

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN KORKEAKOULU

Energiatekniikan osasto

www.ee.lut.fi/lab/sahkomarkkina/

DIPLOMITYÖ

IMATRAN SEUDUN SÄHKÖ OY:N SÄHKÖN SIIRTO- JA MYYNTITUOTTEIDEN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Diplomityön aihe on hyväksytty Lappeenrannan teknillisen korkeakoulun Energiatekniikan osastoneuvoston kokouksessa 9.10.2002.

Työn tarkastajana olivat professori Jarmo Partanen ja toimitusjohtaja Aimo Sepponen. Työn ohjaajana oli verkostopäällikkö Tapio Ollila.

Imatralla 21.2.2003

Pekka Roivainen

Rouskunkatu 18 as.6

55100 Imatra

puh. +358 40 7676 535

TIIVISTELMÄ

Tekijä: Jari Pekka Roivainen

Työn nimi: Imatran Seudun Sähkö Oy:n sähkön siirto- ja myyntituotteiden kehittämissuunnitelma

Osasto: Energiatekniikka

Vuosi: 2003

Paikka: Imatra

Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu.

82 sivua, 13 kuvaa, 22 taulukkoa ja 6 liitettä.

Tarkastaja: professori Jarmo Partanen

2. tarkastaja: toimitusjohtaja Aimo Sepponen

Hakusanat: tariffisuunnittelu, myyntituote, siirtotuote

Keywords: tariff planning, transmission pricing, sales pricing

Diplomityössä selvitetään Imatran Seudun Sähkö Oy:n myynti- ja siirtotuotteiden kehitystarpeita. Työssä tarkastellaan käytössä olevien siirtotuotteiden kustannusvastaavuutta, lakkautustuotteiden tulevaisuutta ja tarvetta uusille tuotteille. Lopuksi lasketaan uusi siirtohinnoittelumalli ja sitä tukevat myyntituotteet.

Työn alussa perehdytään tariffisuunnittelun periaatteisiin ja tehdään kulutusanalyysi Imatran Seudun Sähkö Oy:ssä 1999 tehdyn tehoennusteen ja edellisten vuosien kulutustietojen pohjalta. Seuraavaksi selvitetään sähkön siirrosta aiheutuvat kustannukset kustannusanalyysissä rajakustannus- ja keskikustannuslaskentaa soveltaen ja kohdistetaan kustannukset käyttäjille.

Kun sähkön siirron aiheuttamat kustannukset on selvitetty, voidaan käytössä olevien ja kehitettävien siirtotuotteiden kustannusvastaavuus ja sopivuus käyttäjille määrittää. Lopuksi tuotteet muotoillaan järkeväksi kokonaisuudeksi muuttamalla energiamaksun ja perus- tai tehomaksun painoja. Tariffien suunnittelussa mitoitetaan tulot niin, että ne kattavat kaikki kulut ja tuottovaatimuksen.

ABSTRACT

Author: Jari Pekka Roivainen

Name of the Thesis: Development plan for tariffs of Imatran Seudun Sähkö Oy

Department: Energy Technology

Year: 2003

Place: Imatra

Master's Thesis. Lappeenranta University of Technology

82 pages, 13 figures, 22 tables and 6 appendices

Supervisor: Professor Jarmo Partanen

2nd supervisor: CEO Aimo Sepponen

Keywords: tariff planning, transmission pricing, sales pricing

The aim of this study was to develop Imatran Seudun Sähkö Oy's transmission and sales pricing. The cost responsibility of tariffs, the future of extinguished products and the absolute necessity of new ones was considered. In the end of the study the new tariff system was calculated.

At first the basic of tariff planning was presented. A consumption analysis was made by using Imatran Seudun Sähkö Oy's consumption information and the latest long-term consumption forecast. Since that the costs of transmission were calculated and aligned to consumers by using marginal and average cost calculation.

After the cost accounting, the cost responsibilities and the adaptability for consumers were audited. Reasonable tariffs were designed by changing the weighting coefficient of the base pay and the energy consumption pay. Finally the incomes were rated so that all the expenses and profit become defray.

ALKUSANAT

Diplomityö on tehty 13.5.2002–21.2.2003 Imatran Seudun Sähkö Oy:lle, jossa työn tarkastajana oli toimitusjohtaja Aimo Sepponen. Häntä haluan kiittää haastavasta ja mielenkiintoisesta aiheesta ja aiheeseen liittyvistä asiantuntevista keskusteluista. Työn ohjaajalle verkostopäällikkö Tapio Ollilalle parhaat kiitokset työn aikana saamistani tiedoista, ohjeista ja kannustavasta palautteesta. Muuta Imatran Seudun Sähkön henkilökuntaa haluan kiittää mielekkästä työympäristöstä ja kaikesta työhöni liittyvästä avusta.

Työn tarkastajaa professori Jarmo Partasta kiitän työn kuluessa saamistani neuvoista ja ohjeista. Suuret kiitokset myös vanhemmilleni opiskeluni aikana saamastani tuesta ja kannustuksesta.

SISÄLLYSLUETTELO

SISÄLLYSLUETTELO

LIITELUETTELO

KÄYTETYT LYHENTEET, MERKINNÄT JA YKSIKÖT

| | | |
|---------|---------------------------------------------------------------|----|
| 1 | JOHDANTO | 5 |
| 2 | TARIFFISUUNNITTELUN PERIAATTEET | 6 |
| 2.1 | TARIFFITYYPIT | 6 |
| 2.1.1 | <i>Yleistuote</i> | 7 |
| 2.1.2 | <i>Aika- ja kausituotteet</i> | 8 |
| 2.1.3 | <i>Tehotuote</i> | 10 |
| 3 | SÄHKÖMARKKINALAIN VAIKUTUS SÄHKÖN HINNOITTELUUN... 12 | |
| 3.1 | SÄHKÖN SIIRTOHINNOITTELUA KOSKEVAT MÄÄRÄYKSET | 12 |
| 3.2 | SÄHKÖN MYYNTIHINNOITTELUA KOSKEVAT MÄÄRÄYKSET | 13 |
| 3.2.1 | <i>Kilpailun piirissä olevat asiakkaat</i> | 13 |
| 3.2.2 | <i>Toimitusvelvollisuuden piirissä olevat asiakkaat</i> | 14 |
| 4 | SIIRTOTUOTTEET | 15 |
| 4.1 | SIIRTOTARIFFIEN RAKENNE | 15 |
| 4.1.1 | <i>Tehomaksu</i> | 15 |
| 4.1.2 | <i>Perusmaksu</i> | 16 |
| 4.1.3 | <i>Mittausmaksu</i> | 16 |
| 4.1.4 | <i>Energiamaksu</i> | 16 |
| 4.2 | LASKENTAMENETELMÄT | 17 |
| 4.2.1 | <i>Keskikustannuslaskenta</i> | 18 |
| 4.2.2 | <i>Rajakustannuslaskenta</i> | 18 |
| 4.3 | KULUTUSANALYYSI | 18 |
| 4.3.1 | <i>Tehoennuste</i> | 21 |
| 4.3.2 | <i>Kulutusenuste</i> | 22 |
| 4.3.3 | <i>Kuormitusryhmät ja tyyppikäyttäjät</i> | 22 |
| 4.3.4 | <i>Tehojen risteily</i> | 26 |
| 4.3.4.1 | <i>Osallistumiskerroin</i> | 30 |
| 4.3.4.2 | <i>Tasoituskero</i> | 31 |
| 4.4 | KUSTANNUSANALYYSI..... | 31 |
| 4.4.1 | <i>Kustannukset</i> | 32 |
| 4.4.1.1 | <i>Käyttökustannukset</i> | 32 |
| 4.4.1.2 | <i>Kantaverkkomaksut</i> | 33 |
| 4.4.1.3 | <i>Häviöt</i> | 34 |
| 4.4.1.4 | <i>Investointikustannukset</i> | 35 |

| | | |
|---------|---------------------------------------------------|----|
| 4.4.1.5 | Tuottovaatimus..... | 38 |
| 4.4.2 | <i>Siirron kustannusten kohdistaminen</i> | 39 |
| 4.4.3 | <i>Kustannuspaikat</i> | 41 |
| 4.4.3.1 | Keskijänniteverkko | 41 |
| 4.4.3.2 | Pienjänniteverkko..... | 42 |
| 4.4.3.3 | Asiakas | 42 |
| 4.5 | KOHTUULLISEN TUOTON MÄÄRITYS..... | 43 |
| 4.5.1 | <i>Toteutunut tuotto</i> | 43 |
| 4.5.2 | <i>Kohtuullinen tuotto</i> | 44 |
| 4.5.2.1 | Tehokkuuden vaikutus kohtuulliseen tuottoon | 46 |
| 4.5.2.2 | ISS:n siirtohinnoittelun kohtuullisuus..... | 47 |
| 4.6 | TARIFFISUUNNITTELU | 49 |
| 4.6.1 | <i>Tariffien laskenta</i> | 49 |
| 4.6.2 | <i>Tariffien muotoilu</i> | 51 |
| 5 | MYYNITITUOTTEET | 57 |
| 5.1 | SÄHKÖMARKKINOIDEN HINNANKEHITYS..... | 57 |
| 5.2 | SÄHKÖN HANKINTA..... | 58 |
| 5.3 | MUUTOKSET MYYNTIHINTOIHIN | 61 |
| 6 | TARIFFIEN VERTAILU JA TESTAUS | 65 |
| 7 | JOHTOPÄÄTÖKSET..... | 67 |

LIITELUETTELO

| | |
|-----------|-----------------------------------------------------------|
| Liite I | Kohtuullisen tuoton laskeminen |
| Liite II | Siirtotuotteen perusmaksun muodostuminen |
| Liite III | Siirtotuotteen kulutusmaksun muodostuminen |
| Liite IV | Siirtotuotteen tehomaksun muodostuminen |
| Liite V | Siirtotuotteen sulakeporrastuksen ja muotoilun laskeminen |
| Liite VI | Siirtotuotteiden laskeminen |

KÄYTETYT LYHENTEET JA MERKINNÄT

Lyhenteet

| | |
|----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| CAPM | Capital Asset Pricing Model |
| DEA | Data Envelopment Analysis |
| EMV | Energiamarkkinavirasto |
| EVL | elinkeinoverolaki |
| ISS | Imatran Seudun Sähkö Oy |
| ISSR | Imatran Seudun Sähkörakennus Oy |
| JOU | Joutsenon Energia |
| ka | keskiarvo |
| kj | keskijännite, verkon komponentit jännitetasoltaan 20/0,4 kV:n jakelumuuntamoista ylöspäin |
| lm | liittymismaksut |
| LRE | Lappeenrannan Energia |
| LTKK | Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu |
| MA | muuntoasema |
| OTC -markkinat | Sähköpörssin ulkopuoliset markkinat |
| OKT | omakotitalo |
| pj | pienjännite, verkon komponentit jännitetasoltaan 20/0,4 kV:n jakelumuuntamoista alaspäin |
| PRK | Parikkalan Valo |
| RT | rivitalo |
| SA | sähköasema |
| VKO | verkkokäskyohjausjärjestelmä |
| WACC | Weighted Average Cost of Capital |

Merkinnät

| | |
|-------------|----------------------------------------------|
| C_D | korollisen vieraan pääoman kustannus |
| C_d | korottoman vieraan pääoman kustannus |
| C_e | oman pääoman kustannus |
| D | korollisen vieraan pääoman arvo taseessa |
| d | korottoman vieraan pääoman arvo taseessa |
| E | oman pääoman arvo taseessa |
| $P_{a,max}$ | tariffin huipputeho |
| P_a | verkon huipputehoon osallistuva teho |
| $P_{a,l}$ | tariffin asiakkaiden teoreettinen huipputeho |
| P_{max} | verkon huipputeho |
| t | veroaste desimaalilukuna |

Yksiköt

| | |
|-------|----------------|
| a | vuosi |
| A | ampeeri |
| GWh | gigawattitunti |
| h | tunti |
| kV | kilovoltti |
| kW | kilowatti |
| kWh | kilowattitunti |
| MW | megawatti |
| € | euro |
| snt | sentti |

1 JOHDANTO

Sähkön myynti- ja siirtopalveluita tarjoava Imatran Seudun Sähkö Oy (ISS) on Imatran Seudun Sähkö -konsernin emoyhtiö. Konserniin kuuluu myös kaksi tytäryhtiötä; sähköä ja lämpöä tuottava Imatran Energia Oy ja verkon rakentamis- ja kunnossapitopalveluita tuottava Imatran Seudun Sähkörakennus Oy (ISSR). Imatran Seudun Sähkö Oy:n sähkönhankinta oli vuonna 2001 n. 190 GWh, josta 15,1 prosenttia koostui tytäryhtiö Imatran Energia Oy:n maakaasuvoimalaitoksen tuotannosta ja loput konsernin osakkuusyhtiö Kaakon Energia Oy:n Nordpoolista ja OTC kauppoina hankitusta sähköstä. Sähkön loppuasiakasmyynti vuonna 2001 oli yhteensä 177,3 GWh ja siirto 247,7 GWh.

Imatran Seudun Sähkö Oy:n siirto- ja myyntituotevalikoimassa on yleistuote, kaksi kausisähkötuotetta sekä pien- ja keskijännitetehtotuote. Kaikkien myyntituotteiden asiakkaat voivat valita sähkökseen myös Muonion Olostunturin tuulivoimalaitoksella tuotetun Tuulisähkön tai uusiutuvilla energialähteillä tuotetun Norppasähkön. Kanta-asiakkaille, joita kaikista pienasiakkaista on yli puolet, ISS tarjoaa 6 prosentin kanta-asiakasalennuksen sähkön myyntihinnasta.

Vapaavalintaisten siirto- ja myyntituotteiden lisäksi vanhoille asiakkaille toimitetaan vielä lakkautustuotteita, joihin kuuluu mm. sulkuajallinen kausi- ja aikasähkötuote, pienjännitetehto- ja pienjännitetehtoaikatuotteet, aikasähkötuotteet, sekä yleis- ja yöleissähkötuote suurille 3×200 A , 3×315 A ja 3×400 A:n sulakkeille /1/.

2 TARIFFISUUNNITTELUN PERIAATTEET

Sähkötariffi määrittää myydystä ja siirretystä sähköstä sähköyhtiölle suoritettavan maksun. Tariffeilla pyritään kohdistamaan kustannukset aiheuttamisperiaatteen mukaan sähkönostajalle siten, että sähkön siirrosta ja myynnistä perittävät maksut vastaavat niistä syntyneitä kustannuksia kaikilla kuluttajatyypeillä.

Sähkön myynnistä perittävä hinta muodostuu aiheuttamisperiaatteen mukaisten kustannusten ja markkina-arvon väliin. Siirtohintaa sisältää aiheuttamisperiaatteen mukaiset kustannukset ja sähkömarkkinalain määrittelemän kohtuullisen tuoton. /2/

2.1 Tariffityypit

Koska eri käyttäjäryhmillä on toisistaan poikkeavat sähkönkäytön vaihtelut, kulutettavan energian määrät ja tehotarpeet, tarvitaan jokaiselle asiakasryhmälle oma laskutusmalli. Jotta aiheuttamisperiaate toteutuisi täydellisesti, tulisi jokaiselle kuluttajalle laatia oma tuote. Tämä ei ole kuitenkaan käytännössä mahdollista, joten tuotteiden määrä ja rakenne on optimoitava tuottamaan riittävän hyvä kustannustarkkuus ja hinnoittelun vakaus taloudellisesti järkevällä tuotevalikoimalla. Monimutkaiset ja laajat tariffivalikoimat vaikeuttavat laskutusta, mittarinlukua ja tuotteiden ymmärrettävyyttä, ja nostavat sitä mukaa kustannuksia. Tariffit ohjaavat sähkön kulutusta ja tuotantoa, joten järkevillä tariffirakenteilla tuotanto ja siirtokapasiteettia rakennetaan ja käytetään optimaalisella tavalla.

Sähkö hinnoitellaan käyttäjien mukaan perus- tai energiamaksupainotteiseksi. Perusmaksupainotteinen hinnoittelu vähentää verkkoyhtiön siirtohinnoitteluriskiä ja seuraa verkoston vahvistamisesta aiheutuvia kustannuksia. Koska perusmaksupainotteinen hinnoittelu suosii paljon energiaa tasaisella teholla kuluttavia asiakkaita, se ei kannusta energian säästöön.

Pienkäyttäjille suunnatuissa tuotteissa käytetään paremmin niille soveltuvaa energiapainotteista laskutusmallia. Energiamaksupainotteinen hinnoittelu on yksinkertaisuutensa ansiosta helppo ymmärtää ja toteuttaa. Ainoana hinnoittelumallina se kuitenkin aiheuttaisi tulon siirtoa suurkanikäyttäjiltä pienkäyttäjille.

Koska kulutettava energian määrä, suurin tarvittava teho ja sen ajoittumishetki vaikuttavat hinnoittelun rakenteeseen, on asiakkaille tarjottava eri menetelmillä ja malleilla hinnoiteltuja tuotteita. Yleis-, aika-, kausi-, ja tehotuotteet kuuluvat sähkön myynti ja siirtohinnaston perustuotteisiin /2/, /4/, /14/.

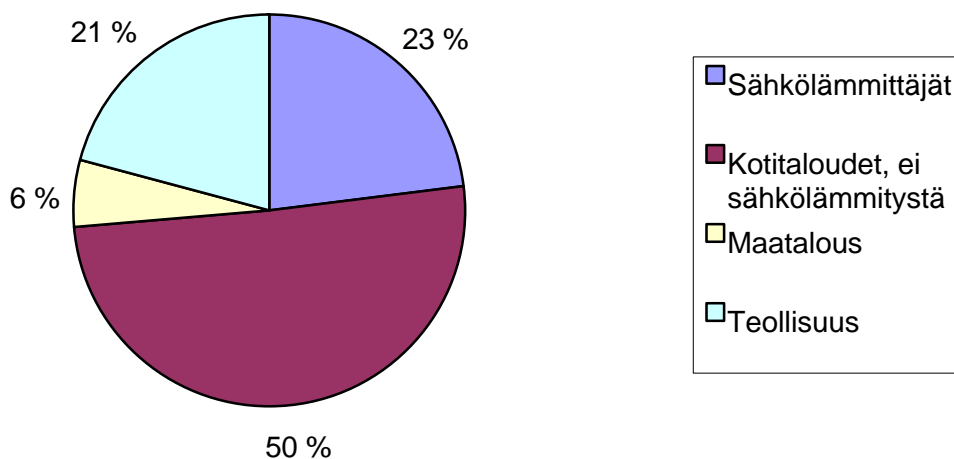
2.1.1 Yleistuote

Yleistuote eli yleissähkö koostuu kiinteästä tai portaittain sulakekokoon sidotusta perusmaksusta ja kulutettavan energiamäärän mukaan määräytyvästä kulutusmaksusta. Kaupunkien jakeluverkoissa eri asiakkaiden tehojen risteily on voimakasta, joten yksittäisen käyttäjän huipputeho ei ole merkittävä mitoistekijä. Tämän takia on usein perusteltua, että kaupunkien sähköyhtiöt käyttävät kiinteää perusmaksua yleissähkön siirron hinnoittelussa. Maaseudulla, jossa kuluttajia on vähän ja asiakaskohtaiset tehot suurempia, käytetään yleensä yleissähkön siirtohinnoittelussa portaittain sulakekokoon mukaan muuttuvia perusmaksuja.

Yleissähkö on tarkoitettu pienille, alle 10 000 kWh vuodessa, pääasiassa päiväaikaan sähköä kuluttaville asiakkaille. Yleistuote on hinnoiteltu energiapainotteiseksi tuotteeksi, joten hinnoittelussa perusmaksun painoa suhteessa energiamaksuun on vähennetty. Näin pienten sähkönkuluttajien kustannukset saadaan pysymään taloudellisesti järkevinä ja suuret paljon energiaa käyttävät kuluttajat ohjautuvat teho- ja kausituotteisiin.

ISS:n pienkäyttäjien yleissähkötuotteen perusmaksut ovat kiinteitä sähkönmyynnin osalta. 3×100 A ja 3×160 A:n pääsulakkeille sähkönmyynnin perusmaksut nousevat portaittain. Siirtomaksuissa perusmaksu nousee portaittain myös pienkäyttäjillä.

Yleistuotteen osuus ISS:n siirtämästä sähköstä on noin 41 ja myymästä noin 56 prosenttia. Yleismyyntituotteen kulutusjakauma esitetään kuvassa 1 /2/, /5/.



Kuva 1. Yleismyyntituotteen kulutusjakauma ISS:ssä.

2.1.2 Aika- ja kausituotteet

Aika- ja kausisähkö ovat tarkoitettu lähinnä keskisuurille sähkökäyttäjille, esimerkiksi sähkölämmittäjille ja maataloille. Niillä pyritään ohjaamaan sähkönkulutusta, jotta tuotantokapasiteettiä ja verkostoa käytettäisiin optimaalisesti. Yösähkö on tarkoitettu asiakkaille, jotka käyttävät suurimman osan sähköenergiastaan yöllä kun sähköntuotannossa on vapaata kapasiteettia.

Kausimyyntituotteessa talvipäivän energian hinta on kalliimpi kuin muulloin. Tämä ohjaa kuluttajaa vähentämään kulutusta tehuippujen aikaan, jolloin sähköä tuotetaan kalliita energianlähteitä käyttävillä huippuvoimalaitoksilla.

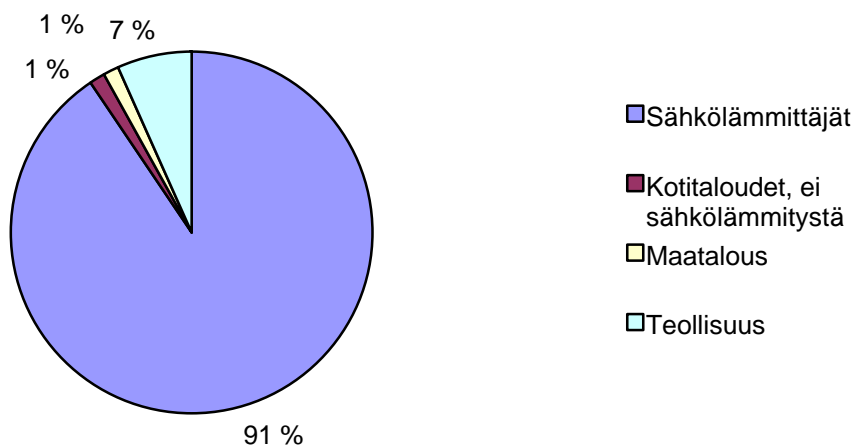
Tehojen risteily vähentää myös verkostokustannuksia, sillä sen ansiosta verkko voidaan mitoittaa pienemmälle huipputeholle ja häviöt pienenevät. Tämän vuoksi esimerkiksi varaavaa sähkölämmitystä yöllä käyttävän kuluttajan energian siirtohintaa voidaan hinnoitella yleistuotetta edullisemmaksi.

Kausi- ja aikasähkön käyttäjille aiheutuu lisäkustannuksia mm. kaksiaikamittauksesta. Kaksiaikamittarit ovat perusmittareita kalliimpia ja lisäksi niitä ohjataan verkkokäskyjärjestelmällä. Näiden siirtotuotteiden perusmaksu on siis yleissähköä kalliimpi. Lisäksi kausi- ja aikatuoteasiakkaiden kulutus on suurempi kuin yleissähkön käyttäjillä, joten myös hinnoittelua on painotettu perusmaksuun.

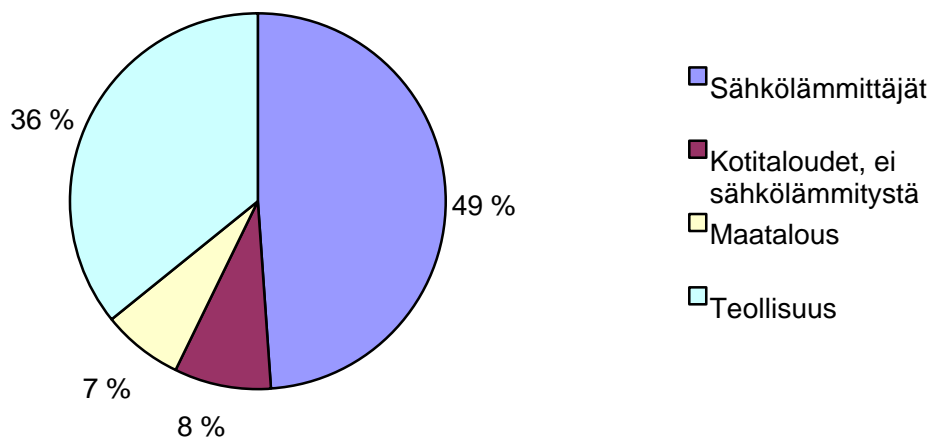
Kausisähkön kulutusmaksut hinnoitellaan talvipäivä tai muu aika luokkiin. ISS:n myyntituotteina on kaksi erilaista kausisähkötuetta. Kausisähkötuoite 2:ssä perusmaksu ja energiamaksu talvipäivisin on hinnoiteltu edullisemmaksi kuin kausisähkötuoite 1:ssä ja talviaika kestää kaksi kuukautta kauemmin, joten kausisähkötuoite 2 soveltuu paremmin pienempiä varaajia käyttäville sähkölämmittäjille. Suuria varaajia ja paljon energiaa kuluttaville sähkölämmittäjille kausisähkötuoite 1 tulee edullisemmaksi. ISS:llä on tuotevalikoimassaan myös tehokausituotteet pien- ja keskijännitteille, joiden aikavyöhykkeet ovat samat kuin kausituote 1:llä.

Lakkautustuotteina ISS:llä on aikasähkötuoite, jota on saanut yksi- tai kaksiaikaisena sekä sulkuajallisena. Energiamaksun pohjana on ollut kesä- ja talviajan mukainen päivä ja yö energiahinta. Sulkuajallinen kausisähkötuoite on myös lakkautustuotteena. Energiamaksu ja talvipäivän aikavyöhyke ovat siinä samat kuin vapaavalintaisessa aikasähkötuoite 1:ssä ja perusmaksut samat kuin aikasähkötuoite 2:ssa.

Aikasähköasiakkaiden osuus ISS:n siirtämästä energiasta on noin 25 prosenttia ja kausisähkön osuus noin 9 prosenttia. Myynnistä aikasähkön osuus on noin 36 prosenttia ja kausisähkön noin 6 prosenttia. Aika- ja kausimyyntituotteen kulutusjakauma ISS:n verkossa on esitetty kuvissa 2 ja 3 /2/, /5/.



Kuva 2. Aikamyyntituotteen kulutusjakauma ISS:ssä.



Kuva 3. Kausimyyntituotteen kulutusjakauma ISS:ssä.

2.1.3 Tehotuote

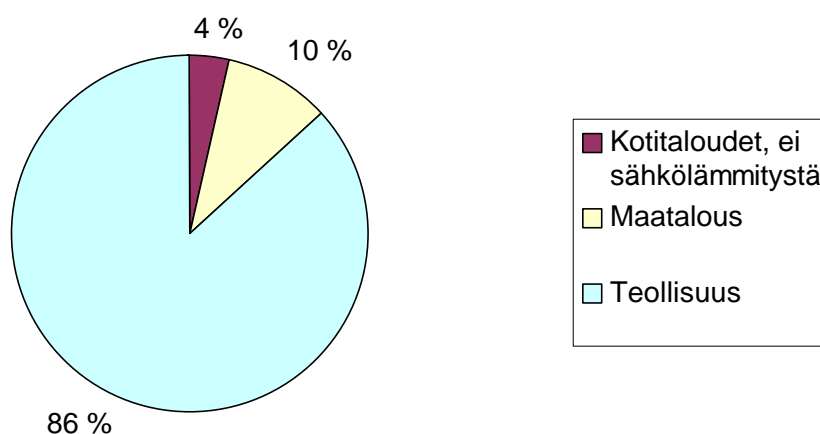
Tehotariffit on tarkoitettu suurille sähkön käyttäjille. Tehotariffeissa on kiinteä perusmaksu ja pätötehuipun mukaan porrastettu tehomaksu. Lisäksi siirron tehotariffeissa veloitetaan tuotetusta ja kulutetusta loistehosta. Energiamaksu voi olla yksiaikainen, kausi- tai aikaporrastettu. Suurin osa tehotariffien asiakkaista on elinkeinotoiminnan harjoittajia.

Koska tehotariffit on tarkoitettu suurille sähkön käyttäjille, on se hinnoiteltu teho- ja perusmaksupainotteiseksi. Valtaosa tehotariffin tuotosta kerätään kiinteillä kuukausimaksuilla, joten energian osuus voidaan hinnoitella edulliseksi.

ISS tarjoaa asiakkailleen pien- ja 20 kV:n keskijännitetehtotuotteita. Pienjännitetehtotuote on tarkoitettu suurille pienjännitesähkön käyttäjille. Pienjännitetehtotuotteessa energiamaksu on kausiporrastettu talvipäivään ja muuhun aikaan.

Keskijännitetehtotuotteen käyttäjät omistavat omat jakelumuuntamonsa, joilla ostettu 20 kV:n keskijännitetehtotuote muunnetaan pienjännitteeksi. Keskijänniteasiakkailta ei siis veloiteta pienjänniteverkon siirtokustannuksia, joten heidän energian siirtohintaa voidaan hinnoitella muita edullisemmaksi. Koska keskijännitetehtotuotteen asiakkaat kuitenkin ovat suuria sähkön käyttäjiä, on tuotteesta tehty perusmaksupohjainen ja perusmaksut suhteessa toisiin tuotteisiin ovat korkeat. Keskijännitetehtotuotteen asiakas voi valita energiamaksun joko kausiporrastettuna tai yksiaikaisena /2/.

ISS:n sähkön siirrosta 21 prosenttia siirretään pj-tehoasiakkaille ja 5 prosenttia kj-tehoasiakkaille. Myynnistä pj-tehoasiakkaiden osuus on noin 2 prosenttia. Pj-tehomyyntituotteen asiakasjakauma on esitetty kuvassa 4 /5/.



Kuva 4. Pj-tehomyyntituotteen kulutusjakauma ISS:ssä.

3 SÄHKÖMARKKINALAIN VAIKUTUS SÄHKÖN HINNOITTELUUN

Sähkömarkkinalain tarkoituksena on turvata kohtuuhintaisen ja riittävän hyvälaatuisen sähkön saanti. Tähän pyritään turvaamalla terve ja toimiva taloudellinen kilpailu sähkön tuotannossa ja myynissä ja tasapuolisten palveluperiaatteiden ylläpito sähkön siirrossa. Periaatteessa kaikki sähkökäyttäjät ovat voineet kilpailuttaa sähkönostonsa jo vuoden 1997 alusta lähtien, mutta käytännössä tuntienergiamittareiden ja tiedonsiirtoyhteyksien korkea hinta teki kilpailuttamisen kannattamattomaksi. 1.9.1998 tuntienergiamittareiden hankkimisvelvollisuus poistui kotitalouksilta ja 1.11.1998 muilta pienkäyttäjiltä. Jos käyttöpaikka ei kuitenkaan ole vakituinen asunto, tulee pienkäyttäjän hankkia kaksiaikamittari. Sähkön myynnin kilpailuttamisesta saatu etu koskee myös arvonlisäveroa, mikä nostaa kilpailutettavan osuuden sähkölaskusta 40 – 50 prosenttiin /9/.

3.1 Sähkön siirtohinnoittelua koskevat määräykset

Sähkömarkkinalaki määrää siirtovelvollisuuden, eli verkonhaltijan on kohtuullista korvausta vastaan myytävä sähkön siirtopalveluja niitä tarvitseville verkkonsa siirtokyvyn rajoissa. Sama laki edellyttää että verkonhaltijan on julkaistava palvelujensa yleiset myyntiehdot ja –hinnat sekä niiden määräytymisperusteet.

Sähkömarkkinalain noudattamista ja siirtohintojen kohtuullisuutta valvoo Energiainfo (EMV). Nykyisin EMV:n toimivalta rajoittuu kuitenkin vain vaatimaan lakia rikkonutta yritystä korjaamaan vastaisuudessa hinnoitteluaan. Sähkömarkkinalain vastaisesta hinnoittelusta ei seuraa lakia rikkoneelle yritykselle mitään seuraamusmaksuja eikä EMV:lla ole valtuuksia määrätä yritystä palauttamaan kohtuuttomasti perittyjä siirtomaksuja. Lisäksi vaatimus siirtohintojen muutoksesta konkretisoituu vasta päätöksen tullessa lainvoimaiseksi, joten yritys voi soveltaa kohtuuttomaksi arvioituja siirtohintojaan valitusprosessin ajan.

Sähkön siirtohinnoittelussa käytetään ns. pistehinnoittelua, eli verkonhaltijan on osaltaan järjestettävä edellytykset sille, että asiakas saa asianomaiset maksut suorittamalla oikeuden käyttää liittymispisteestään käsin koko maan sähköverkkoa ulkomaanyhteyksiä lukuun ottamatta. Jakeluverkon verkkopalvelun hinta ei saa riippua siitä, missä asiakas maantieteellisesti sijaitsee. Hinta ei myöskään saa riippua siitä, keneltä asiakas sähkönsä ostaa /10/.

Sähkömarkkinalain 5-vuotishuoltoryhmä on 26.10.2001 valmistuneessa raportissaan ehdottanut, että sähkömarkkinalain nojalla annettaisiin kauppa- ja teollisuusministeriön asetus, jossa jakeluverkonhaltijoita velvoitettaisiin ottamaan käyttöön perusvalikoima siirtopalveluun kuuluvia mittauspalvelurakenteita. Näitä olisivat yksiaikamittauspalvelu, yö- ja päiväenergiaan perustuva kaksiaikamittauspalvelu sekä talvipäiväenergiaan ja muuhun energiaan perustuva kausiaikamittauspalvelu /11/.

3.2 Sähkön myyntihinnoittelua koskevat määräykset

Sähkömarkkinalaki edellyttää että sähkön vähittäismyyjällä on oltava julkiset sähkönmyyntiehdot ja -hinnat sekä niiden määräytymisperusteet kuluttajille sekä toimitusvelvollisuuden piirissä oleville asiakkaille. Niissä ei saa olla kohtuuttomia ja sähkökaupan kilpailua rajoittavia ehtoja tai rajoituksia /10/.

3.2.1 Kilpailun piirissä olevat asiakkaat

Kilpailun piirissä olevan sähkön myynnin hinnoittelu on vapaata, eli sähkönmyyjä voi hinnoittelussaan käyttää haluamaansa tariffirakennetta ja hinnoittelun tasoa. Sähköyhtiö voi siis tehdä asiakaskohtaisen myyntitarjouksen sähköstä jos niin haluaa.

Kuluttajasuojaa koskevista säännöksistä johtuen on myyjän pystyttävä esittämään voimassa olevat energian hinnat myös kilpailun piirissä oleville asiakkaille, joten esimerkiksi reaaliaikaista markkinahintaista sähkön myyntituotetta ei suoraan voida tarjota kuluttajille.

Sähkönhankintaa kilpailutettaessa kuluttaja voi valita vain sellaisen myyntituotteen, jonka mittauspalvelurakenne löytyy paikallisen jakeluverkonhaltijan valikoimasta. Aikatariffeissa aikavyöhyke määräytyy paikallisen jakeluverkonhaltijan siirtotuotteen mukaan.

3.2.2 Toimitusvelvollisuuden piirissä olevat asiakkaat

Määräävässä markkina-asemassa jakeluverkon vastuualueella olevalla sähkön vähittäismyyjällä on toimitusvelvollisuus, eli velvollisuus toimittaa kohtuuhintaista sähköä asiakkaan sitä pyytäessä, jos asiakkaalla ei ole muita taloudellisesti kilpailukykyisiä sähkönhankinta mahdollisuuksia sähköverkon kautta.

Hallituksen esityksen (138/1994 vp.) mukaan kohtuullisella hinnalla tarkoitetaan sitä, että myyntihinnan tulee vastata mahdollisimman hyvin asiakkaan aiheuttamia kustannuksia. Toimitusvelvollisuuden piiriin kuuluvan sähkön vähittäismyyntituotteen hintojen on oltava julkisia ja hinnat on esitettävä julkisessa painetussa hinnastossa. Toimitusvelvollisen tuotteen yksikköhintojen on oltava samoja kaikille asiakkaille ja asiakas voi pääsääntöisesti vapaasti valita toimitusvelvollisuustuotteiden hinnastosta haluamansa tuotteen. Sopimukset tehdään pääsääntöisesti toistaiseksi voimassa oleviksi /10/.

4 SIIRTOTUOTTEET

4.1 Siirtotariffien rakenne

Tariffeilla sähkön siirron kustannukset ja tuotto jaetaan järkevästi perusmaksulle, tehomaksulle ja energiamaksulle. Lisäksi uusissa siirtotuotteissa kWh-mittareiden kustannukset on eriytetty mittausmaksuun. Koska yleis- aika- ja kausituotteiden asiakkaille ei ole tehomittausasiakkaiden perusmaksuun sisältyvä tehomaksu muodostuu sulakekoon perusteella.

Eri tuotteiden perus- ja energiamaksujen painot on mitoitettava siten, että aiheutumisperiaate toteutuu ja jokaiselle sähkönkäyttäjälle on tarkoituksiinsa sopiva tuote. Painotuksista johtuen eri tuotteiden perus-, teho-, ja energiamaksut ole sellaisenaan vertailukelpoisia keskenään, vaan vertailu on tehtävä esimerkiksi vuodessa kulutetun sähköenergian keskihintana.

4.1.1 Tehomaksu

Koska jakeluverkko on suunniteltava verkon suurimman huipputehon mukaan on perusteltua että siirtohinta on riippuvainen käyttäjän tarvitsemasta tehosta. Taloudellisesti ei ole kuitenkaan järkevää hankkia kalliita tehomittareita pienille kuluttajille, joten käytännössä tehoa mitataan vain pj- ja kj-tehoasiakkailta. Yleis- ja aikatuote asiakkailta tehomaksu peritään sulakekoon perusteella. Sulakekoon perusteella peritty tehomaksu on kaikille saman siirtotuotteen asiakkaille sama, joten se sisällytetään perusmaksuun. Tehomaksu muodostuu verkon käyttö-, kunnossapito- ja investointikustannuksista.

Tehoasiakkaille tehoveloituksen perustana on yleensä liukuvan 12 kuukauden 1 tunnin huipputeho. Myös 15 minuutin huipunmittausaika ja liukuvan 12 kuukauden kahden talvipäivähuipun keskiarvoa voidaan käyttää tehomaksun perusteena.

Tehomaksuun kuulu lisäksi loistehomaksu verkosta otolle ja verkkoon annolle. Loistehomaksuun sisältyy ilmaisosuus, joka ISS:llä on loistehon oton suhteen 16 prosenttia ja annon suhteen 4 prosenttia kyseisen kuukauden mitatusta pätötehohuipusta. Loistehomaksuilla tehoasiakkaita ohjataan hankkimaan itse loistehon kompensointilaitteensa. Näin loistehon siirrosta aiheutuvat kustannukset pienenevät ja samalla sähkön laatu paranee /22/.

4.1.2 Perusmaksu

Perusmaksu koostuu kulutuksesta ja tehosta riippumattomasta kiinteästä kuukausimaksusta sekä tehotuotteita lukuunottamatta sulakekoon mukaan määräytyvästä tehomaksusta. Perusmaksun kiinteään osaan kohdistetaan mm. asiakaspalvelun, hallinnon ja aika- ja kausituotteilla verkkokäskyjärjestelmän kustannukset. Tuotteiden muotoiluvaiheessa eri tariffien perusmaksujen painoja muutetaan järkevien tuotekokonaisuuksien aikaansaamiseksi /2/, 15/.

4.1.3 Mittausmaksu

Mittausmaksu on kulutuksen mittauksesta ja mittarin investointikustannuksista koostuva kiinteä kuukausimaksu. Aikaisemmin mittausmaksu on peritty perusmaksun yhteydessä ja kuulunut näin automaattisesti osaksi siirtopalvelua. Eriyttämällä mittausmaksu perusmaksusta keskijännitetehoasiakkaille annetaan mahdollisuus käyttää omaa kWh-mittaria kulutuksen mittaukseen.

4.1.4 Energiamaksu

Energiamaksuun sisällytettiin aluksi vain häviöt ja kantaverkkomaksut. Näin tuotteista tulee kuitenkin erittäin teho- ja perusmaksupainotteisia ja kalliita pienille sähkönkäyttäjille. Tuotteita muotoiltaessa osa tehomaksusta kohdistettiin huipunkäyttöajan mukaan energiamaksuun.

4.2 Laskentamenetelmät

Tässä työssä hinnoitellaan ISS:n siirtotuotteet keskikustannus- ja rajakustannuslaskentaa käyttäen. Rajakustannuslaskenta toteuttaa aiheuttamisperiaatteen keskikustannuslaskentaa paremmin, mutta on myös työläämpänä ja monimutkaisempänä virhealttiimpi laskentamalli. Lisäksi rajakustannuslaskenta vaatii tarkat tiedot mitoitussuureiden kehitymisestä ja kustannuksista mielellään viiden menneen ja viiden ennustetun vuoden ajalta. Ilman näitä ei rajakustannuslaskennalla päästä sen parempaan kustannustarkkuuteen kuin keskikustannuslaskennallakaan.

Tästä johtuen on osa hankalasti selvitettävistä kustannuksista käsitelty vuoden 2001 kustannustietoihin perustuvaa keskikustannuslaskentaa käyttäen. Kun sähköverkko toimii optimipisteessä, ovat molemmilla tavoilla lasketut lyhyenajan kustannukset yhtä suuret. Käytännössä sähköverkko toimii kuitenkin toimitusvarmuussyistä yli-mitotettuna, jolloin keskikustannukset ovat rajakustannuksia suuremmat /7/, /8/.

Pitkän ajan rajakustannukset on laskettu vuosina 1998-2002 toteutuneiden ja vuosiksi 2002-2007 arvioitujen kustannustietojen perusteella. Vuosien 1998–2000 kustannukset on muutettu rakennuskustannusindeksien avulla vuoden 2001 rahan arvoon /20/.

Verkostonrakennus- ja kunnossapitotoimintojen yhtiöittämisessä vuonna 1999 syntyneen Imatran Seudun Sähkörakennuksen (ISSR) toimialaan kuuluvat kustannukset on poistettu takautuvasti vuosilta 1998 ja 1999. Yhtiöittämisen seurauksena puolet ISS:n henkilökunnasta siirtyi ISSR:n palvelukseen, joten ISS:n aikaisemmat henkilöstökulut piti puolittaa. Lisäksi materiaalien ostoista aiheutuvat kustannukset siirrettiin ulkopuolisilta hankittuihin palveluihin. Näin eri tarkastelujakson kirjanpidon kustannukset saatiin vertailukelpoiseen muotoon. Tulevaisuuden kustannusarviot on tehty luvun 4.3.1 tehoennusteen, historiatietojen ja verkon kymmenvuotissuunnitelman pohjalta.

4.2.1 Keskikustannuslaskenta

Keskikustannushinnoittelun ideana on jakaa kunkin kustannuspaikan kustannukset sopivien mitoitussuureiden avulla suoraan ominaiskustannuksiksi. Ominaiskustannukset esittävät esimerkiksi asiakkaan, tehon tai energian keskimääräisiä yksikkökustannuksia. Keskikustannukset laskevat käyttöasteen lisääntyessä kunnes saavutetaan optimipiste. Tämän jälkeen keskikustannukset alkavat nousta jyrkästi /7/, /8/.

4.2.2 Rajakustannuslaskenta

Rajakustannus on kustannuksen lisäys, joka syntyy kun käyttöastetta nostetaan yhdellä yksiköllä. Käyttöasteen lisäys voi olla uusi asiakas, tehonkasvu yhdellä kW:lla tai energiankulutuksen kasvu yhdellä kWh:lla. Rajakustannushinnoittelussa kustannusten kasvattaja maksaa itse aiheuttamansa lisäkustannukset, joten aiheuttamisperiaate toteutuu varsin hyvin /7/, /8/.

Rajakustannuslaskennassa eri vuosien kustannukset sijoitetaan koordinaatistoon selittävän ominaisuuteen funktiona, jonka jälkeen määritellään pisteille regressiosuora pienimmän neliösumman menetelmällä. Saatuun rajakustannussuoraan jää myös pieni selittävän suureen arvosta riippumaton osa eli jäännöskustannus, joka kohdistetaan asiakkaille skaalaamalla tariffien hintakomponentit siten, että kokonaistuottovaatimus täyttyy /7/.

4.3 Kulutusanalyysi

Kulutusanalyysin tarkoitus on selvittää kuormituksen vaihtelu ja energiantarpeen ja huipputehon kehittyminen. Tärkein näistä on huipputehon kehittyminen, sillä se vaikuttaa verkon mitoitukseen ja sähkön tuotantokapasiteetin ja ostotehon tarpeen suunnitteluun. Huipputehoon vaikuttaa verkkoon liittyneiden asiakkaiden määrän ja sulakekoon lisäksi myös eri asiakkaiden huipputehon ajoittuminen. Eri kulutusryhmien vaikutuksen selvittäminen verkon huipputehoon onkin yksi tariffisuunnittelun työläimpiä osia. Jos huipputeho tulevaisuudessa nousee selvästi, johtaa se

investointeihin verkossa, suurempiin häviöihin ja tehohuippujen aikaan kalliimman huippuvoimalaitoksilla tuotetun energian hankintaan /2/.

Kulutusanalyysin perustana käytetään Mika Nousiaisen vuonna 1999 ISS:lle diplomityössään tekemää tehoennustetta. Tehoennustetta verrataan toteutuneisiin verkon huipputehoihin, energian kulutukseen, asiakasmääriin ja uusiin suunniteltuihin hankkeisiin.

Kesällä 2001 käynnistettiin Ruokolahdella yrityskeskittymä Koivukeskuksen rakentaminen, joka tulee tarvitsemaan 7 MW:n tehon vuoteen 2003 mennessä valmistuvassa ensimmäisessä vaiheessaan. Koivukeskuksesta on määrä tulla Euroopan suurin koivun mekaanisen jalostuksen keskus. Ensimmäisessä vaiheessa alueella toimii viisi sahaa, jatkovalmisteita valmistava yritys, kaksi puun lämpökäsittelyyn keskittyvää yritystä, puun lajittelusta ja mittauksesta vastaava yritys sekä kuivaamo. Ne luovat alueelle jo noin sata uutta työpaikkaa. Koivukeskuksen 2. vaiheen on määrä valmistua vuoden 2006 loppuun mennessä, jonka jälkeen paikalla toimii useita sahatuotteiden jatkojalostajia. Imatrankoskella verkkoon tuo uutta kuormaa Tietoenator ja Soneran tietotalo.

Tilastokeskuksen vuonna 2001 valmistuneen väestöennusteen mukaan Imatran väkiluku laskee vuoteen 2030 mennessä 15,7 prosenttia, Rautjärven 33,7 ja Ruokolahden 7,2 prosenttia. Ennuste sisältää kuolleisuuden, syntyvyyden ja muuttoliikkeen kehityksen. Ennusteen lähtöväkilukuna on käytetty vuonna 2000 toteutunutta väkilukua joka oli Imatran, Rautjärven ja Ruokolahden kunnissa yhteensä 41 486. 30.6.2002 Imatran, Ruokolahden ja Rautjärven yhteenlaskettu asukasmäärä oli 41 008 joten kuntien yhteenlaskettu väestön vähenemä vuosituhannen kahdelta ensimmäiseltä vuodelta oli keskimäärin 239 asukasta vuodessa. ISS:ssä 1999 tehdyssä tehoennusteessa kuntien yhteenlasketun väkimäärän arvioitiin laskevan keskimäärin 250 asukasta vuodessa vuoteen 2030 asti, joten väestöennuste näyttää toteutuvan varsin hyvin.

Vuosienergiaennusteessa, jossa on huomioitu uusien asuntoalueiden, Key-East yrityspuiston ja Svetogorskin teollisuusalueen vaikutus energian kulutukseen, energiankulutuksen kasvuennusteeksi on saatu 1,6 prosenttia vuoteen 2003 asti ja 1,8 prosenttia ajalla 2003–2008. Key-East ja Svetogorskin teollisuushankkeiden toteutuessa kokonaisuudessaan ja Imatran väkiluvun kääntyessä kasvuun, energiankulutuksen kasvuprosentiksi on ennustettu 2,2 prosenttia vuodessa.

Svetogorskiin suunniteltu 170 hehtaarin teollisuuskeskus on jäänyt toteutumatta, eikä Pelkolan kaupunginosan Key-East yrityspuistoon ole suurista ennako-odotuksista huolimatta rakennettu vielä kuin yksi toimistorakennus. Teollisuushankkeiden toteutumattomuudesta ja leudoista säästä huolimatta on sähkönkulutus kuitenkin kasvanut ISS:n alueella tällä vuosituhannella hieman ennusteita enemmän.

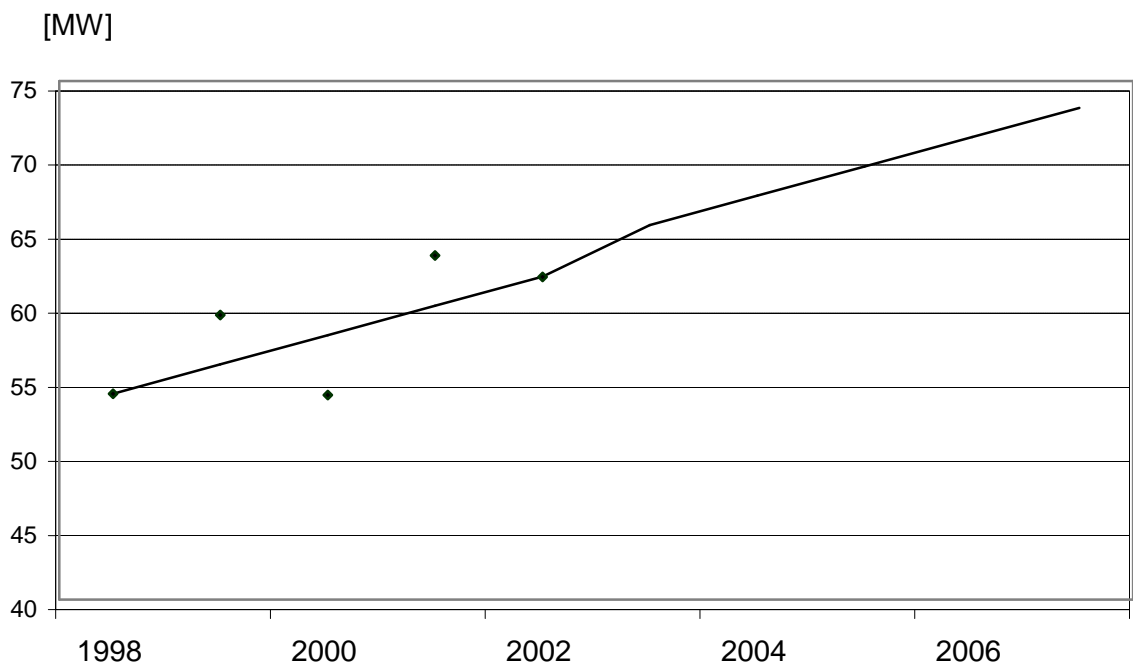
Väestö ISS:n jakelualueella vähenee tasaisesti vuosittain noin 250 asukkaalla, joka on kuitenkin vähemmän kun vielä kymmenen vuotta sitten. Kesämökkejä sähköistetään, uusia alueita kaavoitetaan ja noin 100 uutta liittymää kytketään vuosittain, joten verkkoon liitettyjen käyttöpaikkojen määrä on pysynyt suunnilleen vakiona viimeiset viisi vuotta. Lisäksi heinäkuussa 2002 avattu uusi kansainvälinen Imatra-Svetogorsk raja-asema lisää huomattavasti liikennettä ja sitä mukaa palveluja rajan molemmin puolin /12/, /13/, /14/.

Verkon huipputehon ennuste on vuosituhannen alun perusteella arvioitu selvästi todellista pienemmäksi. Tähän vaikuttaa myös ennusteessa käytetty varsin korkea huipputehon käyttöaika 4100 h/a.

Koivukeskuksen ensimmäisen vaiheen valmistuminen Ruokolahden Oritlammelle vuonna 2003 nostaa energiankulutusta ja verkon huipputehoa entisestään, joten arviota lähivuosien sähkön kulutuksesta ja verkon huipputehosta on nostettava. Tämä tehdään simuloimalla uusien kulutuspaikkojen vaikutus verkon huipputehoon ja energiankulutukseen kuormituskäyrien ja jakeluverkosta mitattujen huipputehojen avulla.

4.3.1 Tehoennuste

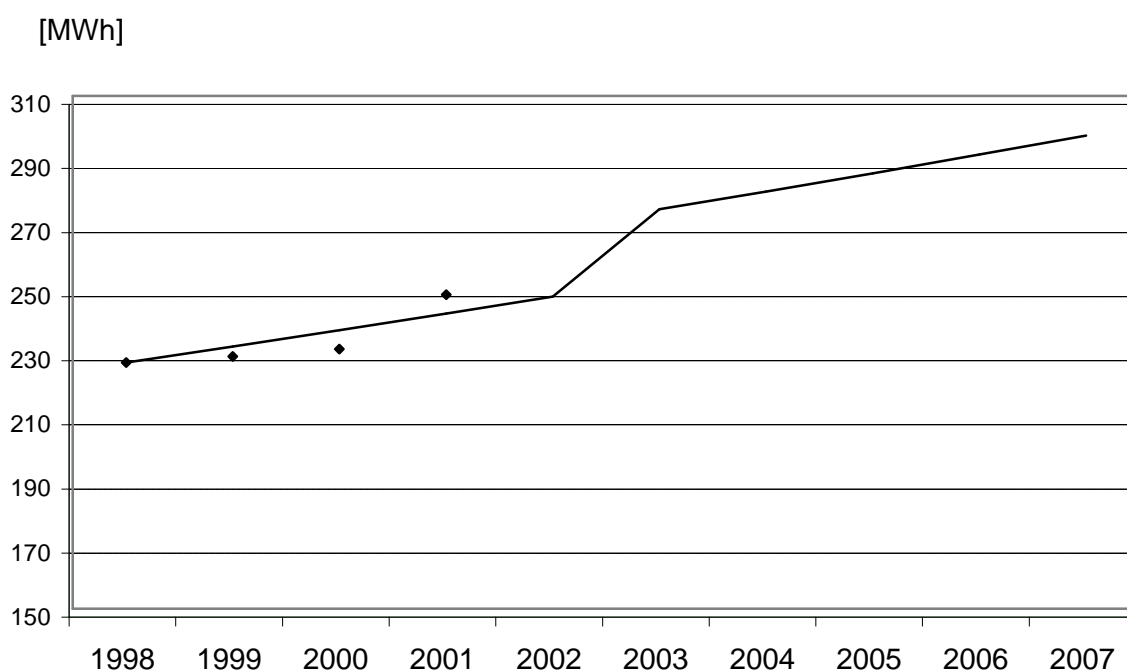
Vuosien 1998–2002 välillä verkon huipputeho on noussut keskimäärin 1,98 MW vuodessa. Uudessa tehoennusteessa keskimääräinen vuotuinen tehonkasvu ennustetaan pysyvän samana ja lisäksi tehoennusteeseen lisätään Koivukeskuksen aiheuttama tehon lisäys vuodesta 2003 lähtien. Koivukeskus tulee tarvitsemaan arviolta 7 MW:n huipputehon, mikä lisää verkon huipputehoa noin 1,5 MW:a. Arvio on tehty vertaamalla 1-vuoro teollisuuden puutavaran valmistus kuormituskäyrää ISS:n jakeluverkon kuormituskäyrään. ISS:n jakeluverkon tehoennuste 1998–2007 on esitetty kuvassa 5 /12/, /16/.



Kuva 5. ISS:n jakeluverkon huipputeho 1998–2007.

4.3.2 Kulutusennuste

Kulutusennusteessa keskimääräiseksi vuosikulutuksen kasvuksi ennustetaan n. 2,2 prosenttia. Ennuste on sama kuin Mika Nousiaisen 1999 arvioima kulutuksen kasvuennuste suunniteltujen teollisuushankkeiden toteutuessa täydellisesti. Lisäksi kulutusennusteeseen lisätään 2003 valmistuvan Koivukeskuksen 3106 tunnin huipunkäyttöajalla arvioitu vuotuinen kulutus 21,7 GWh. Ennuste ISS:n jakeluverkon nettosähkönsiirrosta asiakkaille on esitetty kuvassa 6 /12/.



Kuva 6. ISS:n sähkönsiirto ennuste 1998-2007.

4.3.3 Kuormitusryhmät ja tyyppikäyttäjät

Sähkökäyttäjät lajitellaan käyttäjäryhmiin, joissa sähkökäyttö voidaan olettaa riittävällä tarkkuudella samanlaiseksi. Suomen sähkölaitosyhdistys ry:n julkaisemassa sähkökäytön kuormitustutkimuksessa esitellään 46 erilaisen sähkökäyttäjän tilastollisesti määritetyt kuormituskäyrät. Käyrät on määritetty vuodesta 1983 lähtien kerätyistä mittausaineistosta 1176 mittauskohteessa. Jokaisen asiakkaan kuormitusryhmä ja vuodessa kulutettu energia saadaan selville asiakastietojärjestelmästä. Kuormituskäyristä saadaan selville osallistuvan tehon laskennassa käytetyt

kuormitusryhmien halutun hetken tunti- ja 2-viikkoindeksi sekä keskihajonta. Kuormitusryhmät kotitalouksille ilman sähkölämmitystä on esitetty taulukossa 1 /16/.

Taulukko 1. Kuormitusryhmät kotitalouksille ilman sähkölämmitystä.

| nro. | Kuormitusryhmä |
|-------------|---------------------------|
| 40 | Kotitalous |
| 41 | OKT, ei sähkökiuasta |
| 42 | OKT, sähkökiuas |
| 43 | RT, KT ei sähkökiuasta |
| 44 | RT, KT sähkökiuas |
| 45 | KT, asunnot mukana |
| 46 | KT, RT, kiinteistömittaus |

Sähkölämmittäjien kuormitusryhmät on esitetty taulukoissa 2 /16/.

Taulukko 2. Sähkölämmittäjien kuormitusryhmät

| nro. | Kuormitusryhmä |
|-------------|------------------------------------------------|
| 00 | OKT, RT, huonekohtainen sähkölämmitys |
| 01 | OKT, RT, käyttövesivaraaja <300l |
| 01 | OKT, RT, käyttövesivaraaja >300l |
| 03 | OKT, RT, lattialämmitys |
| 04 | OKT, lämpöpumppulämmitys |
| 05 | RT, koko kiinteistön huonekohtainen sähkölämpö |
| 10 | OKT, RT, osittain varaava sähkölämmitys |
| 11 | OKT, RT, osittain varaava lyhyt sulkuaika |
| 12 | OKT, RT, osittain varaava pitkä sulkuaika |
| 20 | OKT, RT, varaava sähkölämmitys |
| 25 | Loma-asunto |
| 31 | OKT, kaksoislämmitys, 1-aika |
| 32 | OKT, kaksoislämmitys, 2-aika |
| 33 | OKT, kaksoislämmitys, kausi |

Teollisuuden ja palvelutoimen kuormitusryhmät on esitetty taulukossa 3 /16/.

Taulukko 3. Teollisuuden ja palvelutoimen kuormitusryhmät.

| nro. | Kuormitusryhmä |
|-------------|----------------------------------------|
| 60 | Muu teollisuus |
| 62 | 1-vuoroteollisuus, puutavara |
| 63 | 1-vuoroteollisuus, paperi |
| 65 | 1-vuoroteollisuus, metalli |
| 71 | 2-vuoroteollisuus, elintarvike |
| 74 | 2-vuoroteollisuus, metalli |
| 80 | Liike-elämä |
| 82 | Tavaratalot ja marketit |
| 83 | Muu vähittäiskauppa |
| 84 | Automyynti ja huoltamatoiminta |
| 85 | Hotelli- ja majoitustoiminta |
| 86 | Ravintola- ja kahvilatoiminta |
| 87 | Rahalaitos- ja vakuutustoiminta |
| 88 | Virkistys- ja kulttuuripalvelutoiminta |
| 90 | Tievalaistus |
| 91 | Yleis- ja muu hallinto |
| 92 | Opetus- ja koulutoimi |
| 93 | Sairaalat ja terveydenhuolto |

Koska eri siirto- ja myyntitariffien hintakomponentit eivät ole keskenään vertailukelpoisia erilaisten painotustensa takia, käytetään myynnin ja siirron keskihintojen vertailuun tyypikäyttäjiä. Tyypikäyttäjät ovat kuvitteellisia eri käyttäjäryhmiin kuuluvia asiakkaita. Niiden avulla sähkönkäyttäjät jaetaan sähkönkäytön vaihtelun, kulutettavan energianmäärän ja tehotarpeen mukaan yhteneviin kuormitusryhmiä laajempiin ryhmiin. Siirto- ja myyntituotteet muotoillaan tyypikäyttäjien avulla niin, että kaikille asiakasryhmille löytyy sopiva ja järkevästi hinnoiteltu tuote.

Myös tyyppikäyttäjille on laadittu todellisten kuormitusmittausten perusteella kuormituskäyrät. Kuormituskäyrästä näkyy tyyppikäyttäjän vuoden jokaisen tunnin sähkönkulutus. Kuormituskäyrää käytetään tariffisuunnittelussa kausi- ja aikatariffien energian keskihintojen laskemiseen ja verkon tehuhiippujen aiheuttajien selvittämiseen.

ISS:n asiakkaat jaettiin kuormitusryhmien perusteella tyyppikäyttäjärühmiksi ja tämän jälkeen eri tariffien päivä- ja yökulutuksen jakaumat pystyttiin laskemaan EMV:n kotisivuilta löytyvällä kulutuksenjakauma ohjelmalla. Tyyppikäyttäjät koostuvat 5 pääryhmästä; sähkölämmittäjistä, kotitalouksista ilman sähkölämmitystä, maatalouksista ja pien- ja keskijänniteteollisuuskuluttajista. EMV:n hintavertailussa käytetään kahta erilaista kulutusprofiilia kullakin pääryhmällä.

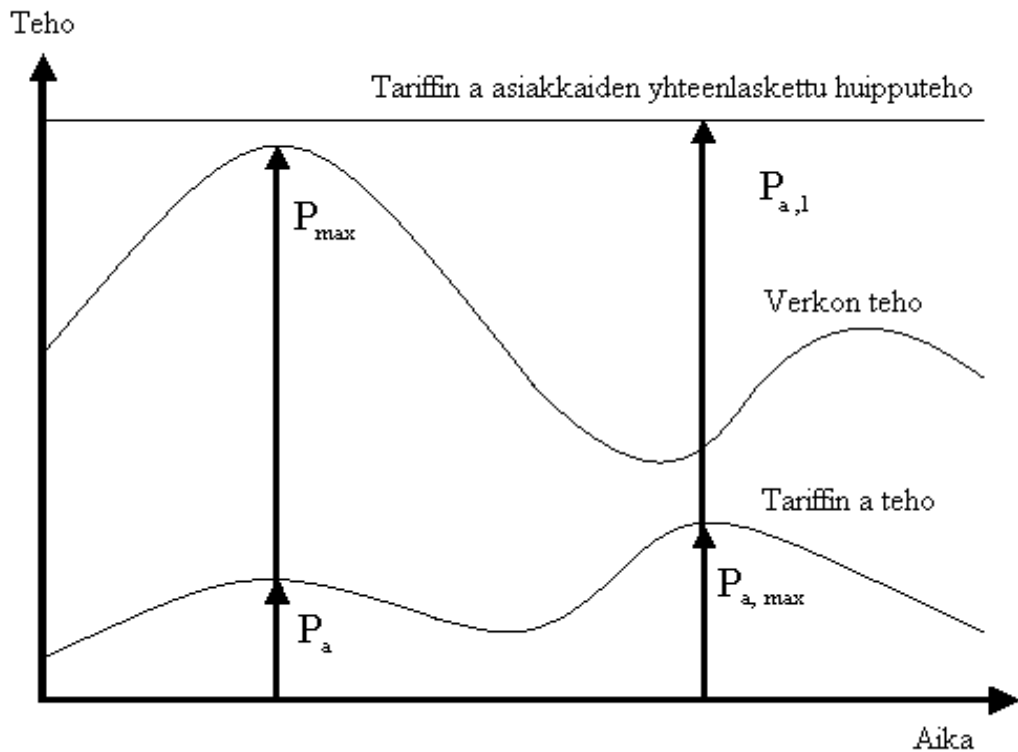
Energiamarkkinaviraston hintavertailussa käytämät tyyppikäyttäjät on esitetty taulukossa 4 /17/.

Taulukko 4. Tyyppikäyttäjät

| Tyyppikäyttäjän kuvaus | Tunnus |
|------------------------------------------------------------------|---------------|
| Kerrostalohuoneisto (2 000 kWh/a, 1×25 A) | K1 |
| Pientalo (5 000 kWh/a, 3×25 A) | K2 |
| Maatila, peltoviljely, ei sähkölämmitystä (10 000 kWh/a, 3×35 A) | M1 |
| Maatila, karjatila, sähkölämmitys (35 000 kWh/a, 3×35 A) | M2 |
| Pientalo, huonekohtainen sähkölämmitys (18 000 kWh/a, 3×25 A) | L1 |
| Pientalo, osittain varaava sähkölämmitys (20 000 kWh/a, 3×25 A) | L2 |
| Pienteollisuus (150 MWh/a, 75 kW) | T1 |
| Pienteollisuus (600 MWh/a, 200kW) | T2 |
| Keskisuuri teollisuus (2 GWh/a, 500 kW) | T3 |
| Keskisuuri teollisuus (10 GWh/a, 2500 kW) | T4 |

4.3.4 Tehojen risteily

Koska eri sähkökäyttäjillä on erilaiset sähkökäytön vaihtelut, voidaan sähköverkko mitoittaa huomattavasti sähkökäyttäjien yhteenlaskettua huipputehoa pienemmälle teholle. Verkoston investointikustannuksia kohdistaessa on siis otettava huomioon käyttäjän huipputehon lisäksi myös aika milloin huipputeho esiintyy. Tehojen risteily, eli kuluttajan huipputehon ajoittumisen vaikutus verkon huipputehoon, ja sitä mukaa verkon raja- ja keskikustannuksiin, otetaan huomioon osallistumis- ja tasoitus-kertoimilla. Näiden määrittämiseksi on selvitettävä kuvassa 7 esitetyt tariffin huipputeho $P_{a,max}$, verkon huipputehoon osallistuva teho P_a ja tariffin asiakkaiden teoreettinen huipputeho $P_{a,l}$ /15/.



Kuva 7. Tariffin ja verkon teho

Tariffin asiakkaiden yhteenlaskettua huipputehoa, eli tehoa ilman tariffin sisäistä tehojen risteilyä, on mahdoton tarkasti määrittää ilman jokaisen tariffin asiakkaan

huipputehonmittausta. Tässä työssä asiakkaiden yhteenlaskettuna huipputehona käytetään asiakkaiden laskutustehojen summaa ja laskutustehona teoreettista huipputehoa, eli sulakekoon rajoittaman virran ja jännitteen tuloa. Kertomalla verkostokustannusten mitoitussuurena käytetyt asiakkaiden yhteenlasketut laskutustehot osallistumis- ja tasoituskertoimilla saadaan verkon huipputeho.

Tehotuoteasiakkailla tariffin asiakkaiden laskutustehona voidaan käyttää asiakkailta mitattuja huipputehoja. Tehoasiakkaiden mitattu huipputeho on suurin 15 minuutin keskiteho viimeisten 12 kuukauden ajalta, ja siten todellinen verkossa esiintyvä teho. Näin ollen tehotuotteiden todelliset ja sulakeportaaseen kuuluvien asiakkaiden sulakekoon mahdollistamat teoreettiset tehot eivät sellaisenaan ole vertailukelpoisia keskenään. Asiakastietojärjestelmän perusteella tehotuoteasiakkaiden, joita otannassa oli 127 kappaletta, teoreettinen sulakeportaan mahdollistama huipputeho on keskimäärin 1,87 kertainen mitattuun huipputehoon nähden. Tehotuoteasiakkaiden kustannuksia jaettaessa tätä kerrointa käytettiin skaalatessa mitatut huipputehot vertailukelpoisiksi sulakeportaiden asiakkaiden kanssa. Skaalauksen ja suurentuneen laskutustehon vaikutus kumoutuu tasoituskertoimien jäädessä vastaavasti pienemmäksi. Pj-verkon rajakustannuksille, joille osallistumis- ja tasoituskertoimia ei käytetä, rajakustannukset kerrotaan jakeluverkon huipputehon ja asiakkaiden yhteenlasketun laskutustehon suhteella $0,15 / 5/$.

Tariffin huipputeho on tariffin asiakkaiden suurin yhteenlaskettu teho. Se sisältää tariffin sisäisen tehojen risteilyn, eikä välttämättä esiinny samaan aikaan verkon huipputehon kanssa. Osallistuvaksi tehoksi sanotaan tuotteen asiakkaiden tehoa verkon huipputehon aikaan. ISS:n asiakastietojärjestelmästä saadaan selville jokaisen asiakkaan kuluttama energia ja asiakkaaseen sovellettava kuormitusryhmä. Kuormitusryhmien kulutustietoina käytin vuosina 1984–1990 silloisen Sähkölaitosyhdistyksen keräämiä tietoja ja indeksisarjoja.

Tariffin huipputeho saatiin lajittelemalla käytössä olevien tuotteiden vuosienergiat eri kuormitusryhmille, ja laskemalla sen jälkeen kunkin tuotteen kuormitusryhmän

huipputeho huipputehon käyttöajan avulla. Koska eri kuormitusryhmien huipputehot ajoittuvat eri aikoihin, pitäisi ne teoriassa redusoida kuormituskäyrien indeksien avulla tariffin huipputehon hetkeen. Käytännössä suurin osa kunkin tuotteen asiakkaista kuuluu muutamaankin kulutuskäyrältään samankaltaiseen kuormitusryhmään, joten redusoinnin vaikutus lopputulokseen olisi jäänyt niin pieneksi ettei sitä tehty.

Verkon tehoon tietyllä hetkellä osallistuva teho saatiin vertaamalla tariffin kuormitusryhmien käyriä ISS:n jakeluverkon kuormituskäyrään. Tämä tapahtuu kertomalla jokaisen tariffiin osallistuvan kuormitusryhmän vuoden keskiteho kuormitusryhmän tarkasteltavan hetken tunti-, kaksiviikko- ja hajontaindeksillä, ja laskemalla sen jälkeen eri kuormitusryhmien osallistuvat tehot yhteen. Tulokset tarkastettiin laskemalla tariffien yhteenlaskettu osallistuva teho helmikuun ensimmäisen viikon arki-iltana klo. 18-19, eli verkon huipun aikaan. Tulokseksi saatiin 62 MW verkon todellisen mitatun tehon ollessa vuonna 2001 samaan aikaan 63 MW. Virhemarginaaliksi kuormituskäyrien avulla lasketun ja verkosta mitatun huipputehon välille jäi siis vain 2 prosenttia. Muodostettavien tariffien teoreettiset huipputehot, tariffien huipputehot ja huipputehoon osallistuvat tehot on esitetty taulukossa 5.

Taulukko 5. Tariffien asiakasmäärät, energiat ja lasketut tehot

| Tariffi | Sopimus | Energia | Teoreettinen | Tariffin | Osallistuva |
|---------|---------|---------|--------------|----------|-------------|
|---------|---------|---------|--------------|----------|-------------|

| | [kpl] | [kWh] | huipputeho [kW] | huipputeho [kW] | teho [kW] |
|--------------------|---------|-------------|----------------------|----------------------|----------------|
| Aika 025 | 3 324 | 52 070 775 | 57 331 | 17 016 | 16 181 |
| Aika 035 | 462 | 12 166 617 | 11 148 | 3 938 | 3 745 |
| Aika 063 | 154 | 8 979 028 | 6 674 | 2 848 | 2 708 |
| Aika 100 | 57 | 4 824 635 | 3 955 | 2 272 | 2 161 |
| Yleis 024 | 3277 | 5 687 179 | 18 845 | 3 581 | 2 451 |
| Yleis 025 | 13 886 | 64 171 227 | 239 529 | 21 449 | 14 681 |
| Yleis 035 | 660 | 8 873 938 | 15 944 | 3 245 | 2 221 |
| Yleis 063 | 316 | 8 294 936 | 13 749 | 3 343 | 2 288 |
| Yleis 100 | 94 | 5 097 739 | 6 498 | 2 013 | 1 378 |
| Pj-teho | 212 | 64 551 658 | 42 680 | 21 070 | 13 171 |
| Sj-teho | 5 | 12 725 877 | 5 116 | 2 735 | 1 222 |
| Verkko yht. | 22 476 | 247 443 609 | 422 686 | 83 512 | 62 207 |

Tehojen risteilyn verkostokustannuksia pienentävä vaikutus vähenee siirryttäessä jakeluverkossa lähemmäksi käyttöpistettä. Tässä työssä osallistumis- ja tasoitus-kertoimia käytetään sähköasemien ja keskijänniteverkon kustannusten kohdistamiseen ja pienjänniteverkon kustannukset kohdistetaan suoraan asiakkaan laskutustehon mukaan. Osallistumis-, tasoituskertoimet ja asiakkaitten laskutustehot on esitetty taulukossa 6 /5/.

Taulukko 6. Tuotteiden laskutusteho ja kertoimet

| Tuote | Laskutusteho [kW] | Osallistumiskerroin | Tasoituskero |
|------------------|--------------------------|----------------------------|---------------------|
| Aika 025 | 17,25 | 0,95 | 0,30 |
| Aika 035 | 24,15 | 0,95 | 0,35 |
| Aika 063 | 43,47 | 0,95 | 0,43 |
| Aika 100 | 69,00 | 0,95 | 0,57 |
| Yleis 024 | 5,75 | 0,68 | 0,19 |
| Yleis 025 | 17,25 | 0,68 | 0,09 |
| Yleis 035 | 24,15 | 0,68 | 0,20 |
| Yleis 063 | 43,47 | 0,68 | 0,24 |
| Yleis 100 | 69,00 | 0,68 | 0,31 |
| Pj-teho | 206,2 | 0,63 | 0,49 |
| Sj-teho | 1023 | 0,45 | 0,53 |

4.3.4.1 Osallistumiskerroin

Osallistumiskertoimen määrittämiseksi on tiedettävä jokaisen tariffin asiakkaiden yhteenlaskettu teho verkon kuormitushuipun aikaan ja tariffin huipputeho. Käytännössä tämän selvittäminen tarkasti on mahdotonta, sillä se vaatisi jokaiselle asiakkaalle tuntitehomittauksen ja jatkuvaa kulutuksen seuraamista. Osallistumiskerroin voidaan määrittää myös kuormituskäyrien perusteella. Silloin on tiedettävä, mitä tyyppikäyttäjiä kunkin tuotteen käyttäjät edustavat ja näiden vuotuiset energian kulutukset.

Osallistumiskerroin saadaan tariffin huipputehoon osallistuvan tehon ja tariffin asiakkaiden yhteenlasketun tehon suhteesta. Se kuvaa kuinka tariffi osallistuu verkon huipputehon muodostumiseen ja jakaa verkostokustannuksia niille käyttäjille, jotka tarvitsevat suuria tehoja kulutushuippujen aikaan. Näin aiheuttamisperiaate toteutuu, sillä verkko on mitoitettava huipputehon mukaan ja häviöt lisääntyvät siirrettävän tehon kasvaessa.

Kuormituskäyrien perusteella lasketut tulokset ovat sitä uskottavampia, mitä enemmän otannassa on ollut sähkökäyttäjiä. Koska suuremmilla sulakekooilla asiakkaita on vain muutamia, osallistumiskerroin laskettiin kullekin tuoteryhmälle, muttei niitä eritelty sulakekoon mukaan.

Aika- ja kausituotteiden kulutustiedot yhdistettiin, ja niille laskettiin yhteiset kertoimet. Näin otannasta saatiin suurempi, ja koska tuotteet ovat hyvin samankaltaiset ei tuotteiden keskihinnoissakaan voi olla kovin suuria eroja.

4.3.4.2 Tasoituskerroin

Tasoituskerroin kuvaa tariffin sisäistä tehojen tasoittumista, eli tariffin huipputehon suhdetta tuotteen yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summaan. Tämä laskee sellaisten tuotteiden hintaa, joilla tariffin sisäinen tehojen risteily on suuri. Tuotteilla, joilla on vain yksi asiakas, tasoituskerroin saa arvon 1 ja vain asiakkaan oma osallistuva teho vaikuttaa perusmaksun teho-osaan. Tasoituskertoimen käyttö siirtää näin ollen kustannuksia massatuotteilta tuotteille, joilla on vain muutama asiakas.

Koska suurimmalla osalla sähkökäyttäjistä ei ole tuntimittausta, on asiakkaan huipputeho määritettävä sulakekoon perusteella. Tämä tuo epävarmuutta tasoituskertoimen määrittämiseen, sillä varsinkaan pienillä käyttäjillä sulakeporras ei ole kovinkaan tarkasti tehon tarpeen mukaan mitoitettu.

4.4 Kustannusanalyysi

Kustannusanalyysissä selvitetään sähkön siirrosta aiheutuvat kustannukset ja saatetaan ne sellaiseen muotoon, että ne voidaan kohdistaa eri tyyppikäyttäjille aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Ensimmäiseksi kustannusanalyysissä selvitetään toiminnan aiheuttamat kokonaiskustannukset. Kun kokonaiskustannukset on selvitetty, jaetaan ne sopiviksi katsotuille kustannuspaikoille. Seuraavaksi määritetään mitoitussuureet, eli suureet jotka vaikuttavat kustannuspaikkojen kustannuksien

syntyyn. Jakamalla kustannukset mitoitussuureilla, saadaan kustannuspaikan ominaiskustannukset, jotka kohdistetaan eri kuluttajaryhmille. /2/.

4.4.1 Kustannukset

Siirtoliiketoiminnan kokonaiskustannukset ilman tuottovaatimusta vuonna 2001 olivat yhteensä 4 858 613 euroa. Kustannusten kartoittaminen aloitettiin selvittämällä rajakustannukset. Neljän viimeisen vuoden kustannukset korjattiin rakennus- ja elinkustannusindeksin avulla 2002 vuoden arvoon. Joidenkin kustannusten jakoperusteet olivat vuosituhannen vaihteessa muuttuneet, joten selvää kuvaa kaikkien kustannusten kehittymisestä verkon mitoitussuureiden mukaan ei pystytty selvittämään. Nämä hankalat kustannukset kohdistettiin joko keskikustannuslaskentaa käyttäen tai skaalaamalla muiden kustannusten suhteessa perus ja energiamaksuun. Selviä rajakustannuksia, joissa ominaissuureen muutos aiheutti selvän kustannusten nousun, olivat vain laskutuksen kustannukset ja pääomakustannukset. Nämä selittivät yhteensä noin kolmasosan siirron kokonaiskustannuksista /18/.

4.4.1.1 Käyttökustannukset

Käyttökustannuksiin kuuluvat verkon käytönvalvonnasta ja varallaolosta aiheutuneet palkkakustannukset sekä viankorjaus- ja kunnossapitokustannukset. Kaikista vuoden 2001 verkkoliiketoiminnan kustannuksista näihin voidaan laskea noin 18 prosenttia. Viankorjaus- ja kunnossapitokustannuksia lukuunottamatta käyttökustannuksia ei kirjanpidossa ole eritelty verkostonosittain. Koska suurin osa muista käyttökustannuksista aiheutuu kuitenkin sähköasemilla, ja ne ovat siten kj-verkkoon kohdistettavia kustannuksia, on ne jaettu kj- ja pj-verkkojen kesken suhteessa 9:1.

Vertailukelpoisten tietojen saaminen käyttö- ja kunnossapitokustannuksista viimeisten viiden vuoden ajalta vaikutti hyvin vaikealta. Tähän vaikutti osaksi se, että tilikarttojen tilit olivat vuosien aikoina muuttuneet ja asioista vastaava henkilö ISS:ssä vaihtunut. Muutamana edellisenä vuotena käyttö- ja kunnossapitokustannukset on ilmoitettu Energiamarkkinaviraston vuosittaisiin kyselyihin, mistä saatujen kustannustietojen perusteella kustannukset eivät kasvaisi kuitenkaan selvästi minkään selittävän suureen

suhteessa. Koska käyttökustannusten historiatiedot eivät siten olleet tarpeeksi selvät, päätin kohdistaa nämä kustannukset keskikustannuslaskentaa käyttäen. Laskennassa käytin vuoden 2001 käyttö-, viankorjaus- ja kunnossapitokuluja ja mitoitussuureina saman vuoden pj- ja kj-verkon tehoja.

4.4.1.2 Kantaverkkomaksut

Ennen tariffien muotoilua kohdistetaan suoraan kulutusmaksuun vain kantaverkkomaksut, tuottotavoite ja siirrosta aiheutuneet häviöt. Vuodesta 2002 lähtien kantaverkkomaksu on koostunut läpi vuoden kiinteänä pysyvistä markkina- paikkamaksusta ja kesä- ja talviajan mukaan porrastetusta käyttömaksusta. Aikaisemmin kantaverkkomaksuun kuuluivat vielä erillisinä komponentteina järjestelmäpalvelumaksut ja häviömaksut.

Markkinapaikkamaksun perusteena oleva kulutus määritetään sähköyhtiön liittymispisteessä virtaavan sähköenergian, verkkoon liittyvän sähköenergian tuonnin ja viennin sekä liittymispisteiden takaisten voimalaitosten nettotuotannon perusteella. Vuoden 2002 markkinapaikkamaksu ISS:llä on 1,30 €/MWh.

Käyttömaksu määräytyy kantaverkon liittymispisteiden kautta virtaavan sähköenergian määrän perusteella. Käyttömaksua maksetaan kantaverkosta otolle ja annolle talvikauden ajoituksessa 1. marraskuuta ja 31. maaliskuuta väliseksi kaudeksi. Talvikaudella 2002 maanantaista lauantaihin klo 7.00 ja 22.00 välisenä aikana käyttömaksu on 3,75 €/MWh kantaverkosta otolle ja 0,24 €/MWh kantaverkkoon annolle. Muuna aikana käyttömaksu kantaverkosta otolle on 0,75 €/MWh /32/.

Kantaverkkomaksujen kohdistamiseksi oli ensin selvitettävä eri tariffien kulutuksen jakaantuminen talvipäivän ja muun ajan suhteen. Koska talvipäivän kulutus mitataan erikseen ainoastaan kausi ja tehokausitariffeilta, selvitettiin kulutusjakauma energiamarkkinaviraston kotisivuilta löytyvällä energianjakauma ohjelmalla

Energianjakauma ohjelman mukaan 28,6 prosenttia kokonaiskulutuksesta ajoittuisi talvipäivän ajaksi. Fingridin kantaverkon liittymispistemittausten mukaan talvipäivän kulutuksen osuus olisi 28 prosenttia, joten energijakauma ohjelmalla saatuja tuloksia voidaan pitää riittävän tarkkoina. Kulutuksen jakaantuminen ja muodostetut tariffikohtaiset kantaverkkomaksut on esitetty taulukossa 7 /17/.

Taulukko 7. Tariffikohtaiset kantaverkkomaksut.

| Tariffi | Talvipäivä [%] | Muu aika [%] | Talvipäivä [snt/kWh] | Muu aika [snt/kWh] | Keskihinta [snt/kWh] |
|----------------|----------------------------|--------------------------|----------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| Aika | 22,8 | 77,2 | 0,505 | 0,205 | 0,27 |
| Yleis | 30,5 | 69,5 | 0,505 | 0,205 | 0,30 |
| Pj-teho | 33,9 | 66,1 | 0,505 | 0,205 | 0,31 |
| Sj-teho | 34,0 | 66,0 | 0,505 | 0,205 | 0,31 |
| ka. | 28,6 | 71,4 | | | |

4.4.1.3 Häviöt

Jakeluverkoston häviökustannukset vuonna 2001 olivat yhteensä 343 944 euroa. Tästä saadaan häviökustannukseksi n. 0,14 snt siirrettyä kWh:a kohti. Koska häviöiden hinta luonnollisesti riippuu sen hetkisestä sähkön hankintahinnasta, laskettiin kustannuslaskennassa käytettävä häviöiden hinta kahden edellisen vuoden häviöhintojen keskiarvon mukaan. Näin hinnaksi saatiin 0,16 snt/kWh.

Koska asiakkaita liittyy jakeluverkkoon kahden jänniteportaan kautta, oli häviöiden jakautuminen kj- ja pj-verkon kesken selvitettävä. ISS:ssä ei ole tehty tarkempaa selvitystä häviöiden jakaantumisesta verkoston osittain, joten käytin apuna Lappeenrannan Energialle 1995 Mikael Grundsromin tekemän diplomityön arvoja. Sekä Lappeenrannan energian että ISS:n jakeluverkosta noin 35 prosenttia johtopituudesta on keskijänniteportaassa, joten myös häviöiden jakaantuminen jänniteportaiden kesken voidaan olettaa olevan riittävällä tarkkuudella sama.

Grundsrömin diplomityössä pätöenergian häviöistä n. 70 prosenttia syntyi pj- portaassa ja loput 30 prosenttia kj-portaassa. Käyttämällä samaa suhdetta, sain häviökustannuksiksi kj-tehoasiakkaille 0,05 snt/kWh ja muille 0,16 snt/kWh /19/.

4.4.1.4 Investointikustannukset

Investointikustannukset voidaan jakaa uusinvestointeihin ja korvausinvestointeihin. Investointien määrään ja jakaantumiseen vaikuttaa verkon ikä, kunto ja vahvuus. Suurin osa rajakustannuksista on investointikustannuksia. Mitä heikompi verkko on, sitä suuremmat rajakustannukset tehon tai asiakasmäärän lisäys aiheuttaa /21/.

ISS:ssä on valmistunut vuonna 2001 suunnitelma tavoiteverkosta 10 vuoden tähtämellä, joten tässä työssä tarvittavat investointiarviot vuoteen 2007 saakka pystytään tekemään sen perusteella.

Koivukeskuksen rakennus käynnisti uuden 110/20 kV:n sähköaseman rakentamisen Saarlammelle samalla kuin vanhat Saarlammen ja Mietttilän sähköasemat puretaan. Vuoden 2004 tienoilla on suunnitelmissa aloittaa uuden 110/20 kV:n Rajapatsaan sähköaseman rakentaminen Pietarintien varteen ja poistaa käytöstä vanhat 20/20 kV:n kytkemöt Esterinkadulta ja Rajapatsaalta. Immalan 110/20 kV:n sähköasema MA2 tullaan korvaamaan vuoteen 2007 mennessä Honkaharjuun rakennettavalla sähköasemalla. Koivukeskuksen 2 vaiheen valmistuessa vuonna 2006 rakennetaan Saarlammen sähköasemalle toinen muuntaja. Arviot sähköasemien investointikustannuksista on esitetty taulukossa 8.

Taulukko 8. Arvio investoinneista 2002-2007.

| Sijainti | Investointi | Vuosi | Hinta-arvio (€) |
|------------|--------------------------------------------|-------|------------------|
| Saarlampi | 110/20 kV:n asema | 2002 | 1 350 000 |
| Saarlampi | 20 kV verkko | 2002 | 1 000 000 |
| Rajapatsas | 110/20 kV:n asema | 2004 | 1 500 000 |
| Rajapatsas | 20 kV verkko | 2004 | 750 000 |
| Saarlampi | 110/20 kV:n muuntaja ja 110 kV:n kenttä | 2006 | 700 000 |
| Honkaharju | 110/20 kV:n asema | 2007 | 1 200 000 |
| Honkaharju | 20 kV verkko | 2007 | 300 000 |

Lisäksi verkon vuosittaiseen investointiin ja saneeraukseen arvioidaan kuluvan noin miljoona euroa vuodessa. Kaikista tarkastelujakson investoinneista 45 prosenttia on uusinvestointeja, eli verkon kapasiteettiä ja sitä mukaa jälleenhankintahintaa ja vuotuisia poistoja lisääviä, ja loput 55 prosenttia saneeraavia investointeja.

Poistoilla pitkäaikaisen tuotantovälineen hankintahinta jaksetaan niiden ajanjaksojen kustannuksiksi, joina tämä tuotantoväline on käytössä. Poistot perustuvat käyttöomaisuuden arvonalentumiseen, eli siis hankintahinnan ja jäännösarvon eroon.

Poistojen tarkoitus on estää uusinvestointeihin tarvittavan rahan jakaminen osinkoina tai veroina. Näin varmistetaan käyttökapasiteetin säilyminen tulevaisuudessa. Poistoaika voidaan määrätä ajan tai käyttömäärän perusteella. Käytön mukaisia poistoja sovelletaan koneille, joiden käytöstä aiheutuva kuluminen aiheuttaa käyttökelpoisuuden vähenemistä. Ajan mukaiset poistot on tarkoitettu pitkävaikutteisille tuotantovälineille, jotka ajan mittaan joko fyysisesti tai teknisesti vanhenevat. Näin käy esimerkiksi sähköjakeluverkon puupylvään lahotessa, tai koneen mallin vanhetessa ja suorituskyvyn heiketessä suhteessa uusiin teknisesti ja toiminnallisesti parempiin malleihin /7/, /8/.

Tasapoistoa käytettäessä hankintahinnan ja romuarvon välinen ero jaetaan tasan pitoajan ajanjaksoille. Se perustuu olettamukselle, että poistot ovat ensisijaisesti kalenteriajasta riippuvaisia. Tämän takia se soveltuu hyvin sähköverkon poistomenetelmäksi. Lisäksi tasapoistomenetelmä on varsin yksinkertainen ja selvä käyttää.

Kirjanpidossa suur- ja keskijännitekomponenteille käytetään 25 vuoden ja pienjänniteverkolle ja mittareille 20 vuoden tasapoistoa. Poistoajat perustuvat kokemuseräisesti arvioituun pitoaikaan.

Poistot kannattaa tehdä verotussyistä niin suurina kuin tilinpäätöksen tuottovaatimus ja elinkeinoverolaki (EVL) sallii. Periaatteessa poistoaikaa lyhentämällä ja vuotuisia poistoja kasvattamalla verojen maksua voidaan siirtää tulevaisuuteen. Näin syntynyt poistoero, eli suunnitelmanmukaisten poistojen ja EVL:n ero, puretaan seuraavissa tilinpäätöksissä tulouttamalla. Poistoja ei kuitenkaan saa käyttää tuloksenjärjestelyyn.

Kirjanpidossa käytetty poistoaika on tuotantovälineen taloudellinen pitoaika. Käytännössä tuotantovälineen todellinen ns. teknistaloudellinen pitoaika on lähes aina taloudellista pitoaikaa suurempi. Tämän seurauksena käyttöomaisuuden kirjanpitoarvo pienenee omaisuuden fyysistä käyttöarvoa nopeammin /7/, /8/.

Tässä työssä poiston arvoperustana käytetään jälleenhankinta-arvoa, eli sitä kustannusta, jonka verkon rakentaminen tämän päivän kustannustasolla maksaisi. Jälleenhankintahintaan perustuvan poiston hyvänä puolena on, että se perustuu lähes yhtenäiseen poistohetken aikaiseen markkinahintaan, eli hintaan mikä tuotantovälineestä on sitä korvattaessa maksettava. Jälleenhankinta-arvo saadaan jakamalla verkko komponenttien mukaan verkostoyksiköiksi ja kertomalla yksiköiden määrä kustannusluettelon yksikköhinnalla.

Jälleenhankinta-arvo ei ota huomioon verkon uudelleen käytettävyyttä, eikä nykyisten komponenttien ikää, joten se on huomattavasti verkon kirjanpitoarvoa suurempi. Tästä

johtuen myös verkon poistoaikana on käytettävä huomattavasti kirjanpidon taloudellisia pitoaikoja pidempiä teknistaloudellisia pitoaikoja. Verkoston komponentteihin eri yhteyksissä sovellettavia pitoaikoja on esitetty taulukossa 9.

Taulukko 9. Verkoston komponenttien pitoajat.

| Komponentti | Tekninen pitoaika, Sener | Teknistaloudellinen tässä työssä käytetty pitoaika | Kirjanpidon taloudellinen poistoaika |
|--------------------|-------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Ilmajohdot, pj | 30 | 25,7 | 20 |
| Ilmajohdot, kj | 30 | 33,7 | 25 |
| Kaapelit, pj | 40 | 32,7 | 20 |
| Kaapelit, kj | 40 | 36,5 | 25 |
| Muuntamo, ilma | 30 | 25 | 25 |
| Muuntamo, kaapeli | 40 | 30 | 25 |
| Mittarit | 30 | 20 | 20 |
| Sähköasemat | 30 | 40 | 25 |

Jos verkkoyhtiön vuotuiset investoinnit ovat korvausinvestointeja, eikä verkostoyksiköiden määrä lisääny, pysyy myös verkon jälleenhankintahinta ja poistot vakiona. Kun verkon kapasiteettia lisätään rakentamalla esimerkiksi uusi sähköasema, lisääntyy samalla verkostoyksiköiden määrä ja verkon jälleenhankintahinta. Näin kasvavat myös poistot eli vuotuiset investointikustannukset. Näin menettelemällä asiakkaalta siirto hinnassa perittävät investointikustannukset nousevat kulutuksen kasvaessa ja aiheuttamisperiaate toteutuu /21/.

4.4.1.5 Tuottovaatimus

Tuottovaatimuksena laskelmissa käytettiin vuoden 2001 verkkoliiketoiminnan liikevoiton ja liiketoiminnan muiden tulojen erotuksen suhdetta siirrettyyn energiamäärään. Tuottovaatimus peritään osana kulutusmaksua, ja kate siirrettyä energiamäärää kohden on sama kaikille kuluttajille. Vuoden 2001 tuottovaatimukseksi

kWh:a kohden tuli näin ollen 0,736 senttiä. Työn lopussa määritetään korkein sallittu tuotto vuodelle 2001 ja oikaistu tilinpäätös, josta saadaan selville toteutunut tuotto.

4.4.2 Siirron kustannusten kohdistaminen

Kj-verkoston investointikustannusten perusteella tehotariffi asiakkaiden tehomaksun pohjana oleva teho pitäisi mitata verkon huipputehon aikaan. Toisaalta näin käyttäjä, joka tarvitsee paljon energiaa ja suurta tehoa muulloin kun verkon huipputehon aikaan keskitalvella, saa sähkönsä huomattavasti muita halvemmin. Varsinkin jos kulutus on kesäkausipainotteista, ja toiminta lähes loppuu talvikaudeksi, tehotuote tulee huomattavan edulliseksi. Lisäämällä perusmaksun painoa tähän pystytään toki vaikuttamaan.

ISS:llä ollaan siirtymässä vuodenvaihteen jälkeen ympärivuotiseen huipputehon mittaukseen ja yhden tunnin huipunmittausaikaan. Liukuvalla 12 kuukauden huipputehon mittauksella varmistetaan erilaisten tehoasiakkaiden tasapuolinen laskuttaminen, mikä samalla lisää tehomaksujen tuottoa. Lisääntynyt tuotto kompensoituu pidentämällä huipunmittausaika 15 minuutista 1 tuntiin. Näin keskimääräiset laskutustehot pienenevät ja kustannukset jakaantuvat tasaisemmin myös kesällä suuria tehoja käyttäville kuluttajille.

Koska ISS:n jakeluverkossa ei ole 110 KV:n alueverkkoa ja asiakkaita on kahdessa jänniteportaassa oli luontevaa jakaa siirron kustannukset kolmeen kustannuspaikkaan; kj-verkkoon, pj-verkkoon ja asiakaskustannuksiksi. Verkostokustannukset ovat pääasiassa rajakustannuksia, joille mitoitussuurena käytettiin tehoa. Kj- ja pj-verkon kustannukset oli syytä jakaa erilleen, sillä osa tehoasiakkaista liittyy suoraan 20 KV verkkoon, eivätkä näin ollen aiheuta kustannuksia pj-verkkoon. Lisäksi kj-verkon kustannusten kohdistamisessa käytettiin osallistumis- ja tasoituskertoimia, kun taas pj-verkon kustannukset kohdistettiin suoraan asiakkaan huipputehon suhteessa.

Pääomakustannukset on laskettu kustannuspaikkojen jälleenhankintahinnasta, mikä määritettiin verkostoyksiköiden avulla. Jokaiselle verkoston komponentille on

määritetty yksikkökerroin ja yksikköhinta mitkä kertomalla saadaan yksikön hinta. ISS:n verkossa on vielä kaksi 20/20 kV:n kytkemöä, jotka eivät päämuuntajan puuttumisen vuoksi kuitenkaan lisää verkostoyksiköitä. Tulevaisuudessa ne tullaan kuitenkin korvaamaan 110/20 kV:n sähköasemalla, jolloin myös verkostoyksiköt lisääntyvät huomattavasti. Seuraavien vuosien investointikustannuksissa näitä uusia verkostoyksiköitä ei ole otettu sellaisenaan huomioon, vaan vuoden 2001 jälleenhankintahintaan on lisätty vuosittaiset uusinvestoinnit. Näin verkonarvon nousu ja samalla rajakustannukset pysyvät todellisia investointeja vastaavina.

Kustannuspaikkojen kustannukset jaetaan niihin eniten vaikuttavan komponentin eli ominaisuuteen suhteessa ominaiskustannuksiksi. Kaikille kustannuksille ei kuitenkaan löydy selittävää suuretta, joten ne on skaalattava sopivasti joko perus- tai energia-maksuun.

Verkon huipputeho on tärkein mitoitussuure verkon investointikustannuksia jaettaessa. Pj-verkon kustannukset jaetaan asiakkaan sulakekoon perusteella lasketun teoreettisen huipputehon suhteessa ja kj-verkon kustannukset osallistumis- ja tasoituskertoimien avulla lasketun resurtoivan huipputehon suhteessa. Häviöt ja kantaverkkomaksut jaetaan suoraan kulutetun energiamäärän mukaan energian hintaan. Lisäksi kulutusmaksuun kohdistetaan tuottovaatimus.

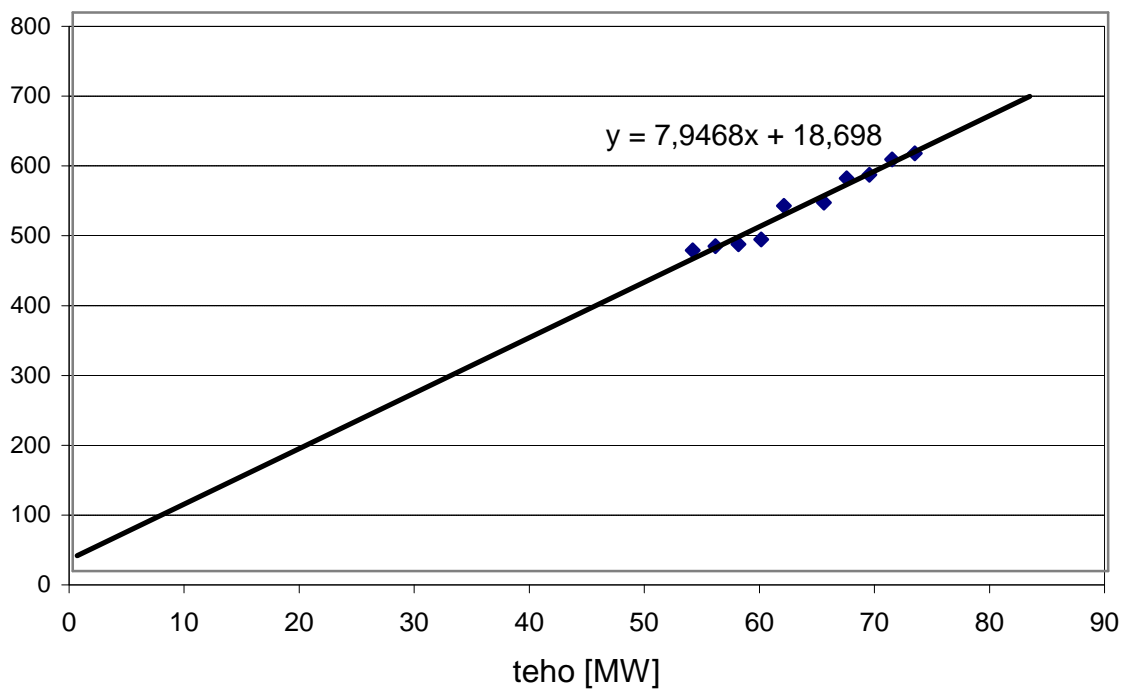
Käytönvalvonnan ja varallaolon kuluja ei kirjanpidossa ole jaoteltu verkon eri osiin, joten kustannukset piti kohdistaa arvion perusteella. Käytännössä ainoastaan pieni osa varallaolotehtävistä aiheutuu pj-verkossa, joten kuluista 90 prosenttia kohdistettiin kj-verkkoon. Viankorjaus- ja kunnossapitokustannukset oli eritelty kustannuslaskennassa verkon eri osille, joten niiden kohdistamisessa pj- ja kj-verkkoon ei ollut ongelmia. Koska viankorjaus, kunnossapito, ja käyttökustannuksissa ei ollut havaittavissa selvää muutosta viimeisten viiden vuoden aikana, kohdistettiin ne vuoden 2001 kustannusten mukaan keskikustannuslaskentaa käyttäen. Rajakustannuksiksi jäi näin ollen vain verkon investointi kustannukset, joiden osuus koko siirtoliiketoiminnan kustannuksista on noin 17 prosenttia.

4.4.3 Kustannuspaikat

4.4.3.1 Keskijänniteverkko

Keskijänniteverkkoon katsotaan tässä työssä kuuluvan sähköasemat, 20 kV:n ilmajohdot ja maakaapelit, kaukokäyttölaitteisto ja 50 prosenttia verkon käyttö- ja suunnittelutyökaluista kuten X-powerista ja työasemista. Verkon suunnittelu työkalujen aiheuttamat kustannukset voidaan jakaa tasan kj- ja pj-verkon kesken, sillä vaikka pj-verkkoa on määrällisesti lähes kaksi kertaa enemmän, käytetään suunnittelutyökaluja myös suunnitellessa uusia sähköasemia ja varasyöttötilanteiden laskemiseen. Keskijänniteverkon jälleenhankintahinnasta tehdyistä poistoista on vähennetty 30 prosenttia asiakkailta keskivertovuonna kerätyistä liittymismaksuista. Keskijänniteverkon rajakustannussuora on esitetty kuvassa 8.

kustannukset
-30% lm.
[1000 €/a]

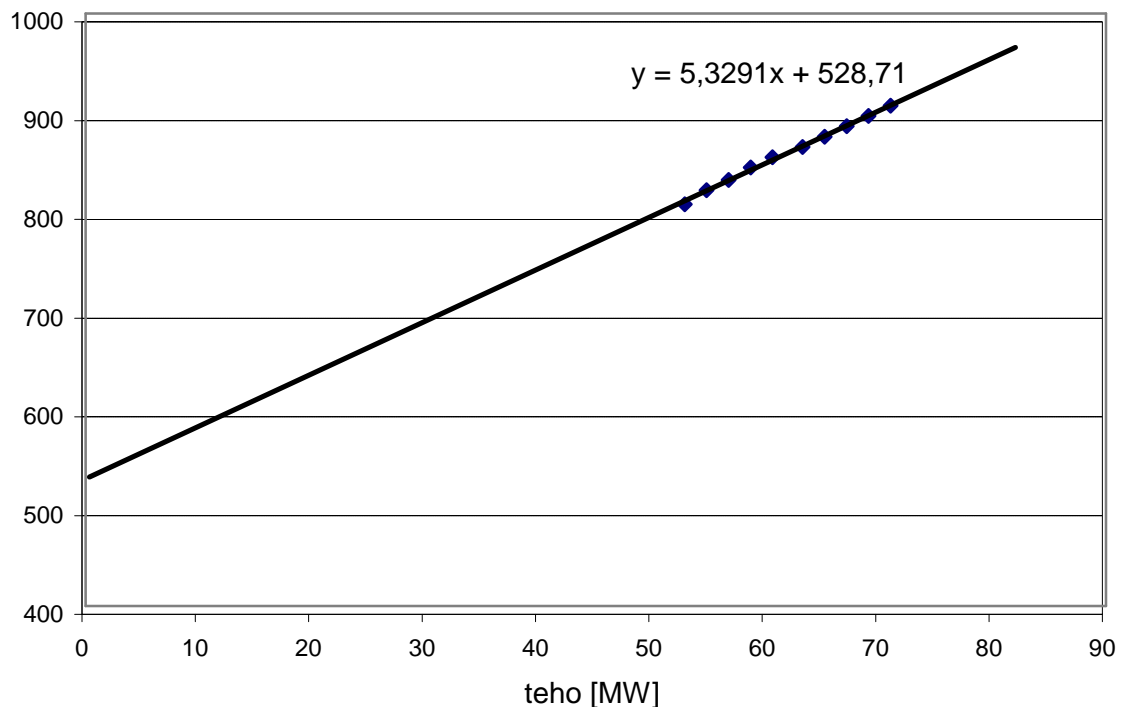


Kuva 8. Keskijänniteverkon rajakustannussuora

4.4.3.2 Pienjänniteverkko

Pienjänniteverkkoon kuuluu jakelumuuntamot, 50 prosenttia verkon käyttö- ja suunnittelutyökaluista ja pj-johdot ja kaapelit. Koska liittymismaksuilla katetaan osa pj-verkon kustannuksista on 70 prosenttia keskimääräisistä vuotuisista liittymismaksuista poistettu pj-verkon poistoista. Pj-verkon rajakustannussuora on esitetty kuvassa 9.

kustannukset
- 70% lm.
[1000 €/a]



Kuva 9. Pienjänniteverkon rajakustannussuora.

4.4.3.3 Asiakas

Laskutuksesta ja asiakaspalvelusta syntyneet kustannukset jaetaan aiheuttamisperiaatteen mukaan sähkön siirron ja myynnin kesken. Sen jälkeen tehdään selvitys eri tuotteiden laskutuskustannuksista jakamalla jokaisen tuotteen asiakkaat laskutusryhmiin. Jokaista laskutusryhmää laskutetaan oman laskutuskäytännön mukaan, joten näin saadaan selville keskimääräinen laskujen määrä vuodessa asiakasta kohden

jokaisella tuotteella. Asiakaspalvelukustannukset jaetaan sitten vuosittaisten laskujen suhteessa asiakkaille.

Näin asiakaskustannusten määrä riippuu laskujen määrästä, mikä suosii kerran vuodessa laskunsa maksavaa asiakasta. Toisaalta useammin laskunsa maksavan asiakkaan maksuaika on lyhyempi ja näin pääoman kierto nopeus ja kassavirta nopeutuu. Laskutustiheys on kuitenkin verrannollinen sähkön kulutukseen, joten suuria sähkökäyttäjiä laskutetaan useammin ja näin minkään tuotteen siirtosaamiset eivät kasva kohtuuttomiksi.

Verkkokäskyohjausjärjestelmän (VKO) investointi ja huoltokustannukset kohdistetaan aika- ja kausitariffien asiakkaille. Investointikustannukset on laskettu järjestelmän jälleenhankintahinnasta ja käyttö- ja kunnossapitokustannukset vuoden 2001 kustannuksista keskikustannuslaskennalla.

4.5 Kohtuullisen tuoton määrittäminen

Sähkömarkkina-alueissa on todettu, että monopoliasemassa olevalta sähköverkko toiminnalta tulee edellyttää hinnoittelun kohtuullisuutta. Periaatteena on, että hinnoittelun tulee vastata toiminnan aiheuttamia kustannuksia. Toisaalta hinnoittelun on turvattava riittävä tulorahoitus, vakavaraisuus ja toiminnan jatkuvuus. Tulot saavat kattaa sähköverkon käytön, ylläpidon ja rakentamisen kohtuulliset kustannukset, sekä antaa sijoitetulle pääomalle kohtuulliseksi katsottu tuotto. Siirtohintojen kohtuullisuuden määrittämiseksi toteutunutta tuottoa verrataan suurimpaan sallittuun tuottoon.

4.5.1 Toteutunut tuotto

Toteutunut tuotto lasketaan oikaistusta tuloslaskelmasta, missä historiallisiin hankintamenoihin perustuvat poistot oikaistaan sellaisiksi, että sähköverkon tuottamalla tuloilla voidaan rahoittaa sähköverkon ylläpito ja kehittäminen. Sähköverkon kulukirjaukset saadaan laskemalla kolmen viimeisen vuoden korvaus- ja nettolaajennusinvestointien perusteella yhtiön vuosittaiset kokonaisinvestoinnit ja vähentämällä niistä yhtiön

liittymismaksukertymän muutos asianomaisina vuosina. Mikäli liittymismaksukertymän muutos on tarkasteltavana vuonna ollut laajennusinvestointeja suurempi, on nettolaajennusinvestoinnit ylittävä osuus jätetty vähentämättä /24/, /25/.

Koska kulukirjaukset ovat suoraan verrannolliset viimeisten kolmen vuoden investointeihin, suosii tällainen laskentatapa innokkaasti verkkoon investoivia yhtiöitä. Investoimalla voimakkaasti verkkoon kulukirjaukset kasvavat ja samalla toteutunut tuotto laskee. Näin suuria investointeja tehnyt sähköyhtiö voi periä korkeampia siirtomaksuja kuin investointejaan lykännyt yhtiö. ISS:n oikaistu tuloslaskelma 1.1.2001 –31.12.2001 ja toteutunut tuotto on esitetty taulukossa 10 /18/.

Taulukko 10. Vuoden 2001 oikaistu tuloslaskelma ja toteutunut tuotto

| | Kirjanpito [€] | Oikaistu [€] |
|------------------------------------|------------------------|----------------------|
| Liikevaihto | 6 680 929 | 6 680 929 |
| Liiketoimen muut tuotot | 0 | 0 |
| Liiketoiminnan kulut | 4 858 613 | 3 829 135 |
| Muut suunnitelman mukaiset poistot | | 313 670 |
| Käyttöomaisuuden kulukirjaukset | | 616762 |
| Rahoitustuotot | 7064 | 7064 |
| Rahoituskulut | 0 | 0 |
| Voitto ennen veroja | 1 904 056 | 2 003 101 |
| Välittömät verot | 588 994 | 580 899 |
| Laskennallinen tulos | 1 315 062 | 1 422 202 |
| Toteutunut tuotto | | 1 422 202 |

4.5.2 Kohtuullinen tuotto

Kohtuullista tuottoastetta yrityksen toimintaan sitoutuneelle pääomalle on rahoitus-teoriassa tavallisesti tarkasteltu pääoman painotetun keskikustannuksen eli Weighted Average Cost of Capital (WACC) perusteella. Menetelmässä pääoma jaetaan omaan ja vieraaseen pääomaan, joille molemmille määritetään kohtuullinen tuotto-prosentti. Pääoman painotettu keskikustannus, WACC, lasketaan kaavalla 1.

$$WACC = C_D \times (1-t) \times \frac{D}{D+d+E} + C_d \times (1-t) \times \frac{d}{D+d+E} + C_e \times \frac{E}{D+d+E} \quad (1.)$$

| | |
|-------|---------------------------------------------|
| C_D | korollisen vieraan pääoman kustannus |
| C_d | korottoman vieraan pääoman kustannus (0%) |
| C_e | oman pääoman kustannus |
| t | veroaste desimaalilukuna |
| D | korollisen vieraan pääoman arvo taseessa |
| d | korottoman vieraan pääoman arvo taseesta |
| E | oman pääoman arvo taseesta |

Oman pääoman kustannus määritetään pääomaerien hinnoittelumallilla eli Capital Asset Pricing Model, (CAPM). Sen perusteella sijoituskohteen tuoton odotusarvo muodostuu riskittömästä tuotosta ja riskilisästä. Energiamarkkinavirasto pitää oman pääoman kohtuullisena tuottona valtion viiden vuoden sarjaobligation vuotuista keskiarvotuottoa lisättyä 1,5 prosentin riskilisällä. Riskilisiä muodostuu osakemarkkinoiden keskimääräisestä riskipreemiosta, eli riskittömän tuoton päälle odotettavasti tulevasta keskimääräisestä lisätuotosta, ja liiketoiminnan riskiä kuvaavasta beetakertoimesta /24/.

Vieraan pääoman kohtuullisena kustannuksena Energiamarkkinavirasto pitää yrityslainojen kulloinkin vallitsevaa keskimääräistä korkotasoa. Sekä yritysten lainakannan keskikorko että valtion viiden vuoden obligation korko on saatavissa kuukausittain ilmestyvästä Suomen Pankin Rahoitusmarkkinat –tilastokatsauksesta. Korot ja sitä mukaa kohtuullinen tuotto vaihtelee talouden suhdanteiden mukana vuosittain, joten menetelmä soveltuu vain menneiden vuosien tarkasteluun.

Yritysten lainakannan keskikorko ja valtion viiden vuoden obligation korko vuosina 1996 – 2001 on esitetty taulukossa 11 /24/.

Taulukko 11. Valtion 5 vuoden obligaation ja yritysten lainakannan keskiporko 1996 – 2001.

| Vuosi | Valtion 5 v. obligaation korko [%] | Yritysten lainakannan keskiporko [%] |
|--------------|------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| 1996 | 6,03 | 5,14 |
| 1997 | 4,86 | 5,21 |
| 1998 | 4,3 | 4,85 |
| 1999 | 4,07 | 4,51 |
| 2000 | 5,27 | 5,97 |
| 2001 | 4,54 | 4,7 |

4.5.2.1 Tehokkuuden vaikutus kohtuulliseen tuottoon

Siirtohinnan kohtuullisuuteen vaikuttaa myös DEA- (Data Envelopment Analysis) menetelmällä mitattu verkkoyhtiön tekninen tehokkuus. DEA-menetelmä perustuu verkkoliiketoimintojen suhteelliseen tehokkuuteen, eli verkkoyhtiöiden panoksia, tuotoksia ja ympäristötekijöitä verrataan toisiinsa.

Energiamarkkinavirasto valitsi lopulliseksi DEA-mallivaihtoehdoksi panos-orientoituneen muuttuvien skaalatuottojen oletuksiin perustuvan mallin. Siinä panoksena on yrityksen kontrolloitavat operatiiviset kulut ja tuotoksena siirretyn energian määrä painotettuna jännitetasoittaisilla valtakunnallisilla siirtohintojen keskiarvoilla sekä laatutekijällä. Laatutekijänä on asiakkaiden viiden viimeisen vuoden kokonaiskeskeytysajan liukuva keskiarvo. Lisäksi tehokkuuteen vaikuttavat ympäristötekijät kuten asiakkaiden maantieteellinen hajaantuneisuus ja asiakasmäärä.

Yrityksen DEA-tehokkuusluku voi saada minkä tahansa arvon väliltä 0–1. Kaikkien tehokkaimmat yritykset saavat siis arvokseen 1 ja tehottomampia yrityksiä verrataan näihin tehokkaisiin yrityksiin. Ykköstä pienempi tehokkuus luku kuvaa sitä, kuinka paljon yrityksen on pienennettävä operatiivisia kustannuksiaan jotta siitä tulisi tehokas. EMV lisää tehokkuuslukuihin siirtohintojen kohtuullisuutta arvioidessaan kannustinlisän, jonka suuruus on 0,1. Näin yrityksen, jonka tehokkuusluku on suurempi kuin 0,9, kohtuullinen tuotto kasvaa tehokkuusluvun ja 0,9 erotuksen ja yrityksen operatiivisten

kustannusten tuloon verran. Jos tehokkuusluku on alle 0,9, kohtuullista tuottoa lasketaan 0,9 ja tehokkuusluvun erotuksen ja operatiivisten kustannusten tulolla.

EMV määrittää verkkoyhtiön tehokkuusluvun vertaamalla yhtiötä tehokkaiksi arvioitujen yhtiöiden perusteella laskettuun fiktiiviseen referenssiin. Näin toimitaan, koska kahta samanlaista ja samoissa olosuhteissa toimivaa verkkoyhtiötä ei ole olemassa. Fiktiivinen referenssi saadaan laskemalla erilaisten tehokkaiden yhtiöiden tehokkuuden arviointiin käytetyt tekijät sopivilla painoilla.

Tehokkuus otetaan huomioon vuotta 2002 ja sen jälkeisiä vuosia koskevissa siirtohinnan kohtuullisuuden arvioinneissa. Vuosien 2000 ja 2001 osalta tehokkuus otetaan huomioon vain tehokkaiden yhtiöiden osalta, eli tapauksissa joissa tehokkuus on yhtiölle eduksi /24/.

ISS:n alustava tehokkuusluku vuoden 2001 tunnusluvuilla laskettuna on 0,586. Kuluvan ja seuraavien vuosien tehokkuuslukuja ja sallittuja tuottoja ei pysty tarkasti laskemaan etukäteen, mutta kun 2001 vuoden tunnusluvuista vähennetään sittemmin pienentyneet operatiiviset kustannukset saadaan tehokkuudeksi 0,62.

4.5.2.2 ISS:n siirtohinnoittelun kohtuullisuus

Koska DEA-menetelmällä mitattu ISS:n siirtoliiketoiminnan tehokkuus on tarkasteluvuosina ollut keskimääräistä huonompi, ei tehokkuuslukua oteta huomioon ennen vuoden 2002 tilikausia. Taulukossa 10 laskettu vuoden 2001 ISS:n laskennallinen tulos oli 1 422 000 euroa, suurimman sallitun tuoton ollessa samana vuonna 1 882 000 euroa (liite I).

Jos toteutunut tehokkuus olisi otettu tarkasteluun mukaan, olisi suurimmaksi sallituksi tuotoksi tehokkuus luvulla 0,605 saatu 925 580 euroa (liite I). Tässä tapauksessa kohtuullinen tuotto olisi ylittynyt. Toteutunutta tuottoa vuonna 2001 nostaa vähäinen investointi edellisinä vuosina johtuen mm. ulkopuolisille tehdyistä verkonrakennustöistä. Vuoden 2002 toteutunut tuotto jää selvästi edellisvuotta pienemmäksi

Saarlammen uuteen sähköasemaan tehtyjen huomattavien investointien takia. Jatkossakin investointitaso tulee pysymään edellisvuosia korkeampana mm. mittariuudistusten ja Rajapatsaan uuden sähköaseman takia. Ottamalla vuoden 2002 korkeampi investointitaso huomioon toteutuneeksi tuotoksi saadaan 894 000 euroa, joten sähkön siirron hinnoittelu on sähkömarkkinalain mukaista.

Vuoden 2003 kohtuullisen tuoton laskemiseen käytin pääasiassa vuoden 2001 kustannus- ja kulutustietoja. Noin 800 000 eurolla lisääntyneiden kulukirjausten ja tehokkuusluvun paranemisen takia laskennallinen tulos jää vuonna 2003 noin 126 000 euroa sallittua tuottoa pienemmäksi. Siirtohintoihin voidaan tehdä perustellusti keskimäärin 2 prosentin korotus jotta kohtuullinen tuotto saavutetaan.

Kohtalaisen huono tekninen tehokkuus ISS:ssä johtuu käytännössä kirjanpidollisista kustannusten jakoperusteista. Senerin mietinnössä: ”Liiketoimintojen eriyttäminen, Ohje kustannusten jakamisesta”, erikseen aiheuttamisperiaatteen mukaan jaettavaksi kustannuksiksi nimetään mm. laskutuksen ja hallinnon henkilöstökulut. Jakoperusteena voidaan käyttää joko arvioitua tai mitattua toiminnon aiheuttamaa todellista työmäärää. ISS:ssä laskutuksen ja hallinnon kustannukset on jaettu suhteessa 20:80 myynti- ja siirtoliiketoiminnoille, sillä jos myyntiliiketoiminnasta mahdollisesti luovuttaisiin, ei se juurikaan vähentäisi näitä kustannuksia. Toisaalta kustannukset pyrittäisiin kuitenkin perimään uudelta sähkön myyjältä, mikä puoltaisi kustannusten jakoa esimerkiksi siirretyn ja myydyn energian suhteessa. Koska myyntiliiketoiminta kuitenkin kuuluu ISS:n toimialaan, eikä kustannusten jakoperusteesta ole annettu tarkempia ohjeita, voidaan käytössä olevaa jakoperustetta pitää perusteltuna /23/.

4.6 Tariffisuunnittelu

Tariffisuunnittelun tavoitteena oli yksinkertaistaa tuoteperhettä ja luoda jokaiselle sähkökäyttäjälle sopiva siirto- ja myyntituote. Suuret yli 100 A sulakekoon tariffit päätettiin muuttaa lakkautustuotteeksi ja muotoilla tehotuotteista tuote johon lakkautettujen tuotteiden asiakkaiden on helppo siirtyä. Näin päästäisiin eroon kymmenestä vanhasta siirtotuotteesta ja loputkin suurista sähkökäyttäjistä saadaan loissähkönmittauksen piiriin.

Sähkömarkkinalain 5-vuotishuoltoryhmän ehdotuksen mukaisesti siirtotuotteiden perusvalikoimaksi suunniteltiin yksiaikasiirtomittauspalvelu, yö- ja päiväenergiaan perustuva kaksiaikasiirtomittauspalvelu sekä talvipäiväenergiaan ja muuhun energiaan perustuva kausiaikasiirtomittauspalvelu. Lisäksi tehoasiakkaille, joihin myös suurin osa entisistä suurten sulakekokojen yleis-, aika- ja kausituote asiakkaista siirtyy, suunniteltiin kausitehotuote.

Yleistuotteena on historian peruna ollut edullinen yksivaiheinen 25 A:n tuote kerros- ja rivitaloille, joissa on vähintään kolme asuntoa. Tällaisia uusia käyttöpaikkoja ei kuitenkaan enää synny, sillä nykyään kaikkiin uusiin kerros- ja rivitaloasuntoihin tulee vähintään 3×25 A:n sulake. Koska Energiamarkkinavirasto käyttää hintavertailussaan tyyppikäyttäjä K1:nä 1×25 A:n 2000 kWh vuodessa kuluttavaa kerrostaloasukasta, nostaisi sulakekoon lakkauttaminen siirtohintoja EMV:n vertailuissa.

4.6.1 Tariffien laskenta

Tariffien laskenta suoritettiin taulukkolaskentana, exceliä hyväksi käyttäen. Taulukkoon määritettiin kunkin tuotteen asiakasmäärä, sulaketeho, osallistumis- ja tasoituskertoimet, kulutetun energian määrä ja määritetyt keski- ja rajakustannukset. Kulutusmaksu muodostettiin aluksi pelkästään tuottovaatimuksesta ja häviö- ja kantaverkkomaksuista.

Perusmaksuihin kohdistettiin aluksi vain asiakas- ja laskutuskustannukset ja kaikki verkostokustannukset kohdistettiin tehomaksuun. Tässä vaiheessa kaikille tuotteille jätettiin vielä tehokomponentti, sillä se helpottaa myöhemmin tuotteiden muotoilua. Lisäksi hintakomponenteista puuttuu vielä jäännöskustannukset, eli kustannukset joita ei voida selittää millään sopivalla ominaisuureella.

Jäännöskustannusten määrä saadaan selville, kun lasketaan muodostettujen tariffien kassavirta viimevuoden kulutustiedoilla, ja verrataan sitä viime vuoden liikevaihtoon. Vuoden 2001 siirtoliiketoiminnan liikevaihto oli 6 680 929 euroa. ja muodostettujen tariffien tuotto 5 125 000 euroa. Tariffien tuottoon pitää lisätä tehoasiakkaiden loissähkön kulutuksesta aiheutuneet tulot ja liikevaihdosta ja tariffien tuotosta vähennetään jo määritetyt mittausmaksut. Kertomalla tariffien hintakomponentit mittausmaksua lukuun ottamatta liikevaihdon ja uusien tariffien tuoton osamäärällä 1,248 saadaan edellisvuoden kulut katettua. Skaalatut liitteissä II, III ja IV lasketut hintakomponentit on esitetty taulukossa 12.

Taulukko 12. Skaalatut hintakomponentit

| | Perus [€/ kk] | Teho [€/ kW / a] | Energia [snt / kWh] |
|-------------------------|------------------------|---------------------------|------------------------------|
| Aika / Kausi 025 | 2,43 | 7,93 | 1,45 |
| Aika / Kausi 035 | 2,43 | 9,11 | 1,45 |
| Aika / Kausi 063 | 2,48 | 10,65 | 1,45 |
| Aika / Kausi 100 | 2,59 | 13,74 | 1,45 |
| Yleis 024 | 0,52 | 4,59 | 1,48 |
| Yleis 025 | 0,52 | 3,03 | 1,48 |
| Yleis 035 | 0,81 | 4,80 | 1,48 |
| Yleis 063 | 1,08 | 5,39 | 1,48 |
| Yleis 100 | 1,29 | 6,39 | 1,48 |
| Pj-teho | 1,59 | 8,51 | 1,50 |
| Sj-teho | 1,59 | 5,25 | 1,36 |

Koska aika- ja kausituotteet ovat sekä asiakasprofiililtaan että rakenteeltaan hyvin samanlaiset, laskettiin ne yhtenä ryhmänä. Muuten toisesta tuotteesta olisi voinut tämänhetkisten kulutustietojen perusteella muodostua keskihinnaltaan edullisempi, minkä seurauksena kalliimman tuotteen asiakkaat olisivat siirtyneet siihen. Erilliset aika- ja kausituotteet muodostetaan vasta tariffien muotoiluvaiheessa.

4.6.2 Tariffien muotoilu

Kun jäännöskustannukset on skaalattu hintakomponentteihin, voidaan aloittaa liitteessä V esitetty tariffien muotoilu. Tuotteet pyritään muotoilemaan rakenteeltaan mahdollisimman samankaltaiseksi käytössä olevien tuotteiden kanssa, joten osa tehomaksusta lisätään energiamaksuun. Tämä tehdään jakamalla tehomaksu tariffin laskutustehon käyttöajalla. Loppuosa tehokomponentista jää tehotuotteilla tehomaksuun ja muilla tuotteilla se kerrotaan laskutusteholla ja lisätään tuotteiden perusmaksuun, ja näin saadaan aikaan sulakeporrastus.

Tämän jälkeen kaikkiin hintakomponentteihin lisätään 22 prosenttia arvonlisäveroa. Uudet siirtotuotteet sulakeporrastuksen ja arvonlisäveron jälkeen on esitetty taulukossa 13.

Taulukko 13. Tuotteet sulakeporrastuksen ja alv:n jälkeen.

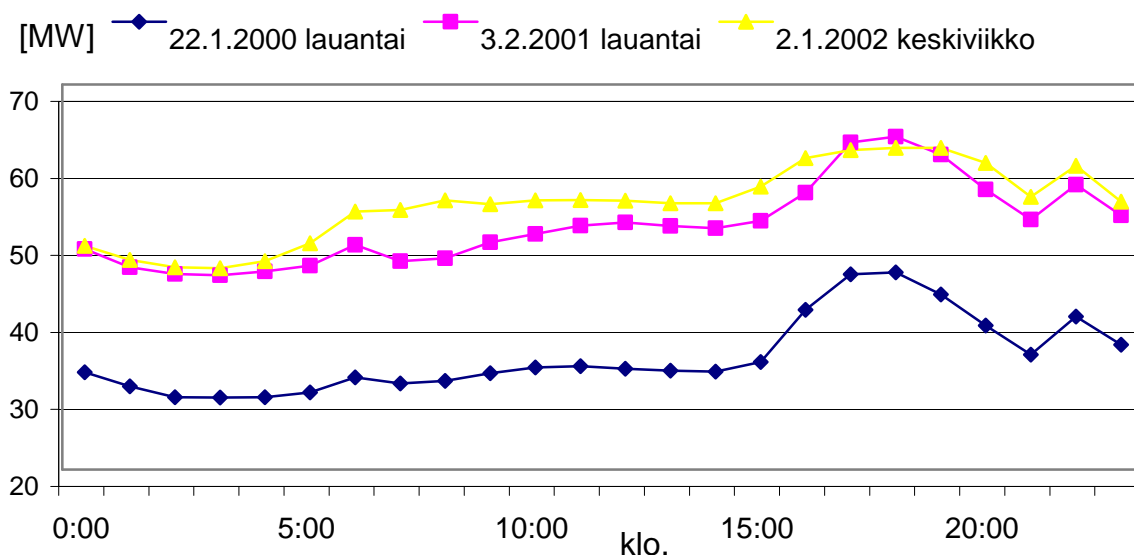
| Tuote | Perus [euro/kk] | Mittaus [euro/kk]} | Teho [euro/kW,kk] | Kulutus [snt/kWh] |
|------------------|---------------------------|------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Aika 025 | 8,80 | 3,6 | | 2,34 |
| Aika 035 | 14,05 | 3,6 | | 2,34 |
| Aika 063 | 29,77 | 3,6 | | 2,34 |
| Aika 100 | 58,91 | 3,6 | | 2,34 |
| Yleis 024 | 3,03 | 0,6 | | 2,03 |
| Yleis 025 | 5,08 | 1,7 | | 2,03 |
| Yleis 035 | 11,54 | 1,7 | | 2,03 |
| Yleis 063 | 22,94 | 1,7 | | 2,03 |
| Yleis 100 | 42,92 | 1,7 | | 2,03 |
| Pj-teho | 22,31 | 18 | 1,80 | 1,73 |
| Sj-teho | 105,21 | 18 | 1,80 | 1,40 |

Aika- ja kausituotteiden eri aikavyöhykkeiden kulutusmaksujen määrittämiseksi on kulutuksen ajoittuminen selvitettävä. Asterixista vuoden 2001 mittaustietojen perusteella tulostetun energianvuositilaston perusteella aikatuoteasiakkaat käyttävät 50 prosenttia energiastaan yöaikaan. Saman lähteen mukaan 30 prosenttia kausituoteasiakkaiden energiasta kulutetaan talvipäivän aikaan.

Tuloksia verrattiin jakamalla asiakastietojärjestelmän asiakkaat tyyppikäyttäjiksi kuormitusryhmiensä mukaan, ja laskemalla energijakauma energiamarkkinaviraston kotisivulta löytyvällä energianjakauma ohjelmalla. Ohjelman mukaan aikatuoteasiakkaat käyttäisivät 52 prosenttia energiasta yöaikaan. Muut asiakasryhmät käyttävät vain 27,5 prosenttia sähköstään yöaikaan, ja koko verkon kulutuksesta 36 prosenttia ajoittuisi yöaikaan. Talvipäivän aikaan aika- ja kausisähkön asiakkaat käyttävät 22,8 prosenttia sähköstään muilla sähkönkäyttäjillä osuuden ollessa 31,8 prosenttia. Aikavyöhykkeiden kulutusmaksuja määritettäessä käytin aikatuotteilla päivä ja yökulutuksen suhteena 1:1 ja kausi- sekä tehokausituotteilla talvipäivä ja muu aika suhteena 3:7.

Tariffien muotoilulla erilaisille asiakasryhmille saadaan sopivat tuotteet. Tuotteiden muotoilu ohjaa myös kulutusta, ja näin esimerkiksi aikasähkön aikavyöhykkeellä voidaan hieman ohjata sähkölämmittäjien kulutusta. Ainoa keino kuormitusten ohjaukseen on huippukuormitusajan siirtohinnan nostaminen ja vastaavasti esimerkiksi yöajan siirtohinnan laskeminen. Taulukossa 13 esitetyillä hinnoilla aikatuotteella ei olisi yhtään asiakasta, koska yleistuote tulisi kaikenlaisille kuluttajille edullisemmaksi. Sähkölämmittäjien kuormituksen siirtämiseksi muun kulutuksen osalta rauhalliseen yöaikaan, on yösähkön kustannuksia pienennettävä. Käytännössä kustannukset siirtyvät yksiaikatuotteille ja aikatuotteen päiväkomponentille.

Käytännössä on mahdoton tarkasti aiheuttamisperiaatteen mukaan selvittää, kuinka paljon verkostokustannuksia aika- tai kausisähkötuoiteiden olemassaolo laskee. Kulutushuippu ISS:n verkossa esiintyy kuvan 10 mukaisesti lauantai- tai arki-iltana klo. 18.00 – 19.00. Tehohuippu on noin 5 MW suurempi kuin huippu, joka syntyy kulutuspiikistä yösähkön ensimmäisenä tuntina klo. 22.00 – 23.00. Koska huipputeho, joka on verkostokustannusten tärkein mitoitussuure, on päivällä selvästi yöaikaan suurempi, voidaan kulutuksen ohjausta yöaikaan entisestään lisätä. ISS:n verkon kuormituskäyrät huippuvuorokauden aikaan vuosina 2000 – 2002 on esitetty kuvassa 10.



Kuva 10. ISS:n huippuvuorokaudet 2000-2002.

Vanhoissa siirtohinnoissa aikatuotteen kulutusmaksu yöaikaan oli 1,30 snt/kWh päivääikaa edullisempi. Uudessa aikasiirtotuotteessa kulutuksen ohjaavuutta lisätään kasvattamalla yö ja päiväkulutusmaksun hintaeroa 0,05 snt/kWh. Ohjaus on tehty laskemalla aikatuotteen yöhintaa 50 prosenttia taulukon 13 aikatuotteen kulutuskomponentin hintaan nähden. Samalla taulukossa 13 esitetty aikatuotteen kulutushinta laskee keskimäärin 25 prosenttia. Kausi- ja tehokausituotteiden kulutuskomponentin hintaa lasketaan saman verran ja näin aika ja kausituotteen keskihinta pysyy samana. Kun aikatuotteen päivähintana pidetään aikaisemmin laskettua 2,34 snt/kWh saadaan yöhinnaksi 1,17 snt/kWh. Määrittelemällä kausituotteen muu aika hinta samaksi 1,17 snt/kWh saadaan talvipäivähinnaksi 3,12 snt/kWh.

Muu aika- ja yökomponenttien hinnan lasku pienentää samalla myös tariffien kokonaistuottoa. Tämä kompensoidaan lisäämällä osa pienentyneestä tuotosta yleistuotteen energiamaksuun ja korottamalla hiukan yleistuotteen 3×63A:n ja 3×100A:n perusmaksuja. Yleistuotteen energiamaksu nousee näin 2,30 snt/kWh. Lisäksi kaikkien tuotteiden huipputehon aikaisien energiakomponenttien hintoja nostetaan 7 prosenttia.

Muotoilun jälkeen yli 11 000 kWh:a vuodessa käyttävälle 3×25A:n kuluttajalle aikatuote tulee yleistuotetta edullisemmaksi tasaisellakin käytöllä. Mitä matalampi hintaero yleis- ja aikasähkötuotteiden perusmaksuissa on, sitä pienemmällä kuluttajilla on mahdollisuus suunnata sähkön kulutustaan edullisempaan ajankohtaan

Uusien tuotteiden tuotto tarkastetaan sijoittamalla entiset ja uudet siirtohinnot samaan laskentataulukkoon Asterixin vuoden 2001 kulutustietojen kanssa. Koska asiakkaiden kulutusta ei mitata tarkasti vuoden ensimmäisen ja viimeisen päivän välillä, ei tariffien tuotto vastaa tarkasti kirjanpidon liikevaihtoa. Uusien ja vanhojen tuotteiden tuotot ovat kuitenkin vertailukelpoisia keskenään, joten uusien tuotteiden tuotto voidaan tarkastaa. Lopuksi aiemmin luvussa 4.5.2.2 laskettu 2 prosentin hintojenkorotus lisätään perus- ja

energiamaksuun. Valmiit, liitteen VI esimerkin mukaan lasketut uudet siirtotuotteet on esitetty taulukoissa 14 ja 15.

Taulukko 14. Uudet aika- ja yleissiirtotuotteet

| Tuote | Perus [€/kk] | Mittaus [€/kk] | Kulutus [snt/kWh] | |
|------------------|-----------------|-------------------|----------------------|------|
| | | | päivä | yö |
| Aika 025 | 9,1 | 3,6 | 2,55 | 1,20 |
| Aika 035 | 14,4 | 3,6 | 2,55 | 1,20 |
| Aika 063 | 30,4 | 3,6 | 2,55 | 1,20 |
| Aika 100 | 68,7 | 3,6 | 2,55 | 1,20 |
| Yleis 024 | 3,1 | 0,6 | 2,51 | |
| Yleis 025 | 5,2 | 1,7 | 2,51 | |
| Yleis 035 | 11,8 | 1,7 | 2,51 | |
| Yleis 063 | 25,7 | 1,7 | 2,51 | |
| Yleis 100 | 51,5 | 1,7 | 2,51 | |

Taulukko 15. Uudet kausi- ja tehokausisiirtotuotteet

| Tuote | Perus [€/kk] | Mittaus [€/kk] | Teho [€/kW,kk] | Kulutus [snt/kWh] | |
|------------------|-----------------|-------------------|-------------------|----------------------|----------|
| | | | | talvipäivä | muu aika |
| Kausi 025 | 9,1 | 3,6 | | 3,40 | 1,20 |
| Kausi 035 | 14,4 | 3,6 | | 3,40 | 1,20 |
| Kausi 063 | 30,4 | 3,6 | | 3,40 | 1,20 |
| Kausi 100 | 68,7 | 3,6 | | 3,40 | 1,20 |
| Pj-teho | 23,1 | 18 | 1,8 | 1,90 | 1,14 |
| Sj-teho | 107,7 | 18 | 1,8 | 1,59 | 0,91 |

Lakkautustuotteiden hintataso tarkastettiin vertaamalla suurten sulakekokoasiakkaiden siirron keskihintoja vaihtoehtoiseen ja vapaavalintaiseen pj-tehotuotteen keskihintaan. Koska sulakekokotariffien asiakkaiden huipputehoja ei tiedetä, käytettiin vertailussa aika- ja kausituotteilla 1000 tunnin ja yleistuotteilla 2000 tunnin huipunkäyttöajoilla laskettuja huipputehoja. Tämän perusteella kaikkien yli 100 ampeerin lakkautustuotteiden asiakkaiden siirron keskihinnat tulisivat edullisemmaksi uusilla pj-tehotuotteilla. Lakkautustuotteiden hintatason pitää olla vapaavalintaisia siirtotuotteita korkeampi, sillä näin kaikilla asiakkailta on mahdollisuus valita edullisin mahdollinen siirtotuote. Koska lakkautustuotteiden hintataso vapaavalintaisiin tuotteisiin nähden näytti olevan kohdallaan, tehtiin niille pelkästään 2 prosentin hinnan korotus ja hintakomponentit muotoiltiin vastaamaan vapaavalintaisten tuotteiden kulutusmaksua. Näin lakkautustuotteiden perusmaksut hieman nousivat ja kulutusmaksut laskivat vapaavalintaisten tuotteiden tapaan. Uudelleen muotoillut lakkautustuotteet on esitetty taulukossa 16.

Taulukko 16. Uudelleen muotoillut lakkautustuotteet.

| Tuote | Perus [€kk] | Mittaus [€kk] | Teho [€kW,kk] | Kulutus [snt/kWh] | |
|-----------------------|----------------|------------------|------------------|----------------------|------|
| | | | | päivä | yö |
| Aika 160 | 118,2 | 3,6 | | 2,55 | 1,20 |
| Aika 200 | 170,4 | 3,6 | | 2,55 | 1,20 |
| Aika 315 | 204,3 | 3,6 | | 2,55 | 1,20 |
| Aika 400 | 300,7 | 3,6 | | 2,55 | 1,20 |
| Yksiaikatuote | | 1,7 | | 2,08 | 2,08 |
| Yleis 160 | 91,6 | 1,7 | | 2,51 | |
| Yleis 200 | 121,9 | 1,7 | | 2,51 | |
| Yleis 315 | 197,1 | 1,7 | | 2,51 | |
| Yleis 400 | 249,5 | 1,7 | | 2,51 | |
| Yleistuote, yö | +12* | 3,6 | | 2,54 | 1,25 |
| Pj-teho | 23,1 | 18 | 1,8 | 1,80 | |
| Sj-teho | 222,9 | 18 | 1,8 | 1,50 | |

*Lisätään yleistuotteen sulakekohtaiseen perusmaksuun.

5 MYYNTITUOTTEET

5.1 Sähkömarkkinoiden hinnankehitys

Sähkömarkkinoiden vapautumisen myötä sähkön tuotannosta ja myynnistä on tullut kilpailtua toimintaa. Samalla Suomi on liittynyt osaksi yhteispohjoismaista sähköpörssiä Nord Poolia. Sähköpörssin markkinat koostuvat fyysisestä ja finanssikaupasta. Fyysistä sähkökauppaa käydään pörssissä suljetulla huutokaupalla Elspot ja Elbas tuotteilla. Elspot markkinoilla kaupataan 0,1 MWh:n kiinteitä seuraavan päivän toimitustunteja ja Elbas markkinoilla jatkuva-aikaista jälkimarkkinatuotetta vähintään 1 MWh:n yksikkömäärällä ja 1 tuntia ennen toimitusta.

Johdannaiskauppa voidaan jakaa suojaus- ja tradingtoimintaan. Käytännössä tradingtoiminta on aktiivista johdannaiskauppaa ja suojauksella sähkönmyyjä suojaa sähkönhankintansa muutamaksi seuraavaksi vuodeksi. Sähköjohdannaisten hintojen vaihtelu on yleensä huomattavasti fyysisiä tuotteita heikompa ja niinpä esimerkiksi nopeat säätilan muutokset eivät vaikuta johdannaisten hintoihin.

Koska noin puolet Pohjoismaiden sähköntuotannosta tuotetaan vesivoimalla, vaikuttaa varsinkin Norjan ja Ruotsin vesitilanne merkittävästi sähkön pörssihintaan. Kesä ja syksy 2002 olivat poikkeuksellisen kuivat ja tämän takia pohjoismaisista vesivarastoista puuttuu vuodenvaihteessa noin 30 terawattitunnin tuotannon verran vettä keskivertovuoteen verrattuna. Tämä on nostanut Nord Poolin Spot hinnan 93,35 €/MWh:lta (11.12.2002) eli noin nelinkertaiseksi edellisvuoteen verrattuna /28/.

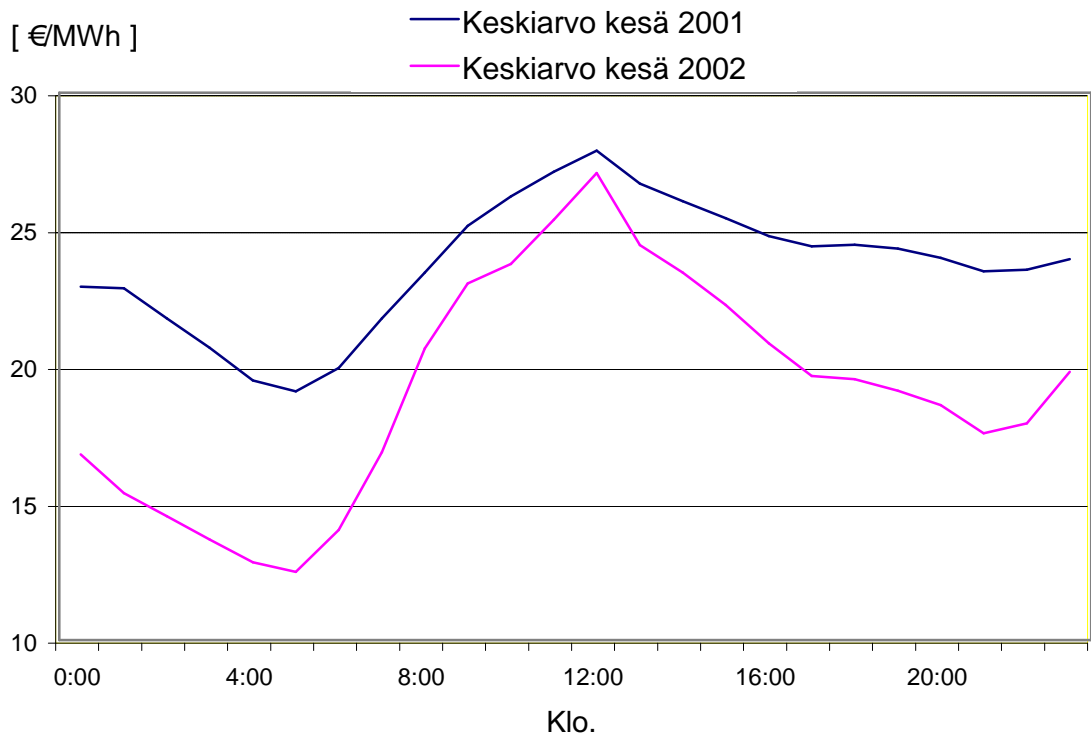
Kova sähkön pörssihinta on saanut useat sähköyhtiöt lopettamaan sähkönmyynnin verkkoalueensa ulkopuolelle, sillä lisäsähkö on ostettava kalliiseen markkinahintaan sähköpörssistä. Omalle verkkoalueelle johdannaisilla suojattua tai omilla voimalaitoksilla tuotettua sähköä pystytään myymään hetkittäin markkinahintaa edullisemmin, mutta pidemmällä aikavälillä tämäkään ei ole viisasta, sillä suojatessaan sähkönhankintansa sähkönmyyjä ottaa riskin mahdollisesta hintojen laskusta

tulevaisuudessa. Hintojen suojaus takaa kuitenkin kanta-asiakkaille vakaamman ja kilpailutetun sähkönhinnan.

5.2 Sähkön hankinta

Suurin osa ISS:n myymästä sähköstä hankitaan osakkuusyhtiö Kaakon energian toimesta Nordpoolista ja OTC- kauppoina Fortumilta. Fortumin kanssa tehdyistä kahdenkeskisistä sopimuksista 40 MW tunnilta on kiinteähintaisia ja enintään 100 MW tunnilta Nord Poolin Suomen Spot aluehintaan sidottuja. Noin 15 prosenttia sähköstä tuotetaan tytäryhtiö Imatran Energian maakaasuvoimalaitoksella ja loput hankitaan Nord Poolista Elbas markkinoilta /1/.

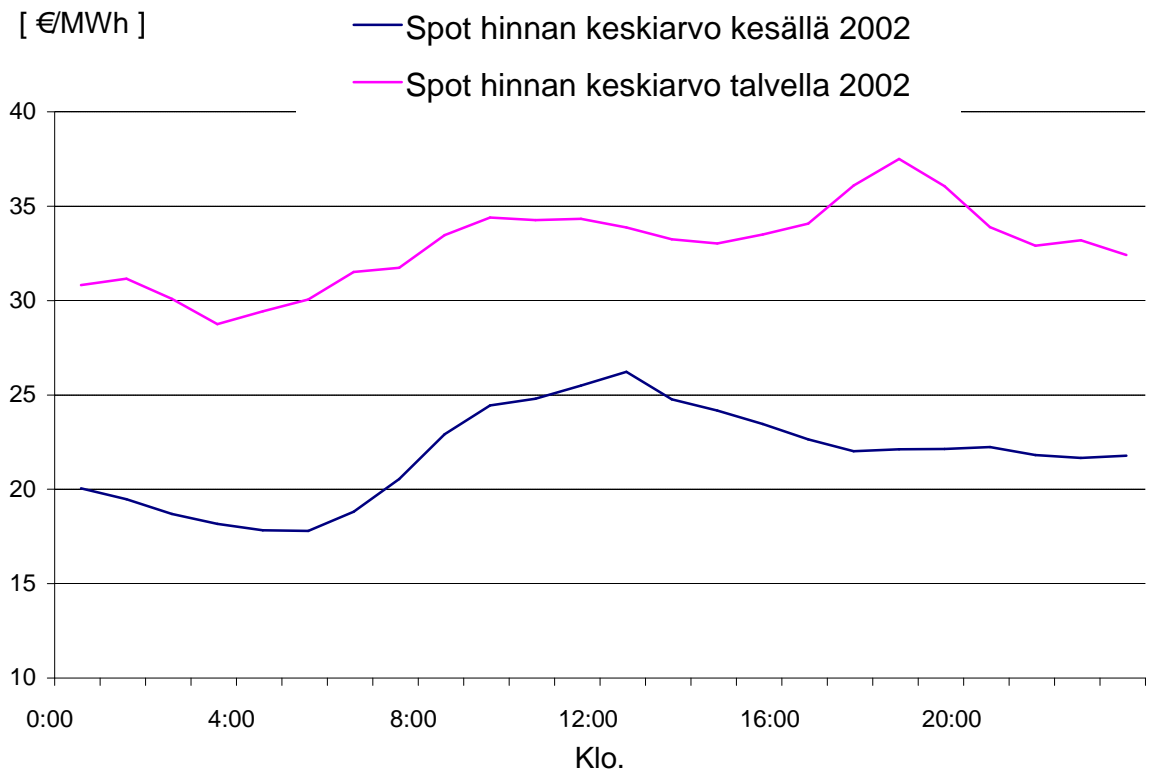
ISS:n sähkönhankinnasta on suojattu noin 98 prosenttia joten markkinahinnan hetkittäinen nousu ei aiheuta välittömiä hinnankorotus paineita sähkön pienkäyttäjille. Kun sähkön hinta on korkeimmillaan esimerkiksi vesivarastojen ehtymisen vuoksi, pienenee samalla päivä- ja yösähkön välinen hintaero sähköpörssissä. Kuvassa 11 on esitetty Suomen alueen Spot hinnan vaihtelu vuorokauden sisällä kesinä 2001 ja 2002.



Kuva 11. Vuorokauden Spot hinnan keskiarvo kesinä 2001 ja 2002.

Kesäajan pörssihinta oli vuonna 2001 kuluva vuotta korkeampi ja myös hinnanvaihtelu yö- ja päivähinnan välillä oli pienempi. Vuonna 2001 kesä- heinäkuun yötuntien Spot hinta oli keskimäärin 14 prosenttia päivähintaa edullisempi ja vuonna 2002 hintaeroa oli jo noin 29 prosenttia.

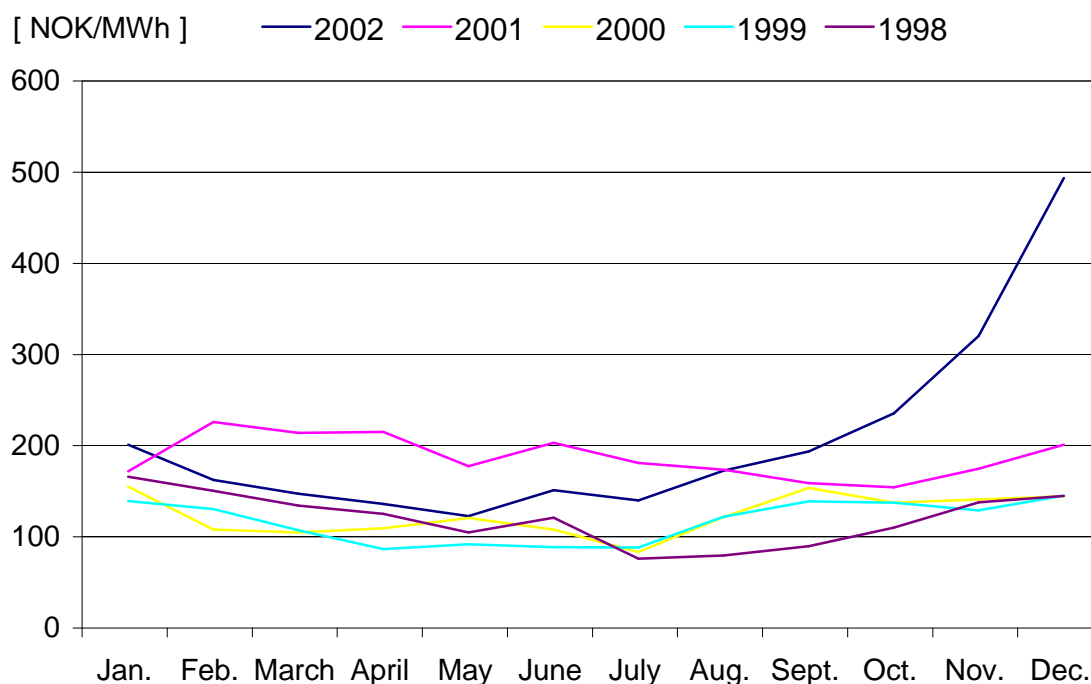
Spot hinnan vuorokausivaihtelu kesä- ja talviaikaan vuonna 2002 on esitetty kuvassa 12. Kesäkaudella Suomen alueen Spot hinta oli yöaikaan keskimäärin 17 prosenttia päivähintaa halvempi. Talvikautena hintaeroa yöaikaan oli keskimäärin 10 prosenttia.



Kuva 12. Spot hinnan vuorokauden keskiarvot vuonna 2002.

Kesäkauden päivän ja yön selvän hintaeron takia aikatuote olisi myynnin osalta nykyistä kausituotetta paremmin markkinahintaa seuraava. Kausituotteen muuttaminen neli aikaiseksi tarkentaisi selvästi kustannusten kohdistamista kuluttajille, mutta vaatisi samalla mittarien uusimista pienasiakkaille.

Kesä ja talvikauden pörssihinnoissa vaihtelu on ollut huomattavasti voimakkaampaa. Vuonna 2001 sähkön talvihinta oli vain hiukan kesäkautta korkeampi. Vuonna 2002 sähkön hinta on noussut voimakkaasti ja talvikauden päivän keskihinta on noussut korkeimmillaan lähes kolminkertaiseksi kesähintaan verrattuna. Tämä johtuu kuitenkin poikkeuksellisen huonosta vesitilanteesta, joten talvi ja kesähintojen määrityksiin käytetään Spot hinnan kuukausikeskiarvoja viimeisiltä viideltä vuodelta. Vuosien 1998–2002 aikana talviajan pörssihinta on ollut keskimäärin 14 prosenttia kesäajan hintaa korkeampi. Spot hinnan kehitys kuukausittain vuosina 1998–2002 on esitetty kuvassa 13 /34/.



Kuva 13. Spot hinnan kehitys vuosina 1998–2002.

5.3 Muutokset myyntihintoihin

Jotta myynnin listahinnat saataisiin vastaamaan mahdollisimman tarkasti sähkön hankinnasta aiheutuvia kustannuksia, on myyntitariffien asiakkaiden kuormituskäyrät ja sähkön markkinahinnan vuorokauden- ja vuodenaikaiset vaihtelut tiedettävä. Sähkön markkinahinnan voimakas vaihtelu vuorokauden- ja vuodenajan mukaan suosii myyntituotteelta aika- ja kausituotteita monimutkaisempaa rakennetta. Näin ollen uusi myyntitehotuote muotoillaan neliaikaiseksi. Neliaikaista myyntituotetta laskettaessa käytän edellisessä luvussa määritettyjä Spot hinta käyriä ja Energiamarkkinaviraston kotisivuilta löytyvällä kuormitusjakauma ohjelmalla laskettuja eri tariffien kuormitusjakaumia kesäpäivään, talvipäivään, talviyöhön ja kesäyöhön. Talvikausi alkaa 1.11 ja päättyy 31.3. Talvikaudella päiväaika on klo. 07.00–22.00 :n ja kesäkautena klo. 08.00–23.00 :n välinen aika. Kulutuksen suhteellinen jakautuminen eri myyntituotteilla talvipäivään, talviyöhön, kesäpäivään ja kesäyöhön on esitetty taulukossa 17.

Taulukko 17. Myyntituotteiden kulutusjakauma.

| | talvipäivä [%] | talviyö [%] | kesäpäivä [%] | kesäyö [%] |
|---------------------|------------------|---------------|-----------------|--------------|
| Aikatuote | 26,8 | 32,0 | 21,0 | 20,2 |
| yleistuote | 36,5 | 13,3 | 38,7 | 11,5 |
| Sj-tehotuote | 34,4 | 18,4 | 36,1 | 11,1 |
| Pj-tehotuote | 34,9 | 16,5 | 35,3 | 13,3 |

Eri aikajaksojen hintojen suhteet saadaan kuvien 11 ja 12 hintatiedoista. Kalleimmaksi aikajaksoksi muodostuu odotetusti talvipäivä noin 13 prosenttia vuoden keskihintaa kalliimpana. Kesäpäivä ja talviyö ovat samanhintaisia ja samalla koko vuoden keskihinnan arvoisia. Kesäyön hinta on noin 17 prosenttia vuoden keskihintaa edullisempi. Näin muotoilemalla tehotuotteen myyntihintojen ohjausvaikutus vähenee entisiin hintoihin verrattuna. Toisaalta ohjausvaikutus lisääntyy uusien siirtotuotteiden myötä, joten kokonaisvaikutus sähkön hintoihin jää pienemmäksi.

Entisissä myyntihinnoissa keskijännitetehtotuote oli hinnoiteltu pienjännitetehtotuotetta edullisemmaksi. Myyntituotteilla asiakkaan jänniteporras ei vaikuta kustannuksiin, joten hinnan korotuksen yhteydessä uudet keski- ja pienjännitetehtotuotteet hinnoiteltiin saman hintaiseksi. Koska vanhat pienjännitetehtotuotteet tulevat kalliiksi pienteollisuuden tyyppikäyttäjille T1 ja T2, tulisi niiden kiinteitä kuukausimaksuja laskea. Nykyisillä hinnoilla lakkautustuotteeksi jäävä 3×160 A:n kausituote tulee tyyppikäyttäjä T1:lle huomattavasti tehotuotteita edullisemmaksi.

Pienjännitetehtotuotteen tehomaksun painoa kulutusmaksuun siirtämällä saadaan siitä paremmin tyyppikäyttäjille T1 ja T2 sopiva. Muotoilu tehtiin jakamalla osa tehokausituotteen tehomaksusta tehotuote asiakkaiden huipunkäyttöajalla 3115 tunnilla. Uudesta neliaikaisesta tehotuotteesta tehomaksu poistettiin kokonaan ja näin siitä saatiin edullinen tuote lyhyen huipunkäyttöajan asiakkaille. Uudelleen muotoillut tehokausi ja neliaikainen tehotuote on esitetty taulukossa 18.

Taulukko 18. Tehomyyntituotteet kanta-asiakkaille.

| | tehokausi (vanha) | tehokausi (uusi) | 4-aikainen tehotuote |
|---------------------------|--------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| perus [€kk] | 4,70 | 4,70 | 4,70 |
| teho [€kW/kk] | 2,06 | 1,10 | 0 |
| talvipäivä [snt/kWh] | 3,60 | 3,97 | 3,87 |
| talviyö [snt/kWh] | 2,20 | 2,57 | 3,46 |
| kesäpäivä [snt/kWh] | 2,20 | 2,57 | 3,46 |
| kesäyö [snt/kWh] | 2,20 | 2,57 | 2,87 |
| T1:n keskihinta [snt/kWh] | 4,01 | 3,80 | 3,58 |
| T2:n keskihinta [snt/kWh] | 3,54 | 3,52 | 3,54 |
| T3:n keskihinta [sn/kWh] | 3,23 | 3,31 | 3,47 |
| T4:n keskihinta [snt/kWh] | 3,23 | 3,31 | 3,46 |

Uudessa neli aikaisessa tehotuotteessa talviyön ja kesäpäivän hintaeroksi jäi vain muutama sentin kymmenesosa, joten ne hinnoiteltiin samanhintaisiksi. Poisjätetyn tehomaksun ansiosta tyyppikäyttäjien T1 ja T2 välillä ennen ollut kohtalaisen suuri keskihintaero pienenee. Näin uusi neli aikainen tehotuote korvaa tyyppikäyttäjä T1:n hintavertailussa lakkautustuotteeksi jäävän 3×160 A:n kausituotteen.

Sähkön markkinahinnan noustessa myös vähittäismyyntihinnat ovat nousseet kuluvan syksyn aikana keskimäärin 10 prosenttia. ISS:n myyntihinnat ovat kaikilla tyyppikäyttäjryhmillä maan painotettua keskiarvoa matalammat. Kausituotteiden ISS:n listahinnat ovat noin 20 prosenttia maan keskiarvoa edullisemmat. Yleistuotteella eroa maan keskihintaan on noin 16 ja tehotuotteillakin 12 prosenttia /29/.

Aikaisemmin lakkautustuotteena ollut aikatute on ollut keskihinnaltaan noin 8,5 prosenttia kausituotetta kalliimpi. Ottamalla aikatute uudelleen vapaavalintaiseksi ja hinnoitteleamalla se kilpailukykyiseksi kausituotteen kanssa, saadaan siitä kausituotetta paremmin markkinahintaa seuraava tuote esimerkiksi sähkölämmittäjille. Tyyppikäyttäjistä sähkölämmittäjiin kuuluvat L1 ja L2.

Tällä hetkellä aikatuotteen perusmaksu on liian korkea joten pidemmän talvijakson kausituote 2 tulee sitä edullisemmaksi. Jotta aikatuotteesta saataisiin kilpailukykyinen vapaavalintainen myyntituote sähkölämmittäjille tulee sen perusmaksua laskea 50 prosenttia suhteessa kausituotteisiin. Samalla laskemalla päiväenergian hintaa 5,3 prosenttia ja nostamalla yön hintaa 2,7 prosenttia aikatuote tulisi tyyppikäyttäjää L1:llä samanhintaiseksi kausituote 2:n kanssa ja muilla tyyppikäyttäjillä hiukan tätä kalliimmaksi. Vanhoissa myyntituotteissa kausituotteet ovat olleet keskihinnaltaan muita edullisempia ja esimerkiksi kausituote 2 on tullut myös pienimmillä tyyppikäyttäjillä K1 ja K2 yleistuotetta edullisemmaksi. Lisäksi se on ollut keskihinnaltaan huomattavasti kausituote 1:stä edullisempi. Uuden aikatuotteen ja kausituote 2:n hintoja voidaan siis perustellusti nostaa 6 prosenttia. Näin muodostetut uudet aika- ja kausituote 2 on esitetty taulukossa 19 ja 20.

Taulukko 19. Aikasähkötuote.

| | perus [€/kk] | | päivä [snt/kWh] | | yö [snt/kWh] | |
|-------------------|----------------|------|------------------|------|---------------|------|
| | vanha | uusi | vanha | uusi | vanha | uusi |
| Aika 3´25 | 3,76 | 2,00 | 3,75 | 3,77 | 2,30 | 2,50 |
| Aika 3´36 | 3,76 | 2,00 | 3,75 | 3,77 | 2,30 | 2,50 |
| Aika 3´63 | 4,70 | 2,50 | 3,75 | 3,77 | 2,30 | 2,50 |
| Aika 3´100 | 14,10 | 7,47 | 3,75 | 3,77 | 2,30 | 2,50 |

Taulukko 20. Kausisähkötuote 2.

| | perus [€/kk] | | talvipäivä [snt/kWh] | | muu aika [snt/kWh] | |
|--------------------|----------------|------|-----------------------|------|---------------------|------|
| | vanha | uusi | vanha | uusi | vanha | uusi |
| Kausi2 3´25 | 1,88 | 2,00 | 4,10 | 4,35 | 2,45 | 2,60 |
| Kausi2 3´36 | 1,88 | 2,00 | 4,10 | 4,35 | 2,45 | 2,60 |
| Kausi2 3´63 | 1,88 | 2,50 | 4,10 | 4,35 | 2,45 | 2,60 |

6 TARIFFIEN VERTAILU JA TESTAUS

Lopuksi siirto- ja myyntituotteita testataan ja vertaillaan entisiin hintoihin ja muiden sähköyhtiöiden hintoihin. Aikaisemmilla siirtohinnoilla ISS on ollut sähkölämmittäjä tyyppikäyttäjiä L1 ja L2 lukuun ottamatta maan keskihintaa edullisempi. Uudet perusmaksupainotteisemmat tuotteet nostavat pienimpien sähkökäyttäjien siirtohintoja lähemmäksi maan keskiarvoa ja vastaavasti laskevat sähkölämmittäjien ja tehotuotteiden siirtohintoja.

Koska eri sähköyhtiöillä on erilaiset toimintaolosuhteet, verkon rakenne ja asiakasrakenteet ei niiden siirtohinnoit ole suoraan vertailukelpoisia keskenään. Vertailtavan sähköjakeluyhtiön pitää sijaita suunnilleen saman suuruudessa kaupungissa ja alueen elinkeinorakenteen tulisi olla mahdollisimman samankaltainen. Vertailuyhtiöiksi siirtohinnoille valitsin Imatran naapurikuntien sähköyhtiöt; Joutsenon Energia, Lappeenrannan Energia ja Parikkalan Valo. Lisäksi vertasin siirron keskihintoja maan kalleimpaan, halvimpaan ja keskiarvohintaan. Tyyppikäyttäjien sähkönsiirron verollinen keskihinta (snt/kWh) ISS:n uusilla ja käytössä olevilla tuotteilla sekä vertailuhinnat on esitetty taulukossa 21 /30/.

Taulukko 21. Siirron keskihintojen vertailu.

| Yhtiö | K1 | K2 | M1 | M2 | L1 | L2 | T1 | T2 | T3 | T4 |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| JOU. [snt/kWh] | 5,62 | 4,71 | 4,67 | 3,55 | 3,58 | 3,30 | 3,44 | 2,97 | 2,22 | 2,13 |
| PRK. [snt/kWh] | 6,56 | 5,14 | 5,00 | 3,56 | 3,66 | 3,30 | 3,45 | 2,95 | 2,48 | 2,42 |
| LRE. [snt/kWh] | 4,40 | 4,20 | 4,06 | 3,61 | 3,73 | 3,41 | 3,08 | 3,00 | 2,07 | 1,95 |
| YLIN [snt/kWh] | 8,48 | 6,24 | 6,03 | 4,35 | 4,47 | 4,02 | 4,51 | 4,10 | 3,27 | 3,18 |
| ALIN [snt/kWh] | 3,70 | 3,53 | 3,08 | 2,62 | 2,72 | 2,39 | 2,32 | 2,12 | 1,67 | 1,60 |
| KA. [snt/kWh] | 5,65 | 4,91 | 4,72 | 3,58 | 3,54 | 3,18 | 3,37 | 3,03 | 2,31 | 2,22 |
| ISS-02 [snt/kWh] | 4,96 | 4,74 | 4,72 | 3,50 | 3,63 | 3,20 | 3,29 | 2,82 | 2,26 | 2,17 |
| ISS-03 [snt/kWh] | 5,59 | 5,02 | 4,99 | 3,53 | 3,66 | 3,18 | 3,37 | 2,74 | 2,25 | 2,19 |
| ISS muutos [%] | 12,7 | 5,9 | 5,7 | 0,9 | 0,8 | -0,6 | 2,4 | -2,9 | -0,4 | 0,9 |

Uusia myyntihintoja vertailtiin samojen sähköyhtiöiden keskihintoihin kuin siirtohintojakin. Vertailuhinnat ovat sähköenergian verollisia keskihintoja (snt/kWh) toimitusvelvollisille asiakkaille 1.12.2002. Monet sähköyhtiöt ISS mukaan lukien ovat nostaneet sähkön kuluttajahintojaan vuoden alusta, joten todellisuudessa keskiarvohinta on hiukan taulukossa esitettyä suurempi. Taulukossa 22 esitetyissä ISS:n hinnoissa on jo mukana vuoden 2003 alussa tehdyt hinnat korotukset /31/.

Taulukko 22. Myynnin keskihintojen vertailu /23/.

| Yhtiö | K1 | K2 | M1 | M2 | L1 | L2 | T1 | T2 | T3 | T4 |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| JOU. [snt/kWh] | 3,18 | 3,18 | 2,56 | 2,61 | 2,55 | 2,18 | 2,63 | 3,07 | 2,81 | 2,81 |
| PRK. [snt/kWh] | 3,86 | 3,79 | 3,26 | 3,01 | 3,05 | 2,74 | 2,96 | 2,90 | 2,71 | 2,71 |
| LRE. [snt/kWh] | 4,46 | 4,13 | 3,78 | 3,45 | 3,14 | 2,66 | 3,50 | 3,47 | 3,44 | 3,43 |
| YLIN [snt/kWh] | 5,76 | 4,85 | 4,51 | 4,03 | 3,84 | 3,34 | 4,23 | 5,80 | 5,48 | 5,45 |
| ALIN [snt/kWh] | 3,09 | 2,92 | 2,11 | 2,05 | 2,05 | 1,64 | 2,05 | 1,96 | 2,26 | 2,25 |
| KA. [snt/kWh] | 4,76 | 4,19 | 3,72 | 3,39 | 3,30 | 2,85 | 3,42 | 3,54 | 3,37 | 3,37 |
| ISS-02 [snt/kWh] | 4,26 | 3,93 | 3,36 | 3,20 | 3,17 | 2,80 | 3,37 | 3,54 | 3,23 | 3,23 |
| ISS-03 [snt/kWh] | 4,26 | 3,93 | 3,56 | 3,29 | 3,34 | 2,96 | 3,58 | 3,52 | 3,31 | 3,31 |
| ISS muutos [%] | 0 | 0 | +6,0 | +2,8 | +5,4 | +5,7 | +6,2 | -0,6 | +2,5 | +2,5 |

Uusien myyntihintojen myötä sähkölämmittäjä tyyppikäyttäjät L1 ja L2 lasketaan aikatuotteen hinnoilla. Koska kaikki yli 3×100 A:n sulakekoon tuotteet muutetaan lakkautustuotteeksi, lasketaan kaikki teollisuuden tyyppikäyttäjien keskihinnat teho-
tuotteilla. Myynnin keskihintojen korotus johtuu aikaisemmin muita edullisemmän kausituote 2 :n hinnan korotuksesta ja tyyppikäyttäjä T1:llä kausituote 1 3×160 A:n lakkauttamisesta. Vanhoilla tuotteilla kausituote 2 tuli myynnin osalta edullisimmaksi kaikilla sulakekoon puolesta sopivilla tyyppikäyttäjillä K1, K2, M1, M2, L1 ja L2.

Koska uudelleen vapaavalintaiseksi otettava myyntiaikatuote on edullisin tuote sähkölämmittäjille ja kausituote 1 sopii parhaiten maatalouden ja pienimuotoisen elinkeinon harjoittamiseen, ei pitkän talvikauden kausituote 2:lle ole tarvetta ja se voidaan muuttaa lakkautustuotteeksi.

7 JOHTOPÄÄTÖKSET

Diplomityössä selvitettiin ISS:n siirto ja myyntituotteiden nykytila ja kehitysmahdollisuudet. Alun perin ISS:llä oli siirto- ja myyntituotteina 19 vapaavalintaista ja 58 lakkautustuotetta. Muuttamalla kaikki yli 3×100 A:n sulakkeen tuotteet ja kausituote 2 lakkautustuotteiksi ja ottamalla aikatuote uudelleen vapaavalintaiseksi, sisältäisi tuotevalikoima Sähkömarkkinalain 5-vuotishuoltoryhmän ehdottamat perustuoterakenteet. Samalla vapaavalintaisten tuotteiden määrä laskisi kolmella tuotteella. Koska sulkuajallisten tuotteiden edullisempaan hintaan ei enää ole perusteita, voidaan ne hinnoitella samanhintaisiksi muiden vastaavien tuotteiden kanssa. Lakkautustuotteina olevat yksiaika- ja yleisyötuote on myös hinnoiteltava vapaavalintaisia siirtotuotteita kalliimmiksi. Lakkautustuotteiden asiakkaiden sähkön kokonaishinnat ovat vapaavalintaisia tuotteita kalliimmat, joten informoimalla asiakkaita tuotteista pääsisi suhteellisen vaivattomasti eroon.

Myyntitehotuotteissa yksiaikainen kj-tehotuote voidaan lakkauttaa ja tilalle tulisi sekä pj- että kj-asiakkaille neliaikainen tehotuote. Toisena tehotuotteena pidemmän huipunkäyttöajan omaaville kuluttajille on tarjolla tehokausituote. Siirtotehotuotteeksi riittää yksi kausituote.

Uudet siirtotuotteet ovat edeltäjiään perusmaksupainotteisempia ja aika- ja kausituotteiden kulutuksen ohjauvuutta on lisätty. Perusmaksupainotteinen hinnoittelu helpottaa suurimman sallitun tuoton saavuttamista, sillä näin esimerkiksi leudosta talvesta johtuvat siirretyn energian muutokset eivät vaikuta niin voimakkaasti toteutuneeseen tuottoon. Lisäksi perusmaksupainotteinen hinnoittelu mahdollistaa siirtosaatavien pienenemisen, sillä perusmaksut voitaisiin periä etukäteen teleoperaattoreiden tapaan. Jyrkemmällä hintaporrastuksella aika- ja kausituotteissa on pyritty lisäämään tehojen risteilyä ja näin pienentämään verkoston kustannuksia.

Vuodenvaihteen hinnankorotusten yhteydessä myyntihintojen perusmaksujen osuutta pienennettiin ja energiamaksun osuutta nostettiin. Koska myyntituotteista ei ole

tarkoituksen mukaista perää erikseen tehomaksua, jätettiin se pois neliaikaisesta tehotuotteesta. Tehokausituotteeseen jätettiin pieni tehomaksu, jotta tuote olisi edullisempi pitkän huipunkäyttöajan omaaville asiakkaille.

Sekä verkko- että myyntiliiketoiminnalle kuuluvien kustannusten jakamisesta ei ole tähän mennessä annettu yksiselitteisiä ohjeita. Sähköenergialiitto ry Senerin ohjeessa tällaiset kustannukset kehoitetaan jakamaan kullekin liiketoiminnalle mm. liikevaihdon, asiakkaiden / laskujen lukumäärän, henkilöstön määrän tai lattiapinta-alan mukaan. Palkkakustannukset tulisi pyrkiä jakamaan toiminnoille aiheuttamisperiaatteen mukaan.

Laskutuksen ja hallinnon kustannukset on tähän mennessä jaettu ISS:ssä aiheuttamisperiaatteen mukaan verkko ja myyntiliiketoiminnalle 80:20 suhteessa. Koska kustannusten jaosta ei ole annettu tarkempia ohjeita, voitaisiin jako tehdä esimerkiksi siirretyn ja myydyin energian suhteessa. Jos asiakaspalvelu, laskutus ja hallinnon kustannukset jaettaisiin siirron ja myynnin kesken suhteessa 59:41 vähenisivät siirtoliiketoiminnan operatiiviset kustannukset 420 000 eurolla ja samalla tehokkuusluku nousisi. Näin suurin sallittu tuotto kasvaisi ja siirtohinnoja voitaisiin nostaa. Vastaavasti myynnin kustannukset lisääntyisivät saman verran. Kustannusten jakoa näin muuttamalla ja tehokkuusluvun parantuessa tilikauden tulos kasvaisi n. 100 000 euroa. Parantunut tulos siis syntyisi tehokkuusluvun parantumisen myötä kohonneista siirtohinnoista. Sähköyhtiön todelliseen tehokkuuteen kustannusten uudelleen jakaminen tuskin kuitenkaan vaikuttaisi.

LÄHDELUETTELO

- /1/ Imatran Seudun Sähkö Oy Vuosikertomus 2001
- /2/ Jarmo Elovaara, Yrjö Laiho. Sähkölaitostekniikan perusteet, Otatieto 1998, ISBN 951-672-285-7
- /3/ Osmo Rännäri. Kilpailun vapautumisen vaikutus sähkön hintatasoon, Kauppa- ja teollisuusministeriö, ISBN 951-739-336-9
- /4/ Osmo Rännäri. Sähkön hinnoittelu ja verkostohinnoittelu oligopolistisilla markkinoilla, Kauppa- ja teollisuusministeriö, ISBN 1236-2352
- /5/ Imatran Seudun Sähkön asiakastietojärjestelmä Asterix
- /6/ Antti Asiala, diplomityö, TTKK 1993, Jyllinkosken Sähkö Oy:n sähkönmyyntitariffien kehittämissuunnitelma
- /7/ Veijo Riistama, Esa Jyrkkiö. Operatiivinen laskentatoimi, perusteet ja hyväksikäyttö. Espoo, Weilin Göös 1994, ISBN 951-35-5229-2
- /8/ Kari Neilimo, Erkki uusi-Rauva. Johdon laskentatoimi, Helsinki, Edita 2001, ISBN 951-37-3442-0
- /9/ Energiamarkkinavirasto, sähkön kilpailuttaminen, [viitattu 20.10.2002], saatavissa www.energiamarkkinavirasto.fi/select.asp?gid=39&pgid=39
- /10/ Sähkömarkkinalaki, [viitattu 13.9.2002], saatavissa www.energiamarkkinavirasto.fi/sahkomarkkinalaki.html
- /11/ Sähkömarkkinoiden kehitys 1995-2000, Sähkömarkkinoiden 5- vuotishuoltoryhmän väliraportti. Kauppa- ja teollisuusministeriö 5 / 2001
- /12/ Mika Nousiainen, diplomityö, LTKK 1999, Imatran Seudun Sähkö Oy:n sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelma
- /13/ Väestökisterikeskuksen tilasto, [viitattu 20.10.2002], saatavissa www.tilastokeskus.fi
- /14/ Vuoksen viesti 25.7.2002
- /15/ LTKK: Sähkömarkkinoiden luento 2001, Hinnoittelun perusteet.

- /16/ Suomen Sähkölaitos ry, Julkaisusarja:
Sähkön käytön kuormitustutkimus 5/1992
- /17/ Energiamarkkinaviraston kulutusjakauma ohjelma, [viitattu 7.8.2002],
saatavissa <http://emv.energia.fi/hinnastot/%23215531>
- /18/ Imatran Seudun Sähkö Oy: Tasekirja 2001-1999.
- /19/ Mikael Grundström, Diplomityö, LTKK 1995, Sähkön jakeluverkkosiirron
hinnoittelu Lappeenrannan Energialaitoksen vastuualueella
- /20/ Tilastokeskus: indeksit, [viitattu 24.11.2002], saatavissa
<http://statfin.stat.fi/statweb/start.asp?LA=fi&lp=catalog&clg=hinnat>
- /21/ Investoinnit sähkön siirron hinnoittelun arvioinnissa. LTKK 2001, [viitattu
20.11.2002], saatavissa
http://emv.energia.fi/tiedotteet/%23603028.0/Investoinnit_valvonnassa.pdf
- /22/ Sähköenergialiitto ry Sener julkaisusarja: Loissähkömaksujen perusteet.
Helsinki 1999
- /23/ Sähköenergialiitto ry Sener: Liiketoimintojen eriyttäminen,
Ohje kustannusten jakamisesta. 26.6.2001
- /24/ Energiamarkkinavirasto, päätös Dnro 163/421/2000. 4.10.2002.
Tampereen Sähkölaitoksen sähkön siirron hinnoittelun kohtuullisuus
- /25/ Energiamarkkinavirasto, päätös Dnro 44/421/99. 21.11.2002.
Etelä-Suomen Energia Oy:n sähkön siirron hinnoittelun kohtuullisuus vuosina
1997, 1998, 1999, 2000 ja 2001
- /26/ Verkkoliiketoiminnan tehokkuusmittauksen kehittäminen.
Tutkimusraportti LTKK 2002.
- /27/ Sähköenergialiitto ry Sener julkaisusarja: Perusteita jakeluverkon siirtohintojen
vertailuun ja kohtuullisuuden arviointiin. Helsinki 2.10.1997
- /28/ Helsingin Sanomat, 11.12.2002.
- /29/ Energiamarkkinavirasto: Tiedote 20.11.2002,
Julkiset sähköenergian hinnat nousussa, [viitattu 12.12.2002], saatavissa
www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=116&pgid=66

- /30/ Energiamarkkinavirasto: Tyypikäyttäjien sähkön siirron verollinen keskihinta eri jakeluverkonhaltijoiden vastualueilla 1.10.2002, [viitattu 25.10.2002]
saatavissa
www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=259&pgid=67
- /31/ Energiamarkkinavirasto: Tyypikäyttäjien sähköenergian verollinen keskihinta toimitusvelvollisuusasiakkaille 1.12.2002, [viitattu 3.2.2003], saatavissa
www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=259&pgid=67
- /32/ Kantaverkkosopimus nro. 1008 / 2002
- /33/ Nord Pool, Elspot kuukausi hinnat 1996 - 2002, [viitattu 15.1.2003], saatavissa
<http://www.nordpool.no/marketinfo/index.cgi?url=elspot/area/elspot.cgi?interval=last8&ccurrency=nok&type=html&usecookie=true>

Kohtuullisen tuoton laskeminen

Pääoman painotetun keskikustannuksen laskeminen:

$$WACC = C_D \times (1-t) \times \frac{D}{D+d+E} + C_d \times (1-t) \times \frac{d}{D+d+E} + C_e \times \frac{E}{D+d+E} = 4,20 \%$$

| | |
|-------|---------------------------------------------------------|
| C_D | korollisen vieraan pääoman kustannus = 4,70 % |
| C_d | korottoman vieraan pääoman kustannus = 0 % |
| C_e | oman pääoman kustannus = 6,04 % |
| t | veroaste desimaalilukuna = 0,29 |
| D | korollisen vieraan pääoman arvo taseessa = 0 € |
| d | korottoman vieraan pääoman arvo taseesta = 13 631 295 € |
| E | oman pääoman arvo taseesta = 31 159 168 € |
| op | operatiiviset kustannukset = 3 242 159 € |
| T | tekninen tehokkuus = 0,605 |

Vuoden 2001 suurin sallittu tuotto (SST), kun tehokkuutta ei oteta huomioon:

$$SST = WACC \times (D + d + E) = 1\,882\,000 \text{ €}$$

Vuoden 2001 suurin sallittu tuotto (SST), tehokkuus huomioon otettuna:

$$SST = [WACC \times (D + d + E)] - op + ((T + 0,1) \times op) = 925\,580 \text{ €}$$

LIITE II

Siirtotuotteen perusmaksun muodostuminen

| Tuote | Asiakaskustannukset [€kk] | VKO [€kk] | Perus yht. [€kk] | Skaalaus 1,25:lla [€kk] |
|------------------|--------------------------------------|----------------------|-----------------------------|------------------------------------|
| Aika 025 | 0,95 | 0,99 | 1,95 | 2,43 |
| Aika 035 | 0,96 | 0,99 | 1,95 | 2,43 |
| Aika 063 | 1,00 | 0,99 | 1,99 | 2,48 |
| Aika 100 | 1,08 | 0,99 | 2,07 | 2,59 |
| Yleis 024 | 0,42 | | 0,42 | 0,52 |
| Yleis 025 | 0,42 | | 0,42 | 0,52 |
| Yleis 035 | 0,65 | | 0,65 | 0,81 |
| Yleis 063 | 0,87 | | 0,87 | 1,08 |
| Yleis 100 | 1,03 | | 1,03 | 1,29 |
| Pj-teho | 1,27 | | 1,27 | 1,59 |
| Sj-teho | 1,27 | | 1,27 | 1,59 |

Siirtotuotteen kulutusmaksun muodostuminen

| Tuote | Häviöt KJ [snt/kWh] | Häviöt PJ [snt/kWh] | Kantaverkko- maksut [snt/kWh] | Kate [snt/kWh] | Energia yht. [snt/kWh] | Skaalaus 1,25:lla [snt/kWh] |
|----------------------|------------------------------------|------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------------|
| Aika 025 | 0,05 | 0,11 | 0,27 | 0,73 | 1,16 | 1,45 |
| Aika 035 | 0,05 | 0,11 | 0,27 | 0,73 | 1,16 | 1,45 |
| Aika 063 | 0,05 | 0,11 | 0,27 | 0,73 | 1,16 | 1,45 |
| Aika 100 | 0,05 | 0,11 | 0,27 | 0,73 | 1,16 | 1,45 |
| Yleis 024 | 0,05 | 0,11 | 0,30 | 0,73 | 1,19 | 1,48 |
| Yleis 025 | 0,05 | 0,11 | 0,30 | 0,73 | 1,19 | 1,48 |
| Yleis 035 | 0,05 | 0,11 | 0,30 | 0,73 | 1,19 | 1,48 |
| Yleis 063 | 0,05 | 0,11 | 0,30 | 0,73 | 1,19 | 1,48 |
| Yleis 100 | 0,05 | 0,11 | 0,30 | 0,73 | 1,19 | 1,48 |
| Pj- teho | 0,05 | 0,11 | 0,31 | 0,73 | 1,20 | 1,50 |
| Sj- teho | 0,05 | | 0,31 | 0,73 | 1,09 | 1,36 |

Siirtotuotteen tehomaksun muodostuminen

| Tuote | A | B | C | D [€/kW/a] | E [€/kW/a] | F [€/kW/a] | G [€/kW/a] | H [€/kW/a] | I [€/kW/a] |
|----------------------|------|------|------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Aika 025 | 0,30 | 0,95 | 0,15 | 7,947 | 9,644 | 5,329 | 4,174 | 6,35 | 7,93 |
| Aika 035 | 0,35 | 0,95 | 0,15 | 7,947 | 9,644 | 5,329 | 4,174 | 7,30 | 9,11 |
| Aika 063 | 0,43 | 0,95 | 0,15 | 7,947 | 9,644 | 5,329 | 4,174 | 8,53 | 10,65 |
| Aika 100 | 0,57 | 0,95 | 0,15 | 7,947 | 9,644 | 5,329 | 4,174 | 11,00 | 13,74 |
| Yleis 024 | 0,19 | 0,68 | 0,15 | 7,947 | 9,644 | 5,329 | 4,174 | 3,68 | 4,59 |
| Yleis 025 | 0,09 | 0,68 | 0,15 | 7,947 | 9,644 | 5,329 | 4,174 | 2,43 | 3,03 |
| Yleis 035 | 0,20 | 0,68 | 0,15 | 7,947 | 9,644 | 5,329 | 4,174 | 3,84 | 4,80 |
| Yleis 063 | 0,24 | 0,68 | 0,15 | 7,947 | 9,644 | 5,329 | 4,174 | 4,32 | 5,39 |
| Yleis 100 | 0,31 | 0,68 | 0,15 | 7,947 | 9,644 | 5,329 | 4,174 | 5,12 | 6,39 |
| Pj- teho | 0,49 | 0,63 | 0,15 | 7,947 | 9,644 | 5,329 | 4,174 | 6,82 | 8,51 |
| Sj- teho | 0,53 | 0,45 | | 7,947 | 9,644 | | | 4,20 | 5,25 |

- A** tasoituskerroin
B osallistumiskerroin
C verkon huipputeho / asiakkaiden yhteenlaskettu huippu
D kj-verkon rajakustannus
E kj-verkon käyttötoiminta- ja vikakustannukset
F pj-verkon rajakustannus
G pj-verkon käyttötoiminta- ja vikakustannukset
H tehomaksu $[A \times B \times (D+E)] + [C \times (F+G)]$
I tehomaksu skaalattuna 1,25 :lla

LIITE V (1/2)

Siirtotuotteiden sulakeporrastuksen ja muotoilun laskeminen

| | Tuote | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K |
|----|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|--------|-----|--------|-------|
| 1 | Aika 025 | 7,93 | +3,33 | +4,60 | 3324 | 52070 | 987 | 17016 | 17,25 | | +4,79 | +0,47 |
| 2 | Aika 035 | 9,11 | +4,51 | +4,60 | 462 | 12167 | 987 | 3938 | 24,15 | | +9,09 | +0,47 |
| 3 | Aika 063 | 10,65 | +6,05 | +4,60 | 154 | 8979 | 987 | 2848 | 43,47 | | +21,92 | +0,47 |
| 4 | Aika 100 | 13,74 | +9,14 | +4,60 | 57 | 4825 | 987 | 2272 | 60,00 | | +45,7 | +0,47 |
| 5 | Yleis 024 | 4,59 | +4,09 | +0,50 | 3277 | 5687 | 277 | 3581 | 5,75 | | +1,96 | +0,18 |
| 6 | Yleis 025 | 3,03 | +2,53 | +0,50 | 13886 | 64171 | 277 | 21449 | 17,25 | | +3,64 | +0,18 |
| 7 | Yleis 035 | 4,80 | +4,30 | +0,50 | 660 | 8874 | 277 | 3245 | 24,15 | | +8,64 | +0,18 |
| 8 | Yleis 063 | 5,39 | +4,89 | +0,50 | 316 | 8295 | 277 | 3343 | 43,47 | | +17,72 | +0,18 |
| 9 | Yleis 100 | 6,39 | +5,89 | +0,50 | 94 | 5098 | 277 | 2013 | 69,00 | | +33,89 | +0,18 |
| 10 | Pj- teho | 8,51 | +0,97 | -1,21 | 212 | 64552 | 1512 | 21070 | 206,18 | 1,8 | +16,70 | -0,08 |
| 11 | Sj- teho | 5,25 | +0,99 | -5,20 | 5 | 12726 | 2487 | 2735 | 1023,2 | 1,8 | +84,65 | -0,21 |

- A tehomaksu, (€kW/a)
 B tehomaksusta perusmaksuun, (€kW/a), [A-C]
 C tehomaksusta kulutusmaksuun, (€kW/a)
 D asiakasmäärä
 E tariffin kulutus, (kWh/a)
 F käyttöaika tariffin teoreettisella huipputeholla, (h)
 G tariffin huipputeho (kW)
 H asiakkaan teoreettinen huipputeho, (kW)
 (esim. Aika 3×25 A = 3×25 A×230 V = 17,25 kW)
 I tehomaksu, (€kW/kk), $[(A-B-C)/12 \text{ kk/a}] \times [(D \times H)/G] \times (1 + \text{alv.})$
 J lisäys perusmaksuun, (€kk), [B×H/12kk]
 K lisäys kulutusmaksuun, (snt/kWh), $[C/F \times 100 \text{ snt/€}]$

LIITE V (2/2)

$$F_{1-4} = (E_1 + E_2 + E_3 + E_4) / [(H_1 \times D_1) + (H_2 \times D_2) + (H_3 \times D_3) + (H_4 \times D_4)] = 987 \text{ h}$$

$$F_{5-9} = (E_5 + E_6 + E_7 + E_8 + E_9) / [(H_5 \times D_5) + (H_6 \times D_6) + (H_7 \times D_7) + (H_8 \times D_8) + (H_9 \times D_9)] = 277 \text{ h}$$

$$F_{10} = (E_{10} / (H_{10} \times D_{10})) = 1512 \text{ h}$$

$$F_{11} = (E_{11} / (H_{11} \times D_{11})) = 2487 \text{ h}$$

Siirtotuotteiden laskeminen

$$\text{perusmaksu} = [(A+B) \times (1+C)] \times (1+D) + (D \times E)$$

$$\text{kulutusmaksu} = [(F+G) \times (1+C)] \times (1+D) \times (1+J)$$

$$\text{päivä} = H \times \text{kulutusmaksu}$$

$$\text{yö} = I \times \text{kulutusmaksu}$$

| | |
|----------|------------------------------------------------------------------------|
| <i>A</i> | perusmaksu liite II |
| <i>B</i> | <i>J</i> liite V |
| <i>C</i> | alv. 22 % |
| <i>D</i> | hinnan korotus 2 % |
| <i>E</i> | mittausmaksu (otetaan huomioon, koska liikevaihtoa voidaan lisätä 2 %) |
| <i>F</i> | kulutusmaksu liite III |
| <i>G</i> | <i>K</i> liite V |
| <i>H</i> | korotus huippuajan kulutusmaksuihin (7 %) |
| <i>I</i> | yöajan hinnan alennus (50 %) |
| <i>J</i> | muutos energiamaksuun (yleis +14% ja tehokausi -25%) |

Esimerkki. Aika 025 laskeminen.

perusmaksu:

$$[(2,43 \text{ €kk} + 4,79 \text{ €kk}) \times (1 + 0,22)] \times 1,02 + (0,02 \times 3,60) \sim 9,1 \text{ €kk}$$

kulutusmaksu:

$$[(1,45 \text{ snt/kWh} + 0,47 \text{ snt/kWh}) \times (1 + 0,22)] \times 1,02 \sim 2,39 \text{ snt/kWh}$$

päivä:

$$1,07 \times 2,39 \text{ snt/kWh} \sim 2,55 \text{ snt/kWh}$$

yö:

$$2,39 \text{ snt/kWh} \times 50\% \sim 1,20 \text{ snt/kWh}$$

Esimerkki. Yleis 025 laskeminen.

perusmaksu:

$$[(0,52 \text{ €kk} + 3,64 \text{ €kk}) \times (1 + 0,22)] \times 1,02 + (0,02 \times 1,70 \text{ €}) \sim 5,2 \text{ €kk}$$

kulutusmaksu:

$$[[(1,48 \text{ snt/kWh} + 0,18 \text{ snt/kWh}) \times (1 + 0,22)] \times 1,02] \times 1,07 \times (1 + 14 \%) \sim$$

$$2,51 \text{ snt/kWh}$$

Esimerkki. Pj-tehotuotteen laskeminen.

perusmaksu:

$$[(1,59 \text{ snt/kWh} + 16,70 \text{ snt/kWh}) \times (1 + 0,22)] \times 1,02 + (0,02 \times 18 \text{ €}) \sim 23,1 \text{ €kk}$$

kulutusmaksu:

$$[[(1,50 \text{ snt/kWh} + (-0,08 \text{ snt/kWh}) \times (1 + 0,22)] \times 1,02] \times (1 - 25 \%) \sim 1,32 \text{ snt/kWh}$$

talvipäivä: 1,89 snt/kWh ja 30 % kulutuksesta

muu aika: 1,13 snt/kWh ja 70 % kulutuksesta

$$(1,89 \text{ snt/kWh} / 1,07 \times 30 \%) + (1,13 \text{ snt/kWh} \times 70\%) \sim 1,32 \text{ snt/kWh}$$

+2 % korotus tehomaksusta energiamaksuun:

Pj-tehotuotteen huipunkäyttöaika 3064 h

$$1,8 \text{ €kW/kk} \times 12 \text{ kk/a} / 3064 \text{ h} \times 100 \text{ snt/€} \times 2 \% \sim 0,01 \text{ snt/kWh}$$

tehomaksu:

I liite V