. Irlannin sääntelyviranomaisen Commission for Electricity Regulation (CER) säätelee ESB Distributionin suurinta sallittua liikevaihtoa vuosittain RPI-X sääntelyllä. ESB (Electricity Supply Board) on vertikaalisesti integroitunut yhtiö, joka on vastuussa maan jakeluverkon hallinnasta ja toiminnasta. Se omistaa myös siirtosysteemin. Sääntelyjakson pituus on viisi vuotta. (CER 2001)

### 4.11.1 Sallitun liikevaihdon määrittäminen

Sallitun liikevaihdon määrittäminen alkaa pääomakannan määrittämisellä. Yhtiön pääomakanta määritellään nykykäyttöarvona. Tämä arvioidaan muuttamalla historialliset omaisuuden hankintahinnat kuluttajahintaindeksillä tämän päivän arvoon ja käyttämällä tasapoistomenetelmää. CER määrittää komponenttien pitoajat. Pääomalle sallitaan 6,5 % tuotto ennen veroja. (CER 2001)

Määrittäessään sallittuja operatiivisia kustannuksia CER käytti tehokkuustutkimusta, jossa ESB:n vertailukohteina käytettiin kansainvälisiä yksiköitä. Tutkimuksen tuloksena operatiivisten kustannusten tehostamisvaatimus asetettiin 50 % vertailun tehokkaimman yksikön suoritustasosta sääntelykauden loppuun mennessä. Tehostamiskohteet kontrolloitavien kustannusten osalta on 2 % vuodessa. ESB saa pitää tehostamisen seurauksena syntyneet säästöt sääntelyperiodin ajan. Investointien osalta CER on tarvittaessa korjannut ESB:n ennustuksia menoistaan sääntelykauden aikana. (CER 2001)

Vaikka CER on määrittänyt yhtiöille sallitun liikevaihdon sääntelyjakson jokaiselle vuodelle. Ennustettuja lukuja korjataan vuosittain muutoksilla asiakasmäärässä, kuluttajahintaindeksissä, keskeytysajoissa, häviöenergiassa, yhtiöistä riippumattomissa kustannuksissa sekä todellisuudessa saaduissa tuloissa. Jakeluyhtiön sallittu liikevaihto vuodelle t saadaan yhtälöllä (4.23) sääntelykaudella 2001–2005.

$$RR_t = \left\{ \left[ \prod_{2001}^t (1 + RPI) \right] \cdot \left[ B_t + (P_{Ct} \cdot (FC_t - C_t)) + P_L \cdot (FL_t - L_t) + P_{CML} \cdot (FCML_t - CML_t) \right] \right\} + \Delta Y_t + K_{t-1} + K_{t-2}, \quad (4.23)$$

missä	$RR_t$	on periodille t sallittu liikevaihto, johon seuraavan vuoden tariffit perustuvat
	$RPI$	on ko. vuoden keskimääräinen kuluttajahintaindeksi
	$B_t$	on vuodelle t sallittu liikevaihto vuoden 2000 todellisilla hinnoilla
	$P_{Ct}$	on ESB Distribution:in jokaisesta lisäasiakkaastaan saama tulo
	$FC_t$	on korjattu ennuste verkkoon liittyneistä asiakkaista vuonna t
	$C_t$	on verkkoon liittyneiden asiakkaiden kokonaismäärä vuoden t lopussa
	$P_L$	on tulon määrä GWh kohden, jonka komissio sallii ESB:n pitää itsellään/vähentää häviöiden pienentämiseksi/kasvattamiseksi verrattuna sallittuihin häviöihin [€/GWh]
	$FL_t$	on korjattu ennuste jakeluhäviöistä vuonna t, [GWh]
	$L_t$	on jakeluhäviöt vuonna t [GWh]
	$P_{CML}$	on tulojen määrä asiakaskohtaista keskeytysaikaa kohden, jonka komissio sallii ESB:n pitää itsellään/vähentää keskeytysajan pienentämiseksi verrattuna odotettuun arvoon. [€/min]
	$FCML_t$	on todellisen ja arvioidun keskimääräisen asiakaskohtaisen keskeytysajan yhdistelmä vuonna t [min]
	$CML_t$	on keskimääräinen asiakaskohtainen keskeytysaika vuonna t [min]
	$\Delta Y_t$	on muutos yhtiöstä riippumattomissa kustannuksissa verrattuna vuonna t asetettuihin.
	$K_{t-1}$	on korjaustekijä, joka korjaa aikaisemmin ennustettuja hintoja vuonna t-1 veloitetuihin hintoihin
	$K_{t-2}$	on korjaustekijä, joka korjaa aikaisemmin ennustettuja hintoja vuonna t-2 veloitetuihin hintoihin

Asiakaskohtaisten keskeytysaikojen ja jakeluhäviöiden maksimikannustimeksi on säädetty  $\pm 2\%$  sallitusta tulosta vuosittain. (CER 2001)

CER on hyväksynyt ESB tariffit vuodelle 2004. ESB:n tariffit lasketaan jokaiselle vuodelle jakamalla suurin sallittu tulo toimitetun sähkön määrällä. Hintoihin tullut keskimääräinen 5,09 % korotus johtuu CER:in mukaan mm. siirto- ja jakeluverkkojen investointitarpeesta, ESB:n kohonneista kustannuksista sekä julkisen palveluvelvoitteen kustannuksista. (CER 2003)

#### 4.11.2 Laadun huomioiminen

Sähkönjakelun laatua valvotaan kolmella eri taholla:

1. **Asiakaspalvelun** laatu määritellään suoritusstandardien mukaan. Suoritusstandardit jaetaan taattuihin ja yleisiin standardeihin. Taatut standardit tulee täyttää yksittäisissä tapauksessa rangaistusmaksun uhalla. Yleiset standardit kuvaavat palvelun tasoa, jota asiakas voi aina odottaa. Niistä ei tule rangaistuksia jakeluyhtiölle.

2. CER hyväksyi jakeluyhtiöille ylimääräisiä pääomakustannuksia **jännitteen laadun** parantamiseksi. Tämän ehtona oli, että valitusten määrä puolittuu vuoteen 2005 mennessä. Jos yhtiö ei taatun standardin mukaan ota valituksen tekijään yhteyttä 10 työpäivän kuluessa ja tutki asiaa vielä 10 työpäivän sisällä, joutuu se maksamaan 35 € rangaistuksen asiakkaalle. Vakavia vikoja lukuun ottamatta ongelman pitää ratkaista 12 viikon kuluessa 50 € rangaistuksen uhalla.
3. **Jakelun jatkuvuus** varmistetaan sallitun liikevaihdon yhtälössä taloudellisena kannustimena ( $P_{CML}$ ). Lisäksi taattu standardi määrää minimissään kahden päivän ilmoitusajan suunniteltuihin keskeytyksiin, ja pääsulakkeen toiminnasta pitää hälyttää kolmen tunnin sisällä 35 € rangaistuksen uhalla. Yleisen standardin mukaan 95 % kaikista vioista pitää korjata neljän tunnin kuluessa. (Brady 2003)

## **5 SÄHKÖNJAKELUVERKKOLIIKETOIMINNAN VALVONNAN VAIKUTUKSET**

Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan valvontamalleilla ohjataan sähkönjakeluyhtiöiden päätöksentekoa yhteiskunnallisen hyvinvoinnin kannalta optimaaliseen suuntaan. Valvontamallilla pyritään ennen kaikkea estämään monopoliaseman väärinkäytökset. Samalla on kuitenkin varmistettava, että yhtiöt voivat selviytyä regulaattorin luomassa toimintaympäristössä. Yksi valvontamallilla vaadittava ominaisuus onkin, että kaikki osapuolet hyväksyvät sen. Tämä edellyttää sitä, että regulaattorin käyttämät menetelmät on oltava jakeluyhtiöiden tiedossa. Näin saadaan vakaa toimintaympäristö, jossa yhtiöt voivat suunnitella toimintaansa pitkällä tähtäimellä.

Jokainen maa valitsee sen omaan erityistilanteeseensa sopivan valvontamallin. Valvontamalli koostuu monesta eri komponentista, joilla kaikilla on oma kannustinvaikutus. Tämän takia valvontaa on tarkasteltava kokonaisuutena, jotta voidaan arvioida, kuinka hyvin se vastaa asetettuihin tavoitteisiin.

### **5.1 Sääntelyn jälki- tai etukäteisyys**

EU kannustaa direktiivissä 2003/54/EY jäsenmaita entistä tiukempaan sääntelyyn. Regulaattorin pitää määrittää tai hyväksyä tariffit tai ainakin siirto- ja jakelutariffien laskentamenetelmät ennen niiden voimaantuloa. Etukäteisyys valvonnassa tarjoaa yhtiöille vakaan toimintaympäristön. Etukäteissääntelyn haittapuolena voi kuitenkin olla kalliimmat valvontakustannukset ja suuremmat tarvittavat resurssit (katso taulukko 2.3).

Tarkasteltavissa maissa sähköverkkoyhtiöiden sääntely etukäteen on yleisempää kuin jälkikäteisääntely. Vain Suomi, Ruotsi ja Saksa valvovat jakeluyhtiöiden suoritusta jälkikäteen. Tätä on perusteltu soveltavuudella maiden jo olemassa oleviin järjestelmiin. Ruotsi on tosin siirtymässä enemmän etukäteisvalvontaan, koska valvonnassa käytetyt parametrit ovat yhtiöiden tiedossa ennen yhden vuoden sääntelyjakson alkua. Yhtiöt voivat tehdä omia laskelmiaan soveltamiensa tariffien kohtuullisuudesta verkkohyötymallin antamaan tulokseen verrattuna. Verkkohyötymalli on tosin vain keino, jolla yhtiöt valitaan tarkempaan tarkasteluun. Suomessakin siirrytään seuraavalla kolmen vuoden valvontajaksolla (2005–2007) direktiivin vaatimukset täyttävään sallitun tuoton parametrien etukäteiseen määrittelyyn. Saksan tulevista valvontametoista ei tällä hetkellä ole saatavissa tietoa. Huomattavaa on, että

jälkikäteinen sääntely on muuttumassa suuntaan, jossa kaikkia yhtiöitä kohdellaan samoin periaattein. Valvonta ei koske enää ainoastaan yhtiöitä, joita epäillään markkina-aseman väärinkäytöstä.

Etukäteistä sääntelyä pidetään joustamattomampana kuin jälkikäteistä sääntelyä. *Ex-ante* sääntelyssä valvontajakson pituus oli tarkasteltavissa maissa 3...5 vuotta, joten valvontamalli pystyy reagoimaan yllättäviin muutoksiin viiveellä.

## 5.2 Sääntelyjakson pituus

Valvontajakson pituudella voidaan vaikuttaa valvottavien yhtiöiden käyttäytymiseen. Sääntelyjakson pituus tarkastelluissa maissa vaihteli yhdestä viiteen vuoteen.

Ruotsissa valvontajakson pituus on valvonnan uudistamisen jälkeenkin yksi vuosi. Näin lyhyt sääntelyjakso ei välttämättä huomioi verkkoliiketoiminnan luonteesta johtuvia ajoittain isoja investointeja. Yhtiöillä ei myöskään välttämättä ole tarpeellista kannustinta toiminnan tehostamiseen. Itävallassa valvontajakso oli kolme vuotta, Tanskassa ja Hollannissa neljä vuotta, kun taas Norjassa, Iso-Britanniassa ja Irlannissa valvontajakso on viisi vuotta. Suomessa siirrytään uuden valvontamallin myötä ensin kolmen vuoden valvontajaksoon ja myöhemmin viiden vuoden valvontajaksoon. Pitkä sääntelyjakso voi kannustaa yhtiöitä kustannustehokkuuteen, jos ne saavat pitää hyödyn itsellään. Viiden ja neljän vuoden valvontajakson maista Norjan ja Irlannin jakeluyhtiöiden pitää palauttaa saamansa säästöt asiakkaille, Iso-Britanniassa saadut säästöt saa pitää sääntelykauden ajan. Tanskassa yhtiöt saavat pitää syntyneet säästöt, jotka vastaavat enintään 5 % tuloraameista. Rajan ylittävä osuus siirretään asiakkaille.

## 5.3 Valvontamalli

Valvontamallin valinnalla ja sen perusominaisuuksilla on suuri merkitys sähköverkkomonopolin valvonnan vaikutuksiin. Valvontamallin ohjausvaikutuksia voidaan tarkentaa erilaisin lisäkannustimin, jotta sääntelyviranomaisen asettamat tavoitteet täyttyisivät. Valvontamallin julkaisemisen yhteydessä sääntelyviranomaisen esittelee suuntaviivat tavoitelluista ohjausvaikutuksista. Jokainen maa valitsee valvontamallin, joka sopii parhaiten kyseisen maan olosuhteisiin. Euroopan komissio odottaa ilmeisesti sääntelyn perustuvan ennustettuihin operatiivisiin kuluihin ja



pääomakustannuksiin (poistot ja pääoman tuotto). Lisäksi valvonnassa käytettävän pääomakannan tulee olla hyvin määritetty. (Webster 2003)

Suomi on tarkastelun ainoa maa, joka käyttää tuoton sääntelyä. Menetelmä on suosittu Yhdysvalloissa, mutta Euroopassa liikevaihdon tai hinnan sääntely näyttäisi olevan yleisempää. Tuoton sääntelyä pidetään menetelmänä, jota on helppo soveltaa ensimmäisenä valvontamallina, jolloin regulaattorilla ei ole tarkkaa tietoa alan ominaisuuksista. Mm. Norjassa ja Itävallassa tuoton sääntely on ollut ensimmäinen valvontamalli, josta on siirrytty muihin malleihin. Tuoton sääntely kannustaa investointeihin, koska ne kasvattavat tuoton laskennan pohjana olevaa pääomakantaa, mutta kulujen vähentämiselle siinä ei ole kannustinta. Malli tarvitsee siis erillisen tehokkuusmittausmenetelmän kannustamaan tehokkuuden parantamiseen. Suomessa kustannustehokkuuden mittaamiseen on käytetty DEA-mallia, joka tosin ei ole toiminut toivotulla tavalla. Tehokkuusarvioinnin tuloksia on toistaiseksi käytetty vain verkkoyhtiöiden eduksi.

Kun sääntelymallissa sähkön hinta ei ole yhteydessä kustannuksiin eli käytetään liikevaihdon tai painotetun tariffikorin sääntelyä, yhtiöllä on kannustin kustannustehokkuuden parantamiseen. Näin se automaattisesti saa enemmän voittoa itselleen, kun sen kulut vähenevät. Tällöin laadun taso voi kuitenkin laskea ilman ylimääräistä laadun sääntelyä. Yhtiön tekemät päätökset kustannusten ja laadun suhteen eivät siis välttämättä johda sosiaalisen hyvinvoinnin kannalta järkeviin ratkaisuihin. Tämän takia regulaattorilla on vastuu valvoa asiakkaiden etua antamalla yhtiöille oikeat kannustimet optimaalisen toiminnan turvaamiseksi. Tämä tehdään kytkemällä kustannuksien ja laadun suhteen tehdyt valinnat yhtiön saamaan tuloon. (Ajodhia 2003)

Varsinainen hinnan sääntely on käytössä Hollannissa ja Itävallassa. Hollannissa valvonta tosin kohdistuu hintakoriin, joten käytännössä valvotaan liikevaihtoa. Itävallassa puolestaan on määritetty yhtiöiden tariffirakenne.

Hinnan ja liikevaihdon sääntelyssä valvonta perustuu yhtiön ennustettuihin tehokkaan toiminnan kustannuksiin. Tuoton sääntely perustuu puolestaan todellisiin kustannuksiin. Liikevaihdon tai hinnan sääntely sisältää myös elementtejä tuotonsääntelystä, koska regulaattori yleensä määrittää kohtuullisen tuoton pääomalle.

## 5.4 Tehokkuus ja ohjausvaikutus

Tehokkuusmittauksilla pyritään mittaamaan yhtiöiden suoritusta. Vertailukohteena voi olla parhaana pidetty suoritus tai muu referenssiarvo. Erilaisten tehokkuustutkimusten kautta saadut tehokkuusvertailut on yleisesti hyväksytty osaksi sääntelyä. Niiden käyttöä voidaan kuitenkin kritisoida niiden luotettavuuden tai tarkkuuden perusteella. Käytetyt menetelmät eivät yleensä pysty luotettavasti määrittämään yrityksen todellista tehostamispotentiaalia, tarkastelusta ulkopuolelle jätettyjen muuttujien vaikutusta tai datassa olevia virheitä. Useat rintamamenetelmää käyttävät tehokkuusvertailut olettavat, että korkeat kustannukset ovat automaattisesti seurausta tehottomuudesta. Syitä korkeisiin kustannuksiin voi kuitenkin olla monia, jotka eivät välttämättä tule analyysissä esiin. (Irastorza 2003)

Tehokkuusmittauksilla voidaan kompensoida joitakin valvontamallin heikkouksia valitsemalla tehokkuustutkimuksen parametrit sopivasti sekä kohdistamalla niiden vaikutukset oikealla tavalla. Tehostamisvaatimus jakaantuu yleensä yleiseen ja yhtiökohtaiseen osaan. Molempien määrittämisessä on regulaattorilla käytettävään erilaisia menetelmiä, joiden soveltaminen valvontamalliin edellyttää harkintaa ja tietämystä niiden pitkäaikaisista vaikutuksista.

### 5.4.1 Yleinen tehostamisvaatimus

Yhtiökohtaisen tehokkuusvaatimuksen lisäksi melkein kaikki maat asettavat yleisen tehostamisvaatimuksen valvottaville yhtiöille. Yleisellä tehostamistavoitteella kuvataan tuottavuuden kasvusta johtuvaa tehokkuusrintaman siirtymistä. Tämä voidaan selvittää mm. Malmquist-indeksin avulla, joka kuvaa historiallista tehokkuusrintaman muutosta. Tehostamistavoite voi sisältää myös regulaattorin arvioimaa koko alan tehottomuudesta johtuvaa tehostamistarvetta maissa, joissa sähkönjakeluliiketoiminta on toiminut kansallisena monopolina pitkän aikaa. Yleinen tehostamisvaatimus vaihteli tarkasteltavissa maissa 1-3 %.

### 5.4.2 Yhtiökohtainen tehostamisvaatimus

Yhtiökohtaisen tehostamistavoitteen määrittelyssä on mahdollista käyttää erilaisia toiminnan tunnuslukuihin perustuvia menetelmiä, kuten regressioanalyysiä tai lineaarista optimointia, esim. DEA-menetelmää. Näille menetelmille on ominaista, että tunnuslukujen perusteella muodostetaan ns. tehokkuusrintama, johon yhtiön suoritusta

verrataan. Yhtiökohtaisella tehostamistavoitteella kuvataan sitä, miten tarkasteltava yhtiö sijoittuu tehokkuusrintamaan nähden. (CEPA 2003)

Tehokkuustutkimuksista saadaan yleensä yhtiöille tehokkuusluku, joka on välillä 0...1. Tehokkuuslukua voidaan soveltaa eri tavoin valvontamallissa. Yleensä se on RPI-X sääntelyn X-tekijä. Regulaattori käyttää tavallisesti subjektiivista arviointia muuttaessaan yrityksen tehostamispotentiaalia X-tekijäksi. Tässä on otettava huomioon yhtiöiden todellinen tehostamismahdollisuus. Esimerkiksi Hollannissa käytetään suurempia yhtiökohtaisia tehostamistavoitteita kuin Norjassa. Toisaalta Hollannissa on tällä hetkellä ainoana tarkasteltavissa maissa mahdollista saada negatiivinen tehostamistavoite eli yhtiötä palkitaan tehokkaasta toiminnasta. Norjassa yhtiöiden toimintaa on taas pyritty tehostamaan pidempään. Suomessa DEA-tehokkuuslukuun lisätään virhemarginaali, jolla pyritään ottamaan huomioon se, ettei yritykselle aseteta mittausrvirheen takia suurempaa tehostamisvaatimusta kuin mitä on realistista (Lavaste 2001).

#### *5.4.3 Tehostamiskohde ja -aika*

Tehokkuustutkimuksista saatavat tehokkuusluvut sijoitetaan yleensä valvontamalliin, jossa ne vaikuttavat lopulta yhtiön sallittuun liikevaihtoon. Regulaattorin ongelmana on kuitenkin tehokkuustutkimusten tulosten muuttaminen vuosittaisiksi tehostamistavoitteiksi.

Hollannissa tehostamiskohde on hintakori, eli sillä vaikutetaan yhtiöiden liikevaihtoon. Espanjassa, Norjassa ja Ruotsissa tehostamiskohde on suoraan liikevaihto. Iso-Britanniassa operatiivisten kustannusten tehostamisvaatimukset määritetään tehokkuusmittauksen avulla, kun taas investointien kohdalla viranomaisen määrittää tehostamisvelvoitteet omaa harkintaansa käyttäen. Tanskassa käytetään samantyyppistä lähestymistä. Viranomaisen määrittää tehostamistavoitteen kokonaiskustannuksille, jotka muodostuvat operatiivisista kustannuksista ja poistoista. Suomessa tehostamisvaatimus kohdistuu operatiivisiin kustannuksiin.

Regulaattorin on määriteltävä yhtiöiden tehostamisvaatimuksen lisäksi se aika, jossa niiden on saavutettava tehokkaana pidetty toiminnan taso. Tehostamisvaatimus voi olla eri suuri valvontajakson alussa kuin muina vuosina tai sitten se on sama koko valvontajakso ajan. Tehostamisvaatimus voi olla myös vähenevä tai kasvava. Iso-

Britanniassa hinnanalennukset ovat suurempia ensimmäisenä valvontavuotena, muissa tarkasteltavissa maissa on päädytty yhtä suuriin vuosittaisiin tehostamisvaatimuksiin.

Jos regulaattori pystyy asettamaan verkkoyhtiöiden tehostamistavoitteen aikaisemman suorituksen perusteella, yhtiö voi ennakoida asetettujen tavoitteiden kehittymistä ja peitellä suoritustaan sääntelyjakson alkuaikoina ansaitakseen enemmän pitkällä tähtäimellä. Esim. DEA:lla voidaan kuitenkin ottaa huomioon tuotannon vaihtelut sääntelyperiodin aikana, kun tutkimus tehdään vuosittain. Näin vähennetään ns. *ratchet*-vaikutusta, eli yritysten pelkoa siitä, että niitä rangaistaan tuottavuuden kasvusta sääntelyperiodin aikana. (Agrell et al. 2000)

#### *5.4.4 Tehokkuustutkimuksen parametrien valinnan vaikutus*

Tehokkuusmittauksissa tavoitteena on kannustaa valvottavia yhtiöitä pienentämään panoksia ja kasvattaa tuotoksia. DEA-mallia soveltavissa maissa kaikissa panoksena ovat operatiiviset kustannukset. Tämä onkin luonteva tehostamiskohde liiketoiminnassa. Norjassa panostekijänä on lisäksi käytetty pääomaa. Tämä yhdistettynä liikevaihdon sääntelyyn kannustaa jonkin verran ali-investointeihin. Ali-investoinnit vaikuttavat yleensä sähkön laatuun, joten Norja on valinnut erillisen laadun sääntelyn tasapainottamaan tätä vaikutusta. Hollannissa DEA-mallin panostekijänä ovat kokonaiskustannukset, koska viranomainen ei halua puuttua liikaa siihen, miten yritykset hoitavat tehostamisvelvoitteensa. Kokonaiskustannukset muodostuvat operatiivisista ja pääomakustannuksista. Tanskan verkostovolyyminmallissa yhtiön suoritusta kuvataan yhtiön kulujen ja verkoston volyymin suhteena. Kulut muodostuvat operatiivisista kuluista ja poistoista, joten samansuuntainen trendi on nähtävissä myös tässä.

#### *5.4.5 Lähtötietojen vaikutus*

Monet tehokkuustutkimukset ovat herkkiä lähtötietojen oikeellisuudelle. Yleinen mittatikkusääntely perustuu yhtiöiden vertaamiseen niiden suorituksen perusteella, mutta tuloksiin liittyy epävarmuutta jos yhtiöillä ei ole yhteisiä ohjeita kirjaamiskäytännöistä. Jako operatiivisten kulujen ja pääomakulujen välillä voi olla häilyvä, samoin poistojen käsittelyssä voi olla eroja. Jotkut tarkasteltavista maista käyttävät kansainvälisiä tehokkuusmittauksia, koska sopivia kotimaisia vertailukohteita ei ole tarpeeksi. Tällöin lähtötietojen merkitys korostuu entisestään. Regulaattorin tavoitteena voikin olla kirjaamiskäytäntöjen yhtenäistäminen. Esimerkiksi Hollannissa

on käynnistetty erillinen projekti kirjaamiskäytäntöjen yhtenäistämiseksi. Ruotsin verkkohyötymalli ei ota huomioon yhtiöiden tilitietoja sallittua liikevaihtoa määrittellessään, mutta tarvittavien asiakastietojen tai keskeytystietojen raportoinnissa voi olla ongelmia.

Sääntelyviranomaisen tehtävänä on päättää, minkä vuoden tiedot valitaan ns. perusvuoden lähtötiedoiksi. Perusvuosi on esim. valvontavuoden ensimmäisen vuoden sallittu liikevaihto. Yleensä valitaan parin vuoden takaiset lähtötiedot, näin pyritään hillitsemään yhtiöiden kustannuksien kasvua. Samalla tullaan kuitenkin tilanteeseen, jossa yhtiöiden suoritusta arvioidaan vanhentuneilla tiedoilla. Tämä on ongelmallista erityisesti silloin, kun valvontajakso on pitkä.

### **5.5 Sähkön laatu**

Verkkoyhtiöiden toimittamalla sähkön laadulla on yhä suurempi merkitys yhtiön asiakkaille. Tämän takia se saa enemmän huomioita myös valvontamalleissa. Suurimmalla osalla tarkasteltavista maista sähkönjakelun luotettavuus on kytketty jollain tapaa yhtiön sallittuihin tuloihin tai sellainen malli on suunnitteilla. Sähkön laatu vaikuttaa tuloihin joko suoraan tai välillisesti esim. tehokkuusmittauksen kautta.

Iso-Britanniassa asiakkaiden kokemien sähkönjakelun keskeytysten lukumäärä ja pituus vaikuttavat yhtiön sallittuun liikevaihtoon. Sähkön laadun vaikutus yhtiöiden liikevaihtoon on rajoitettu 1,75 % liikevaihdosta. Norjassa vastaavasti asiakkaiden toteutuneet keskeytyskustannukset verrattuna ennustettuihin lukuihin vaikuttavat yhtiön sallittuun liikevaihtoon. Vastaava järjestely on suunnitteilla Hollannissa. Ruotsissa käyttövarmuuden huonontuminen ei pienennä yhtiön sallittua liikevaihtoa. Hyvästä laatusasta yhtiön sallittu liikevaihto kasvaa. Espanjassa yhtiöt saavat varoja tarvittavien parannusten toteuttamiseen, jos sähkönjakelun luotettavuus ei ole toivotulla tasolla.

Asiakaspalvelun laatu vaikutti yhtiön sallittuun liikevaihtoon vain Iso-Britanniassa. Monet maat ovat ilmaisseet halunsa sisällyttää tämä elementti valvontajärjestelmään, mutta sen toteuttaminen on vaikeaa. Iso-Britannian viranomainen on ratkaissut asian suorittamalla yhtiöiden asiakkaille kyselyjä, joiden tuloksien perusteella muodostetaan yhtiön suoritustaso. Asiakaskyselyt ovat aina subjektiivisia, joten niiden käyttäminen ei kohtele kaikkia yhtiöitä tasapuolisesti.

Sähkön laatu voidaan ottaa huomioon myös tehokkuusmittauksen kautta. Suomessa keskeytysaika on tuotostekijä, Norjassa panostekijä. Sähkönjakelun keskeytykset otetaan huomioon Norjassa siten kahta kautta.

### 5.6 Yhtiöiden strateginen käyttäytyminen

Valvottavien sähkönjakeluyhtiöiden strategisella käyttäytymisellä (regulatory gaming) tarkoitetaan tässä yhteydessä yhtiöiden halua kasvattaa tuottoa ilman todellisia tehostamistoimenpiteitä optimoimalla valvontamallin tarjoamaa liikkumavaraa. Tällöin yhtiöt ottavat tietoisesti riskin, että niiden käyttäytymisellä voi olla negatiivisia vaikutuksia, jos valvova viranomaisena päättää muuttaa valvontaa. Erityisesti tuoton sääntelyn kohdalla voidaan puhua yhtiöiden strategisesta käyttäytymisestä, jos yhtiöt tarpeettomasti kasvattavat pääomakantaansa. (Jamasb et al. 2003)

Tehokkuusmittaus tarjoaa myös mahdollisuuden strategiseen käyttäytymiseen. DEA-mallissa joillekin yhtiöille mallin tietty tekijä voi olla merkityksetön, joten sen osalta yhtiöllä ei ole kannustinta toimia tehokkaasti. Tehokkuusmittauksessa lähtötietojen ilmoittamisessa yhtiöillä voi olla houkutus ilmoittaa tietojaan itselleen edullisella tavalla. Monissa tehokkuusmittausmalleissa yhtiön suoritusta verrataan kuitenkin muiden suoritukseen, joten yhtiö ei voi olla varma, millainen vaikutus sen omilla toimilla on.

Strateginen käyttäytyminen liittyen sähkön laadun regulointiin on pitkälti riippuvainen keskeytysaikojen ja -pituuksien raportoinnista. Monessa maassa keskeytystietojen kerääminen suoritetaan esim. muuntopiirikohtaisesti, jolloin harvaan asutussa muuntopiirissä tehdyt parannukset vaikuttavat enemmän tilastotietoihin kuin tiheämmin asutuilla alueilla. Yleensäkin valvonnassa käytettävät sähkön laadun tunnusluvut ohjaavat yhtiöitä kiinnittämään huomiota juuri näihin tekijöihin.

Regulaattori voi yrittää vaikuttaa yhtiöiden strategiseen käyttäytymiseen. Monessa maassa hetki, josta kustannusten tehostamisvaatimuksen lähtöarvo määritetään, paljastetaan vasta sääntelyjärjestelmän uudelleenarvioinnin hetkellä. Näin pyritään välttämään ns. *ratchet* -ilmiötä, jossa yhtiöiden käyttäytymiseen vaikuttaa senhetkisen kustannustason vaikutus tulevaan kustannustasoon. Hollannin regulaattori on puolestaan painottanut, että se saattaa muuttaa käytettävää tehokkuusmittausmenetelmää, joten yhtiöiden strategiselle käyttäytymiselle ei voi muodostua pitkäaikaista kannustinta.

Sähkönjakeluliiketoiminta on kuitenkin pitkäjänteistä toimintaa, mikä tulisi ottaa huomioon myös kannustimien asettamisessa.

## 6 YHTEENVETO

Tässä diplomityössä on tarkastelu sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan valvontaa. Sähkönjakeluverkkoliiketoimintaa täytyy valvoa, koska se on ns. luonnollista monopolitoimintaa, jolla on mahdollisuus väärinkäyttää asemaansa ja periä liian suuria maksuja asiakkailta. Valvonnalla yritetään luoda kilpailua vastaava tilanne eli yhtiöiden hintojen on oltava kohtuullisia ja laadun hyvä, jotta ne eivät menetä asiakkaitaan. Jokainen maa on luonut omat menetelmänsä valvonnan toteuttamiseksi. Jos säädellään valvottavan yrityksen pääoman tuottoa, puhutaan tuoton sääntelystä ja vastaavasti puhutaan liikevaihdon sääntelystä jos yhtiölle ilmoitetaan suurin sallittu liikevaihto, jota se ei saa ylittää. Sääntely voi kohdistua myös yhtiön hinnoitteluun.

Jakeluyhtiöiden sääntelyssä yhtiöiden toivotaan yleensä parantavan niiden kustannustehokkuutta. Tämä voidaan toteuttaa asettamalla yhtiöille tehostamisvaatimus. Se koostuu yleensä yleisestä ja yhtiökohtaisesta osasta. Yhtiökohtaisen osan määrittämiseen käytetään erilaisia tehokkuusmittausmenetelmiä, joiden tarkoituksena on selvittää yhtiön suoritustaso verrattuna muihin vertailukelpoisiin yrityksiin tai parasta mahdollista suoritusta edustavaan fiktiiviseen yhtiöön. Tehostamisvaatimus voi kohdistua liikevaihtoon, hintoihin tai tiettyyn liikevaihdon osa-alueeseen. Yleinen tehostamisvaatimus kuvaa yleensä tuottavuuden yleistä kasvua.

Kustannusten pienentäminen voi johtaa huonontuneeseen sähköntoimituksen laatuun. Tämän takia joissain maissa on otettu käyttöön laadun sääntely. Laadun sääntelyssä yhtiön suoritustaso kytketään sen tuloihin. Tällöin keskitytään yleensä sähkönjakelun keskeytyksien minimoimiseen. Jännitteen ja asiakaspalvelun laatua tarkkaillaan yleensä erilaisin standardein, joiden rikkomisesta voi tulla taloudellinen rangaistus yhtiöille.

Valvontamalleilla on monia samanlaisia piirteitä, mutta sopivien kannustimien valinnassa ja toteuttamisessa eri maiden sääntelyviranomaiset ovat löytäneet erilaisia ratkaisuja, kuten taulukosta 6.1 voidaan todeta.



Taulukko 6.1. Verkkoliiketoiminnan valvonta eräissä Euroopan maissa.

Maa	Sääntely ja sääntelyn kohde	Tehokkuusmittaus/tehostamiskohde	Tehokkuusmittauksen lähtötiedot <sup>1</sup>	Sähkön laadun vaikutus	Valvonnassa käytetty pääomakanta (ja tuotto-% <sup>2</sup> )
<b>Espanja</b>	Ex-ante Liikevaihto	Referenssiverkko / liikevaihto  Tehostamisvelvoite: Yhtiökohtainen + yleinen 1 %	Referenssiverkon muodostamisen lähtötiedot: P: verkkopituus, muuntajakapasiteetti T: asiakasmäärä, jakelualueen pinta-ala, siirretty energia, käyttövarmuus (siirretty energia/toimittamatta jäänyt energia)	Sähkön laatu (käyttövarmuus) otetaan huomioon referenssiverkkoa muodostettaessa	Referenssiverkko, jota korjataan vastaamaan yhtiön todellista verkkoa, jos todelliset verkkotiedot ovat käytettävissä
<b>Hollanti</b>	Ex-ante Hintakori	DEA / liikevaihto  Tehostamisvelvoite: Yhtiökohtainen + yleinen 1,5 %	P: Kokonaiskustannukset (opex + capex) T: siirretty energia, huippuhontarve, asiakasmäärä Y: Muuntajien lukumäärä, verkkopituus	Suunnitteilla: Liikevaihtoa korjataan keskeytymäärän tai aikojen tavoitetasojen eroavaisuuksista	Standardisoitu kirjanpitoarvo (5 %)
<b>Irlanti</b>	Ex-ante Liikevaihto	Kansainvälinen tehokkuustutkimus / opex	-	± 2 % kannustin liikevaihdosta keskeytysaikojen ja häviöiden tavoitetason alittamisesta	Verkon jälleenhankinta-arvo (6,5 %)
<b>Iso-Britannia</b>	Ex-ante Liikevaihto	COLS / opex  Tehostamisvelvoite: Yhtiökohtainen + yleinen 3 % (kohdistuu liikevaihtoon)	P: Opex T: Yhdistelmä muuttuja (50 % asiakasmäärä, 25 % siirretty energia, 25 % verkkopituus)	Liikevaihtoa korjataan keskeytymäärän tai aikojen tavoitetasojen eroavaisuuksista max ±1,75 % liikevaihdosta, asiakaspalvelussa 0,125 %	Verkon kirjanpitoarvo (6,5 %)
<b>Itävalta</b>	Ex-ante Tariffit	-	-	-	Verkon kirjanpitoarvo (7,65 %)
<b>Norja</b>	Ex-ante Liikevaihto	DEA / liikevaihto  Tehostamisvelvoite: Yhtiökohtainen + yleinen 1,5 %	P: Pääoma (kirjanpitoarvo tai JHA), henkilötövuodet, todellinen keskeytysaika, häviöt, opex T: Asiakasmäärä, siirretty energia Y: Verkkopituus, normalisoitu keskeytysaika	Keskeytyskustannuksille on asetettu tavoitetaso, jonka ylittyminen pienentää ja alittuminen kasvattaa liikevaihtoa	Verkon kirjanpitoarvo (7,7 %)
<b>Portugali</b>	Ex-ante Liikevaihto	-	-	Toimittamatta jäänyt energia vaikuttaa sallittuun liikevaihtoon	Verkon kirjanpitoarvo (9 %)
<b>Ruotsi</b>	Ex-post Liikevaihto	Referenssiverkko / liikevaihto	L: Asiakkaiden sijainti verkossa, siirretty energia, loppuasiakkaiden jännitetaso, laskutus, sähkönjakelun keskeytys lukumäärä, keskeytysten keskipituus	Asiakkaiden keskeytysaika ja keskeytysten lukumäärä vaikuttavat sallittuun liikevaihtoon	Standardikustannusten avulla laskettu fiktiivisen verkon arvo (ehdotus 4,8–5,8 %)
<b>Saksa</b>	Ex-post	-	-	-	VV-sopimus: yhtiön oma pääoma (6,5 %)
<b>Suomi</b>	Ex-post Tuotto	DEA / opex  Tehostamisvelvoite: vuodesta 2005 alkaen yleinen 1,3 %	P: Opex T: Keskeytysaika, energia-arvo Y: Asiakasmäärä, verkkopituus	Asiakkaiden kokonaiskeskeytysaika tuotostekijänä DEA:ssa	Verkon nykykäyttöarvo (50/50 velka/OP-suhde 4,175 %)
<b>Tanska</b>	Ex-ante Liikevaihto	Verkostovolymimalli/ kokonaiskustannukset  Tehostamisvelvoite: Yhtiökohtainen + yleinen 3 %	L: Verkstokomponentit, asukastiheys, opex, poistot	-	Verkon kirjanpitoarvo

<sup>1</sup>P = panostekijä, T = tuotostekijä, Y = ympäristötekijä, L = lähtötiedot jakelu-yhtiöltä<sup>2</sup>WACC-prosentti ennen veroja

**LÄHTEET**

- (386/1995) Suomen Sähkömarkkinalaki 386/1995. Saatavissa: [www.finlex.fi](http://www.finlex.fi)
- (96/92/EY) Euroopan parlamentti ja Euroopan Unionin neuvosto. 1996. direktiivi 96/92/EY. Euroopan unionin virallinen lehti.
- (2003/54/EY) Euroopan parlamentti ja Euroopan Unionin neuvosto. 2003. direktiivi 2003/54/EY. Euroopan unionin virallinen lehti.
- (Agrell et al. 2000) Agrell, P. & Bogetoft, P. & Tind, J. 2000. Multi-period DEA incentive regulation in electricity distribution. Saatavissa: [www.econ.ku.dk](http://www.econ.ku.dk)
- (Ajodhia et al. 2003) Ajodhia, V. & Franken, B. & van der Lippe, C. 2003. Integrated Regulation of Price and Quality: the Dutch Experience. Market Design 2003,
- (Ajodhia 2002) Ajodhia, Virendra. 2002. Integrated price and reliability regulation: The European Experience. IEEE 2002.
- (Allen 2003) Allen, T. 2003. Incentives for monopoly electricity network providers, CIRED 2003
- (Brady 2003) Brady, Una. 2003. Market liberalisation and Quality of Supply in Ireland. CIRED 2003.
- (Brown 2003) Brown, Ashley. 2003. Network Regulation from an Investor's point of view. Market Design 2003.
- (Brunekreeft 2001) Brunekreeft, G. 2001. Negotiates Third-Party Access in German Electricity Supply Industry. University of Freiburg, Germany.
- (Buckland 2000) Roger Buckland. 1998&2000. What is the cost of capital for the UK's regulated utilities? Aberdeen papers in accountancy, finance & management, Working paper 98-3. ISSN 0962-4627
- (Böge 2003) Böge, Ulf. 2003. World Forum on Energy Regulation, Rooma.
- (CEER 2003a) CEER. 2003. Completing the internal energy market- the missing steps. Press statement. Saatavissa: [www.ceer-eu.org](http://www.ceer-eu.org)
- (CEER 2003b) CEER. 2003. CEER Presentation. Saatavissa: [www.ceer-eu.org](http://www.ceer-eu.org)
- (Cenelec 2003) Cenelec. 2003. About Cenelec. Saatavissa: [www.cenelec.org](http://www.cenelec.org)
- (CEPA 2003) Cambridge Economics Policy Associates (CEPA). 2003. Background to Work on Assessing Efficiency for the 2005 Distribution Price Control Review. Saatavissa: [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)

- (CER 2001) CER. 2001. Determination of Distribution Allowed Revenues. Saatavissa: [www.cer.ie](http://www.cer.ie)
- (CER 2003) CER. 2003. ESB tariffs 2004, lehdistötiedote. Saatavissa: [www.cer.ie](http://www.cer.ie)
- (Crouch 2003) Crouch. 2003. Special Measures Taken to Secure Investments in the Distribution Business in the UK. Market Design 2003
- (Dolander et al. 2003) Dolander, J. & Maqueda, L. & Candela, A. 2003. Remunerating distribution in Spain. CIRED 2003.
- (Dte 2002a) Dte. 2002. An overview of the first regulatory review. Saatavissa: [www.dte.nl](http://www.dte.nl)
- (Dte 2002b) Dte. 2002. Yardstick competition, Regional Electricity Network Companies, Second Regulatory Period. Saatavissa: [www.dte.nl](http://www.dte.nl)
- (Dte 2002c) Dte. 2002. Maatstafconcurrentie. Regionale Netbedrijven Elektriciteit, tweede reguleringsperiode. Saatavissa: [www.dte.nl](http://www.dte.nl)
- (Dte 2003) Dte. 2003. New Price-Cap for Electricity Grid Managers, lehdistötiedote 27.10.2003. Saatavissa: [www.dte.nl](http://www.dte.nl)
- (E-Control 2003a) E-Control. 2003. Strompreise, Netzpreis. Saatavissa: [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- (E-Control 2003b) E-Control. 2003. Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2003, SNT-VO 2003. Saatavissa: [www-e-control.at](http://www-e-control.at)
- (Eklund 2002) Eklund, Tony. 2002. Sähköjakelun keskeystysten luotettava seurantajärjestelmä, diplomityö. TKK.
- (EMV 1999) EMV. 1999. Päätös Megavoima Oy:n sähkön siirron hinnoittelun kohtuullisuudesta. Saatavissa: [www.energiamarkkinavirasto.fi](http://www.energiamarkkinavirasto.fi)
- (EMV 2003) EMV. 2003. Päätös Vantaan Energia Oy:n sähkön siirron hinnoittelun kohtuullisuudesta vuosina 1996–2001. Saatavissa: [www.energiamarkkinavirasto.fi](http://www.energiamarkkinavirasto.fi)
- (EMV 2004) EMV. 2004. Sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2005–2007. Luonnos 20.1.2004. Dnro 9/429/2004
- (Energia uutiset 2003) Energia uutiset -lehti. 2003. Sähkömarkkinoiden sääntelylle EU:ssa yhteiset säännöt. Adato Energia Oy. Helsinki.
- (Energitilsynet 2001a) Energitilsynet. 2001. Vejledning om fastsættelse af individuelle effektivitetskrav for elnet- og transmissionsvirksomheder. Saatavissa: [energitilsynet.dk](http://energitilsynet.dk)

- (Energitilsynet 2001b) Energitilsynet. 2001. Bekendtgørelse om indtægtsrammer og åbningsbalancer for netvirksomheder og transmissionsvirksomheder med elforsyningsnet på 150 kV og derunder. Saatavissa: [www.energitilsynet.dk](http://www.energitilsynet.dk)
- (Elektricitetswet 1998) Elektricitetswet. 1998. Saatavissa [www.dte.nl](http://www.dte.nl)
- (Erdman 2002) Erdman, G. 2002. Contractual Relationship for Grid Access. Saatavissa: [www.tu-berlin.de](http://www.tu-berlin.de)
- (ERSE 2001) ERSE. 2001. Parâmetros para o triénio 2002- 2004. Saatavissa: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)
- (ERSE 2002) ERSE. 2002. Tariff Code. Saatavissa: [www.erse.pt](http://www.erse.pt)
- (ETSO 2003) ETSO. 2003. About us. Saatavissa: [www.ets-net.org](http://www.ets-net.org)
- (Eurelectric 2003) Eurelectric. 2003. About Eurelectric. [www.eurelectric.org](http://www.eurelectric.org)
- (Finergy 2002) Energia-alan keskusliitto ry Finergy. 2002. Euroopan sähkömarkkinoiden kehitysnäkymiä. Helsinki. Tutkimusraportti nro 10. ISBN 952-440-012-X
- (Grammedtvelt 2003) Grammedtvelt, Thor Erik. 2003. DEA-analysis – Can they be used in Regulation? Market Design 2003.
- (Gammelgård 2003) Gammelgård, Magnus. 2003. sähköpostikysely 22.9.2003
- (Gammelgård & Larsson 2003) Gammelgård, M & Larsson M. B-O. 2003. The Challenge of regulatin natural monopolies in electrical distribution – experiences from Sweden. CIRED 2003.
- (Gent 2002) Van Gent, Gees. 2002. Energy regulation ”the dutch case”.
- (Grasto 1997) Grasto, Ketil. 1997. Incentive-based regulation of electricity monopolies in Norway. Saatavissa: [www.nve.no](http://www.nve.no)
- (Griefell-Tatjé & Lovell 2002) Griefell-Tatjé, E. & Lovell C.A.K. 2002. The Manages versus the Consultants
- (Grenard & Strbac 2003) Grenard, S. & Strbac G. 2003. Effect of Regulation on Distribution Companies Investment Policies in the UK. IEEE 2003.
- (Grønli 2001) Grønli, Helle. 2001. A Comparison of Scandinavian Regulatory Models: Issues and Experience. Elsevier Science Inc.
- (Haberfellner et al.2002) Haberfellner, M. & Hujber, A. & Koch P. 2002. Liberalisierung aund Strompreisentwicklung, Österreich und Deutschland im Vergleich. Saatavissa: <http://tarifappb.kapsch.net/pls/econtrol/docs/9389.PDF>

- (Heden 2003) Heden, Håkan. 2003. Performance based regulation – a new way to regulate the distribution of electricity in Sweden. Market Design 2003.
- (HKKK 2000) HKKK, Taloustieteiden kvantitatiiviset menetelmät yksikkö. 2000. Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan kustannustehokkuuden mittaaminen DEA-menetelmällä.
- (Honkatukia & Sulamaa 1999) Honkatukia, J. & Sulamaa, P. 1999. Tekninen tehokkuus ja kokonaistuottavuus Suomen sähkönjakeluverkkotoiminnassa 1996–1998. Helsinki: ETLA.
- (IEA 1999) IEA. 1999. Electricity market reform, an IEA handbook. Energy Market Reform. ISBN 92-64-16187-2
- (IEA 2001) IEA. 2001. Regulatory Institutions in Liberalised Electricity Markets
- (Irastorza 2003) Irastorza, Veronica. 2003. Benchmarking for Distribution Utilities: A Problematic Approach to Defining Efficiency. The Electricity Journal.
- (Jamasb & Pollit 2000) Jamasb, T. & Pollit, M. 2000. Benchmarking and regulation of Electric Transmission and Distribution Utilities. University of Cambridge. Saatavissa: [www.econ.cam.ac.uk](http://www.econ.cam.ac.uk)
- (Jamasb et al. 2003) Jamasb, T. & Nillesen, P. & Pollit, M. 2003. Gaming the Regulator: A Survey. The Electricity Journal.
- (Kjølle et al. 2003) Kjølle, G. & Singh, B. & Trengereid, F. 2003. Customers' interruption costs – what's the problem? CIRED 2003.
- (KOM ) Euroopan komissio. Opening up to choice, The single electricity market -esite. Saatavissa: [www.europa.eu.int](http://www.europa.eu.int)
- (KOM 2000) Euroopan yhteisöjen komissio. 2000. Komission tiedonanto neuvostolle ja Euroopan parlamentille. Saatavissa: [www.europa.eu.int](http://www.europa.eu.int)
- (KOM 2001) Euroopan yhteisöjen komissio. 2001. Komission tiedonanto neuvostolle ja Euroopan parlamentille - Energian sisämarkkinoiden toteuttaminen. KOM/2001/0125.
- (KOM 2003a) Euroopan yhteisöjen komissio. 2003. Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market. Commission staff working paper, SEC(2003) 448.

- (KOM 2003b) Euroopan yhteisöjen komissio. 2003. Komission päätös Euroopan sähkö- ja kaasualan sääntelyviranomaisten ryhmän perustamisesta, 2003/796/EY.
- (Kopsakangas-Savolainen 2002) Kopsakangas-Savolainen, Maria. 2002. A Study on the Deregulation of the Finnish Electricity Markets. Oulu: University Press. ISBN 951-42-6612-9
- (KTM 2003a) KTM. 2003. Tiedote 5.5.2003.
- (KTM 2003b) KTM. 2003. Ehdotus tavaksi valvoa sähkö- ja maakaasuverkko toiminnan hinnoittelua vuodesta 2005 lähtien.
- (Lantz 2003) Lantz, Björn. 2003. Näntyttomodellen regleringsprinciper. FE rapport 2003–398.
- (Larsson 2003a) Larsson, Mats B-O. 2003. The Network Performance Assessment Model – Regulation with a Reference Network. Market Design 2003.
- (Larsson 2003b) Larsson, Mats B-O. 2003. Ny leveranssäkerhet I Näntyttomodellen. MML Analys & Strategi AB.
- (Lavaste 2001) Lavaste, Kari. 2001. 20.9.2001, Dnro 325/421/2000, Tehokkuuden huomioiminen siirtohinnoittelun kohtuullisen arvioinnissa
- (Lavaste 2003) Lavaste, Kari. 2003. Siirtohintojen valvontajärjestelmät eräissä Euroopan maissa –muistio.
- (Lehto 1997) Lehto, E. (toim.). 1997. Monopoli vai kilpailu? :yksityistäminen, sääntely ja kilpailurajat.
- (Lindberg et al. 2003) Lindberg, P. & Koskenrouta, L. & Timonen, L. 2003. Asiakasaktiivisuus sähkömarkkinoilla.
- (Lipponen 1999) Lipponen, Juho. 1999. Suljetusta avoimen kynnykselle. Turun yliopisto, Jean Monnet unit.
- (Lipponen 2000) Lipponen, Juho. 2000. European Electricity markets in change, Working papers, No 9. Turku: Digipaino, University of Turku. ISBN 951-29-1789-0
- (Martinez 2003) Martinez, Antonio. 2003. Quality of Supply Regulation at Spain. CIRED 2003.
- (Mayer 2003) Mayer, Johannes. 2003. Regulation of Security of Supply. Saatavissa: [www.econ.cam.ac.uk/electricity/news/challenges/mayer.pdf](http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/news/challenges/mayer.pdf)

- (MPE 2002) Ministry of Petroleum and Energy. 2002. The Energy Sector and Water Resources in Norway. Saatavissa: [www.odin.dep.no](http://www.odin.dep.no) ISSN 1501-6404
- (Mäkelä 2002) Mäkelä, Kari. 2002. EL-Ex Nord Pool.
- (Neurauter 2002) Neurauter, T. M. 2002. Regulation of electricity monopolies. Saatavissa: [www.tarifappb.kapsch.net/pls/econtrol/docs/9353.PDF](http://www.tarifappb.kapsch.net/pls/econtrol/docs/9353.PDF)
- (Newberry 2003) Newberry, D. & von der Fehr, N. & van Damme, E. 2003. Liquidity in the Dutch wholesale electricity market. Saatavissa: [http://www.dte.nl/en/Images/13\\_8760.pdf](http://www.dte.nl/en/Images/13_8760.pdf)
- (NVE 2001) NVE. 2001. Metode for beregning av forventet KILE-beløp. Saatavissa: [www.nve.no](http://www.nve.no)
- (NVE 2002) NVE. 2002. Justering for nyinvesteringer, rentesrente, m.m. Saatavissa: [www.nve.no](http://www.nve.no)
- (Ocana 2002) Ocana, C. 2002. Trends in the management of regulation: A Comparison of Energy Regulators in OECD Member Countries
- (Ofgem 1999a) Ofgem. 1999. Reviews of Public Electricity Suppliers 1998 to 2000, final proposals. Saatavissa: [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)
- (Ofgem 1999b) Ofgem. 1999. Reviews of Public Electricity Suppliers 1998 to 2000, Consultation Paper. Saatavissa: [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)
- (Ofgem 2001a) Ofgem. 2001. Information and incentives project Incentive schemes: Final proposals. Saatavissa: [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)
- (Ofgem 2001b) Ofgem. 2001. Electricity Distribution Quality of Supply Report. Saatavissa: [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)
- (Olsen 1999) Olsen, O. J. 1999. Organisation and regulation of the ESI in the EU.
- (Paananen 2003) Paananen, A. 2003. Tehokas sähköverkkoyhtiö seminaari, LTY
- (Partanen et al. 2003a) Partanen, J. & Lassila, J. & Viljainen, S. 2003. Sähkömarkkinat opetusmoniste. ISBN 951-764-819-9.
- (Partanen et al. 2003b) Partanen, J. & Lassila, J. & Viljainen, S. & Honkapuro, S. 2003. Verkkoliiketoiminnan tehokkuusmittauksen kehittäminen. LTY. Saatavissa: [www.ee.lut.fi/lab/sahkomarkkina](http://www.ee.lut.fi/lab/sahkomarkkina)
- (Pauritsch 2003) Pauritsch, Günter. 2003. Quality of Electricity Supply – Regulation in Austria. CIRED 2003.

- (Raats 2003) Raats, Paul. 2003. Quality of Supply Regulation in the Netherlands. CIRED 2003.
- (Rivier & Gómez 2003) Rivier, J. & Gómez T. 2003. Critical analysis of Spanish power quality regulation design. Market Design 2003.
- (Shuttleworth 1999) Shuttleworth, G. 1999. "Regulatory Benchmarking": A Way Forward or a Dead-end? NERA, Energy regulation brief.
- (Rousaki et al. 1999) Rousaki K. & Bushell A. & McConville A. 1999. Liberalisation of electricity markets and coal use. ISBN 92-9029-331-4
- (Sperlingsson 2003) Sperlingsson, M. 2003. Nätnyttomodellen – En analys av den nya regleringsmodellen för elnätstariffer. Magisteruppsats. Ekonomihögskolan vid Lunds Universitet.
- (SNT-VO 2003) E-control. 2003. Systemnutzungstarife-Verordnung 2003. Saatavissa: [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- (Steinbäcker 2002) Steinbäcker, Sylvia. 2002. Tarifprinzipien. Saatavissa: [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- (STEM 2003a) STEM. 2003. Nätnyttomodellen utveckling – focus på ekonomiska parametrar i modellen. Saatavissa: [www.stem.se](http://www.stem.se)
- (STEM 2003b) STEM. 2003. Nätnyttomodellen, Modellbeskrivning. Saatavissa: [www.stem.se](http://www.stem.se)
- (STEM 2004) STEM. 2004. Remissrapport 2. Saatavissa: [www.stem.se](http://www.stem.se)
- (Sulamaa 2001) Sulamaa, Pekka. 2001. Essays in deregulated Finnish and Nordic electricity markets. Helsinki: Helsinki School of Economics and Business Administration.
- (Tengereid 2003) Tengereid, Frode. 2003. Quality of supply in Norway. CIRED 2003.
- (Texeira 2003) Texeira, M. Quality of Service in Portugal. Saatavissa: [www.autorita.energia.it/consumatori/ceer\\_sem/Texeira.pdf](http://www.autorita.energia.it/consumatori/ceer_sem/Texeira.pdf)
- (Toste 2003) Toste. 2003. Market liberalisation and quality of supply. CIRED 2003
- (Vickers & Yarrow 1988) Vickers J. & Yarrow G. 1988. Privatization: An Economic Analysis. Massachusetts: The MIT Press. ISBN 0-262-22033-4
- (Vogelsang 2002) Vogelsang, Ingo. 2002. Incentive Regulation and Competition in Public Utility Markets: A 20-Year Perspective. Journal of Regulatory Economics; 22:1.



- (VV II+ 2001) Associations' Agreement on Criteria to Determine Use-of-System Charges for Electric Energy and on Principles of System of Use. 2001.
- (Webster 2003) Webster, W., 2003. Regulatory Authorities, Their role in the new European Electricity and Gas market. World Forum on Energy Regulation 2003. DG TREN Electricity and Gas Unit.