

Lauri Eskola

PIENASIAKKAIDEN TEHOMAKSUN KÄYTTÖÖNOTON PERIAATTEET

Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta
Diplomityö
9/2019

TIIVISTELMÄ

Lauri Eskola: Pienasiakkaiden tehomaksun käyttöönoton periaatteet
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Sähkötekniikan DI-tutkinto-ohjelma
9/2019

Sähkön siirtohinnoittelurakenne perustuu suurelta osin kymmeniä vuosia sitten määritettyyn tuoterakenteeseen. Merkittävä osa verkkoyhtiön kustannuksista syntyy kapasiteetin eli hetkellisen tehonkäyttömahdollisuuden ylläpidosta. Nykyisen pienasiakkaille sovellettujen perus- ja kulutusmaksujen käytön johdosta kapasiteetista aiheutuvat kustannukset joudutaan keräämään esimerkiksi energian siirtoon pohjautuvalla maksulla. Kustannusvastaavuuden näkökulmasta kapasiteettitarpeen kustannukset tulisi kerätä mahdollisimman kattavasti tehonkäyttöön pohjautuvalla maksulla. Nykyinen sulakeporrastuksen sisältävä perusmaksu heikentää myös aiheuttamisperiaatteen toteutumista, jonka tarkoituksena on kohdistaa toiminnan kustannukset niitä aiheuttaville asiakkaille tasapuolisesti.

Ongelman ratkaisemiseksi selvitettiin tuntikeskitehooon perustuvan tehomaksun käyttöönottoa pienasiakkaille. Nykyisin suurilla sähkökäyttäjillä käytössä oleva maksu antaa pienasiakkaille paremmat mahdollisuudet vaikuttaa siirtomaksun suuruuteen, sillä osa kiinteästä perusmaksusta muuttuisi käytöstä riippuvaksi tehomaksuksi. Tehomaksun tutkimisen lisäksi työssä tarkasteltiin erilaisia tuoterakenteen perustavanlaisia muutoksia esimerkiksi Kausisiirtotuotteiden osalta. Nykyiseen siirtotuoterakenteeseen liittyvät tarkastelut ovat tärkeässä roolissa työn kannalta ja ne toimivat osaltaan pohjana hinnoittelurakenteen kehittämisessä.

Diplomityössä muodostettiin tulevaisuudessa toistettava hinnoitteluprosessi. Prosessin yhtenä osana selvitettiin kustannusvastaava tulorakenne, jonka avulla voidaan luoda pienasiakkaiden tehomaksun sisältävä hinnasto. Polku pienasiakkaiden tehomaksuun edellyttää esimerkiksi pohjitimaan suurempien Kausisiirtotuotteiden asiakkaiden siirtoa tehomaksullisiin tuotteisiin.

Diplomityö muodostaa laskennallisen pohjan hinnoittelun muutoksille ja niiden vaikutusten arvioinnille. Laskettuja hinnastoja tulee vielä pohtia kriittisesti yhtiössä. Työn lopputuloksia tuleekin käsitellä teknisen laskennan tuotoksena, eikä suoraan käytäntöön toteutettavana toimintasuunnitelmana. Tuloksena saatiin seitsemän hinnastoa, joiden avulla rakennettiin suuntaa antava siirtymissuunnitelma hinnoittelun kehittämiseksi.

Nykyisen siirtotuoterakenteen osalta tutkittiin kolmen erilaisen tulorakenteen vaikutuksia. Nämä olivat nykyinen tulorakenne, mahdollisimman kustannusvastaava tulorakenne ja hinnoittelu, jossa tuotto-odotus painotettiin kulutusmaksuun. Tarkasteluiden hintamuutosten vaikutukset vaihtelivat merkittävästi eri rakenteiden välillä. Nykyisen tulorakenteen aiheuttamat muutokset olivat maltillisia hinnoittelun perustuessa tämän hetkiseen maksujen suhteeseen. Mahdollisimman kustannusvastaava tarkastelu aiheutti merkittävää nousua osalle asiakkaista perusmaksujen suhteen noustessa. Kolmas tarkastelu tuotto-odotuksen painottamisesta kulutusmaksuun tasoitti edellisen hinnaston perusmaksujen nousua.

Loput neljä hinnastoa kuvaavat tehomaksun laajentamista vaiheittain asiakaskantaan skenaarioittain. Hinnastoja rakentaessa asiakasnäkökulmaa painotettiin vahvasti. Ensimmäisenä ske-

naariona yli 3x100 A Kausisiirtotuotteiden asiakkaat siirrettiin PJ-Tehosiirtotuotteisiin. Siirto vaikuttaisi siirtomaksuihin pääasiassa laskevasti. Seuraavana vaiheena tutkittiin yli 3x63 A sulakkeiden omaavien asiakkaiden siirtämistä PJ-Tehosiirtotuotteisiin. Siirto aiheuttaisi liian suuren maksujen nousun osalla asiakkaista, joten seuraavaa skenaariota oli muutettava.

Seuraavana skenaariona pienasiakkaan tehomaksu lisättiin sulakeporrastetuille 3x25 A – 3x100 A Kausisiirtotuotteille. Tehomaksun tavoiteltu hinta pidettiin matalana ja laskutustehon määräytymisperusteeksi valittiin kuukausittainen suurin tuntikeskiteho. Muutokset siirtomaksuihin olivat maltillisia ja suurin osa hinnoittelun asiakkaista säästäisi siirtomaksuissaan. Ehdotettu hinnasto parantaa siirtohinnoittelun periaatteiden noudattamista; tehomaksun avulla käyttöpaikat maksavat todellisesta käytetystä tehostaan edistäen aiheuttamisperiaatteen toteutumista. Kustannuksien tarkempi kohdistaminen maksukomponenteille kehittää kustannusvastaavuutta. Lisäksi hinnaston muodostamisessa huomioitiin markkinahintaisuus-, syrjimättömyys-, tasahintaisuus- ja yksinkertaisuusperiaatteen noudattaminen. Viimeisenä skenaariona tutkittiin sulakeporrastamatonta rakennetta, jonka todettiin olevan liian haastava käyttöön otettavaksi.

Diplomityön viimeisenä osana luotiin ohjeellinen siirtymäsuunnitelma hinnoitteluskenaarioiden tuloksien perusteella. Suuntaa antavan siirtymäsuunnitelman periaatteena on jaksottaa tehtävät muutokset usealle vuodelle, jotta hinnoittelumuutoksien vaikutukset ovat mahdollisimman maltillisia. Tarkkaa siirtymäsuunnitelmaa on mahdotonta muodostaa, sillä kustannukset, asiakaskunta, regulaatio ja tulot vaihtelevat vuosittain.

Avainsanat: aiheuttamisperiaate, kustannusvastaavuus, siirtohinnoittelu, siirtotariffi, tehohinnoittelu

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

ABSTRACT

Lauri Eskola: Principles to Introduce Power-Based Tariffs to Small-Scale Customers
Master of Science Thesis
Tampere University
Degree Programme in Electrical Engineering, MSc (Tech)
9/2019

Electricity distribution pricing is mainly based on a structure that was determined decades ago. Large part of distribution system operator's costs results from the upkeep of network capacity. With the current pricing structure based on fixed monthly charge and volumetric charge, power-related costs are recovered with payments that are related to transferring energy. Cost-reflectivity requires that capacity costs should be recovered with payments based on customers power usage. Fixed charge is also problematic in terms of cost-causation principle of which requires that the costs should be recovered from customers equally. Power-based tariff based on hourly power consumption for small-scale customers were analyzed to solve this problem.

Payment that are currently used by large-scale electricity users gives small-scale customers possibility to have better impact on their electricity distribution payments. Part of the fixed monthly charge transfers to changing capacity charge. In addition to power payments study, current tariff structures' fundamental changes were analyzed especially in case of seasonal tariffs. Analysis of current tariffs are important part of the thesis and form basis to pricing structure development.

Repeatable pricing process were constructed. One part of the process is to define as cost-reflective structure as possible. New tariffs will be calculated on that basis. Path to small-scale customers' capacity charge requires inspection of large-scale customers' transition to power products that currently are in the traditional pricing structure.

Thesis study's purpose is to be groundwork for company's decision-making. Calculated tariffs must still be critically evaluated while considering customers' viewpoints. Thus, results are not executable as such and the results must be viewed as a technical calculation. Seven tariff structures were formed and these structures were used to construct path to introduce power-tariffs to small-scale customers.

First three revenue structures were studied in case of current tariffs. These structures were current, as cost-reflective as possible and pricing, where expected return were weighted to consumption payment. According to analysis tariff changes impacted on customers' payments and varied substantially between different pricing scenarios. Current revenue structure's impact were moderate on all customers. As cost-reflective pricing as possible caused significant increase to payments on some customers due to large percentage of fixed charge. Third scenario's expected return weighing on consumption payment resulted to more moderate price increase compared to the second scenario.

Last four pricing scenarios represent step by step introduction of power-payment to small-scale customers. Customers' viewpoint were constantly considered while forming tariffs. Firstly, over 3x100 A fuse-sized customers were transferred to current power products. This transfer would mainly decrease these customers' payments. Next step was to analyze the transfer of over 3x63 A fuse-sized customers to current power products. This step would cause too substantial increase in some customers payments and were considered impossible to implement.

As third step, power tariff were added to fuse differentiated 3x25 A - 3x100 A seasonal products. Power-tariff's eligible price were kept low and monthly peak hour consumption were selected as basis of the power payment. Impacts on customers' payment were moderate and most of customers would pay less compared to initial condition. Eligible tariff structure improves matching principle as power-tariff customers will pay for actual power they have used. More precise cost allocation improves cost-reflectivity. Furthermore comparable, non-discriminating and simplicity principles were considered while creating tariffs. As a last step, tariff structure without fuse differentiation were analyzed. This structure seemed to be too challenging for JE-Siirto to implement.

Last part of the thesis were to construe directional plan to implement power payments based on pricing results. This plan's principle is to periodize changes to several years, in order that impact to customers payments would remain as small as possible. It is impossible to form precise plan, because costs, customers, regulation and revenue varies yearly.

Keywords: cost-reflectivity, cost-causation, distribution pricing, distribution tariff, power-based pricing, tariff structure

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

ALKUSANAT

Diplomityö tehtiin JE-Siirto Oy:lle vuoden 2019 maaliskuun ja syyskuun välisenä aikana. Työn ohjaajana toimi Jari Helin, jota haluan kiittää asiantuntevista kommentteista ja vauvasta diplomityöprosessin aikana. Erityismainintana haluan kiittää myös Katri Komulaista ja Janne Pirttimäkeä tärkeistä näkökulmista ja vielä jokaista JES:läistä mahtavasta työyhteisöstä!

Työn tarkastajana toimi Pertti Järventausta ja Kimmo Lummi, joille kuuluu erityiskiitos aktiivisesta osallistumisesta tutkimukseen. Opiskelukavereitani haluan kiittää ikimuistoisesta ajasta opiskelijana ja yhteistyöstä kouluprojekteissa.

Vanhempiani Mattia ja Helenaa haluan kiittää jatkuvasta tuesta koko opintourani aikana. Erityisesti isälleni kuuluu suuri kiitos sparrauksesta haastavien kotitehtävien kanssa. Lopuksi haluan kiittää tyttöystävääni Charlottaa rakkaudesta jokapäiväisessä elämässä.

Raumalla, 18.9.2019

Lauri Eskola

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
1.1	JE-Siirto Oy	3
2.	SIIRTOHINNOITTELUN PERIAATTEET JA SÄÄDÖKSET	5
2.1	Sähkömarkkinalaki	5
2.2	EU Direktiivit	6
2.3	Sähkön siirtohinnoittelun periaatteet	7
2.4	Siirtohinnoittelun ohjaavat tahot ja seuranta	9
2.4.1	Kohtuullisen tuoton valvonta	10
2.4.2	Tyypikäyttäjät	11
2.4.3	Tariffihinnoittelun hyvät toimintatavat	12
3.	TEHOON PERUSTUVAT HINNOITTELUMALLIT	13
3.1	Hinnoittelun kehittämisen tarpeet	13
3.1.1	Tehotuotteet valtakunnallisessa sähkönsiirrossa	15
3.1.2	Pienasiakkaan tehotuotteiden nykytilanne Suomessa	16
3.1.3	Tehotuotteiden mahdollisuudet ja haasteet	17
3.1.4	Tehotuotteiden vaikutus energiatehokkuuteen verkkoyhtiön näkökulmasta	18
3.2	Vaihtoehtoisia tehotariffirakenteita	18
3.2.1	Pienasiakkaan pätoehon maksukomponentti	19
3.2.2	Tehopohjainen kulutusmaksu	20
3.2.3	Dynaaminen kulutusmaksutariffi	21
3.2.4	Tehorajatariffi	22
3.2.5	Loistehokomponentti	25
3.2.6	Tehoperusteisiin hinnoittelumalleihin liittyvät käytännön haasteet	26
4.	HINTAKOMPONENTTIEN MÄÄRITTÄMINEN	29
4.1	Tariffihinnoittelun perusteita	29
4.1.1	Järjestelmä- ja siirtokanavanäkökulma	31
4.1.2	Havaintoja tehomaksun muodostamisesta	32
4.2	Kustannusvastaavan siirtohinnoittelun prosessi	33
4.2.1	Kustannusanalyysi	34
4.2.2	Kulutusanalyysi	35
4.2.3	Kustannusten kohdistaminen	36
4.2.4	Tariffien muodostaminen	37

5.	TEHOTUOTTEIDEN REUNAEDDOT.....	39
5.1	Teknologian merkitys.....	39
5.1.1	Kulutusrakenteen yhteys tehotuotteisiin	42
5.2	Asiakasnäkökulma.....	45
5.2.1	Asiakasnäkökulma siirtotuotteen tuotteistusprosessissa	46
5.2.2	Asiakkaiden valmius tehoihinnoitteluun.....	48
5.2.3	Asiakasviestintä	49
5.2.4	Kokemuksia ja suosituksia tehotuotteisiin siirtymisessä	50
6.	SIIRTOHINNOITTELU JE-SIIRROSSA.....	52
6.1	JE-Siirron asiakasrakenne	52
6.2	JE-Siirron kustannusvastaavan siirtohinnoittelun luominen.....	53
6.2.1	JE-Siirron kulutus- ja tehotietojen analysointi	54
6.2.2	JE-Siirron kustannusanalyysi	58
6.2.3	JE-Siirron kustannuspaikat	64
6.2.4	JE-Siirron kustannusajurit	65
6.2.5	JE-Siirron kustannusten kohdistuminen	66
6.2.6	Talviarvokustannusten jakaminen	67
6.2.7	Siirtotariffien viimeistely.....	67
6.2.8	Loistehon laskutus	69
6.2.9	Edullisuusalueet ja siirtymäraajat.....	69
6.2.10	Hinnoittelumallin työkalut	71
6.3	Hinnoittelu nykyisellä tulo- ja kustannusrakenteella	72
6.4	Hinnoittelu mahdollisimman kustannusvastaavalla tulo- ja kustannusrakenteella	74
6.5	Hinnoittelu kulutusmaksuun painotetulla tuotto-odotuksella	76
6.5.1	Hinnoittelun vertailuarvojen laskenta.....	77
6.6	Nykyisen tuoterakenteen hinnoittelun asiakasvaikutuksien tutkiminen	79
6.7	Tehotuotteiden muodostaminen	82
6.7.1	Skenaario 1.....	85
6.7.2	Skenaario 2.....	87
6.7.3	Skenaario 3.....	89
6.7.4	Skenaario 4.....	91
6.8	Johtopäätökset ja toimenpide-ehdotukset.....	93
6.8.1	Nykyiset tuoterakenteet.....	93
6.8.2	Tehotuotteet.....	95
6.8.3	Asiakasnäkökulma käytännössä	96

6.9	Ehdotettu siirtyminen tavoiteltuun tulorakenteeseen	97
6.9.1	Pienasiakkaan tehomaksun ehdotettu siirtymissuunnitelma	98
6.10	Jatkotutkimustarpeet.....	101
7.	YHTEENVETO.....	102
	LÄHTEET	104
LIITE A: JE-SIIRTO 2019 SIIRTOHINNASTO		

LYHENTEET JA MERKINNÄT

A	Ampeeri
AMR	Automaattinen mittarinluenta
BACS	Building Automation and Control System
CEER	Council of European Energy Regulators
CPP	Critical Peak Pricing
ET	Energiateollisuus
EU	Euroopan Unioni
EV	Energiavirasto
HEMS	Home Energy management System
JE	Jyväskylän Energia Oy
JES	JE-Siirto Oy
KJ	Keskijännite
KKV	Kilpailu- ja kuluttajavirasto
kW	Kilowatti
kWh	Kilowattitunti
P	Teho
PJ	Pienjännite
SJ	Suurjännite
SLY	Sähkölaitosyhdistys
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
W	Watti
WACC	Weighted Average Cost of Capital

1. JOHDANTO

Perinteisesti sähköverkon mitoituksen keskeisenä lähtökohtana on suurin verkossa oleva kuormitus. Suomessa saunojen lukumäärän, sähkölämmityksen ja –uunien vuoksi esiintyvä kuormitus aiheuttaa verkoissa suuren siirtokapasiteettitarpeen. Kulutuksen suuruus vaihtelee kuitenkin voimakkaasti vuodenaikojen mukaan. Talvella verkon kapasiteetti on lähes täysimääräisesti käytössä, mutta kesäaikana alhaisemman kuormitustason vuoksi kapasiteetin käyttöaste on alhainen. Erityisesti talven aikaisiin tehopiikkeihin varautuminen aiheuttaa kustannuksia. (Lummi A, et al., 2016)

Nykyisin yleisin pienasiakkaiden siirtohinnoittelurakenne koostuu perus- ja kulutusmaksusta. Perusmaksun suuruus riippuu usein sulakkeen koosta, mutta joissakin yhtiöissä perusmaksu on kaikille kyseisen tariffin asiakkaille sama sulakekoosta riippumatta. Kulutusmaksu veloitetaan käytetyn energian mukaan. Viime vuosina perusmaksun osuus on noussut asiakkaiden verkkopalvelumaksussa ja asiakkaiden mahdollisuudet vaikuttaa oman laskunsa suuruuteen ovat vähentyneet.

Nykyisen verkkopalvelurakenteen historia ulottuu ajalle ennen sähkömarkkinoiden vapautumista. Aikaisemmin tariffien tarkoituksena oli kattaa koko sähkötoimitusketjun kustannukset, johon kuuluivat sähköön tuotanto, siirto ja jakelu. Sähkömarkkinan vapautuessa nämä erotettiin omiksi liiketoiminta-alueiksi siten, että sähköenergialle ja sen siirrolle sovelletaan eri tariffeja. Tariffien rakenne on kuitenkin pysynyt muuttumattomana, vaikka liiketoiminta-alueiden kustannusrakenne on erilainen. (Honkapuro, et al., 2016) Tehotuotteiden avulla on tarkoitus ratkaista ainakin osin sähköön siirron hinnoittelun kustannusvastaavuutta koskeva ongelma ja muodostaa jakeluyhtiön kustannusrakennetta vastaava hinnoittelurakenne.

Sähköverkkoyhtiön suurin kustannustekijä ei ole siirretty vuosittainen energian määrä vaan tehon kulutushuippu. Sähköverkkoyhtiölle energian siirrosta ei aiheudu merkittäviä kustannuksia, sillä sähköverkosta aiheutuvat kustannukset ovat suurimmaksi osaksi kiinteitä. Kustannuksia syntyy vuosittain verkon ylläpidosta, vaikka energiaa ei siirrettäisi

merkittävästi. Ongelmallisimpia hinnoittelun näkökulmasta ovat asiakkaat, joiden sähkökäyttö on energiassa mitattuna pienimuotoista, mutta kulutus tapahtuu hetkittäin suurella teholla muodostaen tehopiikin. Näiden asiakkaiden vuoksi verkossa on ylläpidettävä kapasiteettia, jonka aiheuttamat kustannukset muut asiakkaat joutuvat kompensoimaan siirtomaksuillaan. (Lummi A, et al., 2016)

Tehokomponentin lisääminen auttaisi muuttamaan hinnoittelua aiheuttamisperiaatetta kunnioittavampaan suuntaan. Asiakaskohtaisesti täysin aiheuttamisperiaatteen mukaista hinnoittelua on mahdotonta toteuttaa. Siirtohinnoittelussa muodostuu aina ristisubventiota, jossa saman tuotteen asiakkaiden osuudet verkkoyhtiön kustannuksista eivät jakaannu tasaisesti muun muassa tasahintaperiaatteen vuoksi

Lähes kaikilla Suomen jakeluverkkoyhtiöillä on jo valmiiksi tehotuotteita suuria tehoja kuluttaville asiakkaille. Muutama yhtiö Suomessa on jo siirtynyt käyttämään tehoon pohjautuvia maksukomponentteja myös pienasiakkaille perinteisten pien- ja keskijännitetehtotuotteiden lisäksi. Tämän diplomityön tarkoituksena onkin selvittää, miten pienasiakkaille sovellettavat tehotuotteet sopisivat JE-Siirto Oy:n hinnoitteluun. Asiakkaan tehon huomioivan hinnoittelun avulla pyritään luomaan taloudellinen kannuste asiakkaalle muuttaa kulutuskäyttäytymistään pitkällä aikavälillä. Uusi siirtohinnoittelutapa aiheuttaanee hämmennystä asiakaskunnassa (Etelä-Suomen Sanomat, 2019), jonka vuoksi asiakasnäkökulman analysointi sisällytetään työhön.

Työssä on tarkoituksena syventyä vain hinnoitteluun. Teknologiaa ja tehonhallintavaihtoehtoja käsitellään näkökulmasta, johon niiden toivotaan kehittyvän tehohinnoittelun myötä. Uudella hinnoittelumallilla voidaan luoda kannusteita, jotka edistävät esimerkiksi kulutusjouston yleistymistä ja tasaavat epäsuhtaa verkon kustannusten jakautumisessa asiakkaiden välillä. Tehotuotteiden mahdollisuuksia tulevaisuudessa pohditaan kulutusjouston, energiatehokkuuden ja innovaatioiden yhteydessä.

Työn perimmäisenä tarkoituksena on toimia taustaselvityksenä päätöksentekoa varten. Diplomityön tulokset ja johtopäätökset eivät välttämättä ole toteutettavissa sellaisenaan käytännön elämässä ja erilaisten sidosryhmien näkökulmat on huomioitava hinnoittelussa. Diplomityössä ei voida työn rajauksen vuoksi ottaa jokaista sidosryhmää huomioon, jonka vuoksi tuloksiin pohjautuvat toimenpide-ehdotukset ovat vain suuntaa antavia ohjeita yhtiön päätöksenteon tueksi.

Työhön sisällytetään JE-Siirron hinnaston (Liite A) päivittäminen nykyisellä tuoterakenteella. Tutkimuksessa ei keskitytä täten pelkästään tehotuotteiden luomiseen, vaan tavoitteena on luoda hinnasto tilanteessa, jossa nykyinen tuoterakenne säilyy. Tutkimalla nykyisen hinnaston kehittämistä saadaan päätöksentekoon enemmän informaatiota. Lisäksi kustannusvastaavien hinnastojen luominen on edellytys kustannusvastaavien tehotuotteiden hinnoittelumiseksi. Yhtiö voi tarkastella tehotuotteiden yleistymistä ja kehitystä, ja tehdä päätöksiä myöhemmin. Samalla hinnoittelun kustannusvastaavuutta voidaan parantaa tekemättä suuria tuotemuutoksia.

Työn tavoitteena on muodostaa polku tehotuotehinnoittelun lanseeraamiseksi. Toteutettavan hinnaston luominen edellyttää muidenkin hinnaston osien tarkastelua. Esimerkiksi nykyisten tehosiirtotuotteiden uudelleenhinnoittelu on välttämätöntä, jotta tavoiteltu liikevaihto saadaan kohdalleen ja pienasiakkaan tehokomponentti suhteutettua siihen. Suurten sulakekokojen asiakkaat on siirrettävä tehotuotehinnoitteluun ennen pienasiakkaita. Tehotuotehinnoittelu on osa sähkön siirtohinnoittelua, jonka teoriaa käsitellään työssä perusteellisemmin.

Diplomityö etenee seuraavalla tavalla: luvussa 2 käsitellään siirtohinnoittelun säädöksiä ja periaatteita. Luvussa 3 käydään läpi tehotuotteiden tausta ja teoria. Luvussa 4 esitellään siirtohinnoittelun taustateoria, jota käytetään hyödyksi työn soveltavassa osuudessa. Luvussa 5 käsitellään lyhyesti tehotuotteisiin vaikuttava teknologia ja verkkoyhtiön asiakasnäkökulma. Luvussa 6 on työn soveltava osuus. Soveltavassa osuudessa esitellään tehty tutkimus ja polku pienasiakkaan tehotuotteisiin siirtymisestä. Viimeinen luku 7 sisältää yhteenvedon.

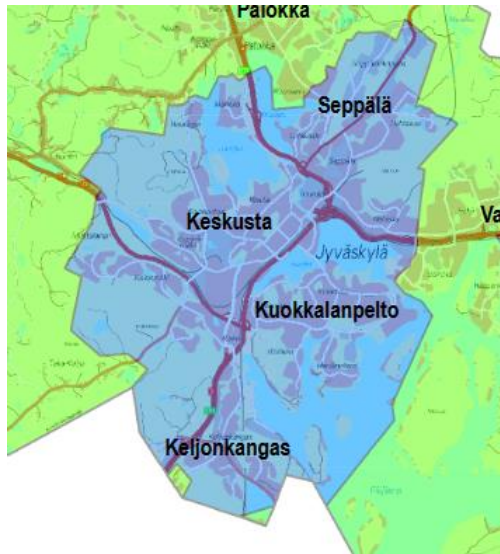
1.1 JE-Siirto Oy

JE-Siirto Oy (JES) on Jyväskylän alueella toimiva sähköverkkoyhtiö. Yhtiön sähköverkko on Jyväskylän kantakaupungin alueella. JE-Siirto Oy on Jyväskylän Energia Oy:n tytäryhtiö. Jyväskylän kaupunki omistaa Jyväskylän Energian, joten JE-Siirto Oy on julkisessa omistuksessa oleva yhtiö. JE-Siirrolla on kolmen jännitetasoisen verkkoa: Pienjänniteverkko (PJ-verkko 0,4 kV), keskijänniteverkko (KJ-verkko 20 kV) ja suurjänniteverkko (SJ-verkko 110 kV). Suurjänniteverkon ainoana asiakkaana on Keljonlahden voimalaitos. Taulukossa 1 on listattu verkon tietoja vuodelta 2018.

Taulukko 1. JE-Siirron verkon tiedot 2018.

	PJ-verkko	KJ-verkko	SJ-verkko
Verkkopituus (km)	947	384	9
Maakaapelointiaste (%)	97,75	87,56	21,5
Käyttöpaikat (lkm)	56200	120	1

JE-Siirron siirtämän sähköenergian määrä asiakkaille oli vuonna 2018 noin 670 GWh. Suurin tuntikeskiteho on vuosittain noin 120 MW. Oheisessa kuvassa 1 on esitetty JE-Siirron verkkoalue, joka on merkitty sinisellä värillä.

**Kuva 1. JE-Siirto Oy vastuualue. (Jyväskylän Energia Oy, 2019)**

JE-Siirron verkko sijaitsee tiiviisti asutuilla alueilla, minkä vuoksi yhtiön jakeluverkon johdonpituus on asiakasta kohden lyhyt. Verkko oli suurimmaksi osaksi kaapeloitu jo ennen sähkömarkkinalain toimitusvarmuusvaatimusta. JE-Siirron siirtohinnot ovat keskimääräistä halvempia Suomen sähköverkkoyhtiöiden vertailuraportin mukaan (Partanen, 2018).

2. SIIRTOHINNOITTELUN PERIAATTEET JA SÄÄDÖKSET

Sähkösiirron liiketoimintaan liittyy useita lainsäädännöllisiä reunaehtoja. Sähkömarkkinalakiin ja EU direktiiviin on kirjattu pääosa hinnoitteluun vaikuttavista säädöksistä. Alan toimintaa ohjaavat tahot koostuvat valvovista viranomaisista ja alan etua ajavista järjestöistä. Lait ja viranomaisten ohjeet on koottu hinnoitteluperiaatteiksi, joita pätevän hinnoittelun tulisi noudattaa. Viranomaiset ovat kehittäneet yhtiöiden liiketoiminnan valvontaan työkaluja ja malleja, joiden avulla jokaisen sähköverkkoyhtiön hinnoittelua voidaan valvoa samojen sääntöjen kautta.

2.1 Sähkömarkkinalaki

Sähkömarkkinalaki ohjaa siirtoyhtiön hinnoittelun periaatteita. Sähkömarkkinalaki on säädetty ensimmäisen kerran maaliskuussa vuonna 1995 ja laki on uudistettu viimeksi elokuussa 2013. Diplomityössä lakeja ja säädöksiä on tarkoitus tutkia siltä osin, miten ne vaikuttavat tehotariffien muodostamiseen. Tehotuotteiden ja siirtohinnoittelun kannalta sähkömarkkinalain pykälä 55 on tärkeä:

”Sähkönjakelun hinta ei jakeluverkossa saa riippua siitä, missä verkon käyttäjä maantieteellisesti sijaitsee verkonhaltijan vastuualueella.” (Eduskunta, 2013)

Kyseinen pykälä tarkoittaa samahintaperiaatetta. Asiakkaiden maantieteellinen sijainti ei saa vaikuttaa siirtohinintaan, vaikka toisen asiakkaan liittymään vaadittaisiin enemmän sähköjohtoa kuin toisen. Tämä liittyy tasahintaperiaatteeseen ja syrjimättömyyteen, joita käsitellään kappaleessa 2.3. Liittymien rakennushintojen määräytymiseen on omat säädöksensä, ja asiakkaan sijainnilla on vaikutus niiden hinnan suuruuteen. Sähkömarkkinalain pykälässä 21 on määrätty siirtovelvollisuudesta ja hinnoittelusta seuraavasti:

”Verkonhaltijan on kohtuullista korvausta vastaan myytävä sähkön siirto- ja jakelupalveluja niitä tarvitseville sähköverkkonsa siirtokyvyn rajoissa.” (Eduskunta, 2013)

Energiavirasto asettaa kohtuullisen tuoton sähköverkkoliiketoiminnalle. Regulaatiossa määritetään, kuinka suuri tuotto verkkoon sitoutuneella pääomalla voi olla. Siirtohintoihin

tehtäviä korotuksia on rajoitettu sähkömarkkinalain muuttamista koskevassa laissa 590/2017. Laissa todetaan seuraavaa:

”Verkonhaltija saa korottaa sähkönsiirron ja sähkönjakelun maksujaan enintään 15 prosenttia korotusta edeltäneiden 12 kuukauden aikana keräämiinsä sähkönsiirron ja sähkönjakelun maksuihin verrattuina.” (Eduskunta, 2017)

Laki tarkoittaa, että siirtomaksu saa nousta 12 kuukauden aikana tyyppikäyttäjryhmittäin maksimissaan 15 %. Tyyppikäyttäjryhmän sisällä voi kuitenkin tapahtua tilanne, jossa osa asiakkaista kokee yli 15 % siirtomaksun nousun, samalla kun muiden ryhmässä olevien asiakkaiden laskun suuruus ei nouse. Korotuskatto rajoittaa siis ryhmän keskimääräistä hinnankorotusta, eikä yksittäistä asiakasta.

Laissa säädetään, että asiakkaiden on saatava tasapuolista ja syrjimätöntä kohtelua verkkoyhtiöltä. Erityisen tärkeänä asiana siirtotuotteiden lanseerauksen kannalta voidaan pitää pykälää 24:

”Verkkopalvelujen myyntihintojen ja -ehtojen sekä niiden määräytymisperusteiden on oltava tasapuolisia ja syrjimättömiä kaikille verkon käyttäjille. Niistä saa poiketa vain erityisistä syistä. Kuluttajille suunnatut myyntiehdot on lisäksi esitettävä selkeällä ja ymmärrettävällä tavalla, eikä niihin saa sisältyä sopimusten ulkopuolisia esteitä kuluttajien oikeuksien toteutumiseksi.” (Eduskunta, 2013)

Pykälästä voidaan todeta, että monimutkaiset sähkön siirtotuotteet eivät ole sallittuja ja asiakasviestinnän tulee sisältää selkokielistä tekstiä. Lisäksi hinnaston tulee olla mahdollisimman yksinkertainen, jotta jokainen asiakas ymmärtäisi siirtohinnoittelun ehdot.

2.2 EU Direktiivit

Vuonna 2012 Euroopan parlamentti säati direktiivin 2012/27/EU, jossa tehtiin päätös energiatehokkuuden parantamiseksi. Esimerkiksi tuontien energian riippuvuuden ja kasvihuonepäästöjen vähentämiseksi tavoitteena on optimoida energian tuotantoa ja siirtoa. Direktiivin liitteessä XI kohdassa 1 mainitaan:

”Verkkotariffien on oltava kustannusvastaavia niiden kustannussäästöjen suhteen, joita verkoissa on saavutettu kysyntäpuolen ja kysynnän ohjaustoimenpiteillä ja hajautetulla

tuotannolla, mukaan lukien säästöt, joita on saatu alentamalla toimituskustannuksia ja verkkoinvestointien kustannuksia ja optimoimalla verkon toiminta.” (EU, 2012)

Direktiivin kohta antaa mahdollisuuden tehotuotteiden lanseeraukseen, sillä verkon toiminnan optimoinnilla saatavien säästöjen on oltava kustannusvastaavia. Tehotuotteiden avulla voidaan saavuttaa kyseinen vaatimus, sillä hinnoittelun avulla tasaisesti sähköä kuluttava asiakas luultavasti säästää samalla, kun tehopiikkejä aiheuttava asiakas joutuu maksamaan entistä enemmän. Verkkotariffeista on säädetty samassa liitteessä kohta, jossa suositetaan dynaamista hinnoittelua. Kohdassa 3 suositellaan seuraavasti:

”Verkkotariffit tai vähittäishinnat voivat tukea loppukäyttäjien kysynnänohjaustoimenpiteiden dynaamista hinnoittelua, mukaan lukien:

- a) käyttöajankohdasta riippuvat tariffit;*
- b) kriittisten kulutushuippujen hinnoittelu;*
- c) reaaliaikainen hinnoittelu; sekä*
- d) kulutushuippujen leikkaaminen.” (EU, 2012)*

EU on kyseisessä direktiivissä todennut kulutushuippujen hinnoittelun olevan sopiva keino tehopiikkien tasoittamiseen ja verkon käytön optimointiin. Sähkömarkkinalain ja EU direktiivin maininnat osoittavat, että sähkönkäytön muutokseen on varauduttu poliittisella taholla. Euroopan unionin direktiivin tavoitteena on ollut myös energiatehokkuus. Direktiivin 15 artiklassa säädetään:

”Jäsenvaltioiden on varmistettava, että poistetaan sellaiset siirto- ja jakelutariffeihin sisältyvät kannustimet, jotka ovat haitallisia sähkön tuotannon, siirron, jakelun ja toimituksen kokonaistehokkuudelle (myös energiatehokkuudelle) - -” (EU, 2012)

Säädöksen tavoitteena on ohjata muun muassa sähköverkkoyhtiöitä toimintaan, jossa energiatehokkuus ja verkon optimaalinen käyttö maksimoidaan. Säädöksen perusteella tariffeja ei saa suunnitella vain oman yhtiön etujen mukaisesti, vaan on huomioitava koko sähköjärjestelmä.

2.3 Sähkön siirtohinnoittelun periaatteet

Hinnoitteluperiaatteet perustuvat lainsäädäntöön ja viranomaisvalvontaan. Periaatteet asettavat verkkoyhtiölle ohjenuoran ja rajoitteita hinnoittelun muodostamiseksi. Tärkeim-

mät periaatteet ovat aiheuttamisperiaate, kustannusvastaavuus, yksinkertaisuus, tasa hintaisuus, syrjimättömyys, markkinahintaisuus ja kohtuullisuus. Yksittäisen säännön kirjaimellinen noudattaminen ei ole mahdollista, sillä se rikkoisi todennäköisesti jotakin muuta periaatetta. Tavoitteena on luoda kaikkia periaatteita sopivassa tasapainossa toteuttava hinnasto. Siirtohinnoituksen muodostamiseen ei voida nimetä yhtä oikeata menetelyä, sillä jokainen verkkoyhtiö voi lähestyä asiaa omasta näkökulmastaan. Siirtohinnoitus katsotaan olevan kelvollinen, kun se voidaan perustellusti todeta noudattavan jokaista periaatetta sopivassa tasapainossa.

Aiheuttamisperiaate on sähkönsiirrossa yleisesti käytetty termi. Aiheuttamisperiaatteen noudattaminen tarkoittaa, että asiakas maksaa vain sellaiset kustannukset, jotka hän itse aiheuttaa verkkoyhtiölle. (Lummi, 2013) Tehotuotteet mahdollistavat entistä paremman aiheuttamisperiaatteen sekä kustannusvastaavan hinnoittelun toteuttamisen, sillä tehosta riippuvat kustannukset voidaan kohdistaa tarkemmin siirtotuotteille ja maksukomponenteille. Aiheuttamisperiaatteen täydellinen noudattaminen muodostaisi tilanteen, jossa jokaiselle käyttöpaikalle asetettaisiin oma siirtotariffi. Tämä rikkoisi kuitenkin sähkömarkkinalain samahintaperiaatetta, eikä ole täten mahdollista. (Lummi, 2013)

Aiheuttamisperiaate rinnastetaan usein kustannusvastaavuuteen. Nämä kaksi termiä tarkoittavat kuitenkin eri asioita. Kustannusvastaavuudella tarkoitetaan osittain kustannuksien täysimääräistä keräämistä niitä vastaavilla maksukomponenteilla. On perusteltua, että energian siirrosta aiheutuvat kustannukset kerättäisiin kulutusmaksuilla ja verkon kapasiteettiin kytköksissä olevat kustannukset kerättäisiin tehomaksuilla. Kustannusvastaavuuden säännöt on esitetty aiheen aiemmissa tutkimuksissa. Kustannusvastaavuus perustuu ajureihin, joita käsitellään luvuissa 4 ja 6.

Yksinkertaisuusperiaatteen noudattaminen on kirjattu suoraan sähkömarkkinalakiin ja kohta esiteltiin kappaleessa 2.1. Siirtohinnoittelu on monimutkainen prosessi, jonka tuloksetkin voisivat olla monimutkaisia. Yksinkertaisuusvaatimus ohjaa verkkoyhtiötä yksinkertaistamaan hinnoitteluaan. Yksinkertaisuuden noudattaminen näkyy hinnoittelu-prosessissa esimerkiksi maksukomponenttien rajallisena määränä (Lummi, 2013). Hinnoittelua selkeyttää myös, jos yleis- tai kausikalenterillisillä tuotteilla on samanhintainen kulutusmaksu sulakekoosta riippumatta.

Samahintaisuus ja syrjimättömyys voidaan rinnastaa keskenään. Periaatteiden ytimenä on, ettei yksittäistä asiakasta tai ryhmää suosittaisi tai syrjittäisi, vaan kaikille asiakkaille muodostettaisiin tasapuolinen hinnasto.

Hinnaston markkinahintaisuus- ja kohtuullisuusperiaate linkittyvät toisiinsa. Yhtiöt ovat monopoleja alueellaan, jolloin luonnollinen hintakilpailu ei aiheuta hinnastojen vertailutarpeita. Markkinahintaisuuden ideana on, että verkkoyhtiöiden tuotteiden hinnat olisivat suurin piirtein samalla tasolla kuin samassa toimintaympäristössä toimivien verkkoyhtiöiden. (Lummi, 2013) Toimintaympäristönä voisi olla esimerkiksi kaupunki- ja maaseutuverkkoyhtiöt. Yhtiöiden kustannusrakenteet eroavat jossain määrin, mutta eivät ole täysin erilaiset. Vertaillessa hintoja joidenkin tuotteiden kaksin- tai kolminkertainen hinta verrattuna toiseen vastaavaan yhtiöön viestii siitä, ettei markkinahintaisuusperiaatetta ole noudatettu riittävästi. Markkinahintaisuuden laiminlyöminen voi johtaa asiakastytymättömyyteen tai Energiavirastolle lähetettyihin tutkintapyyntöihin. Kohtuullisuuden ytimenä on kohtuullisen tuoton maksimiraja. Valvontamallin kohtuullinen tuotto asettaa maksimirajan liikevaihdolle ja täten ohjaa verkkoyhtiöiden hinnastojen luomista samojen sääntöjen kautta.

2.4 Siirtohinnoittelun ohjaavat tahot ja seuranta

Sähkön siirtoyhtiöt ovat verkkoalueellaan monopoleja ja viranomaiset säätelevät alaa. Sähköverkkoliiketoimintaa valvoo Energiavirasto (EV, entinen Energiamarkkinavirasto). Energiaviraston tehtäviin kuuluu sähkön siirron osalta valvoa sähkömarkkinalain ja muiden säädösten noudattamista, sähkön siirron hinnoittelun syrjimättömyyttä ja tasapuolisuutta sekä hinnoittelun kohtuullisuutta. (Energiavirasto A, 2019)

Työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) tehtävänä on sähköverkkoliiketoiminnan osalta luoda toimiva ympäristö sähköverkkoyhtiöille. Ministeriö koordinoi erilaisia työryhmiä ja julkaisee raportteja. Työryhmät antavat yleensä suosituksia sähköverkkualan kehittämissuunnista. Lisäksi TEM:n toimialaan kuuluu valmistella ilmasto- ja energiapolitiikan päätökset kansallisella tasolla. (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2019)

Energiateollisuus (ET) on energia-alan etujärjestö. Järjestön tavoitteena on tuoda esiin energia-alan näkökulma päätöksenteossa. Myös ET teettää raportteja sähköverkkoliiketoiminnan kehittämisestä. ET pyrkii noudattamaan eettistä edunvalvontatapaa ja onkin tärkeä toimija sähköverkkoliiketoiminnalle. (Energiateollisuus, 2019)

Kilpailu- ja kuluttajavirasto (KKV) toimii Työ- ja elinkeinoministeriön alla ja vaikuttaa jakeluverkkoyhtiöiden toimintaan antamalla lausuntoja siirtohinnoittelusta. Tarkoituksena on ohjeistaa oikeuslaitosta puuttumaan tilanteisiin, jossa lakia on rikottu. (KKV, 2019)

KKV teki luonnoksen Työ- ja elinkeinoministeriölle koskien sähkön siirtohintojen kerta-
korotuksia. (KKV, 2016) Kuluttajariitalautakunta on suosituksia antava järjestö. Järjestön
tarkoituksena on ratkoa riitatilanteita ilman oikeudenkäyntiä. He ovat ottaneet kantaa
esimerkiksi siirtohintojen korotuksiin vuonna 2016. (Kuluttajariitalautakunta, 2016)

2.4.1 Kohtuullisen tuoton valvonta

Sähköverkkoliiketoiminnan hinnoittelun valvonta tehdään neljän vuoden mittaisissa val-
vontajaksoissa. Käynnissä oleva valvontajakso kuuluu vuosien 2016 - 2019 jaksoon. Ny-
kyisen kahden peräkkäisen jakson valvontamalli tulee olla samanlainen. Tämä tarkoit-
taa, että vuosien 2016 - 2019 ja 2020 - 2023 valvontamallien tulee sisältää samat val-
vontaperiaatteet. Vuonna 2023 alkavan valvontajakson periaatteita ei ole vielä päätetty
ja valvontajakson vaihtuessa laskentaparametreja päivitetään tarvittaessa. (Partanen,
2018)

Sähköverkkoyhtiöiden tulee vuosittain raportoida verkkotiedot, keskeytystiedot sekä ti-
linpääötiedot Energiavirastolle. Näiden tietojen pohjalta Energiavirasto tekee omat las-
kelmansa vuosittain. Hinnoittelun kohtuullisuutta koskevat päätökset tehdään aina koko-
naisen nelivuotisen valvontajakson päätteeksi. Energiaviraston suorittama kohtuullista
tuottoa koskeva valvonta kohdistuu pääsääntöisesti sähköverkkoyhtiön liikevaihtoon.
Suurin sallittu liikevaihto saadaan laskettua Energiaviraston mallin mukaisesti, johon
erikseen määritetyt kannustimet kuuluvat. (Partanen, 2018) Kannustimien käsittely raja-
taan tämän diplomityön ulkopuolelle.

Kohtuullinen tuottoaste määritetään WACC-luvun (Weighted average cost of capital)
avulla kertomalla WACC-luku verkkoliiketoimintaan sitoutuneen pääoman kanssa.
WACC-luku on vuodelle 2019 6,2 %. (Energiavirasto, 2015) WACC-luku tarkoittaa pai-
notettua keskikustannusta käytettävälle pääomalle.

Hinnoittelu suunnitellaan koko valvontajaksoille. Jos ennusteet eivät ole toteutuneet
suunnitellun mukaisesti verkkoyhtiöllä on valvontajakson aikana mahdollisuus joko nos-
taa tai vähentää siirtotulojaan. Hinnoittelua voidaan muuttaa myös tarpeen vaatiessa
vuoden sisällä. Tämä voi olla tarpeellista esimerkiksi tilanteessa, jossa vuoden viimei-
simpinä kuukausina todetaan, että vuoden tuotosta on tulossa hyvin yli- tai alijäämäinen.
Siirtotulojen vähentäminen onnistuu käytännössä esimerkiksi jättämällä veloittamatta yh-

den kuukauden perusmaksu asiakkailta. Siirtotulojen lisääminen vuoden sisällä on puolestaan haastavampaa, sillä jokaiselle asiakkaalle on lähetettävä tieto hinnankorotuksesta kuukautta ennen hinnan korottamista.

Nelivuotisen valvontajakson päätteeksi todetaan yli- tai alijäämäisyys. Alijäämäisessä tilanteessa verkkoyhtiö voi korottaa hintojaan, ja saada tuottonsa sallitulle tasolle. Korjaamiseen on aikaa vain seuraava valvontajakso. Ylijäämäisessä tilanteessa verkkoyhtiön on tasoitettava tuottonsa hinnanalennuksilla seuraavalla valvontajaksolla. (Partanen, 2018)

2.4.2 Tyypikäyttäjät

Energiavirasto valvoo sähkön hinnan korotuskaton noudattamista tyypikäyttäjien avulla. Tyypikäyttäjät ovat laajaan mittausaineistoon perustuvia tilastollisesti määritettyjä sähkökäyttäjiä, joilla mallinnetaan erilaisia tyypillisiä kuluttajia. Määrittely on työkalu viranomaisille ja verkkoyhtiölle, sillä jokaisen verkkoyhtiön yksittäisten asiakkaiden yksityiskohtainen läpikäynti olisi hyvin työlästä. Tällä hetkellä sähkön tyypikäyttäjiä on 10 kappaletta. Nykyinen tyypikäyttäjämäärittely on vuosikymmeniä vanha ja Energiavirasto on vastikään teettänyt tutkimuksen uusien tyypikäyttäjien määrittämiseksi. (Mutanen, et al., 2019) Tarkoituksena on kehittää valvontatyökalua niin, että se vastaisi paremmin todellisuutta ja muuttunutta sähkökäyttöä.

Tyypikäyttäjien valvontalaskelma on yksinkertainen. Ensimmäisenä valitaan tarkasteltava tyypikäyttäjä. Esimerkiksi käyttäjästä L1, joka on *"Pientalo, huonekohtainen sähkölämmitys, pääsulake 3x25 A, sähkön käyttö 18 000 kWh/vuosi"*, tehdään laskelma, jossa kyseiselle tilastollisesti määritetylle käyttäjälle lasketaan vuoden siirtomaksut. Tässä tapauksessa maksuun sisältyisi 12 kuukauden perusmaksu ja 18 000 kWh kerrottaisiin kulutusmaksun hinnalla. Laskuun huomioitaisiin vielä arvonlisä- ja sähkövero. Laskennan tulos ei saa olla 15 % edellisvuoden summaa suurempi. Kausi- tai kaksiaikahinnoittelun vaikutuksen laskemiseen Energiavirastolla on oma jaottelunsa.

Uusista tyypikäyttäjistä ei ole vielä työn kirjoittamishetkellä tehty lopullista päätöstä. Energiaviraston mukaan tyypikäyttäjiryhmiä tulisi 14 kappaletta. (Energiavirasto B, 2019) Muutoksena vanhoihin tyypikäyttäjiin on muuan muassa se, että uudessa mallissa myös pienasiakkaille on määritetty arvot tuntitehojen maksimiarvojen arvioimiseksi. Tehokomponenttia ei sovelleta siirtomaksuja koskevissa laskelmissa, jos verkkoyhtiö ei

laskuta asiakkailta tehomaksuja. Tällöin siirtomaksu lasketaan nykyisen käytännön mukaan soveltaen perus- ja kulutusmaksua.

Hinnoittelumuutoksissa on tutkittava tyyppikäyttäjittäin, millainen vaikutus hinnoittelumuutoksella on. Jokainen tyyppikäyttäjä on huomioitava, vaikka verkon alueella ei olisi yhtäkään tietyn tyyppikäyttäjän kaltaista kulutusta. Esimerkiksi uusissa tyyppikäyttäjämäärittelyissä on kesämökki, jonka todellisia käyttäjiä ei välttämättä ole kaupunkiverkko-yhtiöillä. (Energiavirasto A, 2019)

2.4.3 Tariffihinnoittelun hyvät toimintatavat

Euroopan energiavalvojen valtuusto CEER (Council of European Energy Regulators) on Euroopan maiden energia-alan regulaatiosta vastuussa olevien tahojen organisaatio. He ovat julkaisseet suosituksen, jossa esitellään tariffihinnoittelun hyviä käytäntöjä. Näistä käytännöistä voi muodostaa ohjenuoran tehotuotteen rakentamiseen. (CEER, 2017)

Hyviä käytäntöjä ja lain vaatimia ominaisuuksia on mainittu jo aiemmin työssä. Näitä ovat esimerkiksi kustannusvastaavuus, syrjimättömyys ja yksinkertaisuus. CEER suosittelee, että tariffien laskentamallit olisivat läpinäkyviä. Yhtiöiden kaikkien sidosryhmien tulisi saada kattavat ja selkeät laskelmat, millä tavoin tariffeista saatavat tulot muodostuvat. (CEER, 2017) Tariffeille tulisi myös tehdä yksiselitteiset määrittelyt, jotta hinnoittelusta ei syntyisi epäselvyyksiä ja riitatilanteita asiakkaiden kanssa.

Kaikkien jännitetason hinnoittelua tulisi lähestyä samasta näkökulmasta. Suositus perustuu siihen, että uudet asiakkaat miettivät, mihin jännitetasoon liittyminen on heidän kannaltaan järkevintä. Samankaltaiset hinnoittelumallit eivät suosisi jotakin jännitetasoa ja vaikuttaisi täten liittymispisteen sijoittumispäätökseen. Samaan asiaan liittyy suositus, jonka mukaan tariffit eivät saisi estää tulevaisuuden innovaatioiden käyttöönottoa. Esimerkiksi energiatehokkuudelle, joustavalle sähkön tuotannolle tai kulutukselle tulisi antaa mahdollisimman vapaa toimintakenttä. (CEER, 2017)

3. TEHOON PERUSTUVAT HINNOITTELMALLIT

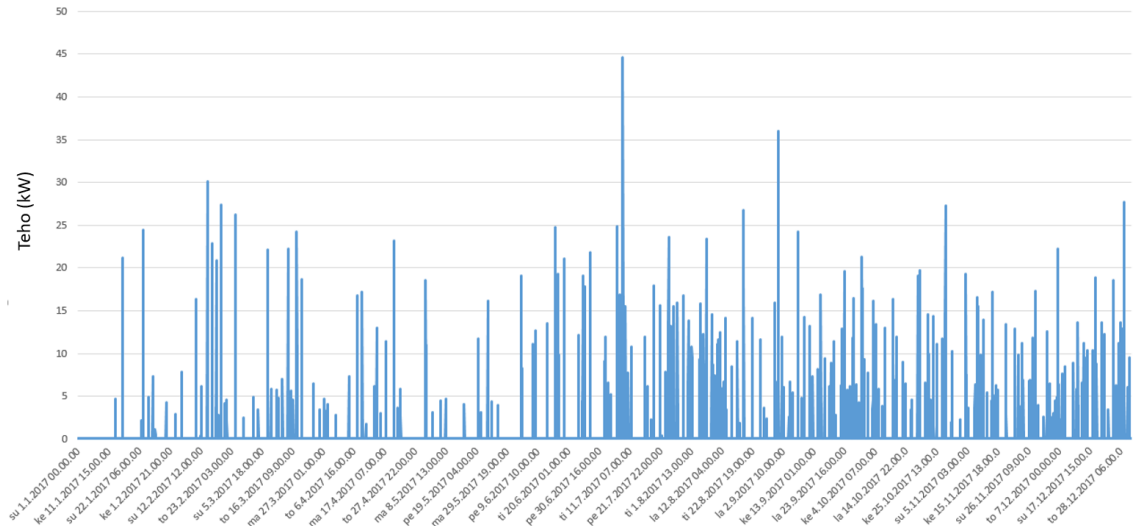
Tehotuotteella tarkoitetaan sähkön siirtotuotetta, jossa asiakasta laskutetaan kokonaan tai osittain käytetyn tuntikeskitehon mukaan. Tuntikeskiteho tarkoittaa tasatunnein alkavan yhden tunnin aikana kulutetusta tuntienergiasta muodostettua tehoa. Tehotuotteessa siirtotuotteen rakenteella on useita vaihtoehtoja, ja se voi olla pelkästään lisämaksukomponentti perus- ja kulutusmaksun lisäksi. Toisaalta tehotuote voi korvata kulutusmaksun kokonaan tai ääritapauksessa asiakkaan siirtomaksu voi koostua pelkästä tehoerusteisesta maksusta.

Tehotuotteiden mukaan ottaminen siirtotuotetarjontaan ei välttämättä tarkoita kaikkien asiakkaiden pakottamista uuteen hinnoitteluun, vaan tehotuotteet voivat olla yksi vaihtoehto osalle asiakkaista. Verkkoyhtiö voi tarjota jatkossakin nykyisiä siirtotuotteita. Tehomaksun käyttöönotto laajalle asiakaskunnalle vaatii pitkän siirtymäajan, jotta asiakkaat pystyvät sopeutumaan uuteen hinnoitteluun. Puhuttaessa sähkönsiirron pieniasiakkaista tarkoitetaan asiakkaita, joiden sulakekoko on maksimissaan 3x63 A. Pieniasiakkaaksi tulkittava sulakekoko vaihtelee yhtiöittäin ja on riippuvainen yhtiön asiakaskunnasta ja päätöksestä.

3.1 Hinnoittelun kehittämisen tarpeet

Yhteiskunta on sähköistynyt vauhdilla viime vuosikymmenten aikana. Ilmastotietoisuuden vuoksi fossiilisista polttoaineista pyritään eroon liikenteessä, kotitalouksissa ja teollisuudessa. Sähkön käyttöä monipuolisena voimalähteenä pyritään helpottamaan mm. akkuteknologian kehityksen avulla. Muutostrendi luo teknisten ongelmien lisäksi uudistumistarvetta myös sähkönsiirron tulopohjalle.

Nykyisellä hinnoittelurakenteella sähköautojen latauspisteiden yleistymisen johtaa ongelmiin siirtotulojen keräämisessä kustannusvastaavasti. Sähköautojen suurteholatausaseman teho voi latauksen aikana nousta huomattavan suureksi ja muuna aikana se ei kuluta juurikaan sähköä. Kulutuspiikkeihin tarvitaan kapasiteettia, jonka kustannuksia ei saada kerättyä kulutusmaksulla. Kuvassa 2 havainnollistetaan kyseistä ongelmaa.



Kuva 2. Sähköauton pikalatauspisteen päiväkohtaisia tuntitehohuippuja.

Kuvassa 2 on JE-Siirron verkkoalueella sijaitseva sähköauton suurteholatausasema. Kuvassa näkyvät tehot ovat päivän tuntitehohuippuja vuoden 2017 ajalta. Käyttöpaikassa on 3x100 A sulake, joten teoreettinen sulakkeen rajoittama maksimilatausteho on noin 69 kW. Nykyisellä tuotetarjonnalla käyttöpaikalle on valittu Yleissiirto 3x100 A –tuote. Koko vuoden kulutus on sijoittunut energiassa mitattuna 4 000 – 6 000 kWh väliille, jolloin siirtotulokertymä on jäänyt vähäiseksi verrattuna tarvittavaan kapasiteettiin.

Kulutusmaksut ovat olleet pitkään merkittävässä asemassa verkkoyhtiöiden hinnoittelussa. Verkon pientuotanto on kasvamassa aurinkopaneelien yleistymisen myötä vähentäen asiakkaiden verkosta ottamaa energiaa. Pientuotannon lisääntyminen energiansäästön ohella pienentää kulutusmaksun kautta saatavaa liikevaihtoa. Tämä kehitys ei kuitenkaan poista verkonhaltijan vastuuta ylläpitää ja kehittää verkkoa. (Lummi A, et al., 2016) Siirtokapasiteettia on edelleen pidettävä yllä, jotta esimerkiksi pimeän ja kylmän talvi-illan tehontarpeeseen voidaan vastata. Korkeimmat tehohuiput esiintyvät talvella, kun paneelien tuotanto ajoittuu kesään. (Järventausta, et al., 2015)

Kuluttajien kotiautomaation uskotaan lisääntyvän tulevaisuudessa. Tällä hetkellä esimerkiksi lämpöpumput ja älytermostaatit ovat yleistyneet voimakkaasti suomalaisissa kotitalouksissa. Lämpöpumppuja oli 2018 vuoden alussa 990 000 kappaletta ja niitä myytiin noin 76 000 kappaletta kuluneen vuoden aikana. (SULPU, 2018) Pumput aiheuttavat tehopiikkien kasvua suuren tehonkulutuksen ja samanaikaisen päälle kytketymisen vuoksi (Lummi A, et al., 2016).

Energiavirasto pitää yllä tilastoa (Energiavirasto, 2018) sähkön jakelutariffien kiinteiden ja muuttuvien siirtomaksujen kehityksestä. Tarkastelujakso kattaa vuodet 2000 - 2017. Taulukossa 2 on listattu selvityksen tuloksia.

Taulukko 2. Tyypikäyttäjryhmien sähkön kiinteiden ja muuttuvien siirtomaksujen muutos 2000-2017. (Energiavirasto, 2018)

Tyypikäyttäjä	Kiinteä %					Muuttuva %				
	1/2000	1/2005	1/2010	1/2015	1/2017	1/2000	1/2005	1/2010	1/2015	1/2017
SIIRTO K1	42,4	46,5	49,3	55,7	56,8	57,6	53,5	50,7	44,3	43,2
SIIRTO K2	31,1	35,2	39,6	44,3	46,4	68,9	64,8	60,4	55,7	53,6
SIIRTO L1	26,0	28,9	32,4	35,8	37,5	74,0	71,1	67,6	64,2	62,5
SIIRTO L2	28,6	31,5	33,8	37,3	38,9	71,4	68,5	66,2	62,7	61,1
SIIRTO T1	24,6	25,3	24,6	40,3	35,0	75,4	74,7	75,4	59,7	65,0
KESKIARVO	30,5	33,5	35,9	42,7	42,9	69,5	66,5	64,1	57,3	57,1

Taulukossa 2 esitetty tyypikäyttäjä K1 on kerrostalohuoneisto, K2 pientalo ilman sähkölämmitystä, L1 pientalo sähkölämmityksellä, L2 pientalo varaavalla sähkölämmityksellä ja T1 kuvaa pienteollisuutta. Tuloksista nähdään, että pienteollisuutta lukuun ottamatta kaikkien muiden käyttäjäryhmien kiinteiden maksujen osuus siirtolaskusta on noussut. (Energiavirasto, 2018)

3.1.1 Tehotuotteet valtakunnallisessa sähkönsiirrossa

Sähköjärjestelmässä on tapahtumassa merkittävin muutos kymmeneen vuosiin. Tuettu uusiutuva tuotanto laskee sähkön markkinahintaa, joka johtaa kalliimpien lämpövoimaan perustuvien laitosten sulkemiseen. Nämä laitokset ovat perinteisesti taanneet sähkön riittämisen huippukulutuksen aikana, mutta tilanne on muuttumassa. Sähkön kysyntään kaivataan joustavuutta, jota pyritään saavuttamaan uusien innovaatioiden ja rakenteiden kautta, johon myös tehotuotteet kuuluvat.

Fingrid uudisti kantaverkkohinnoittelunsa 2016. Tehonkulutus huomioitiin hinnoittelussa korottamalla kulutusmaksun hintaa talviarkipäivinä 30 %:lla. (Fingrid A, 2019) Kantaverkon kulutusmaksu tarkoittaa kaikkea jakeluverkkoalueella tapahtuvaa kulutusta, vaikka sähköä ei siirrettäisi kantaverkon liityntäpisteen kautta. Jakeluverkkoyhtiön näkökulmasta on tärkeää miettiä keinoja talviarkipäivän tehohuippujen hallitsemiseksi, koska siirretty sähkö on kyseisenä aikana entistä kalliimpaa.

Fingrid on kerännyt asiakkailtaan kommentteja ja ajatuksia tehopohjaiseen hinnoitteluun siirtymisestä. Tehotariffeihin perustuva hinnoittelu ei ole pelkästään jakeluverkkoyhtiöiden intressi, vaan tavoitteena olisi muuttaa koko sähkönsiirtojärjestelmän käytäntöjä. Fingridillä on jakeluverkkoyhtiöiden kaltaiset ongelmat, jotka johtuvat esimerkiksi hajautetun tuotannon lisääntymisestä. Tavoitteena on kuormanohjauksen avulla löytää keino verkon kapasiteetin tehokkaampaan käyttöön, jotta muutostrendi ei johtaisi kalliin siirtoverkon kapasiteetin lisäämiseen. (Gaia, 2018)

3.1.2 Pienasiakkaan tehotuotteiden nykytilanne Suomessa

Tutkimuksen kirjoittamishetkellä pienasiakkaille tarkoitettuja pienjännite-tehosiirtotuotteita on kolmella yhtiöllä Suomessa. Nämä yhtiöt ovat Helen Sähköverkko Oy, LE-Sähköverkko Oy ja Kuopion Sähköverkko Oy. Helen Sähköverkko Oy tapauksessa pienasiakkaan tehokomponentti on sisällytetty tuotteeseen, jossa kulutusmaksussa on kaksi aikaporrasta. Kulutusmaksun (€/kWh) lisäksi tuotteessa on perusmaksu (€/kk) ja tehomaksu (€/kW, kk). Laskutusteho määritetään kuukauden kolmanneksi suurimman tuntikeskitehon mukaan. Tämän lisäksi Helenillä yöllä tapahtuvasta tehohuipusta huomioidaan 80 % laskutuksessa, mutta päiväsaikaan tehot huomioidaan täysmääräisesti. (Helen Sähköverkko Oy, 2019)

Kuopion Sähköverkolla (Kuopion Sähköverkko Oy, 2019) on samat komponentit kuin Helen Sähköverkko Oy:llä samannimisessä Aikasiirtotuotteessa. Kuopion Sähköverkolla tehohuippu laskutetaan kuukauden korkeimman tuntikeskitehon mukaan, eikä yöllistä tehohuippua erotella päiväsaikasta. (Kuopion Sähköverkko Oy, 2019) LE-Sähköverkolla tehotuotteet on jaoteltu kahteen tuotteeseen nimeltään Yleissiirto Teho ja Yösiirto Teho. Nämä tuotteet eroavat toisistaan kulutus- ja perusmaksun osalta. Yösiirto Tehossa kulutusmaksulla on eri hinta päivä- ja yöajan välillä, kun Yleissiirto Tehossa kulutusmaksun hinta on sama riippumatta ajankohdasta. Heillä laskutettava huipputeho mitataan liukuvasti 12 kuukauden ajanjakson mukaan. (LE-Sähköverkko Oy, 2019) Yksikään mainituista yhtiöistä ei laskuta pienasiakkaita loistehon käytöstä.

Ymmärrettävyytsvaatimusta tutkittaessa yhtiöiden siirtohinnastot vaikuttavat selkeiltä. Asiakkaan tulee kuitenkin ymmärtää esimerkiksi ”tunnin keskiteho” –käsite. Näiden kolmen yhtiön etu suhteessa JE-Siirtoon on niiden sulaketariffittomuus. Hinnastot pysyvät lyhyinä ja yksinkertaisina, kun jokaista sulakekokoa ei ole listattu erikseen. Helen Sähköverkko Oy:n hinnastoa luettaessa kolmanneksi suurimman huipun ja yöllisen tehon eri

määräytymisperuste monimutkaistavat rakennetta. Yksikään yhtiö ei määritä tehomak-
sua huippulukumäärän keskiarvon perusteella, joka vähentäisi hinnoittelun selkeyttä.
Kuopion Sähköverkko (Kuopion Sähköverkko Oy, 2019) ilmoittaa tuotteidensa esittely-
tekstissä esimerkinomaisen käyttäjän, jolle kyseinen tuote sopii. Esittelyteksti vähentää
mahdollisesti asiakkaiden yhteydenottoja asiakaspalveluun, joiden tarkoituksena on sel-
vittää sopivimman siirtotuotteen valintaa.

3.1.3 Tehotuotteiden mahdollisuudet ja haasteet

Työ- ja elinkeinoministeriö perusti älyverkkotyöryhmän vuonna 2016 tutkimaan, millä ta-
valla älykkäitä verkkoja voitaisiin hyödyntää tulevaisuudessa sähkönsiirrossa, -kulutuk-
sessa ja –tuotannossa. Siirtohinnoittelun osalta työryhmä totesi, että tehokomponenttien
lisääminen sähkönsiirron hinnoitteluun edistäisi kulutusjoustoja ja kustannusvastaa-
vuutta. Onnistunut pienasiakkaiden tehotariffin lanseeraus antaisi parhaassa tapauk-
sessa mahdollisuuden lykätä tai jopa välttää verkkoon tehtäviä investointeja. (Pahkala,
et al., 2018)

Tutkimuksessa (Carlson, et al., 2016) selvitettiin, miten tehohinnoittelu toimii sähkön
pörssihintaan sidotun sähkönmyyntisopimuksen kanssa. Kuormanohjauksen omistavat
asiakkaat säästivät eniten niin myynti- kuin siirtolaskussaan, erityisesti jos taloudessa oli
sähköauto. Säästöä kertyi keskimäärin 119 €/vuosi kulutusmaksupohjaisella ja
127 €/vuosi tehopohjaisella hinnoittelulla. Asiakkaan tariffin ollessa nykyisen kaltainen
perus- ja kulutusmaksu, tehopiikit nousivat merkittävästi (63 %), vaikka sähköautoja ei
olisi ollenkaan. Tehokomponentin lisäyksen jälkeen kulutushuippu väheni 4 % normaali-
tasostaan. (Carlson, et al., 2016)

Paikallisesti pörssihintaan sidotut sopimukset voivat olla erityinen ongelma, jos suuri osa
asiakkaista hankkii sähkönsä niillä ja omistavat automaattisesti pörssin hinnan mukaan
ohjautuvan kuorman. (Carlson, et al., 2016) Hinnoittelu ei ota huomioon jakeluverkon
tarpeita ja se voi aiheuttaa esimerkiksi hetkittäistä ylikuormitusta sekä häviöiden kasvua.
Asiaa on havainnollistettu tarkemmin luvussa 4. Tehokomponentin käyttöön ottaminen
lisäisi myös verkkoyhtiön näkökulman hinnoitteluun.

3.1.4 Tehotuotteiden vaikutus energiatehokkuuteen verkkoyhtiön näkökulmasta

Energiapalveluja kehittäessä tulee miettiä koko sähköjärjestelmän, kansantalouden ja ympäristön etuja. Asiakkaiden energiatehokkuus on tärkeä tavoite, mutta nykyisellä hinnoittelulla se on ristiriidassa sähköverkkoyhtiön intressien kanssa. (Partanen, et al., 2012) Asiakkaiden energiatehokkuudesta erotetaan termi verkkoyhtiön energiatehokkuus, joka tarkoittaa sähkön siirrosta johtuvien kuormitushäviöiden minimointia. Verkkoyhtiöiden kannalta sähköverkon energiatehokkuuden parantuminen tarkoittaa laskevia häviökustannuksia.

Energiateollisuuden tuottaman energiatehokkuusselvityksen (Honkapuro, et al., 2015) mukaan suurin osa jakeluverkkoalueen verkostohäviöistä tapahtuu suurimpien kuormitusten tunneilla. Energiatehokkuuden parantamiseksi näiden tuntien määrää tulisi tasata asiakkaiden akkujen tai kuormanohjauksen kautta.

Asiakkaan tehon huomioivan hinnoittelun avulla energiatehokkuusnäkökulmien rinnalle tulisi saada kapasiteettitehokkuus. Erityisesti lämmityksen ohjauksen avulla verkon kapasiteetti voitaisiin hyödyntää tehokkaasti. Nykyään lämpöpumppujen mitoituksessa asuinrakennukseen ei optimoida laitteen tarvitsemää huipputehoa. Tehotariffi motivoisi pumpun ostajaa kiinnittämään huomiota kyseiseen ominaisuuteen. (Haapaniemi, 2017)

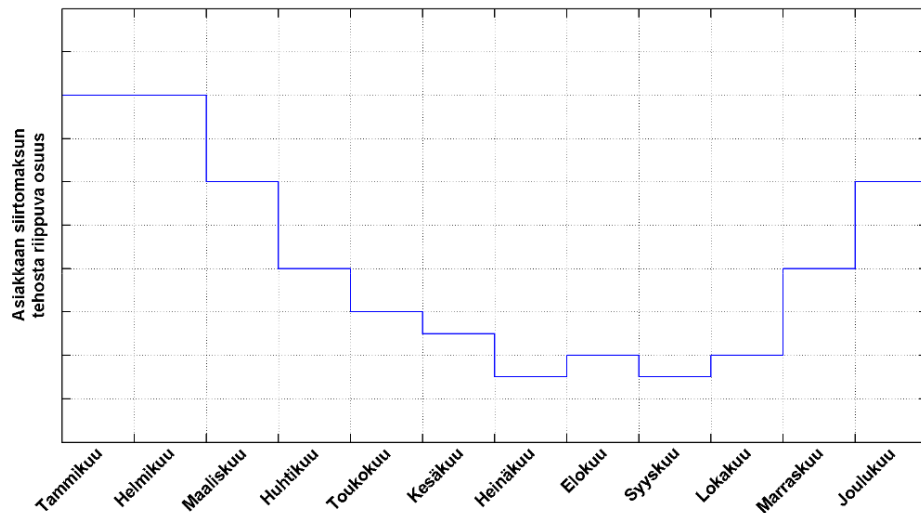
3.2 Vaihtoehtoisia tehotariffirakenteita

Tehotuotteiden mahdollisille rakenteille on useita eri vaihtoehtoja. Verkon ja asiakkaiden ominaisuudet vaikuttavat siihen, millainen tariffirakenne on sopivin. Nykyisessä hinnoittelussa sulakkeen mukaan määräytyvä perusmaksu toimii tietyllä tavalla tehotariffina, sillä asiakas maksaa mahdollisuudesta käyttää suurempaa hetkittäistä tehoa. Sulaketariffia ei voida ajatella täysin vapaaehtoiseksi rakenteeksi, sillä joissakin tapauksissa pienin mahdollinen siirtotuotekoko on 3x25 A, vaikka asiakkaalle riittäisi tätä pienempi sulake.

Tehotariffin rakenne on aina päätös, jota tehdessä pelkästään numeroiden analysoiminen ei yksinään riitä. Tuotteen täytyy olla selkeä ja helposti omaksuttava. Tuotetta suunniteltaessa on muistettava, että asiakkaana on yleensä henkilö, jolla ei ole minkäänlaista kokemusta sähkötekniikan termeistä eikä välttämättä kykyä tai halua omaksua niitä. Tässä kappaleessa on tarkoitus esitellä tariffirakenteen vaihtoehdot, ongelmat ja mahdollisuudet. Tariffirakenteen valinta perustellaan tarkemmin luvussa 6.

3.2.1 Pienasiakkaan pätötehon maksukomponentti

Tehoon perustuva maksukomponentti on jo nykyisinkin käytössä muutamalla verkkoyhtiöllä Suomessa. Yleisimpään rakenteeseen joka koostuu perusmaksusta (€/kk) ja kulutusmaksusta (€/kWh) on lisätty tehomaksu (€/kW). Tehokomponentin prosentuaalinen osuus on tavallisen kotitalouskäyttäjän laskusta noin 6 % Kuopion Sähköverkko tapauksessa. (Etelä-Suomen Sanomat, 2019) Verkkoyhtiö voi vapaasti määrittää, millainen maksun määräytymisperuste on. Huippu voidaan laskea esimerkiksi vuoden tai kuukauden suurimman tuntikeskitehon mukaan. Yhtenä vaihtoehtona olisi laskea keskiarvo tietyn ajankohdan suurimmista kulutuksista. Kuvassa 3 havainnollistetaan tehokomponentin osuutta asiakkaalla, jolla tehokomponentin laskutustehon määräytymisen aikaväli on kuukausi.



Kuva 3. Kuukausittain määräytyvän pienasiakkaan pätötehokomponentin osuus siirtomaksusta vuoden ajalta. (Honkapuro, et al., 2017)

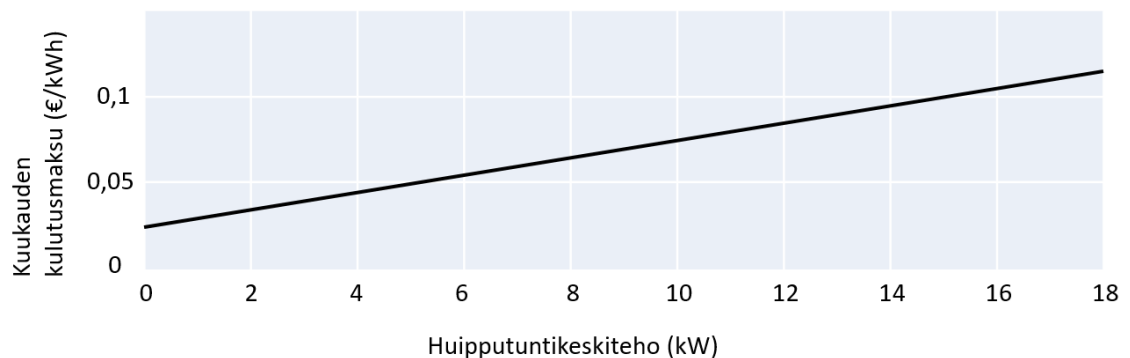
Pätötehokomponenttiin voidaan myös lisätä nykyisessä kulutusmaksussa olevia ominaisuuksia, kuten aika- ja kausihinnoittelu. Kausihinnoittelu voidaan rakentaa niin, että kesäajalla tehuippujen hinta eroaisi talviarjesta. (Honkapuro, et al., 2017) Samalla tavalla päivä- ja yöajalle voisi olla eri hinta. Verkon huipputeho on JE-Siirrolla korkeimmillaan talvella klo 11 - 14 tai klo 17 – 20. Verkkoyhtiölle olisi mieluista, jos näistä ajankohdista saataisiin kannustettua asiakkaita siirtämään kulutusta muille ajankohdille. Muina aikoina tehon hinta voisi olla matalampi.

Pienasiakkaan pätötehokomponentti voidaan muodostaa myös kynnystehon avulla. Kynnystehon perusteella rakennettu hinnoittelu tarkoittaisi, että asiakkaalla olisi jokin ennalta-asetettu tehoraja, jonka ylittämisestä joutuisi maksamaan kalliimpaa tehomaksua. Esimerkiksi 3x25 A sulakkeen rajoittama maksimiteho on noin 17 kW. Asiakas voisi valita

tehorajakseen 8 kW, jonka hinta olisi sidottu perusmaksuun tai hän maksaisi kiinteän kuukausimaksun perusmaksun lisäksi. Tämän rajan ylittäminen toisi lisää kustannuksia ja jokaisesta ylitetystä kilowattitunnista joutuisi maksamaan määrätyn summan lisää. (Honkapuro, et al., 2017) Kynnystehon käytännön toteutukseen liittyy kuitenkin myös haasteita. Ylittävien kilowattituntien hinnan asettamisen ja perustelemisen haasteita käsitellään kappaleessa 3.2.6.

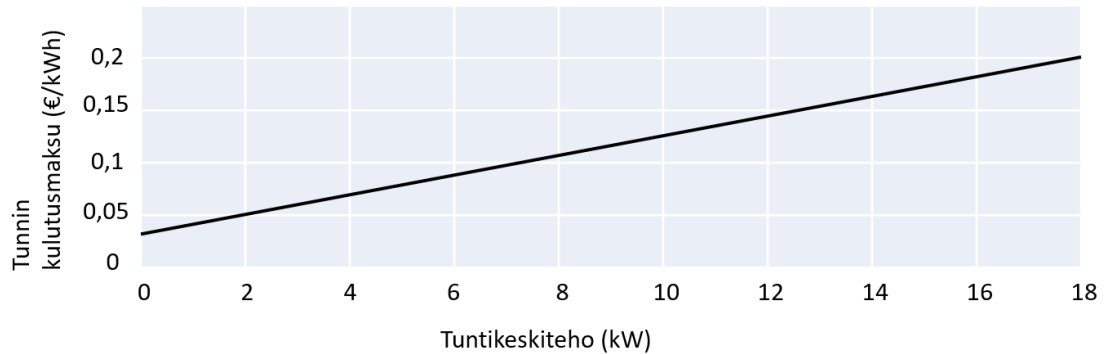
3.2.2 Tehopohjainen kulutusmaksu

Tehohinnoittelu voidaan lisätä myös kulutusmaksuun. Tässä hinnoittelumallissa erillistä tehokomponenttia ei otettaisi mukaan vaan tuote koostuisi tavalliseen tapaan perus- ja kulutusmaksusta. Huipputuntiperusteisessa kulutusmaksussa energiaan perustuvan komponentin hinta määräytyisi esimerkiksi kuukauden korkeimman tuntikeskitehon mukaan. (Järventausta, et al., 2015) Kuvassa 4 on havainnollistettu hinnan määräytyminen.



Kuva 4. Huipputuntiperusteisen kulutusmaksun määräytyminen. Muokattu (Järventausta, et al., 2015)

Kuvan 4 mukaan asiakas, jonka kuukauden huipputeho on 15 kW, maksaisi energian siirrosta 10 snt/kWh koko kuukaudelta. Toinen vaihtoehto kulutusmaksuun sisällytetystä tehomaksusta on tuntikohtainen tehopohjainen kulutusmaksu. Tässä rakenteessa tuntikeskiteho olisi hinnoiteltu tehorajoittain. Sähkön käyttäminen korkealla teholla olisi siis kalliimpaa kuin pienellä teholla. (Järventausta, et al., 2015) Kuvassa 5 havainnollistetaan vaihtoehdon hinnan määräytymistä.



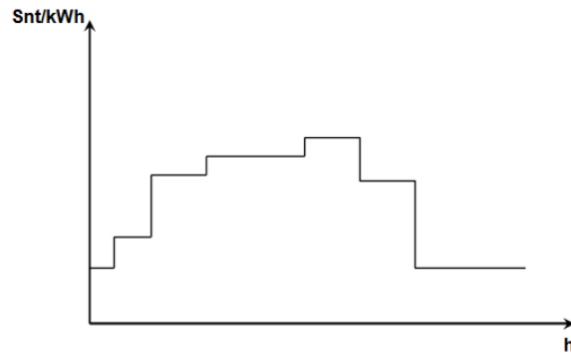
Kuva 5. Tunneittain määräytyvän tehopohjaisen kulutusmaksun muodostuminen. Muokattu (Järventausta, et al., 2015)

Kuvan 5 esitetystä vaihtoehdosta kulutusmaksu voitaisiin hinnoitella kilowattien perusteella. Esimerkiksi kahden kilowatin kuluttaminen tunnissa maksaisi $2 \text{ kW} * 5 \text{ snt/kWh} * 1 \text{ h} = 10 \text{ snt}$. Tässä mallissa yksittäinen tehuippu ei määrittäisi koko kuukauden kulutusmaksun hintaa.

Tuntikohtainen tehopohjainen kulutusmaksu voidaan tehdä myös porrastariffin avulla. Tässä rakenteessa jokaiselle kilowatille ei olisi omaa hintaa, vaan kulutusmaksu jaettaisiin kahteen hintatasoon. Hintatasot erottava porrastariffi asetettaisiin esimerkiksi viiteen kilowattiin, joka riittäisi kattamaan tyypillisen kotitalouden peruskulutuksen. Yli viiden kilowatin tuntikeskiteholla kuluttaminen johtaisi kalliimpaan kulutusmaksun hintaan kuin portaan alla kuluttaminen. Yli viiden kilowatin portaaseen asettuisivat suurempitehoisia laitteita käyttävät asiakkaat. (Mutanen, et al., 2019) Porrastariffin etuna kahteen edellä mainittuun tehopohjaiseen kulutusmaksuun on hinnoittelun selkeys ja yksinkertaisuus. Porrastariffiin liittyy haasteita asiakkaiden kohdalla, jotka kuluttavat sähköä jatkuvasti yli rajan. Portaan valitseminen ei ole yksinkertainen tehtävä.

3.2.3 Dynaaminen kulutusmaksutariffi

Dynaaminen kulutusmaksutariffi on lähinnä ehdotuksen tasolla oleva hinnoittelurakenne. Tässä mallissa kulutusmaksun hinta vaihtelisi päivä- ja yösähkön sijaan tunneittain. Vuorokauden jokaiselle tunnille määritettäisiin oma hinta. (Partanen, et al., 2012) Kuvassa 6 havainnollistetaan rakennetta.

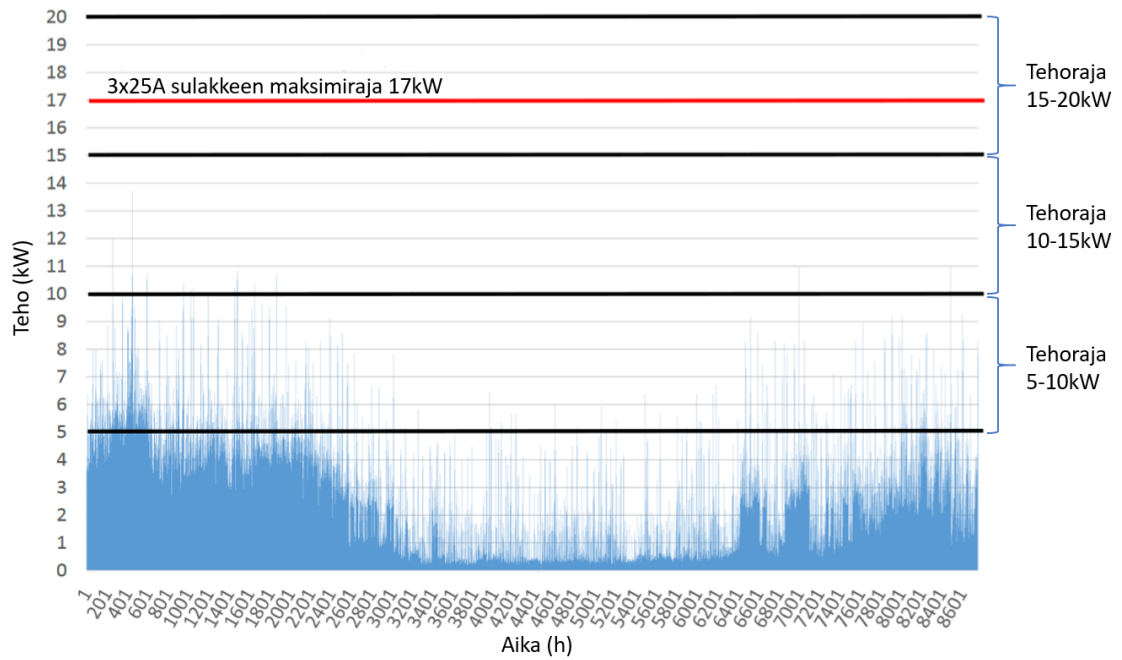


Kuva 6. Dynaamisen kulutusmaksutariffin hinnan määräytyminen. (Partanen, et al., 2012)

Dynaamisen kulutusmaksun sisältävä hinnoittelumalli ei sovellu käytettäväksi sellaiseenaan siirtohinnoittelussa. Ongelmana on asiakkaiden erilaiset sähkökäyttötavat. Yrityksissä sähköä käytetään päiväsaikaan, kun kotitalouksissa se painottuu iltaan. Hinnoittelun kulutuksen tasoitusvaikutus onnistuisi käytännössä vain, jos erilaisille käyttäjille asetettaisiin erilaiset hinnat. Tämä ei ole kuitenkaan sähkömarkkinalain periaatteiden mukaista. (Partanen, et al., 2012)

3.2.4 Tehorajatariffi

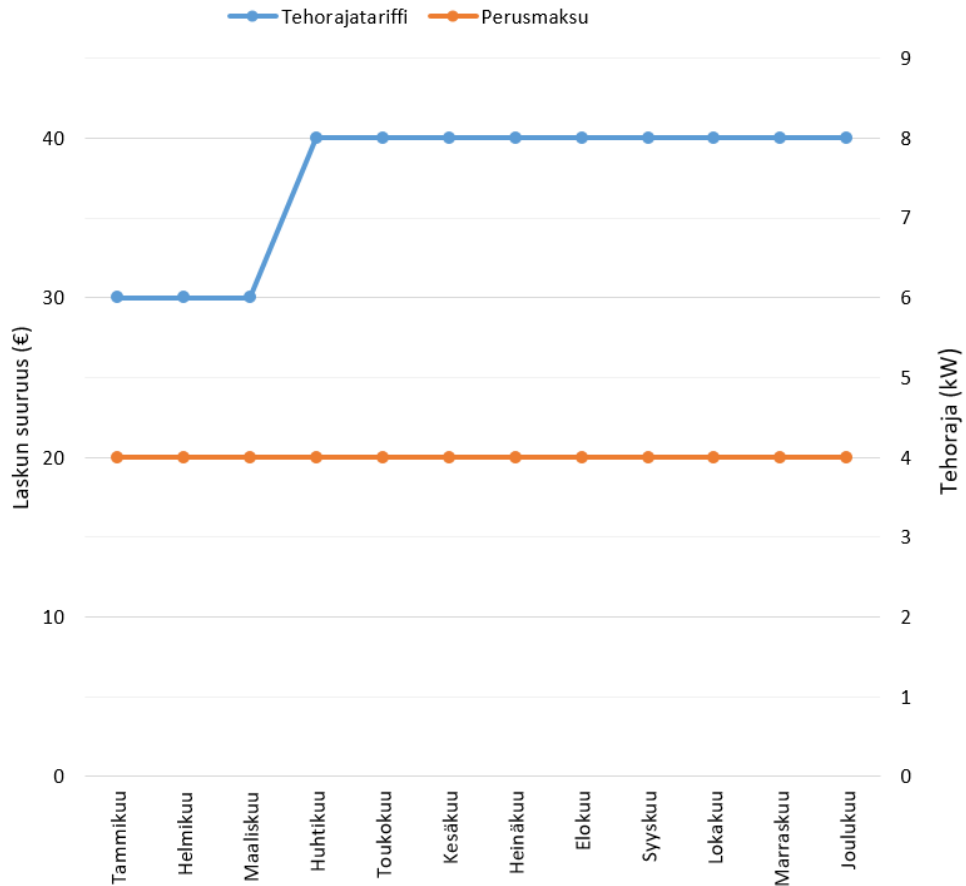
Tehorajatariffi, jota on aiemmin kutsuttu myös nimikkeellä ”tehokaista”, eroaisi kynnystepon sisältävästä pienasiakkaan tehotariffista niin, että myös kulutusmaksu olisi sisällytetty tehokomponenttiin. Tariffin perusajatuksena on määrittää ennalta tehorojoja. Tehorajat voisivat olla 3x25 A sulakkeen omaavalla asiakkaalle esimerkiksi 5 kW, 10 kW ja 15 kW. Asiakasta laskutettaisiin sen perusteella, mitä asiakkaan kulutus on viime vuosina tai historiatietojen perusteella ollut. (Honkapuro, et al., 2017) Kuvassa 7 on havainnollistettu tehorojat.



Kuva 7. Tehorajojen havainnollistaminen. Muokattu (Tuunanen, et al., 2016)

Kuvassa 7 asiakkaan kulutus on sinisellä. Kuvasta voidaan nähdä tehorajan määrittämisen haaste. Asiakkaalle pitäisi valita tehoraja joko 5 - 10 kW tai 10 - 15 kW väliltä. Kuitenkin 5 - 10 kW olisi liian pieni, mutta 10 - 15 kW turhan suuri. Myös kesäaikaan kulutus on huomattavasti alhaisempaa, jolloin kumpikin tehoraja saattaisi olla liian suuri. Tämän vuoksi tehorajoihin voidaan sisällyttää joustavuutta, jota käsitellään myöhemmin tässä kappaleessa.

Kuvassa 8 on esitetty esimerkki tehorajatariffin hinnoittelusta vuoden ajalta. Tässä esimerkissä asiakkaan tehoraja määritetään kalenterivuositain tai liukuvasti 12 kuukauden ajalta. Tehorajoiksi on määritetty 4 kW, 8 kW ja 12 kW. Kuvaajaan on eritelty kuukausittain maksettava vakiosuuruinen perusmaksu 20 €/kk. Sininen tehorajatariffi tarkoittaa koko siirtotuotteen laskua, eli perusmaksuun on lisätty tehomaksu (10 €/tehoraja, kk) Vasemmassa pystyakselissa on asiakkaan laskun suuruus kuukausittain. Oikeassa pystyakselissa on tehorajat.



Kuva 8. Tehorajatariffin havainnollistaminen.

Kuvassa 8 esitetty asiakas on maaliskuun aikana käyttänyt joinakin tunteina yli 8 kW tehoa. Tällöin asiakas on siirtynyt korkeammalle tehorajalle. Maaliskuusta lähtien asiakasta veloitetaan sen mukaan, että hän käyttäisi jatkuvasti tehoa välillä 8 – 12 kW. Hinnoittelu voidaan toteuttaa usealla eri tavalla ja vaihtoehtoisesti voitaisiin määrittää kuukausittainen tehoraja.

Tehorajatariffiin voidaan lisätä aika- ja kausihinnoittelu. Hinnoittelu toteutettaisiin siten, että tehorajat hinnoiteltaisiin eri hinnoilla talvi- ja kesäkuukausille. Aikahinnoittelu toteutettaisiin vuorokauden sisällä, eli yölle ja päivälle olisi eri hintainen tehoraja tai tehorajat määritettäisiin erikseen yölle ja päivälle. (Honkapuro, et al., 2017) Kausihinnoittelussa on etunsa pientuotantoa omaavilla asiakkailta. Kesällä aurinkopaneelien tuottama sähkö voi laskea asiakkaan tehorajaa. Tämä lisää ympäristöystävällisen pientuotannon kannattavuutta ja tämän lisäksi energiavarastojen kannattavuus voisi parantua. (Honkapuro, et al., 2017)

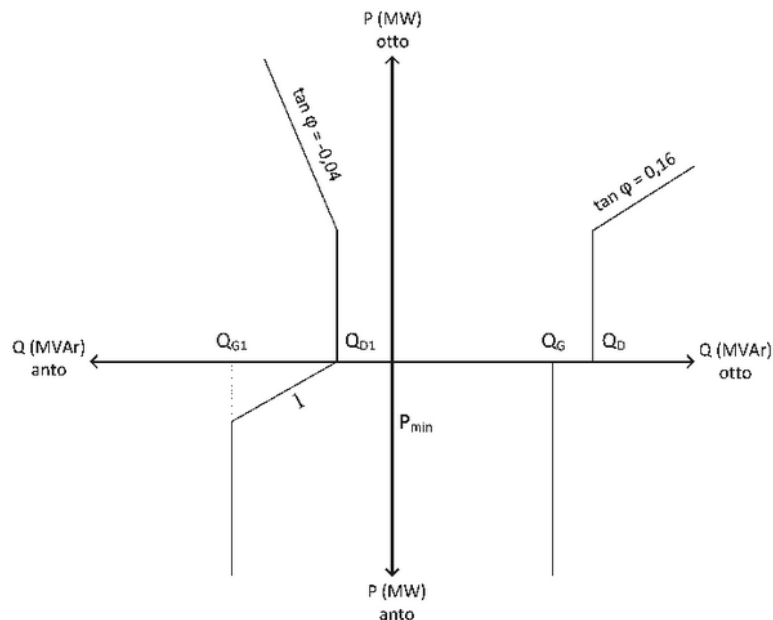
Tehorajatariffiin voidaan sisällyttää kolmas hintaporras teholle päivän ja yön lisäksi. Kolmas porras on suunniteltu vähentämään kaikista suurimpien kuormitusten aikaa. Tätä

kutsutaan Critical Peak Pricing:ksi (CPP). CPP:tä voidaan hyödyntää myös porrastariffissa. Mallissa verkkoyhtiö voi antaa etukäteen ilmoituksen odotetusta korkeasta kuormitustilanteesta. Ilmoitetulla ajalla on muita aikoja korkeampi hinta. Tavoitteena on siirtää epäkriittistä kuormaa toiseen ajankohtaan. Pienasiakkaan tapauksessa malli on saattaa kuitenkin olla liian monimutkainen. (Honkapuro, et al., 2017) Verkkoyhtiön kannalta tehorajatariffi tarjoaa ennustettavamman tuoton kuin erillisen pätötehomaksun soveltaminen.

3.2.5 Loistehokomponentti

Loistehon hallinta on tullut entistä tärkeämmäksi sähköverkkoyhtiöissä. Kaapeloinnin seurauksena maakapasitanssi on kasvanut ja verkon tuottaman loistehon määrä kasvanut sen seurauksena. Suurilla asiakkailla loistehon kuluttamisesta ja tuotannosta laskutetaan. Osassa verkkoyhtiöitä loistehon syöttö verkkoon on kokonaan kielletty (Kuopion Sähköverkko Oy, 2019) (Jyväskylän Energia Oy, 2019). Loistehon kuluttaminen auttaa kaapeleiden tuottaman loistehon hallinnassa.

Loistehon kulutuksesta laskutetaan asiakasta, koska jokaisella verkkoyhtiöllä on Fingridin asettama loissähköikkuna, jonka mukaan verkkoyhtiö saa ottaa loistehoa kantaverkosta tai syöttää loistehoa verkkoon. (Fingrid, 2017) Kuvassa 9 on esitetty loissähköikkuna.



Kuva 9. Fingridin loissähköikkuna. (Fingrid B, 2019)

Kuvasta 9 nähdään, että loistehoa voi antaa tai ottaa riippuen kulutetusta tai annetusta pätötehosta. Siirtoverkon liittymispisteen kautta siirtynyt energia netotetaan oton ja annon mukaan, josta saadaan lopullinen laskutusarvo. Sallittu loistehoraja-arvo lasketaan Fingridin määrittämällä laskutavalla. Loistehorajan ylitystilanteessa verkkoyhtiö joutuu maksamaan lisämaksun. Hinnoittelua on liennytetty niin, että 50 suurinta loistehoylitystä tuntikeskitehona mitattuna ovat ilmaisia. (Fingrid, 2017)

3.2.6 Tehoperusteisiin hinnoittelumalleihin liittyvät käytännön haasteet

Sopivimman rakenteen valitseminen edellyttää tuotevaihtoehtojen kriittistä tarkastelua. Erityisesti tehorajatariffi vaikuttaa teoriassa olevan selkeä ja toimiva ratkaisu. Tuoterakenteen käytännön toteutukseen sisältyy kuitenkin lukuisia teknisiä ja asiakasnäkökulmaan liittyviä ongelmia, joille ei ole esitetty yksiselitteistä ratkaisua kirjallisuudessa. Tässä työssä hinnoittelun pohjana käytetty sopivin tuoterakenne esitellään luvussa 6 tehotuotteiden määrittämisen yhteydessä.

Tehorajatariffissa on haasteita määrittää, miten suhtaudutaan yksittäisiin tehorajojen ylityksiin. Jos asiakas käyttäisi esimerkiksi alle 10 kW tavallisesti, mutta yksittäisen tunnin kulutus ylittäisi tämän rajan, saattaisi asiakas joutua seuraavalle tehorajalle. Tämä johtaisi tilanteeseen, jossa asiakas maksaisi saman verran sähkön siirrostaan kuin 15 kW tehorajalla oleva asiakas. Tilanne voidaan ratkaista niin, että yksittäisistä tehorajan ylityksistä ei siirryttäisi seuraavalle rajalle vaan asia hoidettaisiin erillisellä sakkomaksulla. Sakkomaksun määräytyminen kustannusten ja käytäntöjen osalta on kuitenkin vähintäänkin epäselvä. (Honkapuro, et al., 2017)

Tehorajatariffisopimuksen tekohetkellä asiakkaan tehonkäyttö analysoitaisiin ja hänelle valittaisiin tai hän itse valitsisi optimaalisimman tehorajan. Pienasiakkaiden kuormanohjausteknologia ei ole järin kehittynyttä, joten tehorajan ylityksiä saattaisi tulla. Jokaisesta ylityksestä ei tarvitsisi sakottaa, vaan voitaisiin sallia esimerkiksi 20 ilmaista tehorajan ylitystä. Tehonkäyttöä analysoidessa voitaisiin pohtia, kannattaako asiakkaalle laittaa keskimääräistä tehonkäyttöä korkeampi tehoraja, jos kulutus on epätasaista ja kuormituspiikkejä tapahtuu usein. Rajaa määrittäessä voitaisiin myös pohtia, olisiko asiakkaan kannattavampaa ottaa satunnainen sakkomaksu ylityksistä kuin maksaa turhan korkeasta tehorajasta jatkuvasti. (Järventausta, et al., 2015)

Sakkomaksu tehorajan ylittämistä on haastava määrittää. Maksun tulisi olla linjassa muiden hinnoitteluperiaatteiden kanssa, sen tulisi olla oikeudenmukainen ja maksun eumääräinen suuruus tulisi määrittää perustellusti. Sakkomaksu tulisi määrittää keinotekoisin menetelmin, ja sen vaikutusta verkkoyhtiön tulojen kertymiseen olisi mahdotonta ennustaa. (Honkapuro, et al., 2017)

Tehorajatariffissa ongelmaksi muodostuu sähkön käyttö. Hinnoittelumallissa asiakas ei joudu maksamaan siirretystä energiasta, joten malli ei suosi energiankäytön vähentämistä. Erityisesti energiankäytön vähentämiseen ei ole kannustetta, jos asiakas on lyhyellä aikavälillä kuluttanut sähköä suurella teholla ja siirtynyt ylimpään tehorajaan. Samanlainen haaste on nähtävissä kaikissa kiinteisiin maksuihin perustuvissa tuoterakenteissa. (Honkapuro, et al., 2017) Nykyiset sähkönmyyntisopimukset ovat energiapohjaisia, joka hillitsee osaltaan suurta energian käyttöä.

Karkeiden tehorajojen laatiminen suurelle asiakasmäärälle tuottaisi ongelmia. Asiakkaiden keskimääräinen kulutus ei asetu tietyille rajoille, vaan se vaihtelee asiakaskohtaisesti. Tämän vuoksi tehorajatariffin hinnoittelun yleinen asettelu on vaikeaa määrittää. Hinnoittelussa tulisi selvittää, mikä hinta millekin tehorajalle laitettaisiin. Käytännön laskentojen tekeminen tehorajoista olisi hyvin haastavaa. Viranomaisen näkökulmasta 15 %:n korotuskaton valvonta muuttuisi monimutkaisemmaksi, sillä tyyppikäyttäjälle jouduttaisiin laskemaan siirtolasku useista rajoista. (Lummi, 2019)

Tehorajatariffiin ei voida siirtyä maltillisesti pitkän aikavälin kuluessa, vaan muutos olisi tehtävä yhdessä yössä. Maltillisempi siirtymisaika voitaisiin toteuttaa tekemällä toinen väliaikainen tehotuote siirtymäajalle, joka monimutkaistaisi käyttöönottoprosessia. Tehorajan valitseminen voitaisiin laittaa asiakkaan tehtäväksi tai verkkoyhtiö voisi ottaa siitä vastuun. Tämä ei kuitenkaan käytännössä toimisi, sillä kaikkien asiakkaiden ei voida olettaa olevan tarpeeksi perehtyneitä aiheeseen. Verkkoyhtiön määrittäessä rajoja jouduttaisiin taas tekemään päätöksiä, joita käsiteltiin kappaleessa 2.3.4. Valinnat perustuisivat mielipiteisiin ja yhtenevä rajojen määrittäminen olisi mahdollista, mutta määrittäminen voisi osoittautua hyvin haasteelliseksi tehtäväksi. (Lummi, 2019) (Honkapuro, et al., 2017)

Loistehon laskuttaminen pienasiakkaalta on haastavaa, sillä asiakkaan on vaikea ymmärtää loistehon käsitettä ja sähkömarkkinalain ymmärrettävyytsvaatimus ei toteutuisi. Pienasiakkaan tehotuotteisiin ei ole täten perusteltua lisätä loistehomaksua. Sähköverkkoyhtiöt tarjoavat nykyisin perus- ja kulutusmaksupohjaisia Kausi- ja Yleissiirtotuotteita

kohtalaisen suurille sulakkeille. Suurempien sulakkeiden asiakkaat tulisi mieluummin säilyttää nykyisiin pienjännitetehtäviin, joissa on loistehomaksu. Kyseisille asiakkaille voisi vaatia loistehomittauksen asentamista, jos sen mittaaminen ei ole vielä mahdollista.

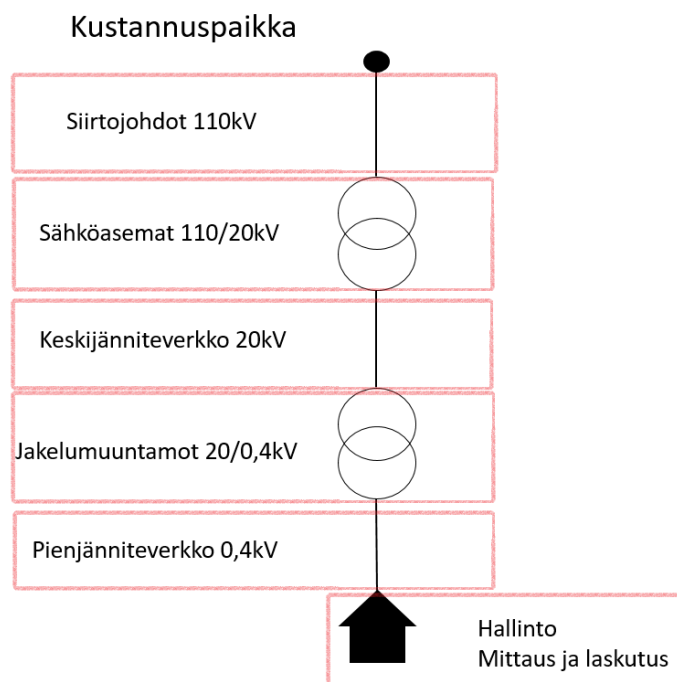
Tehopohjaisen kulutusmaksun ongelmaksi tulisi siirtotulojen ennustettavuus. Tällaisesta rakenteesta ei ole käytännön kokemuksia, joten hinnoittelun vaikutus kulutuksen ohjaimiseen ei ole tiedossa. (Honkapuro, et al., 2017) Siirtotulot vaihtelisivat entistä suuremmin lämpötilan mukaan, sillä kylmä pakkasjakso nostaa merkittävästi energiankulutusta ja lauhan talven aikana energiankulutus on todennäköisesti ennustettua alempi. Tämä johtaisi suurempiin yli- ja alijäämäisiin tuloksiin, joka ei ole toivottavaa verkkoyhtiön kannalta. Huipputuntiperusteisessa kulutusmaksussa epähuomiossa tapahtuneet tehopiikit lisäisivät merkittävästi kulutusmaksun hintaa, kun koko kulutetun kilowattimäärän yksikköhinta nousisi.

4. HINTAKOMPONENTTIEN MÄÄRITTÄMINEN

Tariffihinnoittelun lähtökohtana on vakaus, joka on tärkeää niin verkkoyhtiölle kuin asiakkaalle. Verkkoyhtiön tavoitteena on saada ennustetun mukainen tuotto ja asiakkaalle tärkeää on edullisuuden lisäksi se, että laskun suuruusluokka tiedetään etukäteen. Tariffirakenteessa ei saa olla liian monia muuttuvia komponentteja, koska tulevan siirtomaksun suuruuden arviointi muuttuu asiakkaan näkökulmasta mahdottomaksi. (Partanen, 2014)

4.1 Tariffihinnoittelun perusteita

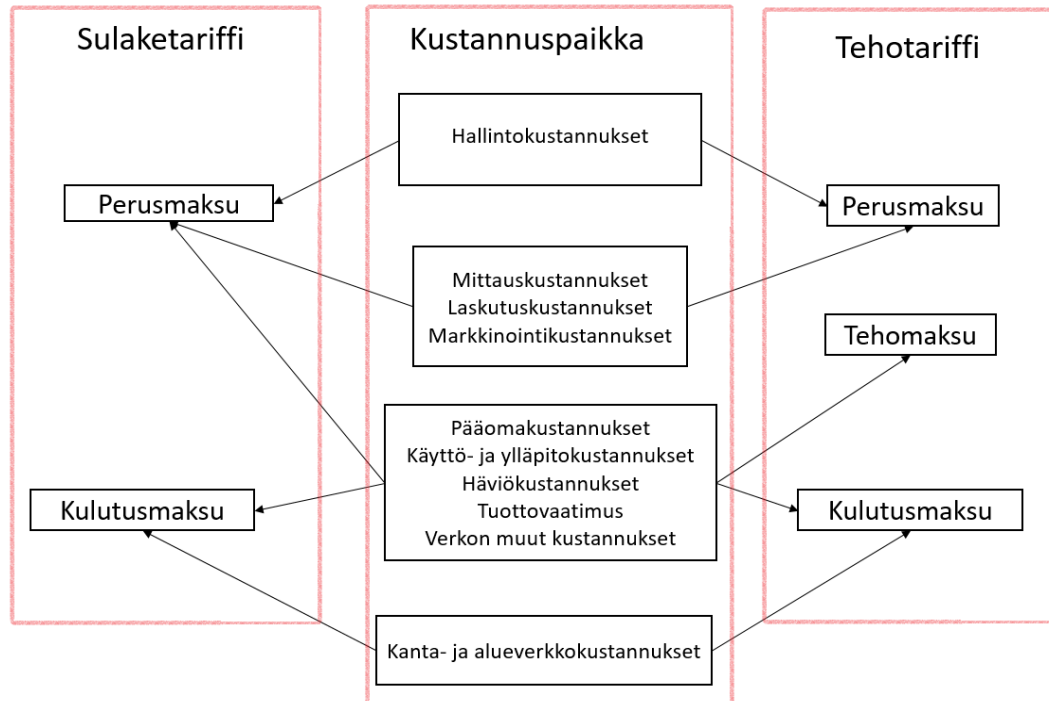
Kustannusvastaavan hinnoittelun onnistumiseksi on määritettävä, kuinka paljon asiakkaat tuovat kustannuksia verkkoyhtiölle. Kustannuspaikka tarkoittaa organisaatiossa olevaa pienintä yksikköä, jonka kustannukset voidaan laskea. (Partanen, 2014) Kuvassa 10 havainnollistetaan jakeluverkon kustannuksien jakamista kustannuspaikkoihin.



Kuva 10. Verkon jako kustannuspaikkoihin. Muokattu (Partanen, 2014)

Sähköverkkoyhtiön kustannuspaikat voidaan jakaa karkeasti verkon pääoma- ja käyttö-kustannuksiin, häviöihin, mittaukseen, laskutukseen, kantaverkkopalvelumaksuihin ja hallintoon. Verkosta voidaan vielä erottaa sähköasemat, SJ-, KJ- ja PJ-verkko, jakelumuuntamot ja muut komponentit omaksi kustannuspaikakseen. (Partanen, 2014)

Lähtökohta aiheuttamisperiaatetta ja kustannusvastaavuutta noudattavaan tariffihinnoitteluun on selvittää, mitkä kustannukset johtuvat sähkön siirrosta ja mitkä eivät. Tärkeätä on myös pohtia, millä perusteella kustannukset kohdistetaan eri maksukomponenteille. Kuvassa 11 havainnollistetaan, miten kustannuspaikat voidaan jaotella maksukomponentteihin.



Kuva 11. Kustannuksien kohdistaminen. Muokattu (Partanen, 2014)

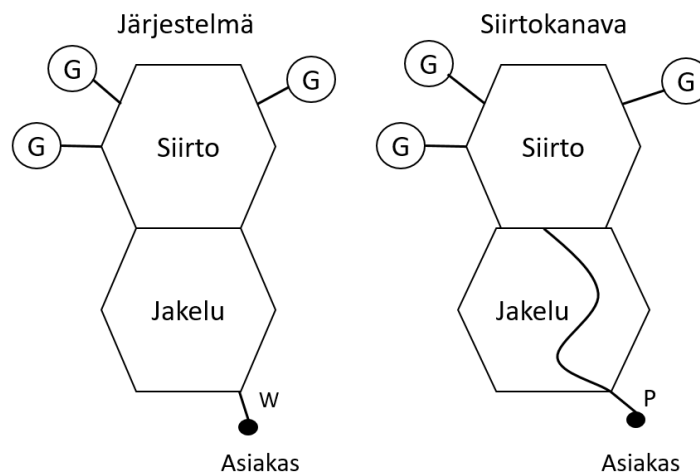
Kuvassa 11 esitetty sulaketariffi kuvastaa nykyisin yleisintä olemassa olevaa hinnoittelurakennetta. Tehotariffi tarkoittaa, että hinnoitteluun on lisätty tehokomponentti ja osa verkon kustannuksista kohdistetaan siihen. Osa kustannuksista on kohdistettu perus- ja kulutusmaksuun. Samoin tehotariffin tapauksessa teho- ja kulutusmaksuun on kohdistettu verkon pääomakustannuksia. Syy tähän on se, että verkkoyhtiöt voivat hinnoittelussaan kohdistaa näitä kustannuksia haluamallaan tavalla.

Kuvan 11 mukaisesti esimerkiksi verkon kapasiteetin ylläpitokustannukset on tavallisesti kohdistettu perusmaksuun. Kohdistus noudattaa sulaketariffien tapauksessa kustannusvastaavuutta. Yksinkertaisuusperiaatteen nojautuvan näkökulman mukaan on hyvä, että tuotteilla on mahdollisimman vähän maksukomponentteja. Tehotariffin tapauksessa kustannukset kohdistetaan kuitenkin tehomaksuun. Hinnoittelu noudattaa tällöin paremmin aiheuttamisperiaatetta, kun asiakkaita ei laskuteta sulakkeen maksimirajan, vaan todellisen tehonkäytön mukaan.

Tariffihinnoittelussa kustannukset on tarkoitus kohdistaa aiheuttamisperiaatetta noudattaen niin, että asiakas maksaa vain käyttämästään sähkön siirtokanavasta. Esimerkiksi keskijännitteeseen kytketyn asiakkaan tulee maksaa vain keskijännitteestä ylöspäin olevat kustannukset, eikä osallistua PJ-verkon kuluihin. 20/0,4 kV muuntajien kustannukset kohdistetaan PJ-verkkoon. PJ-verkon asiakkaiden katsotaan osallistuvan kaikkien jännitetasojen kustannuksiin. (Partanen, 2014), (Honkapuro, et al., 2017)

4.1.1 Järjestelmä- ja siirtokanavanäkökulma

Hinnoittelun muodostamiseen vaikuttaa näkemys sähköverkon tehtävästä. Sähköverkko voidaan nähdä olevan järjestelmä, joka palvelee kaikkia asiakkaita. Tässä ajattelumallissa yksittäisen kuluttajan tehoa ei huomioida, vaan tarkoituksena on tarkastella koko sähköverkkojärjestelmää. Toisessa ajattelumallissa sähköverkko on siirtokanava. Jokainen asiakas varaa sähköverkosta siirtokanavan itselleen, jolloin tuntiteholla on enemmän merkitystä. Viimeisenä vaihtoehtona kaksi edellistä näkökulmaa yhdistetään. Osa verkosta toimii järjestelmänä ja osa siirtokanavana. (Mutanen, et al., 2019) Kuvassa 12 havainnollistetaan edellä kuvattuja näkökulmia.

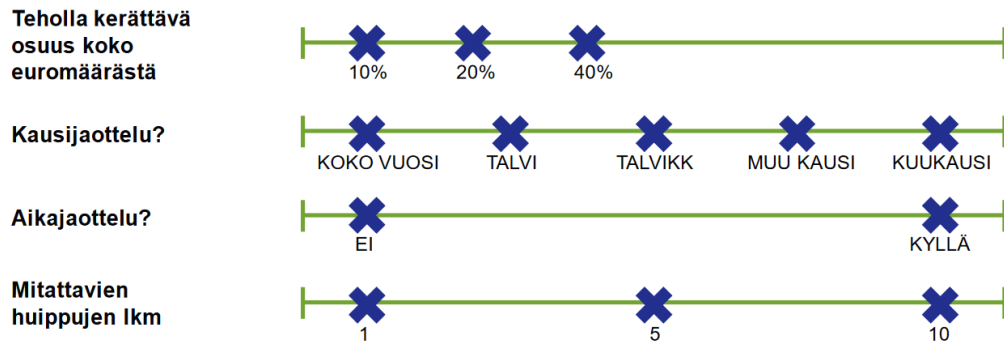


Kuva 12. Järjestelmä- ja siirtokanavanäkökulma. Muokattu (Partanen, 2014)

Kuvasta 12 huomataan, että järjestelmänäkökulmassa asiakasta laskutetaan käytetystä energiasta (W). Siirtokanavamallissa laskutetaan siirtokapasiteetista, jolloin maksu peruste on käytetty teho (P). Tehotuotehinnoittelu perustuu siirtokanavaperusteiseen malliin. Mallien yhdistäminen toimii käytännössä niin, että pienjänniteverkko ja jakelumuuntajat käsitellään siirtokanavana. Keskijänniteverkosta ylöspäin kustannukset jaetaan järjestelmänäkökulmasta, jolloin kustannukset jaetaan siirretyn energian mukaan. (Lummi, et al., 2014) Kyseistä ajattelutapaa voidaan käyttää hyödyksi kustannusten kohdistamisvaiheessa siirtohinnoitteluprosessissa.

4.1.2 Havaintoja tehomaksun muodostamisesta

Fingrid on teettänyt selvityksen (Gaia, 2018), miten kantaverkkomaksuja voitaisiin kerätä tehoperusteisesti. Mallia voidaan käyttää myös jakeluverkkoalueen tehotuotehinnoittelun havainnollistamiseen.



Kuva 13. Tehotuotteen rakentuminen. Muokattu (Gaia, 2018)

Kuvassa 13 on listattu hinnoittelun ominaisuuksia, joista muokataan varsinainen tehotuote. Kuvasta huomataan, että erilaisia kombinaatioita on satoja. Verkkoyhtiöllä on siis valinnanvaraa ja mahdollisuus räätälöidä tuote omaan tarpeeseensa sopivaksi.

Tariffeja hinnoitellessa täytyy huomioida, että siirto- ja sähkönmyyntitariffit toimivat yhdessä niin, että koko sähköjärjestelmän etu huomioidaan. Ohjaussignaalit eivät saa olla täysin ristiriidassa keskenään sähkön myyjän ja jakelijan välillä. (Partanen, et al., 2012)

Tutkimuksessa (Lummi B, et al., 2016) tuotiin esiin, että tehomaksun määrittämiseen on muitakin vaihtoehtoja kuin yhteen tehohuippuun perustuva hinnoittelu. Tutkimuksen datana oli suomalaisen verkkoyhtiön 32 000 asiakasta. Verkko sijoittui kaupunkialueeseen. Asiakasryhmä ja verkkoalue vastaavat kohtalaisen hyvin JE-Siirtoa. Laskelmat tehtiin kuukausi-, kausi- ja vuositasolla. Hinnoitteluvaihtoehdot olivat ajankohdan suurin yksittäinen tunti, viiden ja kymmenen korkeimman tuntikeskitheon keskiarvo.

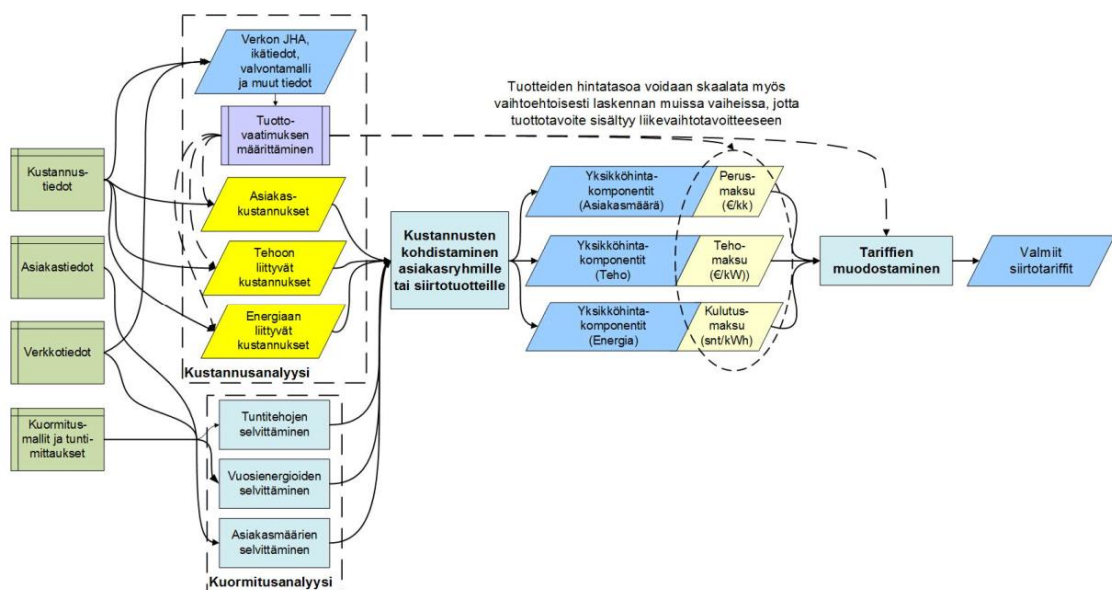
Tutkimuksessa (Lummi B, et al., 2016) tehtiin arvio asiakkaiden sähkönkulutuksesta ja tuotteet muodostettiin niin, että tavoitteena oleva liikevaihto täytyisi. Lähimmäksi tavoitelliikevaihtoa sijoittui tuote, jonka tehokomponentti oli hinnoiteltu viiden tehohuipun keskiarvon mukaan kuukausittain. Tehohinnoittelussa 95% asiakkaista ei kokenut merkittäviä muutoksia siirtolaskussaan, mutta 5% kokivat. Laskun muutokseen on voinut kuitenkin vaikuttaa asiakkaiden oleminen alun perin väärässä tariffiryhmässä. (Lummi B, et al., 2016) Hintojen merkittävä nouseminen pienellä osalla asiakkaista on toistunut aihealueen muissakin tutkimuksissa. (Rossi, 2018) JE-Siirron tilanteen tarkempi tarkastelu on

luvussa 6. Pienen asiakasmäärän hintojen nousun hallinta tulee ottaa huomioon tuotetuksessa. Näiden asiakkaiden kohdalla tulee pohtia, millaiset mahdollisuudet heillä on vaikuttaa siirtolaskuunsa ja pidetäänkö yksilön muutosturvaa vai kansantalouden etua tärkeämpänä (Partanen, et al., 2012).

4.2 Kustannusvastaavan siirtohinnoittelun prosessi

Laskentaperiaatteina kustannuslaskentaan voidaan käyttää joko keskihinta- tai rajakustannusperiaatetta. Keskihintaperiaatteessa määritetään vuosittaiset keskimääräiset kustannukset. Tämä toteutetaan jakamalla kustannuspaikan kustannukset joko vuoden teholla, energialla tai asiakasmäärällä. Lopputulokseksi saadaan hinta €/kW, €/kWh tai €/asiakas. Rajakustannus kuvaa kustannusten kasvua, kun toiminta-aste nousee yhdellä yksiköllä. Rajakustannusperiaatteessa tarkoituksena on laskea, kuinka paljon kapasiteetin lisääminen maksaa yksikössä €/kW. Rajakustannusperiaatteen ongelmana on tulevaisuuden kustannuksien ennustamisen tarkkuus. Tästä syystä keskihintaperiaate on yleisemmin käytetty laskentatapa. (Partanen, 2014) (Panti, 2010)

Kuvassa 14 on esitetty esimerkki tariffien määritysprosessista. Prosessin ensimmäisenä tehtävänä on kustannusanalyysi. Seuraavaksi tehdään kulutusanalyysi. Analyysien pohjalta kustannukset kohdistetaan asiakasryhmille tai siirtotuotteille. Tämän jälkeen kohdistetaan kustannukset kustannusvastaavasti maksukomponentteihin kuvan 11 ja kuvan 14 mukaisesti. Viimeisenä kohtana on siirtotuotteen yksityiskohtien hiominen. (Mutanen, et al., 2019) Tässä kappaleessa käydään prosessin yleinen teoria läpi ja luvussa 6 syvennytään aiheeseen JE-Siirron hinnoitteluprosessin yhteydessä.



Kuva 14. Tariffien määritysprosessi. (Mutanen, et al., 2019)

Tariffien määrittämisprosessiin ei voida luoda yhtä universaalisti toimivaa menetelmää, sillä jakeluverkkoyhtiöiden rakenteet ja toimintaperiaatteet eroavat toisistaan. Hinnoittelua ei voida saada täydellisen kustannusvastaavaksi, sillä laskelmiin sisältyy epätarkkuutta. (Pantti, 2010) Prosessissa tuottotavoite voidaan huomioida eri kohdissa. Se voidaan tulkita pääomakustannukseksi, lisätä suoraan hintakomponentteihin tai jakaa vasta tariffien muodostamisvaiheessa. (Lummi, et al., 2014)

4.2.1 Kustannusanalyysi

Jakeluverkkoyhtiöillä on runsaasti erilaisia kustannuksia, joiden suora kohdistaminen siirtotuotteille olisi liian monimutkaista. Tämän vuoksi kustannusanalyysissä yksittäiset kustannuspaikat kerätään suurempiin kokonaisuuksiin, joita kutsutaan kustannusalkuiksi tai kustannuseriksi. Jotkin kustannukset eivät ole suoraan kohdistettavissa yhteen kustannuserään ja nämä tapaukset aiheuttavat tulkinnanvaraisuutta. Analyysin tekijän tulee oman harkintansa mukaisesti jakaa nämä kustannukset eriin perusteltavalla suhteella. (Lummi, et al., 2014)

Kustannusten hahmottamiseksi analyysi aloitetaan tekemällä yhtiön prosentuaalinen kustannusrakenne. Kimmo Lummi on tehnyt tutkimuksessaan (Lummi, et al., 2014) jaottelun, joka koostuu:

- Verkon pääomakustannuksista
- Asiakaskustannuksista
- Häviöistä ja kantaverkkomaksuista
- Muista operatiivisista kustannuksista

Jaottelussa pohditaan, mitkä kustannuksista ovat kapasiteettiperustaisia ja mitkä johtuvat energiasta. Suhteellisen kustannusrakenteen avulla saadaan yleinen kuva kustannusten jakautumisesta. Verkon pääomakustannukset tarkoittavat verkon arvoon sitoutunutta pääomaa ja pääoman hintaa. Asiakaskustannukset sisältävät esimerkiksi mittauksen, markkinoinnin ja laskutuksen. Häviökustannukset sisältävät häviösähkön oston. Kantaverkkomaksut ovat Fingrid:lle maksettavaa kulutusmaksua ja kantaverkosta otto- maksua. Operatiivisiin kustannuksiin kuuluu sähköverkon varsinaisesta liiketoiminnasta aiheutuvat kustannukset. Näitä ovat esimerkiksi verkon käytöstä, suunnittelusta ja kunnossapidosta johtuvat kustannukset.

Kustannusanalyysissa tulee määrittää kustannusten aiheutuminen jännitetasoittain. Esimerkiksi operatiivisia kustannuksia aiheutuu eri määrä eri jännitetasoilla. Jakaminen jännitetasoihin käydään tarkemmin läpi luvussa 6. Kustannuseriä syntyy huomattava määrä, ja kustannusten kohdistamisen tueksi tulee tehdä karkea kustannuspaikkajaottelu. Kustannuspaikkajaottelu voi koostua:

- Sähköasemista ja päämuuntajista
- Keskijänniteverkosta
- Jakelumuuntamoista ja pienjänniteverkosta
- Asiakaskustannuksista
- Energiaperustaisista kustannuksista

Tässä vaiheessa jokin yksittäinen kustannuserä voidaan joutua jakamaan kahden tai useamman paikan kesken. Kustannuspaikoille muodostetaan aiheuttamisperiaatetta toteuttavat kustannusajurit, joiden avulla kustannuserien kustannukset kohdistetaan niille. Ensimmäisille kolmelle paikalle kustannusajuriksi valitaan korkein tuntikeskiteho. Tämä johtuu kustannuspaikoista syntyvien kustannusten riippuvuudesta kapasiteettiin. Asiakaskustannuksien ajuriksi valitaan asiakkaiden lukumäärä ja energiaperusteisten kustannuksien ajuriksi siirretty energia. (Lummi, et al., 2014) Kustannuspaikalle voidaan asettaa useampia kustannusajureita, joka on perusteltua operatiivisten kustannusten tapauksessa. Kapasiteetin kustannuksia on myös kohdistettu siirretyn energian mukaan, koska perusmaksun osuutta ei ole haluttu nostaa liian suureksi.

4.2.2 Kulutusanalyysi

Kulutusanalyysin keskeinen tavoite on muodostaa käsitys nykyisestä ja tulevasta sähkön käytöstä. Tämä mahdollistaa aiheuttamisperiaatteen mukaisen hinnoittelun. Kulutusanalyysissa on perinteisesti käytetty valmiiksi määritettyjä kuormitusmalleja. AMR-mittareiden ansiosta käytössä on nykyisin tuntienenergiamittaukset jokaiselta sähkön käyttöpäikältä. (Lummi, 2013)

Kulutusanalyysissa muodostetaan asiakasryhmät esimerkiksi yksiaikatariffin, aikajaottelun alaisten tariffien ja tehotariffien mukaan. Harkinnan mukaan on mahdollista jakaa asiakkaat jännitetason tai sulakekokojen mukaan. Jokaisen ryhmän asiakasmäärä ja siirretty energia selvitetään. Kulutusanalyysissa huomion kohteena kokonaisenergian lisäksi on huipputeho ja tietyn asiakasryhmän osallistuminen siihen. Jokaiselle asiakasryhmälle lasketaan joko prosentuaalinen osuus tai numeerinen tehomääräinen osuus

huipputehosta. Tätä tietoa käytetään hyväksi kustannusten kohdistamisessa, jossa ajurina on kapasiteetti. Pelkän sulakkeen tehorajan mukaisesti ei ole mielekäästä jakaa ryhmiä, sillä asiakkaat harvoin käyttävät sähköä sulakkeen maksimirajan tuntumassa. (Pantti, 2010) (Lummi, 2013)

Kulutusanalyysissa täytyy käyttää lämpötilan korjauskerrointa, jotta eri vuosien kulutukset olisivat keskenään vertailukelpoisia. Lämpötilakorjaus aiheuttaa epätarkkuutta, sillä osa verkon kuormista ei noudata lämpötilan vaihteluita. Esimerkiksi lämminvesivaraaja tai sauna ovat tällaisia kuormia. (Pantti, 2010)

4.2.3 Kustannusten kohdistaminen

Kustannusten kohdistamisessa tarkoituksena on yhdistää kustannus- ja kulutusanalyysissä tuotetut tiedot. Tässä siirtohinnoittelun vaiheessa päätetään myös se, nähdäänkö verkko järjestelmänä vai siirtokanavana. Kustannusten kohdistamisessa tulee määrittää, millä perustein kapasiteetin kustannukset jaetaan. Aiheuttamisperiaatteen toteutuminen voi kärsiä esimerkiksi tapauksessa, jossa kustannukset jaetaan pelkästään yksittäisen tehopiikin mukaan, ja tehopiikkejä esiintyy useita päivässä. Yrityksien huippu ajoittuu päiväsaikaan, kun kotitalouksilla se on illalla. Päivähuipun mukaan kohdistetut kustannukset voivat aiheuttaa tilanteen, jossa yritysasiakkaat maksavat osan kotitalouksien käyttämästä kapasiteetista. (Lummi, et al., 2014)

Kustannuksista lasketaan keskihintamenetelmän avulla yksikköhinnat komponenteille, energialle, asiakaskustannuksille ja muille kuluille. Komponenttien yksikköhinnat saadaan jakamalla verkon vuotuiset tasapoistot verkon huipputunnin keskiteholla. Esitellyssä tavassa noudatetaan siirtokanavamallia. Järjestelmämallissa tasapoisto jaettaisiin siirrettyllä energialla. (Lummi, 2013)

Perusmaksulle kohdistettavat kustannukset jaetaan keskihintaperiaatteen mukaisesti tietyn jänniteportaan käyttöpaikkojen lukumäärällä. Tulos jaetaan kuukausien määrällä, eli luvulla 12. Tällä tavoin muodostetaan vuodessa aiheutuvista kustannuksista kuukausitason kustannuksia. Tehomaksujen jakamisessa käytetään laskutustehoa. Laskutusteho tarkoittaa yksittäisten käyttäjien suurimpien tuntikeskitehojen summaa laskutusjakson ajalta. Teholle saadaan määritettyä yksikköhinta jakamalla tehosta johtuvat kustannukset asiakkaiden laskutustehon summalla. Kulutusmaksulle keskihinta lasketaan jakamalla kustannukset jänniteportaan siirretyn energian määrällä.

Seuraavassa vaiheessa yksikköhinnat kohdistetaan asiakasryhmille. Asiakaskustannuksien ja energiaperusteisten maksujen kustannusvastaava kohdistaminen on suoraviivaista. Verkon komponenttien kustannusten jakaminen eri asiakasryhmille on haastavampaa. Kirjallisuudessa esitetään, että kustannusten jakamiseen käytettäisiin apuna sähkön käyttöä kuvaavia kertoimia. Ensimmäisessä vaihtoehdossa kullekin asiakasryhmälle laskettaisiin osallistumis- ja tasoituskerroin. Osallistumiskerroin kuvaa tietyn kustannuspaikan huipputehon suhdetta koko siirtotuotteen huipputehoon. Menetelmään on lisätty tasoituskerroin, jonka avulla huomioidaan tehojen risteily verkossa. Tasoituskerroin on tällöin siirtotuotteen huipputeho jaettuna asiakasryhmän huippujen summalla. (Lummi, 2013)

Toisessa menetelmässä lasketaan kustannuskertoimet. Kustannuskerroinmenetelmässä jokaiselle kustannuspaikalle määritetään kertoimet siirtotuotekohtaisesti. Yhdelle siirtotuotteelle valitaan arvo 1 ja muiden tuotteiden kertoimet asetetaan arvosta verrannolliseksi. (Pantti, 2010) Kertoimien syvällisempi käsitteleminen on varsinaisen siirtohinnoitteluprosessin yhteydessä luvussa 6.

Kustannukset kohdistetaan kertoimien tai suhdelukujen avulla siirtotuotekomponenteille. Tehokomponentti on perinteisesti lisätty sulaketuotteilla perusmaksun sulaketariffiin. Tämän työn tarkoituksena on kuitenkin erottaa sulaketuotteiden sulaketariffin tehokomponentti omaksi maksuksi, joka vaatii yksityiskohtaisempaa tarkastelua. Tarkastelu on esitelty myöhemmin luvussa 6.

4.2.4 Tariffien muodostaminen

Siirtohinnoitteluprosessin viimeisenä osana on laskettujen siirtohintakomponenttien yhdistäminen ja muotoilu. Siirtohinnat eivät yleensä tässä vaiheessa ole täysin käyttökelpoisia, sillä perus- tai kulutusmaksujen suuruudet voivat olla liian pieniä tai suuria toisiinsa verrattuna. Tarkoituksena on tehdä porrastus kulutus- ja sulakemaksuille. Kulutusmaksu porrastetaan tarvittaessa sovellettavaan ajalliseen jaotteluun perustuen ja perusmaksu sulakekokojen mukaan.

Hintojen muotoilussa tulee huomioida, että mitä enemmän laskennan tuloksiin tehdään muutoksia, sitä vähemmän hinnoittelu noudattaa aiheuttamisperiaatetta. (Pantti, 2010) Jotta lopulliset siirtotuotteet voidaan julkistaa, tulee hinnoittelun vaikutuksia asiakkaiden siirtomaksuihin tarkastella yhtiön sisällä. Tämän lisäksi on selvítettävä, miten siirtotuotteet näyttäytyvät valtakuntatasolla hinnoittelun kohtuullisuuden ja korotuskattovalvonnan

näkökulmasta tarkasteltuna. Tyypikäyttäjäkohtainen laskenta on apuväline viimeisimmän näkökulman tarkasteluun.

5. TEHOTUOTTEIDEN REUNAEHDOT

Tehotuotteiden rakennetta rajoittavat lain lisäksi tekniset mahdollisuudet ja asiakasnäkökulma. Nämä kaksi reunaehto kiinnittyvät toisiinsa, sillä tehohinnoittelun tavoitteen saavuttaminen vaatii kehitystä niin teknologiassa kuin asiakkaiden tottumuksissa.

Tehotuotteilla ei ole tarkoitus tehdä radikaalia muutosta lyhyessä ajassa. Niiden tarkoituksena on auttaa sähköjärjestelmää vastaamaan tulevaisuuden haasteisiin. Lyhyellä aikavälillä ne parantavat kustannusvastaavuutta, mutta pitkällä aikavälillä teknologia, sähkön kulutus ja järjestelmät on tarkoitus saada toimimaan hinnoittelun kannusteiden mukaisesti. Kannusteiden tavoitteena on edesauttaa asiakasta kuluttamaan sähköä niin, että verkkokapasiteetin tehokas käyttö tulisi huomioitua energiatehokkaan sähkön käytön rinnalla.

5.1 Teknologian merkitys

Teknologia on tärkeässä asemassa tehotuotteiden lanseerauksen onnistumiseksi. Etäluettavat älykkäät sähkön kulutusmittarit on asennettu käytännössä jokaiseen sähkönkäyttöpaikkaan. Mittareiden ominaisuudet määrittävät suurelta osin, millaisia tehokomponentteja voidaan lisätä hinnoitteluun.

Älyverkkotyöryhmä ehdottaa loppuraportissaan (Pahkala, et al., 2018), että verkkoyhtiön kuormanohjauksesta luovuttaisiin huhtikuuhun 2021 mennessä ja siirryttäisiin markkinaehtoiseen kulutuksen ohjaamiseen. Uudistus toisi tehohinnoitteluun uuden kulutusjouston näkökulman, jota käsitellään seuraavassa luvussa.

Tutkimuksessa (Lummi, et al., 2015) tutkittiin, millaisia ominaisuuksia Suomen verkkoyhtiöiden mittareissa on, tulokset on esitetty taulukossa 3. Suomessa AMR-mittareissa on yleensä rele, jota käytetään päivä- ja yöajan kuormanohjaukseen ja katkaisija, jota käytetään sähköverkosta irti kytkemiseen. Osaan taulukko 3:n esitetyissä toiminnoissa vaaditaan ulkoinen laite.

Taulukko 3. AMR-mittareiden toiminnot Suomessa. Muokattu (Lummi, et al., 2015)

Toiminto	Kattavuus Suomessa
Vapaasti ohjattava rele (ilman kellonaika- tai kalenteririippuvuutta)	74,00 %
Mittarissa on virran tai tehonmittaus	100,00 %
Asetetun tehon kynnyksarvon ylitys tallentuu	63,00 %
Jos tehorajan ylittymisen esto on käytössä, katkaisijaa voidaan ohjata	100,00 %
Päivä- ja yöajan kuormanohjausrelettä voidaan käyttää tehorajan ylittymisen estämiseen	47 %
Vapaasti ohjattavaa relettä voidaan käyttää tehorajan ylittymisen estämiseen	47 %
Kalenteri- ja kellonaikaohjaus voidaan säätää etänä	71 %
Kalenteri- ja kellonaikaohjaus voidaan toteuttaa etänä niin, että edellinen signaali korvautuu	45 %
Mittarissa on energiankulutusdata saatavilla ulkoiseen laitteeseen	50 %
Mittarilla voidaan mitata taajuutta	50 %
Taajuudenmittauksen avulla voidaan ohjata mittarin releitä	21 %
Taajuudenmittauksen avulla voidaan ohjata mittarin katkaisijaa	21 %

Nykyisten AMR-mittareiden käyttöaika ulottuu ensi vuosikymmenen puoleen väliin. Mittareiden korvaajiksi ehdotetaan uuden sukupolven AMR 2.0 laitteita. Älyverkkotyöryhmä (Pahkala, et al., 2018) ehdottaa mittareihin muun muassa seuraavanlaisia toimintoja:

- Kuormanohjaustoiminto asiakkaille, jotka omistavat suuria ohjattavia kuormia
- Standardoitu rajapinta, joka mahdollistaa ohjauksen ulkopuolisille palveluntarjoajille
- Verkkoon annetun ja verkosta otetun erillinen mittausta, eli netotuksesta luopuminen
- Enintään 5 sekunnin päivitysajalla oleva yksisuuntainen tiedonsiirto
- Vähintään taseselvityksen pituinen mittaustiheys
- Jännitteen, virran, taajuuden, päto- ja loistehon hetkellismittaus
- Etäkytkentä ja –katkaisu
- Mahdollisuus päivittää mittarin ohjauskäskyt useita kertoja päivässä
- Mittareiden ohjelmistojen etäpäivitys
- Alle kolmen minuutin jännitteettömien aikojen tallennus

- Tietoturvan varmistaminen

Selvityksessä mukana olleet sidosryhmät olivat sitä mieltä, että mittarin näyttö olisi tarpeeton. Heidän mukaansa asiakkaat eivät olisi kiinnostuneita mittausdatasta, heillä ei olisi pääsyä mittarille tai näyttö toisi liian suuret lisäkustannukset. EU-direktiivin mukaan yksinkertainen mittalaitteen näyttö on kuitenkin pakollinen. (Pöyry Management Consulting Oy, 2017) Vaikka hetkellismittauksen tuloksia ei esitettäisi näytössä, se mahdollistaisi kuitenkin tehorajan asettamisen ulkopuolisen ohjaajan toimesta.

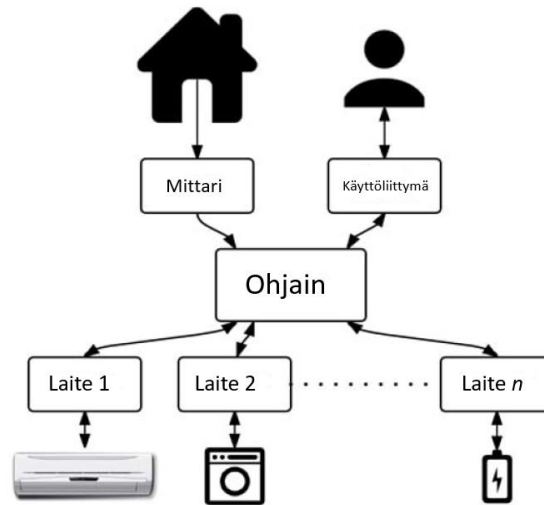
Sähkölaitosyhdistys (SLY) on julkaissut suosituksen tehonhallintakytkennöistä. Kotitalouksiin on jo pitkän aikaa asennettu risteilykytkentä lämmityksen ja kiukaan välille. Suositusta ei ole kuitenkaan uudistettu, vaikka suuritehoiset laitteet ovat yleistyneet. Esimerkiksi kiukaan ja ilmalämpöpumpun käytön vuorottelu auttaisi kotitalouksien tehonhallintaa ja olisi toteutettavissa nykytekniikalla. (Järventausta, et al., 2015)

Nykyään tehoa rajoitetaan pääsulakkeen virran avulla. Pääsulakkeet valitaan sähkönkäytön mukaan portaittain. Parempana vaihtoehtona voisi olla, että tehoa rajoitettaisiin mittarin katkaisulaitteen mukaan ”ohjelmistosulakkeella” (Lummi, et al., 2015). Teholle säädettäisiin ohjelmoimalla maksimiraja, jolloin katkaisija avautuisi tai rele ohjaisi kuormaa irti. Tällöin asiakkaat, joiden sähkönkäyttö jää normaalisti alle sulakerajan voisivat rajoittaa tehonsa todelliseen käyttötilanteen arvoon ja pienentää sähkön siirtolaskuaan. Sähköverkkoyhtiölle uudistus voisi tuoda tulonmenetyksiä, mutta vapauttaisi siirtokapasiteettia. Ominaisuutta voidaan hyödyntää tehotuotehinnoittelussa eikä se vaadi laiteinvestointeja.

Kuormanohjauksen ja teknologian tavoitteena on helpottaa asiakkaan tehonhallintaa. Hinnoittelu ei kuitenkaan vaadi uusia teknisiä ratkaisuja, vaan kyseessä voi olla pelkästään maksujen kerääminen nykyistä kustannusvastaavammin. Asiakkaiden sähkönkulutustiedon analysointi tehdään aineistosta, jossa asiakkaat ovat käyttäneet tarpeensa mukaisesti sähköä ilman kuormanohjausta. Siirtotuotteet on muodostettu tämän ajatusmallin mukaisesti. Hinnoittelun muutos ei voi olla radikaalia sähkömarkkinalain ja korotuskattovalvonnan vaatimusten vuoksi.

Tehopiikkien hallinnan onnistumiseksi on tehtävä kuormanohjausta. Automaattisten järjestelmien käyttäminen on toimiva vaihtoehto saada aikaan todellinen muutos kulutus-

profiilissa. Home Energy Management System (HEMS, suomeksi kodin energianhallintajärjestelmä) on paljon tutkittu ratkaisu (Ertugul, et al., 2017). Kuvassa 15 havainnollistetaan järjestelmän toiminta.



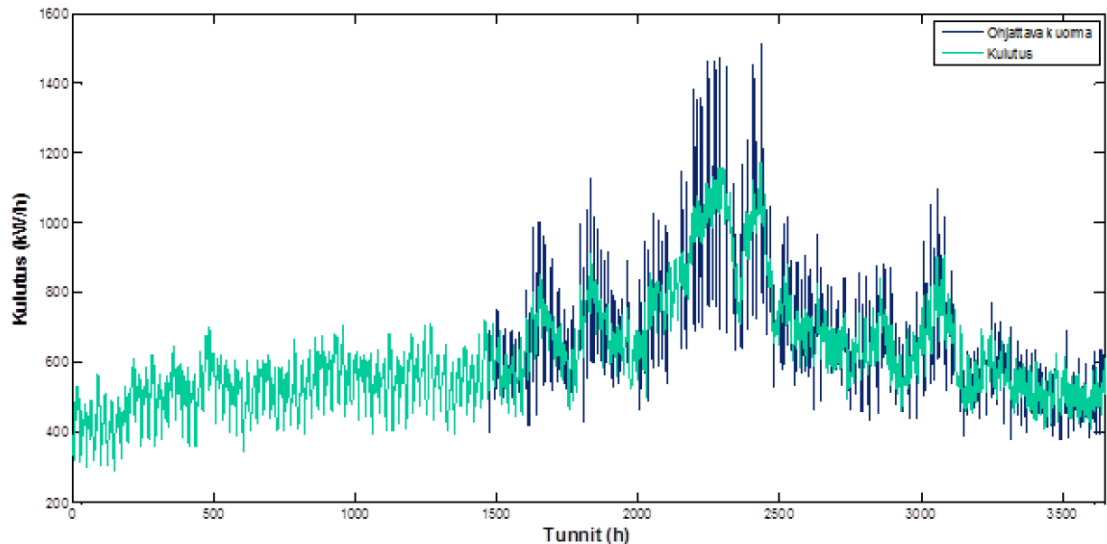
Kuva 15. HEMS-järjestelmä. Muokattu (Ertugul, et al., 2017)

Kuvasta 15 nähdään, että järjestelmän avulla niin mittari kuin käyttäjäkin voi säätää laitteita. HEMS-järjestelmä on vain yksi ratkaisu satojen joukossa. Toinen tunnettu järjestelmä on nimeltään BACS (Building Automation and Control System) (Järventausta, et al., 2015). Yksittäiset älytermostaatit, ilmalämpöpumput ja sähköauton lataus voivat ohjata kulutustaan automaattisesti. Niiden täytyy kuitenkin olla yhteydessä mittariin ja monitoroida koko käyttöpaikan tehonkäyttöä. Sähköverkkoyhtiön kannalta uudet tekniset ratkaisut tehostavat verkon käyttöä.

5.1.1 Kulutusjouston yhteys tehotuotteisiin

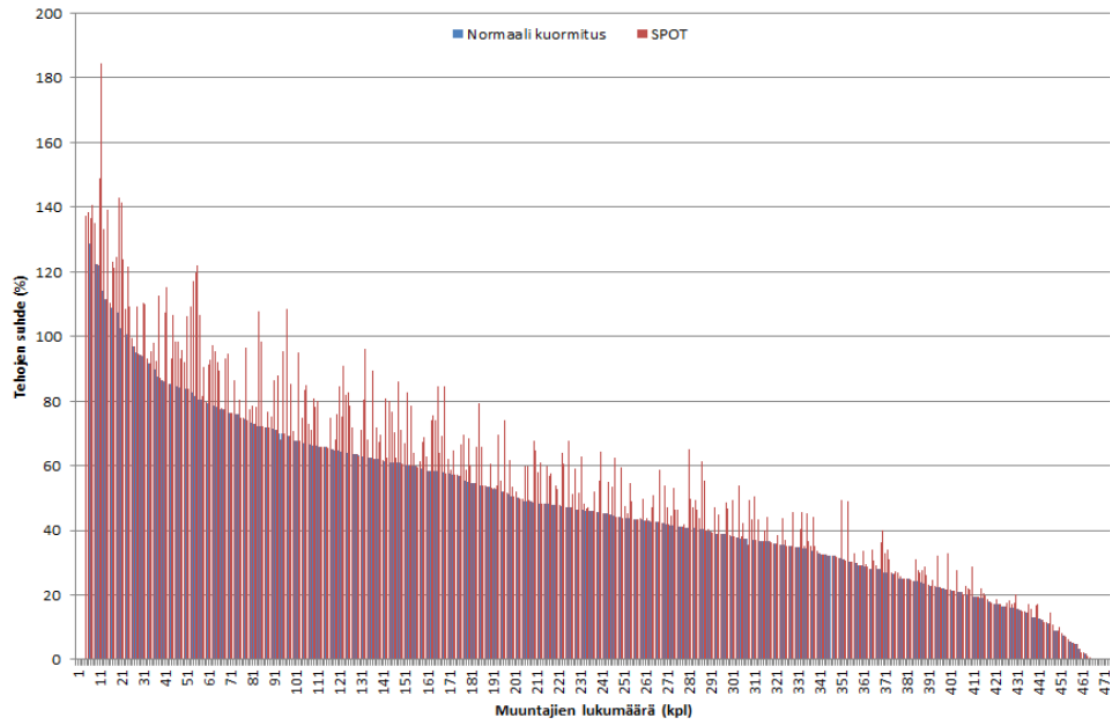
Kulutusjousto (tai kysyntäjousto) tarkoittaa, että sähkön kulutus reagoi sähkön hintaan tai tuotannon muutoksiin. Nykyisin pienasiakkaan sähkönkulutuksen säätely ei ole yleistä, vaan tuotanto säädetään vastaamaan kulutusta. Kulutusjouston mahdollistamista pienasiakkailla on tutkittu paljon, ja todennäköisesti älykkäiden sähköverkkojen ja järjestelmien myötä se tulee mahdolliseksi. Muun muassa Fingrid on mukana edistämässä kulutusjouston käyttöönottoa Datahub-järjestelmän avulla. (Gaia, 2018), (Fingrid C, 2019), (Fingrid D, 2019), (Älyverkkotyöryhmä, 2017) Datahub on Fingrid:n uusi tiedonvaihtojärjestelmä, johon kerätään asiakkaiden sähkönsiirto- ja myyntisopimukset sekä tuntienenergiamittaukset. Järjestelmä mahdollistaa sovelluskehittäjien liittymisen energialiiketoimintaan ja tehokkaamman tiedonvaihdon sähkömarkkinoiden osapuolten välillä. (Fingrid C, 2019)

Kulutusjousto voidaan tehdä useilla eri tavoilla. Erilaisten näkökulmien vuoksi voi aiheutua myös intressiristiriitoja. Tutkimuksessa (Järventausta, et al., 2015) tutkittiin kulutusjoustoja sähköjakeluyhtiön näkökulmasta. Sähkön markkinahintapohjaisen kuormanohjauksen huomattiin kasvattavan verkon tehohiippuja, kun sähkön myyjä ohjasi kuormaa omien tarpeidensa mukaan tai asiakkaan oma automaatio ohjasi kulutusta sähkön myyjän tuntipohjaisen tuotteen halvimmille tunneille. Kuvassa 16 on esitetty tutkimuksessa tarkastellun KJ-johtolähdön kuormitus ohjauksen aikana.



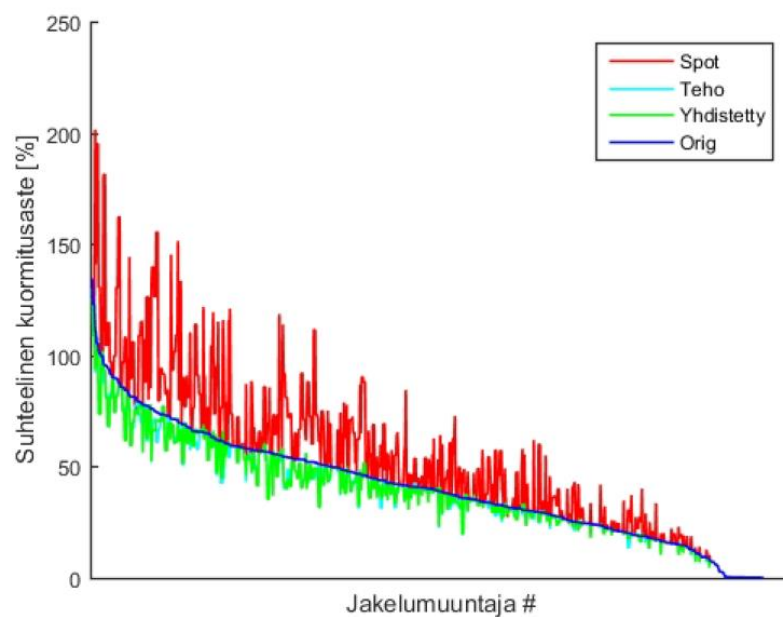
Kuva 16. KJ-johtolähdön kuormitus välillä 1.11 - 31.3. (Järventausta, et al., 2015)

Kuvasta 16 huomataan, että nousut ovat merkittäviä. Kyseinen kuormitus oli saatu Spot-markkinan mukaan ohjatussa kuormassa, mutta samankaltainen tulos saatiin, jos kuormaa ohjattiin säätö-, reservi- tai tasesähkömarkkinoiden mukaan. Tämän lisäksi jakelumuuntamoiden kuormitus kasvoi, joka näkyy kuvassa 17.



Kuva 17. Jakelumuuntamoiden kuormitus tarkastelujaksolla. (Järventausta, et al., 2015)

Tutkimuksen (Järventausta, et al., 2015) aineistossa oli noin 20 muuntajaa ylikuormitettuna ennen ohjausta. Ohjauksessa ylikuormittuneiden muuntamoiden määrä kasvoi ja yhden muuntajan kuormitus lisääntyi 180 %:in. Tutkimuksen perusteella jakeluverkon näkökulma on siis otettava huomioon, jos kuormanohjaus yleistyy. Toisessa tutkimuksessa (Honkapuro, et al., 2017) Spot-hinnoitteluun oli yhdistetty tehotuote. Kuvassa 18 havainnollistetaan edellä esitettyä tilannetta.



Kuva 18. Muuntajien kuormitusasteet. (Honkapuro, et al., 2017)

Kuva 18 vaaka-akselilla on kuvattu muuntajien lukumäärä ja pystyakselilla on kuvattu jokaisen muuntajan suurin kuormitusaste tarkasteluvälillä. Huomataan, että tehotuotteeseen yhdistetyllä hinnoittelulla hallitaan suurimpien kuormituspiikkien syntymistä. Hinnoittelumallilla ei ole kuitenkaan suurta ohjausvaikutusta nykytilanteen huippukuormituksille tutkimuksen kohteessa. (Honkapuro, et al., 2017) Tehotariffihinnoittelun on arvioitu olevan välttämättömyys Spot-hintaisten sopimuksien yleistyessä. Ilman tehohinnoittelua sähköverkon kapasiteettia on kasvatettava, joka johtaa korkeampiin siirtomaksuihin ja markkinoihin perustuvan ohjauksen hyödyn heikkenemiseen. (Järventausta, et al., 2015)

Automaatiojärjestelmä (esimerkiksi HEMS) yhdistettynä tehopohjaiseen siirtohinnoitteluun auttavat ongelmassa. Verkkopalvelumaksun tehoon perustuva maksukomponentti tulisi pystyä hinnoittelemaan niin, että se ei mitätöisi sähkön myyjän tuotteesta saatavaa hyötyä, mutta sillä olisi tarpeeksi suuri vaikutus tehojen hillitsemiseen jakeluverkossa. (Järventausta, et al., 2015)

Tutkimuksessa (Järventausta, et al., 2015) nousi esille huomioon otettava ilmiö. Sähkölämmitteillä asiakkailla oli käytössään tehotuote ja tarkoituksena oli minimoida siirtomaksut tasoittamalla kulutusta. Keskijännitelähdön huipputehot kasvoivat, koska varaavat sähkölämmitteiset asunnot ajoittavat tavallisesti kulutuksensa iltaan ja yöhön. Kun yksi käyttäjäryhmä tasoitti tehonkäyttönsä, kulutus siirtyi aikaan, jolloin muilla sähkönkäyttäjillä oli tehohuippu. Tasoittaminen johti siis tehojen risteilyn vähenemiseen ja kuormituksen kasvuun. (Järventausta, et al., 2015)

5.2 Asiakasnäkökulma

Tavallisille sähkön pienkäyttäjille suunnattavissa siirtotuotteissa on tärkeää ottaa asiakasnäkökulma huomioon. Erityisesti viestinnästä tulee haastavaa, sillä sen tarkoituksena on saada asiakkaat ymmärtämään tehon käsite ja sen ero energian käsitteeseen. Tehon säätäminen ei tarvitse kaikkien laitteiden ohjaamista, vaan muutaman suuritehoisen laitteen samanaikaisen käytön välttäminen riittää. Näitä ovat esimerkiksi pesu- ja tiskikone, sauna, lämmitys ja sähköauton laturi.

Asiakasnäkökulmasta saadaan kokemusta LE-Sähköverkon tehomaksun käyttöön otosta. Uutisen (Etelä-Suomen Sanomat, 2019) mukaan yhtiön asiakaspalvelu sai satoja puheluita uuden siirtohinnoittelurakenteen myötä. LE-Sähköverkon toimitusjohtaja Antti Rautiainen kommentoi: *”Monien oli hyvin vaikea ymmärtää insinöörikielistä tekstiä. Epäonnistuiimme viestinnässä”*. (Etelä-Suomen Sanomat, 2019) Lisäksi Energiavirasto alkoi

tutkia tehomaksun tasapuolisuuden toteutumista asiakasilmoituksen perusteella. LE-Sähköverkko kertoi lausunnossaan, että siirron hinta ei muuttunut koko asiakasryhmää tarkasteltaessa.

Kuorman ohjauksesta on saatava myös tarpeeksi suuri taloudellinen kannuste, jotta asiakkaalla on motivaatiota ohjaamiseen. Samalla järjestelmä ei saa olla kuitenkaan liian rankaiseva, jotta virheen takia asiakkaan siirtolasku ei kasva voimakkaasti. Hinnoittelun tulee myös mahdollistaa vaikuttaminen siirtomaksuihin. Energian säästämällä tai kuormanohjauksella täytyy saada hyötyä, jotta hinnoittelu nähdään oikeudenmukaisena.

Tehomaksujen määräytymisperusteet vaihtelevat nykyään myös pien- ja keskijännitetehtämissä. Määräytymisperusteet vaihtelevat kellonajan, laskettavien huippujen määrän ja mittausajanjakson pituuden mukaan. Tehotuotteiden rakenteen tulisi harmonisoida eri verkkoyhtiöiden välillä. (Älyverkkotyöryhmä, 2017) Suurin osa sähkökäyttäjistä ymmärtää perus- ja kulutusmaksun ja sen rakenne on samanlainen lähes kaikissa verkkoyhtiöissä. Esimerkiksi päivä- ja yöajan määrittely on vakiintunut useissa yhtiöissä kellonaikoihin 7 - 22 ja 22 - 7. Jotta tehotuotteet saataisiin samanlaiseen asemaan, yhtiöiden tehotuotteiden tarjonta tulisi olla mahdollisimman yhtenäinen. Vaihtoehtoja voisi olla kohtuullinen määrä, josta sähköyhtiö valitsisi itselleen sopivimman vaihtoehdon. Ajan ja kokemuksen myötä tuoterakenne vakiintuisi ihmisten ymmärrykseen ja tuotteiden toimivuus parantuisi. Laskuperusteiden harmonisointi helpottaisi myös Energiaviraston valvontatyötä.

Asiakkaat voivat kokea siirtotuotteiden muuttamisen negatiivisena. Tehopohjaisen hinnoittelun käyttöönotto aiheuttaisi joidenkin asiakkaiden siirtolaskun nousua, mutta joidenkin asiakkaiden siirtolasku laskisi. Siirtohinnoittelu on nykyään paljon puhuttanut aihe, kun toimitusvarmuusvaatimus on lisännyt verkon investointeja ja ollut yhtenä syynä hintojen korotukselle. Uusien hinnoittelukomponenttien myötä verkkoyhtiön on viestittävä selkeästi miksi ja miten muutokset tehdään ja keihin ne vaikuttavat. (Partanen, et al., 2012)

5.2.1 Asiakasnäkökulma siirtotuotteen tuotteistusprosessissa

Asiakkaiden huomioon ottaminen tuotteistusprosessissa on ensiarvoisen tärkeää, jos halutaan välttää muutosvastarintaa ja mahdollinen negatiivinen julkisuus. Asiakasviestintä on avainasemassa hinnoittelua muuttaessa. Hyvin hoidetussa tuotteistusprosessissa suurin osa asiakkaista ymmärtää muutoksen tarpeen jo ennen hinnoittelumuutosta.

Älyverkkotyöryhmä julkaisi vuonna 2017 väliraportin (Älyverkkotyöryhmä, 2017), jossa suositellaan sähköverkkoyhtiöiltä asiakaslähtöisyyttä. Älyverkkovisiossa (Pahkala, et al., 2018) kirjoitetaan: ”Vuoteen 2025 yltävässä älyverkkovisiossa keskiöön nostettiin asiakas”. Tavoitteena on, että sähköjärjestelmä muuttuisi sähkökäyttäjän palvelualustaksi, jossa eri markkinaosapuolet voisivat harjoittaa toimintaansa.

Älyverkkotyöryhmän mukaan asiakkaiden kustannuksella ei saa tehdä osaoptimoiteja eri sähköjärjestelmän toimijoiden välillä. He korostavat asiakasviestinnän tärkeyttä ja toteavat, että hinnoittelurakenteet eivät saa johtaa asumismukavuuden laskuun. He mainitsevat myös seuraavan sukupolven älymittareista, joiden on tarkoitus yleistyä 2020-luvulla. (Älyverkkotyöryhmä, 2017)

Asiakastytyvyydellä on merkitystä sähköverkkoyhtiöissäkin. Kasvava tyytymättömyys alkaa yleensä vaikuttaa yhtiöön negatiivisesti jossakin vaiheessa. Sähkönsiirron asiakastytyvyys on melko yksinkertainen asia. Yhtiön tehtävä, eli sähkönsiirto, tulisi hoitaa mahdollisimman laadukkaasti ja edullisesti. Asiakkaille on tärkeää tuntea, että siirtomaksujen tarkoituksena on maksaa verkkopalvelusta eikä kerätä mahdollisimman paljon tuottoa verkon omistajille.

Asiakasarvoa käsittelevässä artikkelissa (Woodruff, et al., 1993) mainitaan, että asiakastytyvyys ei tapahdu vain itsestään. Asiakkaita koskevassa päätöksenteossa tulisi miettiä, millaista arvoa toiminta tuottaa asiakkaalle. Asiakasarvo muodostuu sijoitetun panoksen suhteesta saatuun hyötyyn. Panos voi olla rahan lisäksi aika tai vaivannäkö. Tehohinnoittelun tapauksessa kodinkoneiden käytön ajoittaminen tehohuipun hillitsemiseksi vaatii vaivannäköä, josta tulisi saada hyötyä.

Nykyisellä hinnoittelumallilla energian säästäminen tuo suoraa hyötyä. Henkilö voi päättää jättävänsä saunomisen väliin tai sietävänsä alhaisempaa huonelämpötilaa. Hän ymmärtää, että käyttämättä jätetty energia näkyy suoraan laskussa. Hänen antamasta panoksesta syntyy hyötyä. Tehotuotteiden tuotteistuksessa tulisi pyrkiä samaan ilmiöön. Esimerkiksi vuoden korkeimman huipun mukaan määritetty hinnoittelu ei tue tätä ilmiötä, sillä asiakas ei näe suoraa hyötyä päivittäisessä panostuksessaan.

Tehotuotteiden tuotteistuksessa tulisi huomioida käyttäjäryhmien erilaisuus. Tuotetta ei välttämättä ole tarkoitus lanseerata kaikille asiakasryhmille. Suunnitteluvaiheessa tulisi ottaa kantaa, mille tuotteelle maksu soveltuu. Asiakasryhmänkin sisällä on erilaista tehonkäyttöä ja tuoterakenteen soveltuvuutta selvitetään asiakkaiden kulutusdatan avulla.

Esimerkiksi kerrostaloasukkailla ei ole juurikaan mahdollisuuksia vaikuttaa tehohuippuun. Lisäksi kerrostaloissa asukkaiden sähkön käyttö risteilee, jolloin sähköverkon näkökulmasta kyseisen liittymän sähkönkäyttö on suhteellisen tasaista.

5.2.2 Asiakkaiden valmius tehoihinnoitteluun

Kulutusjoustopuoli asiakasnäkökulmasta on tehty tutkimuksia, joista saadaan viitettä asiakkaiden valmiudesta tehonhallintaan. Tutkimuksessa (Annala, et al., 2012) kerättiin asiakaskyselyllä dataa, kuinka halukkaita ihmiset olisivat kauko-ohjattuun kulutusjoustopuoli. Osallistuneista 74 % hyväksyivät kuormansa ohjaamisen, jos he saivat rahallista hyötyä. Toinen motivaatio olisi päästöjen vähentäminen (29 %). Vain pieni osa vastaajista (14 %) ei halunnut missään olosuhteissa osallistua ohjaukseen. (Annala, et al., 2012)

Manuaalinen kuormanohjaus vaatii suuremman panostuksen automaattiseen ohjaamiseen nähden. Oletettavasti manuaalisen ohjaamisen suosio olisi huomattavasti alhaisempi kuin 74 %. Hinnonittelun tulisi muodostaa myös suuri hyöty asiakkaalle, joka on haastavaa. Tehoisiinnoittelulle soveltuvista 15 000 kWh/a tai enemmän käyttävistä asiakkaista yli 80 % vaatii 51 - 500 € hyödyn siirtolaskussaan. Lisääntynyt ympäristötietoisuus ei myöskään edesauta motivaatiota. Tutkimuksen mukaan ympäristöhuolet vaikuttavat käyttökseen vain, jos panostus ympäristön kuormitusta vähentäviin toimiin on matala. (Annala, 2015)

Yleisesti ottaen sähkö on vähäisen kiinnostuksen tuote. (Annala, et al., 2012) Ihmisillä ei ole välttämättä kiinnostusta perehtyä sähköasioihin. Tähän viittaa myös tutkimuksessa esille tullut tieto, että puolet kyselyyn vastanneista ei tiennyt sähkön vuosittaista kulutustaan. Tutkimuksessa 74 %:n kiinnostus voi olla ylioptimistinen tulos, sillä oletettavasti kyselyyn vastasivat keskimääräistä kiinnostuneemmat henkilöt. (Annala, et al., 2012)

Automaattisen säädön määrä verkkoalueella vaikuttaa tehotuotteen rakenteeseen. Automaattinen säätö vaatii kulutusta jatkuvasti, ja tehopiikki voisi tällöin muodostua vain asiakkaan tarkoituksellisesta toiminnasta. Manuaalisen ohjauksen tapauksessa inhimillinen puoli korostuu enemmän. Ihmisten ei voida olettaa olevan kellon- ja vuoden ympäri jatkuvasti tietoisia tehonkäytöstään ja myös erehdysten mahdollisuus tulee ottaa huomioon. Verkosta johtuvan sähkökatkon jälkeen asiakkaiden kulutus voi muodostaa kuormituspiikin. Verkkoyhtiöllä tulisi olla käytäntö tilanteen selvittämiseksi, jotta asiakas ei joudu maksamaan yhtiön vastuulla olevasta verkko-ongelmasta.

5.2.3 Asiakasviestintä

Asiakasviestinnässä täytyy onnistua välittämään tieto, että verkkoyhtiö joutuu muuttamaan hinnoittelua muuttuneiden olosuhteiden vuoksi ja pitkällä aikavälillä se on asiakkaiden parhaaksi. Siirtohinnoittelu on nykypäivänä niin herkkä aihe, että suuremmat hinnoitteluun tehtävät muutokset täytyy perustella kattavasti. Viestinnän tärkeyden korostaminen tuotteistusprosessin aikana vähentää lanseerauksen jälkeistä selvittelyä.

Julkisten monopoliyhtiöiden asiakasviestinnästä tehdyssä tutkimuksessa (Heino & Anttiroiko, 2016) huomautetaan, että monopoliyhtiön asiakkaat ovat ”enemmän kuin asiakkaita”. Näkökulmaa perustellaan sillä, että nämä asiakkaat voivat lisätä hyvää tai huonoa julkisuutta, luoda vastarintaa, tehdä viranomaisille valituksia ja tutkintapyyntöjä, leviättää sanaa yhteisössä ja vaikuttaa sääntelyvirastoihin. Heidän voidaan katsoa olevan osaomistajia verkkoyhtiössä, joka on julkisessa omistuksessa. Tutkimuksen monopoliyhtiössä viestintää laiminlyötiin, vaikka asiakkaat ja yhtiöiden johto näkivät sen tärkeäksi. (Heino & Anttiroiko, 2016)

Tutkimuksessa (Heino & Anttiroiko, 2016) tehtiin vesilaitoksen asiakaskysely viestinnän onnistumisesta. Viestintää arvosteltiin minimaaliseksi ja yksisuuntaiseksi. Vaikka laitos oli mukana jokapäiväisessä elämässä samalla tavalla kuin sähkönjakeluyhtiökin, yhtiö nähtiin etäiseksi toimijaksi. Tehosiirtohinnoittelusta viestiessä täytyisi välttää tunnetta, jossa etäinen siirtoyhtiö sanelee uudet toimintatavat ja hinnat. Asiakkaiden on tärkeää päästä esittämään oma näkemys verkkoasioista.

Asiakkaat tuskin ymmärtävät verkon kustannusvastaavuuden ongelmaa ilman selkeää viestintää. Asiakkaiden näkökulmasta kaikki näyttää toimivan hyvin tällä hetkellä, eivätkä he ymmärrä muutoksen tarvetta. Muutosvastarinta vähenisi, jos viestinnällä onnistuttaisiin selittämään hinnoittelumuutoksen tarve. Muutoksen huono pohjustus lisäisi todennäköisesti negatiivista julkista keskustelua, sillä verkkoyhtiön toimet koskettavat koko kaupunkia. Itse viestinnän sisältö on haastava muodostaa.

Kiinteistöliiton Petri Pylsy esitti asiakkaiden näkemyksiä Jakeluverkon tariffirakenteen kehittäminen -seminaarissa (Pylsy, 2017) tehohinnoittelun ymmärrettävyydestä. Hänen mukaansa vain 20 % asiakkaista on kuullut tehotariffeista ja 15 % sähkön kysyntäjoustopista. Esityksessä painotettiin, että koordinaatistokuvaajien ja tehonmittauksen termien (kW, kW/h, kWh/kk, kWh/v) ymmärtäminen on asiakkaiden mielestä hankalaa. Proaktiiv-

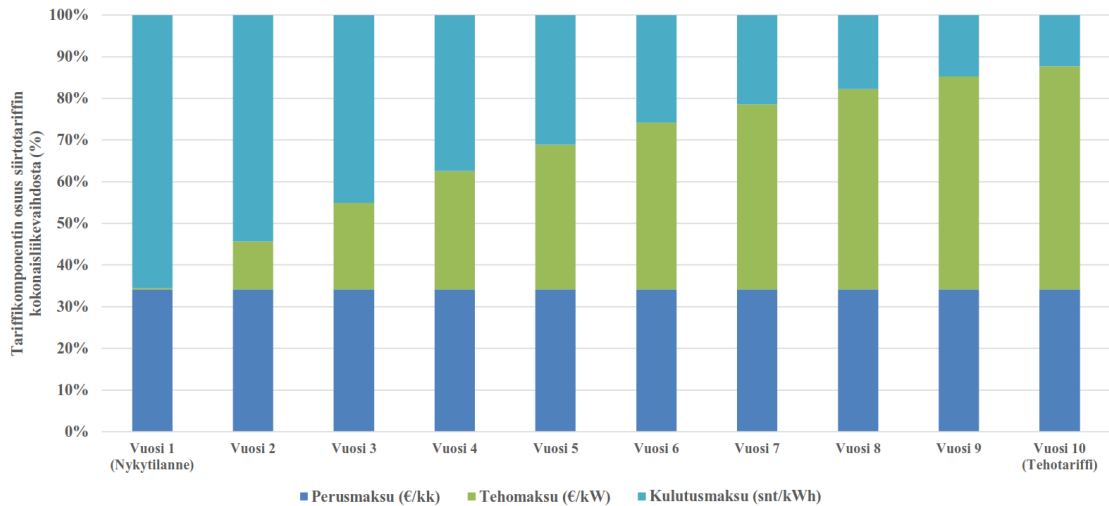
vinen viestintä, yhteistyö, neuvonta, kansankielisyys, rehellisyys ja eri asiakassegmenttien huomioiminen olivat hänen mukaansa tärkeimpiä lähestymistapoja asiakasviestintään. (Pylsy, 2017)

Asiakasviestinnässä on oltava johdonmukainen ja vältettävä asioiden liiallista yksinkertaistamista. Energiavirastolle tehtiin tutkintapyyntö Helen sähköverkon tehotuotteesta Helenin asiakaslehden artikkeliin perusteella. (Energiavirasto C, 2019) Asiakas oli artikkelin perusteella ymmärtänyt, että tehotuote olisi koskenut vain sähkölämmittäjiä ja täten rikkonut sähkömarkkinalain syrjimättömyysvaatimusta. Tutkinnassa haluttiin myös selvittää, että onko asiakkaalla mahdollisuus nähdä laskutustehonsa mittausajankohta ja suuruus.

Energiavirasto (Energiavirasto C, 2019) katsoi Helenin hinnoittelun olevan tasapuolista ja syrjimätöntä, koska asiakkaalla on mahdollisuus vaihtaa tuote Yleissiirto- tai PJ-teho-siirtotuotteeseen. Vaihtoehtoinen rakenne on tarpeellista myös JE-Siirron tapauksessa. Viestinnässä tehotuotteiden ei tule osoittaa olevan tietyn asiakasryhmän tuote. Jos tehotuotteiden käyttöönotosta annetaan suositus esimerkiksi sähkölämmittäjille, viestinnässä tulee korostaa asian olevan vain suositus eikä pakkotoimi. Energiaviraston tutkinta osoitti myös, että JE-Siirron asiakkaiden oman internetsivun ylläpitäminen ja kehittäminen on tärkeää. Internet-sivun ylläpitäminen voidaan katsoa viestinnäksi ja sisällön tulisi olla mahdollisimman läpinäkyvää ja ymmärrettävää.

5.2.4 Kokemuksia ja suosituksia tehotuotteisiin siirtymisessä

Kirjallisuudessa on tutkittu tehotuotteiden lanseerausprosessia. Lanseeraus voidaan hoitaa usealla eri tavalla. Ensimmäisessä tavassa tehotuotteiden alle siirretään vain ne asiakkaat, jotka säästävät siirtolaskussaan uuden hinnoittelun myötä. Toisessa tavassa perusmaksun osuutta kasvatetaan vuosittain ja valittuna vuotena muutetaan suuri osa perusmaksua tehomaksuksi (Järventausta, 2017). Kolmannessa tavassa kaikki tehotariffiin sopivat asiakkaat siirretään hinnoitteluun lyhyellä aikavälillä. Vaihtoehtoisesti tehokomponentti voi aluksi olla hyvin pieni osa siirtolaskua ja sen osuutta kasvatetaan vuosittain. (Lummi, et al., 2017) Kuvassa 19 havainnollistetaan tilannetta.



Kuva 19. Tehomaksun lanseeraus vaiheittain. (Järventausta, 2017)

Kuvassa 19 esitetyn siirtymäsuunnitelman etuna on, että tehomaksulle voidaan löytää optimaalinen suuruus jo ennen kymmenettä vuotta. (Järventausta, 2017) Lanseeraus ei aiheuttaisi suuria hinnanmuutoksia asiakkaille ja heillä olisi aikaa orientoitua tehopohjaiseen hinnoitteluun. Lisäksi verkkoyhtiö voisi matkan varrella tutkia tariffin ohjausvaikutusta.

Helen Sähköverkko Oy (Lehtinen, 2017) on kertonut tehotuotteiden lanseerauksen kokemuksista. He ottivat tehomaksun käyttöön vaiheittain siirtohintojen tasomuutoksen yhteydessä ja tehotuotteiden alle siirrettiin suuri asiakasmäärä. Yritys panosti asiakasviestintään tekemällä tietopaketin nettisivulle, kouluttamalla asiakaspalvelijat ja lähettämällä kirjeen perusteluineen tehotuotteisiin siirtymisestä. Lanseeraus voidaan katsoa onnistuneeksi vähäisen asiakkaiden yhteydenottomäärän vuoksi. Yhteydenottojen sisältönä oli muun muassa epäselvyyttä, miten asiakas voi nähdä tehohuippunsa ja joutuuko yksittäisestä tehopiikistä maksamaan koko vuoden. (Lehtinen, 2017)

6. SIIRTOHINNOITTELU JE-SIIRROSSA

Diplomityön soveltavassa osuudessa tutkitaan kattavasti JE-Siirron hinnoittelua ja pienasiakkaan tehomaksun muodostamista. Hinnoittelua varten kerätään taustadataa JE-Siirron asiakasrakenteesta, kustannuksista ja tuoterakenteista. Kappaleessa 4 esiteltyä teoriaa sovelletaan muodostamalla JE-Siirrolle sopiva hinnoittelumalli.

Hinnoittelumallin avulla lasketaan tuloksia johtopäätöksiä ja siirtymäsuunnitelmaa varten. Laskenta etenee vaiheittain alkaen nykyisen tuote- ja tulostruktuurin analysoimisesta jatkuen pienasiakkaan tehotuotteita tutkivaan laskentaan. Luvun lopuksi esitellään tuloksien pohjalta muodostettu siirtymäsuunnitelma ja johtopäätökset.

6.1 JE-Siirron asiakasrakenne

Asiakasrakenne tulee analysoida toimivan siirtohinnoittelun laatimiseksi. Asiakasrakenteen erittelystä saadaan selville, kuinka suurelle osalle asiakkaista voidaan laatia teho-komponentti. Asiakkaiden jaotteluun on useita vaihtoehtoja. Työssä päädyttiin käyttämään Fingridin Datahubin mukaista mallia, sillä tätä vaihtoehtoa käytetään tulevaisuudessa Datahub tiedonsiirrossa. Mallissa on 14 erilaista ryhmää, joihin asiakkaat voidaan sijoittaa Fingridin määritelmien mukaisesti. JE-Siirron asiakasrakenne on esitetty taulukossa 4.

Taulukko 4. Datahub-määrittelyn mukainen asiakasjakauma.

Asiakasryhmä	Osuus
Asunnot, kerrostalo	63 %
Asunnot, pientalo, sähkölämmitteinen	9 %
Asunnot, pientalo, ei-sähkölämmitteinen	19 %
Asunnot, vapaa-ajan asunto	< 1 %
Asuinkiinteistöt	3 %
Maataloustuotanto	< 1 %
Teollisuus	< 1 %
Yhdyskuntahuolto tai energia- ja vesihuolto	< 1 %
Rakentaminen	< 1 %
Palvelut	3 %
Ulkovalaistus	< 1 %
Sähköautojen latauspisteet	< 1 %
Liikenne	< 1 %
Muu kohde	< 1 %

Taulukossa 4 esitetyt asuinkiinteistöt tarkoittavat kerros- pien- tai rivitaloyhtiöitä. Rakentaminen tarkoittaa tilapäissähkön käyttäjiä rakennustyömailla. Liikenne tarkoittaa esimerkiksi kuljetusta sähkökalustolla. Jos jokin asiakas ei sovi mihinkään ryhmään, se listataan muuksi kohteeksi. Prosentit ovat pyöristettyjä arvoja, sillä asiakaskunta muuttuu jatkuvasti.

JE-Siirrossa keskijänniteasiakkaat ovat jo valmiiksi tehosiirron piirissä. Potentiaalisiksi pienasiakkaiksi tehohinnoitteluun lukeutuu kaikki muut ryhmät paitsi kerrostalojen yksittäiset huoneistot, pienasuinkiinteistöt ja osa muista kohteista. Kerrostalot kokonaisuutena ovat mahdollisia tehotuotteiden asiakkaita ja niillä voi olla suuria sähkönkulutuksia esimerkiksi maalämmön johdosta. Osassa kerrostaloista asukkaat eivät maksa erikseen sähkömaksua, vaan jokainen asunto on saman mittarin takana. Tehohinnoittelukelpoisten asiakkaiden osuus on merkittävä 33 % koko asiakaskunnasta. Tällä hetkellä tehohinnoittelun alaisena on noin 1,1 % asiakasmäärästä.

Taulukosta 4 huomataan, että suurin käyttäjäryhmä on kerrostaloasunnot. Tulos on tyyppillinen kaupunkiverkkoyhtiöille. Kerrostaloasunnoilla on käytössään 5-tuote ja niiden määrä 25 A sulakkeen sopimuksista on 75,7 %. 5-tuote on tarkoitettu asiakkaille, joiden liittymispisteen takana on vähintään 5 käyttöpaikkaa. Loput 24,3 % koostuu pääsääntöisesti pienistä omakoti- tai rivitaloista. Palveluita, joihin kuuluvat esimerkiksi kaupat tai ravintolat, on suhteellisesti paljon kaupunkiympäristön vuoksi. Palveluryhmän kulutus on hyvin sekalaista palvelujen erilaisuuden vuoksi. Jaottelua ei voida käyttää sellaisenaan asiakkaiden huippukulutuksen analysoinnissa. Esimerkiksi palveluihin lukeutuu käyttöpaikkoja 3x25 A sulakkeesta 3x600 A sulakkeeseen. Asiakkaat jaetaan tarkempiin ryhmiin sulakekohtaisesti, jotta huippujen määrä ja suuruus voidaan laskea ryhmäkohtaisesti.

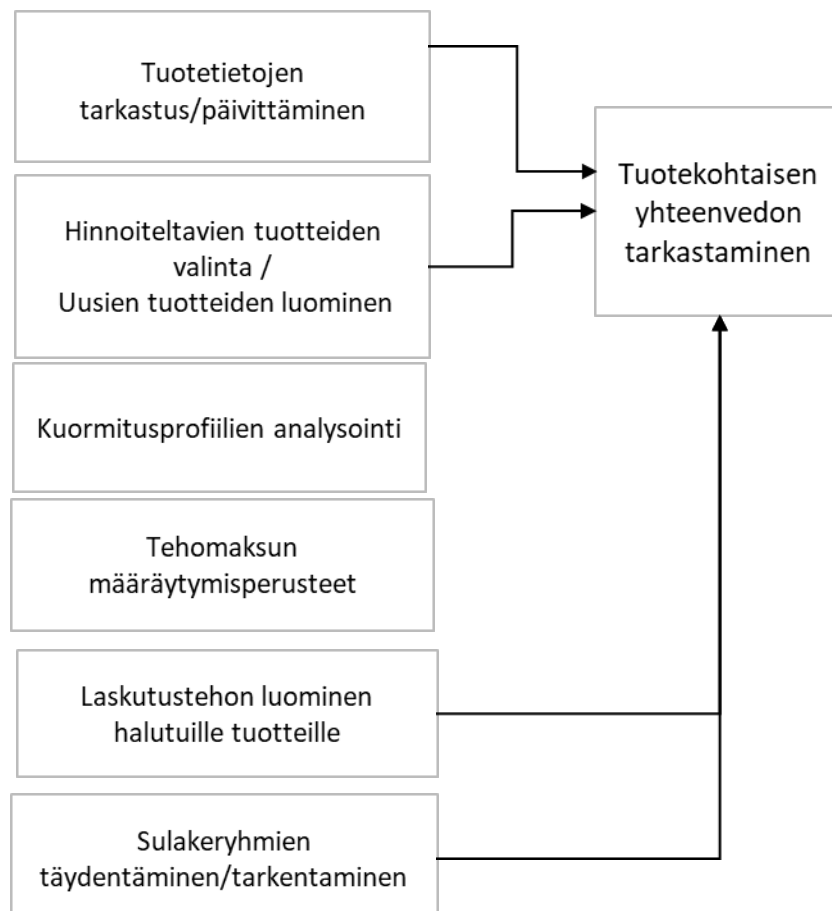
6.2 JE-Siirron kustannusvastaavan siirtohinnoittelun luominen

Diplomityössä hinnoittelun laskenta tehdään Enerity -järjestelmän avulla. Järjestelmään on kerätty JE-Siirron asiakastieto- ja kulutusdata, jota käytetään kustannusvastaavien siirtohintojen muodostamisen apuna. Järjestelmä nopeuttaa hinnoitteluprosessia laskeamalla esimerkiksi keskikustannukset suoraan eri jännitetasoille kustannuksien ja asiakkaiden kulutusdatan perusteella. Kulutusanalyysin tarkoituksena ei ole täten muodostaa kulutuskäyriä, vaan tutkia mahdollisten tehotuoteasiakkaiden yleisiä ominaisuuksista.

Kustannusanalyysissä, kustannusten kohdistamisessa ja hintojen muotoilussa järjestelmä toimii laskentatyökaluna. Hinnoitteluprosessin vaiheiden käsittely on kuvattu tarkemmin kappaleissa 6.2.2 - 6.2.5. Siirtohinnoitteluprosessin tarkoituksena on laskea uudestaan siirtohinnot kustannusvastaavasti nykyisellä tuoterakenteella. Tämän jälkeen analyysien ja laskettujen hintojen pohjalta määritetään tehomaksukomponentit ja mahdollisesti uudet siirtotuotteet.

6.2.1 JE-Siirron kulutus- ja tehotietojen analysointi

Diplomityössä kehitetyn prosessin ensimmäisessä osassa tarkastellaan asiakkaiden kulutusdataa ja kerätään lähtötiedot yhteenvetoon. Kustannusanalyysin voisi tehdä ennen kulutusanalyysiä, sillä nämä vaiheet koostuvat lähtötietojen keräämisestä, eivätkä ole sidoksissa toisiinsa. Kuvassa 20 on esitetty diplomityön prosessin kulutusanalyysissä tehtävät vaiheet.



Kuva 20. Kulutusanalyysin prosessikaavio.

Kuvassa 20 tuotetietojen tarkastus tarkoittaa lähtötilanteen selvittämistä; onko laskennassa käytetyt asiakasmäärät, siirretyt energiat ja ennusteet oikein. Tässä vaiheessa

tehdään mahdolliset uudet tuoterakenteet, jos niille on tarvetta. Kuormitusprofiilien analysointi on hinnoittelijan harkinnan mukaan tehtävää tutkimusta. Esimerkki analysoinnista on myöhemmin tässä kappaleessa. Tehomaksun määräytymisperusteet ja tehokomponentin luominen tehohinnoitelluille tuotteille kuuluu kustannusanalyysiin. Tässä vaiheessa luodaan myös sulakeryhmät, joiden logiikka selitetään siirtotariffien viimeistelyvaiheessa.

Asiakkaiden kulutusta tutkimalla on tarkoitus selvittää, sopiiko tehotuotehinnoittelu tietyille asiakasryhmälle. Huippujen lukumäärän ja suuruuden tietoa käytetään hyväksi kustannusvastaavassa tehohinnoittelussa. Kulutus- ja tehotietojen analysoinnissa keskitytään Yleis- ja Kausisiirron 3x25 A asiakkaisiin, jotka eivät ole 5-tuotteen piirissä. Näiden lisäksi tutkitaan 3x35 A sulakkeen Kausi- ja Yleissiirtotuotteet. Näitä suurempien sulaketuotteiden kulutusta ei tutkita syvällisesti, sillä niiden on tarkoitus siirtyä tehohinnoitteluun joka tapauksessa.

Kulutusanalyysissä tutkittiin vuosien 2017 ja 2018 kulutukset. Koko verkon kuormituksesta määritettiin 20 suurinta huippua. Merkittäviä yksittäisiä huippuja ei esiinny JES:n verkossa, suurimman ja 20. suurimman tuntikeskitheon välillä oli eroa 2 - 4 MW. Koko verkon huipputeho on noin 120 MW. Lämpötila vaikuttaa huipputehojen syntymiseen ja molempien ajanjaksojen suurimmat tuntikeskitehot tapahtuivat muutaman päivän sisällä.

Siirtotuotteiden suuruusluokkien selvittämiseksi vuosien 2017 ja 2018 ajalta laskettiin jokaiselta tunnilta siirtotuotteen prosentuaalinen osuus koko verkon sen hetkisestä kulutuksesta. Tarkastelu rajattiin näihin kahteen vuoteen, sillä aiempien vuosien tulokset olivat samaa suuruusluokkaa kahteen viimevuoteen verrattuna. Laskennassa verrattiin siirtotuotteiden kulutusta koko verkon kulutukseen vuoden jokaisena tuntina ja tuotteiden osuudesta lasketaan prosenttiosuus. Taulukkoon 5 on listattu suurin ja pienin osuus, keskiarvo ja mediaani.

Taulukko 5. Siirtotuotteen osuus koko verkon kulutuksesta.

	Vuosi	3x25A Yleissiirto	3x25A Kausisiirto	3x35A Yleissiirto	3x35A Kausisiirto
Suurin osuus koko verkon kulutuksesta	2017	13,25 %	19,91 %	4,70 %	2,58 %
	2018	14,25 %	20,84 %	4,80 %	2,82 %
Pienin osuus koko verkon kulutuksesta	2017	3,20 %	2,20 %	1,32 %	0,29 %
	2018	3,06 %	5,89 %	1,23 %	0,27 %
Osuuden kes- kiarvo	2017	6,52 %	8,01 %	2,20 %	0,92 %
	2018	6,52 %	7,71 %	2,18 %	0,90 %
Osuuden me- diaani	2017	6,41 %	7,48 %	2,15 %	0,82 %
	2018	6,34 %	7,26 %	2,14 %	0,79 %

Taulukosta 5 huomataan, että 3x25 A sulakkeellisten siirtotuotteiden kulutuksien osuudet ovat huomattavasti suurempia kuin 3x35 A sulakkeellisten. Tämä johtuu asiakkaiden lukumäärän erosta. Taulukossa 6 esitetään tuotteiden asiakkaiden lukumäärät.

Taulukko 6. Siirtotuotteiden asiakasmäärät.

Siirtotuote	Asiakkaiden määrä
3x25 A Yleissiirto	5 170
3x25 A Kausisiirto	3 010
3x35 A Yleissiirto	1 210
3x35 A Kausisiirto	220

Tuntikohtaisen tarkastelun avulla määritettiin, millaisia ominaispiirteitä on eri tuotteiden alla olevilla asiakkailla. Yleissiirto 3x35 A asiakkaat ovat useimmiten kotitalouksia ilman varaavaa sähkölämmitystä. Ryhmän kulutus alkaa nousta yön vähäisen käytön jälkeen klo 5 aamulla saavuttaen suurimman osuutensa verkon kulutuksesta klo 7 - 8 aikaan. Koko verkon kulutus on yön jälkeen vielä normaalitasoa matalammalla, jolloin 3x35 A Yleissiirron prosentuaalinen osuus nousee. Samanlainen ilmiö tapahtuu klo 17 - 19 aikaan. Datasta huomataan, että kulutus seuraa päivärytmiä. Ihmiset kuluttavat sähköä herättyään aamusta ja tullessaan töistä kotiin. Näiden asiakkaiden kohdalla on mietittävä, miten he voisivat vaikuttaa toiminnallaan tehonkulutukseensa. Yleissiirto 3x25 A asiakkaiden yksittäiset huiput jakautuvat satunnaisiin tunteihin, mutta kulutusprofiili vastaa 3x35 A Yleissiirtoa.

Asiakkaiden kulutuksesta 3x35 A Kausisiirron osalta on nähtävissä varaavan lämmityksen ja lämmönvesivaraajan päälle kytkeytyminen. Suurin kulutus ajoittuu yöaikaan ja ku-

lutushuiput tapahtuvat välillä klo 22 - 24. Kausisiirto 3x25 A:lla on samanlainen kulutusprofiili. Verkon kannalta siirtotuotteen asiakkaiden kulutus risteilee suhteessa muihin tuotteisiin ja tapahtuu silloin, kun vapaata kapasiteettia on runsaasti. Tehotuotetta ei kannata rakentaa näille asiakkaille niin, että yöllisen tehoaipeun kulutusta siirtyy päivälle. Tämä johtaisi aiemmin mainittuun ilmiöön, jossa verkon päiväsaikaiset tehoaipeut kasvoivat. Hinnoitteluun voitaisiin rakentaa Helen Sähköverkko Oy:n kaltainen malli (Helen Sähköverkko Oy, 2019), jossa yöllisestä tehoaipeusta huomioidaan 80 %. Tehoaipeu kannattaisi tällöin jatkossakin ajoittaa yölle, koska tehokomponentin maksusta säästäisi 20 %.

Seuraavaksi tutkittiin, millä tavoin asiakasryhmän sisällä yksittäiset käyttäjät vaikuttavat siirtotuotteen kulutukseen koko verkon huippukulutustunnilla. Verkon huipputunneilta valittiin jokaisesta siirtotuotteesta suurimman 10 %:n kulutuksen omaavat asiakkaat. Suurin 10 % valittiin siksi, että tietyn siirtotuotteen asiakkaiden tunnin keskitehot tasaantuivat lähelle mediaania noin 8 – 10 % jälkeen. Tähän 10 %:in sisältyivät siis asiakkaat, joiden kulutus oli mediaanin yläpuolella. Suuremman osuuden sisällyttäminen tarkasteluun veisi kulutuksen osuutta lähemmäs mediaania ja tämän tarkastelun tavoitteena on tutkia vain tavallista suurempia tehonkäyttäjiä. Laskenta tehtiin talviarjen kulutustiedoista. Taulukkoon 7 on koottu selvityksen tulokset.

Taulukko 7. *Suurimpien kulutuksien osuus siirtotuotteen kulutuksesta verkon huipputunnin aikana.*

	Talviarki vuosi	3x25A Yleissiirto	3x25A Kausisiirto	3x35A Yleissiirto	3x35A Kausisiirto
Siirtotuotteen suurimman 10% osuus siirtotuotteen koko tehosta	2017-2018	34 %	23 %	40 %	30 %
	2018-2019	33 %	21 %	38 %	27 %

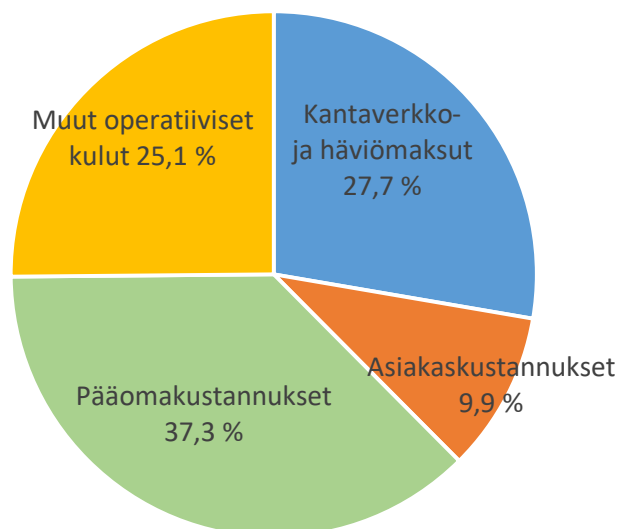
Taulukosta 7 huomataan, että suurimman 10 %:n kulutuksen omaavien asiakkaiden osuus siirtotuotteen kulutuksesta on merkittävä. Mitä lähempänä näiden asiakkaiden kulutuksen osuus on 10 %:ia, sitä tasapuolisemmin kustannukset jakautuisivat. Tarkastelussa tulee kuitenkin huomata, että osuudet on laskettu yksittäisistä tunneista. Tähän tarkasteluun kuuluvat 10 % asiakkaista voivat kuluttaa muina aikoina vähemmän, kun toisilla asiakkailla kulutus on huipussaan. Selvityksen tarkoituksena on keskittyä asiakkaiden osallisuuteen koko verkon tehoaipeusta, jota voidaan käyttää tehon laskemispeusteena. Myös muuntopiirien tehoaipeu vaikuttaa kustannuksiin ja niiden tehoroisteily

on pienempää kuin koko verkolla. Lisäksi yksittäisen muuntopiirin asiakkaiden kulutusprofiilit ovat homogeenisempia kuin kaikilla käyttöpaikoilla yhteensä. Diplomityössä muuntopiirikohtaista tarkastelua ei voida tehdä siihen vaadittavan työmäärän vuoksi.

Taulukosta 7 nähdään, että Yleissiirron suurimpien asiakkaiden kulutuksen osuus koko verkon huipputehosta on korkeampi kuin vastaavien sulakkeiden Kausisiirroissa. Tämä johtuu siitä, että verkon tehohuiput ajoittuivat kellonajoille 10 - 15 ja 17 - 21. Kausisiirtojen asiakkailla on näinä aikoina tasaisempi kulutus, koska tehonkäyttö alkaa klo 22 jälkeen. Tehonkäytön kasvaessa eroja alkaa syntyä suurimpien ja pienimpien kulutuksien välillä, sillä osalla sähkönkäyttö pysyy matalana, kun toinen osa alkaa kuluttaa mahdollisimman suurella teholla. Tässä vertailussa näkyy myös suoran sähkölämmityksen vaikutus. Verkon tehohuiput ovat päiväsaikaan kylminä talvipäivinä tammi- ja helmikuun aikana, jolloin suoran sähkölämmityksen omaavien kotitalous- tai yritysasiakkaiden sähkönkulutus on korkeampi. Kausisiirroissa olevat varaavat sähkölämmitykset ovat varanneet lämpöä päivän ajaksi yöaikana, jolloin suurin tehontarve ei osu huipputunnille.

6.2.2 JE-Siirron kustannusanalyysi

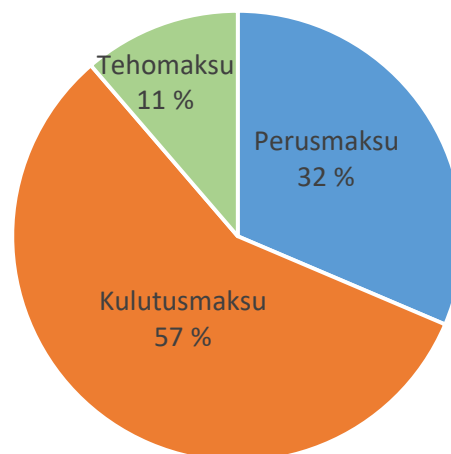
Kustannusrakenteen selvittämiseksi kustannukset jaettiin kirjallisuuden mukaisesti neljään osaan. (Lummi, 2013) Rakenteeksi valittiin kantaverkko- ja häviömaksut, pääomakustannukset, asiakaskustannukset ja muut operatiiviset kulut. Kuvaajaan ei ole erikseen lisätty tuotto-odotusta, vaan se sisältyy pääasiassa pääomakustannuksiin. Kuvassa 21 on esitelty kustannusten jakautuminen edellä kuvatun mukaisesti.



Kuva 21. JE-siirron kustannusrakenne

Kuvasta 21 huomataan, että verkon pääomakustannukset muodostavat suurimman osuuden liiketoiminnan kustannusrakenteesta. Samanlainen jakautuminen on nähtävissä myös muissa aiheen tutkimuksissa (Rossi, 2018). Kustannukset kerättiin kirjanpidosta ja kustannuksien ryhmittelyyn käytetystä talouden raportointijärjestelmästä.

Hinnoittelua uudistaessa tämän hetkisen siirtotulorakenteen selvittäminen on tärkeää. Hinnoittelukomponenttien suhdetta ei ole tarkoitus muuttaa radikaalisti hinnoittelumuutoksen alussa. Tehomaksu tulee lisätä nykyiseen rakenteeseen, jotta siirtomaksujen enustettavuus säilyy asiakkaiden ja yhtiön näkökulmasta. Kuvasta 22 nähdään eri hintakomponenttien osuus. Lisäksi kuvasta 22 tulee huomata, että maksujen suhde ei kuvaa asiakkaan maksamaa siirtomaksua, johon kuuluisi lisäksi sähkövero, huoltovarmuusmaksu ja arvonlisävero. Kuvassa havainnollistetaan JE-Siirron saamien tulojen suhdetta eri maksukomponenteilla.

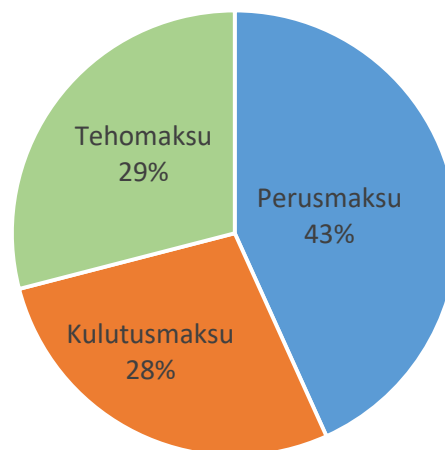


Kuva 22. JE-siirron nykyinen siirtotulorakenne.

Kuvasta 22 nähdään, että kulutusmaksujen suhteellinen osuus on suuri. Kuvasta 21 havaitaan puolestaan se, että pelkästään energian siirrosta riippuvia kustannuksia on noin 27,7 % ja loput 72,3 % ovat kiinteäluontoisia. JE-Siirron tulorakennetta voidaan verrata teoriassa esitetyn taulukko 2:n arvoihin. Vuonna 2017 muuttuvien maksujen osuus oli 57,1 % ja kiinteiden maksujen osuus 42,9 %. JE-Siirrolla vastaavat osuudet ovat 57 % ja 43 %. Tulorakenne vastaa lähes täydellisesti tulorakenteen keskiarvoa. Kehitys näyttää johtavan kiinteäpainotteisempaan hinnoitteluun, sillä kulutusmaksun osuus on pienentynyt perus- ja tehomaksun osuuden kasvaessa tarkastelujaksolla.

Kustannusvastaavassa siirtohinnoittelussa operatiiviset- ja asiakaskustannukset on yleensä tulkittu perusmaksuun kohdistettavana eränä. Pääomakustannukset on kirjallisuudessa kohdistettu teho- ja perusmaksuihin, mutta myös osa tehosta johtuvista kustannuksista on sisällytetty perusmaksuun. Tämän hetkisen JE-Siirron tulopohjan perusteella kulutusmaksulla katetaan huomattava määrä muita kuin energian siirtomäärästä johtuvia kustannuksia.

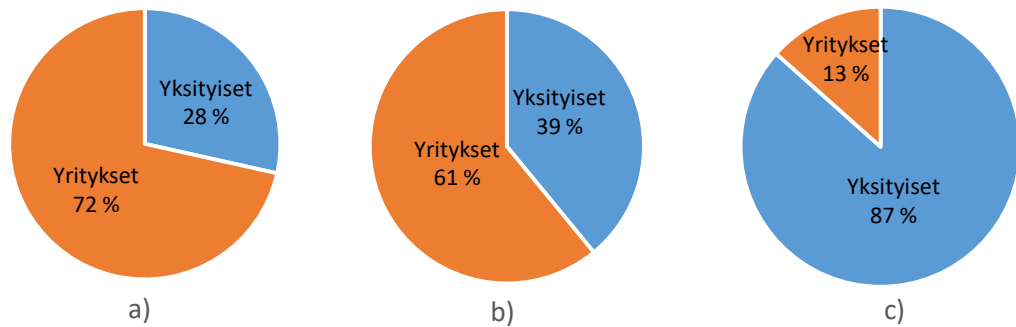
Mahdollisimman kustannusvastaavassa tulorakenteessa maksut kerätään maksukomponenttien suhteilla, jotka vastaavat kulurakennetta. Kuvassa 23 on esitetty tilanne, jossa tulot kerättäisiin mahdollisimman kustannusvastaavalla tavalla. Tehomaksuun on sisällytetty kapasiteetin rakentamisesta syntyvät poisto- ja rahoituskustannukset. Kulutusmaksuun on lisätty energian siirrosta johtuvat kustannukset. Perusmaksuun on sisällytetty energiasta ja kapasiteetista riippumattomat kustannukset.



Kuva 23. JE-Siirron mahdollisimman kustannusvastaavan hinnaston tulorakenne.

Hinnoittelua ei voida muuttaa nopealla kertamuutoksella kuvan 23 mukaiseen tilanteeseen muun muassa asiakkaan siirtomaksun muutosturvan säilyttämiseksi. Kyseinen tulorakenne voi olla vain pitkän siirtymäajan tavoite. Tulorakenteeseen tulee lisätä vielä tuotto-odotus, joka saattaa muuttaa maksujen suhdelukuja painotuksista riippuen. Tehomaksun osuus ei välttämättä toteudu sellaisenaan, koska tehon kustannuksia on tarkoitus sisällyttää sulakepohjaiseen perusmaksuun. Kuva antaa kuitenkin selkeän suuntaviivan hinnoittelun rakentamiselle.

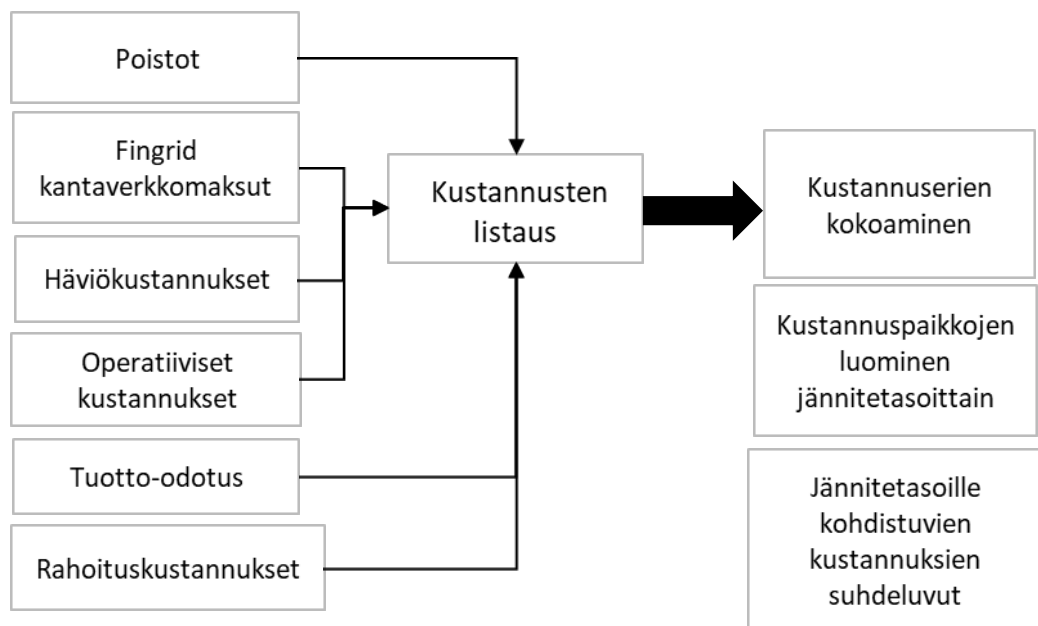
Kustannuksien kerääminen painottuu asiakasryhmien välille, joista erottuvin ryhmäjaottelu on yksityis- ja yritysasiakkaat. Kuvasta 24 nähdään, millainen JE-Siirron tilanne on tällä hetkellä.



Kuva 24. Yritys- ja yksityisasiakkaiden suhteelliset osuudet a) siirretyn energian, b) siirtomaksujen ja c) käyttöpaikkojen lukumäärän osalta.

Kuvassa 24 vasemman laidan ympyräkuvaaja tarkoittaa kulutettua energiaa, keskimäinen kuvaaja maksettuja siirtomaksuja ja oikean laidan kuvaaja tarkoittaa käyttöpaikkojen lukumäärää. Huomataan, että yritysasiakkaiden käyttämä energia on merkittävä ja siirtomaksut koostuvat täten pääasiassa kulutusmaksusta.

Diplomityössä kustannuksien keräämistä varten kehitettiin vaihe prosessiin, joka helpottaa hinnoittelun toistettavuutta tulevaisuudessa. Kuvassa 25 esitetään kustannusanalyysin vaiheet.



Kuva 25. Kustannusanalyysin prosessikaavio.

Kuvassa 25 on listattu kustannukset pääpiirteittäin. Operatiiviset kustannukset esitetään prosessikaaviossa yhtenä summana, mutta todellisuudessa operatiiviset kustannukset jaetaan vielä pienempiin kustannuseriin, joita esitellään taulukossa 8. Kustannusanalyy-

siin kuuluu kustannuspaikkojen luominen, jota käsitellään kappaleessa 6.2.3. Tämän lisäksi kustannukset tulee jakaa jännitetasoille suhdelukujen avulla, joita käsitellään myöhemmin tässä kappaleessa.

JE-Siirrolla kustannukset on jaettu tarkasti pieniin kustannuspaikkoihin. Kustannukset on määritetty erikseen vielä projektitasolla. Kustannusanalyysissä yhdistettiin nämä kustannuspaikat suuremmiksi kustannuseriksi. Kustannukset jaetaan jännitetasoittain, jotta kustannusvastaavuus säilyy. Taulukossa 8 on esitetty määritetyt kustannuserät.

Taulukko 8. JE-Siirron hinnoittelun kustannuserät.

Fingrid-maksut
Hallinto ja yleiskustannukset
Häviöt
Kirjanpidolliset poistot
Kunnossapito
Käyttökustannukset
Mittaus, laskutus ja asiakaspalvelukustannukset
Rahoituskustannukset
Rakennuttaminen
Sijaintipalvelut
Tuotto-odotus
Verkon suunnittelu

Taulukossa 8 Fingrid-maksut koostuvat kantaverkon kulutus- ja ottomaksuista. Kanta-verkkomaksuista on erotettu tuotantolaitoksen kantaverkkoon anto ja tuotannon tehomaksu kustannusten kohdistamisen helpottamiseksi. Hallinto ja yleiskustannukset sisältävät esimerkiksi palkkahallinnon, markkinoinnin ja johtamisen kustannuksia.

Häviökustannuksien suuruus on arvioitu tehdyn häviösähkönhankinnan sopimuksen mukaisesti. Verkon häviöenergia voidaan ennustaa tarkasti, sillä se ei vaihtele aineiston perusteella suuresti vuosittain. Lisäksi hankintahinta on kiinnitetty johdannaisilla, jonka vuoksi kustannuksesta voidaan tehdä luotettava ennuste. Sähköverkon poistot on määritetty kirjanpidollisen poiston mukaan. Hinnoittelussa ei ole käytetty Energiaviraston määrittämää tasapoistoa ”JHA/pitoaika”, sillä mallin avulla ei saada todellisia JE-Siirron poistoja. Vuonna 2024 alkavalla valvontajaksolla käytettävä poistojen laskenta voi muuttua tai hävitä kokonaan, jonka vuoksi tulevaisuuden ennusteet pitävät varmemmin paikkansa käytettäessä kirjanpidollisia poistoja.

Kunnossapitoon on sisällytetty kunnossapidosta syntyvät operatiiviset kustannukset ja esimerkiksi työkalujen ja autojen poistot. Käyttökustannuksissa on muun muassa valvomo, varallaolo ja käytön tietojärjestelmien poistot. Mittaus, laskutus ja asiakaspalvelukustannukset muodostuvat mittauksien hallinnasta, asiakaspalvelusta ja mittalaitteiden poistosta.

Rahoituskustannukset sisältävät verkkoon sitoutuneesta vieraasta pääomasta johtuvat kustannukset. Esimerkiksi mittalaitteilla on rahoituskustannuksia, mutta ne on sisällytetty mittauksen kustannuksiin. Rakennuttamisen kustannukset liittyvät verkon rakentamiseen ja sijaintipalvelun kustannukset syntyvät yksikön operatiivisista kuluista. Verkon suunnittelun kustannuserä koostuu yleis- ja verkkosuunnittelusta syntyvistä kustannuksista.

Hinnoittelun kustannuserien määrittämisen pohjana on regulaatiolaskenta, josta saadaan tavoiteltu sallittu liikevaihto. Liikevaihdosta huomioidaan jakelu- ja alueverkon asiakkaiden tuomat siirtotulot. Kun näiden tuotteiden liikevaihdosta vähennetään muut kustannuserät, saadaan verkkoliiketoiminnan tuotto-odotus.

Tuotto-odotuksen tarkoituksena on tasoittaa liikevaihto tavoiteltuun arvoonsa. Tuotto-odotus ei ole kustannus, mutta kustannusten kohdistaminen yksinkertaistuu käsittelemällä sitä kustannuseränä ja kohdistamalla se suoraan hintakomponentteihin. Aiemmalta valvontajaksolta siirtynyt yli- tai alijäämä huomioidaan tuotto-odotuksessa.

Verkon kustannuksien jakaminen eri jännitetasoille on selvitetty erilaisilla keinoilla. Esimerkiksi rakennuttamisen, poistojen ja kunnossapidon kustannukset pystyttiin jakamaan suoraan euromääräisesti projektien ja verkkorakenteen perusteella. Osassa kustannuksia, esimerkiksi käytön ja suunnittelun tapauksessa, haastateltiin niistä vastaavia henkilöitä. Heiltä saatiin prosentuaaliset suhteet, joilla yksikön kustannukset kohdistuvat jännitetasoille. Tuotto-odotus jaettiin verkon jälleenhankinta-arvojen suhteella. Kustannuseräjaottelussa ei yhdistetty kaikkia operatiivisia kustannuksia yhteen erään, koska hinnoittelun tarkkuus olisi kärsinyt. Pääperiaatteena oli muodostaa kokonaisuuksia, joiden jakautuminen jännitetasoille on samankaltaista. Myös kustannusajurien muodostaminen huomioitiin.

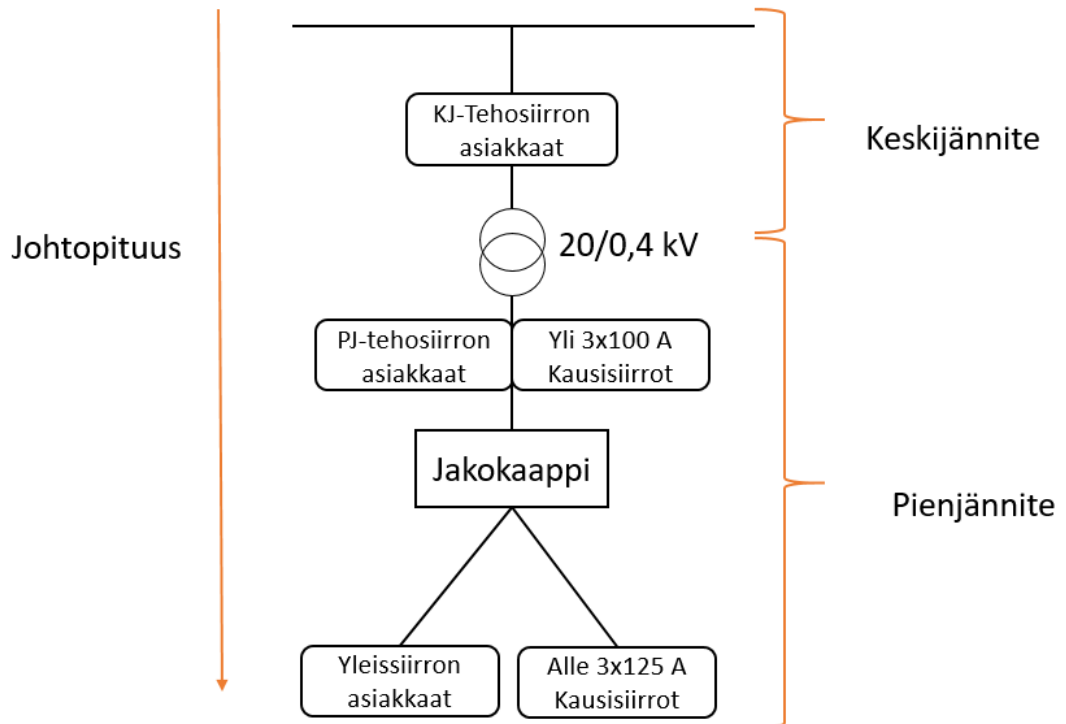
6.2.3 JE-Siirron kustannuspaikat

JE-Siirron kustannuspaikat määritettiin verkkorakenteen mukaan. Perusajatuksena on, että verkon komponentit, jotka palvelevat samoja asiakkaita, yhdistettiin samaan kustannuspaikkaan. Kustannuspaikkajaotteluksi tuli täten:

- Alueverkko
- Sähköasemat ja KJ-verkko
- Jakelumuuntamot ja PJ-verkko
- Asiakaskustannukset
- Energiaperusteiset kustannukset

Jaottelussa on huomioitu jännitetasot. Alueverkko kuvaa 110 kV:n, sähköasemat ja KJ-verkko 20 kV:n ja jakelumuuntamot ja PJ-verkko kuvaavat 0,4 kV:n jännitetasoa. Kustannusanalyysissä määritetyt jännitetasojen kustannukset on suoraviivaista jakaa näille kustannuspaikoille. Asiakaskustannuksiin on tarkoitus kohdistaa asiakasmäärästä johtuvat kustannukset ja energiaperusteisiin kohdistetaan energiasta johtuvat kustannukset.

Pienjänniteverkon asiakkaat maksavat käyttämänsä osan ylempien jännitetasojen kustannuksista. Alueverkon kustannuspaikka jaettiin kaikkien jännitetasojen tietojen kesken. 20 kV:n verkkoon osallistuu keski- ja pienjännitteen asiakkaat. PJ-verkon kustannukset jaetaan vain 0,4 kV:n asiakkaiden kesken. Energiaperusteiset ja asiakaskustannukset jaetaan kaikille asiakkaille. Jaottelua käytetään hyödyksi kustannusten kohdistamisessa. Kuvassa 26 havainnollistetaan erilaisten tuotteiden asiakkaille vaadittavan johtopituuden ja komponenttien määräytyminen JE-Siirron näkökulmasta.



Kuva 26. JE-Siirron asiakkaiden jakautuminen tuotteittain jakeluverkon osille.

Kuvasta 26 tulee huomata, että esimerkiksi Kausisiirto 3x125 A tuotteen asiakas voi olla jakokaapin takana. Kuvalla on kuitenkin tarkoitus havainnollistaa kaikista tyypillisin tilanne jakeluverkossa. Suuret pienjännitteen asiakkaat ovat tavallisesti suoraan muuntajälähdön päässä, eikä niille vaadita erillistä jakokaappirakennelmaa. Rakenne on huomioitava hinnoittelussa kohdistamalla suurempi osa verkon poistoista ja rahoituskustannuksista pienasiakkaille.

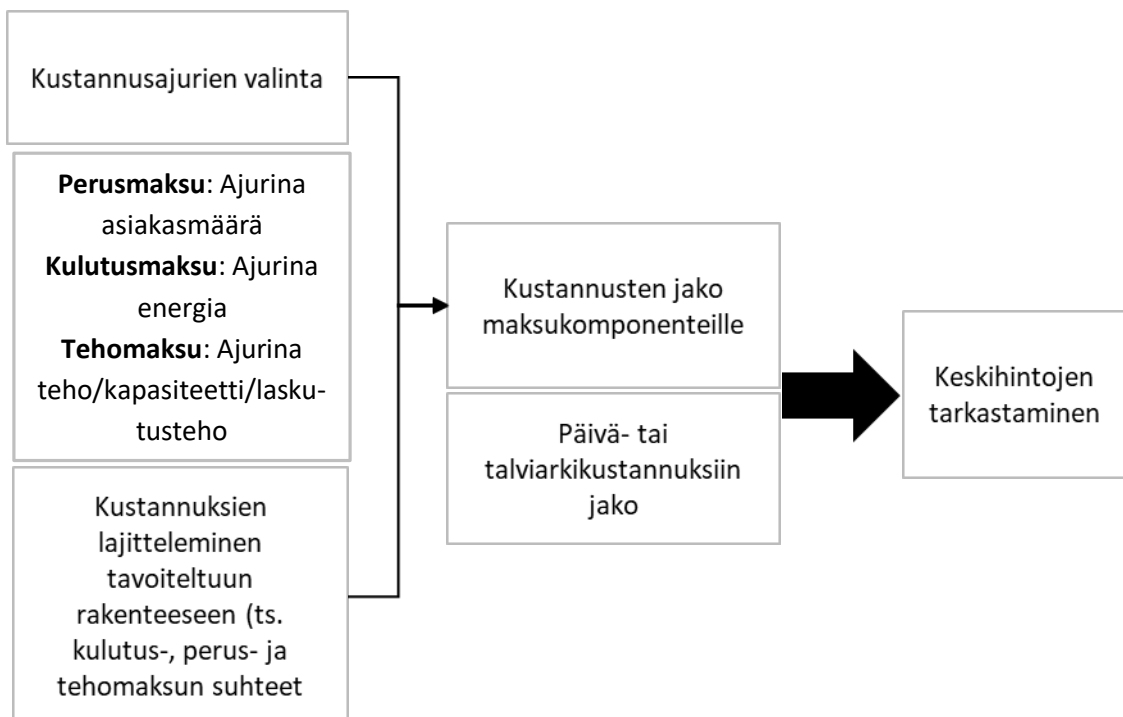
6.2.4 JE-Siirron kustannusajurit

Kustannusajureiksi valittiin asiakasmäärä (kpl), energia (kWh) ja teho (kW). Näiden kolmen ajurin avulla saadaan kohdistettua kaikki kustannukset, joten muille ajureille ei ole tarvetta. Kustannuserät on luotu niin, että niille olisi mahdollisimman yksiselitteistä tehdä kustannusajurit. Esimerkiksi mittalaitteiden poistot muodostavat merkittävän kuluerän. Tätä kustannusta ei sisällytetty verkon poistoihin, vaan mittauslaitteiden poistot lisättiin mittauskustannuksiin. Tämä johtuu siitä, että mittalaitteiden poistojen ajurina on tarkoitus käyttää asiakasmäärää, kun muiden verkkokomponenttien poistojen ajurina on siirretty energia tai teho. Eri tuotteilla voidaan käyttää toisistaan poikkeavia ajurien painotuksia. Esimerkiksi Kausisiirroilla voidaan painottaa perusmaksua kulutusmaksun sijaan ja Yleissiirroilla toimia päinvastaisesti.

Siirrettyä energiaa käytetään kustannusajurina häviöiden ja kantaverkkomaksujen kohdalla. Koska kulutusmaksujen suhteellinen osuus halutaan alkuvaiheessa säilyttää, energiaa joudutaan käyttämään toisena ajurina tehon tai asiakasmäärän rinnalla. Alustavassa hinnoittelussa tehoa käytetään ajurina erityisesti nykyisten tehonsiirtotuotteiden hinnoittelussa. Uusia pienasiakkaiden tehotuotteita käsiteltäessä tehoajurin merkitys kasvaa.

6.2.5 JE-Siirron kustannusten kohdistuminen

Kustannusten kohdistamisessa käytetään aiemmin esiteltyä keskihintamenetelmää. Perusmaksulle kohdistetut vuosittaiset kustannukset jaetaan asiakasmäärän kesken. Jos esimerkiksi kustannuspaikkaan sähköasemat ja KJ-verkko kohdistetaan kustannus perusmaksulle, se jaetaan PJ- ja KJ-verkon yhteisellä asiakasmäärällä keskihinnaksi. Tällöin molempien jännitetasojen keskihintaan lisätään sama laskettu osuus perusmaksulle. Jos kustannuspaikkaan, joka sisältää vain PJ-asiakkaat, kohdistetaan kustannus, se lasketaan vain PJ-verkon keskihintaan. Vuosittaiset kustannukset on jaettu kustannusanalyysistä saaduilla suhdeluvuilla jännitetasoille. Kuvassa 27 on esitetty kustannuksen kohdistamisen vaiheet.



Kuva 27. Kustannusten kohdistamisen prosessikaavio.

Energialle ja teholle lasketaan keskihinta samalla tavalla kuin perusmaksulle. Tässä menetelmässä siirtomaksulle kohdistetut kustannukset jaetaan siirretyllä energialla eri jännitetasoille kustannuspaikkojen mukaan. Tehossa käytetään laskutusteho, joka on tällä hetkellä jokaisen tehoinnoittelun alla olevan asiakkaan liukuva 12 kuukauden tunnin huipputeho. Tehotuotteiden luomisprosessissa laskutusteho määritetään tehotuotteen alaiseksi suunniteltavissa siirtotuotteissa.

Hinnoitteluperiaatteena käytetään menetelmää, jossa kustannukset kohdistetaan maksukomponenteille tavoitellun liikevaihdon perusteella. Kustannusten kohdistaminen tehdään siis ”takaperin” verrattuna esimerkiksi Lummin (Lummi, 2013) menetelmään. Tämän menetelmän etuna JE-Siirrolle on sen yhteensopivuus nykyisen liikevaihdon ennustamisen ja Enerity-järjestelmän kanssa.

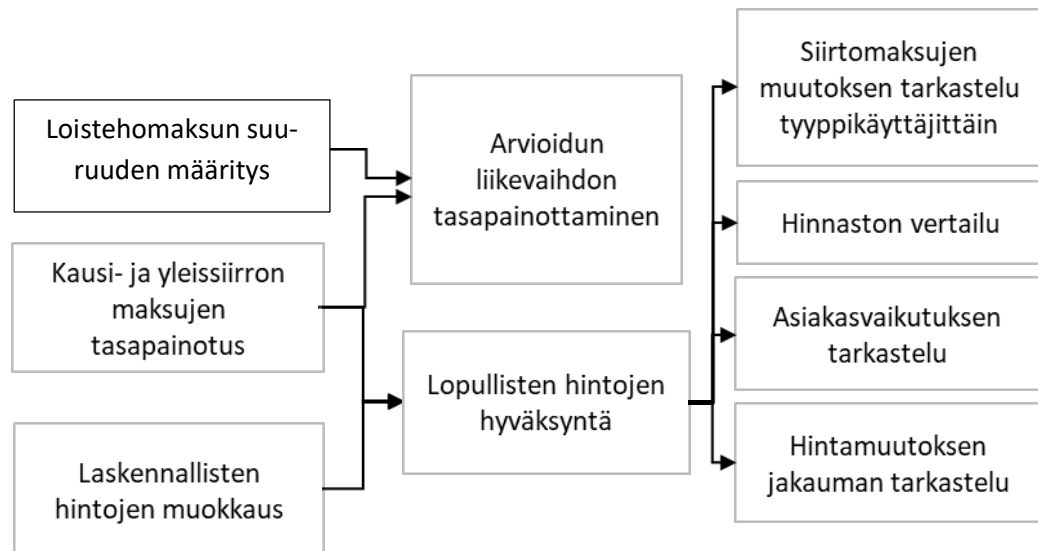
6.2.6 Talviarkikustannusten jakaminen

Talviarkikustannukset jaetaan kustannusten kohdistamisessa. Kustannukset huomioidaan kulutusmaksussa, koska Kausisiirron tuotteille tulee hinnoitella muun ajan ja talviarjen kulutusmaksut esimerkiksi Fingridin talviarjen hinnoittelun vuoksi. JE-Siirrolla talviarki on marraskuusta maaliskuuhun maanantaista lauantaihin klo 7 - 22. (JE-Siirto Oy, 2018). Fingridin talviarkimaksu on vastaavasti määritelty joulukuun ja helmikuun välisellä ajalla maanantaista perjantaihin klo 7 - 21. (Fingrid A, 2019)

Jaon avuksi määritetään yleis- ja kausikalenterien alla olevien asiakkaiden talviarkena kuluttamat energiat. Kausikalenterin omaavat asiakkaat kuluttavat 72 GWh talviarjen aikana. Yleiskalenterilla vastaava luku on 111,6 GWh. Prosentuaalisiksi osuuksiksi saadaan siis noin 40 % Kausisiirroille ja 60 % Yleissirroille. 2-aikaisilla tuotteilla talvi- ja muun ajan suhde määritetään kertoimen avulla. Kertoimena toimii tämän hetkessä hinnastossa käytössä oleva arvo 0,6. Tämä tarkoittaa, että muun ajan hinta on 0,6 kertainen verrattuna talviarjen hintaan.

6.2.7 Siirtotariffien viimeistely

Diplomityössä perusmaksujen porrastus tehdään Enerity-järjestelmän avulla. Hinnoitteluprosessin viimeiseen osuuteen luotiin havainnollistava prosessikaavio. Prosessikaavio on esitetty kuvassa 28.



Kuva 28. Siirtotariffien viimeistelyn prosessikaavio.

Viimeistelyn ensimmäisenä tehtävänä on muokata laskennallisia hintoja. Hintoja on syytä muokata erityisesti kaksiaikatuotteiden kohdalla, sillä Enerity ei laske porrastusta erikseen Kausisiirron korkeammalle perusmaksulle. Loismaksun suuruus tulee selvittää tässä hinnoittelun vaiheessa, jotta kaikki tulot huomioidaan ja liikevaihto saadaan halutulle tasolle. Lopullisten hintojen hyväksynnän jälkeen tutkitaan asiakasvaikutuksia selvittämällä jokaisen asiakkaan kokema maksujen muutos. Tämän lisäksi tyyppikäyttäjien avulla tutkitaan, että hinnannuutos noudattaa korotuskattovaatimusta.

Tariffeista tulee etukäteen pohtia, millaisia ominaisuuksia tietyn siirtotuotteen valitsevalla asiakkaalla on. Esimerkiksi Kausisiirto 3x35 A tuotteen alle voisi sopia yli 20 000 kWh/vuosi käyttävä asiakas, jolla on ajastettu lämminvesivaraaja tai varaava sähkölämmitys. Yleissiirto 3x35 A tuotteen asiakkaaksi voisi sopia vähemmän sähköä käyttävä käyttöpaikka, jolla ei ole varaavaa sähkölämmitystä.

Hinnoittelun avulla pyritään luomaan kannuste asiakkaalle valita tälle sopivin tuote. Tästä syystä on tärkeää tehdä laskelma ja hienosäätää hinnat niin, että asiakkaat pysyvät nykyisten tuotteiden alla edullisuuden vuoksi. Hienosäädön lopputuloksena saadaan tuotesuosituksia, joita voidaan hyödyntää markkinoinnissa ja asiakaspalvelussa.

Asiakasvaikutuksia tutkitaan Enerityn sisältämällä tuotevaihdon riskianalyysia kuvaavalla toiminnolla. Järjestelmän avulla selvitetään asiakkaiden lukumäärä, joiden siirtolasku olisi alempi, jos siirtotuotetta vaihdettaisiin. Tuotevaihdon riskiä tarkastellaan liikevaihdon näkökulmasta. Tyyppikäyttäjien osalta varmistetaan, että lainsäädännössä asetettua korotuskattoa noudatetaan. Tuotteiden liikevaihdon muutoksia tutkitaan myös

maksukomponenttikohtaisesti. Tämän tarkastellaan jokaisen asiakkaan kokemaa siirtomaksun muutosta.

6.2.8 Loistehon laskutus

Loistehomaksulla kerätään loistehon hallinnasta koituvat kustannukset. Maksulla pyritään kannustamaan asiakkaita kompensoimaan loistehon käyttöönsä. Tällä hetkellä JE-Siirron asiakkaiden loistehon ilmaisosuus on 25 % saman kuukauden suurimmasta pätötehohipusta. Kohtuullisen hintaisia kompensointilaitteita ei voi säätää erittäin tarkasti, sillä niiden säätövälin porrastus on harva. Nykyinen hinnoittelu on voinut ohjata kompensointilaitteiden hankintaa, joten maksun suuruuteen tai ilmaisosuuteen ei ole syytä tehdä muutoksia ilman lisäselvityksiä.

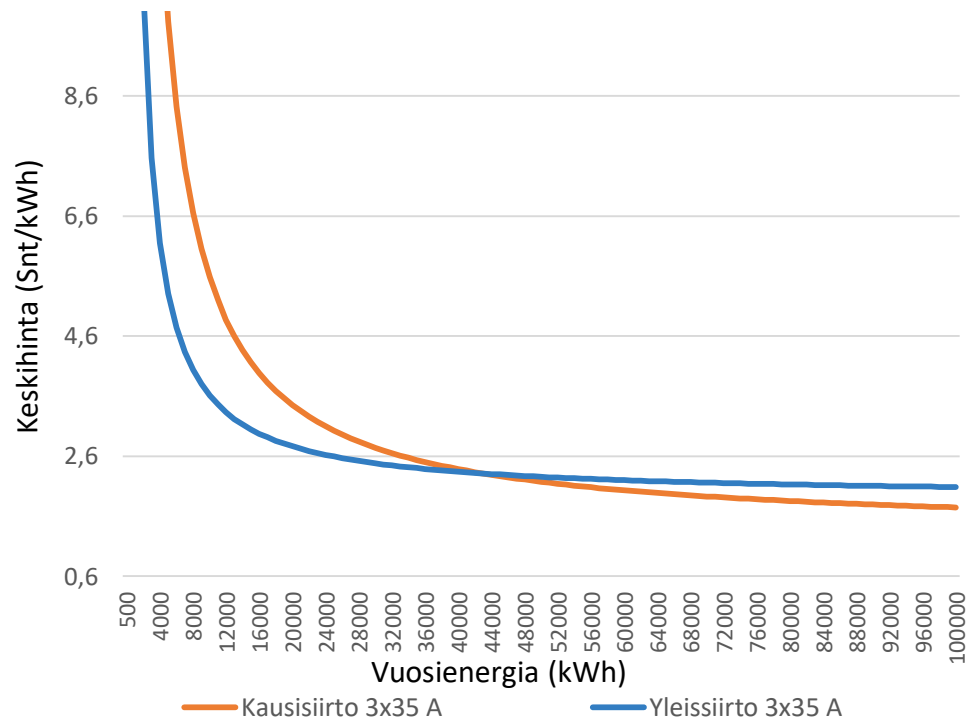
Suurien sulakkeiden Kausi- ja Yleissiirron asiakkaiden siirtäminen nykyisten PJ-Tehotuotteiden alaiseksi on perusteltua. Yli 3x63 A sulakkeiden mittaukseen vaaditaan virtamuuntaja, jonka vuoksi jako pien- ja suuriasiakkaiden välillä on tehty sulakekokoon 3x63 A. Joillakin JE-Siirron 3x80 A ja 3x100 A asiakkailta on vielä vanhanaikainen mittari, jonka mittaus ei perustu virtamuuntajaan. Mittarit on kuitenkin tarkoitus uusien saneerauksien yhteydessä.

Sulakekoon 3x80 A asiakkaina on runsaasti ravintoloita, pieniä yrityksiä ja kiinteistöjen sähköliittymiä. Näiden asiakkaiden siirtäminen PJ-Tehosiirron alaiseksi tulee tehdä suunnitelmallisesti ja varmistaen, että loistehon mittaus onnistuu ilman laiteinvestointeja. Toisena vaihtoehtona 3x80 A ja 3x100 A sulakekokojen asiakkaat voidaan sisällyttää uuteen loistehokomponentittomaan tehotuotteeseen. Pienasiakkaille loistehon kompensoinnin hinta sisältyy perusmaksuun. Tällä tavoin myös pienasiakkaat maksavat osansa kuluttamastaan loistehosta.

6.2.9 Edullisuusalueet ja siirtymäraajat

Kausi- ja Yleissiirtojen perus- ja kulutusmaksujen tasapainotus tehdään edullisuusalueiden avulla. Hinnaston tarkoituksena on ohjata erisuuruisten käyttäjien asettuminen heille edullisimmalle tuotteelle. Edullisuusalueetarkastelussa määritetään jokaisen tuotteen siirtomaksun keskihinta kilowattitunneissa. Kahden tuotteen käyrien leikkauspiste kertoo rajan, jolloin toinen tuote muuttuu edullisemmaksi. Talvi- ja muun ajan energian käyttö on jaettu suhteella 28 % talviarjelle ja 72 % muulle ajalle. Suhdeluku saatiin kulutushistoriasta analysoimalla kaikkien käyttäjien kulutusta talvi- ja muuna aikana. Jakauma on siis

kaikkien tuotteiden asiakkaiden keskimääräinen jakosuhte. Kuvassa 29 on nykyisellä hinnastolla saadut Kausisiirto 3x35 A ja Yleissiirto 3x35 A keskihintakäyrät.



Kuva 29. Esimerkki edullisuusalue tarkastelusta tuotteilla Kausisiirto 3x35 A ja Yleissiirto 3x25 A.

Kuvasta 29 huomataan, että nykyisin yli 42 000 kWh käyttävän asiakkaan kannattaa valita Kausisiirtotuote. Tarkastelussa tulee kuitenkin huomata, että joidenkin asiakkaiden vuosittaisesta energiasta käytetään vähemmän kuin 28 % talviarkena, jolloin leikkauspiste siirtyy vasemmalle ja pienemmän vuosienergian kuluttava asiakas hyötyy Kausisiirrosta.

Kausi- ja Yleissiirtotuotteiden hintojen tasapainottamiseksi diplomityössä muodostettiin ehdotetut siirtymäraajat, jolloin tietyn sulakekoon Yleissiirron asiakkaan kannattaa vaihtaa tuotteensa Kausisiirroksi. Tasapainotuksessa kulutusmaksun hinnat lukitaan hinnoittelusta saatuihin arvoihin, ja perusmaksua muuttamalla määritetään käyrien leikkauspiste siirtymärajan arvoon. Siirtymäraajat luotiin tutkimalla käyttöpaikkakohtaista dataa ja laskemalla jokaiselle tuotteelle asiakaskohtaisen vuosienergian mediaanin. Taulukossa 9 on diplomityössä lasketut sulakekokojen tavoitellut siirtymäraajat.

Taulukko 9. Tavoitellut siirtymäraajat sulakekoittain.

Sulakekoko	Siirtymäraja (MWh)
3x25 A	18
3x35 A	24
3x50 A	35
3x63 A	45
3x80 A	60
3x100 A	75

Taulukon 9 arvoista tulee huomata, että siirtymäraajat pitävät paikkansa, jos vuosienenergiasta 28 % käytetään talviarkena ja 72 % muuna aikana. Niillä asiakkailla siirtymäraja on suurempi, joilla ei ole talviarkena mahdollisuutta ohjata kuormaansa. Tasaisesti ja paljon kuluttavien asiakkaiden kannattaa valita Kausisiirto, vaikka kuormanohjausta ei olisikaan talviarkena. Tämä johtuu siitä, että edullisen muun ajan hinnan säästö korvaa korkeamman perusmaksun ja talviarjen kulutusmaksukustannukset.

6.2.10 Hinnoittelumallin työkalut

Diplomityössä Enerity-järjestelmän tueksi tehtiin hinnoittelutyökaluja. Hinnoittelusta tehtiin prosessikaavio, jossa käydään yksityiskohtaisesti läpi hinnoittelun eri vaiheet. Prosessikaavion tarkoituksena on helpottaa hinnoittelun toistettavuutta tulevaisuudessa. Kaavio toimii myös dokumentaationa diplomityön hinnoittelussa sovellettavista käytännön periaatteista.

Toisena työkaluna diplomityön yhteydessä tehtiin Excel-pohjainen kustannuserien muodostamiseen tarkoitettu taulukko, johon on listattu taulukon 8 mukaiset kustannuserät. Kustannuserien alle voidaan lisätä kustannuserään kuuluvia kustannuksia ja työkalu laskee automaattisesti niiden summan Eneritylle sopivaan muotoon. Lisäksi työkaluun on tehty automaattinen kustannuksien jakaminen jännitetasoille ja tuotto-odotuksen suuruuden määrittäminen. Työkalu on muokattavissa jännitetasoille jaettavien suhdelukujen ja vuosittaisen tavoitellun liikevaihdon mukaan.

Kustannusten suhteellinen jakautuminen eri maksukomponenteille esimerkiksi kuvan 22 ja kuvan 23 mukaisesti on työlästä laskea ilman siihen soveltuvaa työkalua. Tähän tarkoitukseen diplomityön yhteydessä tehtiin kustannusten jakamisen Excel-työkalu, jonka avulla kolmen eri hintakomponentin suhteellinen osuus voidaan määrittää kustannuserien summasta. Työkalu on hyödyllinen kustannusten kohdistamisessa, jossa eri kus-

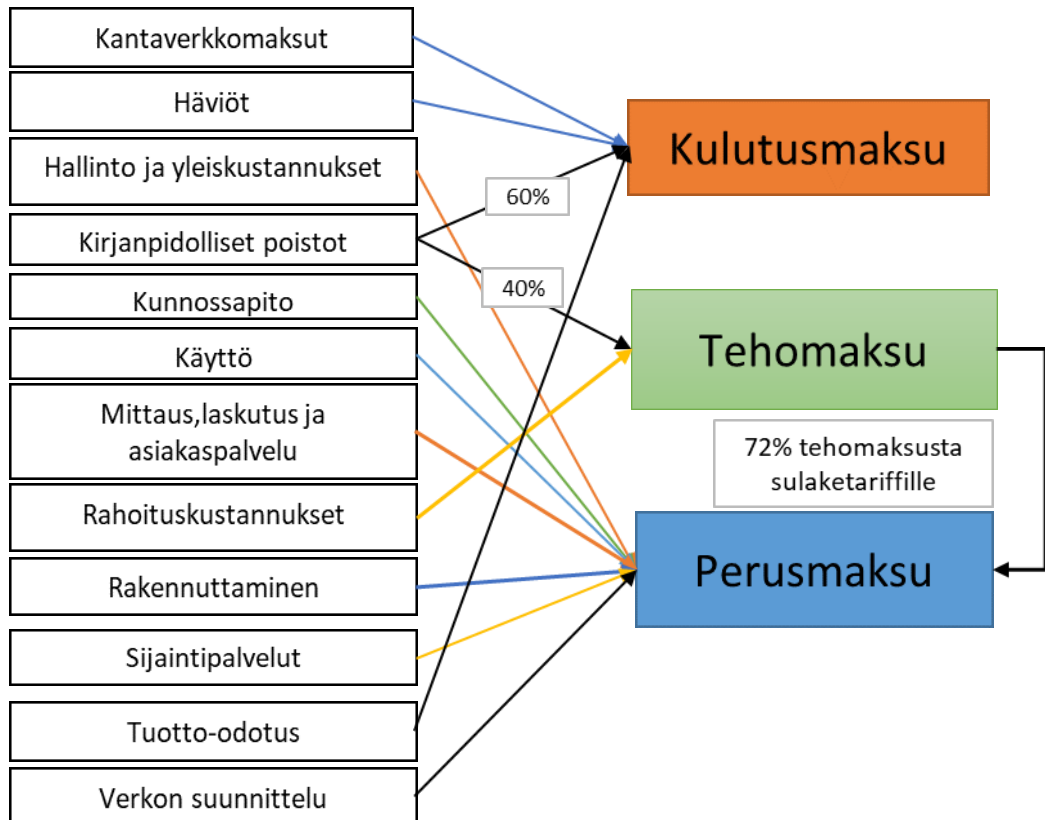
tannuserien jakautuminen maksukomponenteille tulee määrittää. Kustannuksien jakautumista voidaan tutkia vuosittain ja kustannuslaskurien avulla voidaan laskea erilaisia vaihtoehtoja, miten kustannuksien kohdistaminen tietyille maksulle vaikuttaa suhteellisen tulokertymän rakenteeseen. Siirtymäsuunnitelman rakentamiseen kehitetyt työkalun avulla voidaan laskea vuosittainen hintojen muutos haluttuna aikavälinä.

Kappaleessa 6.2.9 esiteltyjen edullisuusalueiden tarkasteluun kehitettiin erillinen työkalu, johon voidaan liittää suoraan Enerity –järjestelmän määrittämät hinnat. Tämän jälkeen työkalu laskee siirtomaksun keskihinnan sentteinä kilowattituntia kohden kuvan 29 mukaisesti. Kuvaajaan voidaan liittää useita keskikäyriä ja laskea niiden leikkauspisteitä. Työkalu on tärkeä hintojen muotoilussa Kausisiirtojen, Tehosiirtojen ja Yleissiirtojen välisten perusmaksujen tasapainottamisessa.

Diplomityössä hinnoittelun vaikutuksen arviointiin tehtiin liikevaihdon muuttumisraportti-työkalu, jonka avulla voidaan tutkia, miten uudet hinnat vaikuttavat tuotteiden maksukomponenttien liikevaihtoon. Tarkoituksena on hienosäätää tariffien muotoilussa tehtäviä päätöksiä. Muutaman sentin kymmenyksen muutos kulutusmaksussa muuttaa liikevaihtoa merkittävästi. Tällä tarkastelulla muutos voidaan tehdä oikeaan suuntaan oikealla tuotteella. Lisäksi työkalun avulla varmistutaan, että vuosittaiset muutokset ovat maltillisia. Samanlaiseen tarpeeseen tehtiin hinnaston vertailua varten työkalu, jolla voidaan tarkastella jokaisen tuotteen hinnan euromääräistä ja prosentuaalista muutosta.

6.3 Hinnoittelu nykyisellä tulorakenteella

Ensimmäisenä hinnoitteluskenaariona hinnoiteltiin tuotteet nykyisen siirtotulorakenteen perusteella. Tässä mallissa tuotteisiin ei tehty muutoksia ja kustannukset kerättiin kuvan 22 mukaisesti. Kulutusmaksuun sisällytettiin 57 % kustannuksista, joihin kuului tuotto-odotus, häviöt, kantaverkkomaksut ja 60 % poistoista. Tehomaksuihin sisällytettiin 11 % kustannuksista, joihin sisältyi 40 % poistoista. Perusmaksuun kohdistettiin loput 32 % kustannuksista kuvan 22 mukaisesti. Tehomaksusta siirrettiin 72 % perusmaksun sulaketariffille. Kyseinen osuus saatiin vertaamalla tehomaksuttomien asiakkaiden laskutustehoa tehomaksullisiin asiakkaisiin. Kuvassa 30 havainnollistetaan kustannuksien kohdistusta.



Kuva 30. Kustannusten jakaminen nykyisellä tulostruktuurilla.

Laskennassa käytetyt Enerity-sovelluksen määrittämät siirtotuotteiden hinnat muodostettiin kappaleen 6.2 periaatteiden mukaisesti. Tämän hinnoittelun voidaan tulkita noudattavan sähköverkon järjestelmänäkölukua, joka esiteltiin kappaleessa 4.1.1 kulutusmaksulla kerättävän osuuden vuoksi.

Nykyisen hinnaston uudelleenlaskettu hinnasto poikkeaisi paikoittain nykyisestä hinnoittelusta. Pienten sulakekokoisten perusmaksut kasvaisivat verrattuna nykyiseen hinnoitteluun. Näiden tuotteiden alla on paljon asiakkaita, joten yksikköhinnan euromääräisesti pienellä erolla on suuri vaikutus tulojakaumaan. Vastaavasti suurempien sulakekokoisten perusmaksut laskisivat Kausisiirtotuotteilla. Perusmaksujen lasku ja kulutusmaksun nousu nykyisen ja lasketun hinnaston välillä tarkoittavat, että suurien Kausisiirtojen siirtomaksut ovat olleet perusmaksupainotteisia ja kuvan 22 mukaisesti kohdistetut kustannukset muuttivat maksukomponenttien suhteen muiden tuotteiden mukaisiksi.

Tällä hetkellä PJ- ja KJ-tehosiiirtotuotteelta veloitetaan samaa perusmaksua, vaikka keskijännitetasoon kytkeytynyt asiakas tarvitsee vähemmän verkkopituutta ja komponentteja. Toisaalta suuren asiakkaan vaikutus keskijänniteverkon kapasiteettitarpeeseen voi

olla merkittävä PJ-Tehosiirto asiakkaaseen nähden. Keskijänniteliittymät joutuvat kustantamaan itse myös oman muuntajan. Nykyisessä hinnoittelussa tämä ongelma on ratkaistu tehosiirron halvemmalla kulutusmaksulla.

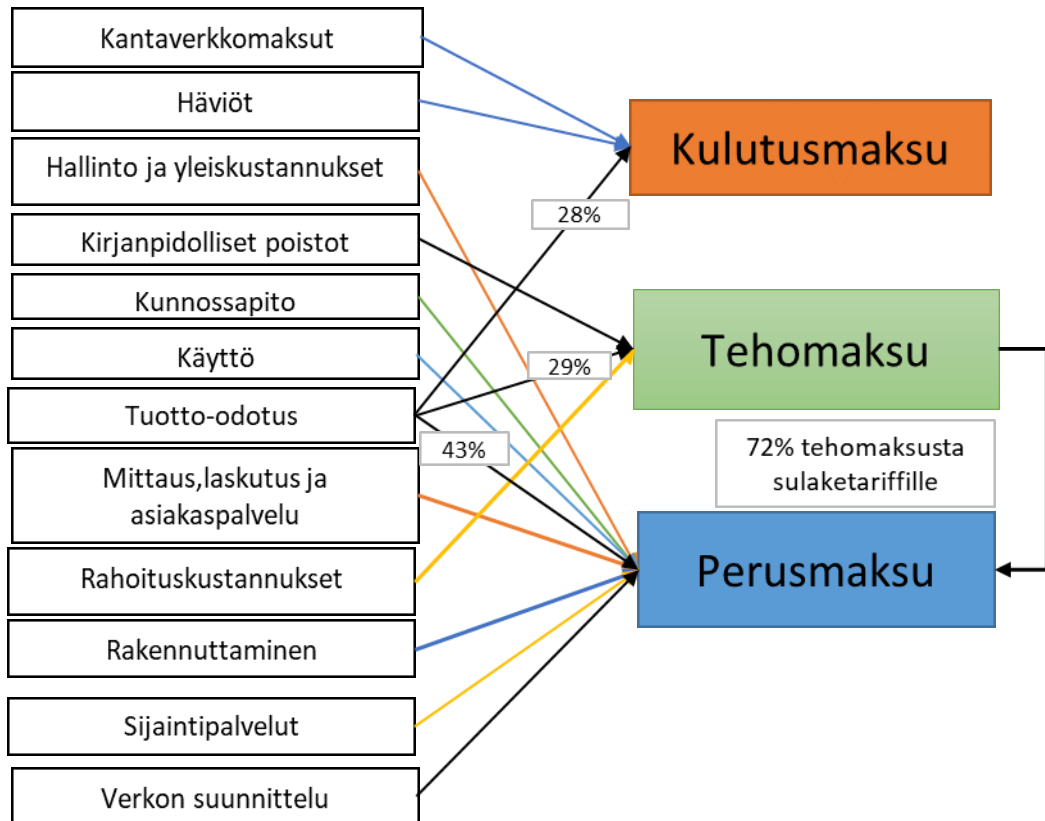
KJ-Tehosiirto tuotteen hintaa ei voida kuitenkaan laskea hinnoittelumallista saatavalle tasolle, koska tuotemuutoksen johdosta kasvava asiakasmäärä nostaisi KJ-Tehosiirto-tuotteiden kustannuksia. Lisäksi KJ-Tehosiirron hinnan merkittävä laskeminen ei noudattaisi CEER:n ohjetta siirtohinnoitteluun, jonka mukaan jännitetasoja tulee kohdella tasapuolisesti. KJ-Tehosiirto -tuotteet olisi perusteltua nostaa rajaan, jossa se on edullisin vaihtoehto suurille sähkökäyttäjille, mutta karsii keskisuuret käyttäjät. KJ-asiakkaiden liittyessä verkkoon heidän muuntajat yhdistetään JE-Siirron rengasverkkoon ja ne otetaan käyttökeskuksen valvonnan alle. Nämä toimenpiteet kasvattavat KJ-asiakkaiden synnyttämiä kustannuksia, eikä niitä ole tarkoituksenmukaista tehdä muille kuin suurille sähkökäyttäjille, jotka tarvitsevat 20 kV verkon liityntäpisteen.

Liikevaihtoja tarkastelemalla saadaan selville, miten tuotteiden asiakkailta kerättävät siirtotulot muuttuvat. Suurilta Kausisiirroilta kerättävä liikevaihto laskisi tällä hinnoittelulla. Suurin hyötyjä olisi Kausisiirto 3x250 A asiakkaat ja 3x25 A – 3x63 A Kausisiirtojen maksut pysyisivät lähes samana nykytilanteeseen nähden. Vastaavien sulakkeiden Yleissiirtojen liikevaihtoa kerättäisiin enemmän. Tällä muutoksella kuvassa 29 esitetty siirtymäraja asettuisi taulukon 9 määritettyjen arvojen mukaiseksi.

6.4 Hinnoittelu mahdollisimman kustannusvastaavalla tulorakenteella

Seuraavaksi siirtohinnot laskettiin mahdollisimman kustannusvastaavalla jaolla nykyisellä tuoterakenteella kuvan 23 mukaisesti. Hinnoittelussa noudatettiin samoja periaatteita tehosiirtotuotteiden ja tuotteiden tasapainotuksen kohdalla kuin edellisessä kappaleessa. Laskutustehon perusteella tehotuotteiden osuus verkon laskutustehosta on 27,4 % ja muiden tuotteiden 72,6 %. Kapasiteetista johtuvaa kustannusta ei lasketa tehotuotteiden perusmaksuun, vaan se hinnoitellaan tehotuotteiden erilliseen tehokomponenttiin. Tuotteilla, joilla ei ole erillistä tehomaksua, kapasiteetikustannus sisällytetään perusmaksuun. Kustannus jakaantuu eri sulakekoille sulaketariffien porrastuksen avulla. Tuotto-odotus jaetaan kuvan 23 mukaisilla suhteilla komponenteille tasan. Tuotto-odotus jaetaan maksukomponenttien suhteilla, koska tässä hinnoittelumallissa sen katsotaan olevan koko verkkoliiketoiminnan tuotto ja hinnoitteluun ei haluta tehdä painotuksia.

Tämä hinnoittelu perustuu siirtokanavamalliin, jossa tulojen kerääminen painottuu perus- ja tehomaksuihin. Kuvassa 31 havainnollistetaan tätä jakoa.



Kuva 31. Kustannusten jakaminen mahdollisimman kustannusvastaavalla rakenteella.

Hinnoittelun tuloksena perusmaksujen hinnat nousisivat merkittävästi lähes jokaisella tuotteella. Erityisesti Yleissiirtotuotteiden prosentuaalinen hinnannousu olisi korkea. Kulutusmaksujen hinnat laskisivat noin puoleen kaikilla asiakkailla ja tehomaksut nousisivat PJ- ja KJ-Tehosiirtotuotteilla.

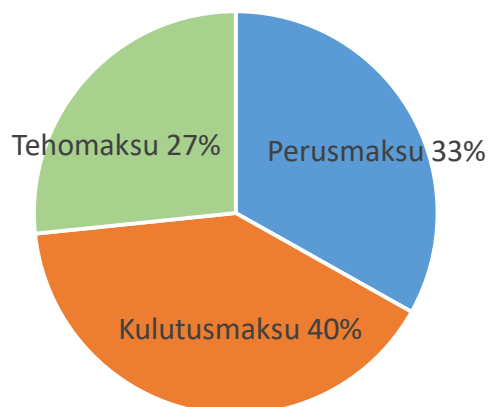
Liikevaihtojen muutosta tarkastelemalla huomataan, että Kausisiirtotuotteilta kerättävä liikevaihto vähenee, samalla kun Yleissiirtotuotteilla kasvaa. Tämä on seurausta tämän hetken Kausisiirtotuotteiden korkeasta perusmaksusta. Kun kulutusmaksun osuutta vähennetään, Yleissiirtotuotteiden perusmaksua on pakko nostaa, jotta tavoiteltu liikevaihto saadaan kerättyä. Kausisiirtotuotteiden perusmaksussa ei ole nostovaraa, jos taukko 9:n siirtymäraajat halutaan toteuttaa.

Pieniltä sulakekoilta kerättävä liikevaihto kasvaa asiakkaiden määrän vuoksi. Kulutusmaksupainotteisesta hinnoittelusta luopuessa huomataan, että suurien energiankäyttä-

jien maksut pienenevät. Tämä johtaa myös siihen, että mahdollisimman kustannusvastaavassa hinnoittelussa pienet asiakkaat maksavat suuremman osan siirtotuloista kuin nykyisin.

6.5 Hinnoittelu kulutusmaksuun painotetulla tuotto-odotuksella

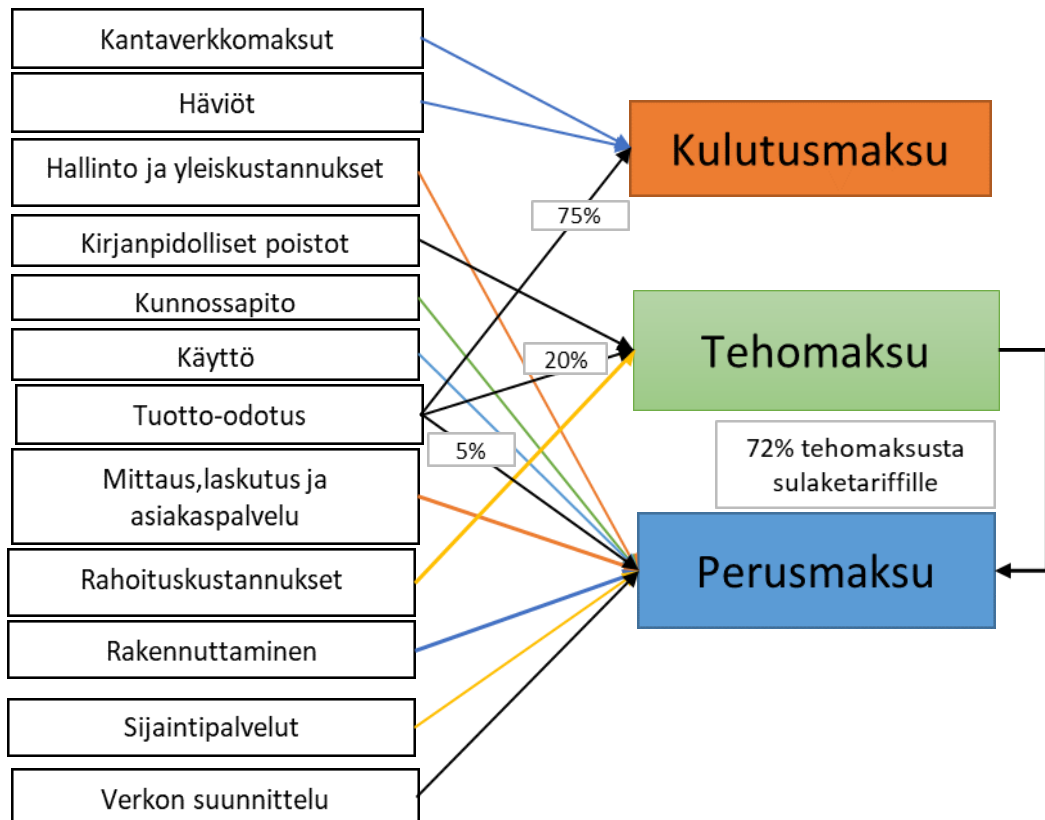
Tuotto-odotus on hinnoittelussa liikkuva kustannuserä, jonka avulla maksukomponentit voidaan painottaa haluttuun rakenteeseen. Kuvan 23 rakenteessa tuotto-odotus kohdistettiin komponenteille muiden kustannusten suhteessa. Tuloksena tuli kuitenkin merkittävästi kiinteisiin maksuihin perustuva hinnoittelu. Kappaleessa 2.2 käsiteltiin EU-direktiiviä, jonka mukaan hinnoittelulle ei saa asettaa energiansäästön vastaisia kannustimia. Kuvan 23 tilanteessa kulutusmaksun osuudeksi jäisi 28 %, joka vähentäisi erityisesti suurien yritysasiakkaiden motivaatiota energiansäästöön, eikä olisi direktiivin hengen mukainen. Lisäksi siirtolaskuun vaikuttamisen mahdollisuudet vähenisivät kaikilla asiakkailla perusmaksujen osuuksien kasvaessa merkittävästi. Asia ratkaistaan painottamalla tuotto-odotusta kulutusmaksulle kuvan 32 mukaisesti.



Kuva 32. Tavoitteellinen kulutusmaksulle painotettu tulorakenne.

Tuotto-odotuksesta jaettiin 5 % perusmaksulle, 75 % kulutusmaksulle ja 20 % tehomaksulle. Tämän kustannuserän jakoa on tarkoitus seurata hinnanmuutosten yhteydessä ja korjata toiseen suuntaan tarvittaessa. Tämä hinnoittelumalli on kappaleessa 4.1.1 lähimpänä yhdistettyä järjestelmä- ja siirtokanavamallia, jossa osa verkosta toimii järjestelmänä ja osa siirtokanavana. Tällöin kumpaakaan kiinteitä tai muuttuvia maksuja ei pyritä painottamaan voimakkaasti.

Kuvan 32 mukainen ehdotus mahdollistaa kapasiteetista johtuvien kustannuksien keräämisen pienasiakkailta tehomaksun avulla, sillä tehomaksun osuus on merkittävä. Kulutusmaksun 40 % osuus pitää tulevaisuudessakin yllä kannustetta huomioida energiankäyttöä. Perusmaksun 33 % osuus tarkoittaa, että tehokomponentittomilla Yleissiirtotuotteilla säilyy mahdollisuus vaikuttaa siirtolaskuunsa. Osa tehomaksusta sisällytetään sulaketariffien perusmaksuun samalla tavalla kuin kappaleissa 6.2 ja 6.3, joten tehokomponentittomien siirtolaskun perusmaksun osuus on 33 % korkeampi. Kuvassa 33 havainnollistetaan tätä jakoa.



Kuva 33. Kustannusten jakaminen kulutusmaksuun painotetulla tulorakenteella

Hinnoittelun tulokset olivat samansuuntaisia kappaleen 6.4 kanssa. Yleissiirtojen ja pienten asiakkaiden perusmaksut nousisivat ja suurien Kausisiirtojen perusmaksut laskisivat. Muutokset ovat maltillisempia kuin mahdollisimman kustannusvastaavassa hinnoittelussa. Kulutusmaksun osuuden vähentäminen 57 %:n osuudesta 40 %:in näkyy hinnastossa; lähes jokaisen tuotteen kulutusmaksu laskee.

6.5.1 Hinnoittelun vertailuarvojen laskenta

Edellisen kappaleen kustannustenjakorakenteen tueksi hinnat laskettiin ilman perusmaksujen porrastusta ja jokaiselle tuotteelle asetettiin tehokomponentti. Laskennan tu-

loksena saatiin jänniteportaiden keskihinta perusmaksulle, kulutusmaksuille ja tehomaksulle. Jokaiselle tuotteelle laskettiin Enerityn avulla tuotteen asiakkaan keskimääräinen huipputeho vuoden ajalta. Näiden tietojen hyödyntämiseen kehitettiin laskenta, jota käytetään sulaketariffin laskennassa jokaisella tuotteella seuraavasti:

$$S_{\text{Tariffi}} = P_{\text{keskim}} \times PH_{\text{keski}} + S_{\text{keski}}, \quad (1)$$

jossa S_{Tariffi} on tuotteen sulakekoon mukaan porrastettu perusmaksu, P_{keskim} on tuotteen keskimääräinen laskutusteho vuoden ajanjaksolta, PH_{keski} on jännitetason tehokomponentin keskihinta ja S_{keski} jännitetason perusmaksu. Sulaketariffin perusmaksu ei täsmää lopullisesta hinnoittelusta saatavaan perusmaksuun, sillä tuotteet on tasapainotettava keskenään. Lisäksi laskenta ei huomioi esimerkiksi yli 3x63 A sulakkeiden kalliimpia mittauskustannuksia. Tuloksena saadaan kuitenkin vertailuarvo todellisille hinnoittelulaskelmille.

Tutkimus luo selvän perusteen kausituotteiden korkeammalle sulaketariffille verrattuna Yleissiirtotuotteisiin. Esimerkiksi 3x35 A sulakkeen tapauksessa Yleissiirtotuotteen asiakkailla keskimääräinen huipputuntikeskiteho on 7,74 kW, kun Kausisiirtotuotteen asiakkailla vastaava arvo on 14,45 kW. Samanlainen jakauma näkyy muissakin tuotteissa. Ilmiö oli nähtävissä myös kappaleessa 6.2.1 tehdyssä kulutusanalyysissä, jossa havaittiin, että Kausisiirtojen asiakkaiden huippu muodostuu pääasiassa lämmityskuormien samanaikaisen kytkeytymisen johdosta yöaikana. Suurempi huipputeho tarkoittaa korkeampaa kapasiteettikustannusta, jonka vuoksi tehomaksusta perusmaksuun siirretystä 72 %:sta on jaettava enemmän kustannuksia Kausisiirron tuotteille. Sulaketariffin tarkoituksena on olla kiinteä tehomaksu ja edellä mainittu kustannustenjakotapa noudattaa aiheuttamisperiaatetta.

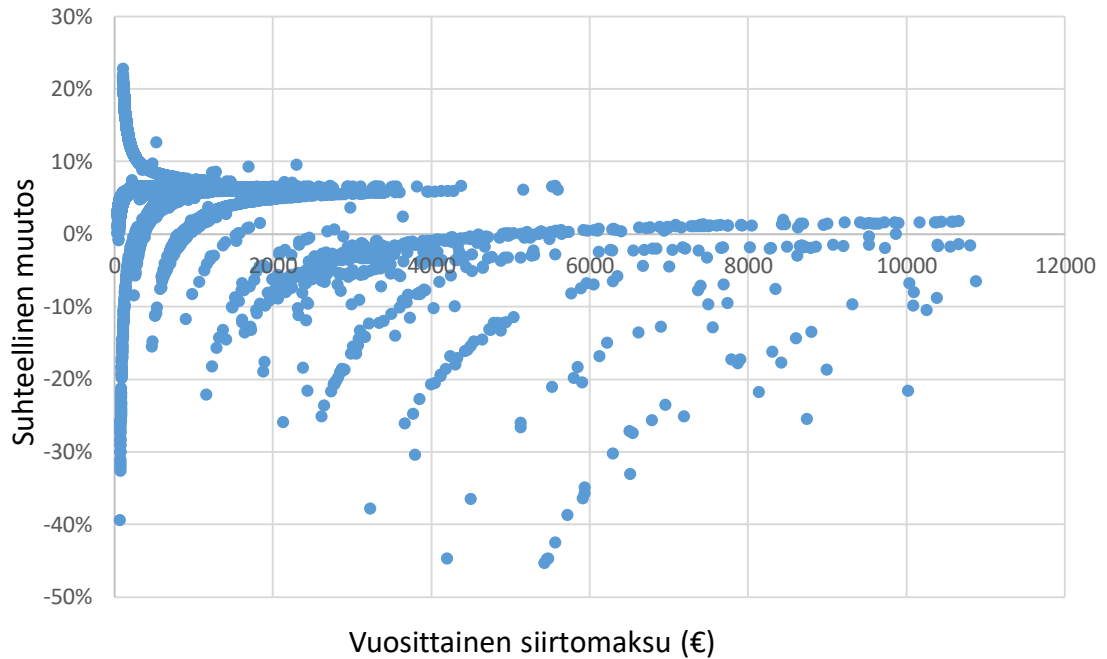
Tästä laskennasta tulee huomata, että kustannusten kohdistamisessa käytettävää tehoa ei lasketa osallistuvan tehon mukaan. Osallistuva teho tarkoittaa asiakasryhmien kulutuksen osuutta jännitetason kulutushuipusta. Kausisiirroilla on korkeampi huipputeho, mutta tämä huippu ei tapahdu koko jännitetason huipun aikana, joka on nähtävissä taulukosta 7. Kausisiirtojen huippukulutuksella on todennäköisesti vaikutusta muuntopiiritsolla, mutta asian selvittäminen on jatkotutkimuksen varassa. Keskimääräistä laskutustehoa käytetään myös siksi, että Enerity-järjestelmän tehollaskenta nojaa siihen.

Keskimääräisten lukujen käyttäminen heikentää aiheuttamisperiaatteen toteutumista, sillä suuren joukon keskimääräiseen huipputehon laskentaan sisältyy matalan ja korkean

huipputehon asiakkaita. Matalat huipputehot laskevat, mutta korkeat huipputehot puolestaan nostavat keskiarvoa. Kaikille saman joukon asiakkaille muodostetaan saman suuruinen perusmaksu tämän keskiarvon perusteella, jolloin kapasiteetikustannuksia valuu suurilta käyttäjiltä vähemmän tehoa käyttäville asiakkaille. Sama ilmiö tapahtuu tilanteessa, jossa kustannukset jaetaan asiakkaiden laskutustehon summan perusteella. Tämä menettely on pakollista, koska sähkömarkkinalaki vaatii tasahintaperiaatetta kaikille saman tuotteen asiakkaille. Tehokomponentin lisäys ratkaisee teoriaosuudessakin esitetyn ongelman, sillä perusmaksun osuus pienenee ja kapasiteetikustannukset siirtyvät tehomaksuun. Tällöin matalan huipputehon asiakas maksaa vain käyttämästään kapasiteetista tehomaksun kautta ja kustannusten ristisubventiota saman ryhmän asiakkaiden välillä ei tapahdu.

6.6 Nykyisen tuoterakenteen hinnoittelun asiakasvaikutuksien tutkiminen

Kolmen edellä tutkitun hinnoittelun lopputulokset kerättiin kolmeen hinnastoon, joita tarkasteltiin sisäisesti yhtiössä. Nykyisen tuoterakenteen mukaan hinnoiteltu tulos nimettiin hinnasto 1:ksi, mahdollisimman kustannusvastaavan rakenteen mukaan nimettiin hinnasto 2:ksi ja kulutusmaksupainotteisen tuotto-odotuksen mukaan tehty hinnasto nimettiin hinnasto 3:ksi. Tavoitteena on selvittää, kuinka suuri tuoterakennemuutos koko asiakaskunnassa tapahtuu. Tarkasteluissa tutkittiin verottomia siirtohintoja, koska veron sisällyttäminen laskentaan pienentäisi hintamuutoksia. Hinnasto 1:n asiakasvaikutukset on esitetty kuvassa 34. Jokaisen kuvan pystyakselina on vuosittaisen siirtomaksun suhteellinen muutos ja vaakakselina on jokaisen asiakkaan vuosittain maksama siirtomaksu euroissa ennen hinnanmuutosta.



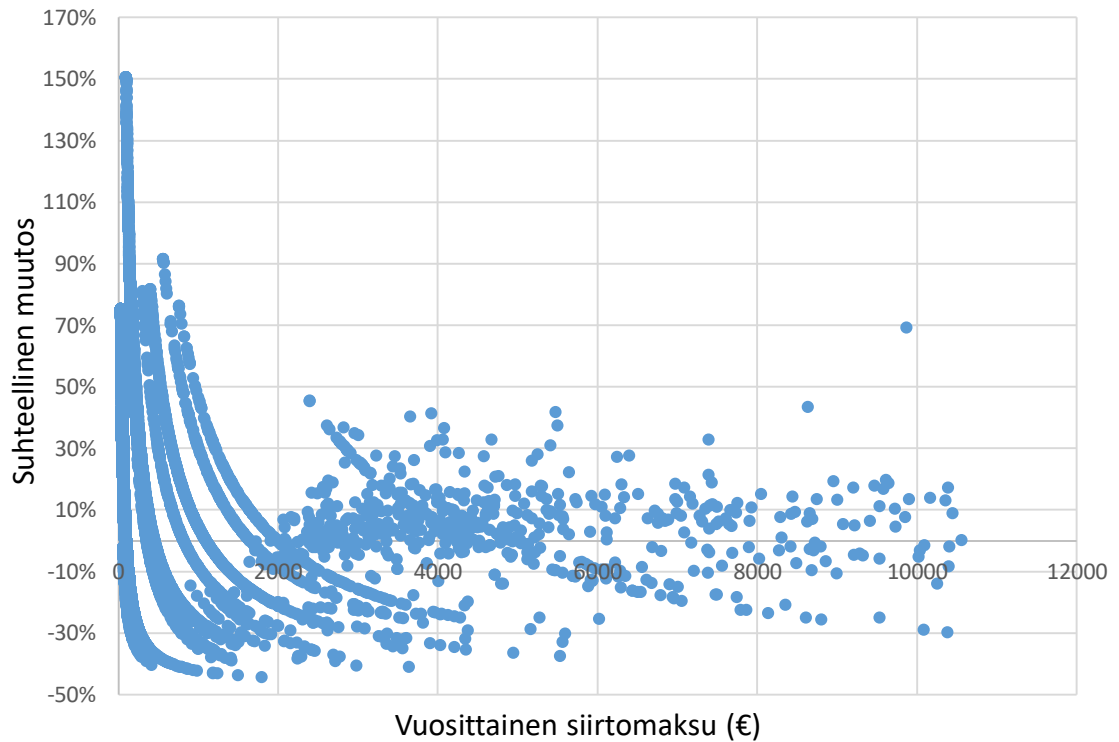
Kuva 34. Jokaisen asiakkaan kokema siirtomaksun suhteellinen muutos hinnasto 1.

Kuvasta 34 huomataan, että vuosittaisten siirtomaksujen muutokset ovat maltillista. Kuvassa pisteiden muodostamat käyrät kuvaavat pääosin yhden tuotteen asiakkaiden siirtomaksun muutosta. Suurimman aleneman kokevat asiakkaat, joiden siirtomaksu on välillä 4 000 - 6 000 €. Suurin osa alenevan hinnanmuutoksen asiakkaista kuuluvat Kausisiirtotuotteisiin, kun kasvavan hinnanmuutoksen kokevat Yleissiirtotuotteiden asiakkaat.

Hinnoittelurakenne ei noudata mahdollisimman hyvin kirjallisuudessa esitetyn kustannusvastaavuuden periaatetta korkean kulutusmaksun osuuden vuoksi. Kyseisellä rakenteella muodostetussa hinnastossa kokonaissiirtomaksut nousisivat suurimmillaan noin 23 % joillakin tuoteryhmillä. Näiden asiakkaiden kulutusmaksu nousisi alle 10 %. Vaikka perusmaksun hinta nousisi merkittävästi yli 23 %:n, maksut eivät nouse yli 23 % kulutusmaksun pienemmän prosentuaalisen korotuksen vuoksi.

Korotusta voidaan havainnollistaa esimerkkiasiakkaan siirtomaksulaskelmalla. Asiakkaalla perusmaksu kokisi noin 25 %:n korotuksen ja kulutusmaksu noin 10 %:n korotuksen. Aiemmat perusmaksut olivat 98,68 €/vuosi ja kulutusmaksu 264,3 €/vuosi, näiden summan ollessa 363,98 €/vuosi. Korotetut hinnat olisivat: perusmaksu 123,6 €/vuosi, kulutusmaksu 290,0 €/vuosi ja summana nämä olisivat 414 €/vuosi. Summia verrattaessa muutos on noin 12,3 %. Tämä tarkoittaa sitä, että johonkin komponenttiin voimakkaasti painottuneessa hinnoittelussa muiden komponenttien korkeat prosentuaaliset korotukset eivät muuta koko siirtomaksun suuruutta merkittävästi.

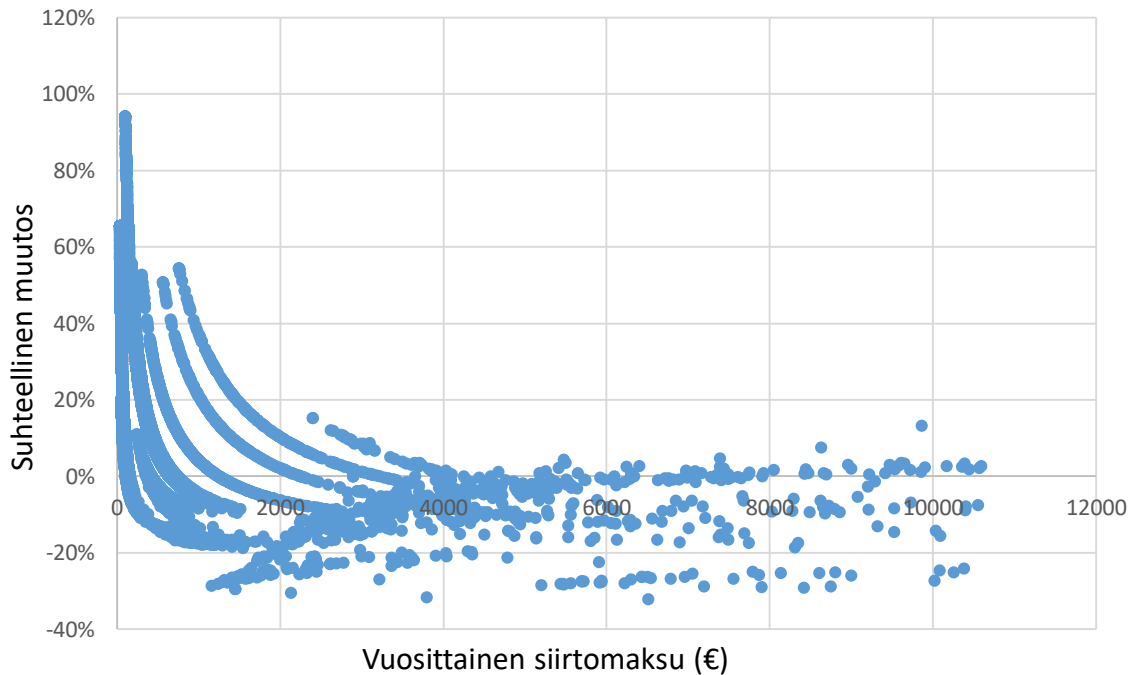
Mahdollisimman kustannusvastaavalla tulorakenteella muodostettu hinnasto tuottaa erilaisia tuloksia. Hinnaston 2 tulokset on esitetty kuvassa 35.



Kuva 35. Jokaisen asiakkaan kokema siirtomaksun suhteellinen muutos hinnasto 2.

Kuvasta 35 huomataan, että asiakkaiden kokemat muutokset ovat edellistä hinnastoa suurempia. Yleissiirtojen perusmaksut jopa kaksinkertaistuvat ja kulutusmaksut laskevat. Tämä aiheuttaa hinnannousun pienen kulutuksen asiakkailta. Suurilla asiakkailta tehomaksun nousu ja perusmaksujen pysyminen samalla tasolla johtavat siihen, etteivät maksut alene merkittävästi.

Samanlaisen kustannusten kohdistamisen periaatteen mukaan muodostettiin hinnasto 3, jossa tuotto-odotus on painotettu kulutusmaksuun. Kuvassa 36 on esitetty hinnoittelumallin mukaiset tulokset asiakasvaikutuksien osalta.



Kuva 36. Jokaisen asiakkaan kokema siirtomaksun suhteellinen muutos hinnasto 3.

Hinnastossa 3 siirtomaksujen muutos on maltillisempaa. Asiakkaiden siirtomaksujen nousu ei ole yhtä suuri kuin hinnastossa 2. Tämä johtuu tulorakenteen muokkaamisesta. Hinnoittelussa Kausisiirtotuotteiden perusmaksut laskevat hieman, mutta Yleissiirtotuotteiden osalta perusmaksut nousevat. Kulutusmaksut puolestaan laskevat kaikilla asiakkailla, josta hyötyvät enemmän sähköä käyttävät asiakkaat. Hinnaston 2 rakenne on käytännön kannalta ongelmallinen suurien perusmaksujen vuoksi ja siihen siirtyminen suoraan johtaisi liian suuriin hinnanmuutoksiin.

Painottamalla tuotto-odotusta kulutusmaksuun hinnasto 3:n mukaisesti saadaan tasa-
puolinen hinnoittelu niin yritys- kuin pienasiakkaille. Rakennemuutosta ei voida kuitenkaan tehdä yhden vuoden aikana liian suurien hinnannousujen vuoksi, joten hinnasto 3:n käyttöönotolle tehdään suuntaa antava siirtymissuunnitelma. Hinnasto on puhtaasti laskennallinen ja sitä täytyisi muokata vielä asiakasnäkökulma huomioiden.

6.7 Tehotuotteiden muodostaminen

Teoriaosuuden luvussa 3 kappaleessa 3.2 käytiin läpi mahdollisia tehotuoterakenteita. Tuoterakenteista päädyttiin pienasiakkaan päätötehokomponenttiin. Päätöksen syynä on kappaleessa 3.2.6 listattujen muiden tehotuoterakenteiden käytännön toteutuksen ongelmat. Lisäksi Enerity –järjestelmä tukee tätä rakennetta ja siitä on jo kokemusta suurempien asiakkaiden tehotuotteiden osalta. Lisäksi tutkimuksessa (Honkapuro, et al.,

2017) todettiin sen olevan varteenotettavin vaihtoehto ja komponentin osuutta voidaan kasvattaa maltillisesti vuosittain.

Kappaleen 6.5 kulutusmaksuja painottava tulorakenne sopii tehohinnoittelun asiakasvaikutuksia koskevan vertailun pohjaksi. Sulaketariffille siirretty tehomaksun määrä laskee 72 %:sta, sillä osuus veloitetaan tehokomponenttisilla tuotteilla tehomaksun avulla. Tehokomponentin lisäyksessä kulutusmaksun osuus ei voi olla hallitseva, koska muutoin perusmaksua ei voida jakaa euromääräisesti merkitykselliseksi tehomaksuksi. Verkko-yhtiön näkökulmasta tehokomponenttien lanseeraukseen pienasiakkaille liittyy riskejä verkkoyhtiön maineen ja asiakastyytyväisyyden suhteen, vaikka maksu olisi merkityksellisen. Tästä syystä tehokomponentti kannattaa lanseerata vain, jos sillä pyritään saamaan todellinen muutos aiheuttamisperiaatetta noudattavaan hinnoitteluun.

Skenaarioihin tehdään erilaisia tuoterakennevaihtoehtoja. Kaikissa skenaarioissa ei luoda uusia tuotteita, mutta tuotteet on hinnoiteltava uudestaan ja asetettava ne siirtymissuunnitelmaan tavoitteellisen tulorakenteen saavuttamiseksi. Jokainen skenaario kuvaa pienasiakkaan tehokomponentin yhtä käyttöönottovaihetta kronologisessa järjestyksessä. Tutkittavat tuoterakenteen muutokset ovat:

1. Yli 3x100 A Kausisiirron tuotteet siirretään kaksiaikaiseen PJ-Tehosiirtoon.
2. Yli 3x63 A tuotteet siirretään PJ-Tehosiirron alle.
3. Edellisen skenaarion tuloksista riippuen yli 3x63 A tuotteet siirretään PJ-Tehosiirron alle ja 3x25 A – 3x63 A Kausisiirto –tuotteille luodaan tehokomponentti, joka korvaa Kausisiirron korkeampaa perusmaksua verrattuna Yleissiirtoon. Kausisiirron sulakekoot erotetaan sulaketariffilla.
4. Edellinen skenaario, mutta Kausisiirron tehomaksu korvaa perusmaksun sulaketariffin kokonaan pitkällä aikavälillä.

Tarkoituksena on jättää pienasiakkaille vaihtoehtoinen Yleissiirtotuote. Kausisiirtotuote ja Yleissiirtotuote tasapainotetaan niin, että kulutustaan ohjaaville asiakkaille on edullisempaa valita tariffiksi kausituote. Kausisiirrosta on tarkoituksena tehdä keskimäärin hieman halvempi tuote, jotta tehonhallinta yleistyisi ja taloudellinen hyöty asiakkaille kasvaisi. Skenaarion 3 tutkittava tuoterakenne riippuu skenaario 2:n tuloksista ja voi muuttua tutkimusvaiheessa.

Skenaarion 2 mukainen virtamuuntajamittauksen perässä olevien asiakkaiden siirtäminen PJ-Tehosiirtoon on pitkään JE-Siirrosta puhuttanut aihe. Diplomityöhön tehdään laskelma asiakkaiden hinnanmuutoksesta, jotta järjestely perustuisi tutkittuun tietoon.

Selvitys on tarkoitus rajata pelkkään hinnoitteluun, koska perusteellinen tutkimustyö vaatisi loistehomittauksen yleisyyden tai siihen siirtymisen selvittämistä. Skenaarioiden hinnoittelu perustuu kuvan 32 mukaiseen rakenteeseen.

Tehomaksun määräytymisjakson pituudeksi valitaan pienasiakkaille kuukausi ja suurasiakkaille vuosi. Vuoden mittausjaksolla pienasiakkaan tehokomponentin ohjausvaikutus menetettäisiin, sillä asiakkaalla ei olisi kannustetta kiinnittää tehohuippuun huomiota ympäri vuoden talvella tapahtuvan huippukulutuksen jälkeen. Maksusta muodostuisi käytännössä kiinteä, ja asiakkaat eivät oppisi säästämään tehomaksussa, koska päivittäisellä toiminnalla olisi pieni vaikutus. Todellisuudessa asiakkaat eivät todennäköisesti edes kiinnittäisi huomiota tehonkäyttöön ja käyttäisivät sähköä tarpeen mukaan. Pienasiakkaan ei voida olettaa olevan niin motivoitunut, että hän selvittäisi, koska hän voisi taas alkaa ohjata kulutustaan. Lisäksi ilman kehittyneitä mittareita tarkka ohjaaminen on haastavaa. Ohjaamisen tulee perustua kokemusperäiseen arviointiin, jossa asiakas ymmärtää, että esimerkiksi kodinkoneiden yhtäaikainen käyttö aiheuttaa korkeamman siirtomaksun.

Jos vuosittaisen huipun ajankohta ilmoitettaisiin joka laskun yhteydessä, yhteys sähkönkulutuksen ajankohtaan hämärtyisi. Asiakas saisi esimerkiksi kesäkuun sähkölaskun ja siinä ilmoitettaisiin kesäkuun kulutus- ja perusmaksu. Laskussa näkyisi kuitenkin kuukaudesta toiseen tammikuussa määräytynyt tehomaksu. Tämä lisäisi luultavasti hämmennystä ja asiakastytymättömyyttä. Asiakasviestinnän tulisi onnistua erinomaisesti, jotta kyseinen menettely saavuttaisi asiakkaiden hyväksynnän.

PJ-Tehosiirrolla ja KJ-Tehosiirrolla vuoden aika on perusteltua suurien sulakekokojen vuoksi. Näiden asiakkaiden huippu on merkittävästi pienasiakasta korkeampi kilowattitunneissa mitattuna. Yksittäisen asiakkaan kulutuskäyttäytymisellä on tällöin enemmän merkitystä verkon kannalta. Suurilla asiakkailla sähköön käyttö on merkittävä menoerä, joten sähköön käyttöä suunnitellaan oletettavasti enemmän kuin pienasiakkailla. Lisäksi tehosiirtotuotteilla on tällä hetkellä vuoden ajanjakso käytössä tehomaksun määräytymisperusteena. Näiden tuotteiden perusmaksun suhteellinen suuruus verrattuna Yleisiirron tuotteisiin on matala. Tästä syystä vuosittainen kiinteäluontoinen tehomaksu on perusteltu ja se voidaan nähdä tehosiirtotuotteen sulaketariffina.

Pienasiakkailla laskutusteho määräytyy kunkin kuukauden suurimman tuntitehon perusteella. Tämä on perusteltua kuukausittaisen vaihtelun mukaan ja on yksinkertaisin asiakkaan kannalta. Tehomaksun osuus on maltillinen, joten ”vahinkohuippu” ei rankaise

asiakasta kohtuuttomasti ja sen vaikutus ei kanna seuraavalle laskutusjaksolle. Lisäksi kulutusanalyysissä huomattiin, että yksittäiset kulutuspiikit ovat harvinaisia pienasiakkailla. Tavallisesti kolme suurinta huippua ovat lähellä toisiaan ja syntyvät saman tai muutaman peräkkäisen päivän sisällä. Jos tehomaksun osuutta kasvatetaan pienasiakkaan laskussa suuremman ohjausvaikutuksen synnyttämiseksi, on perusteltua siirtää käyttämään esimerkiksi kolmen kulutushuipun keskiarvoa, koska muutaman kilowattitunnin korkeampi tuntikeskiteho tuo euromääräisesti suuremman eron siirtomaksuihin.

Laskutusjärjestelmään tulee määrittää jonkinlainen maksimiraja tehomaksulle. Kulutusanalyysissä havaittiin, että joidenkin asiakkaiden kulutus oli paikoittain huomattavasti sulakerajaa korkeammalla. Esimerkiksi 3x25 A tuotteilla oli runsaasti yli 20 kW tuntikeskitehoja, vaikka sulakeraja mahdollistaa noin 17 kW kulutuksen. Samanlainen tilanne näkyi suuremmillakin sulakkeilla. Rajan nousemiseen voi vaikuttaa kylmä ulkoilma. Jos sulake sijaitsee ulkoseinällä, sulake kestää suuremman kuormituksen ennen palamista. Kyseisellä ongelmalla ei ole tällä hetkellä perus- ja kulutusmaksusta koostuvassa hinnoittelussa merkitystä, mutta mahdollisen tehomaksun käyttöönoton jälkeen asia nousee nopeasti esille. Erityisesti jos asiakkaan laskuun merkitään huipputunnin ajankohta ja suuruus.

Helen Sähköverkko Oy:n (Helen Sähköverkko Oy, 2019) mukainen malli, jossa yöajan tuntitehoista huomioidaan 80 % laskutustehoa määriteltäessä ei ole erityisen sopiva Kausisiirtotuotteisiin. Aikasiirrosta kyseinen rakenne on toimiva, sillä se koskee koko vuotta. Kausisiirrosta tämän vaikutus jäisi vähäisemmäksi lyhyen ajanjakson vuoksi. Koska tästä ei saada merkittävää hyötyä, sitä ei ole syytä sisällyttää tehotuotteeseen. Prosenttien lisääminen ja rakenteen monimutkaistaminen vaikeuttavat asiakasviestintää eikä parantaisi yksinkertaisuusperiaatteen toteutumista. Lisäksi tällaista kannustetta ei välttämättä tarvita kuukausittaisen laskutustehon tapauksessa, koska talvella varaavien lämmityksien muodostaman huipun maksu nollautuu kuukausittain. Tämän hetken kaksi eri kulutusmaksun hintaa tarjoavat jo tarpeeksi tehokkaan ohjausvaikutuksen asiakkaalle.

6.7.1 Skenaario 1

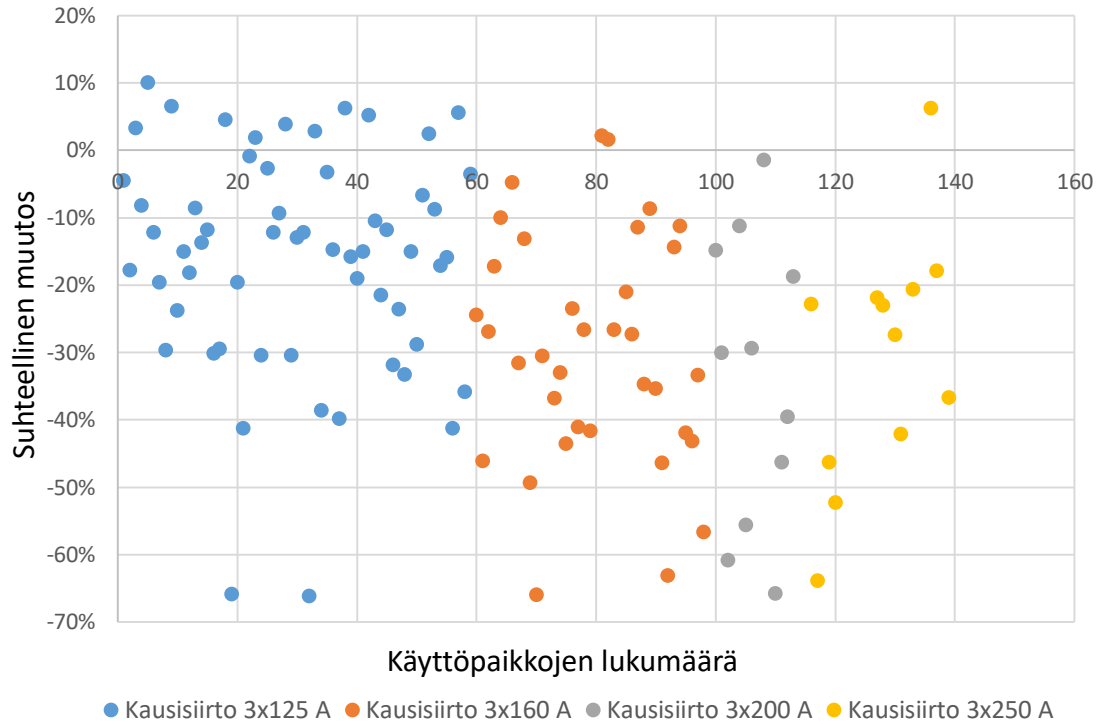
Skenaario 1:ssä yli 3x100 A Kausisiirron tuotteet sisällytettiin kaksiaikaiseen PJ-Tehosiirtoon. Tuotteet hinnoiteltiin ilman loistehokomponenttia. Liikevaihto tasapainotettiin

hieman alijäämäiseksi ja loistehomaksujen on tarkoitus täyttää tämä alijäämä. Maksukomponenttien suhteet olivat kappaleen 6.5 mukaisia ja yli 3x100 A sulaketariffien osuus sisällytettiin tehomaksuun.

Suurien Kausisiirtojen asiakkaat eivät keskimäärin käytä sulakkeensa mahdollistamaa tehoa hyödyksi. Keskimääräinen vuoden suurimman tuntikeskitehon mukaan määräytyvä laskutusteho sulakkeella 3x125 A on 32,1 kW ja 3x250 A sulakkeella 58,7 kW. Tehokomponentin hintaa ei voida nostaa kattamaan näiden asiakkaiden sulaketariffin maksumaa, sillä tämä nostaisi nykyisten PJ-tehosiirron asiakkaiden hintoja suuresti.

PJ-Tehosiirron hinnat on tasapainotettava harkiten, sillä yksi- ja kaksiaikaisissa tuotteissa on saman suuruinen perusmaksu ja asiakkaiden sulakekoko vaihtelee tällä skenaariolla välillä 3x125 A - 3x1000 A. Perusmaksua korottamalla ja tehokomponenttia laskemalla suurimpien sulakekokojen asiakkaat hyötyvät. Painotuksen tekeminen toisinpäin aiheuttaa päinvastaisen tilanteen. Tasapainottamisen syvällisempi tutkiminen jätetään jatkotutkimukselle, koska diplomityön tarkoituksena on syventyä pienasiakkaan tehokomponenttiin.

Tuotteiden hinnat poikkeavat kappaleen 6.5 hinnastosta, vaikka maksujen painotus on samanlainen. Tämä johtuu siitä, että laskentaparametrit muuttuvat hieman, kun tuotemuutoksia tehdään. Siirtomaksujen muutos on noin 1 – 6 % luokkaa, joka on hyväksyttävissä rajoissa. Uusien tehotuoteasiakkaiden siirtomaksun muutos on esitetty kuvassa 37.



Kuva 37. Skenaariossa 1 tuotemuutoksen kokevien asiakkaiden suhteellinen siirtomaksun muutos.

Kuvassa 37 hinnoittelussa siirtomaksumuutokset vaihtelevat välillä -67 - 11 %. Suurimman korotuksen kokevat Kausisiirto 3x125 A asiakkaat. Kyseisessä tilanteessa hinnat on laskettu uudelleen ja PJ-Tehosiirron tehomaksun hinta on korkeampi. Uudelleenhinnoittelu aiheuttaa joidenkin asiakkaiden siirtomaksun nousua verrattuna nykyiseen tilanteeseen. Myös tämän hetken hinnaston perusteella käytännössä jokainen yli 3x100 A asiakas säästäisi vaihtamalla PJ-Tehosiirto -tuotteisiin.

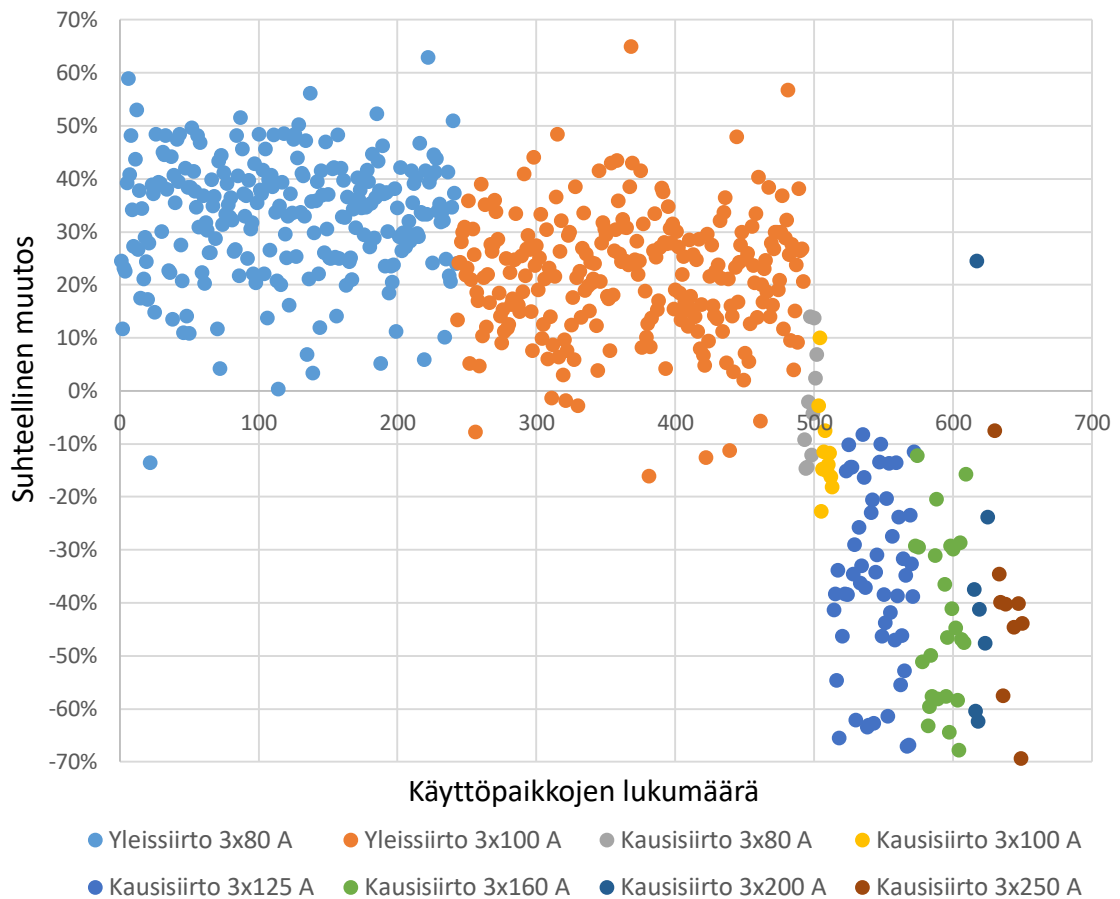
Skenaarion hinnoittelussa suurimmat hyötyjät ovat Kausisiirto 3x160 – 3x250 A asiakkaat. Vaikka PJ-Tehosiirron hintaa korotettaisiinkin, siirtomaksun muutos olisi kymmeniä prosentteja negatiivinen. Siirtomaksun muutokset eivät kuitenkaan laskisi näin paljon, jos asiakkaalla olisi suuri loistehon kulutus. Tähän tarkasteluun ei ole sisällytetty loistehokomponenttia, joten todellinen siirtomaksun lasku on maltillisempi.

6.7.2 Skenaario 2

Skenaariossa 2 yli 3x63 A sulakkeiden tuotteet siirrettiin PJ-Tehosiirtojen alaisiksi. Tässä hinnoittelumallissa laskutusteho määritettiin edelleen vuoden suurimman tuntikeskitetön mukaan. Yli 3x63 A sulaketariffin osuus tehomaksusta sisällytettiin tehomaksuun.

Tämä hetken hinnastoa tarkasteltaessa skenaarion 2 mukainen hinnoittelu on vaikea toteuttaa. Arvonlisäverottomia hintoja tarkastellessa huomataan, että Yleissiirto 3x80 A ja 3x100 A perusmaksut ovat pieniä verrattuna vastaaviin Kausisiirtoihin. Kausisiirto 3x80 A perusmaksun hinta on 2,67-kertainen ja Kausisiirto 3x100 A perusmaksu on 2,53-kertainen Yleissiirtoihin verrattuna. Matala perusmaksu vaikeuttaa Yleissiirron asiakkaiden siirtämistä korkeamman PJ-Tehosiirron perusmaksun alaiseksi.

Hinnoittelussa painotettiin tehomaksua perusmaksun sijaan. PJ-Tehosiirron perusmaksua laskettiin ja tehomaksua nostettiin. Matalammasta perusmaksusta huolimatta Yleissiirto 3x80 A perusmaksu nousisi 100 % ja tuotteelta kerätty kokonaisliikevaihto kasvaisi 49 %. Yleissiirto 3x100 A hinnat muuttuivat samansuuntaisesti. Tehotuotehinnoittelun alla olevien asiakkaiden siirtomaksun muutos on esitetty kuvassa 38.



Kuva 38. Skenaarion 2 tehotuotehinnoittelun alaisten asiakkaiden suhteellinen siirtomaksun muutos.

Kuvasta 38 huomataan, että Yleissiirtotuotteiden hinnat nousevat merkittävästi. Tämä malli ei ole käyttökelpoinen, ellei perusmaksun hintaa lasketa ja tehomaksun hintaa nosteta edelleen. Siirtomaksun kiinteän osuuden tulisi koostua suurelta osin vuosittaisesta tehomaksusta, jotta hinnat nousevat todellisuudessa tasoittuisivat.

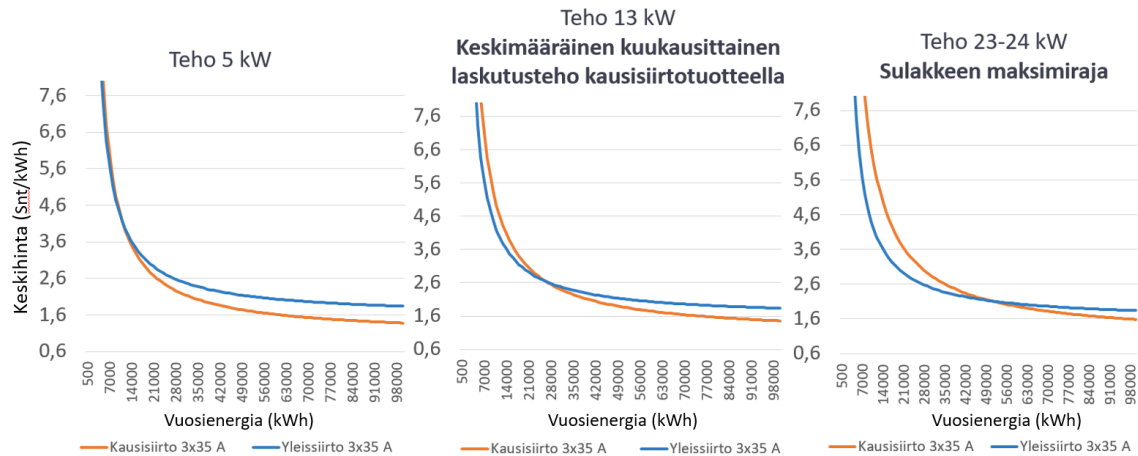
kuvassa esitettyä enemmän, sillä asiakkaiden tulisi maksaa kuluttamastaan loistehosta. Skenaarion tulokset kertovat myös siitä, että näiden Yleissiirtoasiakkaiden perusmaksu on suhteellisen matala. Vastaavat Kausisiirtotuotteet eivät koe yhtä suurta muutosta, vaikka joidenkin asiakkaiden siirtomaksu kasvaisi hieman.

6.7.3 Skenaario 3

Edellisen skenaarion tuloksien perusteella on nähtävissä, että 3x80 A ja 3x100 A Yleissiirron tuotteet eivät sovellu PJ-Tehosiirron alaiseksi pienillä nykyisten tehosiirtotuotteiden muokkauksilla, vaan tuotteiden tarkastelu vaatii syvällisempää jatkotutkimusta esimerkiksi perusmaksun alentamisen osalta. Diplomityön rajauksen vuoksi tarkastelua ei sisällytetä tähän ja suunnitelmat luodaan tämän hetkisen tiedon perusteella. Kappaleessa 6.7 mainittu skenaarion 3 kuvaus muuttuu niin, että Yleissiirtotuotteiden rakenne jätetään ennalleen ja 3x25 A – 3x100 A Kausisiirtotuotteille lisätään kuukausittaisen suurimman tuntitehon mukaan määräytyvä pätötehokomponentti. Skenaario 3:n tarkoituksena on selvittää tämän hetkisen tiedon perusteella sopivin tehotuoterakenne, jonka vuoksi hinnaston sulaketariffirakenne säilyy.

Yleis- ja Kausisiirtoihin perustuvaa rakennetta ei pureta, sillä asiakkaalla tulee olla mahdollisuus vaihtoehtoiseen tuotteeseen siirtymiseen. Esimerkiksi 3x80 A asiakkaalle Kausisiirron vaihtoehtoinen tuote olisi PJ-Tehosiirto, jos Yleissiirtoa ei olisi olemassa. Käytännössä kyseisen sulakekoon asiakkaan ei koskaan kannattaisi vaihtaa tuotettaan tähän, jonka vuoksi ei voida puhua todellisesta vaihtoehtoisesta tuotteesta. PJ-Tehosiirron hintaa ei voida asettaa vain yhden tuotteen vastineeksi, kun taas tietyn sulakekoon Yleissiirto pystytään hinnoittelemaan niin, että kahdelle tuotteelle saadaan tasapaino.

Tuotteita tasapainottaessa pieniasiakkaiden tehomaksun suuruus on oltava matala, jos Kausi- ja Yleissiirtotuotteille asetetaan yhtä suuri perusmaksu. Tasapainotuksen periaatteena on, että taulukon 9 mukaiset siirtymäraajat pätevät silloin, kun asiakkaan huippu-tuntiteho on tuotteen keskimääräisen laskutustehon suuruisen. Nämä rajat on mahdollista myös julkistaa tehohinnaston lanseerauksen yhteydessä. Kuvassa 39 on esitetty menetelmän periaate.

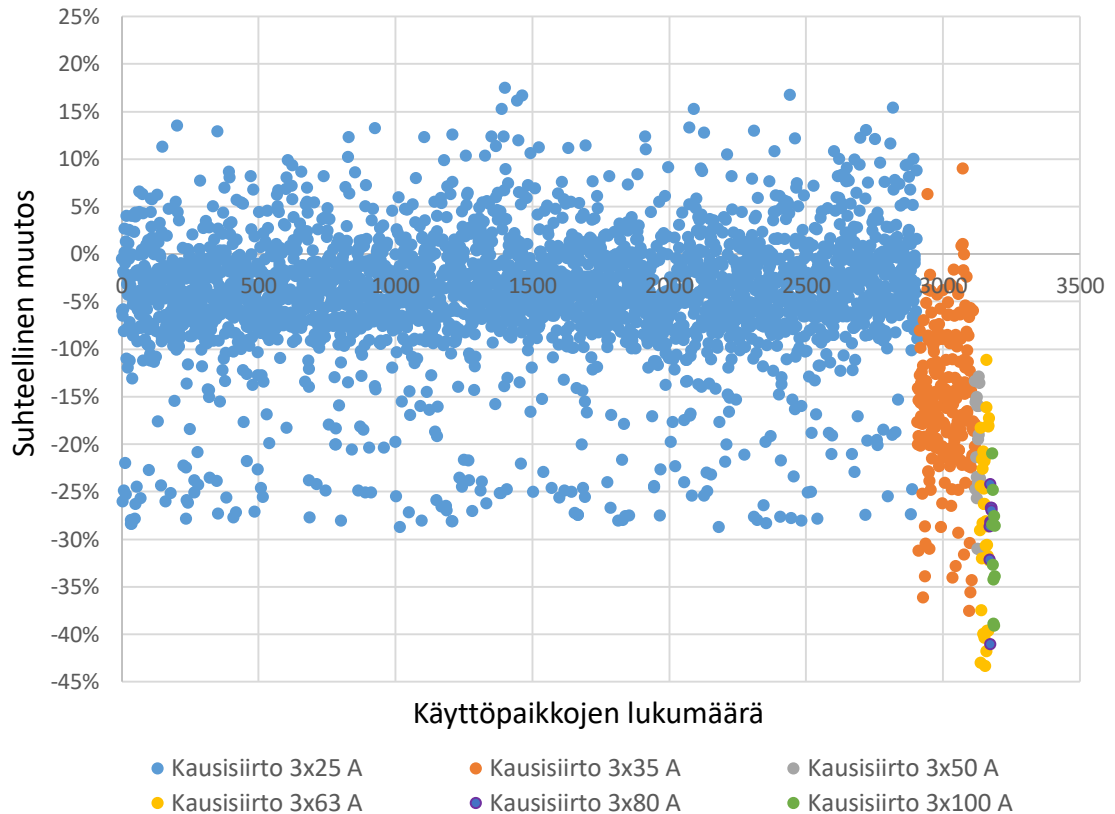


Kuva 39. Pienasiakkaan tehotuotteen muodostamisen periaate.

Kuvassa 39 alhaisemmalla huipputuntiteholla tuote on Yleissiirtoa halvempi ja korkeammalla sitä kalliimpi. Keskimääräisellä laskutusteholla tuote on tavoitteellisen tulorakenteen mukainen. Periaatteen avulla Kausisiirron asiakkaiden tehonohjaukselle saadaan todellinen taloudellinen hyöty. Menetelmä johtaa siihen, että kustannusvastaavuuden periaatetta ei voida noudattaa yhtä tarkasti. Kulutusmaksun osuus nousee hieman 40 %:sta ja tehomaksulla perittävää liikevaihtoa on sisällytettävä perusmaksuun. Tasa-puolisuus- ja aiheuttamisperiaatteen toteutuminen kehittyi kuitenkin merkittävästi.

Tulokseksi saadaan rakenne, jossa Kausisiirtojen kulutusmaksut ja perusmaksut laskevat. Yleissiirtojen perusmaksut nousevat ja kulutusmaksut laskevat. PJ-Tehosiirron tapauksessa perusmaksua laskettiin ja tehomaksua korotettiin. Tällä tavoin PJ-Tehosiirrolle voidaan tulevaisuudessa sisällyttää pienemmän sulakekoon asiakkaita. Vastaavasti Yleissiirto 3x80 A ja 3x100 A perusmaksut nousevat, jolloin pitkällä aikavälillä asiakkaiden kannattaa siirtyä PJ-Tehosiirtoon.

Liikevaihtoa kerätään enemmän perus- ja tehomaksuilla. Kaikkien kalentereiden kulutusmaksun liikevaihto laskee ja tehomaksuja kerätään enemmän. Kulutusmaksun osuuden jääminen tavoiteltua suuremmaksi voidaan perustella tuotto-odotuksen liikkuvuudella. Käytännössä tällä hintarakenteella voidaan ajatella, että tuotto-odotus on kohdistettu lähes kokonaan kulutusmaksuun. Yksittäisten asiakkaiden kokema hinnanmuutos on esitetty kuvassa 39.



Kuva 40. Skenaarion 3 tehoinnoittelun alla olevien asiakkaiden siirtomaksun muutos.

Kuva 40 huomataan, että yli 3x25 A Kausisiirron asiakkaat hyötyisivät hinnoittelusta. Tässä tarkastelussa on laskettu jokaisen asiakkaan kuukausittainen huipputuntiteho, joten siirtomaksun muutos kuvaa tarkasti todellista tilannetta. Asiakkaiden siirtomaksujen hinnat laskevat pääasiassa siksi, että Kausisiirron hinnoittelu painottuu perusmaksuun. Kun osa perusmaksusta korvataan sähkön käyttöön pohjautuvalla tehomaksulla, siirtomaksut laskevat.

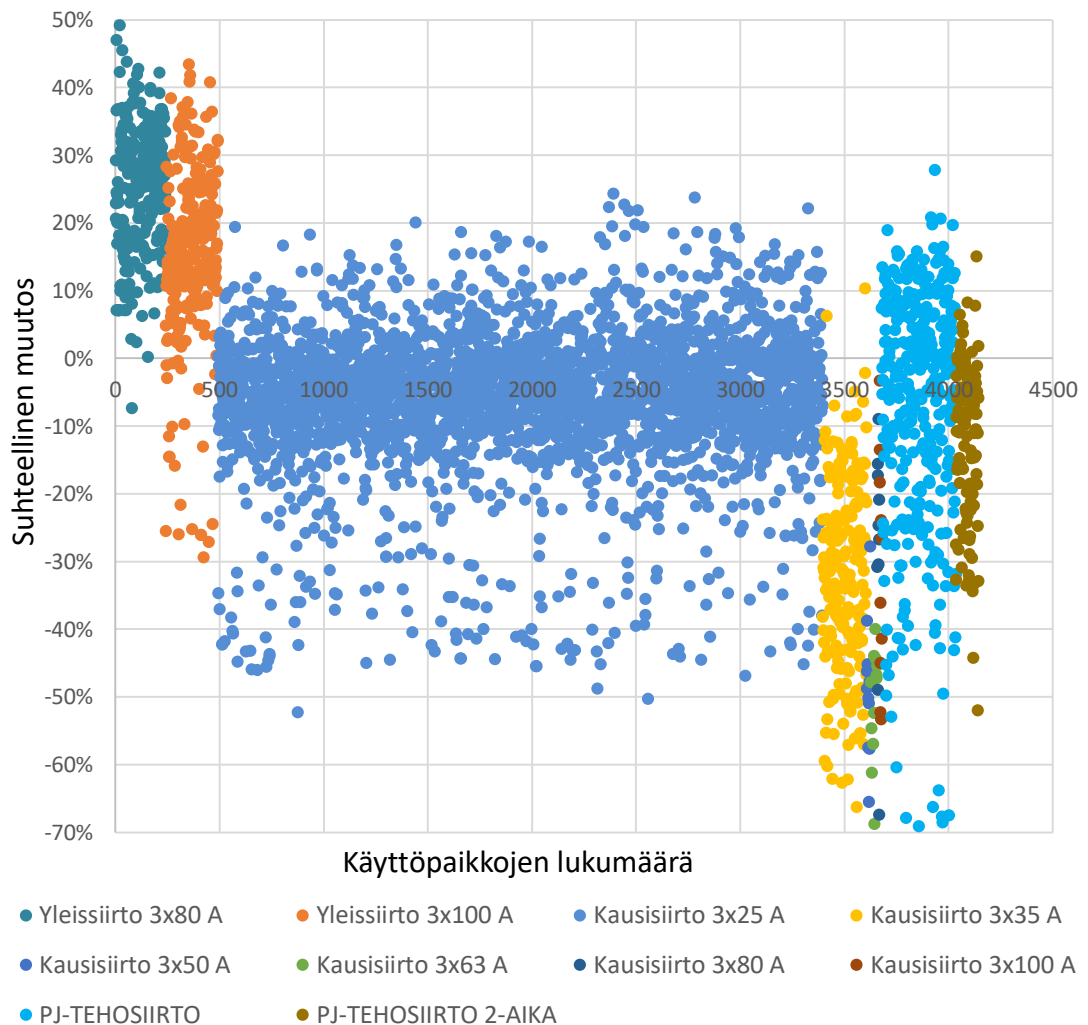
6.7.4 Skenaario 4

Skenaariossa 4 luovutaan Kausisiirtojen sulaketariffista kokonaan. Tämä skenaario on havainnollistava esimerkki siitä, miten sulakekoosta riippumaton perusmaksu voitaisiin toteuttaa. Kyseistä skenaariota ei tosin ole tarkoitus sisällyttää siirtymäsuunnitelmaan. Kausisiirtotuotteille luodaan saman suuruinen perusmaksu. PJ-Tehosiirron hintarakennetta muutetaan niin, että 3x80 – 3x100 A Yleissiirtotuotteetkin voidaan sisällyttää siihen.

Sulaketariffittoman rakenteen edellytys on saada 3x80 A ja 3x100 A tuotteet PJ-Tehosiirtoon, ellei näille asiakkaille tehtäisi erillistä tuotetta. Hinnastoa ei saada muodostettua aiheuttamisperiaatetta kunnioittavasti siten, että samassa tuotteessa olisi 3x25 A ja

3x100 A sulakkeellisia asiakkaita. Tällainen rakenne tarkoittaisi käytännössä olematonta perusmaksua ja korkeaa tehomaksua. Tehomaksu olisi todennäköisesti niin korkea, että 3x25 A asiakkaan sulakerajan täysimääräinen käyttö tulisi hyvin kalliiksi.

Hinnoittelussa päädyttiin alentamaan PJ-Tehosiirron perusmaksua merkittävästi (50 €/kk) ja samalla tehomaksua korotettiin hintaan 2,9 €/kW, kk. Sulaketariffittomat Kausisiirrot tasapainotettiin vastaaviin Yleissiirtoihin edellisessä skenaariossa esitetyllä tavalla. Kausisiirtojen perusmaksu oli laskettava 13 €/kk, jotta Kausisiirto 3x25 A voitiin yhdistää siihen. Matalamman perusmaksun tulovajaus kerätään korkeammalla tehomaksulla. Hinnoittelun tuloksista huomataan, että tehomaksujen osuus kokonaisliikevaihdosta kasvaa noin 70 % samalla kun muut maksut vähenevät. Tehohinnoittelun alla olevien asiakkaiden siirtomaksun muutokset on esitetty kuvassa 41.



Kuva 41. Skenaariion 4 tehohinnoittelun alla olevien asiakkaiden siirtomaksujen muutokset.

Kuvasta 41 huomataan, että PJ-Tehosiirron voimakas perusmaksun alentaminenkaan ei luo Yleissiirto 3x80 A ja 3x100 A tuotteille kannustetta siirtyä PJ-Tehosiirtoon. Tulosten perusteella hinnoittelumalli ei ole käyttökelpoinen. Sulaketariffittomien Kausisiirto 3x25 – 3x63 A maksut eivät laskeneet odotettua määrää. Analyysin perusteella 3x50 A ja 3x63 A sulakkeelliset säästäisivät eniten, kun muutos lasketaan ilman ohjausvaikutuksen huomioimista. Ohjatun kuorman datan tarkastelussa tilanne voisi olla erilainen. Lisäksi tähän vaikuttaa se, että suuremmat sulakekoot eivät hyödynnä sulakerajaansa yhtä tehokkaasti kuin pienemmät asiakkaat. Kausisiirto 3x25 A keskimääräinen laskutusteho on 10,4 kW eli 61,2 % sulakkeen nimellistehosta ja vastaavasti 3x50 A tapauksessa laskutusteho on 19,4 kW, joka on 55 % sulakkeen nimellistehosta.

Prosentuaalinen perusmaksun alennus olisi pienempi 3x25 A kohdalla kuin esimerkiksi 3x63 A tuotteella. Kausisiirto 3x63 A perusmaksu laskisi 85 %, joka hyödyttäisi erityisesti vähän ja tasaisesti käyttäviä asiakkaita. Kuvasta 41 huomataan myös, että suuri osa PJ-Tehosiirron nykyisistä asiakkaista ei hyötyisi perusmaksun laskusta ja tehomaksun nostosta. Nämä kuluttajat ovat PJ-Tehosiirron asiakasryhmän sulakkeiden suuruusluokan yläpäässä ja heillä on suuret vuosittaiset huipputehot.

6.8 Johtopäätökset ja toimenpide-ehdotukset

Hinnastojen ja skenaarioiden pohjalta tehdään toimenpide-ehdotuksia hinnoittelun kehittämiseksi. Tarkoituksena on tehdä havaintoja nykyisestä tuoterakenteesta ja muutoksista, joita voitaisiin tehdä lyhyellä aikavälillä. Tehotuotteiden osalta johtopäätökset koskevat muun muassa tehohinnoitteluun sisällytettäviä asiakkaita ja tehokomponentin rakennetta. Tärkeänä pohdintana on myös käytännön asiakasnäkökulman huomioiminen.

Diplomityön hinnoittelu on tekninen näkökulma hinnaston muodostamisesta. Todelliseen toteutettavaan muutokseen tulisi huomioida vielä yrityksen mielipiteet, politiikka ja intui-tioon perustuvat päätökset. Edellä mainittujen tekijöiden käsittely jää diplomityön rajauksen ulkopuolelle.

6.8.1 Nykyiset tuoterakenteet

Nykyisellä tuoterakenteella kaikilla kolmella hinnoitteluperiaatteella tultiin lopputulokseen, jossa pienten Yleissiirtojen perusmaksut nousisivat. Hinnoittelu ei ota kantaa siihen, pitäisikö tuotteet hinnoitella erilaisella painotuksella. Joidenkin tuotteiden siirtomaksuista voidaan kerätä suurempi osuus kulutusmaksulla, jos tämä koetaan tarpeelliseksi.

Tämä tosin vaikeuttaa hinnoittelun tasapainottamista ja ei sovi yhteen periaatteen kanssa, jossa kaikilla Kausisiirron tuotteilla on saman suuruinen talvi- ja muun ajan kulutusmaksu.

Kolmen uudelleenhinnoitellun hinnaston lopputuloksena oli, että Kausisiirtojen perusmaksut laskisivat. Myös tässä tuloksessa täytyy huomata, että painotus perus- ja kulutusmaksun välillä on noudatettavista hinnoitteluperiaatteista riippuvainen. Kausisiirtojen perusmaksut ovat suhteellisesti sitä perusmaksupainotteisempia mitä suuremmaksi sulakekoko kasvaa. Tämä näkyy hinnoittelun tuloksissa, jossa Kausisiirtojen perusmaksujen prosentuaalinen lasku on korkeampaa suuremmilla sulakkeilla.

Lopputuloksista voi myös nähdä, että tehosiirtotuotteilla on korotuspainetta, jos suuret Kausisiirtotuotteet halutaan säilyttää. Suositeltavaa on, että korotus tehdään tehomaksuun. Tällä hetkellä suuret Kausisiirrot säästäisivät siirtomaksussaan, jos asiakkaat siirtyisivät PJ-Tehosiirron asiakkaisiksi. Päätelmän oletuksena on, että asiakkaiden loistehon kulutus on vähäistä tai suuri loistehon kulutus voidaan kompensoida kohtuullisella kustannuksella. Tehosiirtotuotteita on perusteltua pitää suurina Kausisiirtoja edullisempina, sillä asiakkaalle jää taloudellinen kannuste siirtymään PJ-Tehosiirtotuotteelle. PJ-Tehosiirto on verkkoyhtiön näkökulmasta Kausisiirtoja mieluisampi vaihtoehto, sillä se toteuttaa paremmin aiheuttamisperiaatetta ja huomioi asiakkaiden kuluttaman loistehon.

Kausisiirto 3x125 - 3x250 A tuotteet voisi asettaa lakkautustariffiksi ja siirtää asiakkaat joko yksi- tai kaksiaikaiseen PJ-Tehosiirtoon. Toimenpide olisi edullista erityisesti 3x200 A ja 3x250 A Kausisiirron asiakkaille. Muutamat 3x125 A Kausisiirron asiakkaat joutuisivat maksamaan enemmän siirrostaan. Tämän asian voisi ratkaista esimerkiksi vähentämällä kuukausitasolla PJ-Tehosiirron perusmaksua 10 – 20 € ja lisäämällä tehomaksua 0,3 - 0,5 €/kW:lla. Tämä edesauttaisi myös aiheuttamisperiaatteen toteuttamista. Luvut ovat arvioita, joiden tarkempi laskeminen vaatii lisäselvityksen. Suurilla Kausisiirroilla on niin vähän asiakkaita, että asiakkaiden säästämällä kokonaisuromäärällä olisi mitätön vaikutus verkkoyhtiön liikevaihdon kertymiseen.

PJ-Tehosiirron perusmaksun hintaa voisi laskea markkinahintaisuuden perusteella. Vertaessa JE-Siirron PJ-Tehosiirron hintaa muihin kaupunkiverkkoyhtiöihin huomataan, että tuotteen perusmaksu on hieman muita korkeampi. Esimerkiksi Tampereen Sähköverkko Oy:llä ja Turun Energialla Sähköverkot Oy:llä on JE-Siirron kanssa saman suuriset hinnat. JE-Siirron yleistä hintatasoa tarkastellessa huomataan, että yhtiö on edullisimpien jakeluverkkoyhtiöiden joukossa.

Sulakekokojen 3x80 A ja 3x100 A tuotteiden siirtäminen PJ-Tehosiirtotuotteiden alaiseksi on perusteltu pitkän ajan tavoite. Näiden tuotteiden alla on lähes pelkästään yritysasiakkaita ja kerrostalojen kiinteistösähköjä, jolloin liukuvasti 12 kuukauden aikana määrittävä laskutusteho ei ole ongelma. Tuotteiden yhdistäminen parantaa yksinkertaisuusperiaatetta selkeyttämällä hinnastoa, helpottaa hinnoittelun toistettavuutta ja mahdollistaa markkinahintaisuuden vertailun.

6.8.2 Tehotuotteet

Skenaariossa 3 esitetty hinnoittelumalli vaikuttaa sopivimmalta ratkaisulta JE-Siirtoon. Sulaketariffillinen hintarakenne on nykyisten asiakkaiden ymmärryksessä ja tehokomponentin lisääminen siihen on varsin yksinkertaista. Sulaketariffittomaan rakenteeseen siirtyminen olisi valtava muutos ja sen vaikutuksia on vaikea arvioida ennen lanseerausta. Sulaketariffiton rakenne voisi rankaista erityisesti pienempiä asiakkaita ja suurempien sulakekokojen aiheuttamat kustannukset voisivat subventoitua heille. Sulaketariffiton rakenne aiheuttaisi liian suuren jaon voittajiin ja häviäjiin nykyhinnoitteluun verrattuna.

Sulaketariffittomuutta on helpompi tutkia ja se on helpompi lanseerata, jos tuotteiden perusmaksut ovat jo valmiiksi lähentyneet toisiaan tehokomponentin käyttöönoton seurauksena. Nykyinen voimakkaasti perusmaksuporrastettu rakenne ei mahdollista tätä. Sulaketariffittomuus täytyisi ulottaa myös pienempiin Yleissiirtoihin ja kyseinen tutkimus erkaantuisi tehotuotteiden tutkinnasta. Siirtymissuunnitelman tekeminen ilman tätä informaatiota olisi hataralla pohjalla eikä se olisi toteutettavissa todellisuudessa tai siirtymän aikana voitaisiin kohdata odottamattomia ongelmia. Lisäksi nykyinen liiketoiminnan suunnittelun ja siirtotulojen ennustamisen prosessi jouduttaisiin suunnittelemaan uudelleen.

Skenaarion 3 tuloksista Kuva 40 nähdään, että 3x25 A Kausisiirron asiakkaiden sisällyttäminen tehohinnoitteluun on harkinnanvaraista. Tämä oli ainoa asiakasryhmä, jossa osa asiakkaista ei säästäisi siirtomaksussaan. Suurin korotus on kuitenkin maltillinen 18 % ja tämä voisi vähentyä ohjausvaikutuksen myötä. Tässä asiakasryhmässä on myös runsaasti asiakkaita, joiden maksut alentuisivat. Hinnasto saattaisi muuttua epäselväksi, jos yhdelle tuotteelle ei tarjottaisi loistehokomponentitonta tehotuotetta.

Hinnoittelu tulee vuosien saatossa pitää optimoituna niin, että iltahuippu ei poista ohjauksesta saatavaa taloudellista hyötyä. Älyverkkotyöryhmän ehdotus sähköverkkoyhtiön

kuormanohjauksen lopettamisesta ratkaisee ongelman. Releen tilalle saadaan mahdollisesti älykkäämpää ohjausta, joka huomioi myös siirtohinnoittelun kannusteet. Tavoitepäivä on niin lähellä tulevaisuudessa, että tehotuotteita ei kannata lanseerata ennen tätä aikaa. Uudistuksen mukana voi tulla muitakin säädöksiä, jotka vaikuttavat liiketoimintalaan.

6.8.3 Asiakasnäkökulma käytännössä

Monopolina toimivalla verkkoyhtiöllä on vastuu huolehtia hinnoittelun olevan tarkoituksenmukaisessa tasapainossa. Hinnastossa on erilaisia tuotteita siksi, että osa asiakkaista voisi säästää rahaa kuluttamalla sähköä sen kannusteiden mukaisesti. Verkkoyhtiön näkökulmasta tämä tehostaa verkon käyttöä lisäämällä kulutuksen risteilyä. Epätasapainossa olevalla hinnastolla tuotteen keskivertoasiakkaat, joita suurin osa on, eivät hyödy kuormanohjaustoimistaan taloudellisesti.

Verkkoyhtiön on tärkeä pysyä luottamuksen arvoisena asiakkaan näkökulmasta katsottuna. Siirtotuotteita ei ole tapana vertailla ja tutkia hinnastoa vuosittain. Asiakkaiden ei voida myöskään olettaa tekevän jokavuotisia laskelmia kannattavimmasta tuotteestaan. Usein asiakas valitsee asuntoon muuttaessa tuotteen esimerkiksi ohjattavan lämminvesivaraajan perusteella vuosiksi eteenpäin. Verkkoyhtiön tulee huolehtia siitä, että kyseinen tuote on hänelle kannattavin vielä viidenkin vuoden päästä. Vuosittaiset tasomuuтокset eivät saisi horjuttaa hinnaston tasapainoa.

Vain pieni osuus asiakkaista on tällä hetkellä Kausisiirtotuotteen alla, mutta tuotteet eivät toisaalta ole tällä hetkellä houkuttelevia suuren perusmaksun vuoksi. Samanhintainen perusmaksu, mahdollisuus halvempaan kulutusmaksuun ja omasta toiminnasta syntyvä tehomaksu olisi luultavasti tarkkojen sähkökäyttäjien mieleen. Tällä hetkellä hinnastoa tutkiessa asiakas pohtii, kannattaako hänen maksaa yli 2,5-kertaista perusmaksua, jotta hän saisi mahdollisuuden hyötyä kuormanohjauksestaan. Jos perusmaksuissa ei olisi eroa ja toisessa tuotteessa olisi alle 1 €/kW, kk tehomaksu, Kausisiirtojen hinnasto vaikuttaisi houkuttelevammalta. Keskimääräisellä asiakkaalla tehomaksullinen tuote olisi Yleissiirron hintainen ja tarkemmalla asiakkaalla se olisi edullisempi.

Asiakkaiden todelliset valmiudet siirtotuotteen vaihtoon ovat riippuvaisia asuintalon tekniikasta ja asiakkaan tietotasosta. On mahdollista, että asiakkaat eivät edes tiedä, että siirtotuotetta on mahdollista vaihtaa. JE-Siirrolla tuotteen vaihtaminen on yksinkertaista mittarin etäpäivitettävyyden vuoksi. Teknisen toteutuksen puolesta Kausisiirtotuotteesta

on yksinkertaista vaihtaa Yleissiirtotuotteeseen, sillä Yleissiirtotuotteen alla ei ole syytä pitää kuormanohjausta. Yleissirrosta siirtyminen Kausisiirtoon on taas hankalampaa, jos asiakkaalla ei ole jo valmiiksi kuormanohjauskytkentöjä. Asiakas voi olla Kausisiirron alla ilman kuormanohjausta, mutta kaksiaikaisen kulutusmaksun hyödyntäminen jää enemmän asiakkaan vastuulle. Kuormanohjauksen asentaminen vaatii sähköasentajan työtä, joka aiheuttaa kustannuksia ja nostaa kynnystä vaihtaa Kausisiirtotuotteeseen.

6.9 Ehdotettu siirtyminen tavoiteltuun tulorakenteeseen

Siirtyminen tavoiteltavaan tulorakenteeseen voidaan tehdä ilman tehotuotteita tai tehotuotteiden kanssa. Tehotuotteiden avulla siirtyminen esitellään yksityiskohtaisesti seuraavassa kappaleessa. Ilman pienasiakkaan tehotuotetta on suotavaa tehdä tuoterakennemuutoksia suurien Kausisiirtojen kohdalla. Hinnaston 3 etu verrattuna muihin hinnoitteluperiaatteiden kattavampi noudattaminen ja käytännönläheisempi tulorakenne. Nykyisen tuoterakenteen siirtymissuunnitelma on ikään kuin valmistelua pienasiakkaan tehotuotteen käyttöönottoa varten.

Siirtymäsuunnitelmana on siirtyä nykyisestä kuvan 22 mukaisesta rakenteesta kuvan 32 mukaiseen rakenteeseen. Kustannusten kohdistuminen eri maksuille tulisi muuttua kuvan 30 tilanteesta kuvan 33 tilanteeseen. Siirtymäsuunnitelmaan ei voida laittaa vuosittain muuttuvia euro- tai prosenttimääriä, sillä muun muassa sallittu liikevaihto ja sitä kautta tuotto-odotus muuttuu merkittävästi vuosittain. Siirtymäsuunnitelma on tehty olettamalla, että tulo- tai kulurakenne ei muutu, mikä ei todellisuudessa pidä paikkaansa. Tarkkojen euromääraisten muutoksien laskemiseen käytetään aiemmin mainittua siirtymäsuunnitelmatyökalua. Jokaisena vuotena tulee tehdä tyyppikäyttäjätarkastelu korotuksen kokevien asiakkaiden osalta. Siirtymäsuunnitelma on teknisen näkökulman mukainen ehdotus, eikä välttämättä ole toteutettavissa sellaisenaan. Siirtymäsuunnitelma vaatisi vielä kriittisen pohdinnan siitä, onko se järkevä toteutustapa asiakasnäkökulmasta. Hinnaston 3 käyttöönottoa voidaan havainnollistaa seuraavan esimerkinomaisen vaiheittaisen prosessin avulla:

1. **vuosi:** Siirretään Kausisiirto 3x125 A – 3x250 A PJ-Tehosiirron (1- tai 2-aikainen) alle. PJ-Tehosiirron perus- ja tehomaksun mahdollinen muokkaus. Samalla voitaisiin vähentää hieman Kausisiirtojen perusmaksua ja nostaa maltillisesti Yleissiirtotuotteiden perusmaksua. Tehdään mahdollinen lisätutkimus PJ- ja KJ-Tehosiirtojen maksujen tasapainosta.
2. **vuosi:** Mahdollisesti vähennetään kaikkien tuotteiden kulutusmaksun hintaa ja Kausisiirtojen perusmaksua. Liikevaihdon puute voitaisiin paikata korottamalla

maltillisesti Yleissiirtotuotteiden perusmaksua ja tehosiirtotuotteiden perus- tai tehomaksua riippuen lisätutkimuksen tuloksista.

- 3. vuosi:** Kaikkien tuotteiden kulutusmaksun hintaa muutettaisiin kohti tavoitetta. Yleissiirtotuotteiden perusmaksua mahdollisesti nostamalla ja laskemalla Kausisiirtotuotteiden perusmaksua tarkkaillen, miten tuotteiden tasapaino kehittyy.
- Seuraavat vuodet:** Tarkkaillaan tulorakennetta ja yksittäisten asiakasryhmien osuutta tulokertymästä. Tehdään mahdollista hinnaston hienosäätöä tai jatketaan kehitystä. Siirretään 3x80 A ja 3x100 A tuotteet PJ-Tehosiirron alaisiksi, jos hintamuutokset eivät ole suuria.

Käytännössä hinnastoa 3 on hienosäädettävä vuosien saatossa. Kyseinen hinnasto ja siirtymissuunnitelma antavat kuitenkin selvät suuntaviivat hinnaston kehittämiseksi. Lyhyellä aikavälillä kulutusmaksun osuuden alentaminen ei ole yhtä tärkeää kuin tavoitteellisten siirtymärajojen saavuttaminen, jos rakennemuutos halutaan toteuttaa.

Korotuskattovalvonnan kannalta ainoastaan K2 tyyppikäyttäjät Yleissiirto 3x25 A ja 3x35 A osalta kokisivat yli 15 % korotuksen, jos muutos tehtäisiin yhden vuoden aikana. Asiakasnäkökulman kannalta rakennemuutos on kuitenkin pakko jaksottaa usealle vuodelle, jotta yksittäiset asiakkaat eivät kokisi jopa 30 % korotuksia vuodessa. Maltillinen siirtyminen helpottaa myös siirtotulojen ennustamista, ja riski voimakkaasti yli- tai alijäämäisen liikevaihdon keräämiseen vähenee. Samalla yhtiö voi kerätä kokemusta siitä, miten rakennemuutokset vaikuttavat todelliseen siirtotulokertymään ja sen seurantaan.

6.9.1 Pienasiakkaan tehomaksun ehdotettu siirtymissuunnitelma

Tehotuotteiden osalta siirtymäsuunnitelma on osittain päällekkäinen edellisen siirtymäsuunnitelman kanssa. Pienasiakkaan tehotuotteet voidaan lanseerata kyseisen siirtymäsuunnitelman toisen vuoden jälkeen, kun suurien Kausisiirtotuotteiden asiakkaat on siirretty PJ-Tehosiirtoon. Uusien tyyppikäyttäjien, kuormaohjausuudistuksen ja AMR 2.0 mittareiden ominaisuuksien tarkentumista on syytä seurata ennen tehomaksun käyttöönottoa. On syytä korostaa, että esitetty siirtymäsuunnitelma on alustava ehdotus diplomityössä esitetyn tutkimuksen pohjalta, eikä se välttämättä ole toteutettavissa sellaisenaan. Suunnitelmaan liittyy samat avoimet kysymykset kuin edelliseen siirtymäsuunnitelmaankin. Pienasiakkaan tehomaksun suuntaa antava siirtymäsuunnitelma on seuraava:

1. **vuosi:** (Kausisiirrot 3x125 A – 250 A siirrettynä PJ-Tehosiirtotuotteisiin).
Kausisiirto 3x80 A ja 3x100 A asiakkaille lisättäisiin pätötehokomponentti, joka määräytyisi asiakkaan kuukausittaisen huipputehon perusteella. Vastaavan Yleissiirron perusmaksua voisi korottaa tasapainon saavuttamiseksi ja Kausisiirron perusmaksu asetettaisiin samanhintaiseksi. Tehomaksun suuruus voisi olla noin 0,4 – 0,7 €/kW, kk suuruinen. Tasapainotetaan muita tuotteita Yleissiirtojen ja Kausisiirtojen perusmaksun avulla. Lisätään selkeä kysymys ja vastaus -osio internet sivuille ja ohjeistetaan asiakaspalvelua selittämään tehomaksun käsite. Pidetään huoli, että tehomaksullisten pienasiakkaiden kokonaissiirtomaksu laskee.
2. **vuosi:** Kausisiirto 3x50 A ja 3x63 A asiakkaille lisättäisiin sama 0,4 – 0,7 €/kW, kk pätötehokomponentti. Yleis- ja Kausisiirtojen perusmaksujen suuruus korjattaisiin tavoiteltuun suuruuteen. Näille asiakkaille voidaan asettaa tehomaksu myös ensimmäisenä vuotena 3x80 A ja 3x100 A sulakkeiden kanssa.
3. **vuosi:** Panostetaan yhä asiakasviestintään. Pidetään tehomaksun suuruus edelleen pienenä ja varmistutaan, ettei tehomaksu nosta kenenkään siirtomaksua. Lisätään 3x35 A Kausisiirrolle ja mahdollisesti myös Kausisiirto 3x25 A tuotteelle tehomaksu ja asetetaan tuotteiden perusmaksut samanhintaiseksi.
4. **vuosi:** Riippuen tulorakenteesta kulutusmaksua voisi laskea kaikilla asiakkailla ja lisätä maltillisesti Kausisiirron tehomaksun osuutta tavoitellen noin 0,8 – 0,95 €/kW, kk arvonlisäverotonta tasoa.
Seuraavat vuodet: Tarkkaillaan tulorakennetta ja tehdään tarvittaessa lisäselvitys sulaketariffittomasta hintarakenteesta.

Tietyn tuotteen tehomaksun lanseerauksen yhteydessä perusmaksu kannattaa viedä heti Yleissiirron tasolle. Tätä toimenpidettä helpottaa se, jos tasapainotusta on tehty aiempina vuosina. Tällöin ei jouduta tekemään voimakasta Kausisiirtotuotteiden maksujen laskua ja kenenkään maksuja ei jouduta korottamaan sallittua 15 % vuodessa. Lisäksi ei ole perusteltua laskea Kausisiirron tuotteita tietoisesti liian alhaiselle tasolle ja tämän jälkeen nostaa tasoa seuraavina vuosina. Suunnitelma on helpompi toteuttaa, kun nykyisen tuoterakenteen suunnitelma on edennyt, koska tällöin Yleis- ja Kausisiirto- tuotteiden perusmaksujen väliset erot ovat kaventuneet.

Tehotuotteisiin siirtymisessä kulutusmaksun hintaa voidaan käyttää maltillisen korotuksen saavuttamiseksi. Esimerkiksi perusmaksua voidaan nostaa joillakin tuotteilla 20 % vuodessa, jos kulutusmaksua vähennetään samalla. Korotus vaikuttaa prosenteissa suurelta, mutta absoluuttisesti se on kuitenkin maltillinen. Siirtymistä ei kannata tehdä

niin, että keskitytään vain tiettyjen tuotteiden yksittäisten maksujen muutoksiin. Ei ole esimerkiksi järkevää korottaa yhtenä vuotena ainoastaan Yleissiirto 3x25 A perusmaksua vähentämättä kulutusmaksua samalla, koska tällöin tavoitteeseen pääseminen hidastuu ja asiakkaat kokevat liian suurina muutoksia siirtomaksuissaan. Lisäksi hintamuutoksissa on syytä varautua tulevaisuuteen ja pitäytyä tehdyssä suunnitelmassa.

Suunnitelmassa mainittu ”varmistetaan, ettei siirtomaksu nouse” tarkoittaa käytännössä sitä, että maksumuutoksissa perusmaksua lasketaan ainakin sen verran, että joka kuukausi sulakkeen maksimirajalla sähkön käyttäminen ei johda tehomaksuihin, joiden siirtomaksuihin kohdistuvat vaikutukset olisivat korkeampia kuin perusmaksun alennukset. Tämä on perusteltua tehomaksun ensimmäisinä vuosina, sillä asiakastyytyväisyys parantuu ja tehotuotteen vastaanotto on todennäköisesti positiivinen. Tämä tarkoittaa sitä, että tehomaksun hinnan ollessa esimerkiksi 0,4 €/kW, kk, Yleis- ja Kausisiirron 3x25 A tuotteilla perusmaksujen eroa ei voida viedä $17 \text{ kW} * 0,4 \text{ €/kW, kk} = 6,8 \text{ €/kk}$ alemmalle tasolle. Eron pitäminen tarpeeksi suurena onnistuu vaivatta nykyisten Kausisiirtojen perusmaksujen suuruuden vuoksi.

Siirtymissuunnitelman perusteena on jättää sulakeporrastus voimaan. Tehomaksua ei kannata ensimmäisenä vuotena ulottaa kaikista pienimpiin asiakkaisiin. Järkevintä on aloittaa pienemmästä asiakasryhmästä ja sulakekokojen yläpäästä, jossa on paljon yritysassiakkaita. Tällä tavoin saadaan kokemusta tehomaksun lanseerauksesta, hiottua asiakasviestintää ja asiakaspalvelun valmiuksia. Vaiheittainen lanseeraus vähentää mahdollista asiakasyhteydenottojen tulvaa.

Tässä vaiheessa on vaikea pohtia AMR 2.0 ja kulutusjoustopalvelujen mahdollisuuksia tehotuotteiden kannalta. Ehdotettuihin muutoksiin kannattaa kuitenkin varautua. Esimerkiksi ulkopuolinen tehonohjaaja muuttaa tehoinnoittelun asiakasnäkökulman täysin. Asiakkaan ei tarvitsisi tehdä itse aktiivisia toimenpiteitä tehohuipun pienentämiseksi, jos automaatio rajoittaisi huipputehoa asiakkaan puolesta. Uusien ominaisuuksien mainostaminen toisi myös lisäarvoa asiakasviestintään.

Tyypikäyttäjätarkastelun tulokset ovat samanlaisia kuin aiemmassa siirtymissuunnitelmassa. Maltillinen siirtyminen on erityisen tärkeää myös tehomaksun käyttöönoton tapauksessa. Siirtotulojen ennustamisen näkökulmasta perus- ja kulutusmaksujen suhteen muutos on suurempi asia kuin tehomaksu. Tehomaksun osuus erityisesti ensimmäisinä vuosina on hyvin pieni. Lisäksi Kausisiirron asiakkaita on ainakin aluksi vähän, jolloin näiden asiakkaiden osuudella ei ole suurta vaikutusta koko siirtotulokertymään.

6.10 Jatkotutkimustarpeet

Diplomityön soveltavassa osuudessa havaittiin asioita, jotka ovat jatkotutkimuksen tarpeessa. Laskelmissa ei esimerkiksi huomioida loistehomaksun suuruutta. Loistehomaksulle olisi syytä tehdä tarkastelu, jossa arvioidaan asiakkaan kompensoinnin hinta ja suhteutetaan loistehomaksu siihen. Loistehomaksun tarkastelu ja mahdollinen maksun alennus helpottavat 3x80 - 3x100 A sulakkeellisten tuotteiden siirtämistä PJ-Tehosiirtoon.

Nykyisten tehosiirtojen maksujen tasapainottamisen tutkiminen on aiheellista. Perusmaksun vähentäminen ja tehomaksun lisääminen ratkaisisi tuoterakenteen kehittämisen esteenä olevia ongelmia. Tutkimuksen kohteena tulisi olla näiden kahden maksun tasapainopiste. Tarkasteluun olisi syytä sisällyttää myös KJ- ja PJ-Tehosiirron erisuuruisten perus- ja tehomaksun tutkiminen. Lisäksi 1- ja 2-aikaisten tehotuotteiden siirtymärajan määrittäminen olisi tarpeellista.

Osallistuvan tehon määrittäminen toisi lisää informaatiota JE-Siirron asiakaskunnasta. Tämän avulla voitaisiin tehdä vaihtoehtoinen tehokomponenttilaskelma, jonka avulla saataisiin todennettua laskutustehon perusteella tehtävä hinnasto. Tämän tarkastelun yhteydessä voitaisiin tutkia tuotteiden kulutusta yksittäisten muuntopiirien tasolla. Tarkastelusta havaittaisiin, määräävätkö Kausi- vai Yleissiirron asiakkaat muuntopiirin kapasiteettitarpeen. Tieto voisi auttaa tulevaisuuden verkon ja kulutusjoustopuunnittelua.

Syvällisempää asiakasvaikutuksen tarkastelua varten voisi tutkia vielä jokaisen käyttöpaikan perus- ja kulutusmaksun suhteen muutoksen. Samalla tulisi selvitettyä, mikä on jokaisen asiakasryhmän keskimääräinen kiinteiden ja muuttuvien maksujen suhde. Tällä saataisiin lisäarvoa ja tietoa voitaisiin käyttää esimerkiksi havainnollistajana asiakasviestinnässä.

7. YHTEENVETO

Diplomityössä laskettiin seitsemän eri vaihtoehtoa hinnastolle JE-Siirron päätöksentekoa varten. Hinnastot voivat toimia suuntaviivana tulevaisuuden tasomuutoksissa. Hinnastot kuvaavat lopullista tavoitetilaa tämän hetken kustannusrakenteella. Hintojen muutos on paikoittain suuri, jonka vuoksi niiden käyttöönotto vaatisi usean vuoden siirtymäjaksen. On todennäköistä, että siirtymäjaksen aikana kustannusrakenne muuttuu, jonka vuoksi tavoitteellista hinnastoa täytyy hienosäätää vuosien saatossa.

Hinnoittelusta muodostettiin diplomityössä toistettava prosessi Enerity-järjestelmän toimintaympäristöön soveltuvaksi. Työssä toteutettu hinnoittelumenetelmä on yksi tapa tehdä hinnasto ja vaihtoehtoisia tapoja on useita. Laskentaa voitaisiin tarkentaa lähes loputtomasti, mutta käytännön hinnaston kannalta syvällisemmällä laskennalla ei ole suurta merkitystä.

Hinnastot rakennettiin noudattamaan mahdollisimman hyvin hinnoittelussa sovellettavia periaatteita. Ehdotettuja hinnastoja arvioitiin kriittisesti periaatteiden kautta ja ongelmakohdat korjattiin prosessin aikana. Erityisesti pienasiakkaan tehomaksun avulla saatiin kehitettyä aiheuttamisperiaatteen toteutumista. Diplomityön prosessista saatiin koottua JE-Siirron kustannuserät ja kohdistettua ne nykyisen ja tavoitellun rakenteen mukaisesti. Tämän avulla selvitettiin nykyisen hinnaston kustannusvastaavuuden tila ja suuntaviiva sen kehittämiseksi.

Siirtohinnoittelu on asiaan perehtymättömän asiakkaan kannalta monimutkainen asia. Tehomaksun lisääminen vaikeuttaa asian ymmärtämistä entisestään. Tehotuotteet rakennettiin mahdollisimman asiakaslähtöisesti ja tehomaksun määräytymisperusteesta tehtiin yksinkertainen. Hinnaston kannusteet pyrittiin luomaan niin, että käytännön hinnoittelun ja liiketoiminnan rajoitteet huomioidaan. Keskeisenä tutkimuksen osana oli siirtymäsuunnitelman teko. Porrastettu siirtyminen, huolellisesti suunniteltu asiakasviestintä ja tarpeeksi maltillinen hinnoittelu helpottavat tehotuotteiden lanseerausta.

Sähköverkkoyhtiöitä koskettavat ehdotukset esimerkiksi uusien mittareiden ja kysyntäjouston osalta antavat uusia mahdollisuuksia tehohinnoittelulle. Muuttuva sähkönkäyttö

ja kasvavat kapasiteettikustannukset kohdistavat kehityspaineita hinnoittelun kehittämiseen. Tulevaisuuden siirtotariffirakenteet perustuvat todennäköisesti entistä enemmän tehomaksuihin.

LÄHTEET

Annala, S., 2015. Household's willingness to engage in demand response in the Finnish retail electricity market: An empirical study. Lappeenranta university of technology, p. 45.

Annala, S., Viljainen, S. & Tuunanen, J., 2012. Demand Response from residential Customers' perspective. Lappeenranta teknillinen yliopisto.

Carlson, O., Steen, D. & Tuan Anh, L., 2016. Effects of Network Tariffs on Residential Distribution systems and Price-Responsive Customers Under Hourly Electricity Pricing, IEEE

CEER, 2017. Electricity Distribution network tariffs: CEER Guidelines of Good Practice, CEER.

Eduskunta, 2013. Sähkömarkkinalaki 588/2013. Finlex.

Eduskunta, 2017. Laki sähkömarkkinalain muuttamisesta 590/2017. Finlex.

Energiateollisuus, 2019. Edunvalvonnan periaatteet. Saatavissa:

https://energia.fi/energiateollisuuden_edunvalvonta/edunvalvonnan_periaatteet

Energiavirasto A, 2019. Energiavirasto. Saatavissa: www.energiavirasto.fi

Energiavirasto B, 2019. Kuormitusprofiilit

Energiavirasto C, 2019. Päätös verkkopalvelujen hinnoittelun tasapuolisuudesta.

Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/paatokset-ja-maaraykset>

Energiavirasto, 2015. Valvontamenetelmät, Energiavirasto.

Energiavirasto, 2018. Sähkön jakelutariffien kehitys 2000-2017, Energiavirasto.

Ertugul, N., Cathryn, E. M. & Makestas, J., 2017. Home Energy Management System for Demand-Based tariff towards Smart Appliances in smart grids. IEEE.

Etelä-Suomen Sanomat, 2019. Tasapuolista vai ei? Energiavirasto tutkii LE-Sähköverkon uutta tehomaksua. Etelä-Suomen Sanomat.

EU, 2012. Direktiivi 2012/27/EU, EU

Fingrid A, 2019. Kantaverkkopalvelumaksut. Saatavissa:

<https://www.fingrid.fi/palvelut/sahkonsiirto/maksut/#kantaverkkopalvelumaksut>

Fingrid B, 2019. Sähkön siirto loissähkö. Saatavissa:

<https://www.fingrid.fi/palvelut/sahkonsiirto/#loissahko>

Fingrid C, 2019. Datahub. Saatavissa:

<https://www.fingrid.fi/palvelut/vahittaismarkkinoiden-tiedonvaihto/datahub/>

Fingrid D, 2019. Kysyntäjousto. Saatavissa:

<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/kysyntajousto/>

Fingrid, 2017. Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito, Fingrid.

Gaia, 2018. Selvitys tehoon perustuvaksi kulutusmaksuksi Fingridin siirtohinnoittelussa, Fingrid

Haapaniemi, J., 2017. Jakeluverkon tariffitakenteen kehittäminen, LUT, School of Energy Systems.

Heino, O. & Anttiroiko, A.-V., 2016. Utility-Customer Communication: The Case of Water Utilities. SAGE.

Helen Sähköverkko Oy, 2019. Sähkön siirtohinnoisto, Saatavissa:

<https://www.helensahkoverkko.fi/globalassets/hinnastot-ja-sopimusehdot/hsv/sahkon-siirtohinnoisto.pdf>

Honkapuro, S. ym., 2017. Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset, LUT Scientific and Expertise Publications.

Honkapuro, S. ym., 2015. Selvitys sähkö- ja kaasuinfrastruktuurin energiatehokkuuden parantamismahdollisuuksista, Energiategollisuus.

Honkapuro, S., Tuunanen, J., Valtonen, P. & Partanen Jarmo, 2016. DSO tariff structures: development options from stakeholders' viewpoint, Lappeenranta university of technology.

JE-Siirto Oy, 2018. Sähkön siirto- ja palveluhinnasto. Saatavissa:

https://www.jyvaskylanenergia.fi/filebank/2739-JE_siirtohinasto_01012018.pdf

Jyväskylän Energia Oy, 2019. Sähkön siirto. Saatavissa: www.jyvaskylanenergia.fi/je-yhtiot/tytar-ja-osakkuusyhtiot

Järventausta, 2019. Kommentti

Järventausta, P., 2017. Jakeluverkon tariffirakenteen kehittäminen. TTY.

Järventausta, P. ym., 2015. Kysynnän jousto- Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiölle (DR pooli), Tampereen teknillinen yliopisto.

KKV, 2016. Luonnos hallituksen esitykseksi siirto- ja jakelumaksujen korotuskattoa koskevaksi säännökseksi sähkö- ja maakaasumarkkinalakeihin. Saatavissa: www.kkv.fi/ratkaisut-ja-julkaisut/aloitteet-lausunnot-ja-kannanotot/2016/4.7.2016-luonnos-hallituksen-esitykseksi-siirto--ja-jakelumaksujen-korotuskattoa-koskevaksi-saannokseksi-sahko--ja-maakaasumarkkinalakeihin/

KKV, 2019. Kilpailu- ja kuluttajavirasto. Saatavissa: <https://www.kkv.fi/>

Kuluttajariitalautakunta, 2016. Carunan korotuksia voidaan poikkeuksellisesti kohtuullistaa, Saatavissa:

www.kuluttajariita.fi/fi/index/ajankohtaista/tiedotteet/2016/03/carunankorotuksiavoidaan-poikkeuksellisestikohtuullistaa.html

Kuopion Sähköverkko Oy, 2019. Sähkönsiirtohinnot. Saatavissa:

www.kuopionenergia.fi/sahkoverkko/tietoasahkoverkostamme/sahkonsiirtohinnot

Lehtinen, J., 2017. Kokemuksia pienasiakkaiden tehotariffin kehittämisestä ja käyttöönnotosta. Helen Sähköverkko Oy.

LE-Sähköverkko Oy, 2019. Verkkopalveluhinnasto. Saatavissa:

www.lahtienergia.fi/fi/sahkoverkko/hinnastotsopimusehdot/verkkopalveluhinnasto

Lummi A, K. ym., 2016. Cost-causation based approach in forming power-based distribution network Tariff for Small customers, IEEE.

Lummi B, K. ym., 2016. Variations of Power Charge basis of power-based distribution tariff of small customers, IEEE.

Lummi, K., 2013. Sähkön siirtohinnoittelu ja kuormitusmallien käyttö tariffisuunnittelussa, Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto.

Lummi, K., 2019. Kommentti

Lummi, K., Mäkinen, A., Mutanen, A. & Järventausta, P., 2014. Electricity Distribution Pricing Methodology In Finnish Regulation Framework - A Case Study of Matching Principle, NORDAC.

Lummi, K. ym., 2017. Analysis of transition steps towards power-based distribution tariff of small customers. Glasgow, Cired.

Lummi, K., Trygg, P., Rautiainen, A. & Järventausta, P., 2015. Implementation possibilities of power-based distribution tariff by using metering technology, Cired.

Mutanen, A., Lummi, K. & Järventausta, P., 2019. Valtakunnallisten tyyppikäyttäjämäärittelyiden päivittäminen ja hyödyntämisen periaatteet verkkopalvelumaksuihin liittyvissä tarkasteluissa, Tampereen yliopisto.

Pahkala, T., Uimonen, H. & Väre, V., 2018. Älyverkkotyöryhmän loppuraportti: Työ- ja elinkeinoministeriö.

Pantti, J.-P., 2010. Sähkön siirtotuotteiden hinnoittelusovelluksen kehittäminen, Tampereen teknillinen yliopisto.

Partanen, J., 2014. Sähkön siirron hinnoitteluperusteet. Lappeenranta: Partanen Jarmo.

Partanen, J., 2018. Sähkönsiirtohinnot ja toimitusvarmuus, Työ- ja elinkeinoministeriö.

Partanen, J., Honkapuro, S. & Tuunanen, J., 2012. Jakeluverkkoyhtiöiden tariffirakenteiden kehitysmahdollisuudet, Lappeenranta teknillinen yliopisto.

Pyly, P., 2017. Pienasiakkaiden ja taloyhtiöiden näkemyksiä jakeluverkon tariffirakenteen kehittämiseen. Kiinteistöliitto.

Pöyry Management Consulting Oy, 2017. Seuraavan sukupolven älykkäiden sähkömittareiden vähimmäistoiminnallisuudet, Pöyry.

Rossi, K., 2018. Kustannusvastaavan sähkön siirtohinnoittelun kehittäminen, Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

SULPU, 2018. Suomen lämpöpumpputilastot, Saatavissa: <https://www.sulpu.fi/tilastot>

Tuunanen, J., Honkapuro, S. & Partanen, J., 2016. Power-based distribution tariff structure: DSO's perspective, Lappeenranta: Lappeenranta University of technology. Työ- ja elinkeinoministeriö, Saatavissa: <https://tem.fi/ministerio>

Woodruff, R., Schumann, D. & Gardial, S., 1993. Understanding Value and Satisfaction from the Customer's Point of view. Teoksessa: Survey of business. Knoxville: ProQuest central, p. 33.

Älyverkkotyöryhmä, 2016. Suomen älyverkkovisio, Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö.

Älyverkkotyöryhmä, 2017. Matkalla kohti joustavaa ja asiakaskeskeistä sähköjärjestelmää, Työ- ja elinkeinoministeriön älyverkkotyöryhmän väliraportti. Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö, pp. 45-

LIITE A: JE-SIIRTO 2019 SIIRTOHINNASTO

SIIRTOHINNASTO

1.1.2019 alkaen • Hinnat sisältävät arvonlisäveron (24 %)

YKSITYIS- JA YRITYSASIAKKAILLE

YLEISSIIRTO 5	Mittarin etusulake	Siirto alv 24 %
Perusmaksu €/kk	1x25-35 A	3,22
	3x25 A	5,25
Energiamaksu snt/kWh		2,38

YLEISSIIRTO	Mittarin etusulake	Siirto alv 24 %
Perusmaksu €/kk	1x25-35 A	6,09
	3x25 A	9,90
	3x35 A	17,50
	3x50 A	30,83
	3x63 A	41,18
	3x80 A	57,56
	3x100 A	78,13
Energiamaksu snt/kWh		2,38

Yleissirrosta päivä-yö -aikajaotuksella peritään yhdellä eurolla korotettua perusmaksua. Päiväaika on klo 07–22 ympäri vuoden.

KAUSISIIRTO	Mittarin etusulake	Siirto alv 24 %
Perusmaksu €/kk	3x25 A	24,55
	3x35 A	44,03
	3x50 A	76,48
	3x63 A	108,65
	3x80 A	152,99
	3x100 A	198,75
	3x125 A	247,24
	3x160 A	325,23
	3x200 A	421,98
	3x250 A	536,71
Energiamaksu talviarki snt/kWh		2,31
Energiamaksu muu aika snt/kWh		1,38

SÄHKÖVERO

Veroluokka I:	2,79372 snt/kWh (alv 24 %)
Veroluokka II:	0,87172 snt/kWh (alv 24 %)

YRITYSASIAKKAILLE

PIENTEHOSIIRTO 1-AIKAINEN	Siirto alv 24 %
Perusmaksu €/kk	149,27
Tehomaksu €/kW,kk	2,19
Loistehomaksu €/kvar,kk	5,83
Energiamaksu snt/kWh	1,38

PIENTEHOSIIRTO 2-AIKAINEN	Siirto alv 24 %
Perusmaksu €/kk	149,27
Tehomaksu €/kW,kk	2,19
Loistehomaksu €/kvar,kk	5,83
Energiamaksu talviarki snt/kWh	1,93
Energiamaksu muu aika snt/kWh	1,19

TEHOSIIRTO 1-AIKAINEN	Siirto alv 24 %
Perusmaksu €/kk	149,27
Tehomaksu €/kW,kk	2,19
Loistehomaksu €/kvar,kk	5,83
Energiamaksu snt/kWh	1,14

TEHOSIIRTO 2-AIKAINEN	Siirto alv 24 %
Perusmaksu €/kk	149,27
Tehomaksu €/kW,kk	2,19
Loistehomaksu €/kvar,kk	5,83
Energiamaksu talviarki snt/kWh	1,79
Energiamaksu muu aika snt/kWh	1,00

VUOSISIIRTO	Siirto alv 24 %
Energiamaksu snt/kWh	4,84

Yksityisasiakkaille soveltuvat siirtotuotteet ovat yleis- ja kausisiirto.