



# **LOISTEHON KOMPENSOINNIN TOIMIVUUS JA HINNOITTELUN OHJAAVUUS**

Kati Pippuri

Opinnäytetyö  
Huhtikuu 2011  
Sähkötekniikan koulutusohjelma  
Sähkövoimatekniikan  
suuntautumisvaihtoehto  
Tampereen ammattikorkeakoulu

**TAMPEREEN AMMATTIKORKEAKOULU**  
**Tampere University of Applied Sciences**

## TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Sähkötekniikan koulutusohjelma  
Sähkövoimatekniikan suuntautumisvaihtoehto

PIPPURI, KATI: Loistehon kompensoinnin toimivuus ja hinnoittelun ohjaavuus

Opinnäytetyö 33 s., liitteet 5 s.

Huhtikuu 2011

Ohjaajat: kehitysjohtaja Mika Pekkinen, Tampereen Sähkölaitos Oy  
koulutuspäällikkö Jarkko Lehtonen, Tampereen ammattikorkeakoulu

---

Loisteho ja yliaallot aiheuttavat sähkönjakeluverkossa häiriöitä ja häviöitä, joiden suuruutta ja vaikutuksia on hyvin vaikea koko laajuudessaan tunnistaa tai arvottaa taloudellisesti. Kompensoinnilla saavutetaan parempi sähkönlaatu, josta on etua niin sähköverkkoyhtiölle kuin asiakkaallekin. Suomen valtakunnallinen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj sekä Energiamarkkinavirasto ovat velvoittaneet paikallisia verkkoyhtiöitä huolehtimaan alueellaan tarvittavan loistehon hallinnasta, ja sähköverkkoyhtiöt ohjaavat asiakkaitaan kompensoimaan loistehoon loistehomaksuilla. Loistehomaksua ei kuitenkaan yleisesti ottaen peritä kuin tehosiirtoasiakkailta ja loistehomaksu koskee tällä hetkellä suurimmalla osalla verkkoyhtiöistä vain induktiivista loistehoa. Mittarikannan uudistuessa myös kapasitiivisen loistehon mittaus ja laskutus tulee ajankohtaiseksi.

Tässä sähkövoimatekniikan opinnäytetyössä tarkastellaan Tampereen Sähköverkko Oy:n keskijännitesiiroasiakkaiden loistehon kompensoinnin toimivuutta asiakkailta mitattujen tuntitehojen perusteella. Tampereen Sähköverkko Oy on siirtymässä 1.1.2012 kapasitiivisen loistehon laskutukseen ja uudistaa samalla induktiivisen loistehon laskutuksen kaksiportaiseksi. Opinnäytetyön tavoitteena on tarkastella tämän hinnoittelun ohjaavuutta, sekä verkon tilaa keskijännitesiiroasiakkaiden keskimääräisen tehokertoimen avulla. Työssä tarkastellaan myös yleisesti Suomen sähköverkkoyhtiöiden loistehon laskutuskäytäntöjä ja vertaillaan tyyppiasiakkaan avulla hinnastoja.

Tutkimuksen tuloksena havaitaan selkeä mittausten uudistamistarve ennen uuden hinnoittelun käyttöönottoa. Huomataan myös uuden hinnoittelun käyttöönoton sekä induktiivisen että kapasitiivisen loistehon osalta olevan tarpeellinen, sillä verkossa esiintyy yli- ja alikompensointia. Edelleen pohditaan, kuinka mitaustietoa voitaisiin tulevaisuudessa hyödyntää asiakkaan hyväksi, jolloin siitä olisi etua myös verkkoyhtiölle sähkön laadunparantamisen kautta. Todetaan tulevaisuudessa olevan tarvetta myös pienjännitejakeluasiakkaiden loistehon tarkastelulle.

## ABSTRACT

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Tampere University of Applied Sciences  
Degree programme in Electrical Engineering  
Option of Electrical Power Engineering

PIPPURI, KATI: The Application of Reactive Power Compensation and Pricing Guidance

Bachelor's thesis 33 pages, appendices 5 pages  
April 2011

---

Reactive power and harmonics in power transmission cause disturbance and power dissipation. With reactive power and harmonics compensation, quality of electricity can be improved, which is beneficial for power distribution companies as well as for the customers. In Finland, the power distribution companies guide their customers to compensate by applying a specified fee on reactive power. At the moment this fee concerns only inductive reactive power though, mainly because the electricity meters are older and the measuring of capacitive reactive power is due to be implemented later.

The primary objective of this thesis was to examine the functionality of reactive power compensation among the customers of 20 kV transmission of the local power distribution company Tampereen Sähköverkko Oy in Tampere, Finland. The company is switching over to a new pricing model of reactive power starting from 1 January 2012. At the same time, along with the new fee on capacitive reactive power, the pricing of inductive reactive power is going to be migrated over to a two-tiered model. The second objective was to study the effectiveness of the new pricing. The study was executed by utilising data from electricity meters.

The results suggest that there is a need for renewing electricity meters before the changeover. Also the pricing changeover is needed. In light of the findings, further research is recommended to also examine 0,4 kV transmission customers.

## ALKUSANAT

Tämä opinnäytetyö on tehty Tampereen Sähköverkko Oy:lle, joka on jakeluverkonhaltija Tampereen alueella ja osa Tampereen Sähkölaitos -konsernia. Opinnäytetyöni aiheen valitsin työpaikkani Tampereen Sähköverkko Oy:n kautta, jossa olen työskennellyt pääsääntöisesti kesäisin vuodesta 2005 ja jossa olen suorittanut myös insinöörikoulutukseeni liittyvät harjoittelut. Haluan kiittää yritystä ja konsernia hyvästä yhteistyöstä ja menneistä vuosista. Kiitokset tämän opinnäytetyön osalta työn ohjaajalle, kehitysjohtaja Mika Pekkiselle (Tampereen Sähkölaitos Oy), sekä työssä korvaamattomana teknisenä apuna toimineelle erikoissuunnittelija Timo Mäkelälle (Tampereen Sähköverkko Oy).

Erityiskiitokset ammatillisesta kasvustani haluan tässä yhteydessä esittää esimiehelleni Maire Helevirrälle, työtovereilleni Arto Jokijärvelle ja Jorma Laiholle, sekä omalle isälleni. Kiitokset myös muille perheenjäsenille tuesta ja voimavaraista opiskelun aikana.

Tampereella 23.3.2011

Kati Pippuri

## SISÄLLYS

1	JOHDANTO.....	6
2	LOISTEHO, YLIAALLOT JA KOMPENSOINTI.....	7
2.1	Yleistä .....	7
2.2	Loisteho sähkökuluttajan kannalta.....	8
2.3	Loisteho sähköverkkoyhtiön kannalta .....	9
3	LOISTEHON HINNOITTELUKÄYTÄNTÖJÄ .....	11
3.1	Loistehon yleiset laskutusperiaatteet .....	11
3.2	Fingrid Oyj .....	11
3.3	Jakeluverkkoyhtiöiden loisteholaskutuksen käytäntöjä .....	12
3.4	Tampereen Sähköverkko Oy .....	15
4	TUTKIMUS SIIRTOASIAKKAIDEN TEHONKULUTUKSESTA .....	17
4.1	Tutkimustapa .....	17
4.2	Tutkimustulokset.....	17
4.2.1	Mittalaitteistojen tarkastelu .....	17
4.2.2	Vuoden 2010 keskimääräinen tehokerroinjakauma.....	18
4.2.3	Esimerkkitapauksia ja hinnoittelun vaikutuksia.....	21
4.3	Päätelmät.....	28
5	JOHTOPÄÄTÖKSET JA POHDINTA .....	29
	LÄHTEET .....	31
	LIITTEET .....	34

## 1 JOHDANTO

Tässä opinnäytetyössä tutkitaan Tampereen Sähköverkko Oy:n siirtoasiakkaiden loistehon kulutusta ja kompensoinnin toimivuutta. Tätä kautta pohditaan myös hinnoittelun ohjaavuutta. Tutkimuksessa käytetään hyödyksi yhtiön uusimpia etäluettavia energiamittareita, jotka mittaavat muun muassa päätökeskituntitehon ohella induktiivisen ja kapasitiivisen loiskeskituntitehon. Mittausteknisistä syistä ja siirtoasiakkaiden määrästä johtuen tutkimusta rajataan siten, että se koskee vain oletettavasti suurimpia loistehon kuluttajia, jolloin tutkittavina kohteina ovat keskijänniteliittymät. Tuntimitattuja keskijänniteliittymiä Tampereen Sähköverkko Oy:llä on tällä hetkellä 128 kappaletta, joista osa on varasyöttöjä. Verkkoyhtiö laskuttaa käytännössä loistehosta toistaiseksi vain teho-siirtoasiakkaitaan, joiden rajana on 200 A:n pääsulakekoko. Loisteholaskutus käsittää tällä hetkellä ainoastaan induktiivisen loistehon, koska mittarikantaa on vasta viime vuosina uudistettu. Tulevaisuudessa myös kapasitiivinen loisteho voidaan mitata kaikilla epäsuorilla mittauksilla. Yhtiössä on laadittu ohjeistus loistehon ja yliaaltojen kompensoinnista käyttöpaikoilla ja ohjeistus on saatavilla yhtiön verkkosivuilta. Yhtiössä on viime aikoina pohdittu myös kapasitiivisen loistehon hinnoittelun käyttöönottoa ja verkkosivuilta saatavan ohjeistuksen mukaan kapasitiivisen loistehon laskutukseen siirrytään 1.1.2012. Opinnäytetyön yhtenä tavoitteena on tutkia uuden hinnoittelun vaikutuksia.

Opinnäytetyössä tutustutaan ensin lyhyesti loistehoon, yliaaltoihin ja näiden kompensointiin. Loistehoa ja sen kompensointia tarkastellaan sähkökuluttajan ja sähköverkkoyhtiön kannalta. Seuraavissa luvuissa käsitellään loistehohinnoittelun tarkoitusta ja vallitsevia käytäntöjä eri verkkoyhtiöissä. Viimeisissä osioissa tutkitaan Tampereen Sähköverkko Oy:n keskijännitesiiroasiakkaiden energiamittareilta luettuja tehotietoja, joiden perusteella pohditaan hinnoittelun muutostarpeita ja tehdään johtopäätöksiä tutkimustuloksista. Tampereen Sähköverkko Oy kuuluu Tampereen Sähkölaitos –konserniin ja toimii jakeluverkon haltijana Tampereen alueella. Tämä tutkimus on tehty ensisijaisesti palvelemaan Tampereen Sähköverkko Oy:n tarpeita.

## 2 LOISTEHO, YLIAALLOT JA KOMPENSOINTI

### 2.1 Yleistä

Loistehoa, yliaalloja ja niiden kompensointia käsitellään muun muassa Sähkö-tieto ry:n julkaisemissa ST-korteissa 13.31, 52.15 ja 52.16. Tiivistetysti voidaan sanoa, että loisteho on tehoa, joka ei tee työtä kuten pätöteho. Tampereen Sähköverkko Oy (2010) mainitsee ohjeessaan, että loisteho on sähköverkon ja sähkölaitteiden sähköfysikaaliseen toimintaan liittyvä sähkötekniinen suure (Tampereen Sähköverkko Oy 2010, 2). Sähkötieto ry:n (2001, 2004a) mukaan eräät kulutuslaitteet tarvitsevat toimiakseen loistehoa pätötehon ohella, useimmiten loistehoa tarvitaan laitteen toiminnan kannalta tarpeellisen magneettikentän ylläpitämiseen. Tällaisia laitteita ovat moottorit, purkauslamput ja muuntajat. (Sähkötieto ry 2001, 23; 2004a, 2). Muun muassa ABB (2001) ja Sähkötieto ry (2001, 2004a) mainitsevat, että verkosta sinimuodosta poikkeavaa virtaa ottava kuorma on verkon kannalta yliaaltolähde. Yliaalloja sähköverkkoon tuottavat epälineaariset kuormitukset, esimerkiksi tasasuuntaajat, taajuusmuuttajat, hitauslaitteistot ja yksivaiheiset elektroniset kulutuslaitteet kuten tietokoneet ja muut elektroniikkalaitteet. (ABB 2001, 8; Sähkötieto ry 2001, 23; 2004a, 2.). Yliaallot ovat saastetta sähköverkossa. Edelleen ABB:n (2000b) ja Sähkötieto ry:n (2001) mukaan sähköverkko mitoitetaan näennäistehon perusteella, joka muodostuu varsinaisen työn tekevästä pätötehosta, magneettikentän ylläpitoon tarvittavasta loistehosta sekä särötehosta (ABB 2000b, 1; Sähkötieto ry 2001, 23).

Loisteho ei ole pätötehoon verrattava kaupankäynnin kohde (Tampereen Sähköverkko Oy 2010, 2). Sen tuotanto ei ole sidoksissa voimalaitoksiin, vaan sitä voidaan tuottaa myös kompensointilaitteistoilla jakeluverkossa tai paikallisesti asiakkaan kuorman läheisyydessä. Kuorman tarvitsema loisteho voidaan ottaa sähköverkosta, mutta tämä voidaan välttää kompensoimalla se paikallisesti, jolloin verkon kapasiteettia vapautuu työtä tekevän pätötehon siirtoon.

## 2.2 Loisteho sähkönkuluttajan kannalta

ST-kortissa 13.31 mainitaan särövirran huomioiminen liittymän mitoituksessa (Sähkötieto ry 2001, 23). Sähköverkkoa mitoitettaessa näennäistehon perusteella, saatetaan päätyä ylimitoitukseen, mutta kompensoimalla loisteho laitekohtaisesti tai keskitetysti voidaan ylimitoitukselta välttyä. Pienjänniteliittymien ja yleisten sähkönjakeluverkkojen yliaaltovirrat ja jännitesärö ovat kasvussa taa-juusmuuttajien, säädettävien käyttöjen, UPSien ja lukuisten pienlaitteiden yhteisvaikutuksen takia (ABB 2000a, 1; Sähkötieto ry 2001, 23; 2004a, 2). Sähkötieto ry:n (2004a) mukaan epälineaariset kuormat, kuten tietokoneet, ottavat verkosta tai syöttävät verkkoon perustaajuisesta sinikäyrästä poikkeavia virtoja, jotka puolestaan aiheuttavat verkon impedansseissa perustaajuudesta poikkeavia jännitteitä eli jännitesäröä. Säröytynyt jännite puolestaan aiheuttaa sinimuodosta poikkeavia virtoja lineaarisillakin kuormituksilla. (Sähkötieto ry 2004a, 2). Uusien kulutuslaitteiden hankinnassa joudutaan yhä useammin huomiomaan kiinteistön sähköverkon laatutekijät. Paljon särövirtaa sisältävä verkko saattaa aiheuttaa häiriöitä erityisesti uusien laitteiden toiminnassa (ABB 2000a, 1). ABB:n (2001) mukaan yliaaltoja synnyttävien laitteiden kanssa samaan sähkönsyöttöön kytketyt muuntajat, kaapelit, moottorit, generaattorit ja kondensaattorit voivat ylikuumeta yliaaltojen vaikutuksesta, elektroniset näytöt ja valot saattavat vilkkua, katkaisijat laueta, tietokoneet kaatua ja mittalaitteet antaa vääriä lukemia (ABB 2001, 8). Nämä vaikutukset näkyvät ennen kaikkea asiakkaan laitteiden toiminnassa. Sähkötieto ry:n (2004a) mukaan kuormituksen tehon luonnetta kuvataan tehokertoimella  $\cos\phi$  perustaajuisen tehon osalta, ja tehokertoimella  $PF$  (Power Factor) huomioitaessa myös yliaallot (Sähkötieto ry 2004a, 2).

Tampereen Sähköverkko Oy:n (2010) mukaan loistehon siirto sähkönkäyttäjän omassa sisäisessä verkossa aiheuttaa samantyyppisiä haittoja kuin jakeluverkossakin, eli häviöiden kasvua ja johtojen suurempia poikkipintoja pelkän pätötehon siirtoon verrattuna. Loistehon otto jakeluverkosta saattaa kasvattaa asiakkaan pääsulakkeen kokoa ja kasvattaa siten liittymismaksua ja pääsulakekopohjaista perusmaksua. (Tampereen Sähköverkko 2010, liite 1)

Paras kompensointitapa on liittymäkohtainen, missä on huomioitava sähkölaitoksen tariffi, jakeluverkon mitoitus, kompensointilaitteiden investointikustan-



nukset, sekä erityisesti liittymän loistehon ja särövirran luonne (Sähkötieto ry 2001, 23; 2004a, 2). Verkkoyhtiöllä voi olla omia vaatimuksiaan kompensointitavalle, sillä kompensointilaitteet saattavat häiritä esimerkiksi verkkoyhtiön verkkokäskysignaaleja (Sähkötieto ry, 2004b, 6). Useimmiten verkkoyhtiö määrittää, että kompensoinnin täytyy olla automaattinen, jolloin kuormituksen muuttuessa kompensointi seuraa mukana, eikä haitallista ylikompensointia tapahdu. Pääosin kompensointi on taloudellinen kysymys johtuen sähköverkkoyhtiön perimistä loistehomaksuista, mutta kompensointi vaikuttaa myös kiinteistön sähkön laatuun ja vähentää näin häiriöitä asiakkaan laitteissa.

### 2.3 Loisteho sähköverkkoyhtiön kannalta

Verkkoyhtiöt vastaavat alueellaan jakelujännitteen laadusta asiakkaan liittymispisteessä. Jakelujännitteen laatu määritellään standardissa ”SFS-EN 50160 Yleisen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet”. Standardissa määritetään muun muassa yliaaltojen raja-arvot. Suomessa valtakunnallinen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj sekä Energiamarkkinavirasto velvoittavat paikallisia verkkoyhtiöitä huolehtimaan alueellaan tarvittavan loistehon hallinnasta.

Energiamarkkinaviraston lausunnon 228/63/2001 mukaan jakeluverkon haltija voi hankkia verkossaan kuluvan ja asiakkaiden tarvitseman loistehon joko asentamalla verkkoonsa loistehon kompensointilaitteistoja, ostamalla loistehoa verkkoonsa liittyneiltä sähköntuottajilta tai ottamalla loistehoa kantaverkosta. Lausunnon mukaan verkonhaltija voi myös ohjata verkkoonsa liittyneitä asiakkaita kompensoimaan omaa loissähkön tarvettaan sähkön siirtotariffeissa erityisillä loissähkömaksuilla. Lausunnossa huomautetaan, että pienempien asiakkaiden siirtotariffeissa erillisiä loissähkömaksuja ei normaalisti ole, vaan asiakasryhmien keskimäärin aiheuttamat loissähkökustannukset sisältyvät siirtotariffien muihin maksukomponentteihin ja että pienten asiakkaiden aiheuttamat loissähkön siirtokustannukset ovat sähköverkon kannalta vähäisiä, eikä mittausta ole tarkoituksenmukaista järjestää. Verkonhaltijalla on myös oikeus valita tarkoituksenmukaisimmaksi katsomansa loissähkön hallintatapa ja näin ollen myös oikeus ohjata loissähkön siirtotarvetta asiakkailta perittävillä maksuilla. Lausunnon mukaan taloudellisista, sähköteknisistä ja sähkön laadullisista syistä on

myös perusteltua asettaa rajoituksia ja maksuja loissähkön annolle (ylikompensoinnille). (Energiamarkkinavirasto, 2001).

Energiamarkkinaviraston (2001) ja Sähkötieto ry:n (2004a) mukaan verkkoyhtiön kannalta loistehon siirtoon sähköverkossa liittyy useita kustannusvaikutuksia. Loistehon siirto on suoraan pois pätötehon siirtokapasiteetista ja aiheuttaa verkon vahvistusinvestointeja, mutta se myös lisää johtojen ja muuntajien jännitteenalennemia sekä teho- ja energiahäviöitä pitkällä siirtoyhteyksillä. Kompensoinnilla alennetaan kokonaisvirtaa ja häviöiden vähentyessä keskusten, kaapeleiden ja muuntajien lämpötiloja (Energiamarkkinavirasto 2001, 2; Sähkötieto ry 2004a, 3). Kantaverkosta otetulle loisteholle on myös määritetty tariffi, jonka mukaan kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj perii maksuja verkkoyhtiöiltä. Loisteho ja yliaallot vaikuttavat epäsuotuisasti sähkön laatuun ja aiheuttavat häiriöitä siirtoverkoissa.

### 3 LOISTEHON HINNOITTELUKÄYTÄNTÖJÄ

#### 3.1 Loistehon yleiset laskutusperiaatteet

Verkkoyhtiöiden vallitseva käytäntö on ohjata loistehomaksuilla asiakkaitaan kompensoimaan loistehoa ja yliaaltoja, jolloin asiakkaan kannalta tarve kompensoida on ensisijaisesti taloudellinen kysymys. Asiakkaan loistehokulutuksen tulisi pysyä verkkoyhtiön määrittämällä optimaalisella toiminta-alueella niin sanotulla ilmaisosuudella. Tämän ilmaisosuuden ylittävästä osuudesta veloitetaan kyseistä asiakasta sanktiomaksutyypillisesti. Ilmaisosuus pyritään määrittämään siten, että vaihekulma pysyy sähköverkon toiminnan kannalta paremmalla eli induktiivisella puolella. Tällöin liittymä on lievästi alikompensoitu.

Laskutettava loisteho määräytyy ST-kortin 52.15 mukaan (Sähkötieto ry 2004a, 3) kaavalla

$$Q_{\text{lask}} = Q_{\text{max}} - k \cdot P_{\text{max}} \quad (1)$$

jossa

- $Q_{\text{lask}}$  on laskutettava loisteho [kvar],
- $Q_{\text{max}}$  on loistehon mitattu huippuarvo [kvar],
- $P_{\text{max}}$  on pätötehon mitattu huippuarvo [kW],
- $k$  on ilmaisosuus [kvar/kW]

Ilmaisosuuden  $k$  määrä on suuruudeltaan verkkoyhtiöstä riippuen 15-40 % maksimipätötehosta.

#### 3.2 Fingrid Oyj

Kuten edellä kohdassa 2.3 on mainittu, Suomen valtakunnallinen kantaverkko-yhtiö Fingrid Oyj laskuttaa kantaverkosta otetusta loistehosta verkkoon liittyneitä asiakkaitaan. Fingrid Oyj määrää loissähkön toimituksesta, toimitusten seurannasta ja loissähkö sopimusten laadinnasta kantaverkkoyhtiön ja tämän asiakkai-

den välillä (Fingrid Oyj 2006). Ohjeessa on yksityiskohtaisesti määritetty hinnoittelun perusteet. Tampereen Sähköverkko Oy:n (2010) mukaan jakeluverkkoyhtiön ilmaisosuus kantaverkosta otetusta loistehosta määräytyy siten, että induktiivinen loisteho saa olla enintään 16 % ja kapasitiivinen 4 % pätötehon arvosta, joka vastaa arvoa  $\tan\phi = -0,04 \dots 0,16$  (Tampereen Sähköverkko Oy 2010, liite 1).

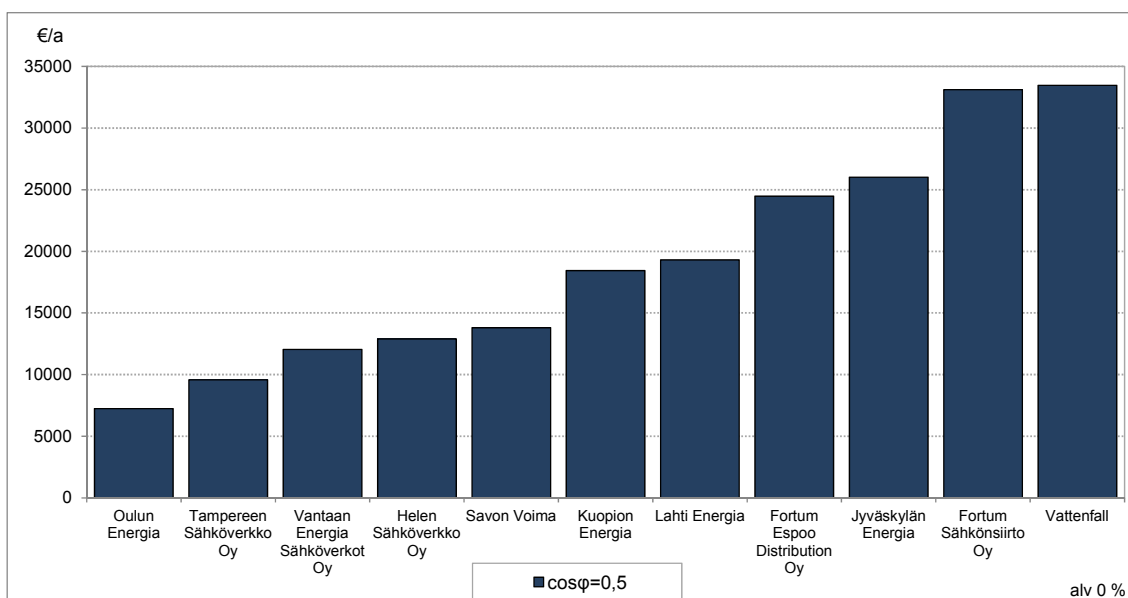
### 3.3 Jakeluverkkoyhtiöiden loisteholaskutuksen käytäntöjä

Liitteissä 1 ja 2 on esitetty yhteenvedot eri verkkoyhtiöiden hinnastoista sekä tehosiirtotariffien laskutusperusteita. Käytetyt hinnastot ja laskutusperusteet ovat saatavissa yhtiöiden verkkosivuilta ja ovat voimassa helmikuussa 2011. Hinnastojen vertailu osoittaa, että pääasiassa verkkoyhtiöt laskuttavat tällä hetkellä ainoastaan induktiivisesta loistehosta. Poikkeuksena on ainakin Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy, joka hinnoittelee erikseen loisteholle anto- ja otto-osuuden hinnan ollessa sama molemmille, eikä laskutusperusteita ole saatavilla. Muiden yhtiöiden hinnastoissa ja ohjeissa tyydytään usein mainintaan, että loistehon syöttö verkkoon, kapasitiivinen loisteho ja ylikompensointi ovat kiellettyjä. Joidenkin verkkoyhtiöiden (Helen Sähköverkko Oy, Oulun Energia, Tampereen Sähköverkko Oy, Vantaan Energia) internetsivuilta on saatavissa erityisiä ohjeita loistehon kompensointiin ja kompensoinnin tarkoitukseen kiinteistöissä.

Hinnoitteluperusteet pätöteholle vaihtelevat ja asiakkaan kannalta laskutus vaikuttaa usein melko monimutkaiselta. Loistehoa laskutetaan hinnastojen mukaan kaikilla tutkituilla verkkoyhtiöillä vain tehosiirtotuotteilla ja epäsuorilla mittauksilla. Usein loisteholaskutus määräytyy kaavan 1 mukaisesti. Ilmaisosuuden perustana oleva pätöteho vaihtelee laskutettavan pätötehon ja saman kuukauden mitatun pätötehohuipun välillä. Joillakin verkkoyhtiöillä loisteholaskutus määräytyy talvikuukausien mukaan ja loistehoa saatetaan laskuttaa vain näiltä kuukausilta. Koska hinnoitteluperusteet vaihtelevat, täytyy hintavertailua tehdä tuntitehotasolla. Erilaisissa vertailuissa on usein käytetty perustana Sähkölaitosyhdistyksen aikoinaan 1990-luvulla kartoittamia tyyppikäyttäjän tuntitehokäyriä. Näistä käyristä tässä työssä tehtyyn keskijänniteliittymän loistehovertailuun on otettu tuntitehokohtainen T3-käyrä, jonka vuosikulutuksena on 2,0 GWh. Käyriä on strukturoitu asiakastietojärjestelmässä siten, että se toistuu peräkkäisinä vuosi-

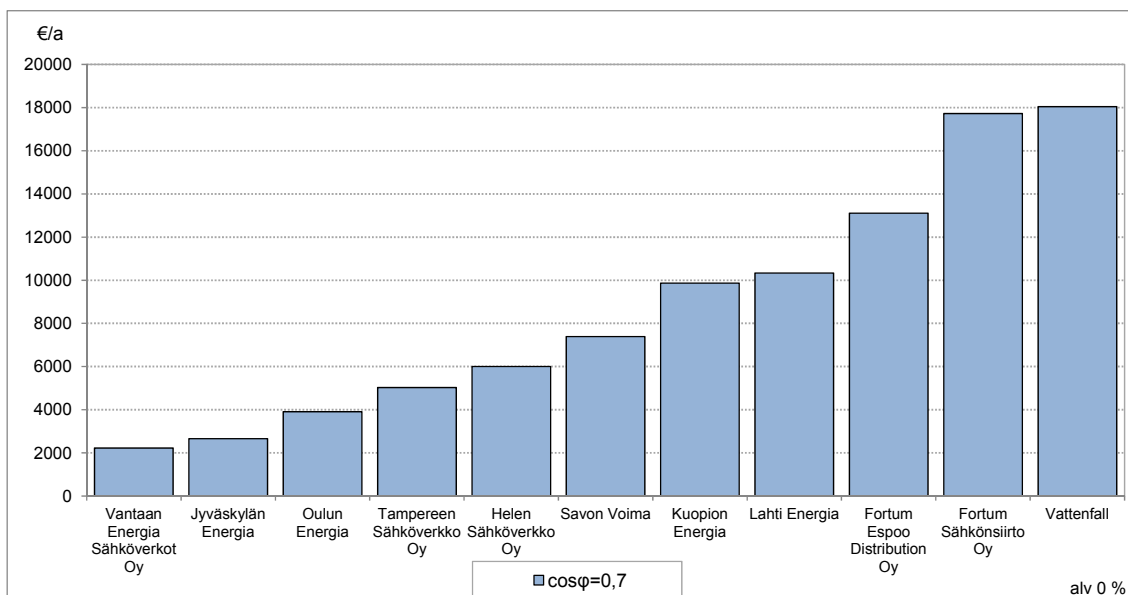
na 2009 ja 2010 ja sen perusteella on laskettu induktiivisen loistehon käyrä tehokertoimen arvoille  $\cos\varphi=0,9$  ind.,  $\cos\varphi=0,7$  ind. ja  $\cos\varphi=0,5$  ind. Muodostetut sarjat on esitetty kuvaajina liitteessä 3. Asiakastietojärjestelmän avulla on etsitty tuntitehosarjasta tarvittavat verkkoyhtiökohtaiset laskutussuureet hintavertailua varten. Verkkoyhtiöiden hinnastoista on otettu helmikuussa 2011 voimassa oleva hinta ja laskutusperusteet, joita on käytetty koko vuodelle 2010.

Kuviossa 1 on esitetty euromääräinen laskutettava loisteho vuodelta 2010, kun liittymän tehokertoimen arvo on  $\cos\varphi=0,5$  ind. Voidaan huomata, että ero edullisimman ja kalleimman verkkoyhtiön välillä on lähes viisinkertainen, kun näin huonolla tehokertoimen arvolla liittymä kuluttaa enemmän loistehoa kuin pätötehoa.

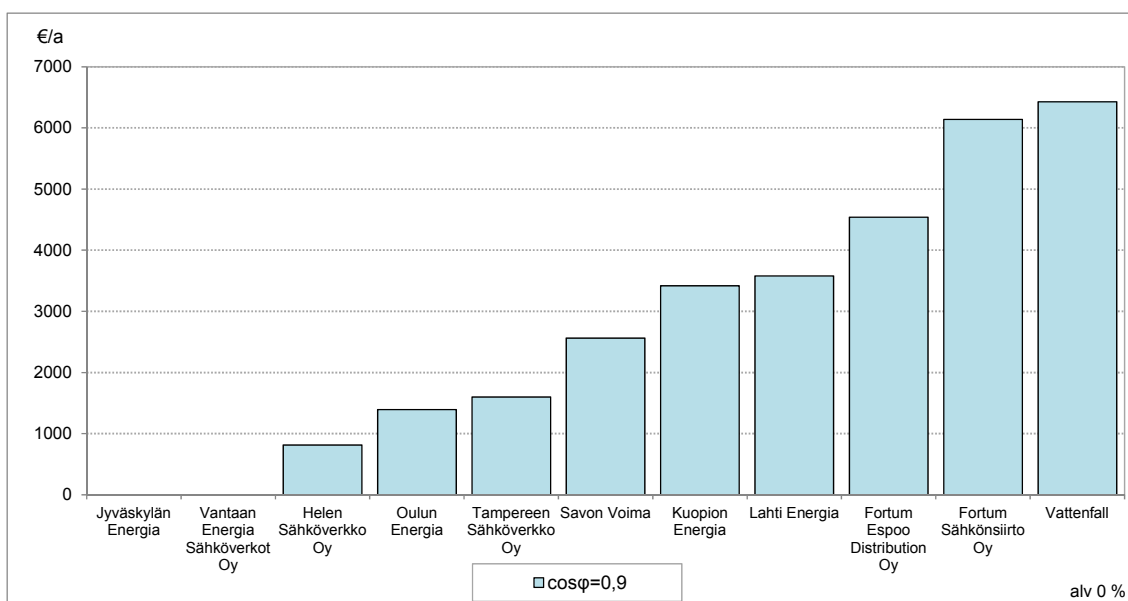


KUVIO 1. Asiakkaan T3 loistehomaksut vuodessa tehokertoimen  $\cos\varphi=0,5$  arvolla verkkoyhtiöittäin.

Kuviossa 2 puolestaan on esitetty sama asia, kun tehokertoimen arvo on  $\cos\varphi=0,7$  ind. ja kuviossa 3, kun  $\cos\varphi=0,9$  ind. Tässä korostuvat erot hinnan ja ilmaisosuuden osalta. Vaikka verkkoyhtiön hinta on suhteessa muihin verkkoyhtiöihin korkea, suurempi ilmaisosuus saattaa vaikuttaa paljon enemmän, kuten Jyväskylän Energialla. Jos ilmaisosuus on pieni suhteessa muihin verkkoyhtiöihin ja hinta lisäksi korkea kuten Vattenfallilla, on verkkoyhtiö edelleen kalleimpia.

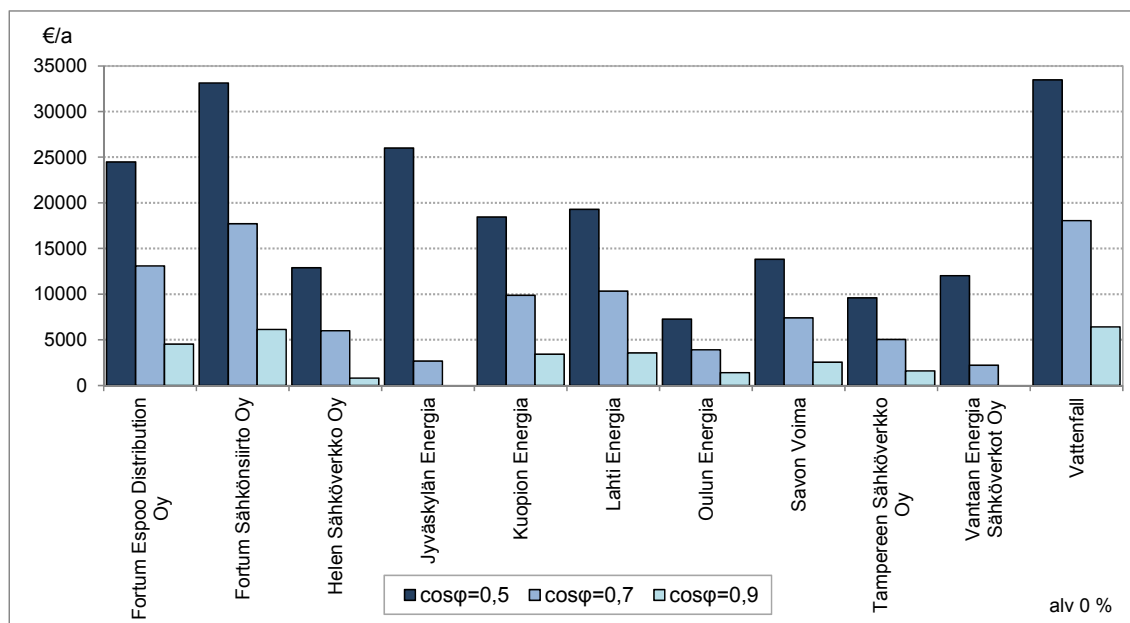


KUVIO 2. Asiakkaan T3 loistehomaksut vuodessa tehokertoimen  $\cos\varphi=0,7$  arvolla verkkoyhtiöittäin.



KUVIO 3. Asiakkaan T3 loistehomaksut vuodessa tehokertoimen  $\cos\varphi=0,9$  arvolla verkkoyhtiöittäin.

Kuviossa 4 on esitetty havainnollisuuden vuoksi asiakkaan maksama euromäärä vuodessa yhtä aikaa kaikilla kolmella tehokertoimen arvolla. Pääsääntöisesti voidaan todeta, että kompensointi kannattaa ja hinnoittelulla ohjataan hyvin loistehon kompensointia. Tällä hetkellä Tampereen Sähköverkko Oy:n hinnoittelu on edullisimpia huonolla tehokertoimen arvolla ja ohjaa lievästi kompensoimaan vielä tehokertoimen arvolla  $\cos\varphi=0,9$ .

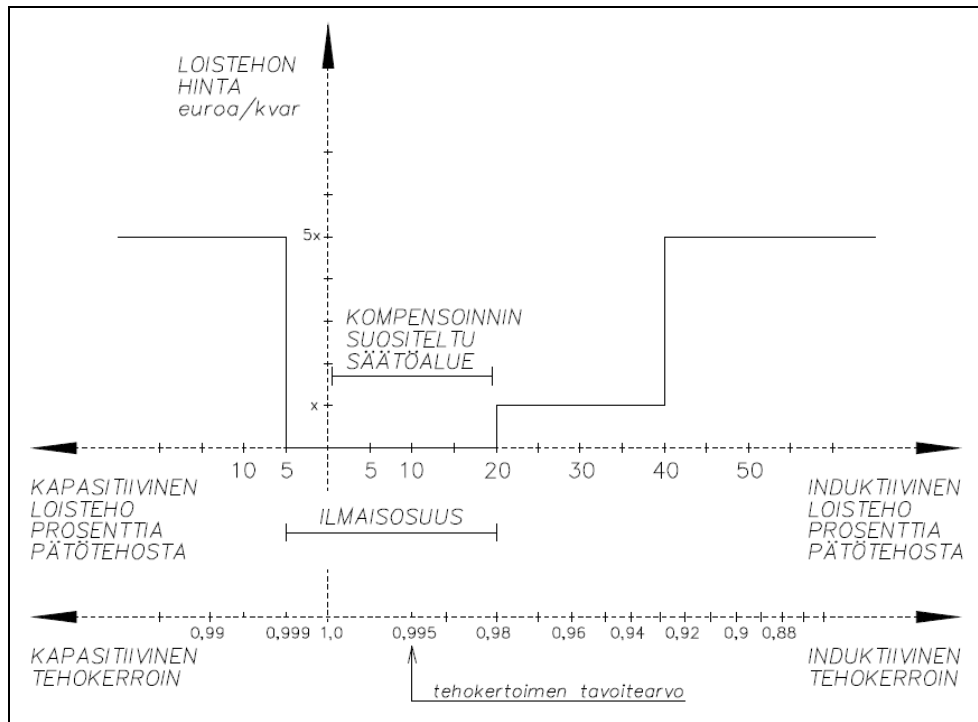


KUVIO 4. Asiakkaan T3 loistehomaksut vuodessa tehokertoimien  $\cos\phi=0,5$ ,  $\cos\phi=0,7$  ja  $\cos\phi=0,9$  arvoilla verkkoyhtiöittäin.

### 3.4 Tampereen Sähköverkko Oy

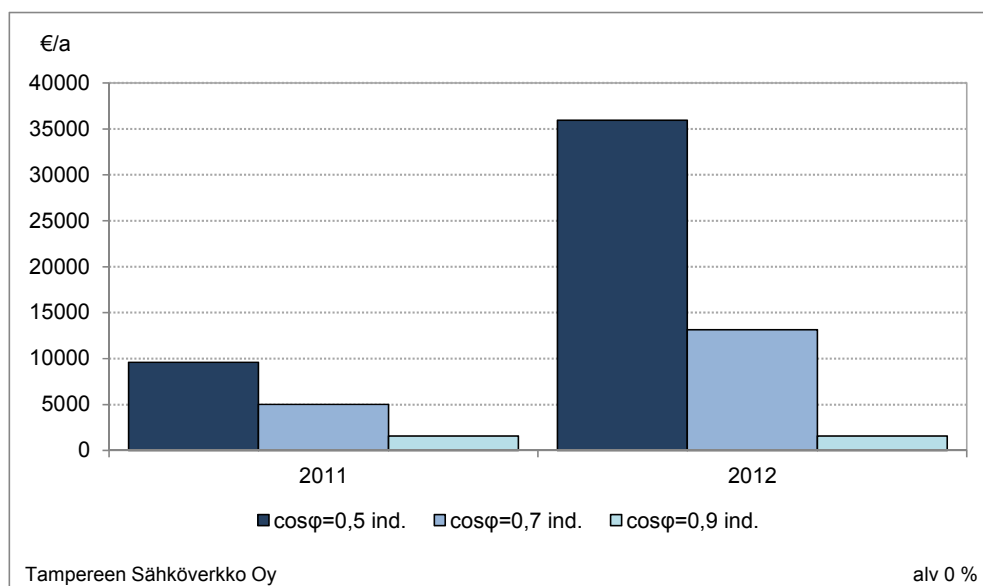
Tampereen Sähköverkko Oy:n 1.1.2011 voimaan astuneen hinnaston mukaan laskutettava pätöteho määräytyy käyttöpaikkakohtaisesti liukuvan 12 kuukauden aikana mitatun kahden suurimman kuukausittaisen tuntitehon keskiarvona. Laskutettava loisteho on tällä hetkellä kuukauden suurin mitattu induktiivinen loisteho, josta on vähennetty 20 % laskutuspätötehon määrästä, tai vähintään 50 kvar.

Tampereen Sähköverkko Oy ottaa käyttöönsä 1.1.2012 kapasitiivisen loistehon laskutuksen (Tampereen Sähköverkko Oy 2010, 2). Kuviossa 5 on esitetty uusi loistehoikkuna. Loistehon kompensointia ohjataan siten, että haitallisemman kapasitiivisen loistehon hinta nousee jyrkemmin ja pienemmästä prosenttiosuudesta kuin induktiivisen loistehon. Induktiivisella loisteholla puolestaan on kaksiportainen hinnoittelu. Näin suositeltu alue on enemmän induktiivisella puolella. Ilmaisosuus pysyy edelleen samana. Kuviossa 5 voidaan havaita myös eri tehokertoimia vastaavat loistehon prosenttiosuudet pätötehosta.



KUVIO 5. Tampereen Sähköverkko Oy:n loistehoikkuna 1.1.2012 alkaen.  
(Kuva: Tampereen Sähköverkko Oy 2010, 3)

Laskutusperusteiden muutosten vaikutusta on tutkittu edellä käytetyn esimerkiasiakkaan T3 avulla. Asiakkaan maksamia loistehomaksuja on vertailtu induktiivisen loistehon osalta kuviossa 6 nykyisellä hinnoittelulla (2011) ja uudella hinnoittelulla (2012). Kaksiportainen hinnoittelu vaikuttaa selkeästi eniten silloin, kun liittymän tehokerroin on erittäin huono.



KUVIO 6. Asiakkaan T3 vuoden loistehomaksut Tampereen Sähköverkko Oy:n vuosien 2011 ja 2012 hinnoitteluperusteilla ( $x=1,25$  €/kvar, kk).



## 4 TUTKIMUS SIIRTOASIAKKAIDEN TEHONKULUTUKSESTA

Tutkimuksen toinen pääteema oli Tampereen Sähköverkko Oy:n keskijännite-siirtoasiakkaiden loistehon kompensoinnin toimivuus. Tarkastelussa oli verkon tehokertoimen keskiarvo ja hinnoittelun ohjaavuus, sekä vaikutukset tutkittavien asiakkaiden osalta.

### 4.1 Tutkimustapa

Tutkittavaksi on poimittu keskijänniteasiakkaiden mitatut pätö- ja loistuntehot vuosilta 2009 ja 2010 asiakastietojärjestelmästä. Tuntitehoista on laskettu  $\tan\varphi$ :n kautta  $\cos\varphi$ :n arvo vuoden 2010 jokaiselle tunnille. Saaduista tuntikohtaisista tehokertoimen arvoista on laskettu keskiarvo jokaiselle kuukaudelle, sekä syyskuun jokaiselle päivälle. Laskutuksen tarkastelua varten asiakastietojärjestelmästä on poimittu liukuvan 12 kuukauden pätöhuiput ja kuukausikohtaiset loishuiput vuoden 2010 jokaiselle kuukaudelle. Keskijänniteliittymistä (128 kappaletta) osa on varasyöttöjä ja erikoismittauksia. Joukkoon mahtuu myös muutama niin uusi käyttöpaikka, ettei tuntitehoja suurelle osaa vuodesta 2010 ole saatavilla. Näitä edellä mainittuja käyttöpaikkoja ei ole otettu mukaan laskentaan, joten tutkittavia käyttöpaikkoja on yhteensä 120 kappaletta.

### 4.2 Tutkimustulokset

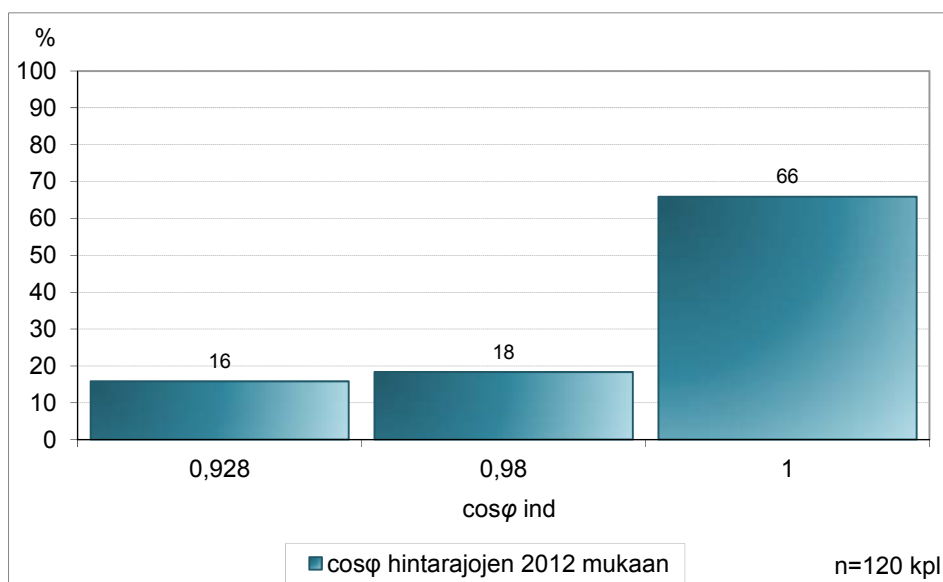
#### 4.2.1 Mittalaitteistojen tarkastelu

Keskijänniteasiakkaiden tuntimittauslaitteiston tarkastelu osoittaa, että kapasitiivisen loistehon mittaukseen kykeneviä mittareita on tällä hetkellä 67 käyttöpaikalla. Kaikilta käyttöpaikoilta ei ole kuitenkaan kerätty kapasitiivista mittaustietoa ja vuodelta 2010 se oli saatavilla vain 52 käyttöpaikalta. Lopuista käyttöpaikoista 53:een tulisi vaihtaa uudempi mittalaite, joskin varasyöttöjen mittalaitteen

vaihto ei välttämättä ole tarkoituksenmukaista. Lisäksi 8 mittaria voitaneen ohjelmoida uudelleen.

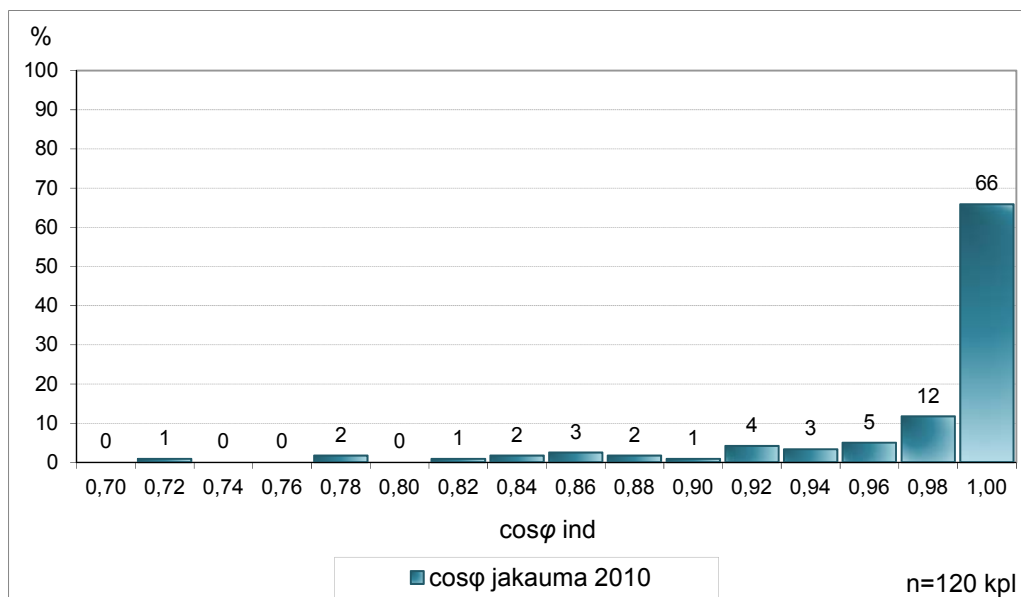
#### 4.2.2 Vuoden 2010 keskimääräinen tehokerroinjakauma

Kuviossa 7 on esitetty kaikkien tutkittavien 120 keskijänniteliittymien vuoden 2010 keskimääräisen induktiivisen tehokertoimen jakauma vuoden 2012 kaksiportaisen hinnoittelun mukaisesti. Liittymistä 66 % pysyy ilmaisosuuden piirissä. Ensimmäiselle hinnoitteluportaalle sijoittuu 18 % ja lopuilla 16 % liittymistä tehokerroin on  $\cos\phi=0,928$  ind. tai alle.



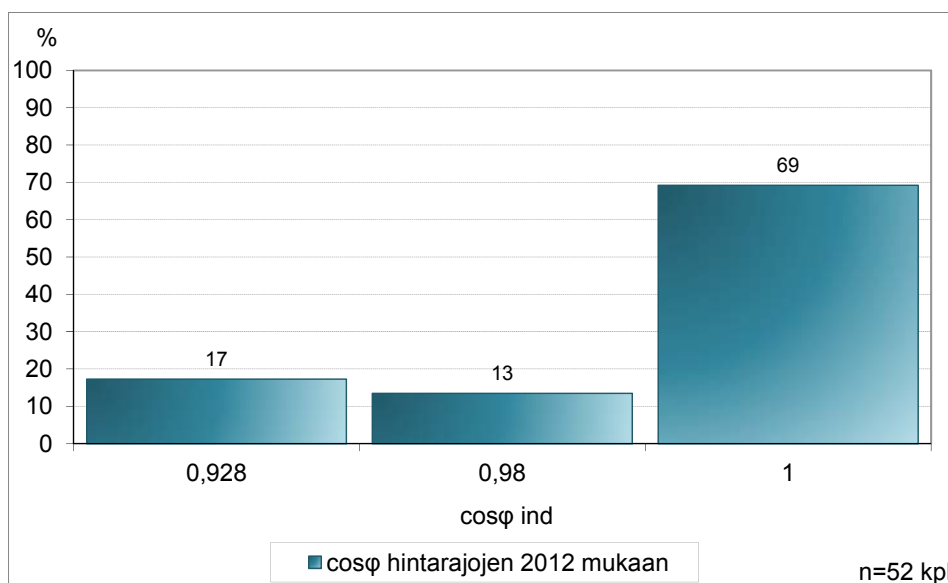
KUVIO 7. Tutkittavien keskijänniteliittymien induktiivinen tehokerroinjakauma uuden hinnoittelukäytännön 2012 mukaan.

Kuviossa 8 on esitetty näiden käyttöpaikkojen jakauma induktiivisen tehokertoimen perusteella. Huonoin tehokerroin otannassa on kuitenkin välillä  $\cos\phi=0,70\dots0,72$  ind. Tällöin loistehoa kuluu liittymällä saman verran kuin pätötehoakin.



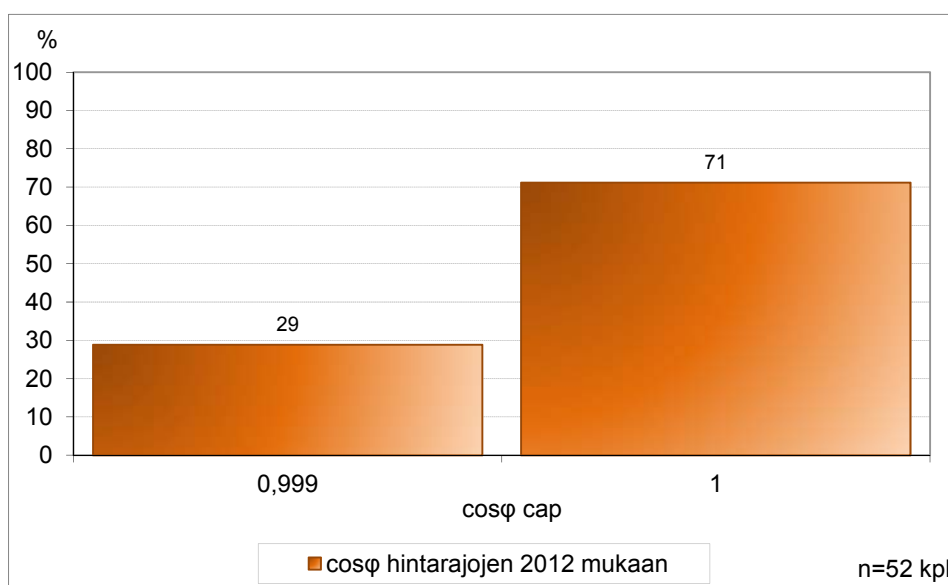
KUVIO 8. Tutkittavien keskijänniteliittymien induktiivinen tehokerroinjakauma vuodelta 2010.

Kapasiitiiviset tuntitehot vuonna 2010 on kerätty 52 keskijänniteliittymältä. Näiden liittymien keskimääräinen induktiivinen tehokerroin on esitetty kuviossa 9 vuoden 2012 hinnoittelun mukaisesti. Käyttöpaikoista 69 % pysyy ilmaisosuudella induktiivisen loistehon osalta, mutta 17 % menee toiselle hinnoittelupor- taalle.



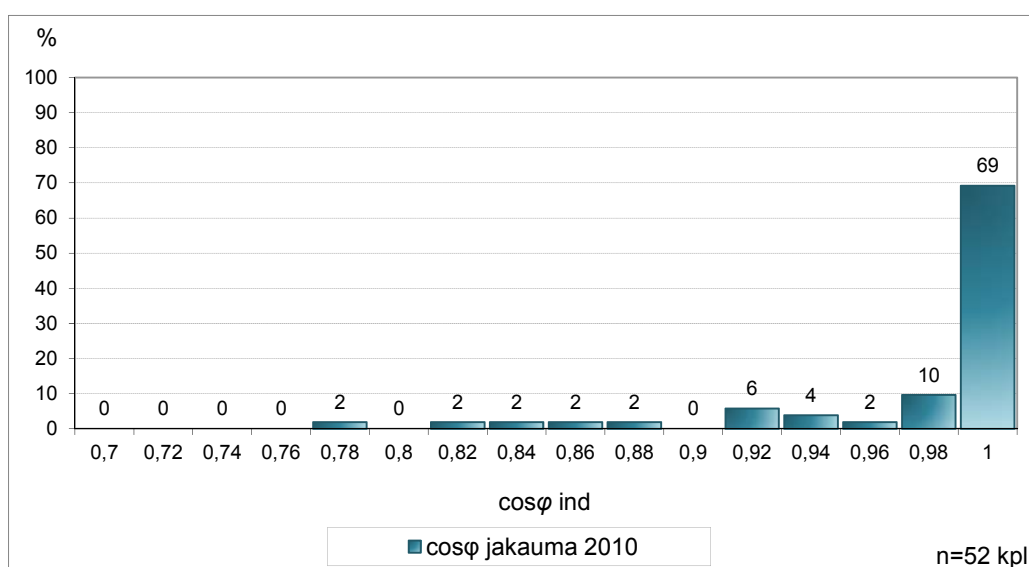
KUVIO 9. Kapasiitiivisen loistehon mittauksen piirissä vuonna 2010 olleiden käyttöpaikkojen vuoden keskimääräinen induktiivinen tehokerroinjakauma.

Vertailun vuoksi kuviossa 10 on esitetty näiden käyttöpaikkojen kapasitiivisen tehokertoimen jakauma vuoden 2012 hinnoittelun mukaan. Käyttöpaikoista 71 % pysyy ilmaisosuudella, mutta jopa 29 % liittymistä on ylikompensoituja.

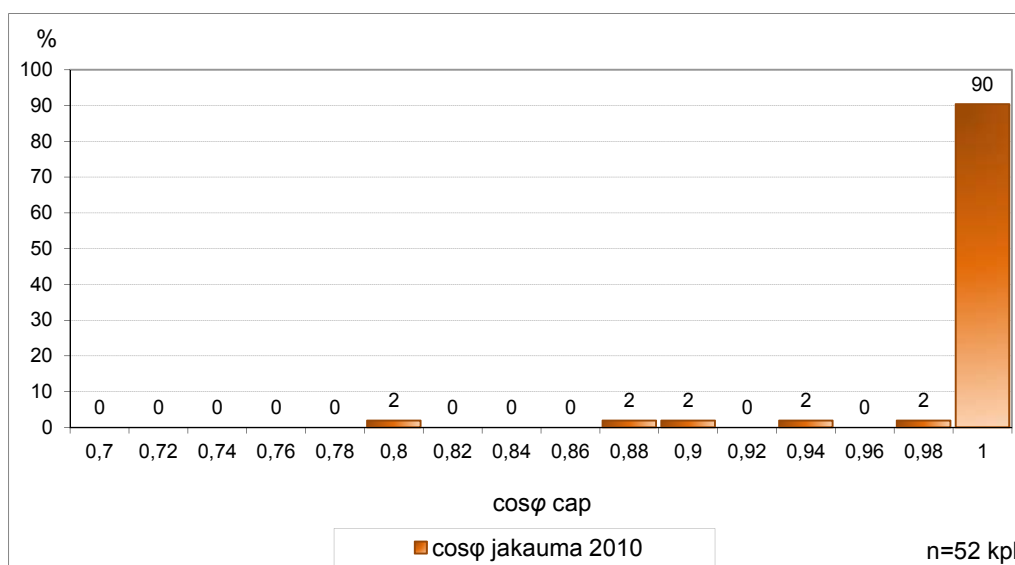


KUVIO 10. Kapasitiivisen loistehon mittauksen piirissä vuonna 2010 olleiden käyttöpaikkojen vuoden keskimääräinen kapasitiivinen tehokerroinjakauma.

Kuvioissa 11 ja 12 on esitetty näiden käyttöpaikkojen induktiivisen ja kapasitiivisen tehokertoimen jakaumat vuodelta 2010. Induktiivisen tehokertoimen huonoin arvo on välillä  $\cos\varphi=0,76\dots0,78$  ind. ja kapasitiivisen  $\cos\varphi=0,78\dots0,80$  cap.



KUVIO 11. Kapasitiivisen loistehon mittauksen piirissä vuonna 2010 olleiden käyttöpaikkojen vuoden keskimääräinen induktiivinen tehokerroinjakauma.



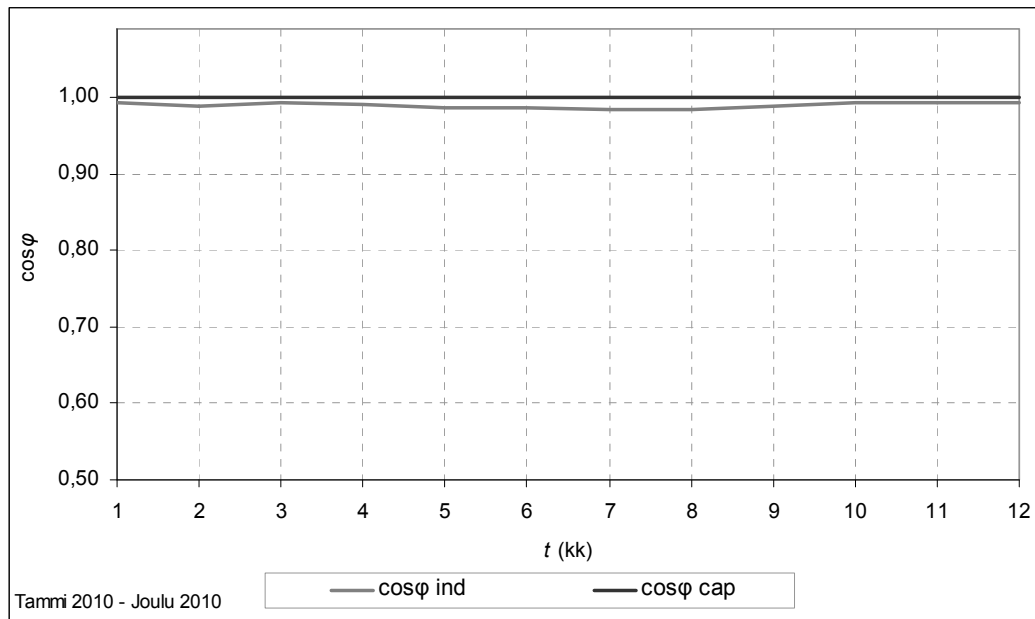
KUVIO 12. Kapasitiivisen loistehon mittauksen piirissä vuonna 2010 olleiden käyttöpaikkojen vuoden keskimääräinen kapasitiivinen tehokerroinjakauma.

#### 4.2.3 Esimerkkitapauksia ja hinnoittelun vaikutuksia

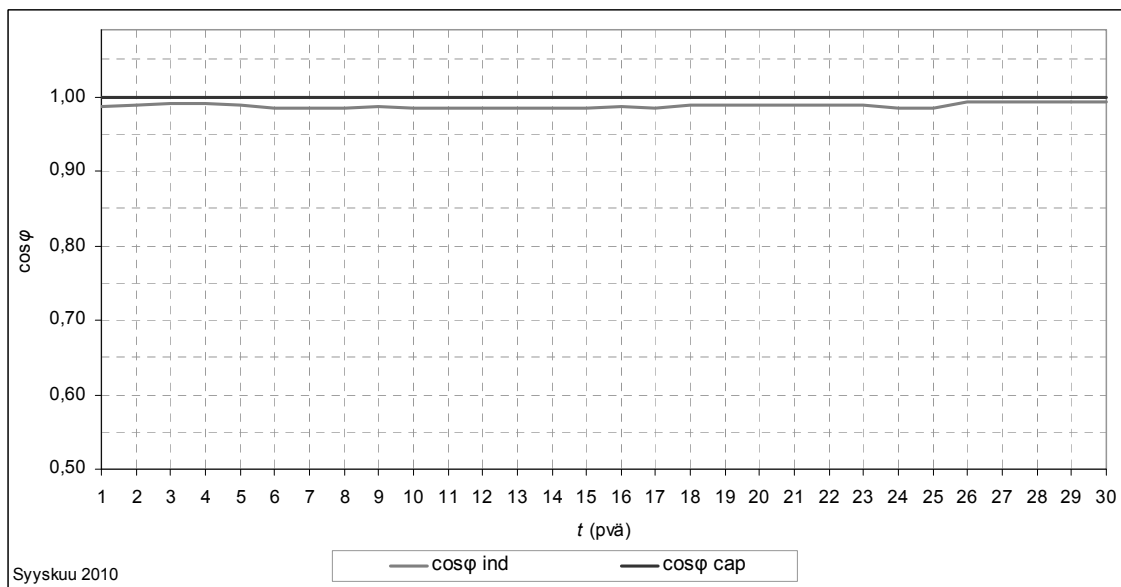
Seuraavassa on esitelty havainnollisuuden vuoksi todellisten asiakkaiden mitatuista tuntitehoista laskettuja keskimääräisiä tehokertoimen kuvaajia. Asiakkaat on nimetty KP1...KP4. Kuvaajissa on asiakkaiden keskimääräiset kuukausittaiset tehokertoimet vuodelta 2010 sekä saman vuoden syyskuun päivittäinen keskimääräinen tehokerroin. Kerätyistä mittaustiedoista riippuen on esitetty sekä induktiivinen että kapasitiivinen tai vain induktiivinen tehokerroin. Asiakkaille on laskettu myös uuden hinnoittelukäytännön mukaiset loistehokustannukset vuodessa. Hintana on käytetty nykyistä verotonta hintaa ( $x=1,25$  €/kvar, kk). Lisäksi on laskettu kustannukset, mikäli hinnoitteluperusteisiin tehtäisiin tässä opinnäytetyössä ehdotetut muutokset. Muutokset ovat:

- Muutosehdotus 1: loistehon ilmaisosuus lasketaan saman kuukauden aikana mitatusta suurimmasta pätötuntitehosta.
- Muutosehdotus 2: edellisen lisäksi loistehon ilmaisosuuden vähimmäismäärät 50 kvar (ind.) ja 12,5 kvar (kap.) poistetaan.

Kuvioissa 13 ja 14 on esitetty todellisen esimerkkiasiakkaan KP1 keskimääräiset kuukausittaiset ja syyskuiset tehokertoimet vuodelta 2010. Asiakkaan laskuttava kuukausittainen pätöteho on 600 kW:n luokkaa.



KUVIO 13. Esimerkkiasiakkaan KP1 kuukausittainen keskimääräinen induktiivinen ja kapasitiivinen tehokerroin.



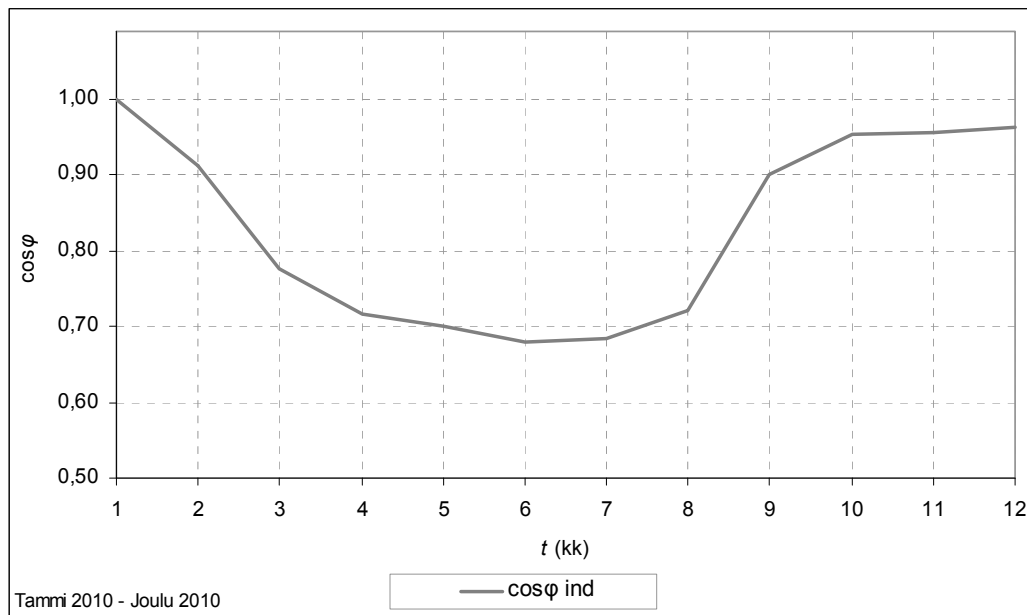
KUVIO 14. Esimerkkiasiakkaan KP1 syyskuun keskimääräinen induktiivinen ja kapasitiivinen tehokerroin.

Liittymän kompensointi on kunnossa eikä loistehomaksua ole peritty. Taulukoon 1 on laskettu esimerkkiasiakkaan loistehokustannukset nykyisen (2011) ja uuden (2012) hinnoittelukäytännön mukaisesti, sekä ehdotetuilla muutoksilla. Lisäksi on laskettu erotus uuden hinnoittelukäytännön ja muutosehdotusten välillä. Kummassakaan tapauksessa asiakkaalta ei veloiteta loistehosta.

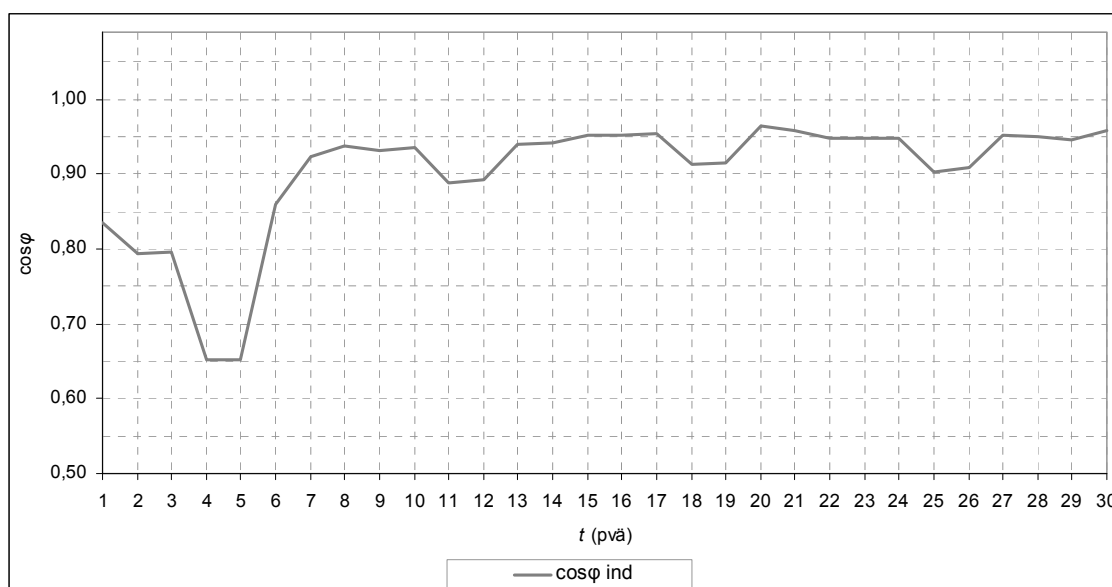
TAULUKKO 1. Esimerkkiasiakkaan KP1 loistehomaksut.

<b>MUUTOS Qind</b>	Muutosehdotus 1	Muutosehdotus 2
2011	0,00	0,00
2012 (€/a)	0,00	0,00
Ehdotettu (€/a)	0,00	0,00
Erotus (€/a)	0,00	0,00
<b>MUUTOS Qcap</b>	Muutosehdotus 1	Muutosehdotus 2
2011	0,00	0,00
2012 (€/a)	0,00	0,00
Ehdotettu (€/a)	0,00	0,00
Erotus (€/a)	0,00	0,00

Kuvioissa 15 ja 16 on esitetty esimerkkikäyttöpaikan KP2 keskimääräiset kuukausittaiset ja syyskuiset induktiiviset tehokertoimet vuodelta 2010. Käyttöpaikalta ei ole saatavilla kapasitiivista loistehoa kyseiseltä vuodelta.



KUVIO 15. Esimerkkikäyttöpaikan KP2 kuukausittainen keskimääräinen induktiivinen tehokerroin.



KUVIO 16. Esimerkkikäyttöpaikan KP2 syyskuun keskimääräinen induktiivinen tehokerroin.

Käyttöpaikan tarkastelu osoittaa, että kuukausittainen pätötehohuippu on laskeutunut kolmasosaan vuoden 2010 aikana vuoteen 2009 verrattuna, jolloin loistehon ilmaisosuus on hyvin suuri lähes koko vuoden 2010 sen perustuessa laskutettavaan pätötehoon (liukuva 12 kuukautta). Näin ollen loisteholaskutus ei ohjaa asiakasta kompensoimaan ja asiakkaan tehokerroin on toisinaan erittäin huono.

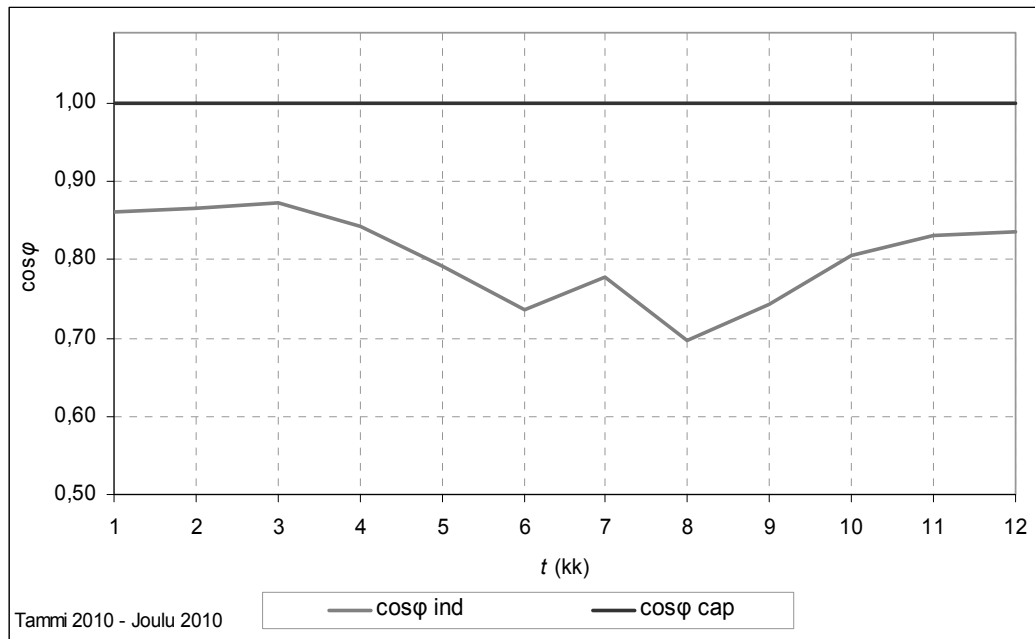
Taulukossa 2 on esitetty uuden hinnoittelukäytännön muutos asiakkaan loistehomaksuihin. Vasta muutosehdotuksilla saataisiin ohjattua asiakasta kompensoimaan loistehoaan. Muutosehdotuksella 1 saataisiin vertailukelpoisempi ilmaisosuus, mutta käyttöpaikka menisi pienillä tehoillaan suurimmaksi osaksi vähimmäisilmaisosuuden piiriin, joten myös muutosehdotuksen 2 toteutus olisi tarpeellinen.

TAULUKKO 2. Esimerkkikäyttöpaikan KP2 loistehomaksut.

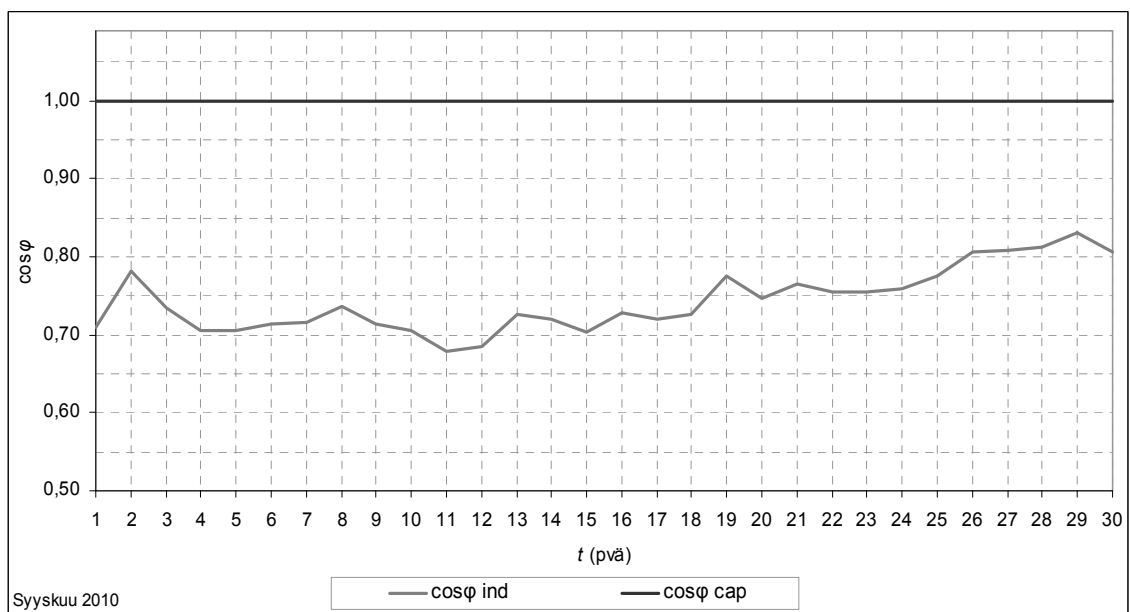
MUUTOS $Q_{ind}$	Muutosehdotus 1	Muutosehdotus 2
2011	0,00	0,00
2012 (€/a)	0,00	0,00
Ehdotettu (€/a)	182,50	419,25
Erotus (€/a)	182,50	419,25



Kuvioissa 17 ja 18 on vastaavat tehokerroinkuvaajat todelliselta esimerkkikäyttöpaikalta KP3. Liittymän kuukausihuipputeho jää sen verran alhaiseksi, että loistehon ilmaisosuutena käytetään vähimmäismäärää, 50 kvar. Näin ollen sallitaan erittäin huono tehokerroimen keskimääräinen arvo, kuten kuviosta 17 nähdään eikä asiakasta ohjata kompensoimaan.



KUVIO 17. Esimerkkikäyttöpaikan KP3 kuukausittainen keskimääräinen induktiivinen ja kapasitiivinen tehokerroin.



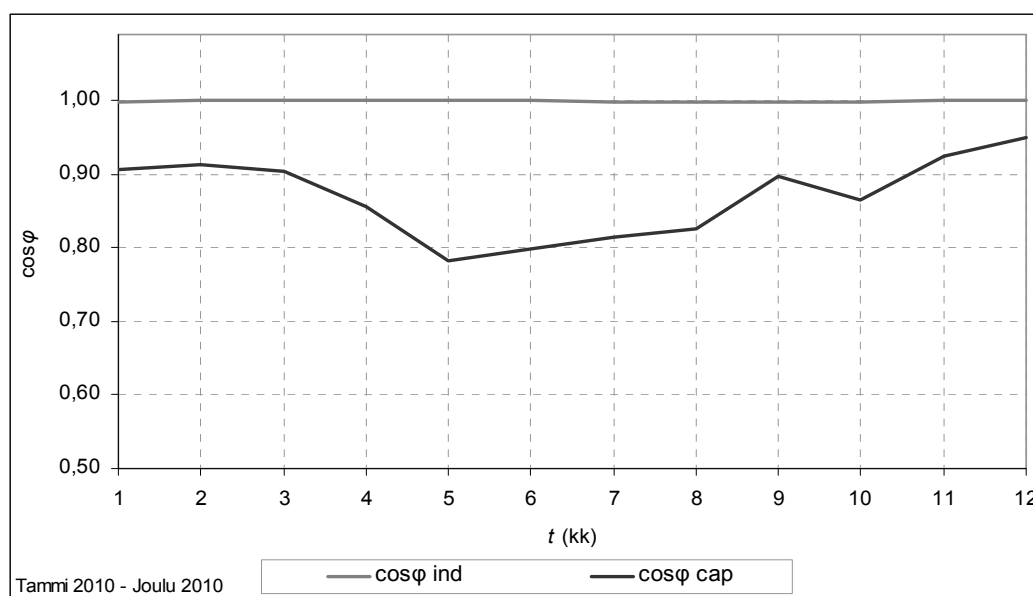
KUVIO 18. Esimerkkikäyttöpaikan KP3 syyskuun keskimääräinen induktiivinen ja kapasitiivinen tehokerroin.

Taulukkoon 3 on laskettu esimerkkiasiakkaan loistehomaksut. Muutosehdotuksella 1 ei ole vaikutusta asiakkaan maksuihin ja vasta ilmaisosuuden vähimmäismäärän poistaminen (muutosehdotus 2) ohjaisi kompensoimaan.

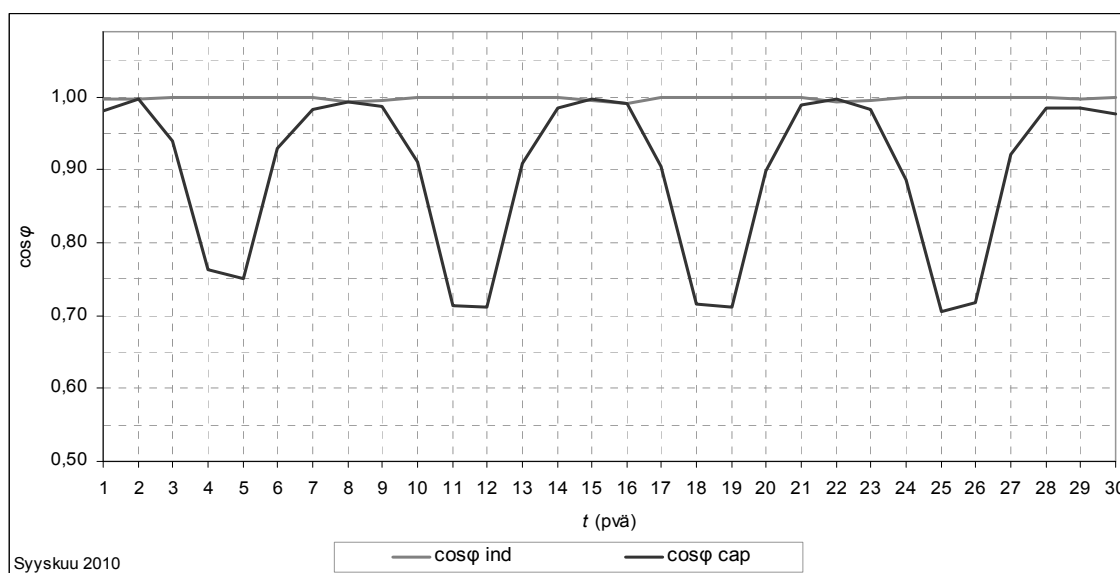
TAULUKKO 3. Esimerkkikäyttöpaikan KP3 loistehomaksut.

<b>MUUTOS Q<sub>ind</sub></b>	Muutosehdotus 1	Muutosehdotus 2
2011	120,00	120,00
2012 (€/a)	120,00	120,00
Ehdotettu (€/a)	120,00	509,75
Erotus (€/a)	0,00	389,75
<b>MUUTOS Q<sub>cap</sub></b>	Muutosehdotus 1	Muutosehdotus 2
2011	0,00	0,00
2012 (€/a)	0,00	0,00
Ehdotettu (€/a)	0,00	0,00
Erotus (€/a)	0,00	0,00

Kuvioissa 19 ja 20 on kuvattu esimerkkikäyttöpaikka KP4:n tehokertoimen vaihtelu. Käyttöpaikka on hyvä esimerkki ylikompensoinnista. Kuvioista 20 voidaan päätellä ettei liittymällä ole ohjeistuksesta huolimatta automaattista kompensointia, vaan viikonloppuisin mennään reilusti ylikompensoinnin puolelle kuormien kytkeytyessä pois. Sen sijaan induktiivinen tehokerroin pysyy erittäin hyvänä.



KUVIO 19. Esimerkkikäyttöpaikan KP4 kuukausittainen keskimääräinen induktiivinen tehokerroin.



KUVIO 20. Esimerkkikäyttöpaikan KP4 syyskuun keskimääräinen induktiivinen tehokerroin.

Taulukossa 4 on esitetty esimerkkikäyttöpaikan loistehomaksut. Uuden hinnoittelun käyttöönotolla on selkeä ohjaavuus ylikompensoinnin poistamiseen. Muutosehdotus 1 vaikuttaa jonkin verran loistehomaksuihin. Muutosehdotus 2:lla, jossa vähimmäisilmaisosuudet on poistettu, ei ole vaikutusta. Käyttöpaikalla ei mennä vähimmäisilmaisosuudelle.

TAULUKKO 4. Esimerkkikäyttöpaikan KP4 loistehomaksut.

<b>MUUTOS Q<sub>ind</sub></b>	Muutosehdotus 1	Muutosehdotus 2
2011	67,25	67,25
2012 (€/a)	67,25	67,25
Ehdotettu (€/a)	119,75	119,75
Erotus (€/a)	52,50	52,50
<b>MUUTOS Q<sub>cap</sub></b>	Muutosehdotus 1	Muutosehdotus 2
2011	0,00	0,00
2012 (€/a)	6498,91	6498,91
Ehdotettu (€/a)	6736,88	6736,88
Erotus (€/a)	237,97	237,97

### 4.3 Päätelmät

Ennen uuden loisteholaskutuksen käyttöönottoa tulee mittaukset saattaa ajantasalle siten, että kapasitiivinen loisteho voidaan mitata kaikilta asiakasryhmän asiakkailta. Tutkimuksen perusteella loistehoa ei kompensoida vielä tarpeeksi, ja uusi hinnoittelu jakaa asiakkaita selkeästi. Mittaustietojen perusteella kapasitiivisen loistehon laskutus on tarpeellinen ja niillä joilta mittaustietoa ei vielä saada, on induktiivisen tehokertoimen ”liian hyvästä” arvosta päätellen hyvin todennäköisesti yhtäläillä ylikompensointia.

Tutkimuksissa havaitaan, että loisteholaskutuksen ilmaisosuuden perustana tällä hetkellä oleva laskutuspätöteho (liukuvan 12 kuukauden kahden suurimman kuukausittaisen pätöhuipun keskiarvo) saattaa sallia asiakkaasta riippuen melko pysyvääkin alikompensointia. Mikäli asiakkaalla on liukuvan 12 kuukauden aikana kaksi poikkeavan suurta pätöhuippua, on ilmaisosuus suurempi, jolloin sallitaan jatkuvasti suhteettoman suurta loistehoa. Lisäksi ilmaisosuuden vähimmäismäärä, 50 kvar, sallii pienitehoiselle liittymälle jatkuvan huonon tehokertoimen arvon.

## 5 JOHTOPÄÄTÖKSET JA POHDINTA

Hinnoitteluperusteita ja loisteho-ohjeita eri verkkoyhtiöiden kesken verrattaessa voidaan havaita loisteholaskutuksen linjan olevan yhteneväinen, joskin ilmaisosuuden perustana oleva pätöteho ja prosenttimäärä vaihteli yhtiöittäin. Selkeästi yhtenäistä oli, ettei kapasitiivista loistehoa toistaiseksi laskuteta, vaan ohjeistuksessa loistehon syöttö verkkoon oli yleisesti ottaen kiellettyä. Tämä voi johtua vanhemmasta mittarikannasta ja asiakasrakenteista. Mittarikannan uudistuessa saadaan liittymältä mitattua myös kapasitiivinen loisteho ja enemmän tietoa energiankulutuksesta sekä sähkön laadusta. Asiakasrakenne on erilainen eri verkkoyhtiöissä, toisilla on enemmän esimerkiksi teollisuusasiakkaita. Verkkoyhtiöt ja niiden alueet ovat myös erikokoisia. Yhtiöstä riippuen kiinnitetään eri tavalla huomiota asiakkaiden loistehotarpeisiin. Tulevaisuudessa epälineaariset kuormat tulevat kasvamaan muun muassa tietokoneiden ja energiansäästölamppujen lisääntymisen myötä, jolloin on syytä viimeistään tarkastella myös siirtoverkon tilaa ja harkita loisteholaskutuksen uudistamista. Mietittäväksi jää, kuinka paljon pienasiakkaat, joiden siirtotuotteena on yleis- tai aikasiirto, kuluttavat loissähköä. Määrällisesti per liittymä kulutus voi olla hyvin pientä suurasiakkaisiin nähden, mutta yhteissumman suuruus voi olla merkittävä. Toisaalta kuluttajat saattavat tulevaisuudessa olla huomattavasti tarkempia ja tietoisempia omasta energiankulutuksestaan, jolloin on myös tarkoituksenmukaisempaa mitata energiaa kokonaisvaltaisemmin. Erityisesti ajatus loissähkön siirron aiheuttamien kustannusten kattamisesta sähkönsiirtomaksuilla viestittää kuluttajalle vastuunottoa oman kiinteistönsä sähkönlaadusta.

Tutkimus osoittaa, että Tampereen Sähköverkko Oy:n hinnoittelukäytäntöä tulisi uudistaa nykyisestä ja kaksiportainen induktiivisen loistehon laskutusmalli on todennäköisesti nykyistä toimivampi. Kaksiportaisuudella sallitaan pienemmällä maksulla lievät ylitykset ja suuremmista ylityksistä tulee isompi sanktio. Myös kapasitiivisen loistehon mittaus ja hinnoittelu tulee ottaa käyttöön, sillä haitallisempaan ylikompensointiin ei kiinnitetä tällä hetkellä mitään huomiota, vaikka tutkimuksessa sitä todettiin olevan. Kapasitiivisen hinnoittelun käyttöönotto vaatii kuitenkin mittarikannan osittaista uudistamista, johon olisi ryhdyttävä välittömästi. Mietittäväksi jää, tulisiko loistehon laskutusperusteita muuttaa siten, että se perustuisi vertailukelpoisempaan pätötehoon, kuten saman kuukauden aika-

na mitattuun suurimpaan pätöhuippuun, kuten joissakin verkkoyhtiöissä. Laskutusperusteiden muuttamisella ei tehokerrointutkimuksen perusteella olisi vaikutusta niille asiakkaille, joilla kompensointi olisi kunnossa, mutta muutoksella saataisiin paremmat kompensointiratkaisut nykyisille ongelma-asiakkaille. Myös ilmaisosuuden vähimmäismäärän suuruutta ja olemassaoloa täytyisi tarkastella laajemmin, koska suurimmalla osalla verkkoyhtiöistä ei ole käytössä vähimmäismäärää. Haluttaessa korostaa loistehon merkitystä hinnoittelussa tulisi esitetyt muutosehdotukset ottaa käyttöön 1.1.2012 uudistuksen yhteydessä. Lisäksi tariffiohjaavuuden lisäämiseksi tulisi harkita myös yksikköhintojen korotusta muiden verkkoyhtiöiden keskimääräiselle hintatasolle.

Tulevaisuudessa Tampereen Sähkölaitoksella on asiakkailleen internetpalvelu, jossa asiakas voi tarkastella omia kulutustietojaan. Palvelun yhteyteen voitaisiin kehittää myös palvelu loistehoon ja sen kompensointiin liittyen. Mittaustietoa voitaisiin hyödyntää esimerkiksi tässä tutkimuksessa perustana olleeseen tehokerroinkäyrään, jota asiakas voisi seurata haluamallaan tavalla. Käyrään voisi liittää erilaisia palveluita kuten esimerkiksi hälytysrajoja. Näin asiakas saisi tiedon heti, jos kompensointiin tulisi vikaa tai jos kompensointiratkaisu ei olisi riittävä.

Vastaavanlaista tutkimusta olisi tehtävä myös pienjännitesiiroasiakkaiden ja erityisesti niiden pääsulakekooltaan yli 63 A:n osalta, jotka eivät ole tehosiirtotariffin piirissä. Kuten edellä todettiin, niin kasvava epälineaarinen kuormitus aiheuttaa yhä enemmän häiriöitä verkkoon. Nykyisten mittausvaatimusten mukaisesti kaikkien pääsulakekooltaan yli 63 A:n asiakkaiden on oltava tuntimittauksessa, ja tutkittavaksi jää, kuinka monen mittausta olisi kannattavaa uudistaa kapasitiivisen loistehon mittauksen osalta. Jatkotoimenpiteinä loisteholaskutusta tulee kehittää myös yleissiiroasiakkaiden osalta.

## LÄHTEET

ABB. 2000a. TTT-käsikirja 2000-07. Luku 4: Sähkön laatu.

ABB. 2000b. TTT-käsikirja 2000-07. Luku 9: Loistehon kompensointi ja yliaaltosuojaus.

ABB. 2001. Tekninen opas nro 6 - Vaihtovirtakäyttöjen yliaalto-opas. Luettu 18.2.2011. [http://www05.abb.com/global/scot/scot201.nsf/veritydisplay/9aaf3178627952c7c1256d2800411f8d/\\$File/Tekninen\\_opas\\_nro\\_6.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot201.nsf/veritydisplay/9aaf3178627952c7c1256d2800411f8d/$File/Tekninen_opas_nro_6.pdf)

Energiamarkkinavirasto. 2001. Lausunto Dnro 228/63/2001. Lausunto sähkön tuottajan toimittamasta loissähköstä sähköverkonhaltijalle. Luettu 21.12.2010. [http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Lausunto\\_228-63-2001.pdf](http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Lausunto_228-63-2001.pdf)

Fingrid Oyj. 2006. Loissähkösopimusten laatimisperusteet ja soveltamisohje. Luettu 21.12.2010. [http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/loissahkon\\_toimitus/loissahkosopimusten\\_laatimisperusteet\\_ja\\_soveltamisohje.pdf](http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/loissahkon_toimitus/loissahkosopimusten_laatimisperusteet_ja_soveltamisohje.pdf)

Suomen standardisoimisliitto SFS. 2008. SFS-EN 50160. Yleisen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet. 3. painos.

Sähkötieto ry. 2001. ST-kortisto. ST 13.31 Rakennuksen sähköverkon ja liittymän mitoittaminen.

Sähkötieto ry. 2004a. ST-kortisto. ST 52.15 Loistehon kompensointi pienjänniteverkossa.

Sähkötieto ry. 2004b. ST-kortisto. ST 52.16 Kompensointi- ja yliaaltosuodatinlaitteet ja niiden sijoitus pienjänniteverkossa.

Tampereen Sähköverkko Oy. 2010. Loistehon hinnoittelu ja kompensointi. Luettu 21.12.2010. [http://www.tampereensahkolaitos.fi/NR/rdonlyres/B4C52258-7DAF-4BC7-8EEC-B06DFEDAF911/0/TSV\\_loisteho\\_ohje\\_20101117.pdf](http://www.tampereensahkolaitos.fi/NR/rdonlyres/B4C52258-7DAF-4BC7-8EEC-B06DFEDAF911/0/TSV_loisteho_ohje_20101117.pdf)

Hinnastot ja verkkoyhtiöiden ohjeet (luettu 21.1.2011):

Fortum

Hinnastot:

<http://www.fortum.fi/document.asp?path=14020;14028;31772;31773;31778;31783;32127;32215>

Ohjeet:

<http://www.fortum.fi/document.asp?path=14020;14028;14030;35987;36012;36200;36211>

Helen Sähköverkko Oy

Hinnastot:

<http://www.helen.fi/hinnasto/siirtohinnasto.pdf>

<http://www.helen.fi/hinnasto/siirtohinnasto110.pdf>

## Ohjeet:

<http://www.helen.fi/urakoitsijat/urakointiohjeet/SU40209.pdf>

## Imatran Seudun Sähkösiirto Oy

## Hinnastot:

<http://www.issoy.fi/images/stories/tiedostot/issoy/20110101%20verolliset.pdf>

## Jyväskylän Energia

## Hinnastot:

[https://www.jenergia.fi/files/sahkohinnasto\\_1\\_7\\_10.pdf](https://www.jenergia.fi/files/sahkohinnasto_1_7_10.pdf)

## Ohjeet:

[https://www.jenergia.fi/files/sahkoliittymat\\_tekniset\\_ohjeet.pdf](https://www.jenergia.fi/files/sahkoliittymat_tekniset_ohjeet.pdf)

## Kuopion Energia

## Hinnastot:

<http://www.kuopionenergia.fi/filebank/1467-Hinnasto.pdf>

## Lahti Energia

## Hinnastot:

<http://www.lahtienergia.fi/sahkon-siirto/palvelut-ja-hinnastot/50>

<http://www.lahtienergia.fi/sahkon-siirto/palvelut-ja-hinnastot/502>

## Oulun Energia

## Hinnastot:

[http://www.oulunenergia.fi/sahkonsiirto/hinnastot/tehosahkon\\_siirtohinnasto](http://www.oulunenergia.fi/sahkonsiirto/hinnastot/tehosahkon_siirtohinnasto)

## Siirtoehdot:

[http://www.oulunenergia.fi/sahkonsiirto/hinnastot/sahkon\\_siirtoehdot](http://www.oulunenergia.fi/sahkonsiirto/hinnastot/sahkon_siirtoehdot)

## Ohjeet:

[http://www.oulunenergia.fi/download/178/loistehon\\_kompensointi](http://www.oulunenergia.fi/download/178/loistehon_kompensointi)

## Savon Voima

## Hinnastot:

[http://www.savonvoima.fi/SiteCollectionDocuments/yksityisasiakkaat/Verkkopalveluhinnat\\_01012011.pdf](http://www.savonvoima.fi/SiteCollectionDocuments/yksityisasiakkaat/Verkkopalveluhinnat_01012011.pdf)

## Tampereen Sähköverkko Oy

## Hinnastot:

[http://www.tampereensahkolaitos.fi/NR/rdonlyres/604171C7-BD20-4860-AD33-CB3A0156C2A0/0/S%C3%A4hk%C3%B6nsiirtotariffit112011\\_julkaistava.pdf](http://www.tampereensahkolaitos.fi/NR/rdonlyres/604171C7-BD20-4860-AD33-CB3A0156C2A0/0/S%C3%A4hk%C3%B6nsiirtotariffit112011_julkaistava.pdf)

## Ohjeet:

[http://www.tampereensahkolaitos.fi/NR/rdonlyres/B4C52258-7DAF-4BC7-8EEC-B06DFEDAF911/0/TSV\\_loisteho\\_ohje\\_20101117.pdf](http://www.tampereensahkolaitos.fi/NR/rdonlyres/B4C52258-7DAF-4BC7-8EEC-B06DFEDAF911/0/TSV_loisteho_ohje_20101117.pdf)

## Vantaan Energia

## Hinnastot:

[http://www.vantaanenergia.fi/fi/Sahko/hinnastotjaehdot/Documents/Verkkopalveluhinnasto\\_010111.pdf](http://www.vantaanenergia.fi/fi/Sahko/hinnastotjaehdot/Documents/Verkkopalveluhinnasto_010111.pdf)

## Ohjeet:

[http://www.vantaanenergia.fi/fi/Sahko/sahkoliittyma/Documents/Loistehon%20kompensointi%20\\_2\\_\\_1.pdf](http://www.vantaanenergia.fi/fi/Sahko/sahkoliittyma/Documents/Loistehon%20kompensointi%20_2__1.pdf)



Vattenfall Verkko

Hinnastot:

[http://www.vattenfall.fi/file/Verkkopalveluhinnasto\\_1.1.2011\\_16601077.pdf](http://www.vattenfall.fi/file/Verkkopalveluhinnasto_1.1.2011_16601077.pdf)

## VERKKOYHTIÖIDEN HINNASTOYHTEENVETO

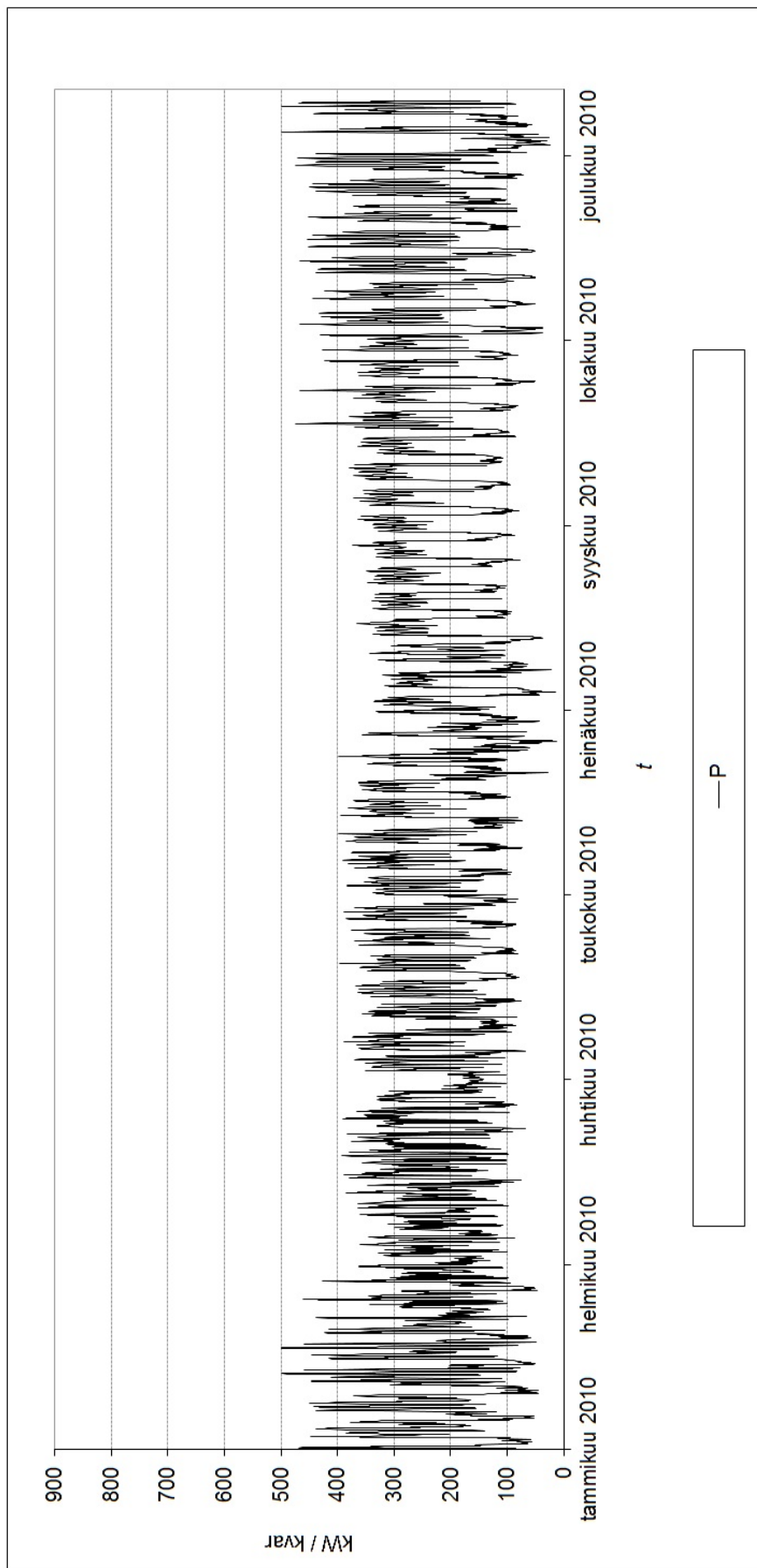
## LIITE 1

FORTUM	Tuote	Hinta		alv
FORTUM Espoo Distribution Oy	Fortum Tehosiirto PJ (0,4 kV)	3,12	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Fortum Tehosiirto KJ (20 kV)	3,12	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
FORTUM Sähkösiirto Oy	Tuote	Hinta		alv
	Fortum Tehosiirto 1 PJ (0,4 kV)	4,22	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Fortum Tehosiirto 2 PJ (0,4 kV)	4,22	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Fortum Tehosiirto 1 KJ (20 kV)	4,22	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Fortum Tehosiirto 2 KJ (20 kV)	4,22	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
HELEN SÄHKÖVERKKO OY	Tuote	Hinta		alv
	Pienjännitetelesiirto	1,89	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Keskijännitetelesiirto (10 kV, 20 kV)	1,89	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	110kV telesiirto	1890,00	€/Mvar, kk	(alv 0 %)
IMATRAN SEUDUN SÄHKÖ OY	Tuote	Hinta (laskettu)		alv
	PJ-tehoaika	4,64	€/kVAr, kk / otto	(alv 0 %)
		4,64	€/kVAr, kk / anto	(alv 0 %)
	KJ-tehokausi	4,64	€/kVAr, kk / otto	(alv 0 %)
		4,64	€/kVAr, kk / anto	(alv 0 %)
JYVÄSKYLÄN ENERGIA	Tuote	Hinta (laskettu)		alv
	Pientehosähkö 1-aikainen	4,12	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Pientehosähkö 2-aikainen	4,12	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Tehosähkö 1-aikainen	4,12	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Tehosähkö 2-aikainen	4,12	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
KUOPION ENERGIA	Tuote	Hinta (laskettu)		alv
	Pienjännitetelesiisäkö	2,35	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Keskijännitetelesiisäkö	2,35	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
LAHTI ENERGIA	Tuote	Hinta		alv
	PJ-telesiirto	2,46	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	KJ-telesiirto (10/20 kV)	2,46	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
OULUN ENERGIA	Tuote	Hinta		alv
	Pienjännitetelesiisäkö	1,167	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Keskijännitetelesiisäkö	0,917	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
SAVON VOIMA	Tuote	Hinta		alv
	Pj-telesiisäkö siirto	3,89	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Kj-telesiisäkö siirto 1	3,89	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Kj-telesiisäkö siirto 2	3,89	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
TAMPEREEN SÄHKÖVERKKO OY	Tuote	Hinta		alv
	Pienjännitetelesiirto	1,25	€/kvar, kk	(alv 0 %)
	Keskijännitetelesiirto 1	1,25	€/kvar, kk	(alv 0 %)
	Keskijännitetelesiirto 2	1,25	€/kvar, kk	(alv 0 %)
	110 kV siirto	1,25	€/kvar, kk	(alv 0 %)
VANTAAN ENERGIA Sähköverkot Oy	Tuote	Hinta		alv
	Pienjännitetelesiirtotariffi	2,05	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Keskijännitetelesiirtotariffi	2,05	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Alueverkon siirtotariffi	2,05	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
VATTENFALL	Tuote	Hinta		alv
	Tehosiirto 1	4,23	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Tehosiirto 2	4,23	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Tehosiirto 3 (20 kV)	4,23	€/kVAr, kk	(alv 0 %)
	Tehosiirto 4 (20 kV)	4,23	€/kVAr, kk	(alv 0 %)

## VERKKOYHTIÖIDEN HINNOITTELUPERUSTEITA

## LIITE 2

	tehomaksun laskutusteho	loistehomaksu	Loistehon kompensointiohjeistus
<b>Fortum Espoo Distribution Oy</b>	Maksu määräytyy kuukausittaisen huipputehon mukaan.	Loistehomaksun perusteena on kuukausittainen loistehohuippu, josta on vähennetty 20 % saman kuukauden päättehoaiipun määrästä.	Urakoitsijaohjeessa hieman
<b>Fortum Sähkösiirto Oy</b>	Tehomaksussa laskutustehona käytetään viiden viimeisen talvikuukauden (1.11.–31.3. klo 07.00–22.00) aikana mitatun kahden suurimman kuukausitehon keskiarvoa. Tehomaksua veloitetaan pienjännitteellä vähintään 60 kW ja keskijännitteellä 200 kW tehon mukaan.	Loistehomaksun perusteena on kuukausittainen loistehohuippu, josta on vähennetty 20 % saman kuukauden päättehoaiipun määrästä.	Urakoitsijaohjeessa hieman
<b>Helen Sähköverkko Oy</b>	Tehomaksun laskutusteho on kuukauden suurin päivähinnan voimassaolo aikana mitattu yhden tunnin keskiteho. <b>110 kV:</b> Tehomaksu on voimassa vuoden kaikkina kuukausina. Laskutusteho on kuukauden suurin mitattu teho.	Loistehon laskutusteho on kuukauden suurin mitattu loisteho, josta on vähennetty joko 40 % saman kuukauden suurimmasta mitatusta päättehosta tai vähintään 50 kvar. <b>110 kV:</b> Loissähkömaksu laskutetaan kuukausittain kaikkina kuukausina. 110 kV:n verkkoon liittyneillä sähkönkäyttö paikoilla loissähkömaksu lasketaan siitä kuukauden suurimmasta loisteholukemasta, joka saadaan, kun mitatusta loistehon tuntiarvosta vähennetään 16 % saman tunnin aikana mitatusta päättehosta. Lisäksi sovitaa asiakaskohtainen kiinteä ilmaisosuuden vähimmäismäärä.	Loistehon kompensointiohje
<b>Imatran Seudun Sähkö Oy</b>	?	?	
<b>Jyväskylän Energia</b>	Tehosähköjen laskutuksen kuukausihuipputeho on ma–la klo 7–22 mitattu kuukauden suurin yhden tunnin huipputeho. Laskutuspäätteho määräytyy liukuvasti viimeisimmän 12 kuukauden talvikauden kahden suurimman kuukausihuipputehon keskiarvona.	Loistehosta laskutetaan hinnaston mukaisesti. Loistehon ilmaisosuus on sulakepohjaisissa hinnoissa 40% mittarin etusulakkeen määrittämästä nimellistehosta. Tehosähköjen loistehosta on ilmaista 0,5 kvar jokaista kuukausittaisen päättehoaiipun yhtä kilowattia kohti.	Hinnastossa maininta loistehon yliuotannosta, Sähköliittymät / Tekniset ohjeet -ohje
<b>Kuopion Energia</b>	Tehomaksu laskutetaan 12 viimeisen kuukauden aikana mitatun suurimman tuntitehon perusteella.	Loistehomaksu laskutetaan kalenterikuukausittain loistehosta, joka ylittää 20% päättehoanosta.	Hinnastossa maininta loistehon syötöstä verkkoon päin
<b>Lahti Energia</b>	Tilausteho (päätteho) määritellään 1.11.–31.3. välisen ajan arkipäivänä klo 7–22 mitatun tunnin suurimman keskitehon mukaan. Tilausteho nousee uuteen arvoon sen kuukauden alusta, jolloin korkeampi arvo mitataan.	Loistehon ilmaisosuus on 20 % kunkin kuukauden mitatusta päättehosta.	Hinnastossa maininta loistehon syötöstä verkkoon päin
<b>Oulun Energia</b>	Pättehoveloitus määräytyy kahden viimiksi kuluneen kuukauden aikana mitatun kahden suurimman 60 minuutin päättehoaiipun keskiarvon perusteella. Talvikuukausina (1.11.–31.3) päiväaikaan (07–22) mitattu päätteho huomioidaan kokonaan, muuna aikana mitatusta päättehosta otetaan huomioon vain puolet.	Loistehoveloitus määräytyy laskutuskauden aikana esiintyneen suurimman 60 minuutin loishuipun mukaan. Loistehohuipusta jätetään veloittamatta 0,16 kVAR kutakin samalta laskutuskaudelta veloittettavan päättehoaiipun kilowattia kohti.	Loistehon kompensointiohje
<b>Savon voima</b>			
<b>PJ-tehosähkönsiirto 1</b> <b>KJ-tehosähkönsiirto 1 ja 2</b>	PJ-tehosähkönsiirto 1:n ja KJ-tehosähkönsiirto 1:n ja 2:n laskutettava päätteho määräytyy 1.11.–31.3. arkipäivisin (maanantai–lauantai) kello 07–22 välisenä aikana kuukausittain mitatun suurimman tuntikeskitehon (60 minuuttia) mukaan. Tehomaksua laskutetaan kuukausittain talvikuukausilta (1.11.–31.3.).	Loistehomaksun laskutusperusteena oleva teho määräytyy 1.11.–31.3. arkipäivinä (maanantai–lauantai) kello 07–22 välisenä aikana kuukausittain mitatun suurimman tuntikeskitehon (60 minuuttia) mukaan. Loistehomaksua laskutetaan osuudesta, joka ylittää 20 % ilmaisosuuden laskutettavasta päättehosta. Loistehomaksua laskutetaan kuukausittain talvikuukausilta (1.11.–31.3.).	
<b>PJ-tehosähkönsiirto 2</b>	PJ-tehosähkönsiirto 2:n laskutettava päätteho määräytyy 1.11.–31.3. arkipäivisin (maanantai–lauantai) kello 07–10 ja kello 16–19 välisenä aikana mitatun suurimman tuntikeskitehon (60 minuutin) mukaan. Tehomaksua laskutetaan kuukausittain talvikuukausilta (1.11.–31.3.).		
<b>Tampereen Sähköverkko Oy</b>	Laskutettava päätteho määräytyy käyttöpaikkakohtaisesti liukuvan 12 kuukauden aikana mitatun kahden suurimman kuukausittaisen tuntitehon keskiarvona.	Laskutettava loisteho on kuukauden suurin mitattu induktiivinen loisteho, josta on vähennetty 20 % laskutuspäättehoan määräästä tai vähintään 50 kvar.	Loistehon kompensointiohje
<b>Vantaan Energia</b>	Tehon laskutus perustuu käyttöpaikkakohtaisesti viimeksi kuluneiden marras-, joul-, tammi- ja helmikuuden aikana mitatun kahden suurimman kuukausitehon keskiarvoon.	Kuukausittain mitatusta loissähköstä laskutetaan verkkopalvelun yhteydessä se osa, mikä ylittää puolet asiakkaan kulloisestakin laskutustehosta.	Loistehon kompensointiohje
<b>Vattenfall Verkko Oy</b>			
Tehosiirto 1 ja 2	Tehosiirto 1–3 päättehoan veloitusteho on viimeisen 12 kuukauden kahden suurimman kuukausitehon keskiarvo, kuitenkin vähintään 40 kW. Tehosiirto 3 kesäkuukausina veloitustehoa laskettaessa otetaan kuukausitehosta huomioon 80 % (kuukausiteho = kuukauden suurin mitattu 60 minuutin keskiteho).	Tehosiirto 1–3 veloitusloisteho on kuukausittain mitattu suurin 60 minuutin loiskeskiteho, josta vähennetään 16 % laskutettavan päättehoan määrästä.	
Tehosiirto 3			
Tehosiirto 4	Tehosiirto 4 veloitusteho on jäljelle jäävä osuus, kun suurimmasta laskutuskuukauden aikana mitatusta 60 minuutin keskitehosta vähennetään 6 000 kW.	Tehosiirto 4 veloitusloisteho on kuukausittain mitattu suurin 60 minuutin loiskeskiteho, josta vähennetään 16 % laskutuskuukauden suurimman mitatun 60 minuutin keskipättehoan määrästä.	



(jatkuu)

