

**LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO**

**Sähkötekniikan osasto**

Sähkömarkkinoiden opintosuunta

[http://www.lut.fi/fi/technology/electrical\\_engineering/](http://www.lut.fi/fi/technology/electrical_engineering/)

**DIPLOMITYÖ**

**SÄHKÖNJAKELUVERKON KÄYTTÖVARMUUDEN KEHITTÄMINEN**

Diplomityön aihe on hyväksytty Sähkötekniikan osastoneuvoston kokouksessa 2.10.2008.

Työn tarkastajat:       Professori Jarmo Partanen  
                                  Diplomi-insinööri Aimo Sepponen  
Työn ohjaaja:            Insinööri Petri Tikka

Imatralla 3.11.2008

Janne Eskelinen  
Punkkerikatu 8 A35  
53850 Lappeenranta  
puh. +358 40 8239905

## **TIIVISTELMÄ**

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

Teknillinen tiedekunta

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Janne Eskelinen

### **Sähkönjakeluverkon käyttövarmuuden kehittäminen**

Diplomityö

2008

109 sivua, 34 kuvaa, 21 taulukkoa ja 5 liitettä.

Tarkastajat: Professori Jarmo Partanen

Diplomi-insinööri Aimo Sepponen

Hakusanat: sähkönjakeluverkko, käyttövarmuus, regulaatio, keskeytyskustannukset

Diplomityössä tutkitaan sähkönjakelun käyttövarmuutta parantavia investointeja ja menetelmiä. Lopputuloksena saadaan selville mitkä ratkaisut soveltuvat teknistaloudellisesti parhaiten Imatran Seudun Sähkön jakeluverkkoon. Menetelmien kannattavuutta on tutkittu ensisijaisesti keskeytyskustannussäästöjen näkökulmasta.

Sähkönjakeluverkon käyttövarmuus on tullut nykyisessä yhteiskunnassa yhä tärkeämmäksi tekijäksi. Kaikki keskijänniteverkosta aiheutuneet keskeytykset on alettu ottaa tammikuusta 2008 lähtien huomioon verkkoliiketoiminnan kohtuullisen tuoton laskennassa. Toisaalta Suomen jakeluverkot ovat vanhoja, eikä niitä ole suunniteltu käyttövarmuuden kannalta. Tilannetta voidaan parantaa mm. lisäämällä verkkoon automaatiota sekä ottamalla käyttövarmuus huomioon saneerauksia suunniteltaessa.

Sähkönjakeluverkon käyttövarmuuden parantaminen on pitkän aikavälin prosessi. Tutkittujen investointien kannattavuuksista on tehty herkkyysanalyysi, joka ottaa huomioon korkotason ja KAH-arvojen vaihtelut. Investointien todellista vaikutusta käyttövarmuuteen voidaan seurata vertaamalla tulevia vikatilastoja tässä työssä tehtyyn nykytilatutkimukseen.

## **ABSTRACT**

Lappeenranta University of Technology  
Faculty of Technology  
Degree Programme in Electrical Engineering  
Janne Eskelinen

### **Development of the electricity distribution network reliability**

Master's thesis

2008

109 pages, 34 figures, 21 tables and 5 appendices.

Examiners:       Professor Jarmo Partanen  
                          M.Sc. Aimo Sepponen

Keywords: electricity distribution network, reliability of distribution network, regulation, outage costs

The aim of this Master's thesis is to increase the electricity distribution network reliability in the electricity distribution company Imatran Seudun Sähkö. The profitability of the investments is assessed primarily with respect to outage costs.

The reliability of the electricity distribution network has become more and more important in present society. Since January 2008, all outages caused by the medium-voltage network are included in the Finnish regulation model of electricity distribution business. On the other hand, the Finnish distribution networks are typically several decades old, and reliability has not been a focal issue in the past decades. The reliability can be increased by automation system investments and planning the renovations from the viewpoint of distribution reliability.

Development of the distribution network reliability is a long-term process. The profitability of the investments in the distribution network has been assessed by a sensitivity analysis, which takes into account changes in the interest rates and in the outage cost parameters. The real influence of investments on the distribution reliability can be monitored by comparing the future statistics with the analysis of the present state of reliability provided in this thesis.

## ALKUSANAT

Diplomityö on tehty Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy:n esittämästä aiheesta, toukokuun ja marraskuun 2008 välisenä aikana. Työn toisena tarkastajana on toiminut Imatran Seudun Sähkön toimitusjohtaja Aimo Sepponen ja ohjaajana Imatran Seudun Sähkönsiirron verkostopäällikkö Petri Tikka. Kiitän heitä molempia mielenkiintoisesta ja ajankohtaisesta aiheesta sekä neuvoista työn aikana. Kiitokset myös muille ISS Oy konsernin työntekijöille, jotka ovat auttaneet erilaisissa asioissa työn tekemisen aikana.

Kiitokset myös työn tarkastajalle professori Jarmo Partaselle sekä oikoluvun ja laskentojen tarkistuksen suorittaneelle assistentti Jukka Lassilalle. Molemmat antoivat työn aikana tärkeitä neuvoja ja vinkkejä.

Lopuksi haluan vielä kiittää vanhempiani kannustuksesta koko opiskelujeni aikana.

# SISÄLLYSLUETTELO

<b>KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET</b>	<b>7</b>
<b>1. JOHDANTO</b>	<b>11</b>
1.1 Työn tarkoitus	11
<b>2. KESKEYTYKSET</b>	<b>13</b>
2.1 Keskeytysten aiheuttajat	14
2.1.1 Oikosulku	14
2.1.2 Maasulku	16
2.2 Keskeytystyypit	18
2.3 Keskeytysten sijainti ja kesto	19
<b>3. KESKEYTYSKUSTANNUKSET JA REGULAATIO</b>	<b>22</b>
3.1 Keskeytyskustannukset	22
3.1.1 Vertailutason määrittäminen	27
3.1.2 Poikkeukselliset olosuhteet	28
3.2 Verkkotoiminnan tehokkuus	28
3.3 Verkkoon sitoutunut pääoma	30
3.4 Sallittu tuotto	31
3.5 Sähkötoimitusvarmuuden tunnusluvut	34
<b>4. JAKELUVERKON NYKYTILA</b>	<b>36</b>
4.1 Keskijänniteverkon rakenne	36
4.2 Verkon ikä	38
4.3 Vikaherkät alueet	39
4.4 Keskijänniteverkon käyttövarmuustaso	41
4.5 Nykyiset keskeytyskustannukset	41
4.6 Kuormitusennuste	44
4.7 Yhteenveto lähtötiedoista	44
<b>5. KÄYTTÖVARMUUDEN KEHITTÄMINEN</b>	<b>45</b>
5.1 Sähköasemat	45
5.2 Johtimet	47
5.2.1 Maakaapelointi	48
5.2.2 PAS-johdot	52
5.2.3 Varayhteydet	53
5.3 Ylijännitesuojaus	55
5.4 Automaatio	55
5.4.1 Käytöntukijärjestelmä	56
5.4.2 Maastokatkaisijat	59

5.4.3	Kauko-ohjattavat erottimet	61
5.4.4	Kaukoluettavat energiamittarit	63
5.5	Maasulkuvirran kompensointi	65
5.6	1 kV sähköjakelu	68
5.7	Jännitetyöt	71
5.8	Ennakoivat toimenpiteet	72
5.8.1	Päivystys	72
5.8.2	Johtokatuja raivaus	73
5.8.3	Ennakoiva kunnossapito	73
<b>6.</b>	<b>INVESTOINTIVAIHTOEHDOT ISS OY:N VERKKOON</b>	<b>74</b>
6.1	Sähköverkojen investointilaskenta	74
6.1.1	Nykyarvo	75
6.1.2	Annuiteetti	76
6.2	Investoinnit	76
6.2.1	Syyspohjan kevyt sähköasema	77
6.2.2	Keskitetty maasulkuvirran kompensointi maaseudulla	82
6.2.3	Maastokatkaisijat	85
6.2.4	Jäppilänniemen saneeraus maakaapelilla	89
6.3	Herkkyysanalyysi	91
6.3.1	Sähköasema	91
6.3.2	Maasulkuvirran kompensointi	93
6.3.3	Maastokatkaisijat	94
6.3.4	Maakaapelointi	96
6.4	Investointien ajoitus	97
<b>7.</b>	<b>JAKELUVERKON KEHITYS</b>	<b>99</b>
7.1	Verkon rakenne	99
7.2	Käyttövarmuuden kehitys	99
7.3	Keskeytyskustannusten muutos	100
7.4	Seurattavat parametrit	101
<b>8.</b>	<b>YHTEENVETO</b>	<b>102</b>
	<b>LÄHTEET</b>	<b>105</b>
	<b>LIITTEET</b>	
	LIITE I, Energiamarkkinaviraston laskentaparametreja	
	LIITE II, Energiamarkkinaviraston tuoton valvonnan laskentamalleja	
	LIITE III, Keskijänniteverkon nykytila	
	LIITE IV, Verkostokomponenttien pitoajat ja EMV:n yksikköhinnat	
	LIITE V, Karttoja ISS:n keskijänniteverkosta	

## KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

### Lyhenteet

a	vuosi
as	asiakas
AJK	aikajälleenkytkentä
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index, sähkötoimitusvarmuutta kuvaava tunnusluku
DEA	Data Envelopment Analysis, verkkoliiketoiminnan tehokkuusmittausmalli
EMV	Energiamarkkinavirasto
GSM	Global System for Mobile communications, matkapuhelinjärjestelmä
ISS	Imatran Seudun Sähkö
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta
KJ	keskijännite
KTJ	käytöntukijärjestelmä
LON	Local Operating Network, kenttäväylä
LTY	Lappeenrannan teknillinen yliopisto
MA1	Mansikkalan sähköasema
MA2	Immalan sähköasema
MA4	Vennonmäen sähköasema
MA5	Fortumin vesivoimalaitoksen yhteydessä oleva sähköasema
MA6	Rajapatsaan sähköasema
MA9	Saarlammen sähköasema
mp	muuntopiiri
OPEX	Operative expenses, operatiiviset kulut
PJ	pienjännite
PJK	pikajälleenkytkentä
SAIDI	System Average Interruption Duration Index, sähkötoimitusvarmuutta kuvaava tunnusluku
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index, sähkötoimitusvarmuutta kuvaava tunnusluku

SFA	Stochastic Frontier Analysis, verkkoliiketoiminnan tehokkuusmittausmalli
WACC	Weighted Average Cost of Capital, pääoman painotettu keskikustannusmalli

### **Muuttujat**

<i>AJK</i>	aikajälleenkytkentöjen määrä
<i>AN</i>	annuiteetti
<i>C</i>	kapasitanssi
<i>H</i>	haitan hinta
<i>I</i>	virta
<i>INV</i>	investointien arvo
<i>JHA</i>	jälleenhankinta-arvo
<i>K</i>	kustannus
<i>KA</i>	keskeytysaika
<i>KAH</i>	keskeytyskustannukset
<i>KM</i>	keskeytysmäärä
<i>KVP</i>	korollisen vieraan pääoman määrä
<i>l</i>	pituus
<i>L</i>	induktanssi
<i>LP</i>	likvidittömyyspremio
<i>mp</i>	muuntopiirien kokonaislukumäärä jakelualueella
<i>mph</i>	muuntopiirien yhteenlaskettu keskeytysaika
<i>mpk</i>	muuntopiirien lukumäärä
<i>n</i>	keskeytysten lukumäärä
<i>NA</i>	nykyarvo
<i>NKA</i>	nykykäyttöarvo
<i>OP</i>	oman pääoman määrä
<i>p</i>	korkokanta
<i>P</i>	pätöteho
<i>PJK</i>	pikajälleenkytkentöjen määrä
<i>R</i>	resistanssi
<i>r</i>	kuormituksen kasvuprosentti
<i>RKI</i>	rakennuskustannusindeksi



<i>RP</i>	markkinoiden riskipremio
<i>ST</i>	sallittu tuotto yhteisöverojen jälkeen
<i>t</i>	aika tunneissa
<i>T</i>	pitoaika
<i>T-CAIDI</i>	yksittäisen keskeytyksen keskipituus
<i>T-SAIDI</i>	asiakkaiden kokema keskimääräinen keskeytysten kestoaika
<i>T-SAIFI</i>	asiakkaiden kokema keskimääräinen keskeytysten lukumäärä
<i>Q</i>	loisteho
<i>TP</i>	tasapoisto
<i>U</i>	jännite
<i>v</i>	yhteisöverokanta
<i>W</i>	energia
<i>x</i>	kunkin keskeytyksen yhteydessä esiintyvien erilaisten keskeytysaikojen määrä
<i>X</i>	reaktanssi
<i>Z</i>	impedanssi
<i>β</i>	beeta-kerroin
<i>ε</i>	kerroin
<i>λ</i>	vikataajuus
<i>ω</i>	vaihekulma

### **Alaindeksit**

AJK	aikajälleenkytkennöistä aiheutuva
alku	johtolähdön alkupää
C	kapasitiivinen
E	energia
e	maasulku
f	vika
<i>h</i>	komponentti tai komponenttiryhmä <i>h</i>
häv	häviö
<i>i</i>	keskeytys <i>i</i>
<i>j</i>	keskeytys <i>j</i>
<i>k</i>	vuosi <i>k</i>

k2	kaksivaiheinen vika
k3	kolmivaiheinen vika
kvp	korollisen vieras pääoma
kyt	kytkentä
L	induktiivinen
L1	vaihe 1
L2	vaihe 2
L3	vaihe 3
lkm	lukumäärä
loppu	johtolähdön loppupää
odott	odottamaton
op	oma pääoma
P	teho
PJK	pikajälleenkytkennöistä aiheutuva
R	resistiivinen
ref	referenssi, vertailutaso
ris	riskitön
suunn	suunniteltu
<i>t</i>	vuosi <i>t</i>
th	Thevenin
v	vaihe
vel	velaton

### **Johdinmerkinnät**

AMKA	eristetty pienjänniteilmakaapeli
AXMK	pienjännitemaakaapeli
PAS	päällystetty keskijänniteavojohto
Sparrow	keskijänniteavojohto, AF40
Raven	keskijänniteavojohto, AF63

## **1. JOHDANTO**

Sähkömarkkinalain mukaan sähkön siirto ja myynti on pitänyt eriyttää toisistaan, jonka seurauksena on 1.1.2006 perustettu Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy (ISSS). Se on Imatran Seudun Sähkö Oy (ISS) emoyhtiön omistama sähköenergian siirtoa harjoittava tytäryhtiö. Emoyhtiö on perustettu vuonna 1928. ISSS vuokraa toimintaansa varten emoyhtiön omistamaa jakeluverkkoa. Verkko on laajentunut ajan myötä useiden yritysostojen myötä. Nykyinen alue sijoittuu pääasiassa Imatran, Ruokolahden ja Rautjärven kuntien alueelle. ISS konserniin kuuluu lisäksi Imatran Seudun Sähkörakennus Oy ja Imatran Energia Oy, josta emoyhtiö omistaa 75 %. (ISS 2007)

Konsernin liikevaihto oli vuonna 2007 20,8 M€. Sähköä siirrettiin jakeluverkon kautta 23 351 käyttöpaikkaan 263 GWh. Henkilöstöä konsernissa on keskimäärin 67 henkilöä, joista seitsemän on Imatran Seudun Sähkön siirron palveluksessa. (ISS 2007)

### **1.1 Työn tarkoitus**

Sähkön siirto on Suomessa valvonnan alaista luonnollista monopolitoimintaa. Valvontaa on toteutettu vuodesta 1995 lähtien, mutta se oli aluksi tapauskohtaista. Vuonna 2005 regulaatio uudistui, jolloin alkoi kolmen vuoden mittainen ensimmäinen kohtuullisen tuoton valvontajakso. Tällöin sähkön laatua alettiin valvoa vakiokorvausmenettelyllä, eli asiakkaat saivat korvauksia yli 12 tunnin yhtämittaisista keskeytyksistä. Tammikuussa 2008 alkoi neljän vuoden mittainen toinen valvontajakso. Tällöin myös alle 12 tunnin keskeytykset tulivat regulaation piiriin. Kaikille keskijänniteverkosta aiheutuville keskeytyksille tuli taloudellinen arvo, kun ne pienentävät verkkoyhtiön sallittua tuottoa.

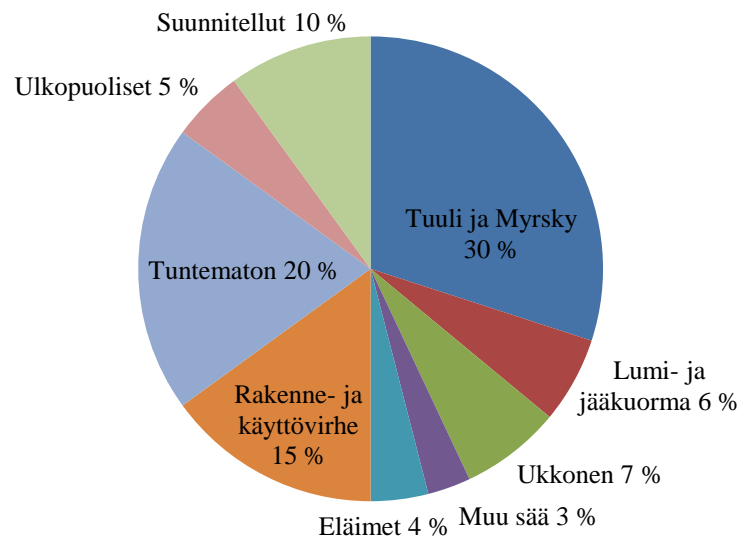
Jakeluverkot on rakennettu aikanaan nopeasti ja mahdollisimman halvalla, eikä käyttövarmuus ole ollut tärkein prioriteetti. Näitä vanhoja verkkoja on kuitenkin vielä laajalti käytössä. Nykyisessä yhteiskunnassa sähkön laadulla on yhä kasvava merkitys, kun laitteet eivät kestä huonolaatuista sähköä ja keskeytyksistä aiheutuu asiakkaille entistä enemmän haittaa. Tämän takia on tullut ajankohtaiseksi tutkia sopivia jakeluverkon kehitysmenetelmiä, joilla sähkönjakelun käyttövarmuutta saadaan parannettua ja keskeytyskustannuksia pienennettyä.

Tämän työn tavoitteena on tutkia ISS:n jakeluverkkoon soveltuvia käyttövarmuutta parantavia keinoja ja investointeja. Tarkoitus on tehdä jakeluverkosta nykytilatutkimus, jonka perusteella käyttövarmuusinvestointien soveltuvuutta voidaan tutkia. Erilaisista menetelmistä tehdään perusselvitys, jonka jälkeen valitaan potentiaaliset vaihtoehdot tarkempaan tutkimukseen. Lopputuloksena saadaan selville ne menetelmät ja investoinnit, joilla verkkoa kannattaa kehittää tulevaisuudessa keskeytysten näkökulmasta. Lisäksi verkon kehitystä voidaan seurata jatkossa vertaamalla tulevia tilastoja nykytilatutkimukseen.

## 2. KESKEYTYKSET

Suomen sähkönjakelu toimii kokonaisuudessaan luotettavasti. Toimitusvarmuus on ollut viime vuosina yli 99 %. Vuonna 2007 suomalaiset kokivat keskimäärin 6,12 vikaa ja keskimääräinen sähköttömän ajan pituus oli 1,2 tuntia asiakasta kohden. Suurin osa keskeytyksistä oli lyhytkestoisia, joista selvittiin jälleenkytkennöillä. Jakelu on luotettavinta kaupunki- ja taajama-alueilla. Maaseudulla vikoja on selkeästi enemmän. (Energiateollisuus, Energiateollisuus 2007)

Maaseudun korkeammat vikamäärät johtuvat pääosin avojohdoilla toteutetusta sähkönjakelusta. Maaseudulla keskijännitejohdoista (1-45 kV) suurin osa on vikaherkkiä avojohdoja, kun kaupungeissa suurin osa on maakaapelia. Suomen keskijänniteverkossa käytetään tyypillisesti 20 kV jännitetasoa, ja se muodostaa jakelujärjestelmän yhdessä mahdollisten 110 kV johtojen, sähköasemien ja pienjänniteverkon kanssa. Keskijänniteverkko vaikuttaa erittäin olennaisesti koko verkon käyttövarmuuteen, koska yli 90 % asiakkaiden kokemista keskeytyksistä aiheutuu keskijänniteverkon vioista. Eniten vikoja aiheuttavat sääolosuhteet ja eläimet, kuten kuvasta 2.1 nähdään. (Energiateollisuus, Energiateollisuus 2007, Lakervi 2008)



Kuva 2.1 Keskeytysten lukumäärään vaikuttavat tekijät. (Energiateollisuus 2007)

## 2.1 Keskeytysten aiheuttajat

ISS:n keskeytystilastoissa keskeytysten aiheuttajat jaotellaan luonnonilmiöihin, rakennevikoihin ja verkonhaltijasta aiheutuneisiin keskeytyksiin, ulkopuolisiin syihin sekä suunniteltuihin työkeskeytyksiin. Luonnonilmiöistä yleisimmät vianaiheuttajat ovat tuuli ja myrsky, lumi ja jää sekä ukkonen.

Keskeytykset johtuvat sähköteknisesti yleensä erilaisista oikosuluista tai maasuluista. Vika voi olla ohimenevä tai pysyvä. Ohimenevän vian voi aiheuttaa esimerkiksi oksan tippuminen avojohtimien päälle, jolloin se aiheuttaa oikosulun ja tippuu edelleen johtimien päältä pois. Pysyvä vika muodostuu esimerkiksi puun kaatuessa sähkölinjan päälle, jolloin se aiheuttaa pidemmän keskeytyksen, kunnes vika saadaan korjattua.

### 2.1.1 Oikosulku

Oikosulku muodostuu, kun kaksi tai kolme vaihejohtinta on yhteydessä toisiinsa suoraan tai vikaimpedanssin kautta. Oikosulku voi olla siis kaksivaiheinen tai kolmevaiheinen. Oikosulkuvirta on luonteeltaan epäsymmetrinen ja siinä ilmenee vaimenevaa tasavirta- ja vaihtovirtakomponenttia. Oikosulku alkaa sysäysoikosulkuvirralla, josta se vaimenee jatkuvan tilan oikosulkuvirraksi. Sysäysoikosulkuvirta on selkeästi jatkuvan tilan virtaa suurempi, joten se koettelee komponenttien mekaanista kestävyyttä. Jatkuvan tilan oikosulkuvirta määrittelee tarvittavan johtojen oikosulkukestoisuuden, oikosulkusuojauksen asettelut ja katkaisijan katkaisukyvyn. Lyhyissä oikosuluissa määrävänä tekijänä on sysäysoikosulkuvirran jälkeen ilmenevä muuttuvan tilan oikosulkuvirta. (Partanen 2007)

Oikosulun aiheuttama vikavirta on suurin, jos vika sattuu syöttävän sähköaseman kiskostossa. Vikavirta pienenee mitä kauempana oikosulku tapahtuu syöttöpisteestä. Oikosulkuvirran suuruus kasvaa päämuuntajan koon kasvaessa. Sen suuruus saadaan laskettua, kun tiedetään vikapaikan jännite ja vikapaikalle näkyvä verkon impedanssi. Jakeluverkon oikosulkulaskennoissa ollaan kiinnostuneita muuttuvan tilan ja jatkuvan tilan oikosulkuvirroista. Oikosulkulaskennoilla saadaan määritettyä laitteiden mekaanista kestoisuutta, katkaisijoiden katkaisukykyä, oikosulkusuojauksen asetteluja sekä johtimien lämpötilamuutoksia. Säteilteisessä verkossa kolmivaiheisen oikosulkuvirran suuruus saadaan laskettua yksivaiheisesta sijaiskytkennästä yhtälöllä

$$\underline{I} = \frac{\underline{U}_v}{\underline{Z}_{th} + \underline{Z}_f} \quad (2.1)$$

missä  $\underline{I}$  = vikavirta  
 $\underline{U}_v$  = vaihejännite ennen vikaa  
 $\underline{Z}_{th}$  = vikakohtaan näkyvä Theveninin impedanssi  
 $\underline{Z}_f$  = vikaimpedanssi

Vikakohtaan näkyvään impedanssiin on otettava huomioon jakeluverkon lisäksi myös muuntaja ja sen takana oleva suurjänniteverkko. Johdinten resistansseina käytetään +40 °C lämpötilaa vastaavia arvoja. Kaksivaiheisen oikosulun vikavirran suuruus saadaan kolmivaiheisesta oikosulkuvirrasta yhtälöllä

$$I_{k2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3} \quad (2.2)$$

missä  $I_{k2}$  = kaksivaiheinen oikosulkuvirta  
 $I_{k3}$  = kolmivaiheinen oikosulkuvirta

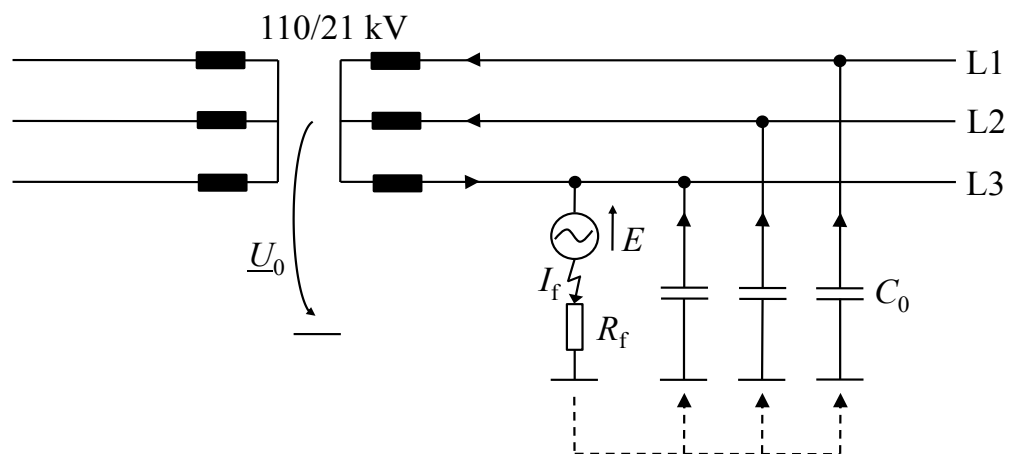
Oikosulkulaskelmissa impedansseja pitää käsitellä osoitinsuureina. Lopputuloksena ollaan kiinnostuneita lähinnä virran suuruudesta eikä vaihekulmasta. Laskennan avulla voidaan paikantaa verkossa tapahtuvia oikosulkuvikoja. (Lakervi 2008, Partanen 2007)

Oikosulku aiheuttaa vikapaikassa jännitteen putoamisen noltaan, jolloin se aiheuttaa jännitekuopan myös muualle verkkoon. Etenkin sähköasemien lähellä sattuvat oikosulut ovat haitallisia, koska kaikki aseman asiakkaat kokevat jännitekuopan. Jännitekuopan pituus riippuu oikosulkusuojauksen toiminta-ajasta. Nopeasti toimiva suojaus pienentää jännitekuopan kestoja, jolloin asiakkaiden laitteet voivat selvitä kuopasta häiriintymättä. Jännitekuoppien kannalta päämuuntajan kannattaa olla mahdollisimman iso, jolloin kuopan aikana oleva jäännösjännite on mahdollisimman suuri. Jännitekuoppien lukumäärää voidaan vähentää lisäämällä päämuuntajien lukumäärää, koska sähköaseman lähdöt saadaan jaettua eri päämuuntajien syöttämiksi. (Lakervi 2008)

### 2.1.2 Maasulku

Yksivaiheinen maasulkuvika syntyy, kun käyttömaadoittamaton virtajohdin on yhteydessä maahan. Se voi syntyä esimerkiksi, kun puu alkaa nojaamaan avojohtimeen. Tämän lisäksi johdin voi vielä osua toiseen johtimeen, jolloin syntyy kaksivaiheinen maaosulku. Joskus verkossa ilmenee kaksoismaasulkuja, jolloin tapahtuu yhtäaikaaisesti kaksi maasulkua eri paikoissa.

Suomessa sähkönjakeluun käytetään, huonoista maadoitusolosuhteista johtuen, tähtipisteestään maasta erotettua verkkoa ja sammutettua verkkoa. Sammutetussa verkossa tähtipiste kytketään sammutuskuristimen kautta maahan. Maasta erotetussa verkossa vikavirta kulkee johtojen maakapasitanssien kautta, kuten kuvasta 2.2 nähdään. Sammutetussa verkossa virta kulkee myös sammutuskuristimen läpi muuntajan tähtipisteeseen ja edelleen vaihejohtimeen. Maasuluissa on yleensä suuri vikaresistanssi, joten maasulkujen vikavirrat ovat pieniä, mutta kosketusjännitteet saattavat olla vaarallisen suuria. Vikavirran suuruus on tyypillisesti 5-100 A. Maasulkuvirran suuruus määräytyy verkon maakapasitanssin suuruudesta eli se on riippuvainen galvaanisesti yhteen kytketyn verkon pituudesta ja johtolajin maakapasitanssista. Maakaapeleilla on avojohtoja suurempi maakapasitanssi, joten niissä esiintyy suurempia maasulkuvirtoja. (Lakervi 2008, Mörsky 1993)



Kuva 2.2 Yksivaiheinen maasulku maasta erotetussa verkossa.

Maasulkuvirta ja nollajännite saadaan laskettua yhtälöillä

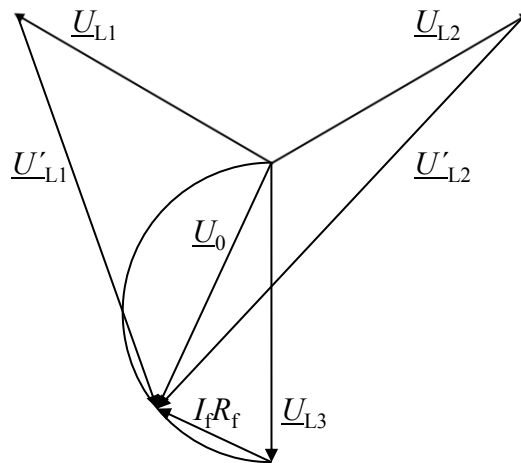


$$\underline{I_e} = \frac{\sqrt{3}j\omega C_0}{\sqrt{1 + (3j\omega C_0 R_f)^2}} \cdot U \quad (2.3)$$

$$\underline{U_0} = \frac{\frac{U}{\sqrt{3}}}{\sqrt{1 + (3j\omega C_0 R_f)^2}} \quad (2.4)$$

missä  $I_e$  = maasulkuvirta  
 $\omega$  = vaihekulma  
 $C_0$  = maakapasitanssi  
 $R_f$  = vikaresistanssi  
 $U$  = pääjännite  
 $U_0$  = nollajännite

Jännitteet muuttuvat maasulun aikana vikaresistanssin mukaan. Vikaresistanssin pienentyessä terveiden vaiheiden jännitteet kasvavat. Kuvasta 2.3 nähdään jännitteiden käyttäytyminen yksivaiheisessa maasulussa.



Kuva 2.3 Jännitteiden osoittimet yksivaiheisessa maasulussa, maasta erotetussa verkossa. Kuvassa  $I_f$  on vikavirta ja  $R_f$  on vikaresistanssi. (Lakervi 2008)

Vikaresistanssin ollessa nolla terveiden vaiheiden jännitteet ovat pääjännitteen suuruiset ja vikaantuneen vaiheen jännite on nolla.

Maasulkuvirrat pienenevät, kun verkkoon rakennetaan uusi sähköasema tai verkkoa sammutetaan tähtipisteisiin asennetuilla kuristimilla. Vikavirta pienenee, kun

galvaanisesti yhteenkytetyin verkon pituus lyhenee. Sammutetussa verkossa suurin osa yksivaiheisen maasulun vikavirrasta kulkee kuristimien kautta, kun reaktanssi pyritään asettamaan verkon maakapasitanssin suuruiseksi. Tällöin vikapaikan kautta ei kulje suurta virtaa. Pienen vikavirran ansiosta myös maadoitusjännitteet ja kosketusjännitteet pysyvät pieninä.

## 2.2 Keskeytystyypit

Keskeytykset voidaan jakaa odottamattomiin ja suunniteltuihin keskeytyksiin sekä toisaalta pysyviin ja ohimeneviin keskeytyksiin. Vian sattuessa ensimmäisenä tulevat jälleenkytkennät ja vian jatkuessa muodostuu pysyvä keskeytys. Jälleenkytkennät eivät ole yleensä toiminnassa maakaapelilähdöillä, koska niissä esiintyvät viat ovat usein luonteeltaan pysyviä ja vaativat korjaustoimenpiteitä.

Jälleenkytkennöillä viasta selvityksessä kyseessä on lyhyt ohimenevä vika. Tällainen vika saa kestää enintään kolme minuuttia. Ensimmäisenä toimintona on pikajälleenkytkentä (PJK), jolloin katkaisija laukeaa pieneksi hetkeksi. Tämän jälkeen jännite yritetään palauttaa johtimeen, esimerkiksi 0,2 s jännitteettömän ajan jälkeen. Jos vika ei ole poistunut, esimerkiksi valokaari sammunut, katkaisija laukeaa uudelleen. Pikajälleenkytkennällä selvittää tilastojen mukaan noin 75 % vioista. Vian jatkuessa seuraa tyypillisesti 120 s jännitteetön aika, jonka jälkeen tapahtuu aikajälleenkytkentä (AJK). Johtimeen yritetään palauttaa jännite vielä toisen kerran. Jännitteettömänä aikana avojohtimelta on voinut esimerkiksi pudota oikosulun aiheuttanut oksa, jonka jälkeen sähkönjakelua voidaan jatkaa normaalisti. Aikajälleenkytkentä selvittää keskimäärin 15 % vioista. (Järventausta 2004, Partanen 2007)

Vian jatkuessa jälleenkytkennöistä huolimatta syntyy pysyvä keskeytys. Tällöin vika paikannetaan ja jännitteetön alue pyritään rajaamaan mahdollisimman pieneksi. Keskeytyksen pituus riippuu voimakkaasti vian sijainnista ja tarvittavista korjaustoimenpiteistä. Pysyviin keskeytyksiin kuuluvat myös suunnitellut keskeytykset. Nämä keskeytykset aiheutuvat yleensä verkon huolto- tai asennustöistä. Suunniteltuihin keskeytyksiin lasketaan vain sellaiset katkot, jotka ovat ilmoitettu asiakkaille etukäteen.

Keskeytysmäärät tilastoidaan keskeytyskokonaisuuksina. Tämä tarkoittaa sitä, että pysyvän vian sattuessa ei kirjata ylös jälleenkytkentöjä, vaikka ne olisivat käytössä. Samoin menetellään, kun viasta selvittää aikajälleenkytkennällä. Tällöin aikaisemmin tapahtunutta pikajälleenkytkentää ei merkitä keskeytystilastoon. Taulukossa 2.1 näkyy erilaisia tapahtumaketjuja ja niiden tilastointitapoja.

Taulukko 2.1 Keskeytystapahtumia ja niiden tilastointitavat. (Energiateollisuus 2006)

Vian luonne	Tapahtumaketju	Tilastointitapa
pysyvä	pjk - ajk - laukaisu - paikannuskytkennät	1 keskeytys
pysyvä	pjk - laukaisu - paikannuskytkennät	1 keskeytys
pysyvä	ajk - laukaisu - paikannuskytkennät	1 keskeytys
pysyvä	laukaisu - paikannuskytkennät	1 keskeytys
pysyvä	laukaisu (varasuojaus) - paikannuskytkennät	1 keskeytys
pysyvä	katkaisimen tai erottimen ohjaus käsin	1 keskeytys
ohimenevä	pjk - ajk	1 ajk
ohimenevä	pjk	1 pjk

### 2.3 Keskeytysten sijainti ja kesto

Suurin osa vioista syntyy jakeluverkon metsäisillä avojohto-osuuksilla. Avojohdot ovat alttiita sekä oikosuluilla että maasuluille. Tien varressa ja pelloilla tilanne on huomattavasti parempi. Etenkin käytettäessä PAS-johtoa tienvarsilla, päästään avojohtoja parempaan käyttövarmuuteen. Kaapelit ovat kaikista vähiten alttiita erilaisille luonnonilmiöille. Pienjänniteverkot on toteutettu yleensä eristetyillä AMKA-johdoilla ja ne ovat käyttövarmuudeltaan melko hyviä.

Taulukosta 2.2 nähdään vuoden 2007 pysyvien vikojen sijainti, erityyppisissä verkon osissa. Tilasto perustuu 77 jakeluverkon keskeytystietoihin ja se kattaa 99 % Suomen jakeluverkkotoiminnan volyymin. Taulukoiden yhteensä osiot eivät kaikissa tapauksissa vastaa yksittäisten rivien summaa, koska jotkin verkkoyhtiöt eivät ole eritelleet verkkotietojaan, kun ovat vastanneet tilaston lähtötietona toimivaan kyselyyn. (Energiateollisuus 2007)

Taulukko 2.2 Vuoden 2007 keskeytykset. (Energiateollisuus 2007)

<b>VIKA [kpl/100 km]</b>	<b>Avojohto</b>	<b>PAS</b>	<b>Ilmakaapeli</b>	<b>Maakaapeli</b>
Luonnonilmiöt yhteensä	3,39	0,24	0,07	0,10
Tekniset syyt yhteensä	0,54	0,04	0,11	0,33
Muut syyt yhteensä	0,84	0,04	0,02	0,38
Oman verkon vikakeskeytykset	4,71	0,29	0,12	0,70
Oman verkon suunnitellut keskeytykset	2,08	0,22	0,18	0,57
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>6,14</b>	<b>0,38</b>	<b>0,19</b>	<b>1,04</b>

Johtimien lisäksi keskeytyksiä aiheutuu sähköasemien ja muuntajien vioista. Taulukosta 2.3 nähdään näistä verkon osista johtuvat viat vuonna 2007.

Taulukko 2.3 Vuoden 2007 keskeytykset verkon muissa osissa. (Energiateollisuus 2007)

<b>VIKA</b>	<b>Sähköasema [kpl/asema]</b>	<b>Muuntamo [kpl/100 mp]</b>
Luonnonilmiöt yhteensä	0,09	0,37
Tekniset syyt yhteensä	0,17	0,22
Muut syyt yhteensä	0,13	0,12
Oman verkon vikakeskeytykset	0,29	0,67
Oman verkon suunnitellut keskeytykset	0,11	1,17
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>0,43</b>	<b>1,39</b>

Avojohtojen vikaherkkyys verrattuna muihin komponentteihin näkyy tilastoista selkeästi. Jälleenkytkennöistä on maaseutujen avojohtoverkoissa selkeästi hyötyä. Vuonna 2007 kaksi kolmesta viasta on poistunut jälleenkytkennöillä. Taulukosta 2.4 nähdään onnistuneiden jälleenkytkentöjen osuus erilaisissa jakeluverkoissa. Kaupunkien maakaapeliverkoissa keskeytyksiä tulee harvemmin, mutta ne ovat useammin pysyviä keskeytyksiä.

Taulukko 2.4 Jälleenkytkentöjen selvittämät viat vuonna 2007. (Energiateollisuus 2007)

	<b>Maaseutu</b>	<b>Taajama</b>	<b>City</b>
PJK:n selvittämät viat	61 %	60 %	17 %
AJK:n selvittämät viat	10 %	12 %	16 %
Pitkät keskeytykset	30 %	28 %	68 %

Avojohtoilla tapahtuvat viat aiheuttavat myös asiakkaille suurimmat keskeytysajat. Taulukossa 2.5 on vuoden 2007 asiakkaalle aiheutunut keskimääräinen keskeytysaika tunneissa.

Taulukko 2.5 Vuoden 2007 asiakkaalle aiheutuneet keskeytysajat sijainnin ja syyn mukaan.  
(Energiateollisuus 2007)

<b>VIKA [h/as.]</b>	<b>Avojohto</b>	<b>PAS</b>	<b>Ilmakaapeli</b>	<b>Maakaapeli</b>	<b>Sähköas.</b>	<b>Muuntamo</b>
Luonnonilmiöt yhteensä	1,08	0,05	0,01	0,01	0,02	0,08
Tekniset syyt yhteensä	0,11	0,00	0,01	0,04	0,02	0,03
Muut syyt yhteensä	0,12	0,01	0,00	0,03	0,03	0,02
Oman verkon vikakeskeytykset	1,30	0,05	0,01	0,07	0,05	0,12
Oman verkon suunnitellut keskeytykset	0,14	0,01	0,00	0,01	0,00	0,04
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>1,42</b>	<b>0,05</b>	<b>0,01</b>	<b>0,07</b>	<b>0,08</b>	<b>0,14</b>

Tilastot vahvistavat, että eniten vikoja syntyy avojohdoilla, jotka ovat herkkiä luonnonilmiöille. Avojohtojen toteutetun verkon käyttövarmuutta voidaan lisätä kaapeloimalla, rakentamalla johdot teiden varsiin sekä käyttämällä päällystettyä PAS-johdinta. Kaapelointi on luonnonilmiöitä vastaan tehokkain keino, mutta toisaalta investointikustannukset ovat suuret. PAS-johtimia käytetään yhä enemmän, koska ne vähentävät varsinkin pikajälleenkytkentöjä. Päällystettyä johdinta käytetään yleensä teiden varsissa, jolloin sen valvonta on helppoa. PAS-johdin pitää tarkistaa säännöllisesti, koska siihen nojaavat puut eivät välttämättä laukaise suojausta suuren vikaresistanssin takia. Avojohtojen ja PAS-johtojen käyttövarmuutta ei voida verrata suoraan edellä olevien taulukoiden tiedoilla niiden erilaisten käyttöpaikkojen takia.

### **3. KESKEYTYSKUSTANNUKSET JA REGULAATIO**

Sähköverkkoliiketoiminta on valvottua luonnollista monopolitoimintaa. Alalla ei ole kilpailun tuomaa tehostamistarvetta, joten kohtuullinen hinnoittelu ja kustannustehokas toiminta turvataan taloudellisella valvonnalla. Valvontaa on toteutettu vuodesta 1995 lähtien, mutta se oli vuoteen 2005 asti luonteeltaan jälkikäteistä ja tapauskohtaista. Tutkintaan ryhdyttiin lähinnä asiakkaiden pyynnöstä. Vuoden 2005 alusta käynnistyi ensimmäinen kolmen vuoden pituinen valvontajakso, jolloin sääntelyjärjestelmä uusittiin. Kohtuullisen tuoton laskennassa otetaan huomioon useamman vuoden pituinen valvontajakso kokonaisuutena. Valvontajakson päättyessä lasketaan kuinka paljon tuotto ylittää tai alittaa kohtuullisena pidetyn tuottotason. Mahdollinen yli- tai alituotto otetaan huomioon seuraavan valvontajakson aikana.

Sallittuun tuottotasoon vaikuttavat mm. investoinnit, sähkön laatu, toiminnan tehokkuus ja verkkoon sitoutunut pääoma. Regulaation tarkoituksena on kannustaa verkkoyhtiötä investoimaan verkkoon, jolloin sähkön laatu pysyy hyvänä, mutta samalla estää kustannusten nousemista liian suuriksi. Lopputuloksena pyritään tilanteeseen, jossa verkkoyhtiön omien kustannusten ja keskeytyksistä asiakkaille aiheutuneiden kustannusten summa minimoituu.

Ensimmäisellä valvontajaksolla sähkön laatuun liittyvä valvonta perustui vakiokorvausmenettelyyn. Tällöin asiakas sai korvauksen, jos keskeytyksen pituus oli vähintään 12 h. Vuoden 2008 tammikuussa alkaneella neljän vuoden pituisella toisella valvontajaksolla myös lyhyemmistä keskijänniteverkon keskeytyksistä tuli valvonnan kohteita. Tulevilla valvontajaksolla sähkön laatuun liittyvä regulaatio tiukentuu, jolloin myös pienjänniteverkon viat tulevat valvonnan kohteiksi. Tämän takia onkin tullut tärkeäksi tutkia verkkoyhtiön keskeytyksiä ja niistä aiheutuneita kustannuksia.

#### **3.1 Keskeytyskustannukset**

Verkonhaltijoille viasta aiheutuneet kokonaiskustannukset koostuvat keskeytyksestä aiheutuneen haitan hinnasta ja toimittamattomasta energiasta. Lisäksi vian sattuessa syntyy tapauskohtaisesti korjauskustannuksia. Keskeytyksestä aiheutuneen haitan hinta määritetään KAH-arvoilla. Nämä tarkoittavat keskeytyksestä asiakkaalle aiheutuneen haitan mukaisia arvoja. KAH-arvoilla saadaan laskettua keskeytyksille rahallinen arvo.

Asiakkaille aiheutunutta haittaa on tutkittu epäsuorilla analyttisillä menetelmillä, tapauskohtaisesti ja asiakaskyselyillä. Epäsuorat analyttiset menetelmät tarkoittavat erilaisten tunnuslukujen ja muuttujien tutkimista. KAH-arvo on riippuvainen sähkön käytön luonteesta. Asiakkaita on jaettu erilaisiin käyttäjäryhmiin, jotka ovat Suomessa kotitalous, maatalous, julkinen, palvelu ja teollisuus. Keskeytyksestä aiheutunut haitta on näissä ryhmissä hyvin vaihteleva. Esimerkiksi teollisuudessa prosessin katkeaminen luo suoran taloudellisen haitan, kun kotitalouksissa keskeytyksestä aiheutunut haitta on usein vaikeasti arvioitavissa oleva epäsuora haitta. Kotitalouksien kohdalla haitan suuruus on riippuvainen asiakkaan omasta näkemyksestä. Haitan määrää voidaan arvioida esimerkiksi kysymällä kuinka paljon asiakkaat haluaisivat maksaa paremmasta toimitusvarmuudesta tai kuinka paljon he haluaisivat korvauksia nykytasoa huonommasta varmuudesta. (Silvast 2005)

Uusin selvitys KAH-arvoista on tehty Teknillisen korkeakoulun ja Tampereen teknillisen yliopiston toimesta vuosina 2004-2005. Arvot perustuvat laajaan kyselytutkimukseen. Energiamarkkinavirasto käyttää verkkoyhtiöiden keskeytyskustannusten laskentaan KAH-arvoja, jotka ovat yksinkertaistettu kyseisen tutkimuksen tuloksista siten, että ne kuvaisivat asiakkaiden kokemaa haittaa mahdollisimman hyvin. KAH-arvoja määritettäessä on otettu huomioon asiakasryhmäpainotukset, eli arvot kuvaavat keskimääräisen verkkoyhtiön asiakasjakaamaa. Tulevaisuudessa erilaisilla asiakasryhmillä on erilaiset KAH-arvot, jolloin verkkoyhtiön asiakasjakauma vaikuttaa keskeytyskustannuksiin. Taulukosta 3.1 nähdään keskeytyksille määritetyt hinnat vuoden 2005 rahanarvossa. (Silvast 2005, EMV 2007)

Taulukko 3.1 Energiamarkkinaviraston käyttämät KAH-arvot vuoden 2005 rahanarvossa. (EMV 2007)

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		PJK	AJK
€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
1,1	11,0	0,5	6,8	0,55	1,1

Keskeytyskustannukset lasketaan nykyisin muuntopiiritasolla. Kustannukset riippuvat keskeytystyypistä, asiakkaiden käyttämästä tehosta ja keskeytysajasta. Vuoden 2005 rahanarvossa olevilla KAH-arvoilla laskettu keskeytyskustannus pitää korjata

vastaamaan kyseisen laskentavuoden rahanarvoa. Tämä tehdään käyttämällä Tilastokeskuksesta saatavia rakennuskustannusindeksejä. Korjaus tehdään laskemalla rakennuskustannusindeksin muutos vertaamalla laskettavan vuoden huhti-kesäkuun indeksilukujen keskiarvoa vuoden 2004 vastaavaan keskiarvoon. Keskeytyskustannuksia laskettaessa otetaan huomioon keskijänniteverkoista (1-70 kV) aiheutuneet keskeytykset. Ne painotetaan lisäksi vuosienenergioilla. Kustannukset lasketaan yhtälöllä

$$KAH_{t,k} = \left( \begin{array}{l} KA_{odott,t} \cdot H_{E,odott} + KM_{odott,t} \cdot H_{P,odott} + \\ KA_{suunn,t} \cdot H_{E,suunn} + KM_{suunn,t} \cdot H_{P,suunn} + \\ PJK_{lkm,t} \cdot H_{PJK} + AJK_{lkm,t} \cdot H_{AJK} \end{array} \right) \cdot \left( \frac{W_t}{t_t} \right) \cdot (1 + \Delta RKI_k) \quad (3.1)$$

missä	$KAH_{t,k}$	= keskeytyskustannus vuonna $t$ vuoden $k$ rahanarvossa [€]
	$KA_{odott,t}$	= asiakkaan keskimääräinen vuotuinen odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut keskeytysaika vuonna $t$ , [h]
	$H_{E,odott}$	= odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, [€/kWh]
	$KM_{odott,t}$	= asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytysmäärä vuonna $t$ , [kpl]
	$H_{P,odott}$	= odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, [€/kW]
	$KA_{suunn,t}$	= asiakkaan keskimääräinen vuotuinen suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut keskeytysaika vuonna $t$ , [h]
	$H_{E,suunn}$	= suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, [€/kWh]
	$KM_{suunn,t}$	= asiakkaan keskimääräinen vuotuinen suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut keskeytysmäärä vuonna $t$ , [kpl]
	$H_{P,suunn}$	= suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, [€/kW]
	$PJK_{lkm,t}$	= asiakkaan keskimääräinen vuotuinen pikajälleenkytkennöistä aiheutunut keskeytysmäärä vuonna $t$ , [kpl]
	$H_{PJK}$	= pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, [€/kW]
	$AJK_{lkm,t}$	= asiakkaan keskimääräinen vuotuinen aikajälleenkytkennöistä aiheutunut keskeytysmäärä vuonna $t$ , [kpl]
	$H_{AJK}$	= aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, [€/kW]
	$W_t$	= verkonhaltijan verkosta 0,4 kV ja 1-70 kV jännitteillä käyttäjille luovutettu energiamäärä vuonna $t$ , [kWh]
	$t_t$	= vuoden $t$ tuntien lukumäärä, [kpl] (EMV 2007)



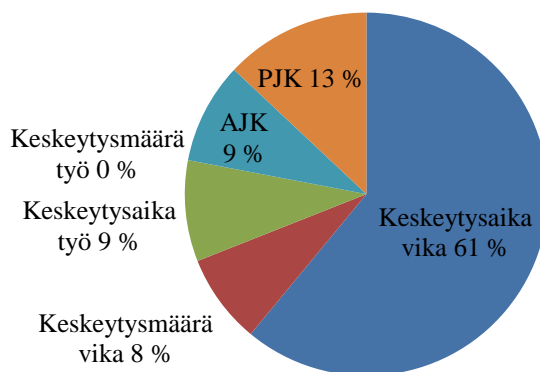
Rahanarvon korjaava rakennuskustannusindeksin muutos saadaan laskettua yhtälöllä

$$\Delta RKI_k = \frac{RKI_{k-1}}{RKI_{2004}} - 1 \quad (3.2)$$

missä  $\Delta RKI_k$  = rakennuskustannusindeksin muutos vuodelle  $k$   
 $RKI_k$  = rakennuskustannusindeksin (1995=100) huhti-kesäkuun indeksilukujen keskiarvo vuonna  $k$  (EMV 2007)

Verkkoyhtiöiden pitää toimittaa Energiamarkkinavirastolle vuosittain kymmenen tunnuslukua, jotka kuvaavat verkon sähköntoimitusvarmuutta. Tunnuslukuihin kuuluvat keskimääräiset keskeytysajat ja lukumäärät, joita tarvitaan keskeytyskustannusten laskentaan yhtälöllä (3.1). Lisäksi pitää ilmoittaa asiakkaan keskimääräiset keskeytysajat ja lukumäärät ilman energiapainotusta sekä kaikkien odottamattomien keskeytysten yhteenlaskettu vuotuinen lukumäärä jaoteltuna KJ- ja PJ-verkkoihin.

Merkittävin osa verkkoyhtiölle aiheutuneista keskeytyskustannuksista aiheutuu vikakeskeytyksistä ja erityisesti vikakeskeytysajasta. Kuvasta 3.1 nähdään kustannusten jakautuminen eri keskeytystyyppeihin.



Kuva 3.1 Keskeytyskustannusten keskimääräinen jakautuminen keskeytystyypeittäin. (Honkapuro 2006)

Pysyvien vikojen kesto aika aiheuttaa yli puolet keskeytyskustannuksista. Odottamattoman keskeytyksen sattuessa vikapaikka pyritään paikantamaan mahdollisimman nopeasti, jotta vikaantunut osa saadaan erotettua terveestä verkosta. Näin saadaan jatkettua sähköjakelua mahdollisimman monelle asiakkaalle mahdollisimman nopeasti. Sähkönjakelu toteutetaan vikatilanteissa mahdollisuuksien

mukaan varayhteyksiä käyttämällä. Nopealla vianerotuksella saadaan pienennettyä keskeytyskustannuksia.

Keskeytyskustannusten osuus verkkoyhtiön kokonaiskustannuksista vaihtelee lähes nollostas prosentista neljäänkymmeneen prosenttiin. Keskeytysten vaikutuksen merkitys on siis yhtiökohtaista. Kaikkien yhtiöiden keskeytyskustannusten keskiarvo kokonaiskustannuksista on 15 %. (Honkapuro 2006)

Pitkissä keskeytyksissä keskeytyskustannuksia lisäävät jo aiemmin voimassa olleet vakikorvaukset. Vakikorvaukset alkavat, kun keskeytyksen pituus on vähintään 12 tuntia. Asiakkaan saama korvaus määräytyy vuotuisen verkkopalvelumaksun perusteella. Keskeytyksen pituuden kasvaessa nousevat myös maksettavat korvaukset, seuraavien portaiden mukaan.

- Keskeytyksen pituus 12-24 tuntia, 10 % sähkökäyttäjän vuotuisesta verkkopalvelumaksusta
- Keskeytyksen pituus 24-72 tuntia, 25 % sähkökäyttäjän vuotuisesta verkkopalvelumaksusta
- Keskeytyksen pituus 72-120 tuntia, 50 % sähkökäyttäjän vuotuisesta verkkopalvelumaksusta
- Keskeytyksen pituus yli 120 tuntia, 100 % sähkökäyttäjän vuotuisesta verkkopalvelumaksusta

Vakikorvauksille on kuitenkin asetettu yläraja, joka on 700 € sähkökäyttäjää kohden. (Lepistö 2002)

Energiamarkkinaviraston valvonnan lisäksi pysyvien vikojen yhteydessä tulee suoriatulon menetyksiä toimittamattoman energian osalta. Sähköverkkoliiketoiminnan osalta kustannukset muodostuvat sähkönsiirrosta saatavan hinnan perusteella, kun tiedetään pysyvien keskeytysten määrät ja kestoajat. Lisäksi tarvitaan vuotuinen asiakkaille siirretty energiamäärä. ISS:n tapauksessa toimittamattomasta sähköstä ei tule merkittäviä kustannuksia. Vuoden 2007 tilastojen mukaan yli puolet siirretystä energiasta käytettiin kotitalouksissa, joissa suurin osa sähköstä kuluu kiinteistöjen ja veden lämmitykseen. Tällaisissa kulutuskohteissa sähkökatko aiheuttaa kulutuspiikin katkon jälkeen, koska lämpötilat ovat laskeneet. Tämä vähentää todellista toimittamattoman energian määrää.

### 3.1.1 Vertailutason määrittäminen

Sähkötoimituksen laadun vaikutus sallittuun tuottoon perustuu laadun paranemiseen tai huononemiseen. Verkkoyhtiöille määritetään yhtiökohtainen vertailutaso, joka kuvaa niiden normaalia keskeytystasoa. Toteutuneita keskeytyskustannuksia verrataan määritettyyn vertailutasoon, jolloin tiedetään sähkötoimituksen laadun muutos. Vertailutason tulisi kuvata mahdollisimman hyvin yhtiökohtaista normaalia sähkötoimituksen laatutasoa, jolloin laatu kannustin toimisi oikein. Yhtiökohtainen tehostamistavoite ilmaistaan prosentuaalisena. (EMV 2007)

Vertailutason määrittämiseksi käytetään verkonhaltijan toteutuneita keskeytyksiä tarpeeksi pitkältä ajalta. Liian suppean tilaston käyttöön sisältyy merkittävä virhemahdollisuus. Lappeenrannan teknillisen yliopiston 8.12.2006 päivätyssä tutkimuksessa sopivaksi ajanjaksoksi on esitetty neljää vuotta, joiden mukaan keskeytysten vertailutaso määritetään. Tällä mallilla vertailutasot voidaan määrittää vasta vuoden 2009 alussa, koska Energiamarkkinavirasto on kerännyt tarvittavia energiapainotettuja keskeytyslukuja vuodesta 2005 lähtien. (Honkapuro 2006)

Energiamarkkinavirasto on päättänyt ottaa toisella valvontajaksolla käyttöön LTY:ssa tehdyn tutkimuksen mukaisen mallin, jolloin verkkoyhtiöiden keskeytyskustannusten vertailutaso määritetään vuosien 2005-2008 keskeytystilastojen mukaan. Tällöin yksittäisen poikkeuksellisen vuoden vaikutus määritettävään vertailutasoon on vähäinen, joten verkonhaltijoilta ei selvitetä erikseen näkemystä omasta normaalista keskeytystasostaan. Toisen valvontajakson aikana vertailutaso vuodelle  $k$  lasketaan yhtälöllä

$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2005}^{2008} \left[ KAH_{t,k} \cdot \left( \frac{W_k}{W_t} \right) \right]}{4} \quad (3.3)$$

- missä  $KAH_{ref,k}$  = verkonhaltijan sähkötoimituksissa tapahtuneiden keskeytyskustannusten vertailuarvo vuodelle  $k$   
 $KAH_{t,k}$  = vuonna  $t$  toteutuneet keskeytyskustannukset vuoden  $k$  rahanarvossa  
 $W_k$  = verkonhaltijan verkosta 0,4 kV ja 1-70 kV jännitteillä käyttäjille luovutettu energiamäärä vuonna  $k$ , [kWh]

$W_t$  = verkonhaltijan verkosta 0,4 kV ja 1-70 kV jännitteillä käyttäjille luovutettu energiamäärä vuonna  $t$ , [kWh] (EMV 2007)

Vertailutaso on neljän vuoden toteutuneiden keskeytyskustannusten aritmeettinen keskiarvo korjattuna luovutetuilla energiamäärillä. Vertailutasot määritetään, kun Energiamarkkinavirastolla on käytettävissään myös vuoden 2008 keskeytystiedot. Verkkoyhtiöillä on kuitenkin tiedossa tuleva valvontamalli, jolloin sähkönsiirron hinnoittelua voidaan suunnitella, vaikka käytettävää vertailutasoa ei ole vielä tiedossa. (EMV 2007)

### 3.1.2 Poikkeukselliset olosuhteet

Keskeytyskustannukset saattavat vaihdella vuosittain hyvin paljon. Erityisesti sää- ja ilmastotekijät sekä eläimet saattavat nostaa yksittäisen vuoden keskeytystasoa merkittävästi. Myrskyttöminä ja vähälumisina vuosina keskeytystaso on puolestaan normaalia matalampi. Olosuhteiden vaihtelusta aiheutuvia muutoksia keskeytyskustannuksiin tapahtuu aina. Energiamarkkinavirasto ei määrittele milloin kyseessä on verkonhaltijalle poikkeuksellisista olosuhteista aiheutunut keskeytys. Kyseiset tapahtumat otetaan keskeytyskustannuslaskennassa huomioon, kuten muutkin keskeytykset. (EMV 2007)

Poikkeuksellisia olosuhteita kuitenkin kompensoidaan sallitun tuoton laskennassa, kun toteutuneiden keskeytyskustannusten ja vertailutason erotuksesta otetaan huomioon oikaistun tuloksen laskennassa vain puolet. Lisäksi kyseiselle erotukselle on määritetty raja-arvot, jolloin suurimpia poikkeamia ei oteta laskennassa huomioon. Erotuksen puolikas voi vastata korkeintaan kymmentä prosenttia yhtiön verojen jälkeen lasketusta kohtuullisesta tuotosta. (EMV 2007)

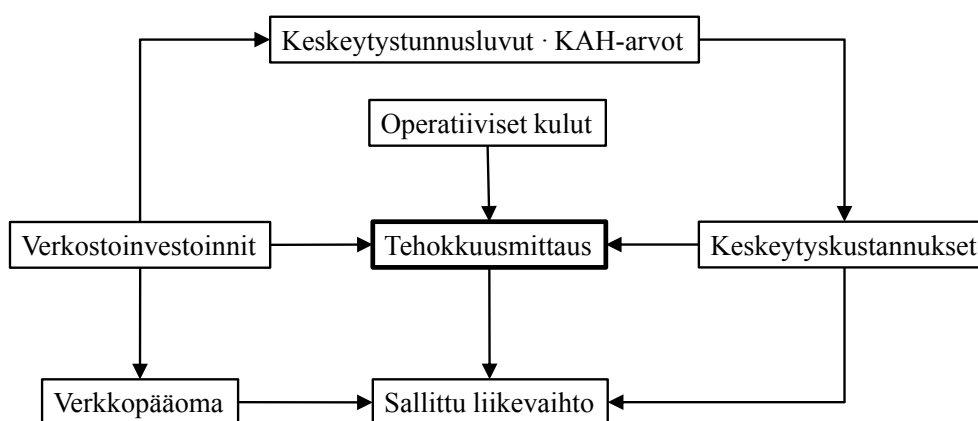
### 3.2 Verkkotoiminnan tehokkuus

Sähkönjakelun keskeytykset vaikuttavat yhtenä osana verkkotoiminnan tehokkuuden laskennassa. Toiminnan tehokkuutta analysoidaan DEA- ja SFA-malleilla. Molemmilla on omat heikot ja vahvat puolensa, joten Energiamarkkinavirasto käyttää verkkoyhtiöiden tehokkuuslaskennoissa DEA- ja SFA-malleilla saatujen tulosten keskiarvoa. Molempia malleja pidetään luotettavina, joten keskiarvo vähentää yksittäisellä mallilla laskettuihin lukuihin liittyvää epävarmuutta. (EMV 2007)

DEA-malli perustuu pääosiltaan Lappeenrannan teknillisen yliopiston 8.12.2006 päivätyn tutkimuksen mukaiseen malliin. Mallin muuttujat jakautuvat panostekijään ja tuotostekijöihin. Panostekijänä ovat asiakkaiden kokemat kokonaiskustannukset. Nämä muodostuvat kontrolloitavissa olevista operatiivisista kustannuksista, poistoista ja keskeytyskustannusten summasta. Tuotostekijöinä ovat sähköverkon kokonaispituus, verkonhaltijan käyttäjämäärä ja kulutukseen siirretyn energian arvo. (EMV 2007, Honkapuro 2006)

SFA-malli perustuu Gaia Consulting Oy:n 11.12.2006 ja 30.5.2007 päivätyissä selvityksissä esittämään malliin (Syrjänen 2006, Syrjänen 2007). Panos- ja tuotosmuuttujat ovat samat kuin DEA-mallissakin. Keskeisin ero mallien välillä on se, että SFA-mallissa kustannusfunktio muoto valitaan etukäteen. DEA-mallissa optimoidaan funktio mittauksessa käytettävän aineiston perusteella. (EMV 2007)

Kuvassa 3.2 nähdään yksinkertaistettu malli tehokkuusmittauksen periaatteesta verkkoliiketoiminnan valvonnassa.



Kuva 3.2 Tehokkuusmittaus osana verkkoliiketoiminnan valvontaa. (Honkapuro 2006)

Keskeytyskustannusten vertailutaso määritetään yhtiökohtaisesti, mutta tehokkuusmittauksessa verkkoyhtiöitä verrataan toisiinsa. Tästä johtuen pitää käyttää lähtötietoina tunnuslukuja, jotka ovat yhtiöiden välillä vertailukelpoisia. Toisen valvontajakson tehokkuusmittauksissa käytetään panos- ja tuotostekijöinä vuosien 2003-2006 keskiarvoja aina kun ne ovat saatavissa. Keskeytyskustannusten osalta käytetään

vuosien 2005 ja 2006 keskiarvoa, ellei verkkoyhtiöllä ole perusteltua näkemystä todellisesta pidemmän aikavälin keskeytyskustannustasosta. (EMV 2007)

### 3.3 Verkkoon sitoutunut pääoma

Sähköntoimituksen laadun parantamiseen kuuluu olennaisesti verkkoon tehtävät investoinnit. Tämän takia keskeytyskustannusten pienentäminen vaikuttaa myös investointikuluihin ja verkostoon sitoutuneeseen pääomaan. Energiamarkkinaviraston antamien menetelmien mukaan oikaistaan verkkoyhtiön tase. Tämän avulla tiedetään sitoutuneen pääoman määrä, ja sen jakautuminen omaan pääomaan sekä korolliseen ja korottomaan vieraaseen pääomaan.

Jakeluverkkoon sitoutuneen pääoman suuruutta ei määritellä sen kirjanpitoarvon perusteella, vaan verkolle lasketaan nykykäyttöarvo. Se saadaan verkon jälleenhankinta-arvon, keski-ään ja komponenteille määritetyn pitoajan perusteella. Jälleenhankinta-arvo kuvaa verkon uudelleenrakentamisen kustannuksia laskentahetken hintatasolla. Energiamarkkinavirasto on määritellyt verkostokomponenteille laskennassa käytettävät yksikköhinnat. Verkkoyhtiöt määrittelevät itse komponenttien pitoajat tiettyjen rajojen puitteissa ja ilmoittavat ne energiamaarkkinavirastolle. Toisella valvontajaksolla käytetään ensimmäisen valvontajakson aikana käytettyjä pitoaikoja. Verkkoyhtiö voi halutessaan esittää muutosta aikaisemmin ilmoittamiinsa pitoaikoihin, mutta tällöin vaihtoon pitää olla perustellut syyt. (EMV 2007)

Nykykäyttöarvon määrittäminen perustuu edellisen vuoden nykykäyttöarvoon, jälleenhankinta-arvosta tehtäviin tasapoistoihin ja sähköverkon investointeihin. Toisen valvontajakson alussa vuoden 2008 osalta käytetään poikkeavaa nykykäyttöarvon laskentamenetelmää, jossa käytetään saman vuoden jälleenhankinta-arvoa. Laskennoissa käytettävä nykykäyttöarvoprosentti tarkoittaa nykykäyttöarvon suhdetta vastaavaan jälleenhankinta-arvoon. Vuoden 2008 jälkeen nykykäyttöarvo lasketaan yhtälöllä

$$NKA_t = \sum_{h=1}^n (NKA_{t-1,h} - TP_{t-1,h} + INV_{t-1,h}) \quad (3.4)$$

missä  $NKA_{t-1,h}$  = komponentin tai komponenttiryhmän  $h$  nykykäyttöarvo vuonna  $t-1$  vuoden 2008 rahanarvossa

- $TP_{t-1,h}$  = komponentin tai komponenttiryhmän  $h$  jälleenhankinta-arvosta laskettu tasapoisto vuonna  $t-1$  vuoden 2008 rahanarvossa
- $INV_{t-1,h}$  = komponenttiin tai komponenttiryhmään  $h$  tehdyt korvaus- ja laajennusinvestoinnit vuonna  $t-1$  vuoden 2008 yksikköhinnoilla laskettuna (EMV 2007)

Nykykäyttöarvo määritetään vuosittain ja käytettävä jälleenhankinta-arvo lasketaan tammikuun ensimmäisen päivän verkon tilan perusteella. Lopuksi nykykäyttöarvo korjataan kyseisen vuoden rahanarvoon rakennuskustannusindeksin avulla. *JHA*:n ja *NKA*:n määrittämiseen tarvittavia tietoja ovat komponenttien määrätiedot, investointimäärätiedot, poistettujen komponenttien määrätiedot, komponenttien pitoajat ja tasapoistot. Verkon nykykäyttöarvo vaikuttaa yhdessä muun pääoman kanssa verkkoyhtiön sallittuun tuottoon. (EMV 2007)

### 3.4 Sallittu tuotto

Energiamarkkinaviraston valvontamallin tarkoituksena on määrittää kohtuullinen tuotto verkkoliiketoimintaan sijoitetulle pääomalle. Sallitun tuoton määrittämisen pohjana käytetään pääoman painotettua keskikustannusmallia eli WACC-mallia. Energiamarkkinavirasto käyttää toisella valvontajaksolla kiinteää pääomarakennetta, jolloin 30 % pääomasta on korollisia velkoja ja 70 % omaa pääomaa. Sallittu tuotto saadaan laskettua kyseisellä pääomarakenteella yhtälöllä

$$ST_t = \left( K_{op,t} \cdot \frac{70}{100} + K_{kvp,t} \cdot (1 - v_t) \cdot \frac{30}{100} \right) \cdot (KVP_t + OP_t) \quad (3.5)$$

johon pääoman kohtuulliset kustannukset saadaan yhtälöillä

$$K_{op,t} = p_{ris,t} + \beta_{vel} \cdot \left( 1 + (1 - v_t) \cdot \frac{30}{70} \right) \cdot RP + LP \quad (3.6)$$

$$K_{kvp,t} = p_{ris,t} + 0,6\% \quad (3.7)$$

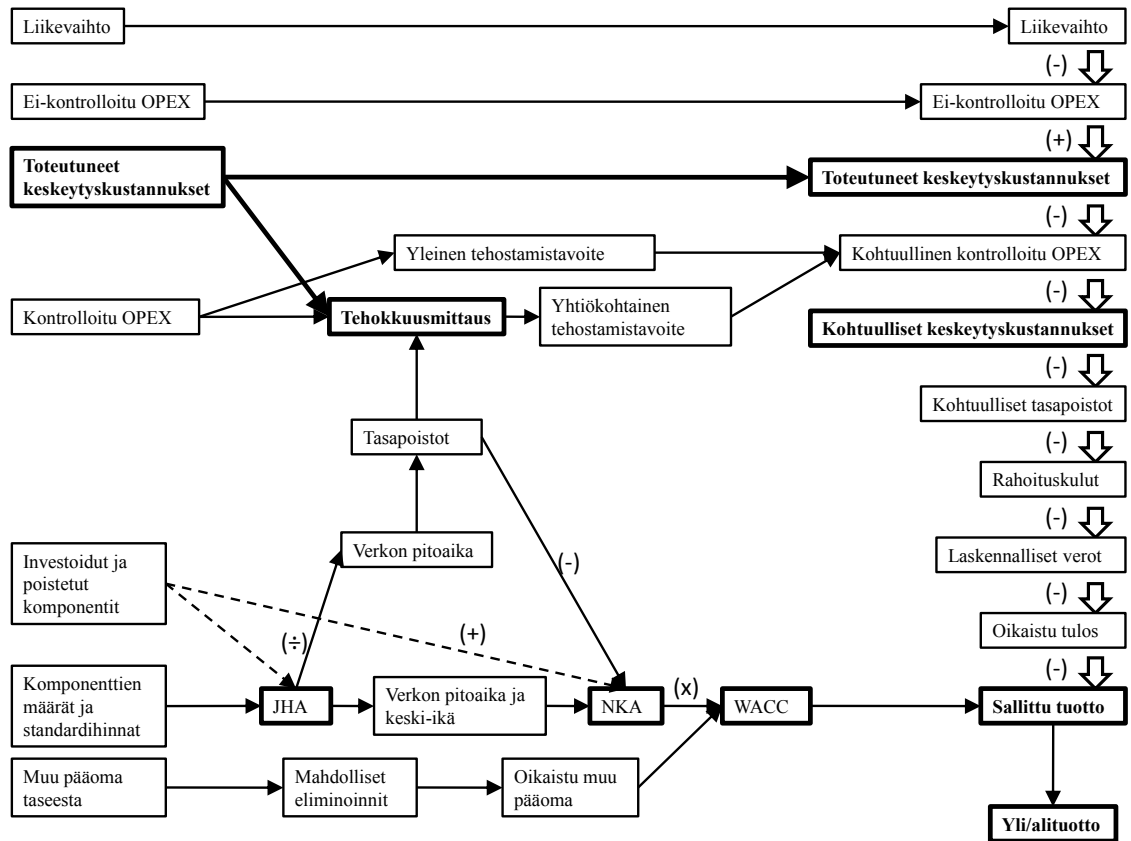
- missä  $ST_t$  = sallittu tuotto yhteisöverojen jälkeen vuonna  $t$
- $K_{op,t}$  = oman pääoman kohtuullinen kustannus vuonna  $t$
- $K_{kvp,t}$  = korollisen vieraan pääoman kohtuullinen kustannus vuonna  $t$
- $v_t$  = yhteisöverokanta vuonna  $t$

$KVP_t$	= verkkotoimintaan sitoutuneen korollisen vieraan pääoman määrä vuoden t lopussa
$OP_t$	= verkkotoimintaan sitoutuneen oman pääoman määrä vuoden t lopussa
$p_{ris,t}$	= vuodelle t sovellettava riskitön korkokanta
$\beta_{vel}$	= velaton beeta-kerroin
$RP$	= markkinoiden riskipremio
$LP$	= likvidittömyyspremio (EMV 2007)

Laskennassa käytettävä velaton beeta-kerroin kuvaa sijoituksen riskin määrää verrattuna keskimääräiseen riskisijoitukseen. Markkinoiden riskipremio kertoo, kuinka paljon enemmän riskipitoiselta sijoitukselta vaaditaan tuottoa verrattuna riskittömään. Likvidittömyyspremiosta nähdään kuinka vaikeaa sijoitus on muuttaa rahaksi. Energiamarkkinaviraston toisella valvontajaksolla sallitun tuoton laskentaan käyttämät parametrit näkyvät liitteessä I. (EMV 2007)

Keskeytykskustannukset vaikuttavat sallittuun tuottoon kahdella tavalla. Ne vaikuttavat verkkoyhtiön tehokkuuslaskentaan ja toisaalta suoraan oikaistun tuloksen laskentaan. Keskeytykskustannukset osana Energiamarkkinaviraston valvontamallia nähdään kuvasta 3.3.





Kuva 3.3 Energiamarkkinaviraston verkkoliiketoiminnan valvontamalli. (Honkapuro 2007)

Kuvassa näkyvät operaattorit kuvaavat kyseisessä kohdassa tapahtuvaa laskentaa. Keskeytyskustannukset ja niihin liittyvät investoinnit ovat kokonaisuutena merkittävä osa verkkoliiketoiminnan valvontamallia. Investoinnit vaikuttavat suoraan verkon jälleenhankinta-arvoon ja keski-ikään. Lisäksi ne vaikuttavat osaltaan tehokkuusmittaukseen. Toteutuneiden keskeytyskustannusten ja yhtiön vertailutason erotuksesta otetaan huomioon oikaistun tuloksen laskennassa puolet. Keskeytyskustannusten raja-arvot on määritelty siten, että erotuksen puolikas voi vastata enintään kymmentä prosenttia kyseisen vuoden verojen jälkeen lasketusta kohtuullisesta tuotosta. Energiamarkkinaviraston laskentamalli oikaistun tuloksen määrittämiseksi näkyy yksinkertaistettuna liitteessä II. (EMV 2007)

Verkkotoiminnan kohtuullinen tuotto määritetään laskemalla koko valvontajaksolle yli- tai alijäämä yhteisöverojen jälkeen. Laskennassa otetaan huomioon myös edelliseltä valvontajaksolta kertynyt yli- tai alijäämä. Laskentaperiaate näkyy tarkemmin liitteessä II.

### 3.5 Sähkötoimitusvarmuuden tunnusluvut

Sähkötoimitusvarmuutta koko jakelualueella kuvataan standardoiduilla tunnusluvuilla, joita ovat:

- SAIFI, System Average Interruption Frequency Index
- SAIDI, System Average Interruption Duration Index
- CAIDI, Customer Average Interruption Duration Index

SAIFI kuvaa asiakkaiden kokemaa keskeytysten keskimääräistä lukumäärää tietyllä aikavälillä, yleensä vuodessa. SAIDI kuvaa vastaavasti asiakkaiden kokemaa keskimääräistä keskeytysten kestoajaa ja CAIDI yksittäisen keskeytyksen keskipituutta. Suomessa keskijänniteverkon keskeytykset on tilastoitu muuntopiiritasolla, jolloin käytettävät tunnusluvut ovat T-SAIFI, T-SAIDI ja T-CAIDI. Nämä tunnusluvut eivät ota huomioon pienjänniteverkossa tapahtuvia vikoja, joten ne sopivat nykyiseen valvontamalliin hyvin. Muuntopiiritason sähkötoimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut lasketaan yhtälöillä

$$T - SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n mpk_i}{mp} \quad (3.8)$$

missä  $T-SAIFI$  = asiakkaiden kokema keskimääräinen keskeytysten lukumäärä  
 $mpk_i$  = niiden muuntopiirien lukumäärä, joihin keskeytys  $i$  on vaikuttanut  
 $mp$  = muuntopiirien kokonaismäärä jakelualueella

$$T - SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^x mpk_{ij} \cdot h_{ij}}{mp} \quad (3.9)$$

missä  $T-SAIDI$  = asiakkaiden kokema keskimääräinen keskeytysten kestoajaa  
 $n$  = keskeytysten lukumäärä  
 $x$  = kunkin keskeytyksen yhteydessä esiintyvien erilaisten kestoajojen määrä  
 $mpk_{ij}$  = muuntopiirien lukumäärä kullakin osa-alueella, jossa keskeytyksen kesto oli  $h_{ij}$   
 $mp$  = muuntopiirien kokonaismäärä jakelualueella

$$T - CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n mph_i}{\sum_{i=1}^n mpk_i} \quad (3.10)$$

- missä  $T-CAIDI$  = yksittäisen keskeytyksen keskimääräinen kestoaika  
 $mph_i$  = keskeytyksen  $i$  vaikutusalueella olleiden muuntopiirien yhteenlaskettu keskeytysaika  
 $mpk_i$  = niiden muuntopiirien lukumäärä, joihin keskeytys  $i$  on vaikuttanut (Energiateollisuus 2006)

## **4. JAKELUVERKON NYKYTILA**

ISS toimitti vuonna 2007 sähköä yli 23 000 käyttöpaikkaan. Jakeluverkostoon kuuluu kuusi sähköasemaa, ja sen pituus on pienjänniteverkkoineen lähes 2600 km. Runkona toimii 20 kV keskijänniteverkko. Sähköä siirrettiin asiakkaille vuoden aikana 263 GWh. Verkoston pituudesta noin kolmannes on 20 kV keskijänniteverkkoa ja loput 400 V pienjänniteverkkoa. Asiakkaiden lukumäärästä lähes 90 % on kotitalouksia, jotka käyttävät yli puolet siirretystä energiasta.

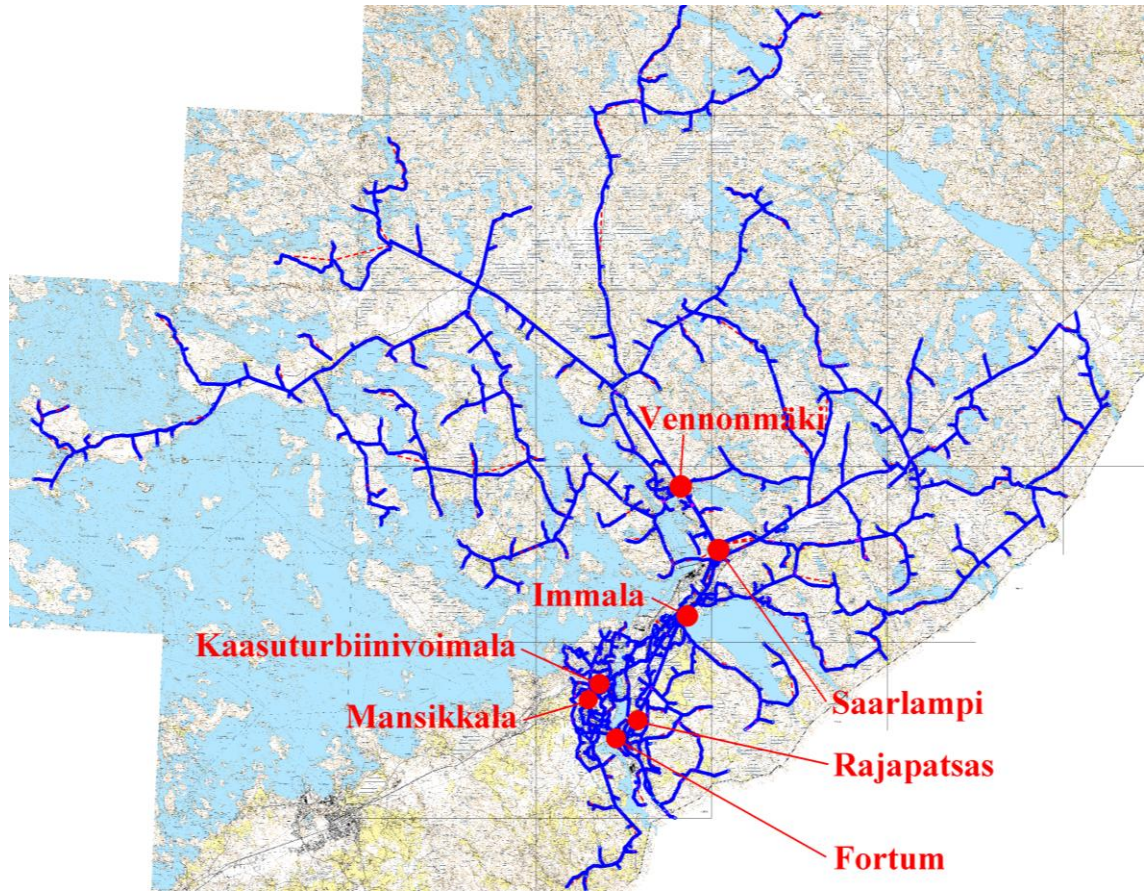
### **4.1 Keskijänniteverkon rakenne**

ISS toimittaa sähköä pääasiassa maaseutumaisessa ympäristössä. Suuri osa yli 800 km pituisesta keskijänniteverkosta sijaitsee metsäisessä ympäristössä. Siirretyt tehot ovat maaseudulla kohtuullisen pieniä, mikä näkyy mm. johdinten paksuuksissa. Noin 350 km keskijänniteverkosta on Sparrowta (AF40) tai pienempää.

Suurin osa keskijänniteverkosta on rakennettu päällystämättömillä avojohdoilla, mutta myös PAS-johtoja ja maakaapelia on käytetty. Keskijännitemaakaapelia käytetään lähinnä Imatran kaupungin alueella ja muissa taajamissa. Päällystettyjä avojohdoja on rakennettu noin 150 km, lähinnä teiden varsiin. Maakaapelointiaste koko keskijänniteverkossa on 13,6 % ja sen rakenne näkyy tarkemmin liitteen III taulukoissa.

Jakeluverkkoa voidaan syöttää seitsemästä eri pisteestä, joista viisi on Fingridin verkkoon liitettyjä sähköasemia. Kuvasta 4.1 nähdään sähköasemien sijainnit ISS:n keskijänniteverkossa. Imatran kaupungin alueen sähkönsyöttö tapahtuu pääasiassa Mansikkalan, Immalan ja Fortumin sähköasemilta sekä Rajapatsaalta muutaman lähdön kautta. Mansikkalan ja Immalan lähdoilla maakaapeliverkkoa on enemmän kuin ilmajohtoja. Muiden sähköasemien lähdot ovat suurimmaksi osaksi ilmajohtorakenteisia. Kantaverkkoon liitettyjen sähköasemien lisäksi alueella on Fortum Oy:n omistama vesivoimalaitos ja Imatran Energian omistama kaasuturbiinivoimala. Kaasuturbiinilaitoksella tehdään Imatran kaupungin tarvitsemaa kaukolämpöä, minkä lisäksi siitä saadaan enintään 8 MW sähkötehoa. Voimalan tuottama sähkö syötetään normaalisti Mansikkalan asemalle. Verkossa on myös neljässä kohtaa rajaerottimet naapurisähköyhtiöihin, jotka mahdollistavat teknisesti varayhteyksien käytön.

Varayhteysien käyttöä rajoittaa se, että ne sijaitsevat pitkien johtolähtöjen loppupäissä. Johdinpaksuudet ja tehonsiirtomahdollisuudet ovat pieniä.



Kuva 4.1 ISS:n keskijänniteverkko.

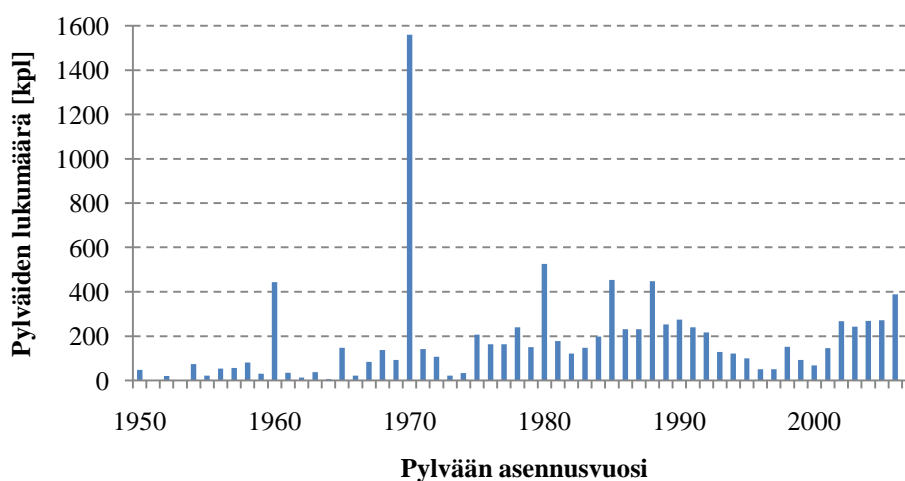
Sähkönjakelu hoidetaan normaalissa tilanteessa 48 keskijännitelähdöllä, jotka syöttävät noin 750 jakelumuuntajaa. Pisimmät johtolähdöt ovat jakelualueen pohjois- ja länsiosissa. Niitä syötetään Vennonmäen sähköasemalta, jonka kolme pisintä lähtöä ovat noin 100 km pitkiä. Näiden lisäksi Vennonmäen ja Saarlammen sähköasemilta syötetään yhteensä neljää noin 50 km pituista keskijännitelähtöä. Nämä pitkät johtolähdöt ovat keskeytyskustannusten kannalta merkittäviä, koska niissä on pituutensa ja sijaintinsa takia runsaasti sekä pysyviä vikoja että jälleenkytkentöjä.

Keskijänniteverkossa on tällä hetkellä 254 käsin ohjattavaa erotinta ja 27 kauko-ohjattavaa erotinasemaa. Koko keskijänniteverkon pituuteen suhteutettuna keskimääräinen erotinväli on noin 3 km. Erottimien määrät näkyvät liitteen III taulukossa 3. Erotinvälin pituus vaikuttaa olennaisesti vianerotuksen tehokkuuteen.

Lyhyillä erotinväleillä vikojen keskimääräistä keskipituutta asiakkaille saadaan pienennettyä. Erottimen kauko-ohjaus lyhentää merkittävästi ohjausaikaa. ISS:n vikatilastoista tutkittiin keskimääräistä aikaa vian alkamisesta ensimmäiseen erotinohjaukseen. Tuloksena saatiin 2005-2007 vikatilastojen perusteella, että kauko-ohjattavan erottimen ohjausaika on 11 minuuttia ja maaseudulla sijaitsevien käsin ohjattavien erottimien 68 minuuttia. Mansikkalan ja Fortumin sähköasemien syöttämällä lähdöillä käsin ohjattavien erottimien ohjausaika on olennaisesti lyhyempi kuin muilla sähköasemilla, joten ne tutkittiin erikseen. Näille lähdöille on ISS:n toimipisteestä lyhyin matka, jolloin ohjausaikaan vaikuttaa suoraan niiden maantieteellinen sijainti. Näiden sähköasemien kohdalla keskimääräinen käsin ohjattavien erottimien ohjausaika on 35 minuuttia. Mahdollisten erotininvestointien kohdalla kannattavuuksia lasketaan näiden ohjausaikojen mukaisesti.

## 4.2 Verkon ikä

Kokonaisuutena ISS:n sähköverkko on kohtuullisen nuori, keski-ikä ollessa 20,6 vuotta. Verkosto on siis keskimäärin uudempaa verrattuna koko Suomen jakeluverkostoihin. Tämä johtuu siitä, että ISS:n jakeluverkko on laajentunut, kun siihen on ajan mittaan liitetty pienempiä osa-alueita. Nämä verkko-osuudet ovat pääosin hankinnan yhteydessä uudistettu. Verkostoon tehtyjen investointien summa on ollut edellisinä vuosina selvästi tasapoistojen summaa suurempi. Tästä johtuen verkon nykyarvoprosentti on ollut nousussa ja se oli vuonna 2007 60,9 %. Keski-jänniteverkon pylväiden ikäjakauma näkyy kuvassa 4.2.



Kuva 4.2 Keski-jännitepylväiden ikäjakauma.

Vuonna 1970 on asennettu huomattava määrä uusia pylviäitä, jotka sijaitsevat verkkotietojärjestelmän mukaan ympäri jakelualueita. Nämä pylviäät alkavat olla käyttöikänsä lopussa. Muilta osin verkon alhainen keski-ikä näkyy suoraan pylvaiden ikäjakaumasta. Tasavuosikymmenien suurempiin lukuihin vaikuttaa osaltaan myös se, että pylvaiden tarkastuksen yhteydessä ikä arvioidaan, mikäli tarkkaa tietoa ei ole nähtävillä. Arviot ovat usein tasavuosikymmeniä.

### **4.3 Vikaherkät alueet**

Keskijänniteverkon vikataajuuksia ja vikojen pituuksia on tutkittu vuosien 2005-2007 vikatilastoista. Tältä ajalta ISS:n verkosta on olemassa yhteneväinen vikojen tilastointi, jolloin arvot ovat vertailukelpoisia keskenään. Kyse on lyhyestä aikavälistä, joten tuloksissa voi olla satunnaisvaihteluja, jotka tasoittuvat pidemmällä aikavälillä. Lähtökohtaiset vikojen keskipituudet ja vikataajuudet on laskettu kolmen vuoden tiedoilla aritmeettisina keskiarvoina. Vikataajuuksien laskennassa sataa kilometriä kohden on otettu huomioon lähtöjen mahdolliset pituuksien muutokset.

Rajapatsaan sähköasemalta on vikatilastoa vasta vuoden ajalta, koska asema otettiin käyttöön vuoden 2007 aikana. Lisäksi käyttöönottovuoden vikatilasto saattaa poiketa myöhempisiin vuosiin verrattuna. Tämän aseman lähtöjen pysyvien vikojen määrää ja pituutta on arvioitu 2007 tilaston lisäksi tutkimalla muuntopiirikohtaisesti vuosien 2005 ja 2006 vikoja, jotka on sijoitettu nykyisille lähdoille. Jälleenkytkentöjen osalta tällaista arviota ei ole mahdollista tehdä, joten tiedot perustuvat vain yhden vuoden tilastoon. Tämän takia Rajapatsaan keskeytystiedot eivät ole täysin vertailukelpoisia muihin sähköasemiin verrattuna. Esimerkiksi jälleenkytkentöjä ei ole tapahtunut useilla lähdoilla vielä ollenkaan. Keskijänniteverkon vikatiedot löytyvät lähtökohtaisesti liitteen III taulukosta 5.

Vikataajuudeltaan huonoja johtolähtöjä löytyy etenkin Vennonmäen, Mansikkalan ja Rajapatsaan sähköasemilta. Liitteen III keskeytystaulukosta nähdään, että suurimmat vikataajuudet ovat Vennonmäen sähköaseman lyhyillä johtolähdoilla. Näillä lähdoilla ei ole vuositasolla montaa vikaa, mutta lähtöjen lyhyt pituus nostaa pienilläkin määrillä vikataajuuden korkeaksi. Rasilan lyhyen johtolähdön suuri vikataajuus on huomattu jo aikaisemmin, koska lähdoilla on ollut vikoja, joiden syytä ei ole saatu vielä selville.

Eniten vikoja vuosittain tapahtuu Vennonmäen ja Saarlammen sähköasemien pitkillä johtolähdöillä. Suurin määrä sekä pysyviä vikoja että jälleenkytkentöjä on Äitsaaren lähdöllä, joka kulkee suurimmaksi osaksi saaristossa. Mansikkalan sähköasemalla vikoja sattuu erityisesti Karhumäen ja Mustalammen lähdöillä. Rajapatsaan uudella sähköasemalla vikoja aiheutuu eniten Teppanalan ja Jäppilänniemen johtolähdöillä. Kokonaisuutena vikaherkin sähköasema lähtöinen on Vennonmäen asema, joka syöttää jakelualueen pohjois- ja länsiosia. Saarlammen sähköaseman syöttämällä lähdöillä ei ole erityisen suuria vikataajuuksia sataa kilometriä kohden, mutta lähtöjen pituus tekee niistä merkittäviä keskeytyskustannusten kannalta. Varmimmat lähdöt ovat toteutettu pääosin maakaapeleilla. Ne erottuvat liitteen III taulukosta 5 selkeästi, koska niissä ei ole jälleenkytkentöjä käytössä. Tulosten perusteella voidaan todeta, että maakaapelointi vähentää selkeästi keskijännitelähdön vikoja.

Pysyvien vikojen sijainteja on tutkittu keskeytystilastoista vikojen rajausten perusteella. Tällä menetelmällä voidaan selvittää vian sijainti korkeintaan yhden erotinvälin tarkkuudella. Tarkkuus riittää kuitenkin antamaan käsitystä millä alueilla vikoja on erityisen paljon tai erityisen vähän. Vikojen sijainnit merkittiin Xpower-verkkotietojärjestelmään karttapohjalle, jolloin vikapaikat olivat selkeästi nähtävissä. Pääosin vikoja esiintyy tasaisesti koko jakelualueella. Huomiota kuitenkin herättää Jukajärven lähtö, jossa vikoja näyttää esiintyvän runsaimmin sen pohjoishaaran loppuosissa.

Jälleenkytkentöjen osalta suurimmat vikataajuudet löytyvät pääosin samoilta lähdöiltä kuin pysyvien vikojen osalta. Suurimmat pikajälleenkytkentätaajuudet ovat lyhyellä Kuparintien lähdöllä sekä Rasilan, Käringin ja Niskapietilän lähdöillä. Jälleenkytkennät eivät ole käytössä niillä lähdöillä, joissa suurin osa pituudesta on maakaapelia. Maakaapelilähtöjen viat ovat yleensä pysyviä, joten jälleenkytkennöistä ei olisi niissä apua.

Pitkille Vennonmäen ja Saarlammen sähköasemien syöttämille johtolähdöille täytyy etsiä ratkaisuja, joilla vikoja ja etenkin jälleenkytkentöjä saataisiin vähennettyä. Lisäksi näillä lähdöillä on mietittävä sopivia keinoja, joilla vikojen vaikutusaikaa ja -aluetta saadaan pienennettyä.



#### 4.4 Keskijänniteverkon käyttövarmuustaso

Jakeluverkon käyttövarmuutta kokonaisuutena arvioidaan energiamarkkinavirastolle lähetettyjen energiapainotettujen tunnuslukujen mukaan. Energiateollisuus kerää verkkoyhtiöiltä vikatilastot rivitietoina ja tekee niiden perusteella keskeytystilaston koko Suomen sähkönjakelun käyttövarmuudesta. Kyseisessä tilastossa on huomioitu lähes kaikkien suomalaisten verkonhaltijoiden keskeytystiedot. (Energiateollisuus 2007)

Taulukossa 4.1 on vertailtu ISS:n keskeytystunnuslukuja Energiateollisuuden tekemien keskeytystilastojen vastaaviin lukuihin. Luvut kuvaavat keskeytyksien vuotuista pituutta ja lukumäärää asiakasta kohden. Vertailussa käytetyt tunnusluvut on laskettu vuosien 2005-2007 tilastojen perusteella. Aikaväli on lyhyt, mutta kyseiseltä ajalta on saatavissa yhtenäiset energiapainotetut tunnusluvut. Pysyvien vikojen osalta ISS:n jakeluverkko ei poikkea paljon yleisestä tasosta, mutta jälleenkytkentöjä on selkeästi enemmän.

Taulukko 4.1 Energiapainotettujen asiakaskohtaisten keskeytystunnuslukujen vertailua.

Keskeytyslaji	Energiateollisuuden keskeytystilasto	ISS OY
Odottamattomat pitkät keskeytykset	1,25 h/a	1,16 h/a
Suunnitellut keskeytykset	1,90 kpl/a	1,25 kpl/a
	0,41 h/a	0,40 h/a
	0,24 kpl/a	0,28 kpl/a
AJK:t	0,61 kpl/a	0,92 kpl/a
PJK:t	1,89 kpl/a	4,86 kpl/a

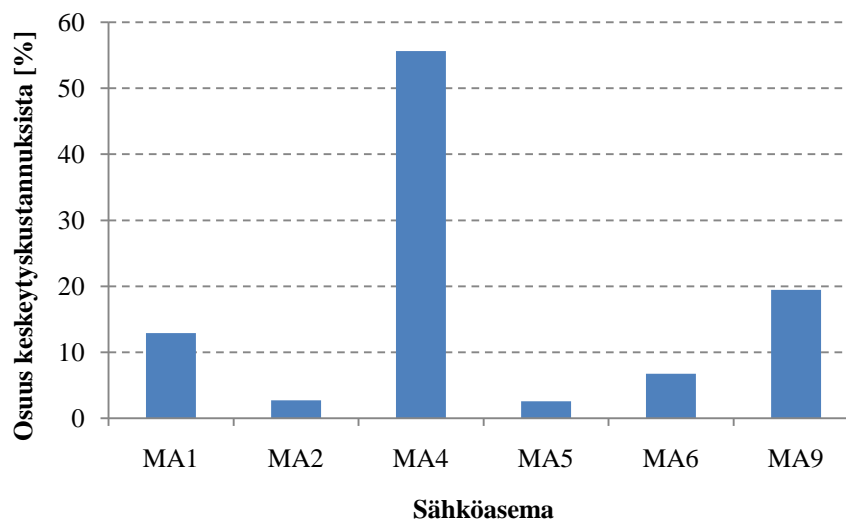
Erityinen ongelma jakeluverkossa näyttää olevan jälleenkytkentöjen kohdalla. Erityisesti pikajälleenkytkentöjä on paljon, noin kaksinkertainen määrä yleiseen tasoon verrattuna. Tähän vaikuttavat erityisesti ISS:n jakelualueen maaseudulla olevat pitkät metsäiset lähdöt. Vennonmäen sähköasema syöttää neljää pitkää johtolähtöä, joista jokaisella on yli 40 PJK:tä vuodessa. Pahin tilanne on Äitsaaren johtolähdöllä, jossa on yli 48 PJK:tä vuodessa eli sähkökatkoja on keskimäärin lähes joka viikko.

#### 4.5 Nykyiset keskeytyskustannukset

ISS:n jakeluverkon keskeytyskustannusten keskiarvo vuosien 2005-2007 ajalta on 646 k€/a, vuoden 2007 rahanarvossa. Vuosittaiset keskeytyskustannukset on laskettu energiamarkkinavirastolle ilmoitettujen keskeytystunnuslukujen mukaan yhtälöllä (3.1).

Vuosittainen vaihtelu on ollut huomattavaa, parhaimman vuoden 517 k€:sta huonoimman vuoden 769 k€:oon. Energiamarkkinavirasto ilmoittaa keskeytyskustannusten yhtiökohtaisen referenssitason, kun myös vuoden 2008 vikatilastot ovat käytettävissä. Mikäli vuosi 2008 ei poikkea olennaisesti edellisistä vuosista, referenssitaso tulee olemaan ISS:llä 650 k€ suuruusluokkaa. Arvio on määritetty kolmen vuoden perusteella muokkaamalla yhtälöä (3.3).

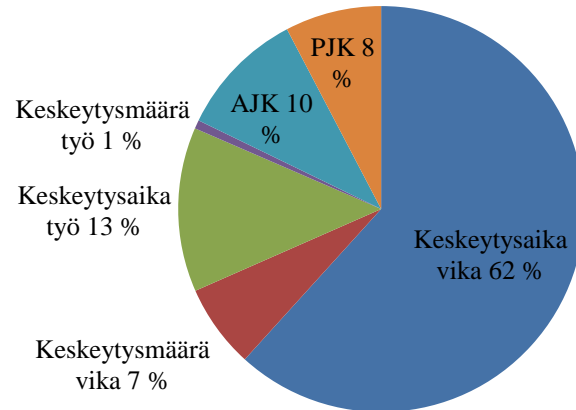
Jakeluverkosta on tutkittu lähtökohtaiset keskeytyskustannukset laskettujen vikatiетоjen perusteella, ja ne näkyvät liitteen III taulukossa 5. Lähtökohtaisten keskeytyskustannusten summa ei ole täsmälleen sama kuin Energiamarkkinavirastolle ilmoitettujen tunnuslukujen määrittämät kustannukset. Tämä johtuu siitä, että joidenkin lähtöjen kohdalla lähtötietoja on liian vähän, jolloin keskiarvolaskenta vääristyy. Lisäksi lähtökohtaiset keskeytyskustannukset on laskettu uusimmilla energiatiedoilla, jotka on päivitetty Xpower-verkkotietojärjestelmään toukokuussa 2008. Liitteen III vikataulukosta voidaan tarkastella lähtöjen keskeytyskustannuksia. Kuvassa 4.3 näkyy sähköasemien osuudet kokonaiskeskeytyskustannuksista.



Kuva 4.3 Keskeytyskustannusosuudet sähköasemittain.

Energiamarkkinavirastolle ilmoitettujen lukujen perusteella vioista aiheutuvat keskimääräiset keskeytyskustannukset ovat vuoden 2007 rahanarvossa 557 k€/a. Keskiarvojen perusteella viat aiheuttavat noin 80 % ISS:n jakeluverkon keskeytyskustannuksista. Loput tulevat suunnitelluista keskeytyksistä. Kuvasta 4.4

nähdään ISS:n jakeluverkon keskeytyskustannusten aiheuttajat keskeytystyypeittäin. Osuudet eivät poikkea olennaisesti yleisestä tilanteesta, mikä näkyy kuvassa 3.1.



Kuva 4.4 Keskeytyskustannusten jakautuminen keskeytystyypeittäin.

Liitteen III keskeytystaulukko on järjestetty keskeytyskustannusten mukaan huonoimmasta parhaimpaan. Taulukosta nähdään, että aiemmin mainitut vikaherkät alueet aiheuttavat jakeluverkon suurimmat keskeytyskustannukset. Lähtöjen keskitehot ja vikojen keskipituudet vaikuttavat tuloksiin selvästi. Aaponkadun ja Helsingintien lähtöjen kohdalla keskimääräinen keskeytyksen pituus ei todennäköisesti kerro pitkän aikavälin totuutta. Lähdöillä on sattunut kolmen vuoden aikana poikkeuksellisen pitkät keskeytykset, jotka vaikuttavat pienellä lähtötietojen määrällä keskiarvoon voimakkaasti. Muillakin lähdöillä löytyy yksittäisinä vuosina tapahtuneita pidempiä vikoja. Esimerkiksi Meltolan ja Kurkivuoren vikojen keskimääräinen pituus aiheutuu vuoden 2007 pitkistä keskeytyksistä, mutta muuten lähdöillä ei ole tapahtunut vikoja. Karhumäen lähdön keskeytyskustannuksia nostaa korkeahko keskiteho. Kokonaiskeskeytyskustannuksia laskiessa nämä tekijät eivät vaikuta paljon, mutta yksittäisiä lähtöjä toisiinsa verratessa tällaiset tekijät on syytä ottaa huomioon. Liitteen III keskeytystaulukon perusteella voidaan hahmottaa, mitkä lähdöt ovat keskeytyskustannusten kannalta ISS:n jakeluverkossa kaikkein ongelmallisimmat.

Suurin yksittäinen keskeytyskustannusten aiheuttaja on Äitsaaren lähtö, josta aiheutuu kustannuksia 104 k€/a. Keskeytystaulukosta huomataan, että kymmenestä huonoimmasta lähdöstä kahdeksan on joko Vennonmäen tai Saarlammen lähtöjä. Loput kaksi lähtöä ovat Mansikkalan sähköaseman syöttämiä. Vennonmäen syöttämät lähdöt

aiheuttavat yli puolet koko jakelualan keskeytyskustannuksista. Jakelualan länsi-, pohjois- ja itäosiin on selvästi etsittävä keskeytyskustannuksia pienentäviä ratkaisuja.

#### 4.6 Kuormitusennuste

Jakelualueella ei ole tiedossa merkittäviä tehonkasvualueita, jotka vaikuttaisivat investointien suunnitteluun. Vapaa-ajan asuntoja tulee jatkuvasti lisää, mutta toisaalta Tilastokeskuksen tietokantojen mukaan esimerkiksi Imatran kunnan väkiluku laskee tulevaisuudessa. Pekka Roivainen on vuonna 2002 arvioinut ISS:n vuosikulutuksen kasvuksi 2,2 % (Roivainen 2003). Todellisuudessa tehot eivät ole kasvaneet näin paljon. Vuosikulutuksen kasvun arvioidaan olevan tulevaisuudessa 1,4 %.

#### 4.7 Yhteenveto lähtötiedoista

ISS:n jakeluverkon nykytilan selvityksen perusteella saatiin tarvittavat tiedot, joiden perusteella investointivaihtoehtoja voidaan alkaa suunnitella käyttövarmuuden parantamiseksi. Lisäksi suunnittelussa tarvitaan lähtötietoja, joiden avulla voidaan arvioida investointien taloudellista kannattavuutta. Taulukkoon 4.2 on koottu ISS:n jakeluverkon vikatiedot ja ohjausajat, sekä korkotaso investointilaskelmia varten.

Taulukko 4.2 Yhteenveto lähtötiedoista.

<b>Lähtötieto</b>	<b>Arvo</b>
Keskimääräinen vikataajuus, pysyvät viat [1/100 km,a]	7,93
Keskimääräinen pysyvän keskeytyksen pituus [h/keskeytys]	0,92
Keskimääräinen vikataajuus, PJK [1/100 km,a]	43,73
Keskimääräinen vikataajuus, AJK [1/100 km,a]	7,93
Keskimääräinen ohjausaika, kauko-ohjattava erotin [min]	11
Keskimääräinen ohjausaika, käsin ohjattava erotin [min]	68
Korkotaso [%]	5
Vuosikulutuksen kasvu [%]	1,4

## 5. KÄYTTÖVARMUUDEN KEHITTÄMINEN

Jakeluverkon luotettavuutta kehitetään nykytilatutkimuksen perusteella. Useista vaihtoehdoista valitaan ne investoinnit, jotka soveltuvat parhaiten vähentämään ISS:n jakeluverkossa tapahtuvia keskeytyksiä ja niistä aiheutuvia kustannuksia. Menetelmien soveltuvuuksia tutkitaan taulukossa 4.2 näkyvien lähtöarvojen perusteella. Tutkittavien verkostokomponenttien pitoajat ja energiamarkkinaviraston määrittelemät hinnat näkyvät liitteessä IV. Investointilaskennan periaatteet on esitetty tarkemmin luvussa 6.1.

Kaikilla tekniikoilla on erilainen vaikutus verkon käyttövarmuuteen. Taulukosta 5.1 nähdään miten eräät vaihtoehdot vaikuttavat jakeluverkon luotettavuuteen.

Taulukko 5.1 Eri tekniikoiden vaikutus jakeluverkon luotettavuuteen, >> vähenee olennaisesti, > vähenee hieman, - vähäinen tai ei vaikutusta. (Lakervi 2008)

	Pysyvien vikojen määrä		Pysyvien vikojen kesto/as.	Työkeskeytykset/as.	Jälleenytyöntöjen määrä/as.
	Absoluuttisesti	kpl/as.			
Uudet sähköasemat	-	>>	>	-	>>
Kaapelointi (keski- ja pienjänniteverkot)	>>	>>	-	-	>>
PAS-johdot	>	>	-	-	>
Tienvarteen rakentaminen	>	>	>	-	>
1000 V sähkönjakelu	>	>>	-	-	>>
Pylväskatkaisijat	-	>>	-	-	>>
Kauko-ohjattavat erottimet	-	-	>>	-	-
Varayhteydet	-	-	>>	>>	-
Valvomoautomaatio	(>)	(>)	>>	>	-
Maasulkuvirtojen sammutus	-	-	-	-	>>
Varavoima	-	-	>	>>	-
Yhteistyö	>	>	>	-	-

### 5.1 Sähköasemat

Sähköasema on jakeluverkon tärkein ja arvokkain yksittäinen osa. Yleensä niissä muutetaan 110 kV suurjännite 20 kV keskijännitteeksi, jota syötetään johtolähdöille. Asemat vaikuttavat erittäin merkittävästi sähkönjakelun luotettavuuteen. Niiden sijainti

ja lukumäärä vaikuttavat suoraan johtolähtöjen kulkureitteihin ja pituuksiin. Suurempi sähköasemien määrä pilkkoo verkkoa pienempiin suojausalueisiin, jolloin vikojen vaikutusalueet pienenevät.

Sähköasemilla on suuri kokonaisvaikutus verkkoon. Suojausalueiden pienentyessä sekä pysyvien vikojen että jälleenkytkentöjen määrä asiakasta kohden pienenee. Lisäksi pysyvien vikojen vaikutusaikaa saadaan pienennettyä asiakasta kohden. Suurempi sähköasemien määrä myös pienentää maasulkuvirtoja, koska galvaanisesti yhteenkytketty verkko pienenee. Tämä pienentää maasulkuvirran kompensoinnin tarvetta ja mahdollistaa maakaapelin käyttöä.

Suurhäiriöiden osalta uudet sähköasemat eivät vaikuta suoraan vikojen määrään, mutta ne helpottavat vikojen korjaamista. Myrskyjen jälkeen on käytettävissä enemmän syöttöpisteitä, joissa on melko varmasti sähköä käytettävissä käyttövarman kantaverkon ansiosta. Lisäksi suurempi sähköasemien määrä mahdollistaa monipuolisemmat varasyöttötilanteet. Riittävän tiheässä olevat sähköasemat mahdollistavat myös toisen aseman korvaamisen, esimerkiksi päämuuntajavikojen sattuessa. (Lohjala 2005)

Sähköasemainvestoinnit ovat kalliita ja toisaalta tehonsiirron kannalta uusille asemille ei ole enää usein tarvetta. Uudet asemat ovat tällöin käyttövarmuusinvestointeja. Sähköasemat ovat kuitenkin kustannustehokkaita ratkaisuja, jos käyttövarmuus on niin heikko, että sitä on pakko parantaa jollain keinolla. Tällaisissa tilanteissa asemainvestointia ei voida perustella pelkästään taloudellisen kannattavuuden näkökulmasta. (Lohjala 2005)

Uudet kevyet sähköasemat ovat parantaneet investointimahdollisuuksia alhaisemman hinnan ansiosta. Nykyisin uuden aseman voi saada päämuuntajineen edullisimmillaan 500 k€. Tämä mahdollistaa sähköasemien rakentamisen alueille, joissa käyttövarmuus on heikko, mutta tehonsiirron kannalta uudelle asemalle ei ole tarvetta. Sähköasemainvestoinnin kustannuksia voidaan havainnollistaa vertaamalla niitä erilaisiin johdininvestointeihin. Kevyen sähköaseman hinnalla voidaan rakentaa maakaapelia 10 km tai siirtää avojohtoa tienvarteen 25 km, mitkä vaikuttavat paljon pienempään asiakasjoukkoon. (Lakervi 2008, Lohjala 2005)

Sähköasemainvestoinnin kustannuksiin vaikuttavat olennaisesti myös tarvittavat lisäinvestoinnit. Jos uudelle asemalle pitää rakentaa 110 kV suurjännitejohto, niin kustannukset nousevat selvästi. Tilannetta helpottaa pienten sähköasemien kohdalla uudet kevyet 110 kV johdot, jotka ovat kustannuksiltaan edullisempia. Myös uusille keskijännitejohdoille voi syntyä tarvetta uuden syöttöpisteen seurauksena. Lisäksi vanhoja keskijännitejohtoja voidaan joutua saneeraamaan, koska uusi sähköasema kasvattaa verkon oikosulkuvirtoja. Johdinten oikosulkukestoisuus saattaa ylittyä etenkin uuden sähköaseman läheisyydessä. Toisaalta uusi sähköasema pienentää jännitteenalennuksia, mikä vähentää pienjänniteverkkojen saneeraustarvetta.

ISS:n jakelualueella on mahdollisia paikkoja uudelle sähköasemalle nykyisen Syyspohjan lähdön varrella jakelualueen pohjoisosassa sekä Käringin lähdöllä jakelualueen itäosassa. Molemmissa paikoissa kulkee valmiiksi kantaverkko, joten uutta 110 kV linjaa ei tarvitsisi rakentaa. Sähköasemilla saataisiin pilkottua nykyisin Vennonmäen ja Saarlammen sähköasemien syöttämiä pitkiä johtolähtöjä pienempiin osiin. Tämä parantaisi selvästi näiden vikaherkkien lähtöjen käyttövarmuutta. Lisäksi uudet sähköasemat parantaisivat selkeästi varasyöttömahdollisuuksia. Nykyisin varasyötöt on erityisen hankala toteuttaa, jos Vennonmäen tai Saarlammen kiskosto vaurioituisi. Tällöin lähtöjä ei saada syötettyä toiselta asemalta kiskoston kautta. Tästä näkökulmasta kiskoston vaurioituminen on kriittisempää kuin päämuuntajan vaurioituminen.

## **5.2 Johtimet**

Johtimilla on suuri vaikutus verkon käyttövarmuuteen. ISS:n jakelualueen uusien liittymien myötä keskijänniteverkkoa joudutaan rakentamaan jatkuvasti lyhyitä pätkiä lisää. Lisäksi verkkoon on suunnitteilla muutamia uusia varayhteyksiä pitkien haarojen välille. Jakeluverkon nuoresta keski-ikästä johtuen laajamittaisille johdinsaneerauksille ei ole välitöntä tarvetta. Tulevaisuudessa johtimia joudutaan kuitenkin uusimaan, joten on tarpeellista tutkia eri vaihtoehtojen vaikutusta verkon käyttövarmuuteen. Oikeilla valinnoilla voidaan johdinsaneerauksen yhteydessä parantaa myös sähkönjakelun luotettavuutta.

### 5.2.1 Maakaapelointi

Maakaapelointi on kallista, mutta sillä saavutetaan usein merkittävästi avojohtoja parempi käyttövarmuus. Maakaapeleita käytettäessä vikataajuus pienenee 50-80 % avojohtoihin verrattuna. Lisäksi jälleenkytkennöistä aiheutuvat keskeytyskustannukset poistuvat kokonaan. (Partanen 2006)

Maakaapeloinnin investointikustannusten lisäksi on otettava huomioon muitakin tekijöitä. Verkossa esiintyviä vikoja ei löydetä eikä pystytä korjaamaan niin nopeasti kuin avojohtoisilla. Tämän takia maakaapeliverkossa pitää olla runsaasti varayhteyksiä, mikä lisää johdininvestointien tarvetta. Vaihtoehtoisesti voidaan ylläpitää riittäviä varavoimaresursseja. Lisäksi maakaapeleiden lisääntyessä maasulkuvirrat kasvavat, jolloin joudutaan lisäämään verkon sammutusta. Taloudellinen kannattavuus riippuu siitä, kuinka suuri on lähdön teho, mitkä ovat KAH-arvot, mikä on kustannusero vaihtoehtoiseen ratkaisuun ja kuinka paljon maakaapelointi pienentää vikataajuutta. KAH-arvojen kehitystä tulevaisuudessa ei voida tietää, mikä osaltaan lisää kaapelointiin liittyvää taloudellista riskiä. (Partanen 2006)

Suurhäiriöiden kannalta kaapelointi on ainut tehokas ratkaisu. Voimakas myrsky voi tuhota avojohtoverkon erittäin laajalta alueelta kokonaan. Tällöin keskeytyskustannukset ja verkon jälleenrakennuskustannukset nousevat erittäin suuriksi. Suurhäiriössä keskeytys on pitkä, jolloin kustannuksia lisäävät myös vakiokorvaukset. Haja-asutusalueilla keskijännitekaapeloinnin investointikustannuksia ei saada takaisin keskeytyskustannusten säästöillä, jotka tulevat normaaleiden lyhyiden keskeytysten vähenemisen ansiosta. Tämän takia maakaapelointi tulee usein haja-asutusalueilla taloudellisesti kannattavaksi vain, jos myös suurhäiriöriskin pienenemiselle annetaan taloudellista arvoa. Kaapelointi on siis osaltaan käyttövarmuusinvestointi, mikä saattaa olla kannattava tietyissä kohteissa. (Lohjala 2005)

Taajamissa maakaapelointi on yleistä ja kannattavaa. Siirtotehot ovat niin suuria, että keskeytyskustannukset nousisivat suuriksi, jos käyttövarmuus olisi huono. Lisäksi taajamissa ei ole usein tilaa ilmajohtoisille, joten kaapelointi on ainut toteutettavissa oleva ratkaisu.



Maakaapeloinnin kustannuksia laskettaessa ei riitä pelkän kaapelin ja asennuksen hintojen laskeminen. Näiden lisäksi kaapeloinnista muodostuu kustannuksia maasulkuvirran kompensoinnista, uusista muuntamoista ja varavoiman tarpeesta. Viankorjauksen osalta yksittäisen vian korjaaminen kallistuu, mutta viankorjauksen kokonaiskustannukset pienevät, koska viat vähenevät absoluuttisesti vaihdettaessa ilmajohto maakaapeliin.

Maakaapelointi lisää maasulkuvirtojen suuruutta, jolloin verkkoa joudutaan kompensoimaan. Kompensointikustannuksia on arvioitu maakaapelin aiheuttaman maasulkuvirran suuruuden ja kompensointilaitteistojen investointihintojen perusteella. Maasulkuvirran kompensoinnin arvioidaan aiheuttavan kustannuksia 2000 €/km.

Maakaapelien kanssa käytetyt muuntamot ovat huomattavasti kalliimpia kuin pylväsmuuntamot. ISS:n jakeluverkossa on noin 0,9 muuntamo kilometriä kohden. Tällä muuntamotiheydellä EMV yksikköhintojen perusteella kustannukset nousevat muuntamoiden osalta 10,3 k€/km käytettäessä satelliittimuuntamoita.

Maakaapelien käyttö pidentää vikojen korjausaikaa selkeästi. Haja-asutusalueilla verkko on usein säteittäinen, jolloin vian sattuessa jännitettä ei pystytä palauttamaan kaikille asiakkaille varayhteyksiä käyttäen. Tämän takia maakaapelointiasteen noustessa pitää hankkia varavoimaa, jonka avulla vikaantuneen haaran päässä olevat asiakkaat saadaan sähköistettyä viankorjauksen ajan. Varavoimana käytetään yleensä dieselgeneraattoreita. Varavoimareservin hankkimisen arvioidaan tuovan kustannuksia 1000 €/km.

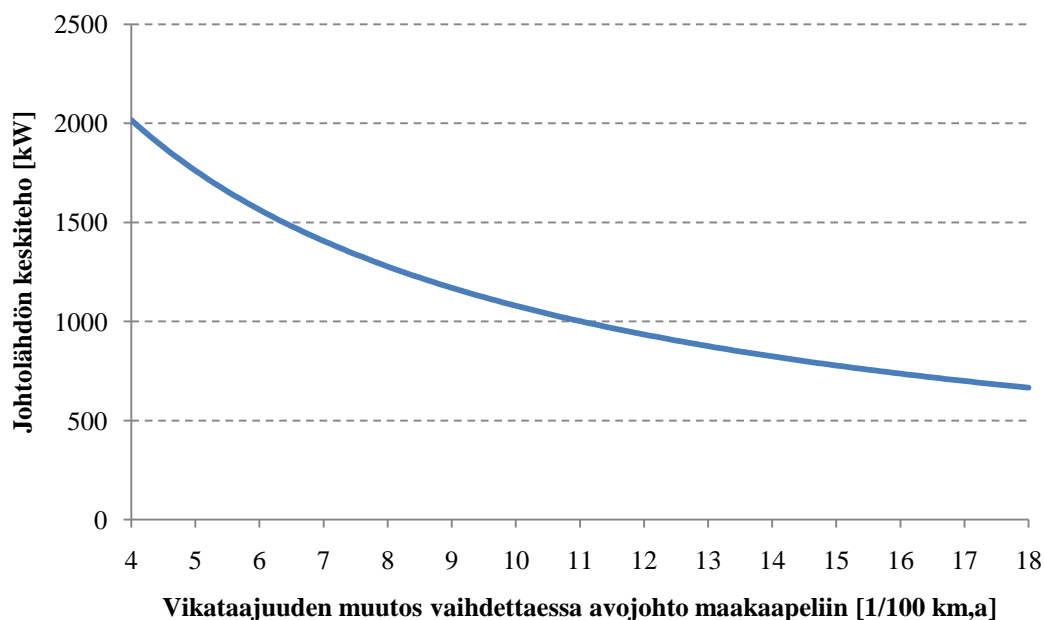
Maakaapeloinnin taloudellista kannattavuutta voidaan tutkia vertaamalla maakaapelin ja avojohdon investointi- ja keskeytyskustannuksia. Laskennassa on käytetty avojohdolle ISS:n keskimääräisiä vikataajuuksia ja investointihintoina on pidetty energiamarkkinaviraston määrittelemiä yksikköhintoja. Vertailussa käytetään 70 neliöistä maakaapelia ja Raven avojohtoa. Maakaapeloinnin kustannuksissa on otettu huomioon EMV yksikköhintojen mukaan kaapeli, asennus haja-asutusalueelle kaivamalla sekä edellä mainitut lisäkustannukset. Maakaapeloinnin kokonaiskustannuksiksi saadaan 53 110 €/km ja Raven-johdon kustannukset ovat 25 275

€/km. Viankorjauskustannusten säästöjä ei ole arvioitu tässä vertailussa. Vertailussa käytetyt kustannukset näkyvät kootusti taulukossa 5.2.

Taulukko 5.2 Vertailun kustannustekijät.

Kustannukset	Maakaapeli [€/km]	Raven [€/km]
Johdin	24 230	21 090
Muuntamot	14 499	4 185
Kaivu	9 770	
Kompensointi	2 000	
Varavoima	1 000	
<b>Yhteensä</b>	<b>53 110</b>	<b>25 275</b>

Maakaapelien vikojen korjaaminen kestää kauemmin kuin avojohdoilla. Laskelmissa on kuitenkin oletettu viankorjausajat yhtä pitkiksi, koska maakaapeloinnin kustannuksiin on otettu huomioon varavoimalaitteet. Jos jännitettä ei saada palautettua kaikille asiakkaille varasyöttöjen kautta, niin nämä asiakkaat sähköistetään viankorjauksen ajan varavoimalla. Käytetyt KAH-arvot näkyvät taulukossa 3.1. Kuvasta 5.1 nähdään kaapeloinnin kannattavuusalue, jossa on johtolähdön keskiteho vikataajuuden pienenemisen funktiona.



Kuva 5.1 Keski-jännitekaapelin kannattavuus verrattuna avojohtimeen.

Kuvaaja kertoo milloin kaapelin ja avojohdon investointi- ja keskeytyskustannusten muutokset ovat yhtä suuret. Maakaapelointi on kannattavaa käyrän yläpuolella ja

avojohdon rakentaminen alapuolella. Vertaamalla ISS:n haja-asutusalueiden lähtöjen keskitehoja kuvaan, voidaan todeta, että maakaapelointi on taloudellisesti kannattavaa vain erittäin vikaherkillä alueilla. Vikataajuuden on pudottava paljon, jotta keskeytyskustannuksista tulisi tarpeeksi säästöjä, koska tehot ovat melko pieniä. Kuvan 5.1 perusteella voidaan kuitenkin todeta, että maakaapelointi on melko pienilläkin tehoilla taloudellisesti kannattava ratkaisu, jos saneerauksen tarpeessa olevalla avojohdolla on paljon vikoja.

Kaapelointi on laajamittainen investointi. Avojohtoa pitää vaihtaa laajoilta alueilta maakaapeliksi, jotta lähdön keskimääräistä vikataajuutta saadaan pudotettua tarpeeksi. Maakaapeloinnin kannattavuus saattaa kuitenkin lisääntyä tulevaisuudessa. Kaapeloinnin kustannukset laskevat jatkuvasti, koska sopivaa edullista tekniikkaa kehitetään ja asennus pyritään suorittamaan auraamalla. Esimerkiksi maakaapelien kanssa käytettävien muuntamoiden hinnat pyritään saamaan pylväsmuuntamoiden kanssa samalle tasolle. Toisaalta ilmajohtojen rakentamisen kustannukset ovat nousussa. Lisäksi sähkön laatua arvostetaan yhä enemmän ja KAH-arvot saattavat nousta tulevilla valvontajaksoilla. (Partanen 2008)

Kaapeloinnin asennuskustannukset pienenevät tulevaisuudessa, jos lakiin saadaan muutos, minkä perusteella keskijännitejohtoja päästään auraamaan yleisesti teiden varsille. Menetelmän myötä verkonhaltijoiden ja Tielaitoksen on tehtävä yhteistyötä, jotta kaapeleiden sijainnista ei ole haittaa tienpidolle ja työturvallisuudelle. (Turunen 2006)

Maakaapeloinnin kannattavuutta voi lisätä myös ilmastonmuutos, jonka on arvioitu vaikuttavan avojohdojen vikataajuuteen. Sateiden ja salamoinnin on arvioitu lisääntyvän, mikä lisää avojohdojen vikoja. Lumikuormat kasvavat ja korjaustöiden tekeminen on hankalampaa maan kantokyvyn heiketessä. Myös tuulen aiheuttamien vikojen on arvioitu kasvavan. (Martikainen 2005)

ISS:n verkossa on käytetty keskijännitemaakaapelointia vain taajamissa. Pienjännitteen osalta tilanne on toinen. Suurin osa uusista pienjännitelinjoista toteutetaan maakaapelilla. Pienjännitemaakaapelointi onkin usein edullista, jos asennus voidaan tehdä auraamalla.

### 5.2.2 PAS-johdot

PAS-johtimet ovat päällystettyjä ilmajohtoja. Johtimen ohut eristekerros vähentää jälleenkytkentöjä avojohtoon verrattuna, koska linjalle tippuneet oksat ja nojaavat puut eivät välttämättä aiheuta vikaa. Pysyvien keskeytysten määrään PAS-johtimella ei ole juurikaan vaikutusta. Esimerkiksi johtimeen nojaava puu aiheuttaa pysyvän keskeytyksen, kun eristerakenne ennemmin tai myöhemmin hajoaa. Tästä syystä PAS-johdin voi aiheuttaa turvallisuusriskin, kun johtoon nojaava puu aiheuttaa suuri-impedanssisen maasulun. Maasulkusuojaus ei välttämättä huomaa vikaa ja samalla vikapaikan läheisyydessä voi olla vaarallisen korkeita kosketusjännitteitä. Lisäksi vahva PAS-johto saattaa kestää puun nojaamisen katkeamatta, vaikka orsirakenteet jopettaisivat, jolloin johtimet voivat riippua jännitteisinä erittäin matalalla. Tästä syystä PAS-johtimet pitää tarkistaa aina myrskyjen jälkeen. PAS-johtoja asennetaan usein teiden varsiin, jolloin ne ovat helposti valvottavissa. Lisäksi johtojen sijoittaminen teiden varsiin parantaa käyttövarmuutta entisestään, koska puut ovat johtokadun toisella puolella kauempana johtimista. (Lakervi 2008)

PAS-johtojen rakentaminen on hieman avojohtoja kalliimpaa. Liitteestä IV näkyvien energiamarkkinaviraston määrittelemien yksikköhintojen mukaan kustannukset ovat noin 30 % suuremmat. Lisäkustannuksia tulee kalliimmasta johtimesta ja mm. valokaarisuojista. Päällystetty johdin on suojattava ylijännitteiden aiheuttamilta valokaarilta, koska paikallaan palaessaan ne polttaisivat johtimen poikki. PAS-johtimet vaikuttavat myös viankorjaukseen. Eristetyn johtimen korjaaminen on hankalaa, mutta teiden varsilla vikojen paikallistaminen on nopeaa. Käyttökustannuksiin vaikuttaa lisääntyvä valvonnan tarve. Päällystetyt johtimet voidaan asentaa lähemmäs toisiaan, mikä mahdollistaa kapeampien johtokatuja käytön. PAS-johtojen taloudellinen käyttöalue onkin, erityisen vikaherkkien alueiden lisäksi, sähköasemilta lähtevissä kaksois- ja kolmoisjohdoissa. ISS:n verkossa ei käytetä PAS-johtojen kanssa kapeampia johtokatuja, jolloin kapeampien orsirakenteiden ja päällystetyn johtimen hyöty tulee parempana käyttövarmuutena. (Lakervi 2008, Partanen 2006)

PAS-johdoilla voidaan vaikuttaa jälleenkytkennöistä aiheutuviin keskeytyskustannuksiin, mutta pysyvien vikojen ja etenkin suurhäiriöiden aiheuttamiin kustannuksiin tekniikalla ei ole merkitystä. ISS:n jakeluverkossa on muutamia lähtöjä,

joilla on käytetty pituuteensa nähden huomattavan paljon PAS-johtoa. Verratessa Salosaaren, Kurkivuoren, Pappilanlahden, Koivukeskuksen, Pietarintien ja Lohelan lähtöjen pikajälleenkytkentöjen keskiarvoa koko verkon arvoihin huomataan, että PAS-johdoilla määrä on pienempi. Vaihtelu on erittäin suurta, esimerkiksi Salosaaren ja Pappilanlahden pikajälleenkytkentöjen vikataajuus on korkea. Toisaalta nämä johtolähdöt sijaitset Saimaan rannan läheisyydessä, joten ne ovat alttiita tuulille. Pappilanlahden lähdöllä on myös erittäin paljon aikajälleenkytkentöjä.

Päällystetty johdin soveltuu helposti valvottaviin kohteisiin, joissa on runsaasti jälleenkytkentöjä. Kannattavuus pitää tutkia tapauskohtaisesti, koska PAS-johdin vaikuttaa kustannuksiin monella eri tavalla.

### **5.2.3 Varayhteydet**

Keskeytyksen sattuessa vikapaikka pyritään rajaamaan mahdollisimman pieneksi ja terveeseen verkkoon palautetaan jännite erilaisia varayhteyksiä hyväksi käyttäen. Käytännössä tämä tarkoittaa tehon syöttöä toisesta johtolähdöstä tai jopa toisesta verkkoyhtiöstä. Keskijänniteverkko on usein rakenteeltaan enemmän tai vähemmän silmukkamainen, mutta silmukoita käytetään avoimina. Haja-asutusalueilla silmukoita ei ole kovin paljon, joten varasyöttömahdollisuudetkin ovat rajoitetut.

Varayhteyksillä voidaan vaikuttaa erityisesti vikojen keskimääräiseen kestoaikaan. Niitä käyttämällä saadaan palautettua sähköä 50-90 % asiakkaista kytkentäajan kuluessa. Määrään vaikuttavat vian sijainti, verkon rakenne, varayhteysmahdollisuudet sekä erottimien sijainnit ja lukumäärät. Kytkentäaikaan vaikuttaa olennaisesti erottimien kaukokäyttömahdollisuudet. (Partanen 2006)

ISS:n keskijänniteverkossa on maaseudulla pitkiä johtohaaroja, joilla ei ole varasyöttömahdollisuuksia. Näillä haaroille voitaisiin rakentaa yhdysjohtoja, jolloin verkko muuttuisi silmukoidummaksi. Varayhteyksien rakentaminen on kallista, koska etäisyydet haarojen välillä ovat melko pitkiä. Lisäksi maaseudulla kulutus on pientä, joten uusille johdoille ei ole välttämätöntä tarvetta tehonsiirron kannalta. Paras tilanne olisi, jos verkossa ilmenee paikkoja, joissa tarvitaan tehonsiirron takia uutta keskijännitelinjaa vanhojen haarojen välissä. Samalla haaroja voitaisiin yhdistää ja

käyttövarmuus paranee. Pelkän käyttövarmuuden parantamiseksi uuden yhdysjohdon rakentamisen kannattavuus riippuu voimakkaasti kyseisten haarojen siirtotehoista ja vikataajuuksista. Tiheämmin asutuilla alueilla varayhteydet ovat välttämättömiä, koska tehot ovat suurempia.

Varayhteyksiä rakentaessa ei voida asettaa liian tiukkoja rajoja jännitteenalenemalle. Muutoin yhdysjohto joudutaan mitoittamaan niin paksuksi, että investoinnista tulee liian kallis. Yhdysjohdoilla voidaan varautua myös suurempia vikoja varten. Esimerkiksi vikaantuneen sähköaseman tapauksessa sähköttömiä asiakkaita on erittäin paljon, jolloin sähkönjakelu riippuu täysin käytettävissä olevista varayhteyksistä. (Partanen 2006)

Johdinpaksuudet keskijänniteverkossa vaikuttavat paitsi häviötehoihin, niin myös keskeytyskustannuksiin. Paksummat johtimet mahdollistavat varayhteyksien laajemman ja monipuolisemman käytön. Tehoa voidaan siirtää enemmän ja pidemmälle. Paksumpien johtojen terminen kestoisuus on suurempi ja jännitteenalenemat pysyvät pienempinä. Johtojen paksuus voi tulla ongelmaksi, kun tehonsyöttö tulee epänormaalista suunnasta, jolloin väliaikaisen syötön alkupäässä saattaa olla kaikkein ohuimmat johdot. Myös suojauksen toimivuudessa saattaa esiintyä ongelmia, jos johtimet ovat liian ohuita.

Varayhteyksien hyödyllisyyteen liittyy olennaisesti verkostoautomaatio. Käyttötukijärjestelmän avulla viat voidaan paikallistaa nopeasti, ennen kuin varayhteyksiä voidaan käyttää. Lisäksi yhteyksien tehokkaaseen ja nopeaan käyttöön tarvitaan kauko-ohjattavia erotinasemia, jolloin kytkentäajat saadaan pidettyä lyhyinä. Varasyöttöjä suunniteltaessa on siis otettava huomioon kauko-ohjattavien erottimien sijainnit, jotta niitä voidaan hyödyntää tehokkaasti. (Partanen 2006)

ISS:n verkossa on muutama kohta, joihin varayhteyden rakentamista voisi tutkia. Jukajärven kahden pitkän haarajohdon välille on jo tulossa yhdysjohto. Xpower-verkkotietojärjestelmällä laskemalla saadaan selville, että kyseistä varayhteyttä pitkin voitaisiin siirtää tehoa etenkin pohjoisen haaran suuntaan, ilman liian suuria jännitteenalenemia. Toiseen suuntaan varasyöttömahdollisuudet ovat selvästi huonommat. Vikatilastojen perusteella todennäköinen syöttösuunta on juuri

pohjoishaaraan päin. Toinen vaihtoehto on Jukajärven ja Syyspohjan lähtöjen yhdistäminen, mitä tutkitaan muiden investointien yhteydessä tarkemmin.

### 5.3 Ylijännitesuojaus

Keskijänniteverkossa käytetään ylijännitesuojausta. Sen tärkein tehtävä on suojella jakelumuuntajia ukkosen aiheuttamilta ylijännitteiltä. Ylijännitesuojat voivat olla kipinävälisuoja tai venttiilisuoja.

Kipinävälisuoja on käytetty yleisesti pienempien jakelumuuntajien suojana. Ylijännite sytyttää kipinäväliin valokaaren, jolloin syntyy maasulku, ja ylijännite pääsee purkautumaan. Ongelmana on, että valokaaren sammuttamiseen tarvitaan pikajälleenkytkentä. Ylijännitteen seurauksena syntyy tällöin lyhytkestoinen sähkökatko. Kompensoidussa verkossa osa valokaarista saattaa sammua itsestään. (Turunen 2006)

Venttiilisuoja eli metallioksidisuoja ei ole vastaavaa ongelmaa. Nämä suojat muuttuvat ylijännitteen sattuessa johtaviksi ja jännitteen laskeutessa takaisin eristeeksi. Suuremmilla jakelumuuntajilla venttiilisuoja on käytetty yleisesti. Vaihtamalla jakeluverkossa kipinävälisuoja metallioksidisuoja saadaan vähennettyä jännitekuoppia ja pikajälleenkytkentöjä, jolloin verkon käyttövarmuus paranee. (Turunen 2006)

ISS:n verkossa käytetään yli 200 kVA muuntajien yhteydessä venttiilisuoja ja pienempien muuntajien kanssa More-suoja. Nämä ovat uudentyyppisiä virtaa rajoittavia ylijännitesuoja, joissa on yhdistetty kipinäväli ja metallioksidisuoja. Näillä suoilla saadaan vähennettyä pikajälleenkytkentöjä ja toisaalta suoja on pitkäikäisempi. Valokaari palaa pienemmällä virralla, mikä säästää kipinäväliä. ISS:n nykyinen ylijännitesuojakäytäntö parantaa verkon käyttövarmuutta.

### 5.4 Automaatio

Parantuneet tietoliikenneyhteydet ovat lisänneet erilaisten automaatiojärjestelmien käyttöä sähkönjakeluverkoissa. Automaatiolla ei varsinaisesti saada vähennettyä vikoja absoluuttisesti, mutta keskeytysten vaikutusalueeseen ja pituuteen sillä voidaan vaikuttaa tehokkaasti. Tästä johtuen automaatiojärjestelmät ovatkin kustannustehokkaita ratkaisuja

keskeytyskustannusten pienentämiseksi, koska investoinnit ovat usein kohtuuhintaisia. Automaatiolla voidaan vaikuttaa tehokkaasti yksittäisiin vikoihin, mutta siitä ei ole apua suurhäiriöiden sattuessa.

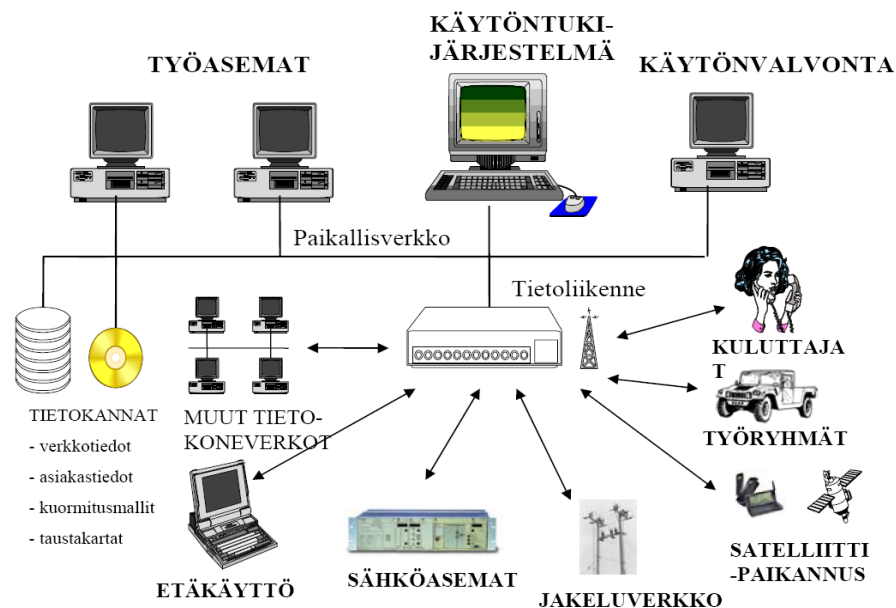
#### **5.4.1 Käytöntukijärjestelmä**

Käytöntukijärjestelmä on ohjelmisto, joka auttaa jakeluverkon käytössä ja erilaisissa päätöksissä. Se poikkeaa käytönvalvontajärjestelmästä siten, että ohjelmistossa on päättely- ja analysointitoimintoja mm. vian paikannukseen ja varasyöttöjen käyttöön. Järjestelmä liittyy olennaisesti moniin muihin käyttövarmuutta parantaviin ratkaisuihin. Käytöntukijärjestelmässä voi olla seuraavia pääominaisuuksia. (Lakervi 2008)

- Topologian ylläpito
- Kytkeätilan optimointi
- Vikapaikannus
- Kytkeätilojen suunnittelu
- Automaattisen puhelinvastaajan käyttö
- Työryhmien hallinta
- Salamanpaikannus
- Vikaraportointi
- Pienjänniteverkon vikatilanteiden hallinta

Käytöntukijärjestelmä on yhteydessä moniin eri tietojärjestelmiin, joiden perusteella se tekee erilaiset ratkaisut. Kuvasta 5.2 nähdään KTJ:n yhteydet eri tietolähteisiin. Käytöntukijärjestelmä saa reaaliaikaisen tiedon verkon tilasta ja tapahtumista käytönvalvontajärjestelmästä. Sen avulla voidaan valvoa verkkoa, helpottaa verkostosuunnittelua ja hallita erilaisia häiriötilanteita. Käyttövarmuuden parantamiseksi kiinnostavia sovelluksia ovat mm. häiriötilanteiden analysointi, vikapaikannus, varasyöttöjen suunnittelu, vikatilastointi ja asiakaspalvelu. Keskeytyskustannuksia ajatellen myös verkon suunnitteluun liittyvät toiminnot ovat hyödyllisiä, esimerkiksi työkeskeytysten suunnittelu. (Lakervi 2008)





Kuva 5.2 Käyttötukijärjestelmän yhteydet. (Partanen 2007)

Vikapaikannuksella ja kytkentöjen suunnittelulla voidaan vaikuttaa olennaisesti vian vaikutusaikaan ja -alueeseen. Oikosulkuvikojen laskennallinen paikannus perustuu vikavirtojen laskentaan yhtälön (2.1) mukaisesti. Laskennallista Theveninin impedanssin mukaista vikavirtaa verrataan suojareleen mittaamaan vikavirtaan, jolloin voidaan päätellä vikapaikka. Järjestelmä laskee siis teoreettisen vikavirran suuruuden jokaiselle solmuvälille. Tekniseen toteutukseen tarvitaan suojareleet, jotka pystyvät mittaamaan vikavirran suuruuden ja lähettämään tiedon käyttötukijärjestelmälle. Vikapaikannuksen avulla saadaan todennäköinen vikapaikka, jolloin sen etsiminen on nopeampaa. Haarisella lähdöllä todennäköisiä vikapaikkoja voi tulla useita, koska verkossa on useampi kohta, joissa johtimet muodostavat yhtä suuren impedanssin vikapaikan ja sähköaseman väliin. Lisäksi vikapaikannuksessa voidaan käyttää verkon sijaintitietoja, säätietoja ja sähkötekniisiä mittauksia. Esimerkiksi vika on todennäköisemmin johdon metsäisellä osuudella kuin keskellä peltoa. Maasulkuvikojen etäisyyttä ei voida laskea nykyisellä tekniikalla suuren vikaresistanssin vuoksi. Tilannetta voidaan kuitenkin parantaa verkkoon sijoitetuilla vianilmaisimilla, jolloin maasulun sijaintitieto tarkentuu. (Partanen 2006, Lakervi 2008)

Kytkentöjen suunnittelulla voidaan laskea mahdolliset varasyöttötilanteet vaikeidenkin vikojen aikana. Lähtökohtana on palauttaa sähköt mahdollisimman laajalle alueelle siten, että verkon suojaukselle ja jännitteenlaadulle asetetut vaatimukset täyttyvät.

Yhdessä vikapaikannuksen ja kauko-ohjattavien erottimien kanssa, kytkentöjen suunnittelulla saadaan palautettua sähköt mahdollisimman monelle asiakkaalle mahdollisimman nopeasti. KTJ:n avulla verkkoon voidaan tehdä myös vyörytykseen perustuva kytkentämalli, mikä on tehokas keino vaikeasti paikannettavien vikojen sattuessa. Tällä mallilla suoritetaan kokeilukytkennät erotinvyöhyke kerrallaan, jolloin sähköt saadaan palautettua verkon terveisiin osiin. Käytöntukijärjestelmä voi tehdä määritettyjä kytkentäkokeiluja myös automaattisesti, jolloin vianerotus on onnistuessaan erittäin nopeaa. (Partanen 2006, Lakervi 2008)

Automaattisella vianerotuksella vika saadaan rajattua kauko-ohjattavien erottimien väliin. Automaatio rajaa vikaa kokeilukytkentöjä tekemällä, kuten päivystäjän tekisi. Kytkennät tehdään ennalta määritetyn logiikan mukaan, mutta järjestelmissä on mahdollisuus käyttää myös vianpaikannustietoa. Tällöin automaattisen vianerotuksen toiminta tehostuu, kun kokeilukytkentöjä ei tarvitse tehdä niin paljon. (Nummenpää 2008)

Työryhmien hallinta liittyy olennaisesti vikojen kestoon ja rajaukseen. GPS-yhteyksien avulla on mahdollista seurata ryhmien liikkumista reaaliaikaisesti valvomosta. Työryhmiä voidaan sijaintietojen perusteella ohjata tehokkaasti oikeisiin paikkoihin. Erityisesti suurella jakelualueella toiminto on tehokas, kun voidaan optimoida ryhmien käyttämiä reittejä ja näin nopeuttaa vikapaikalle pääsyä. Lisäksi sijaintitieto auttaa kohteiden löytämisestä metsässä, jos vika on sattunut pimeään aikaan. (Lakervi 2008)

Automaattisen puhelinvastaajan käyttö auttaa päivystäjän valvomotyöskentelyä. Käytöntukijärjestelmä yhdistelee vikatietojen perusteella ennalta nauhoitettuja tiedotteita, jolloin vikanumeroon soittava asiakas saa tiedon keskeytyksen tilanteesta. (Lakervi 2008) Puhelinvastaajan avulla saadaan karsittua asiakkailta tulevia puheluita, joissa on usein sama informaatio. Jos asiakkaalla on tilanteesta uutta tietoa, niin järjestelmässä voi olla toiminto, jolla asiakas saa yhteyden vastaavaan päivystäjään.

Salamanpaikannus perustuu jakeluverkkoon syntyvän sähkömagneettisen pulssin mittaamiseen. Pulssin kulkusuunta selvitetään suuntimisantenneilla ja useamman mittauskohdan perusteella saadaan leikkauspiste, jossa salama on iskenyt. Suuntimisantennit havaitsevat salamat, vaikka ne eivät osuisi suoraan sähköverkkoon.

Paikannuksen tarkkuus ei ole riittävä varsinaiseen vikapaikannukseen, mutta sen avulla voidaan seurata ukkosrintaman etenemistä. Nykyaikaisilla mittalaitteilla iskun paikka saadaan varmistettua noin 500 m tarkkuudella. Tämän avulla voidaan ennalta varautua mahdollisiin vikoihin ja niiden korjaamiseen. Lisäksi paikannus helpottaa sellaisten salamien aiheuttamien vikojen löytämistä, jotka eivät näy ulkoisesti. Suomessa salamien paikannustietoa tuottaa Ilmatieteen laitos. (Mörsky 1993, Horelli 2006)

Vikaraportointi ja tietojen tilastointi on tärkeä ominaisuus nykyisten regulaatiomallien aikaan. Ilman käytöntukijärjestelmää vikatilastointi joudutaan tekemään käsin, koska keskeytystiedot pitää ilmoittaa energiamarkkinavirastolle. Vikatilastointi joudutaan tekemään tällöin esimerkiksi taulukkolaskentaohjelmiston avulla. Käytöntukijärjestelmän avulla vikojen tilastointiin ei tarvitse käyttää niin paljon aikaa ja tarkkuus on parempi. Käsin tehdyssä tilastossa on aina mahdollisuus erilaisille virheille. Tarkemman tilastoinnin avulla verkon vikojen analysointi ja kehittäminen on tarkempaa ja varmempaa.

Pienjänniteverkon vikoja hallitaan jakelumuuntajan ja asiakastietojen avulla. Sulakkeiden sijainnin ja asiakkailta tulevien puheluiden perusteella voidaan rajata vikapaikkaa. (Lakervi 2008) Energiamittareiden kaukoluenta monipuolistaa pienjänniteverkkojen valvontaa, jos niiden mittaama tieto saadaan käytöntukijärjestelmän käyttöön.

#### **5.4.2 Maastokatkaisijat**

Maastokatkaisija on usein keskijännitepylvääseen asennettava katkaisijalaite, jolla johtolähtö saadaan jaettua kahteen suojausalueeseen. Katkaisijan yhteydessä on oma releistys, joka ohjaa sen toimintaa. Pylväisiin sijoitettavat katkaisijat ovat vanha keksintö, mutta vasta nykyaikaiset tietoliikenneyhteydet ovat mahdollistaneet niiden toimintavarman käytön.

Maastokatkaisija vähentää johtolähdön keskeytyskustannuksia, koska lähdön loppupään viat eivät näy enää alkupään asiakkaille. Tästä syystä maastokatkaisija sopii sellaisille lähdöille, joiden alkupäässä on paljon tehonkulutusta ja maastokatkaisijan

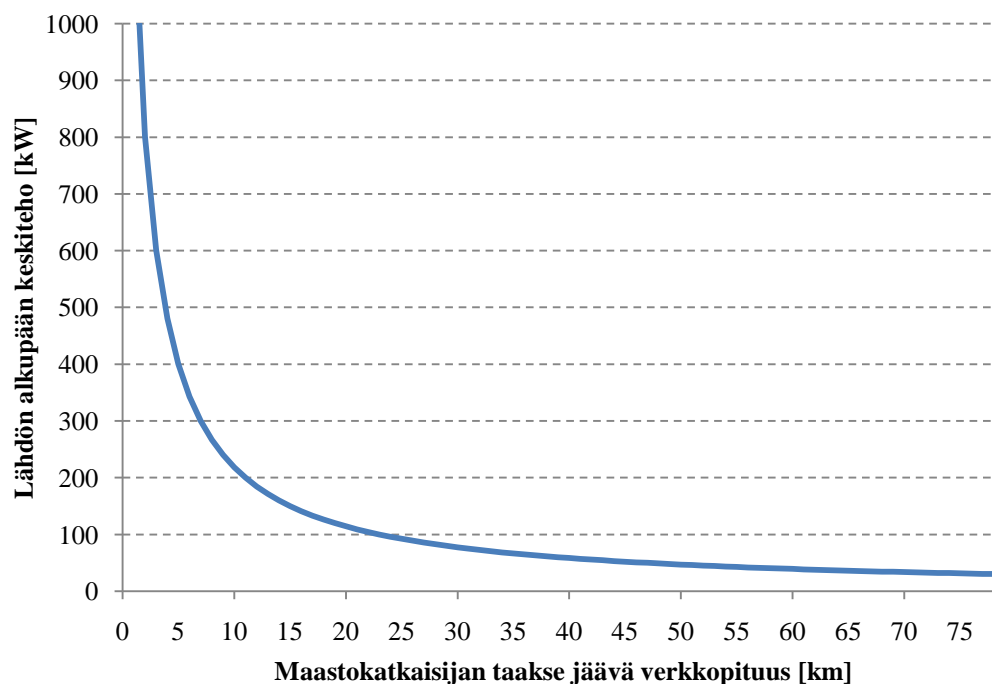
asennuskohdan taakse jää mahdollisimman paljon johtopituutta. Maastokatkaisijan tuoma keskeytyskustannusten muutos saadaan yhtälöllä

$$\Delta KAH = \left[ \frac{\lambda_{\text{odott}} \cdot (H_{\text{P,odott}} + \Delta t_{\text{kyt}} \cdot H_{\text{E,odott}})}{\lambda_{\text{PJK}} \cdot H_{\text{PJK}} + \lambda_{\text{AJK}} \cdot H_{\text{AJK}}} + \right] \cdot P_{\text{alku}} \cdot l_{\text{loppu}} \quad (5.1)$$

missä	$\Delta KAH$	= keskeytyskustannusten muutos, [€/a]
	$\lambda_{\text{odott}}$	= odottamattomien vikojen vikataajuus, [kpl/km,a]
	$H_{\text{P,odott}}$	= odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, [€/kW]
	$\Delta t_{\text{kyt}}$	= kytkentäajan muutos, [h]
	$H_{\text{E,odott}}$	= odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, [€/kWh]
	$\lambda_{\text{PJK}}$	= pikajälleenkytkentöjen vikataajuus, [kpl/km,a]
	$H_{\text{PJK}}$	= pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, [€/kW]
	$\lambda_{\text{AJK}}$	= aikajälleenkytkentöjen vikataajuus, [kpl/km,a]
	$H_{\text{AJK}}$	= aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, [€/kW]
	$P_{\text{alku}}$	= johtolähdön alkupään keskiteho, ennen pylväskatkaisijaa [kW]
	$l_{\text{loppu}}$	= pylväskatkaisijan taakse jäävä verkkopituus [km]

Muutos saadaan korjattua halutun vuoden rahanarvoon rakennuskustannusindeksillä, kuten yhtälössä (3.1), ja käytetyt KAH-arvot näkyvät taulukossa 3.1. Katkaisija vaikuttaa sekä pysyvistä vioista että jälleenkytkennöistä aiheutuneisiin keskeytyskustannuksiin. Pysyviin vikoihin katkaisija vaikuttaa lähdön alkupään asiakkaille sekä pienentyneenä vikamääränä että lyhentyneenä vika-aikana. Kun erotin korvataan katkaisijalla, kytkentäaika putoaa lähes nolnaan. Tämän takia kytkentäajan muutos on suurempi, jos katkaisijalla korvataan käsin ohjattu erotin.

Maastokatkaisijan kannattavuutta voidaan tarkastella vertaamalla investoinnin annuiteettia vuosittaisiin keskeytyskustannussäästöihin. Muodostamalla yhtälö alkupään teholle loppupään pituuden funktiona, saadaan kuvan 5.3 mukainen kannattavuuskäyrä. Investointi on kannattava, kun keskitehon ja verkkopituuden leikkauspiste on käyrän yläpuolella.



Kuva 5.3 Maastokatkaisijan kannattavuus.

Laskennassa on käytetty ISS:n jakeluverkon keskimääräisiä vikataajuuksia ja 11 minuutin vianerotusaikaa. Malli on siis määritetty lähdoille, joilla vika voidaan nykyisin erottaa kauko-ohjattavalla erottimella. Investointikustannuksena pidettiin EMV:n määrittelemää 21,2 k€, josta annuiteetti laskettiin valitulla viiden prosentin korkotasolla ja 30 vuoden pitoajalla.

Kuvan 5.3 perusteella voidaan tutkia verkkoa ja todeta, että maastokatkaisijaa kannattaa tutkia tarkemmin yhtenä investointivaihtoehtona. Laskentamallin mukaan potentiaalisia maastokatkaisijan paikkoja löytyy ainakin Jukajärven, Syyspohjan, Äitsaaren, Rautjärven, Miettälän ja Niskapietilän lähdoilta.

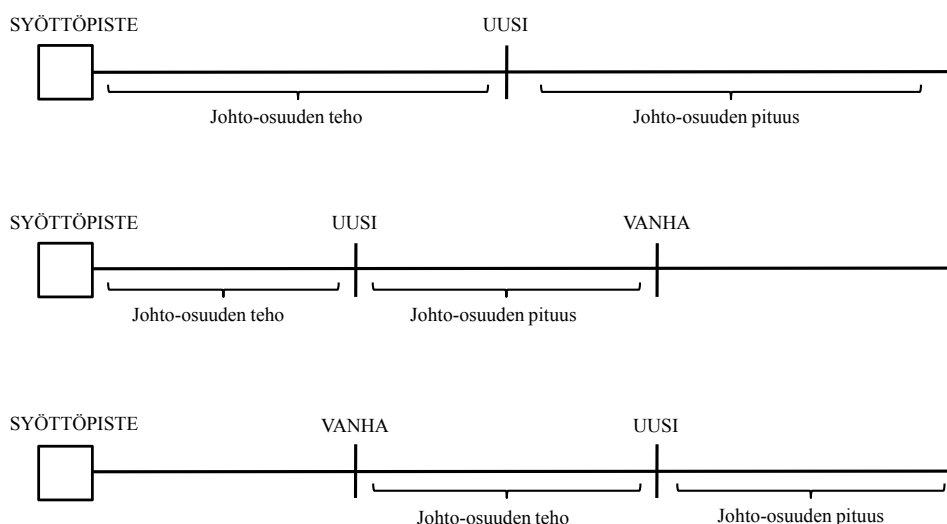
### 5.4.3 Kauko-ohjattavat erottimet

Vian sattuessa jännitteetön alue rajataan mahdollisimman pieneksi. Rajauksen nopeus riippuu voimakkaasti erottimien ohjausajoista. Kauko-ohjauksella erottimia saadaan käytettyä nopeasti suoraan valvomosta ja keskeytyskustannukset pysyvät mahdollisimman pieninä.

Kauko-ohjattava erotin ei vaikuta keskeytysten määrään ja näkyvyyteen asiakkaille, vaan pelkästään keskeytysaikaan. Yksinkertaisimmassa tapauksessa johtolähdölle

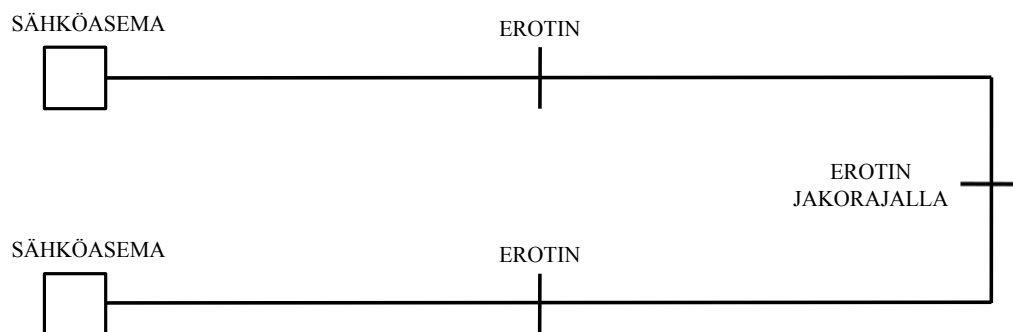
asennettu kauko-ohjattava erotin lyhentää lähdön loppupäässä tapahtuvien vikojen vaikutusaikaa alkupään asiakkaille. Kauko-ohjattavilla erottimilla voidaan vaikuttaa vain pysyvistä keskeytyksistä aiheutuneisiin keskeytyskustannuksiin.

Erottimen hyödyllisyyteen vaikuttaa katkaisijan tavoin tietyn johto-osan keskiteho ja tietyn johto-osan pituus verrattuna erottimen asennuspaikkaan. Muutoksen asiaan tuo se, että lähdöllä on usein jo valmiiksi yksi tai useampia kauko-ohjattavia erotinasemia. Tällöin vanhan erottimen vaikutus pitää ottaa huomioon investoinnin kannattavuutta laskiessa. Vanhan erotin vaikuttaa siihen, miltä lähdön osa-alueelta huomioidaan tehot ja miltä osa-alueelta mitataan pituus. Kuvasta 5.4 nähdään periaatteellisia esimerkkejä uuden erotinaseman sijainnista johtolähdöllä.



Kuva 5.4 Yksinkertaisia esimerkkejä uuden kauko-ohjattavan erotinaseman kannattavuuslaskelmien lähtötiedoista.

Uuden erottimen kannattavuuden tarkastelu on usein monimutkaisempaa kuin maastokatkaisijan. Kauko-ohjattavat erottimet sijaitsevat usein risteyskohdissa ja jakorajoilla. Kauko-ohjattavan erottimen kannattavuuden joutuu käytännössä tutkimaan aina tapauskohtaisesti. Periaate on kuitenkin aina samankaltainen. Tutkitaan uuden erotinpaikan perusteella, minkä verkko-osuuden vikojen vaikutusaikaa uusi erotin tulisi lyhentämään. Lisäksi pitää tutkia mihin asiakkaisiin lyhentynyt vika-aika vaikuttaa, jolloin laskennassa otetaan huomioon näiden keskiteho. Kuvasta 5.5 periaatteellinen esimerkki kauko-ohjattavasta erottimesta jakorajalla.



Kuva 5.5 Kauko-ohjattava erotin jakorajalla.

Kuvasta nähdään, että yksittäisestä kauko-ohjattavasta erottimesta jakorajalla ei ole hyötyä, jos lähdoilla ei ole muita kauko-ohjattavia erottimia. Rajaamiseen jouduttaisiin tällaisessa tapauksessa käyttämään joka tapauksessa käsin ohjattavaa erotinta. Jos kuvan 5.5 tapauksessa kaikki erottimet ovat kauko-ohjattuja, on mahdollista rajata nopeasti sähköaseman lähellä oleva vika koskemaan vain puolta lähdön asiakkaista. Tällöin lähdön loppupää sähköistetään jakorajan mahdollistaman varasyötön kautta. Lähdoilla sijaitsevat erottimet kannattaa sijoittaa siten, että lähtö jakautuu tehollisesti kahteen yhtä suureen alueeseen.

Kauko-ohjattavien erottimien kannattavuustarkastelu risteyskohdissa monimutkaistuu entisestään, jos tulevaisuudessa otetaan reguloinnissa käyttöön erilaiset KAH-arvot erityyppisille asiakasryhmille. Tällöin on tutkittava tehojen lisäksi, minkälaista asiakaskuntaa milläkin alueella on.

ISS:n jakeluverkossa tilanne kauko-ohjattavien erotinasemien kohdalla on hyvä. Verkkoon on jo asennettu kauko-ohjattava erotinasema mm. kaikista tärkeimpiin risteyskohtiin. Kauko-ohjattavien erottimien kannattavuutta tutkitaan yhtenä investointivaihtoehtona. Verkosta voi löytyä vielä kohtia, joihin tällainen investointi on kannattava. Kannattavien erotinpaikkojen määrä lisääntyy, jos verkkoon tulee uusia varayhteyksiä ja jakorajoja.

#### 5.4.4 Kaukoluettavat energiamittarit

Parantuneiden tietoliikenneyhteyksien myötä kaukoluettavien energiamittareiden käyttö on lisääntymässä. Kaukoluennan avulla asiakasta voidaan laskuttaa todellisen käytetyn sähkön mukaan, eikä kulutusarvioiden perusteella. Säännöllisen energiamittauksen

perusteella saadaan myös tarkennettua olemassa olevia sähkönkulutuksen tyyppikäyriä. Energiamittauksen lisäksi järjestelmää voidaan käyttää hyväksi sähkönjakelun käyttövarmuuteen liittyvissä asioissa. (Kumpulainen 2006)

Kaukoluettavat energiamittarit mahdollistavat pienjänniteverkon valvonnan ja auttavat osaltaan keskijännitevikojen tunnistamisessa. Perinteisiä mittareita käyttäen pienjänniteverkon viat ilmenevät asiakkaiden ilmoitusten perusteella. Pienjänniteverkon valvonta vaikuttaa keskeytyskustannuksiin myös nykyisellä regulaatiomallilla. Kun vian tiedetään olevan pienjänniteverkossa, sitä ei etsitä turhaan keskijänniteverkosta. Lisäksi kaukoluettavat mittarit pystyvät sopivilla algoritmeilla tunnistamaan esimerkiksi keskijännitejohtimen katkeamisen, jota KJ-verkon oma suojaus ei välttämättä huomaa. Vianpaikannus nopeutuu pienjännitevikojen osalta, kun ei olla pelkästään asiakkaiden ilmoitusten varassa. Ongelmana ovat laajemmat häiriöt, jolloin suuri määrä mittareita aiheuttaa hälytyksen ja tietoliikenneyhteydet tukkiutuvat. Tämän takia mittareissa pitää olla tiedonkeräyksen suhteen suodatusta. (Lakervi 2008)

Pienjänniteverkon tehokas valvonta ja häiriötallenteiden analysointi edellyttää reaaliaikaista tietoa, jolloin dataa joudutaan siirtämään paljon. Tämä tuo haasteita tiedonsiirron ja tallennuskapasiteetin osilta. (Kumpulainen 2006)

Kaukoluettavilla mittareilla säästetään suoraan työvoimakustannuksissa, kun mittareita ei tarvitse käydä lukemassa paikan päällä. Kaukoluettavien mittarien asentaminen ei kuitenkaan usein kannata taloudellisesti, jos niitä käytetään vain energian mittaamiseen. Kaukoluennan kannattavuutta on tutkittu aikaisemmin Lahti Energia Oy:ssä. Tuloksena on saatu, että mittarointia ei välttämättä saada kannattavaksi, jos ei oteta käyttöön tekniikan mahdollistamia lisäpalveluita. Näitä ovat mm. sähkön laadun seuranta, keskeytysten seuranta ja sähköjen etäkatkaisu. Kaukoluettavan mittaroinnin taloudellinen kannattavuus syntyy useista kustannussäästötekijöistä. (Karkkulainen 2005)

Kuormanohjauksella voidaan vaikuttaa energianmyynnin kustannuksiin sähkön pörssihinnan mukaan, kun kuormaa voidaan pienentää kalliin hinnan aikaan. Sillä voidaan myös välttyä verkon ylikuormitusvioilta, kun verkossa poikkeuksellisen paljon



kuormaa. Järjestelmällä voidaan tarvittaessa osaltaan viivästyä muita investointeja. (Kärkkäinen 2006)

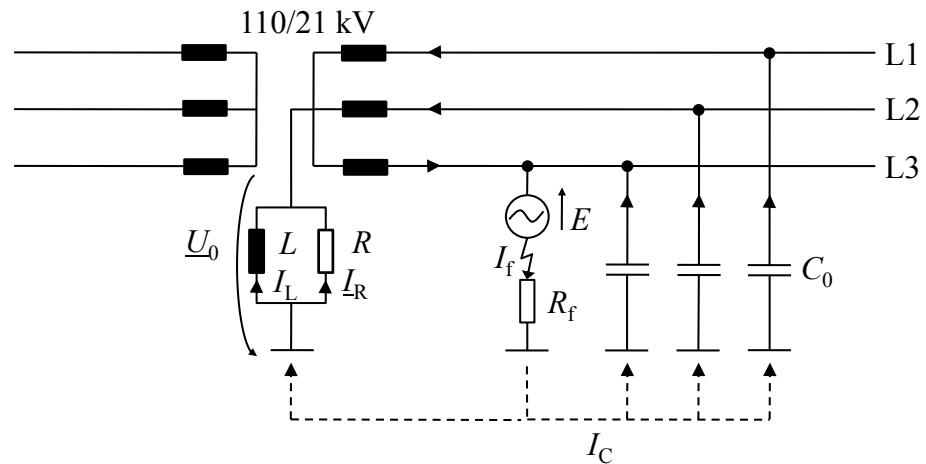
Kaukoluettavien energiamittareiden ja pienjänniteverkon valvonnan tärkeys voi lisääntyä tulevaisuudessa. Reguloinnin kehittymisen myötä valvonnan alle voi tulla myös pienjänniteverkon viat, mikä edellyttää asiakaskohtaista valvontaa.

Pitkien keskeytysten osalta kaukoluettavia energiamittareita voidaan hyödyntää vakikorvausten maksamisen yhteydessä. Mittareilta saatavien keskeytystietojen perusteella korvaukset saadaan määritettyä tarkasti.

ISS:n jakeluverkossa on jo nykyisin käytössä runsaasti kaukoluettavia LON-standardin mukaisia mittareita. Tieto siirretään pienjänniteverkkoa pitkin keskittimelle ja siitä GSM-yhteydellä eteenpäin. Noin 80 % asiakkaista kuuluu kaukoluennan piiriin, eli tilanne on erittäin hyvä. Energiatietojen kaukoluennan lisäksi mittareilla voidaan tehdä tarvittaessa sähkön katkaisu ja kytkentä etänä. Jatkossa kannattaa tutkia, millaisia ominaisuuksia käytössä olevat mittarit mahdollistavat verkon valvontaan ja mitä toimintoja on kannattavaa ottaa käyttöön.

## **5.5 Maasulkuvirran kompensointi**

Maasulkuvirtoja ja siitä aiheutuvia maadoitusjännitteitä voidaan pienentää sammutuskuristimien avulla. Kompensointi voidaan toteuttaa joko keskitetysti tai hajautetusti. Keskitetyssä kompensoinnissa sammutuskuristin asennetaan sähköasemalle päämuuntajan tähtipisteen ja maan väliin. Usein tähtipistettä ei ole käytettävissä päämuuntajien tähti-kolmio kytkennän takia, jolloin joudutaan tekemään keinotekoinen tähtipiste maadoitusmuuntajan avulla. Hajautetussa kompensoinnissa maadoitusmuuntajia asennetaan 20 kV johtolähdöille. Kompensoidussa verkossa maasulkuvirralla tulee uusi kulkureitti, kuten kuvia 2.2 ja 5.6 vertaamalla nähdään. Sammutuskuristimen rinnalla voi olla myös lisävastus. Sen avulla kasvatetaan maasulkuvirran päätökomponenttia, jolloin se on releille helpommin tunnistettavissa. (ABB 2000, Mörsky 1993)



Kuva 5.6 Yksivaiheinen maasulku sammutetussa verkossa.

Hajautettua kompensointia käytettäessä pyritään lähinnä pienentämään maadoitusjännitettä. ISS:n jakeluverkossa on tarkoitus vähentää keskeytysten määrää, joten sammutukseen tulee käyttää keskitettyä kompensointia. Maasulkuvirtaa pienentämällä saadaan vähennettyä jälleenkytkentöjä. Osa valokaarimaasuluista sammuu itsestään, ilman katkaisijan laukeamista. Kompensoinnista voisi olla hyötyä etenkin Saarlammen ja Vennonmäen sähköasemilla, joilla on pitkiä avojohtolähtöjä ja jälleenkytkentöjä on runsaasti.

Sammutuskuristimen induktanssi mitoitetaan siten, että sen reaktanssin suuruus vastaa verkon maakapasitanssia. Tällöin kuristimen kautta kulkeva induktiivinen vikavirta ja johtokapasitanssien kautta kulkeva kapasitiivinen maasulkuvirta kumoavat toisensa. Näin saadaan kuvassa 5.6 näkyvä vikavirta pieneksi. Kompensointia suunniteltaessa on siis tiedettävä koko galvaanisesti yhteenkytketyn verkon pituus. Kuristin voi olla kiinteällä reaktanssilla, manuaalisesti portaittain säädettävä tai täysin automaattisesti verkon pituuden mukaan säätävä. Automaattisella säädöllä kompensoinnin kustannuksia lisää tarvittava automaatiojärjestelmä. Kompensointi vaikuttaa myös verkon maasulkusuojaukseen tehden sen säädöstä monimutkaisempaa. Käytännössä kompensoinnissa on aina hieman epäviritystä eli maasulkuvirran kulkua vikapaikan kautta ei saada kokonaan poistettua.

Valokaaren sammumiseen ja pikajälleenkytkennältä välttymiseen vaikuttavat olennaisesti releiden laukaisuhidastukset ja kompensointiaste. Nykyaikaisilla numeerisilla releillä on mahdollista toteuttaa moniportainen maasulkusuojaus, jolloin

laukaisuhidastus muuttuu vikavirran suuruuden mukaan. Mitä pidemmäksi hidastusaika saadaan ilman vaarallisia kosketusjännitteitä, sitä suuremmalla todennäköisyydellä maasulun aiheuttava valokaari ehtii sammua ilman katkaisijan laukeamista. Valokaaren sammumisen kannalta sopiva kompensointiaste on tyypillisesti 75-125 %. (Järventausta 2003)

Valokaaren sammuminen riippuu myös suoraan vikavirran suuruudesta. Maasta erotetussa verkossa 20 kV jännitteellä suurin itsestään sammuva maasulkuvirta on 35 A, kun kompensoidussa verkossa vielä 60 A maasulkuvirta voi sammua itsestään. Jos valokaari palaa ylijännitesuojan kipinävälissä, niin suurimmat sammuvat virrat ovat vielä selkeästi pienempiä. (Mörsky 1993) Xpower-verkkotietojärjestelmällä laskemalla Vennonmäen ja Saarlammen vikaresistanssittomat maasulkuvirrat ovat hieman yli 40 A. Muilla sähköasemilla on enemmän maakaapelia, joten maasulkuvirrat ovat suurempia. Keskeytyskustannusten kannalta muiden asemien kompensointi ei ole kannattavaa, koska niiden maakaapelilähdöillä ei ole jälleenkytkentöjä käytössä. Näillä lähdöillä maasulkuvirran sammutuksella ei pystytä vaikuttamaan keskeytyskustannuksiin.

ISS:n verkossa ei ole nykyisin yhtään sammutuskuristinta, joten vaikutusta jälleenkytkentöjen määrään ei voida tutkia. Aihetta on kuitenkin tutkittu aikaisemmin erään maakunnallisen verkkoyhtiön alueella. Kyseisen tutkimuksen perusteella keskitetty sammutus pienentää pikajälleenkytkentöjen määrää noin 38 %. (Järventausta 2003) Lisäksi Energiateollisuuden vuoden 2007 keskeytystilastossa on ilmoitettu keskimääräiset jälleenkytkentöjen määrät eri tavoilla maadoitetuissa verkoissa, mitkä näkyvät taulukossa 5.3.

Taulukko 5.3 Jälleenkytkentöjen määrä eri tavoilla maadoitetuissa verkoissa. (Energiateollisuus 2007)

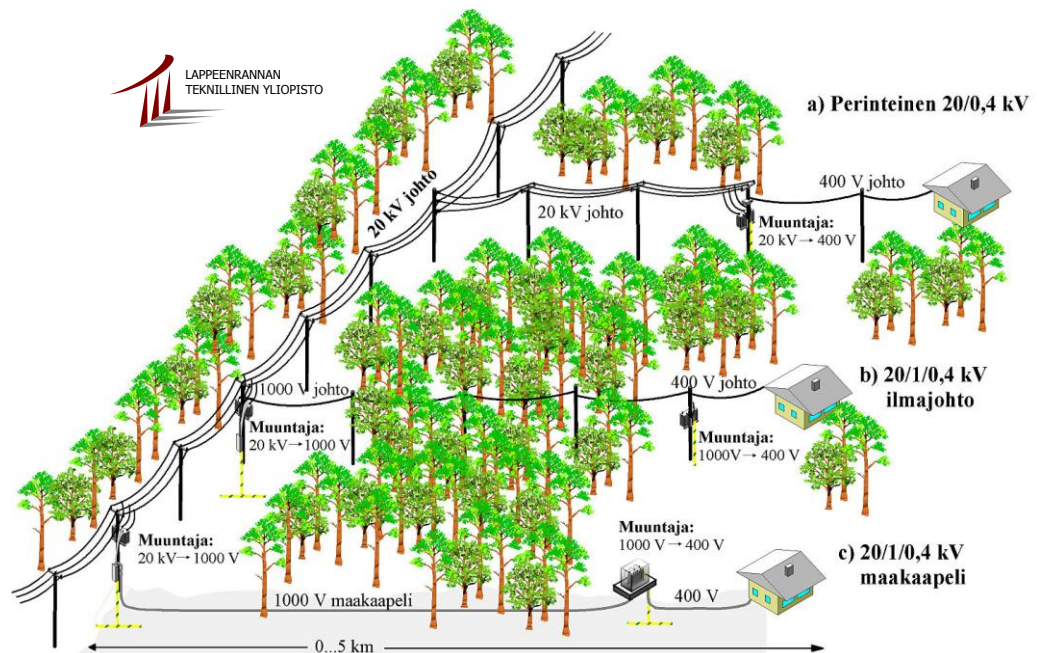
	Maasta erotettu	Sammutettu
PJK	21,9	14,79
AJK	6,31	5,37

Näiden tulosten avulla voidaan arvioida likimääräisesti kompensoinnin vaikutusta keskeytyskustannuksiin. Pikajälleenkytkentöjen määrä näyttäisi putoavan verkon sammutuksella kolmanneksen.

Suurten jälleenkytkentämäärien takia verkon sammutusta tutkitaan tarkemmin yhtenä investointivaihtoehtona ISS:n verkkoon. Keskeytyskustannusten kannalta kompensointia tutkitaan Vennonmäen ja Saarlammen sähköasemilla, jotka syöttävät maaseudulla sijaitsevaa verkkoa.

## 5.6 1 kV sähköjakelu

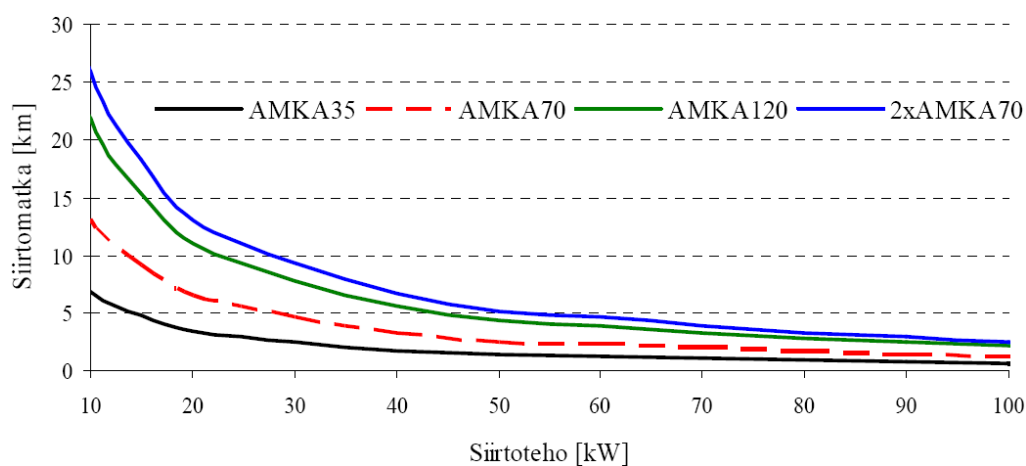
Suomessa on paljon metsissä kulkevia pienitehoisia keskijännitehaaroja, jotka ovat vioille alttiita. Tällaisille haaroille saattaa soveltua viime aikoina kehitetty 1 kV sähköjakelutekniikka. Kyseisessä ratkaisussa 20 kV vikaherkät avojohdot voidaan korvata 1 kV ilma- tai maakaapeleilla, jotka eivät ole niin alttiita vioille metsäisessä ympäristössä. Lisäksi jokainen 1 kV johtohaara muodostaa oman suojausalueensa, jolloin vika rajoittuu pienemmälle alueelle kuin 20 kV tekniikalla. Kuvasta 5.7 nähdään 1 kV jakelutekniikkaa.



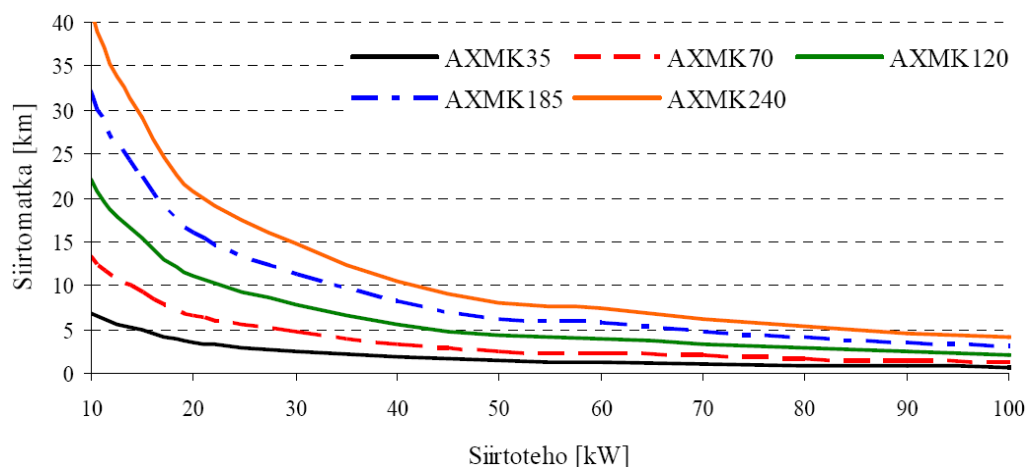
Kuva 5.7 Keskijännitehaaran korvaaminen 1 kV jakelulla. (Partanen 2005)

Uudella jännitetasolla voidaan korvata perinteiseen ratkaisuun verrattuna sekä 20 kV että 0,4 kV osa-alueita. Käyttövarmuutta parannettaessa keskitytään lähinnä keskijännitejohtojen korvaamiseen. 1 kV jakelu voi olla kustannustehokas ratkaisu, koska siinä voidaan käyttää normaaleja pienjännitejakelussa käytettäviä AMKA-johtoja ja muita pienjännitekomponentteja. Nykyiset pienjännitejohtimet ovat mitoitettu ja koestettu käytettäväksi 1 kV jännitteellä. Lisäksi 20 kV linjan vaatimaa leveää

johtokatu ei tarvita. Sama pätee myös maakaapelointiin. Investointi tulee edullisemmaksi, jos sähkönjakelu voidaan toteuttaa 20 kV keskijännitemaakaapelin sijaan 1 kV pienjännitemaakaapelilla. Toisaalta investointikuluja lisää uusien muuntajien hankinta ja tarvittavien muuntamoiden rakentaminen. Tästä johtuen investoinnin taloudellinen kannattavuus kasvaa johtohaaran pituuden kasvaessa. Siirtomatkan ylärajan määrää yleensä jännitteenalenema. 1 kV tekniikka soveltuu teknistaloudellisesti 1-5 km johtohaaroille, joilla siirretään suhteellisen vähän tehoa. Ilmajohdoilla tekniikalle sopiva siirtoteho on tyypillisesti alle 60 kW ja maakaapeleilla alle 100 kW. Kuvista 5.8 ja 5.9 nähdään teknistaloudelliset tehonsiirtomatkat käytettäessä 1 kV jännitetasoa, kun sallittu jännitteenalenema on 8 %. Käyrissä on otettu huomioon johtimen lisäksi 1/0,4 kV muuntajista tulevat kustannukset. (Lakervi 2008, Partanen 2005, Lohjala 2005)

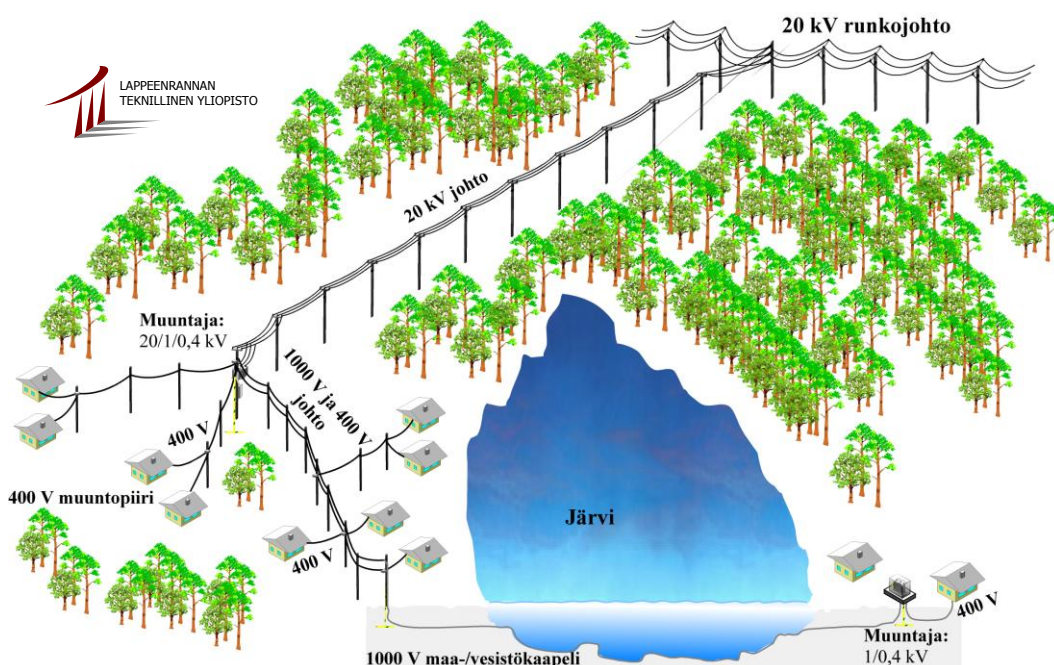


Kuva 5.8 Teknistaloudelliset siirtomatkat AMKA-johtimilla käytettäessä 1 kV järjestelmää. (Lohjala 2005)



Kuva 5.9 Teknistaloudelliset siirtomatkat AXMK-johtimilla käytettäessä 1 kV järjestelmää. (Lohjala 2005)

ISS:n verkossa on lyhyitä pienitehoisia keskijännitehaaroja, joiden toteuttaminen 1 kV järjestelmällä saattaa olla kannattavaa. Etenkin vapaa-ajan asuntojen sähköistäminen saaristoisilla alueilla voi tulla uudella jännitetasolla kannattavaksi. Haja-asutusalueilla on paljon vapaa-ajan asuntoja ja niitä rakennetaan jatkuvasti lisää. Uusien mökkien sähköistäminen on mahdollista toteuttaa 1 kV jakelulla siten, että aikaisemmat pienjänniteverkot pysyvät ennallaan. Jakelumuntajana käytetään tällöin 20/1/0,4 kV kolmikäämimuntajaa. Kuvasta 5.10 nähdään esimerkki pienjänniteverkon laajentamisesta, jolloin kauempana olevaa kulutuspiistettä varten ei tarvitse rakentaa uutta keskijännitehaaraa. Tällöin uusi verkko-osuus saadaan rakennettua käyttövarmuudeltaan paremmaksi. (Partanen 2005)



Kuva 5.10 Pienjänniteverkon laajentaminen 1 kV jakelulla. (Partanen 2005)

1 kV käyttö voi olla kannattavaa myös johdinsaneerauksien yhteydessä. Jos johtohaaralla on paljon vikoja ja tekniset reunaehdot toteutuvat, on mahdollista, että saneerauksen yhteydessä keskijännitehaara kannattaa muuttaa pienjännitehaaraksi. Kannattavuus riippuu vahvasti lähdön keskeytyskustannuksista. Yhtälön (3.1) perusteella voidaan todeta, että keskeytyskustannuksiin vaikuttaa olennaisesti lähdön keskiteho ja osaltaan johdinlajeista riippuvat vikataajuudet. Johtolähdön tehon kasvaessa lisääntyy myös 1 kV käytön kannattavuus saneerauskohteissa. ISS:n verkossa 1 kV

käyttöä kannattaa tutkia, kun lyhyitä 20 kV johtohaaroja joudutaan saneeraamaan. (Partanen 2005)

Juha Lohjalan mukaan 1 kV järjestelmän käyttö on taloudellisesti kannattavaa, kun sillä korvataan 20 kV johtoja, mutta toimivan pienjänniteverkon korvaaminen suuremmalla jännitteellä ei kannata. Pienjänniteverkon laajentamisen hyöty 1 kV jännitteellä syntyy, kun uutta keskijännitejohtoa ei tarvitse rakentaa. Tekniikka on todettu toimivaksi jo nykyisin, mutta kehitettäväkin vielä löytyy. Esimerkiksi ylijännitesuojaus vaatii vielä tutkimista etenkin AMKA-johtimia käytettäessä. (Lohjala 2005)

## **5.7 Jännitetyöt**

Jännitetyöt tarkoittavat sähköverkkoon kohdistuvia töitä, jotka tehdään ilman sähkökatkoa. Tällä menetelmällä saadaan vähennettyä asiakkaille aiheutuvaa haittaa katkojen vähenemisen myötä ja pudotettua keskeytyskustannuksia. Normaaleja työtapoja käyttäen sähkökatkoja joudutaan tekemään pienienkin tehtävien takia, esimerkiksi varoitusmerkkejä uusiessa.

Suunnitellun keskeytyksen tekeminen vaatii aina ennakoilmoituksen. Tämän lisäksi katkojen pituus ei saa olla yli kolmea tuntia. Tästä johtuen sähköverkkoon liittyvät työt voivat olla hankalia ajoittaa. Töiden kanssa saattaa tulla kiire ja toisaalta keskeytys päästään tekemään vasta muutaman päivän jälkeen, kun siitä on ilmoitettu asiakkaille. Jännitetöillä työt sujuvat joustavammin ja vähemmällä haitalla. Urakoitsija voi vapaammin valita ajankohdat eri töille, kun niitä ole sidottu tiettyihin keskeytyshetkiin. (Kumpulainen 2006)

Jännitetöiden perustana on työturvallisuuden ylläpitäminen. Tämä onnistuu koulutuksilla, oikeilla työvälineillä ja menetelmillä sekä oikealla asenteella jännitetöitä kohtaan. Työt tehdään tietyn välimatkan päästä jännitteisistä osista käyttäen eristettyjä jännitetyösauvoja. Menetelmä soveltuu erittäin hyvin keskijänniteverkon töihin, koska komponentit eivät ole liian raskaita käsiteltäviksi jännitetyösauvoilla. (Kumpulainen 2006)

Suomessa ei vielä tehdä kovin paljon jännitetöitä verrattuna muihin EU-maihin. Tilanne on kuitenkin muuttumassa. Myös ISS:n jakeluverkossa on alettu tekemään jännitetöitä, jotta suunniteltuja keskeytyksiä saataisiin vähennettyä. Jännitetyöllä voidaan tehdä todella paljon erilaisia asennus- ja huoltotehtäviä. Esimerkiksi vaihtaa pylväitä, kytkeä muuntamo, kytkeä uusi johtohaara, puhdistaa kojeistoja, huoltaa erottimia, tehdä verkkoon uusia erotuskohtia ja asentaa varoitusmerkkejä. Uusia erotuskohtia tekemällä voidaan vähentää keskeytyksiä rengasverkoissa. (Kumpulainen 2006)

Jännitetyö on kustannuksiltaan kalliimpaa kuin jännitteettömään verkkoon tehdyt työt. Toisaalta kustannuksissa säästetään, kun työstä ei aiheudu ollenkaan keskeytyskustannuksia ja keskeytyksistä ei tarvitse ilmoitella asiakkaille. Lisäksi verkon kytkennöistä ei synny niin suuria kustannuksia, kun katkoja ei tarvitse tehdä. (Kumpulainen 2006)

## **5.8 Ennakoivat toimenpiteet**

Jakeluverkon luotettavuuteen voidaan vaikuttaa ennakoivasti, jolloin vikojen todellista määrää saadaan vähennettyä ja keskeytykset pysyvät lyhyinä.

### **5.8.1 Päivystys**

ISS:n sähkönjakelua valvoo virka-ajan ulkopuolella yksi tekninen päivystäjä ja yksi asentaja. Vian sattuessa tekninen päivystäjä toimii valvomossa ja asentaja lähtee maastoon etsimään ja korjaamaan vikaa. Asentajan ensimmäisenä tehtävänä on tarvittaessa ohjata erottimia, jotta vikapaikka saataisiin erotettua muusta verkosta. Yhden asentajan voimin tämä työ voi olla hidasta, jos vikaa joudutaan etsimään vyöryttämällä. Tällöin verkkoa kokeillaan erotinväli kerallaan, pysyvätkö sähköt päällä. Asentaja joutuu ajamaan vyörytyksen aikana edestakaisin erottimien välillä.

Kahden asentajan avulla käsin ohjattujen erottimien ohjaaminen olisi nopeampaa, kun edestakaista liikkumista ei tarvita. Tällöin vikapaikka saataisiin erotettua nopeammin. Vikojen keskimääräistä keskipituutta asiakkaalle saataisiin lyhennettyä. Uusi asentaja tuo lisäkustannuksia päivystystuntien lisääntyessä. Pysyvän vian keskipituus on 55 minuuttia ja sen pitäisi lyhentyä noin 12 minuuttia, jotta lisäasentajan varallaoloaika saataisiin katettua keskeytyskustannusten säästöillä.



Toisen asentajan käyttö ei todennäköisesti lyhentäisi keskeytyksen keskipituutta tarpeeksi, joten menetelmä ei ole keskeytyskustannusten kannalta kannattava. Toisen asentajan pitäminen on kannattavaa lähinnä työvoiman saatavuuden kannalta. ISS:n päivystyksessä käytetään kahta asentajaa varalla kesäisin, jolloin työntekijöitä on hankalampi tavoittaa vikojen korjaukseen.

### **5.8.2 Johtokatuja raivaus**

Johtokatuja raivauksella voidaan vaikuttaa vikojen todelliseen lukumäärään, ja se vähentää sekä pysyviä vikoja että jälleenkytkentöjä. Raivatulla johtokadulla puut eivät osu johtimiin niin helposti.

ISS:n jakeluverkon johtokatuja raivataan tietyn kierron mukaan, jolloin sama paikka tulee raivatuksi noin viiden vuoden välein. Kiertoaika on todettu kokemuspäisessä sopivaksi, jotta johtokadut pysyvät siisteinä. Raivauksissa käytetään apuna mm. helikopteria.

### **5.8.3 Ennakoiva kunnossapito**

Vikojen lukumäärää saadaan pienennettyä ennakoivilla kunnossapitotoimenpiteillä, joihin kuuluu kunnonvalvonta ja vikaantumassa olevien komponenttien vaihtaminen. Uusittavien komponenttien löytämiseksi on erilaisia menetelmiä, kuten visuaaliset ja akustiset havainnoinnit, lämpökuvaukset sekä mittaukset. Mittauksilla voidaan tutkia esimerkiksi sähkömagneettista säteilyä, osittaispurkauksia ja eristeresistansseja. (Järventausta 2003)

## **6. INVESTOINTIVAIHTOEHDOT ISS OY:N VERKKOON**

Jakeluverkolle saadaan ratkaistua teknistaloudellinen investointimalli, kun investointi-, häviö-, keskeytys- ja ylläpitokustannusten summa on mahdollisimman pieni. Samalla täytyy huomioida, että tietyt reunaehdot toteutuvat. Jakeluverkon pitää toteuttaa ainakin seuraavat ehdot, johtimien terminen kestoisuus ei ylity, oikosulkukestoisuus ei ylity, jännitteen laatu on sallituissa rajoissa, sähköturvallisuuksäännökset toteutuvat ja haluttu käyttövarmuus toteutuu. (Lakervi 2008, Lohjala 2005) Tämän työn tarkoituksena on keskittyä käyttövarmuuden parantamiseen ja keskeytyskustannusten pienentämiseen, mutta myös häviöiden ja reunaehtojen vaikutuksia investointien kokonaiskustannuksiin otetaan huomioon.

ISS:n jakeluverkkoon on jo päätetty tehdä joitain käyttövarmuutta parantavia investointeja. Näitä ei tutkita enää tässä työssä. Merkittävä uudistus on käytöntukijärjestelmän käyttöönotto, jonka avulla esimerkiksi varayhteyksien käyttö tehostuu. Lisäksi käytöntukijärjestelmä mahdollistaa tarkempien keskeytystilastojen laatimisen, jolloin jakeluverkon suunnittelu käyttövarmuuden parantamisen näkökulmasta tarkentuu.

### **6.1 Sähköverkkojen investointilaskenta**

Sähköverkkoihin tehtäviä investointeja voidaan tarkastella normaalien investointilaskentamenetelmien avulla. Kannattavuuteen vaikuttavat korkoprosentti, pitoaika ja sähköverkkoinvestointien yhteydessä kuormituksen kasvu. Lisäksi investointilaskentaan vaikuttaa suunnittelujakson pituus. Sähköverkkoinvestointien laskentaan soveltuu hyvin nykyarvo- ja annuiteettimenetelmät. Verkkoyhtiön käyttämä korkotasoa kuvaa joko investointien reaalisia rahoituskuluja tai haluttavaa reaalista minimituottoa, riippuen yhtiön strategiasta. (Lakervi 2008)

Sähköverkkojen investointilaskelmille on ominaista verkostokomponenttien erittäin pitkät pitoajat. Tämän takia laskennoissa käytettävät korkotasot ja ennusteet tulevaisuuden tehonkasvusta vaikuttavat investointien kannattavuuteen ja ajoitukseen voimakkaasti.

### 6.1.1 Nykyarvo

Nykyarvomenetelmällä tulevaisuudessa tapahtuvat maksut diskontataan nykyhetken rahanarvoon. Sähköverkkojen investoinneissa on usein hyödyllistä käyttää jaksollisten maksujen nykyarvomenetelmää, joka on käännteinen laskentatoimenpide verrattuna korkolaskuun, jossa määritetään pääoman kasvu laskemalla korkoa koron päälle. Tällä menetelmällä voidaan laskea esimerkiksi johtimien vuosittaisten häviöiden nykyarvo ja verrata summaa investointikustannuksiin, joilla häviöt pienenisivät. Jaksollisten maksujen nykyarvo voidaan laskea yhtälöllä

$$NA = \frac{1 - \left(1 + \frac{p}{100}\right)^{-T}}{\frac{p}{100}} \cdot K \quad (6.1)$$

missä  $NA$  = nykyarvo  
 $p$  = korkokanta  
 $T$  = pitoaika  
 $K$  = jaksollinen maksu

Kun lasketaan johdinhäviöitä ja otetaan huomioon kuormituksen kasvu, niin nykyarvo saadaan yhtälöillä

$$NA = \varepsilon \cdot \frac{\varepsilon^T - 1}{\varepsilon - 1} \cdot K \quad (6.2)$$

$$\varepsilon = \frac{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^2}{\left(1 + \frac{p}{100}\right)} \quad (6.3)$$

missä  $\varepsilon$  = kerroin  
 $r$  = kuormituksen kasvuprosentti (Lakervi 2008)

Jaksollinen maksu on ensimmäisen vuoden laskennallinen häviökustannus, joka tutkittavasta kohteesta muodostuu.

### 6.1.2 Annuiteetti

Käyttövarmuusinvestointien tutkimiseen soveltuu hyvin annuiteettimenetelmä. Annuiteetti tarkoittaa investoinnin vuosikustannusta tietyllä korkoprosentilla ja pitoajalla. Tällöin voidaan verrata suoraan investoinnin tuomia vuotuisia keskeytyskustannussäästöjä investoinnin annuiteettiin. Annuiteetti saadaan laskettua yhtälöllä

$$AN = \frac{\frac{p}{100}}{1 - \left(1 + \frac{p}{100}\right)^{-T}} \cdot INV \quad (6.4)$$

missä  $AN$  = annuiteetti  
 $INV$  = investointikustannus

Keskeytyskustannussäästöjen lisäksi voidaan laskea mahdolliset muutokset vuotuisissa häviökustannuksissa, jolloin saadaan selvitettyä investoinnin kokonaiskannattavuus.

## 6.2 Investoinnit

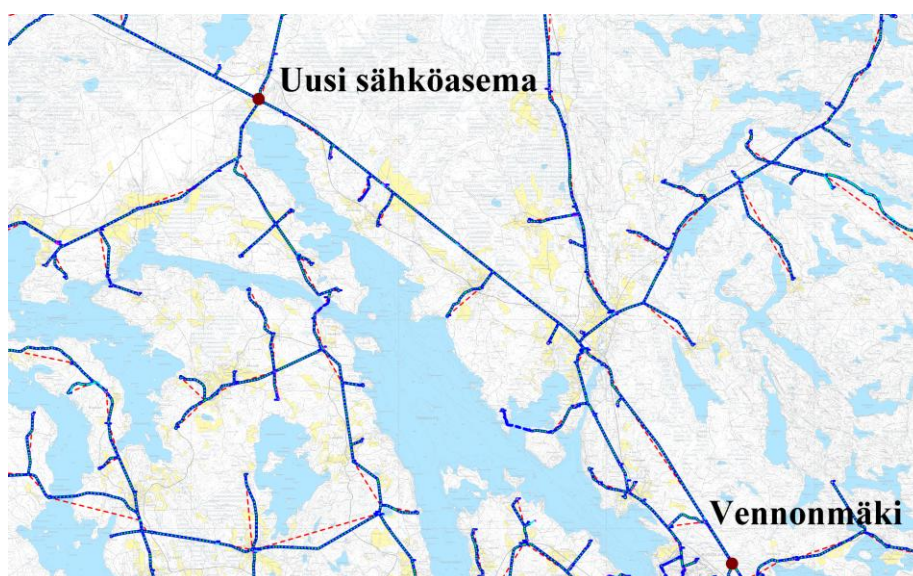
ISS:n jakeluverkkoon tutkittiin erilaisia käyttövarmuuden parantamismenetelmiä ja niiden perusteella päädyttiin tutkimaan muutamaa potentiaalista vaihtoehtoa tarkemmin. Tutkimusten perusteella investointivaihtoehtoiksi valittiin kevyt sähköasema, maasulkuvirtojen kompensointi haja-asutusseuduilla ja maastokatkaisijat. Nämä investoinnit saattavat tuoda jatkossa tarvetta myös muille investoinneille, kuten uusille kauko-ohjattaville erottimille, kun johtolähdöt muuttuvat ja verkkoon tulee uusia jakorajoja. Lisäksi tutkittiin yhden lähdön saneeraus vertaamalla maakaapelointia PAS-johtoon.

Uusia investointeja voidaan tutkia jatkossa tehtyjen perusselvitysten avulla. Valitut investoinnit tutkitaan mahdollisimman monipuolisesti keskeytyskustannusten näkökulmasta. Investoinnit vaikuttavat voimakkaasti toisiinsa, joten niitä ei voida tutkia yksittäin, vaan ne muodostavat yhden investointikokonaisuuden. Tästä johtuen investoinnit pitää optimoida myös ajan suhteen, jolloin saadaan investointimalli pitkälle aikavälille.

### 6.2.1 Syyspohjan kevyt sähköasema

Vennonmäen sähköasema syöttää erittäin pitkiä johtolähtiä, ja se vastaa erittäin suuren maaseutualueen sähköistyksestä. Tästä johtuen näiltä lähdoilta muodostuu valtaosa koko jakeluverkon keskeytyskustannuksista. Tehokkain keino keskeytyskustannusten pienentämiseksi on pilkkoa verkkoa pienempiin suojausalueisiin uuden sähköaseman avulla. Tehonkasvun kannalta uutta asemaa ei tarvitse tehdä eli tilanteeseen sopii kevyt sähköasema, jossa on mahdollisimman pieni ja edullinen päämuuntaja. Teknisesti rajoittavaksi tekijäksi voi muodostua pienimmät oikosulkuvirrat johtolähtöjen loppupäässä, jos päämuuntaja on liian pieni. Tällöin oikosulkusuojausta ei saada toimimaan oikein.

Uudelle sähköasemalle löytyy optimaalinen paikka kantaverkon johtokadun varrelta, joten uutta suurjännitelinjaa ei tarvitse rakentaa. Paikka näkyy kuvasta 6.1. Kaikki muutokset tutkittavalla alueella näkyvät liitteenä V olevista kartoista. Uusi sähköasema syöttää normaalissa tilanteessa neljää johtolähtöä. Vanha Syyspohjan lähtö jakautuu neljäksi eri suojausalueeksi, joista yhtä syötetään Vennonmäen sähköasemalta. Äitsaaren ja Jukajärven lähdot pilkkoutuvat kolmeen suojausalueeseen nykyisiin lähtöihin verrattuna. Neljännen lähdon kannattavuus tutkitaan myös ilman uutta läntistä yhdysjohtoa, jolloin nykyinen Jukajärven lähtö jää ennalleen. Jukajärven itäinen yhdysjohto on jo päätetty rakentaa, joten sen kannattavuutta ei tutkita erikseen.



Kuva 6.1 Uuden sähköaseman sijainti.

Uuden sähköaseman kannattavuutta tutkitaan laskemalla Vennonmäen ja Syyspohjan sähköasemille keskeytyskustannukset uusilla johtolähdöillä. Uusien lähtöjen pituudet ja keskitehot on tutkittu Xpower-verkkotietojärjestelmän avulla. Keskeytystietoina on käytetty nykyisten lähtöjen keskiarvoja uusien lähtöjen sijaintien mukaan. Syyspohjan neljännen lähdön tietoina on käytetty nykyisen Jukajärven keskeytystietoja, kun uusi yhdysjohto on käytössä. Todellisuudessa nykyisten lähtöjen keskeytystietojen käyttö poikkeaa uusien lähtöjen tilanteesta ollen liian suuria tai pieniä. Vanhojen keskiarvojen käyttö on kuitenkin luotettavin keino tutkia uuden sähköaseman kokonaisvaikutusta keskeytyskustannuksiin.

Keskeytyskustannukset on laskettu vuoden 2007 rahanarvossa, jolloin ne ovat suoraan vertailukelpoisia nykytilatutkimuksessa saatujen tulosten kanssa. Taulukossa 6.1 näkyy Syyspohjan sähköaseman tuomat muutokset keskeytyskustannuksiin.

Taulukko 6.1 Syyspohjan sähköaseman tuomat muutokset keskeytyskustannuksiin ilman uutta läntistä yhdysjohtoa.

Asema	Lähtö	Nykyiset [k€/a]	Uudet [k€/a]	Muutos [k€/a]
UUSI	Uusi 1	0	0,2	0,2
UUSI	Uusi 2	0	27,1	27,1
UUSI	Uusi 3	0	4,3	4,3
UUSI	Uusi 4	0	2,8	2,8
MA4	3 Äitsaari	104,1	66,9	-37,3
MA4	9 Syyspohja	83,0	2,8	-80,3
<b>Yht. -83 k€/a</b>				

Suojausalueiden pientyminen vaikuttaa keskeytyskustannuksiin merkittävästi. ISS:llä käytetään sähköasemien pitoaikoina 45 vuotta ja niiden sisältämien elektronisten komponenttien pitoaikoina 25 vuotta. Lyhyemmälläkin pitoajalla ja viiden prosentin korkotasolla säästöt mahdollistavat yli miljoonan euron investoinnin. Tehtyjen laskelmien perusteella sähköasemainvestointi näyttää erittäin kannattavalta. EMV määrittää kevyen sähköaseman hinnaksi 387 k€. Lisäksi kustannuksia tulee päämuuntajasta ja lähdön kolme alkuun pitää rakentaa noin 1500 metriä uutta johtoa. 600 k€ kuluilla investoinnilla saavutetaan 50 k€/a nettosäästöt keskeytyskustannuksissa. Pitoaikana laskelmissa on pidetty 30 vuotta.

Jukajärven läntisen yhdysjohdon kannattavuutta tarkastellaan vastaavalla tavalla. Varayhteismahdollisuuksien tuomat keskeytyskustannussäästöt otetaan huomioon myöhemmin, kun tutkitaan kauko-ohjattavan erotinaseman kannattavuutta uudelle jakorajalle. Uudet keskeytyskustannukset näkyvät taulukossa 6.2.

Taulukko 6.2 Syyspohjan sähköaseman tuomat muutokset keskeytyskustannuksiin uuden läntisen yhdysjohdon kanssa.

Asema	Lähtö	Nykyiset [k€/a]	Uudet [k€/a]	Muutos [k€/a]
UUSI	Uusi 1	0	12,4	12,4
UUSI	Uusi 2	0	27,1	27,1
UUSI	Uusi 3	0	4,3	4,3
UUSI	Uusi 4	0	2,8	2,8
MA4	3 Äitsaari	104,1	66,9	-37,3
MA4	7 Jukajärvi	88,5	44,3	-44,2
MA4	9 Syyspohja	83,0	2,8	-80,3
<b>Yht. -115 k€/a</b>				

Uusi lähtö jakaa nykyistä Jukajärven lähtöä, jolloin keskeytyskustannukset pienenevät 32 k€/a lisää. Taulukossa 6.2 olevat lähdöt näkyvät liitteen V sivulla kaksi. Yhdysjohto rakennetaan PAS 95 johtimilla ja pituutta sillä on tienviereen asennettuna viisi kilometriä. Liitteessä IV näkyvien EMV hintojen perusteella linjan investointikustannukset ovat 156 k€, jolloin saadaan 45 vuoden pitoajalla annuiteetiksi 8,8 k€/a. Yhdysjohdon rakentaminen sähköasemainvestoinnin yhteydessä on kannattavaa, jolloin uudesta asemasta saadaan kaikki hyöty irti. Lisäksi uudet yhdysjohdot pienentävät uusien varayhteysien myötä asiakkaiden keskimääräistä keskeytysaikaa.

Uusi sähköasema kasvattaa lähdöillä oikosulkuvirtoja. Tämän takia on tarpeellista tutkia joudutaanko johtimia vaihtamaan oikosulkukestoisuuden takia, mikä vaikuttaa sähköasemainvestoinnin kokonaiskustannuksiin. Oikosulkukestoisuuksia on laskettu Xpower-verkkotietojärjestelmällä. Laskelmien perusteella verkko kestää kasvaneet oikosulkuvirrat 10 kVA päämuuntajalla. Tarvittava päämuuntajan koko on tätä pienempi. Vain yksi 250 m pituinen sivuhaara jää oikosulkukestottomaksi, mikä ei vaikuta olennaisesti investoinnin kokonaiskustannuksiin.

### 6.2.1.1 Häviöt

Uudella sähköasemalla on vaikutuksia myös siirtohäviöihin. Häviötehot saadaan laskettua yhtälöillä

$$P_{\text{häv}} = 3RI^2 \quad (6.5)$$

$$Q_{\text{häv}} = 3XI^2 \quad (6.6)$$

missä  $P_{\text{häv}}$  = pätötehohäviöt  
 $Q_{\text{häv}}$  = loistehohäviöt  
 $R$  = resistanssi  
 $X$  = reaktanssi  
 $I$  = virta

Yhtälöistä nähdään, että virran suuruus on erittäin merkittävä tekijä, koska se vaikuttaa häviöiden suuruuteen neliöllisesti. Jännitteen vaikutus virran suuruuteen saadaan yhtälöllä

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U\cos\omega} \quad (6.7)$$

missä  $P$  = siirrettävä pätöteho  
 $\omega$  = vaihekulma

Jännitteen kasvaessa virta ja häviötehot pienenevät. Uusi sähköasema nostaa jakeluverkon jännitetasoja, kun verkkoon tulee uusi syöttöpiste. Verkon siirtohäviöt pienenevät, mutta toisaalta uusi päämuuntaja aiheuttaa tyhjäkäyntihäviöitä. Johtolähtöjen häviötehoja on tutkittu Xpower-verkkotietojärjestelmällä. Lopputuloksena on saatu taulukon 6.3 mukaiset vuotuiset häviöenergiat. Muuntajan tyhjäkäyntihäviötehoksi on arvioitu 9 kW, jolloin sen häviöenergiaksi saadaan 78,8 MWh/a.



Taulukko 6.3 Uuden sähköaseman vaikutus verkostohäviöihin.

Asema	Lähtö	Nykyiset [MWh/a]	Uudet [MWh/a]	Muutos [MWh/a]
UUSI	Uusi 1	0	0,52	0,52
UUSI	Uusi 2	0	14,75	14,75
UUSI	Uusi 3	0	0,66	0,66
UUSI	Uusi 4	0	5,78	5,78
MA4	Syyspohja	30,70	0,40	-30,30
MA4	Jukajärvi	31,85	11,45	-20,40
MA4	Äitsaari	23,41	16,10	-7,31
<b>Yht. -36 MWh/a</b>				

Johtojen impedansseista aiheutuva häviöenergia pienenee 36,3 MWh/a. Häviöenergian hinnaksi on arvioitu 66 €/MWh, jolloin uusi sähköasema lisää häviökustannuksia 2,8 k€/a. Summasta huomataan, että kyseisen sähköasemainvestoinnin kohdalla muutokset keskeytyskustannuksissa ovat dominoivat häviökustannusmuutoksiin verrattuna.

### 6.2.1.2 Jakorajat

Alkuoletuksena tehtyjen lähtöjen jakorajoja voidaan optimoida siten, että häviö- ja keskeytyskustannusten summa on mahdollisimman pieni. Kauko-ohjattavien erottimien sijainti rajoittaa jakorajojen optimaalisia paikkoja. Jos jakoraja jää käsin ohjattavan erottimen kohdalle, niin varasyöttöjen käyttö vikatilanteessa hidastuu merkittävästi. Sähköasemainvestoinnin kannattavuutta laskiessa jakorajat optimoitiin laskemalla kustannukset, kun jakorajaa siirrettiin eri kauko-ohjattavien erotinasemien kohdille.

Jakorajan sijaintiin nykyisellä Äitsaaren lähdöllä vaikuttaa olennaisesti, kuinka suureksi vikataajuudet arvioidaan lähtöjen eri kohdissa. Nykyisten lähtöjen keskiarvoilla uusien lähtöjen kaksi ja kolme välinen jakoraja tulisi olla Soinilan erotinaseman kohdalla. Jos lähtöjen loppupäiden vikataajuuksien oletetaan olevan keskiarvoja korkeampi, niin jakorajan optimaalinen paikka siirtyy Utulan erotinaseman kohdalle. Jakorajojen optimointia saadaan tarkennettua, jos vikatilastoihin merkitään jatkossa vikojen todelliset paikat, jolloin vikataajuudet saadaan laskettu tarkemmin erilaisille lähdön osille.

Uuden yhdysjohdon kanssa nykyisen Jukajärven lähdön varrelle syntyy uusi jakoraja. Jakorajoille on usein kannattavaa asentaa kauko-ohjattava erotinasema käsin ohjattujen

erottimien sijaan. Kauko-ohjauksen kannattavuutta on tutkittu uuden sähköaseman tuomien varasyöttömahdollisuuksien mukaan. Uuden jakorajan tuomat varayhteysmahdollisuudet toteutuvat silloin, kun vika sattuu Jukajärven lähdön alussa tai Syyspohjan sähköaseman neljännen lähdön alussa ennen ensimmäisiä kauko-ohjattavia erottimia. Tällöin varasyötön avulla voidaan palauttaa jännite vian sijainnista riippuen joko Pellisen tai Hellstenin erotinasemien suuntiin. Lisäksi kauko-ohjattavasta erottimesta on hyötyä, kun vika sattuu uuden erotinaseman ja Pellisen erotinaseman välissä, jolloin jännite voidaan palauttaa kyseisen lähdön alkupäähän kytkentäajan kuluessa.

Kun otetaan huomioon nämä kolme vaihtoehtoa, saadaan selville, että kytkentäajan lyhentyessä kauko-ohjauksella 57 minuutta keskeytyskustannukset pienenevät 1,1 k€/a. Tällä summalla ei saada aivan katettua kustannuseroa kauko-ohjattavan erotinaseman ja käsin ohjattavien erottimien välillä. Käytännössä tilanne muuttuu, koska Syyspohjan uuden sähköaseman läheisyydestä vapautuisi kauko-ohjattava erotinasema, joka voitaisiin siirtää uudelle jakorajalle. Lisäksi kauko-ohjattavista erottimista saatava hyöty voi lisääntyä tulevaisuudessa käytöntukijärjestelmän yhteydessä.

### **6.2.2 Keskitetty maasulkuvirran kompensointi maaseudulla**

Maasulkuvioissa vikavirrat ovat pieniä, mutta kosketusjännitteet voivat kasvaa vaarallisen suuriksi. Maasulkuvirran kompensoinnilla voidaan pienentää vikapaikan kautta kulkevaa maasulkuvirtaa, jolloin myös kosketusjännitteet pienenevät. ISS:n jakeluverkossa on hyvät yhdistetyt maadoitukset ja kosketusjännitteiden suuruuden kanssa ei ole ongelmia. Tilannetta voidaan parantaa entisestään lisäämällä sähköasemille toinen päämuuntaja. Uudemmissa sähköasemilla on kaksoiskiskojärjestelmä, jolloin galvaanisesti yhteenkytketty verkko voidaan jakaa kahtia. Näin saadaan esimerkiksi kaupunkialueiden kaapeliverkot ja maaseudun ilmajohdot syötettyä eri päämuuntajilla. Tällä menettelyllä saataisiin pienennettyä maasulkuvirtoja, ja samalla ilmajohdoilla tapahtuvat maasulut eivät aiheuttaisi jännitekuoppia maakaapeliverkkoon.

ISS jakeluverkossa ei ole tarvetta pienentää maasulkuvirtoja kosketusjännitteiden takia eikä investointia voi perustella maadoituskustannusten pienemisellä, koska verkossa on jo hyvät maadoitukset. Keskitetyllä maasulkuvirran kompensoinnilla voidaan

kuitenkin parantaa verkon käyttövarmuutta, kun osa valokaarista saadaan sammumaan itsestään ilman pikajälleenkytkentää. Lisäksi maasulkusuojaus on mahdollista toteuttaa hälyttävänä ilman laukaisua, jos kosketusjännitteet pysyvät turvallisissa rajoissa. Tällaisella suojausmenettelyllä maasulkuvikaa on ruvettava selvittämään välittömästi hälytyksen sattuessa ja maasulku on kytkettävä pois viimeistään kahden tunnin kuluessa (SFS 2001). Maasulkuvikojen paikantaminen on hankalaa laajalla alueella olevassa ilmajohtoverkossa, joten kaksi tuntia ei välttämättä riitä vian paikantamiseen. Näistä syistä kompensoinnin kannattavuutta tutkitaan vain pikajälleenkytkentöjä vähentävänä käyttövarmuusinvestointina.

Keskitetyn kompensoinnin kannattavuutta tutkitaan sekä ilman uutta sähköasemaa että uuden aseman kanssa. Tällöin saadaan selville investointien vaikutukset toisiinsa. Uusi sähköasema pienentää galvaanisesti yhteenkytketyn verkon pituutta, jolloin maasulkuvirrat pienenevät. Lisäksi verkko jakautuu pienempiin suojausalueisiin, mikä pienentää jälleenkytkennöistä aiheutuvia keskeytyskustannuksia. Uuden sähköaseman yhteyteen oletetaan myös Jukajärven läntinen yhdysjohto, jolloin johtolähdöt ovat liitteenä V olevan kartan mukaiset.

Maasulkuvirran kompensointia tutkitaan Saarlammen ja Vennonmäen sähköasemilla sekä Syyspohjan uudella asemalla. Pikajälleenkytkentöjen arvioidaan vähenevän kolmanneksella. Tällä käyttövarmuusparannuksella Saarlammen keskeytyskustannusmuutoksiksi saadaan taulukon 6.4 mukaiset summat vuoden 2007 rahanarvossa.

Taulukko 6.4 Kompensoinnin tuomat muutokset keskeytyskustannuksiin Saarlammen sähköasemalla.

Asema	Lähtö	Nykyiset [k€/a]	Uudet [k€/a]	Muutos [k€/a]
MA9	11 Koivukeskus	0,1	0,1	0
MA9	13 Rautjärvi	28,8	26,3	-2,5
MA9	14 Niskapietilä	38,6	35,1	-3,5
MA9	15 Lohela	0,3	0,2	-0,1
MA9	16 Miettälä	40,4	37,6	-2,8
MA9	18 Vennonmäki	0,1	0	-0,1
MA9	19 Ruokolahti	1,3	1,2	-0,1
MA9	20 Immola	2,4	2,0	-0,4
MA9	21 Salosaari	7,5	6,4	-1,1
<b>Yht. -10,5 k€/a</b>				

Uusi sähköasema ei vaikuta Saarlammen kompensoinnin kannattavuuteen, koska sen johtolähdöillä ei tapahdu muutoksia. Vennonmäen lähtöihin uusi asema vaikuttaa. Taulukoista 6.5 ja 6.6 nähdään keskitetyn kompensoinnin tuomat muutokset Vennonmäen sähköaseman keskeytyskustannuksiin.

Taulukko 6.5 Kompensoinnin tuomat muutokset keskeytyskustannuksiin Vennonmäen sähköasemalla, nykyisillä johtolähdöillä.

Asema	Lähtö	Nykyiset [k€/a]	Uudet [k€/a]	Muutos [k€/a]
MA4	1 Pappilanlahti	4,6	4,5	-0,1
MA4	3 Äitsaari	104,1	100,0	-4,1
MA4	5 Rasila	20,4	19,4	-1,0
MA4	7 Jukajärvi	88,5	84,0	-4,5
MA4	8 Kärinki	40,9	39,2	-1,8
MA4	9 Syyspohja	83,0	78,7	-4,3
<b>Yht. -15,7 k€/a</b>				

Taulukko 6.6 Kompensoinnin tuomat muutokset keskeytyskustannuksiin Vennonmäen sähköasemalla, uuden Syyspohjan sähköaseman kanssa.

Asema	Lähtö	Vanhat [k€/a]	Uudet [k€/a]	Muutos [k€/a]
MA4	1 Pappilanlahti	4,6	4,5	-0,1
MA4	3 Äitsaari	66,9	64,2	-2,6
MA4	5 Rasila	20,4	19,4	-1,0
MA4	7 Jukajärvi	44,3	42,0	-2,2
MA4	8 Kärinki	40,9	39,2	-1,8
MA4	9 Syyspohja	2,8	2,6	-0,1
<b>Yht. -7,9 k€/a</b>				

Uudella Syyspohjan sähköaseman keskeytyskustannukset ovat pienehköt, joten myös kompensoinnin vaikutus kustannuksiin on pieni. Uuden aseman keskeytyskustannusmuutokset nähdään taulukosta 6.7.

Taulukko 6.7 Kompensoinnin tuomat muutokset keskeytyskustannuksiin uudella sähköasemalla.

Asema	Lähtö	Vanhat [k€/a]	Uudet [k€/a]	Muutos [k€/a]
UUSI	Uusi 1	12,4	11,8	-0,6
UUSI	Uusi 2	27,1	25,7	-1,4
UUSI	Uusi 3	4,3	4,1	-0,3
UUSI	Uusi 4	2,8	2,7	-0,1
<b>Yht. -2,4 k€/a</b>				

Ilman uutta sähköasemaa keskitetyn kompensoinnin asentaminen olisi kannattavinta Vennonmäen sähköasemalle, jolloin saataisiin keskeytyskustannussäästöjä 16 k€/a. Uuden sähköaseman myötä tilanne muuttuu, kun osa Vennonmäen johtolähdöistä lyhenee. Tällöin keskitetty kompensointi on kannattavinta Saarlammen sähköasemalla. Yhdelle asemalle tarvittavan kompensointilaitteiston kustannusarvioksi on määritetty 150 k€, jolloin sen annuiteetti on 45 vuoden pitoajalla ja viiden prosentin korolla 8,4 k€/a. Keskeytyskustannussäästöjä saadaan 10,5 k€/a, joten maasulkuvirran kompensointi vaikuttaa kannattavalle investoinnille käytetyillä parametreilla. Vennonmäen sähköasemalle ei kannata asentaa kompensointia, jos uusi Syyspohjan asema rakennetaan. Myöskään uudella asemalla ei ole kannattavaa investoida maasulkuvirran kompensointiin käyttövarmuusinvestointina.

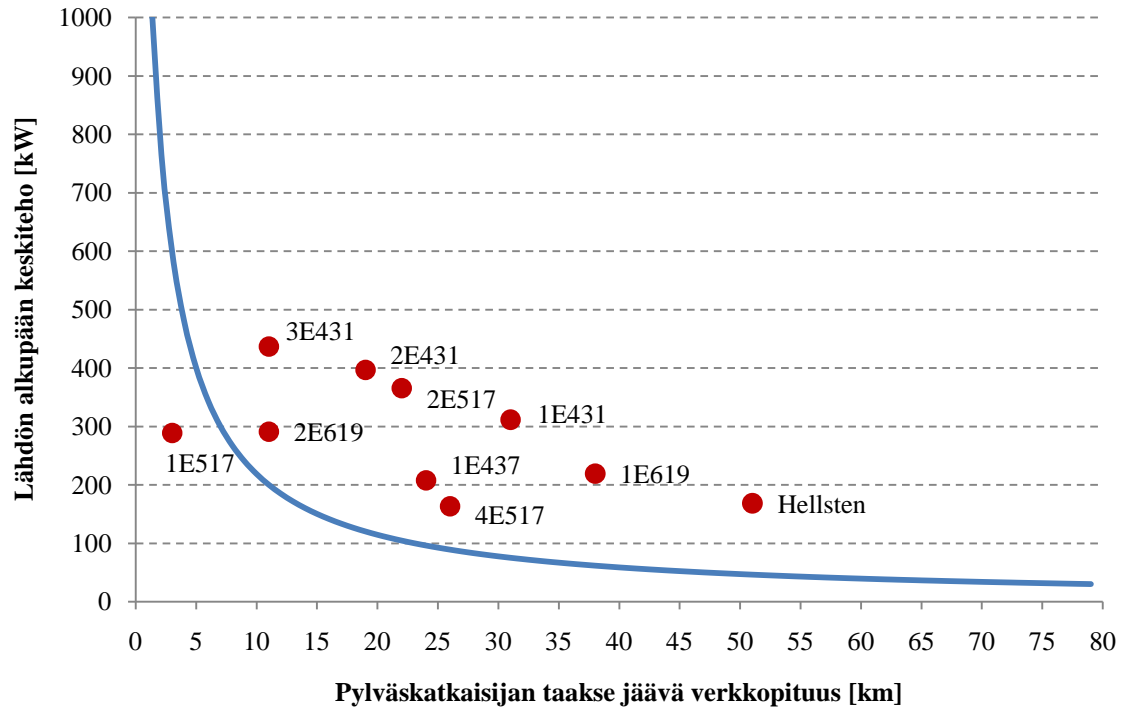
Uuden sähköaseman yhteydessä kompensointi kannattaa toteuttaa Saarlammen sähköasemalla ja sieltä saatujen kokemusten perusteella voidaan määrittää tarkemmin, kuinka paljon sammutus vähentää jälleenkytkentöjä. Maasulkuvirran kompensoinnin todellinen vaikutus pikajälleenkytkentöjen määrään vaikuttaa investoinnin kannattavuuteen selkeästi.

### **6.2.3 Maastokatkaisijat**

Uuden sähköaseman myötä keskijänniteverkko jakautuu tehokkaasti pienempiin suojausalueisiin. Tämän seurauksena kannattavien maastokatkaisijapaikkojen määrä pienenee merkittävästi. Verkkoon jää kuitenkin paikkoja, joihin pylväskatkaisijan sijoittaminen saattaa olla kannattavaa. Tutkittavat paikat ovat pääasiassa Saarlammen sähköaseman lähdoilla, joihin uusi sähköasema ei vaikuta.

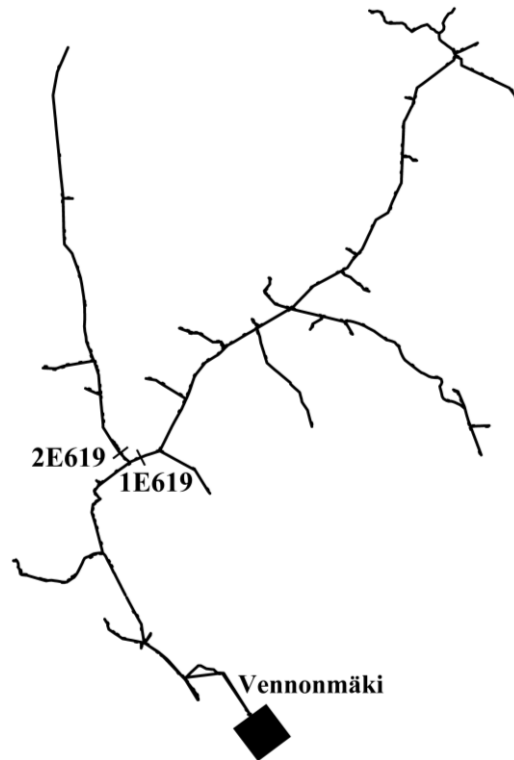
Maastokatkaisijat sopivat parhaiten sellaisille lähdoille, joiden tehot painottuvat lähdon alkupäähän. Potentiaalisia katkaisijan paikkoja on määritetty ISS:n keskimääräisillä vikatiedoilla tehdyllä kannattavuuskäyrällä. Tutkimusten perusteella kannattavia paikkoja löytyy Hellstenin, Viimolan, Hannin ja Niskapietilän erotinasemien kohdilla. Sijainnin optimointi on tehty siirtämällä katkaisijaa pitkin johtolähdön runkoa ja laskemalla keskeytyskustannussäästöt eri katkaisukohdissa. Kuvasta 6.2 nähdään miten erottimien paikoilla sijaitsevat katkaisijat sijoittuvat kannattavuuskäyrän suhteen.

Kuvasta nähdään, että yhdellä erotinasemalla maastokatkaisija jää kannattamattomaksi väärin sijoitettuna.



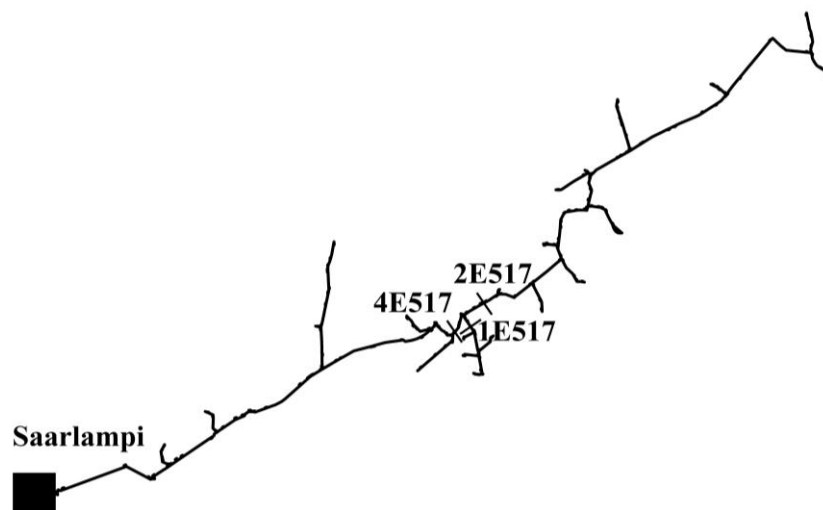
Kuva 6.2 Tutkittuja maastokatkaisijan paikkoja kannattavuuskäyrän suhteen.

Katkaisijan tarkempi kannattavuustutkinta tehtiin vertaamalla investoinnin annuiteettia vuotuisiin keskeytyskustannussäästöihin, jotka saadaan laskettua yhtälöllä (5.1). Risteykskohdissa on tilanteita, joissa katkaisijan taakse voidaan jättää yksi tai kaksi haaraa. Näissä tilanteissa tutkitaan kaikki mahdolliset vaihtoehdot katkaisijan sijainnin suhteen. Jukajärven kohdalla on oletettu, että sähköasemainvestointi on tehty yhdysjohtoineen. Tällä saadaan varmistettua, että katkaisijainvestointi on kannattava myös sähköaseman yhteydessä. Jukajärven lähdöllä tutkitut maastokatkaisijan paikat näkyvät kuvassa 6.3.



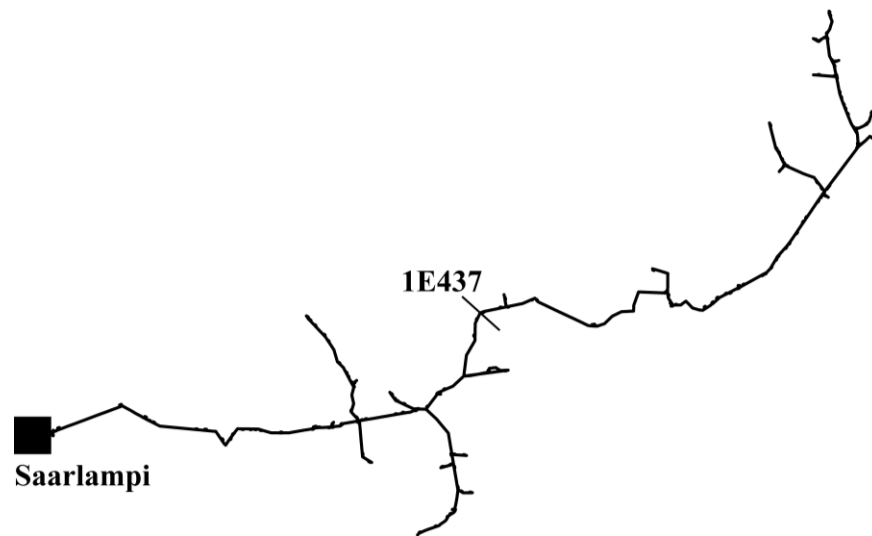
Kuva 6.3 Maastokatkaisijan paikat Jukajärven lähdöllä.

Katkaisijan kannattavuutta on tutkittu kuvassa näkyvien erottimien paikoille sekä ennen molempia erottimia. Jukajärven lähdöllä katkaisija kannattaa sijoittaa risteyskohtaan siten, että molemmat haarat jäävät erottimen taakse. Rautjärven lähdöllä kannattavimmat paikat maastokatkaisijalla löytyy Viimolan erotinaseman kohdalla. Kuvasta 6.4 nähdään erottimet, joiden paikoille katkaisijaa on tutkittu.



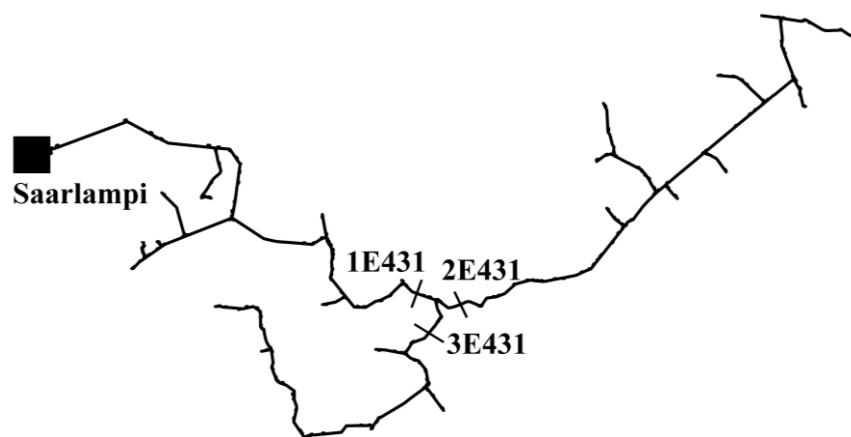
Kuva 6.4 Maastokatkaisijan paikat Rautjärven lähdöllä.

Erottimen 1E517 takana olevalla lyhyellä haaralla on taajama, joten tehonkulutus on suurempaa kuin muualla. Viimolan erotinaseman kohdalla maastokatkaisija kannattaa sijoittaa erottimen 2E517 paikalle, jolloin vain pidempi haara jää katkaisijan taakse. Miettälän lähdöllä maastokatkaisijalle paras paikka on Hannin erotinaseman kohdalla, mikä näkyy kuvassa 6.5.



Kuva 6.5 Maastokatkaisijan paikka Miettälän lähdellä.

Niskapietilän lähdellä tutkitut katkaisijapaikat näkyvät kuvassa 6.6.



Kuva 6.6 Maastokatkaisijan paikat Niskapietilän lähdellä.

Niskapietilän erotinasemalla maastokatkaisija kannattaa asentaa erottimen 1E431 paikalla, jolloin molemmat haarat jäävät katkaisijan taakse. Kaikille tutkituille paikoille on laskettu pylväskatkaisijan tuomat keskeytyskustannussäästöt. Lasketut kustannusmuutokset näkyvät kootusti taulukossa 6.8.



Taulukko 6.8 Pylväskatkaisijan vaikutus keskeytyskustannuksiin eri katkaisukohdissa.

Katkaisijan sijainti	Alkupään keskiteho [kW]	Taakse jäävä verkkopituus [km]	Keskeytyskustannusmuutos [k€/a]
Hellsten	168	52	-6,4
Hellsten 1E619	219	39	-6,3
Hellsten 2E619	291	12	-2,6
Niskapietilä 1E431	311	32	-6,9
Niskapietilä 2E431	397	20	-5,5
Niskapietilä 3E431	437	12	-3,7
Viimola 1E517	289	3,5	-0,7
Viimola 2E517	365	23	-5,8
Viimola 4E517	163	26,5	-3,0
Hanni 1E437	208	25	-3,6

Taulukossa näkyvät erottimet, joiden paikalle katkaisija tulisi. Hellstenin tunnuksen rivi tarkoittaa, että pylväskatkaisijan taakse jää molemmat erotinasemalta lähtevät haarat, mutta paikalla ei ole nykyisin erotinta. Laskennassa on käytetty lähtökohtaisia vikataajuuksia. Keskeytyskustannusmuutokset tarkoittavat ensimmäisen katkaisijan tuomia säästöjä. Jos samaan risteyskohtaan asennetaan useampi katkaisija, niin seuraavien katkaisijoiden kannattavuus on olennaisesti heikompi kuin ensimmäisen.

Energiamarckinavirasto ilmoittaa pylväskatkaisijan investointihinnaksi 21 k€, jolloin sen annuiteetti on 25 vuoden pitoajalla ja viiden prosentin korkotasolla 1,4 k€/a. Tämän perusteella voidaan todeta, että pylväskatkaisija on kannattava investointi kaikkiin neljään paikkaan.

#### 6.2.4 Jäppilänniemen saneeraus maakaapelilla

Jäppilänniemen keskijännitelähtö on vanhaa avojohtoa, joka kulkee pääosin metsässä. Lähtö on suunniteltu saneerattavaksi rakentamalla PAS-johto tienvarteen. Vaihtoehtoisena ratkaisuna tutkitaan lähdon maakaapelointia. Johtolähtö on 23,1 km pitkä haara.

Jäppilänniemen johtolähtö sijaitsee maaseudulla, ja sen keskiteho on vain 340 kW. Lisäksi lähdölle ei ole odotettavissa merkittävää tehonkasvua. Käytetyt johtimet ovat melko ohuita ja eikä paksummille johdoille ole tarvetta jatkossakaan. Johtimien hintoina

on käytetty liitteenä IV näkyviä EMV yksikköhintoja ja paksuuksina on pidetty korkeintaan 70 mm<sup>2</sup>. Tällöin PAS-johtimet maksavat 28 070 €/km ja maakaapeli 24 230 €/km.

PAS-johdon kokonaiskustannukset 23 km matkalle ovat 648 k€ ilman uusia muuntamoita. Jos pylväsmuuntamotkin joudutaan uusimaan, investointihinta on 751 k€, kun käytetään EMV hintojen mukaan 1-pylväsmuuntamoita. Muuntamoita on 22 kappaletta. Sekä pylväsmuuntamoilla että satelliittimuuntamoilla oletetaan käytettävän vanhoja jakelumuuntajia.

Maakaapeloinnilla johtimet, muuntamot ja kaivutyö maksavat 1140 k€. Näiden lisäksi tulevat maasulkuvirran kompensointi ja varavoimakustannukset, joiden arvioidaan olevan kappaleen 5.2.1 periaatteiden mukaan 69 k€.

Jäppilänniemen lähdöllä on kohtuullinen määrä pysyviä vikoja, mutta pikajälleenkytketöjä on erittäin runsaasti. Maakaapeloinnilla pysyvien vikojen oletetaan laskevan yhteen kappaleeseen sadalla kilometrillä vuodessa. Vikataajuus pienenee tällöin 10,54 kpl/100km,a. Ottamalla vielä huomioon jälleenkytkentöjen poistuminen, saadaan investoinnin jälkeisiksi keskeytyskustannuksiksi 1,2 k€/a, mikä on alle 10 % alkuperäisistä kustannuksista.

PAS-johtimet eivät vaikuta juurikaan pysyvien vikojen määrään, mutta jälleenkytkentöjä niillä saadaan vähennettyä. Koska johtimet siirretään lisäksi tienvarteen, on otettava huomioon myös pysyvien keskeytysten väheneminen. Arvioidaan pysyvien vikojen vähenevän seitsemään kappaleeseen sadalla kilometrillä ja jälleenkytkentöjen putoavan puoleen nykyisestä. Pikajälleenkytkentöjen määrä on tällöin 34,62 kpl/100km,a. Aikajälleenkytkentöjä lähdöllä ei ole tapahtunut nykytilatutkimuksen tarkastelujakson aikana. Näillä vikatiedoilla saadaan saneerauksen jälkeisiksi keskeytyskustannuksiksi 9,7 k€/a. Maakaapelilla saadaan tällöin 8,5 k€/a keskeytyskustannussäästöt PAS-johtoon nähden.

Avojohto- ja maakaapeli-investointien annuiteettien erotus on tarkasteltavalla alueella 25 k€/a. Keskeytyskustannussäästöt ovat selkeästi pienemmät. Maakaapelointi on 17,3 k€/a

kalliimpi investointi, vaikka PAS-johdolle oletetaan rakennettavan uudet muuntamot saneerauksen yhteydessä. Vertailun tulokset näkyvät kootusti taulukossa 6.9.

Taulukko 6.9 Maakaapelin ja PAS-johdon kustannusvertailu.

	<b>Maakaapeli [k€]</b>	<b>PAS [k€]</b>	<b>Maakaapeli verrattuna PAS-johtoon [k€]</b>
Johdin	559,7	648,4	-88,7
Muuntamot	354,4	102,3	252,1
Kaivu	225,7		225,7
Kompensointi	46,2		46,2
Varavoima	23,1		23,1
Yhteensä	1 209,1	750,7	458,4
<b>Investoinnin annuiteetti</b>	<b>68,0 k€/a</b>	<b>42,2 k€/a</b>	<b>25,8 k€/a</b>
<b>Keskeytyskustannukset</b>	<b>1,2 k€/a</b>	<b>9,7 k€/a</b>	<b>-8,5 k€/a</b>

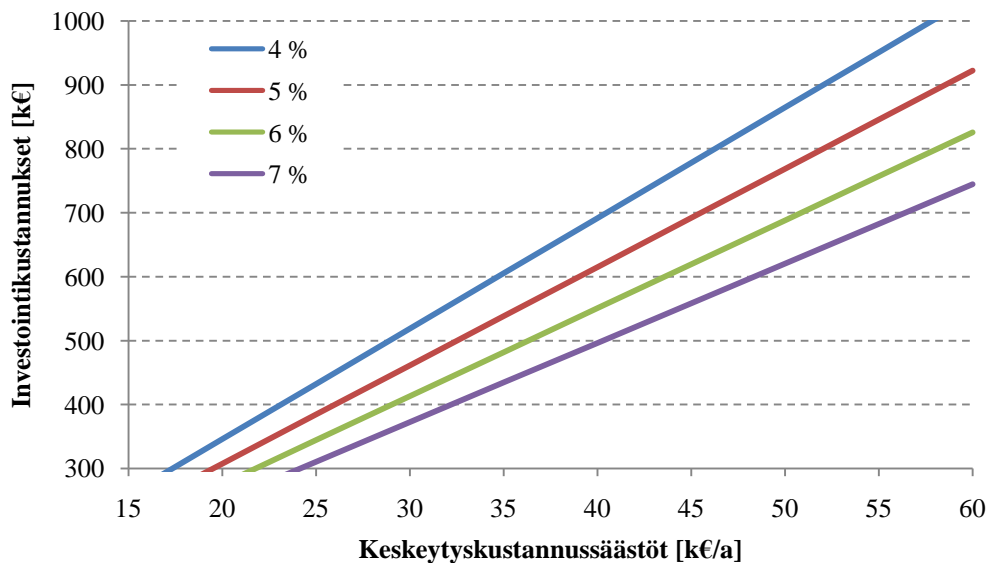
Maakaapeloinnin huono kannattavuus johtuu Jäppilänniemen pienestä keskitehosta ja kohtuullisen hyvästä nykyisestä käyttövarmuudesta. Noin 1000 kW keskiteholla maakaapelointi olisi PAS-johdon kanssa yhtä kannattava investointi vertailussa käytetyillä parametreilla.

### 6.3 Herkkyysanalyysi

Investointien kannattavuuteen liittyvät olennaisesti käytetyt pitoajat, korkoprosentti, häviöiden hinta, KAH-arvot ja ennusteet tulevaisuuden tehonkasvusta. Käyttövarmuusinvestointeihin liittyen tutkitaan kuinka investointien kannattavuus muuttuu, kun korkoprosenttia ja KAH-arvoja muutetaan. Molempien muuttujien kohdalla on epävarmuutta tulevaisuudessa. KAH-arvoihin liittyvien tutkimusten perusteella voidaan arvioida keskeytyskustannusten nousevan tulevaisuudessa.

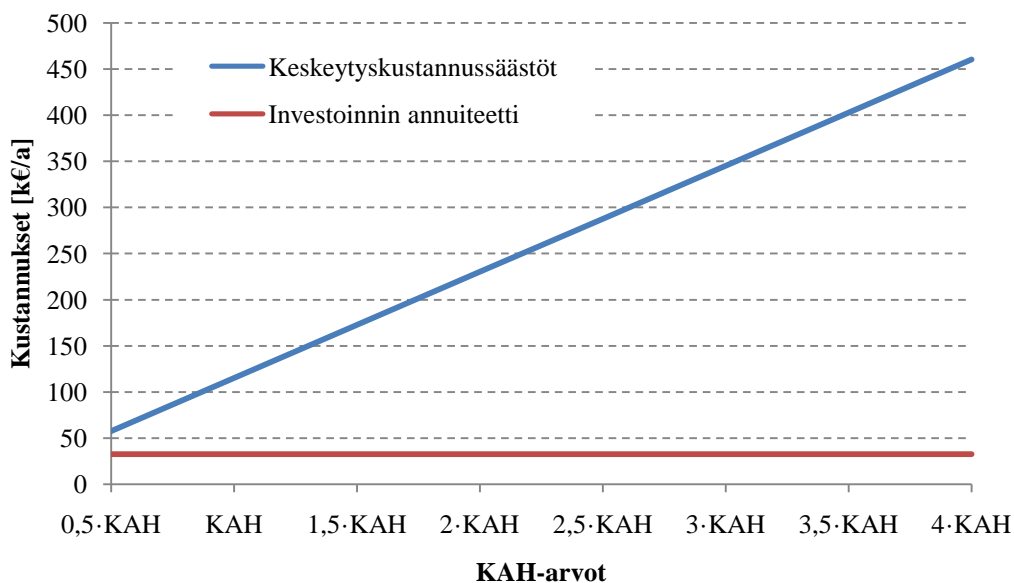
#### 6.3.1 Sähköasema

Koron vaikutusta sähköasemainvestointiin on tutkittu piirtämällä kuvaaja investointikustannuksista keskeytyskustannussäästöjen funktiona. Kuvasta 6.7 nähdään kuinka suuret investointikustannukset voivat olla eri korkotasolla, kun tiedetään kuinka paljon investointi laskee vuotuisia keskeytyskustannuksia. Pitoaikana herkkyysanalyysissä on pidetty 30 vuotta.



Kuva 6.7 Vuotuisten keskeytyskustannussäästöjen mahdollistamat investointikulut eri korkotasolla ja 30 vuoden pitoajalla.

Viiden prosentin viiva kertoo nykytilanteen. Korkotason nousu vaikuttaa investoinnin kannattavuuteen selvästi, mutta Syyspohjan sähköasemainvestointi pysyy selvästi kannattavana, vaikka korkoa nostettaisiin. KAH-arvojen muutosten vaikutukset toteutuneisiin keskeytyskustannussäästöihin näkyvät kuvassa 6.8.



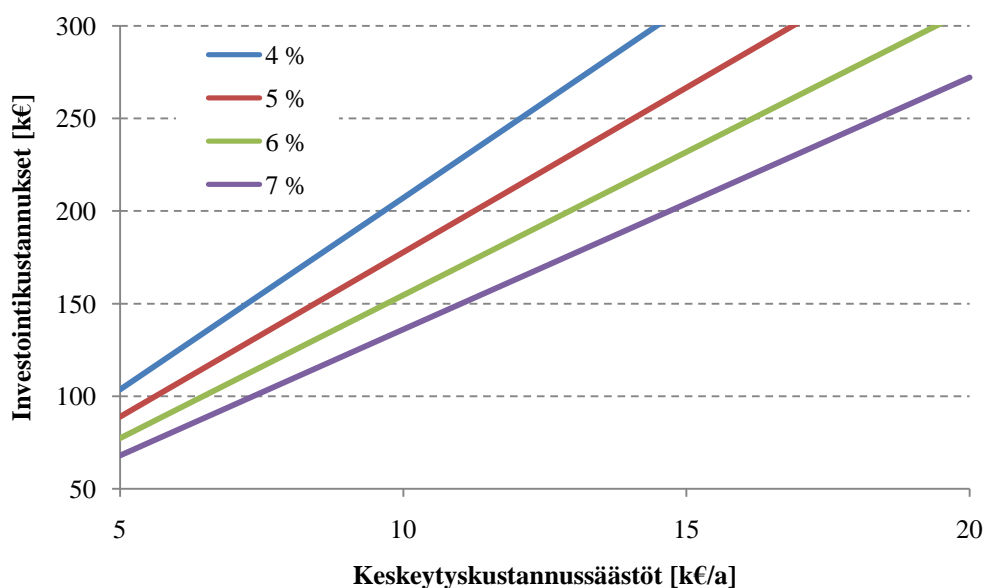
Kuva 6.8 KAH-arvojen muutosten vaikutukset vuotuisiin keskeytyskustannuksiin.

Jos keskeytyksiä aletaan arvostaa tulevaisuudessa enemmän ja KAH-arvoja nostetaan, niin keskeytyskustannukset nousevat nopeasti. Tämän takia myös

käyttövarmuusinvestoinneilla saavutettavat keskeytyskustannussäästöt kasvavat. Kuvan 6.8 herkkyyksanalyysissä on käytetty ISS:n keskimääräisiä vikatietoja. Kuvan annuiteettitasosta nähdään, että Syyspohjan sähköasema kannattaisi rakentaa, vaikka KAH-arvot tippuisivat puoleen nykyisestä tasosta.

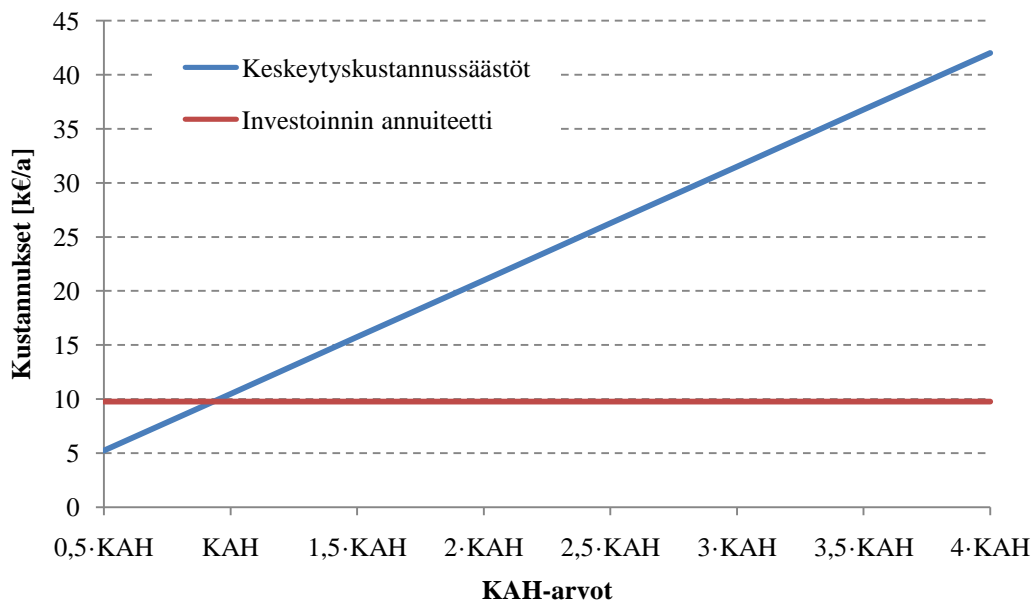
### 6.3.2 Maasulkuvirran kompensointi

Maasulkuvirran kompensoinnin herkkyyksanalyysit on tehty vastaavilla tavoilla kuin sähköaseman kohdalla. Kuvasta 6.9 nähtävä korkotaso vaikuttaa kompensoinnin kannattavuuteen siten, että kahden prosenttiyksikön nousu korossa tekee Saarlammelle suunnitellusta investoinnista kannattamattoman. 150 k€ investointikulut vaativat seitsemän prosentin korkotasolla keskeytyskustannussäästöjä 11 k€/a. Investoinnilla saavutetaan laskentojen mukaan säästöjä 10,5 k€/a.



Kuva 6.9 Vuotuisten keskeytyskustannussäästöjen mahdollistamat investointikulut eri korkotasolla ja 45 vuoden pitoajalla.

Herkkyyksanalyysissä on käytetty kompensointilaitteistolle 45 vuoden pitoaika. KAH-arvojen vaikutukset keskeytyskustannussäästöihin näkyvät kuvassa 6.10.

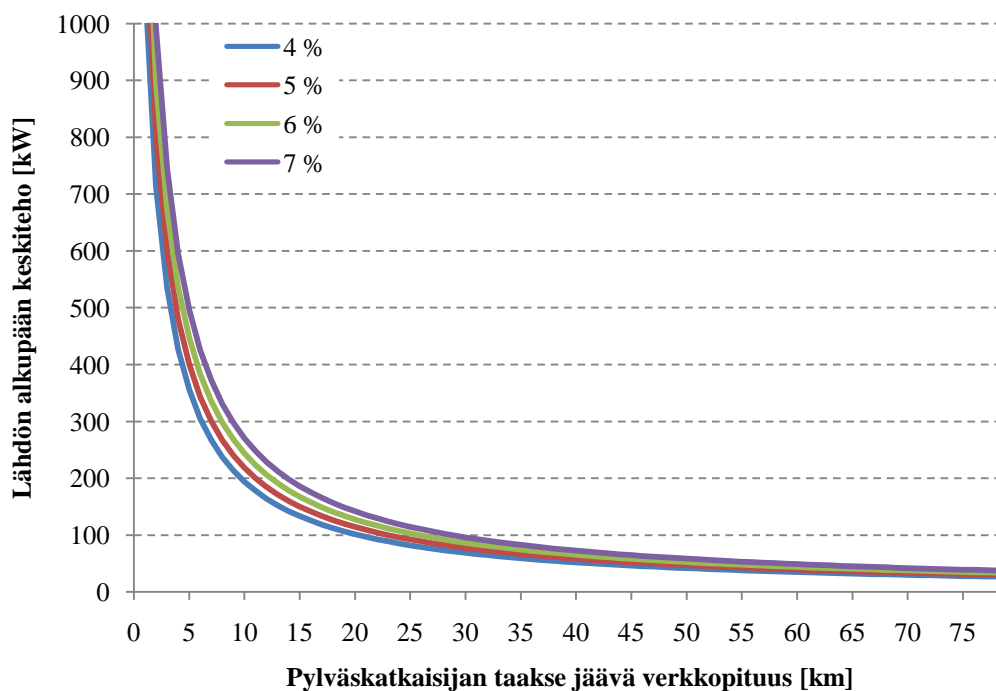


Kuva 6.10 KAH-arvojen muutosten vaikutukset vuotuisiin keskeytyskustannuksiin.

Kuvasta näkyy, että kompensointi on vain vähän kannattavuusrajan yläpuolella nykyisillä keskeytyskustannuksilla. KAH-arvojen noustessa maasulkuvirran kompensointi tulee nopeasti kannattavaksi käyttövarmuusinvestoinniksi sekä Saarlammen että Vennonmäen asemilla.

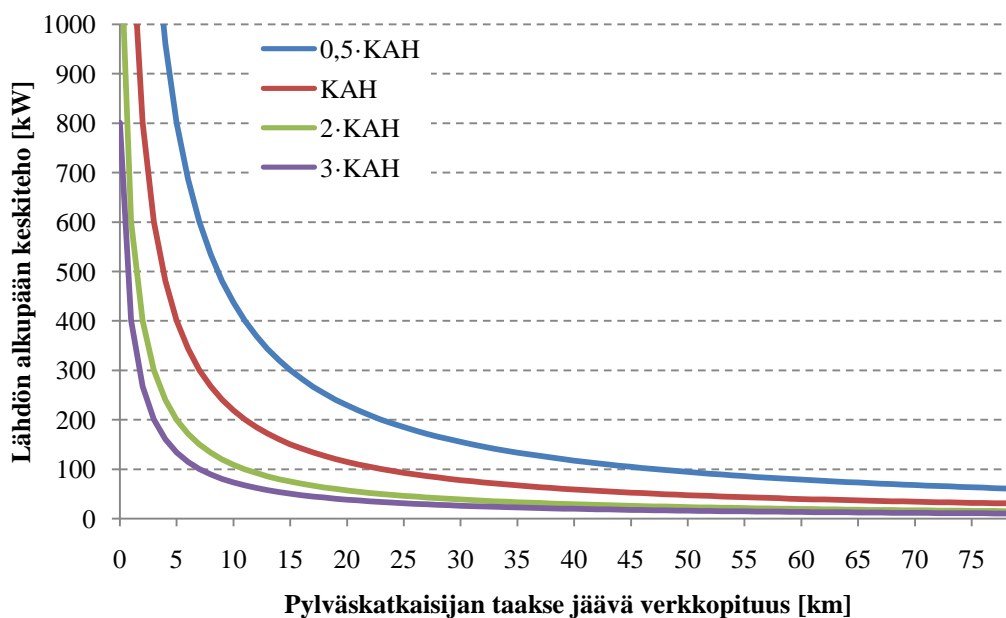
### 6.3.3 Maastokatkaisijat

Maastokatkaisijan herkkyyksianalyysi on tehty piirtämällä kannattavuuskuvaajat eri korkotasolla ja KAH-arvoilla. Kuvasta 6.11 näkyy korkotason muutos kannattavuuteen. Muutaman prosentin koron muutokset eivät vaikuta kovin voimakkaasti katkaisijan kannattavuuteen. Eniten muutosta tulee, kun katkaisijan taakse on jäämässä 5-20 km verkkoa ja alkupään keskiteho on 100-400 kW. Korkotason muutokset tutkituissa rajoissa ei vaikuta tutkittujen pylväskatkaisijainvestointien kannattavuuksiin. Herkkyyksianalyysissä pitoaikoina on käytetty 30 vuotta.



Kuva 6.11 Korkotason vaikutus pylväskatkaisijan kannattavuuteen.

Erilaisten KAH-arvojen vaikutukset maastokatkaisijan kannattavuuteen näkyy kuvassa 6.12.



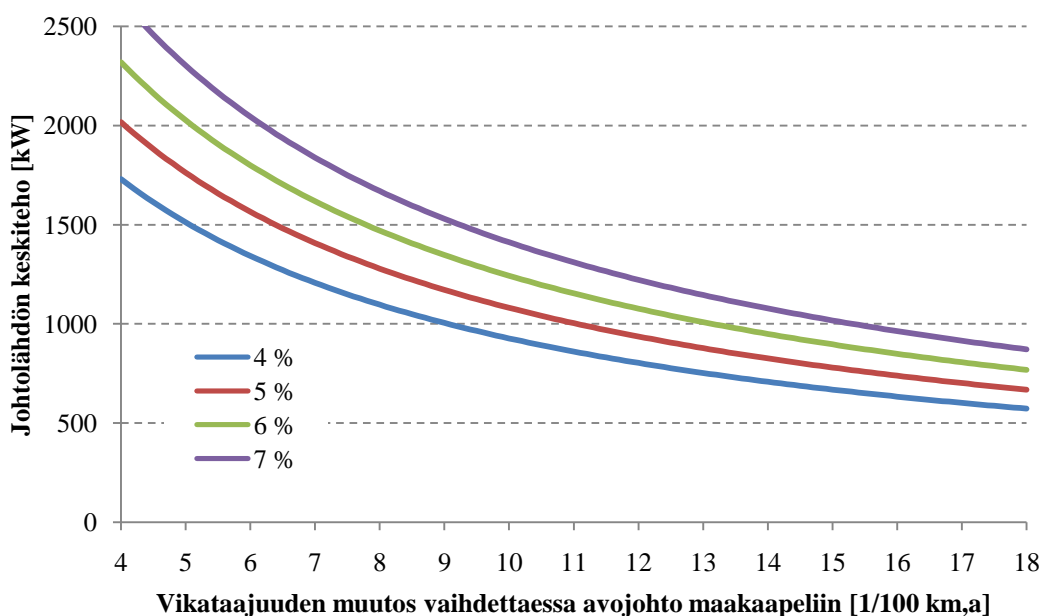
Kuva 6.12 KAH-arvojen vaikutus pylväskatkaisijan kannattavuuteen.

KAH-arvot vaikuttavat tutkituilla muutoksilla pylväskatkaisijan kannattavuuteen erittäin voimakkaasti. Arvojen kaksinkertaistuminen lisää runsaasti kannattavia

pylväskatkaisijan paikkoja. Katkaisijoiden kannattavuutta tutkittiin tarkasti neljään eri paikkaan ja kaikki neljä investointia pysyisivät kannattavina, vaikka KAH-arvot puolitettaisiin.

### 6.3.4 Maakaapelointi

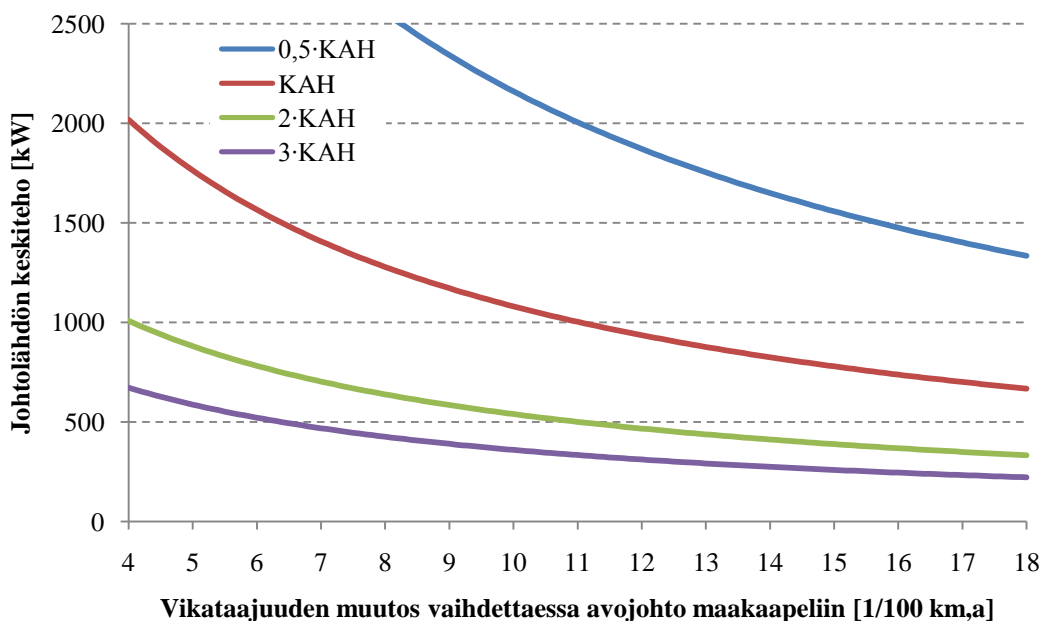
Maakaapelointi Jäppiläniemen johtolähdöllä ei ollut kannattavaa, koska lähdön keskiteho on pieni. Kaapeloinnin kannattavuuteen vaikuttaa voimakkaasti sekä käytetty korkotaso että KAH-arvot. Herkkyysanalyysi on tehty vertaamalla avojohdon ja maakaapeloinnin kustannuksia, kuten kappaleessa 5.2.1. Pitoaikana on käytetty 45 vuotta. Kuvassa 6.13 näkyy korkotason vaikutus, kun verrataan maakaapelin ja avojohdon kannattavuutta. Kaapelointi on kannattavaa, kun leikkauspiste on käyrän yläpuolella.



Kuva 6.13 Korkotason vaikutus verrattaessa keskijännitekaapelin ja avojohdon kannattavuutta.

Prosenttiyksikön muutos korkotasossa aiheuttaa merkittävän muutoksen maakaapeloinnin kannattavuuteen. Kuvasta 6.14 nähdään KAH-arvojen muutosten vaikutukset, kun verrataan maakaapelin ja avojohdon kannattavuutta.





Kuva 6.14 KAH-arvojen vaikutus verrattaessa keskijännitekaapelin ja avojohton kannattavuutta.

Kaksinkertaisilla KAH-arvoilla maakaapelointi tulee kannattavaksi useilla haja-asutusalueiden lähdöilläkin. Tämä on otettava huomioon jakeluverkon pitkän aikavälin suunnittelussa, jos KAH-arvojen oletetaan nousevan.

#### 6.4 Investointien ajoitus

Investointien ajoitukseen vaikuttavat käytettävä korkoprosentti ja arviot tulevaisuuden tehonkasvusta. Liian suuren korkoprosentin käyttö ohjaa verkkoyhtiötä väliaikaisinvestointeihin, koska suurista investoinneista tulee erittäin kalliita toteuttaa. Liian pienellä korkoprosentilla investoinnit vaikuttavat liian kannattaville, koska verkostokomponenttien pitoajat ovat pitkiä.

Arviot tulevaisuuden tehonkasvusta ajoittavat investointeja, koska keskeytyskustannukset ja häviökustannukset nousevat tehonkasvun myötä. Ajoituksen periaatteena on, että investoinnin tuomat vuotuiset säästöt pitää olla suuremmat kuin investoinnin annuiteetti. Tehonkasvun myötä voidaan laskea ajanhetki, jolloin kyseinen epäyhtälö toteutuu. Lisäksi verkkoyhtiön kustannuksiin vaikuttavat tulevaisuudessa muutokset KAH-arvoissa.

ISS:n verkkoon suunnitellut investoinnit ovat keskeytyskustannusten näkökulmasta kannattavia toteuttaa heti, lukuun ottamatta Jäppilänniemen maakaapelointia.

Ensimmäisenä kannattaa investoida uuteen kevyeen sähköasemaan, koska se tuo suurimmat vuotuiset säästöt ja vaikutukset kohdistuvat suureen asiakasjoukkoon. Tämän jälkeen on kannattavaa investoida maastokatkaisijoihin ja maasulkuvirran sammutukseen.

Johdininvestointien ajoitukseen vaikuttaa olennaisesti saneerauksen tarve. Johtimet on yleensä kannattavinta uusia pitoaikansa lopussa, jos niitä ei tarvitse vaihtaa tehonkasvun takia. Johdinsaneeraukset on järkevää suunnitella aina myös käyttövarmuuden näkökulmasta.

Verkkoliiketoiminnan reguloinnin kannalta käyttövarmuusinvestointeja ei kannata tehdä yksittäisenä vuonna liikaa. Toteutuneiden keskeytyskustannusten ja referenssitason erotuksen puolikas voi vastata korkeintaan kymmentä prosenttia kyseisen vuoden lasketusta kohtuullisesta tuotosta. Raja-arvo on kuitenkin niin suuri, ettei se tule tässä työssä ISS:n verkkoon suunnitelluilla käyttövarmuusinvestoinneilla vastaan.

## **7. JAKELUVERKON KEHITYS**

Investointien myötä verkko uudistuu ja käyttövarmuus paranee. ISS:n jakeluverkosta on tarkasteltu, millaisia muutoksia siihen tulee kokonaisuutena, jos kaikki kannattavaksi todetut käyttövarmuusinvestoinnit toteutetaan. Lisäksi on otettu kantaa, miten verkon kehitystä kannattaa seurata jatkossa, jolloin voidaan arvioida investointien todellisia hyötyjä ja suunnitella käyttövarmuuden kehittämistä myös jatkossa.

### **7.1 Verkon rakenne**

ISS:n jakeluverkkoon on investoitu edellisinä vuosina reilusti enemmän kuin verkosta tehtävien tasapoistojen suuruus. Tästä johtuen verkko uudistuu ja sen nykyarvoprosentti nousee. Suunnitellut käyttövarmuusinvestoinnit lisäisivät verkon uudistumista entisestään.

Suurin muutos verkon rakenteeseen tulee uuden sähköaseman myötä. Vennonmäen sähköaseman lähtöjen pituuksien keskiarvo on ennen investointia 64 km. Investoinnin jälkeisten lähtöjen pituuksien keskiarvo on 39 km eli keskipituus lyhenee yli kolmanneksella. Suunniteltuihin investointeihin liittyvät uudet johto-osuudet ovat niin lyhyitä, etteivät ne vaikuta merkittävästi keskijänniteverkon rakenteeseen.

Maasulkuvirran kompensointi voi vaikuttaa verkon rakenteeseen tulevaisuudessa. Pienempien maasulkuvirtojen ansiosta lähdoilla selvittää pienemmillä maadoituksilla, ilman kosketusjännitteiden nousemista vaarallisen suuriksi.

### **7.2 Käyttövarmuuden kehitys**

Keskijänniteverkon käyttövarmuus kehittyy sekä vikojen absoluuttisena vähenemisenä että vikojen näkyvyyden rajoittumisena. Suurin hyöty saadaan vikojen määrän ja kestoajan rajoittumisella asiakasta kohden.

Uusi sähköasema ei vähennä vikoja absoluuttisesti, mutta se vaikuttaa erittäin tehokkaasti vikojen näkyvyyteen. Keskeytysten lukumäärät ja kestoajat pienenevät asiakasta kohden, kun suojausalueet pienenevät selkeästi. Lisäksi vika löydetään lyhyemmällä lähdoilla nopeammin, jolloin se saadaan erotettu terveestä verkosta.

Maastokatkaisijoilla on käyttövarmuuteen samanlainen vaikutus kuin sähköasemalla, mutta paljon pienemmässä mittakaavassa. Se jakaa yhden lähdön kahteen suojausalueeseen, jolloin vikojen näkyvyyttä saadaan rajoitettua.

Maasulkuvirtojen sammutus vähentää asiakkaiden kokemia jälleenkytkennöistä aiheutuvia ohimeneviä keskeytyksiä. Keskitetyllä maasulkuvirran kompensoinnilla voidaan vaikuttaa suureen asiakasjoukkoon kerralla.

Eroittimilla ja varayhteyksillä saadaan pienennettyä lähinnä keskeytyksistä aiheutuvaa vika-aikaa asiakasta kohden. Vikojen pituudesta aiheutuu suurin osa keskeytyskustannuksista, joten niihin vaikuttaminen on tärkeää.

Suunnitelluilla käyttövarmuusinvestoinneilla ei ole suurta vaikutusta verkon suurihäiriökestoisuuteen. Vain uusi sähköasema parantaa hieman tilannetta, kun jakelualueelle tulee uusi syöttöpiste. Käyttövarman kantaverkon ansiosta sähköasemilla on todennäköisesti jännite pahankin myrskyn jälkeen.

### 7.3 Keskeytyskustannusten muutos

Toteutuneiden keskeytyskustannusten keskiarvo vuosilta 2005-2007 on 646 k€. Suunnitelluilla käyttövarmuusinvestoinneilla tätä summaa saadaan pienennettyä merkittävästi. Taulukosta 7.1 nähdään kannattaviksi todettujen investointien vaikutukset keskeytyskustannuksiin.

Taulukko 7.1 Kannattaviksi todettujen käyttövarmuusinvestointien vaikutus keskeytyskustannuksiin.

<b>Investointi</b>	<b>Kustannussäästö [k€/a]</b>
Syyspohjan sähköasema	115,0
Maasulkuvirran kompensointi Saarlammella	10,5
Pylväskatkaisija, Hellsten	6,4
Pylväskatkaisija, Viimola	6,9
Pylväskatkaisija, Hanni	5,8
Pylväskatkaisija, Niskapietilä	3,6
	<b>Yht. 148,2 k€/a</b>

Laskennallisesti keskeytyskustannuksia saadaan vähennettyä tutkituilla investoinneilla yli viidenneksellä. Uusi sähköasema on merkittävin yksittäinen investointi, jolla

käyttövarmuutta saadaan parannettua nopeasti. Maastokatkaisijoista kertyy kokonaisuudessaan merkittävät kustannussäästöt. Keskijänniteverkosta löytyy lisäselvityksillä vielä uusia paikkoja, joihin katkaisija kannattaa sijoittaa.

#### **7.4 Seurattavat parametrit**

Toteutuneiden käyttövarmuusinvestointien hyödyllisyyttä voidaan tutkia, kun verrataan tulevia keskeytystilastoja tehtyyn nykytilaselvitykseen. Liitteessä III olevasta taulukosta 5 nähdään nykyisen keskijänniteverkon tilanne kootusti. Taulukon lähtökohtaisiin arvoihin voidaan tulevaisuudessa verrata uusia vikataajuuksia ja keskeytyskustannuksia, jolloin saadaan selville investointien tuomat toteutuneet hyödyt.

Jakeluverkon käyttövarmuuden seuraamiseksi ja suunnittelun avuksi vikojen tilastointitapaa on kehitettävä siten, että liitteessä III näkyvien vikatietojen laskenta on helppoa. Tärkeitä tietoja ovat mm. lähtökohtaiset vikataajuudet, vikojen kestoajat ja keskeytyskustannukset. Tietojen tulisi päivittyä muutaman kerran vuodessa, jotta verkosta ei tarvitse tehdä uutta nykytilaselvitystä jokaista käyttövarmuusinvestointia suunnitellessa. Tulevaisuudessa asiaa helpottaa käytöntukijärjestelmä, jolla tarvittavat tiedot saadaan ilman erillistä laskentaa.

Keskeytystilastoihin on merkittävä uutena tietona vikojen todelliset paikat, jolloin keskijänniteverkon vikataajuuksia saadaan tarkennettua alueellisesti. Vikojen todelliset paikat vaikuttavat käyttövarmuuden kehittämiseen erittäin merkittävästi. Nykytilatutkimuksessa tuli esille, että vikataajuuksissa on alueellisia eroja samalla lähdöllä.

## 8. YHTEENVETO

Diplomityön tavoitteena oli tutkia erilaisia menetelmiä sähkönjakeluverkon käyttövarmuuden parantamiseksi. Investointien taloudellista kannattavuutta tutkittiin ajankohtaisesti keskeytyskustannusten näkökulmasta. Jakeluverkon hyvä käyttövarmuus pienentää yhtiön keskeytyskustannuksia ja parantaa yrityskuvaa asiakkaiden keskuudessa.

Energiamarkkinavirasto valvoo sähköverkkoliiketoiminnan kohtuullista tuottoa. Tammikuusta 2008 lähtien valvontamalliin kuuluvat kaikki keskijänniteverkosta aiheutuneet keskeytykset, joten niille voidaan laskea taloudellinen arvo käyttämällä Energiamarkkinaviraston määrittelemiä KAH-arvoja. Kyseiset arvot kuvaavat asiakkaiden keskimääräistä keskeytyksistä aiheutunutta haittaa. Keskeytyskustannusten perusteella voidaan tutkia käyttövarmuusinvestointien taloudellista kannattavuutta. Lisäksi investoinneilla saattaa olla vaikutuksia esimerkiksi verkoston häviökustannuksiin.

Käyttövarmuuden kehittäminen alkaa jakeluverkon nykytilan selvittämisestä. ISS:n keskijänniteverkosta tehtiin lähtökohtainen vikaselvitys, käyttäen vuosien 2005-2007 vikatilastoja. Tältä ajalta verkosta oli yhteneväinen vikatilastointi. Tutkittava aikaväli on lyhyt, joten mahdolliset tilastopoikkeamat tasoittuvat, kun selvitystä päivitetään jatkossa uusilla vikatiedoilla.

ISS:n jakelualue on pääosin maaseutua, joten lähtökohtaiset tehot ovat pieniä. Johtolähdöt sijaitsevat pääosin metsissä ja osittain lähellä Saimaan rantaa. Tehokkaimmaksi keinoksi käyttövarmuuden parantamiseksi ja keskeytyskustannusten pienentämiseksi osoittautui automaation lisääminen jakeluverkkoon, mikä pienentää suojausalueita. Lisäksi johdinsaneerausten yhteydessä on tutkittava tienvarteen siirron, maakaapeloinnin ja 1 kV pienjännitehaarojen kannattavuuksia tapauskohtaisesti.

Tässä työssä tutkittiin tarkemmin neljää investointivaihtoehtoa, kevyttä sähköasemaa, maastokatkaisijoita, maasulkuvirran kompensointia ja maakaapelointia. Syyspohjan kevyt sähköasema on kannattavin yksittäinen investointi. Sähköasema lyhentää johtolähtöjä erittäin tehokkaasti jakelualueen länsi- ja pohjoisosissa. Investointi

vaikuttaa suureen asiakasjoukkoon vähentyneenä vikamääränä ja lyhentyneinä vika-aikoina. Pienentyneiden suojausalueiden ansiosta verkkoyhtiön keskeytyskustannukset vähenevät merkittävästi.

Jakelualan itäosassa suojausalueita kannattaa pienentää maastokatkaisijoiden avulla. Maastokatkaisijan edullinen investointihinta tekee siitä kannattavan käyttövarmuusinvestoinnin useille lähdöille. Parhaat paikat katkaisijoille löytyvät lähdoilta, joiden teho painottuu alkupäähän ja viat loppupäähän. Useassa paikassa johtolähdön alkupäässä on taajama, jolloin maastokatkaisijalla voidaan vähentää asiakkaiden kokemia vikoja ja verkkoyhtiön keskeytyskustannuksia tehokkaasti.

Maasulkuvirran kompensointia maaseudulla tutkittiin käyttövarmuusinvestointina, jonka oletettiin vähentävän pikajälleenkytkentöjä kolmanneksella. Keskitetty sammutus osoittautui kannattavaksi Saarlammen sähköasemalla, mutta kalliin investointihinnan takia saavutettava taloudellinen hyöty jää pieneksi.

Maakaapelointia tutkittiin Jäppilänniemen lähdöllä. Lähtö on vanhaa pääosin metsässä sijaitsevaa avojohtoa. Kannattavuutta tutkittiin vertaamalla saneerauskustannuksia ja keskeytyskustannuksia maakaapeloinnin ja tien vieressä kulkevan PAS-johdon välillä. Lähdön pienestä keskitehosta johtuen maakaapelointia ei osoittautunut taloudellisesti kannattavaksi vaihtoehdoksi. Herkkyysanalyysi kuitenkin osoittaa, että KAH-arvojen noustessa maakaapelointi tulee kannattavaksi melko pienilläkin tehoilla. Tämä vaikuttaa jakeluverkon pitkän aikavälin suunnitteluun, jos KAH-arvojen oletetaan nousevan.

ISS:n verkossa 1 kV käyttöä kannattaa tutkia erityisesti, kun lyhyitä yhden muuntopiirin keskijännitehaaroja saneerataan. Verkossa on useita pienitehoisia haaroja, joiden toteuttaminen on mahdollista käyttövarmemmalla pienjännitejohdolla.

Tässä työssä kannattaviksi osoittautuneet investoinnit eivät vaikuta merkittävästi verkon suurhäiriökestoisuuteen. Vain uusi sähköasema parantaa hieman tilannetta, kun verkossa on uusi syöttöpiste. Sähköasemilla on usein jännite pahankin myrskyn jälkeen, käyttövarman kantaverkon ansiosta.

ISS:n vuosien 2005-2007 keskeytyskustannusten keskiarvo on 646 k€. Jos kaikki tässä työssä kannattaviksi osoittautuneet investoinnit toteutetaan, niin kustannukset vähenevät laskennallisesti viidenneksellä. Todellisia vaikutuksia voidaan seurata, kun verrataan tulevia vikatilastoja työssä tehtyyn nykytilatutkimukseen.

Jakeluverkon käyttövarmuuden kehittäminen on pitkän aikavälin suunnittelua. Tulevaisuudessa menetelmien sopivuutta ISS:n verkkoon voidaan tutkia tässä työssä tehtyjen perusselvitysten pohjalta. Suunnitelmat tarkentuvat, kun vikatilastoja on useammalta vuodelta. Lisäksi tilastointia pitää kehittää siten, että käyttövarmuutta kuvaavat luvut ovat helposti seurattavissa. Vikatilastoihin pitää lisätä uutena tietona vikojen todelliset paikat, jolloin vikataajuudet saadaan selville aluekohtaisesti. Vikataajuudet voivat vaihdella hyvinkin paljon yksittäisen lähdön eri kohdissa, mikä vaikuttaa käyttövarmuussuunnitteluun merkittävästi.



## LÄHTEET

- (ABB 2000) ABB, Teknisiä tietoja ja taulukoita –käsikirja, 2000-07.  
Saataavissa: <http://www.abb.fi>.
- (EMV 2007) Energiamarkkinavirasto. 2007. Vahvistuspäätös sähköverkonhaltijoiden verkkotoiminnan tuoton määrittämistä koskeviksi menetelmiksi 2008-2011, Liite 1.
- (Energieollisuus) Energieollisuus ry, Internet-sivut. Viitattu 4.6.2008.  
<http://www.energia.fi/fi>.
- (Energieollisuus 2006) Energieollisuus ry. 2007. Keskeytystilasto-ohje 2006 v. 3.1.
- (Energieollisuus 2007) Energieollisuus ry. 2008. Keskeytystilasto 2007.
- (Honkapuro 2006) Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa, Viljainen Satu, Lassila Jukka, Partanen Jarmo, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Kivikko Kimmo, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti, Tampereen teknillinen yliopisto. 2006. DEA-mallilla suoritettavan tehokkuusmittauksen kehittäminen.
- (Honkapuro 2007) Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa, Viljainen Satu, Partanen Jarmo, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Mäkinen Antti, Verho Pekka, Järventausta Pertti, Tampereen teknillinen yliopisto. 2007. Keskeytystunnuslukujen referenssiarvojen määrittäminen.
- (Horelli 2006) Horelli Mika. Salamanpaikannus on kasvavaa palvelubisnestä. Tekniikka ja Talous, 10.2.2006.
- (ISS 2007) Imatran Seudun Sähkö Oy, Vuosikertomus 2007.

- (Järventausta 2003) Järventausta Pertti, Mäkinen Antti, Nikander Ari, Kivikko Kimmo, Tampereen teknillinen yliopisto, Partanen Jarmo, Lassila Jukka, Viljainen Satu, Honkapuro Samuli, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Sähkön laatu jakeluverkkotoiminnan arvioinnissa. Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2003.
- (Järventausta 2004) Järventausta Pertti, Mäkinen Antti, Kivikko Kimmo, Tampereen teknillinen yliopisto. Partanen Jarmo, Lassila Jukka, Viljainen Satu, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 2004. Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta. Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2005.
- (Karkkulainen 2005) Karkkulainen Toma. Sähkölaitteiden kaukoluennan kannattavuus ja käyttöönotto sähköverkkoyhtiössä. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2005, 123 s.
- (Kumpulainen 2006) Kumpulainen L., Laaksonen H., Komulainen R., Martikainen A., Lehtonen M., Heine P., Silvast A., Imris P., Partanen J., Lassila J., Kaipia T., Viljainen S., Verho P., Järventausta P., Kivikko K., Kauhaniemi K., Lågland H., 3 1 Saaristo H. 2006. Verkkovisio 2030. VTT tiedotteita 2361. Espoo.
- (Kärkkäinen 2006) Kärkkäinen Seppo, Koponen Pekka, Martikainen Antti, Pihala Hannu. Sähkön pienkuluttajien etäluettavan mittaroinnin tila ja luomat mahdollisuudet. VTT tutkimusraportti, 2006, VTT-R-09048-06.

- (Lakervi 2008) Lakervi Erkki, Partanen Jarmo. 2008. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki, Hakapaino. 285 s. ISBN 978-951-672-357-3.
- (Lepistö 2002) Lepistö Arto, Guimaraes-Purokoski Alice, Kaakkola Jukka, Kuuva Petteri, Rajala Arto. Sähkökatkosten vakiokorvaukset. Työryhmän mietintö. Kauppa- ja teollisuusministeriön työryhmä- ja toimikuntaraportteja 11/2002.
- (Lohjala 2005) Lohjala Juha. Haja-asutusalueiden sähkönjakelujärjestelmien kehittäminen - erityisesti 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet. Väitöskirja, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2005, 201 s. Digipaino, ISBN 952-214-020-1.
- (Martikainen 2005) Martikainen Antti. Ilmastonmuutoksen vaikutukset sähköverkkoliiketoimintaan. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2005.
- (Mörsky 1993) Mörsky Jorma. 1993. Relesuojaustekniikka. Toinen korjattu painos. Hämeenlinna, Karisto Oy. 459 s. ISBN 951-672-175-3.
- (Nummenpää 2006) Nummenpää Harri, Kymenlaakson Sähkö. Puhelinhaastattelu, 14.8.2008.
- (Partanen 2005) Partanen Jarmo, Lohjala Juha, Kaipia Tero, Rissanen Aki, Lassila Jukka, Lahti Kari, Kärnä Aki. 2005. 20/1/0,4 kV sähkönjakelujärjestelmä. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.
- (Partanen 2006) Partanen Jarmo, Lassila Jukka, Kaipia Tero, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Matikainen Mika, Suur-Savon Sähkö

- Oy. Järventausta Pertti, Verho Pekka, Mäkinen Antti, Kivikko Kimmo, Pylvänäinen Jouni, Nurmi Veli-Pekka, Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkönjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähköjakelun toimitusvarmuudelle asetettavien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset. Tilaustutkimusraportti, 31.10.2006.
- (Partanen 2007) Sähkönjakelutekniikka-kurssin luentomateriaalit. 2007. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.
- (Partanen 2008) Partanen Jarmo. Lappeenrannan teknillisellä yliopistolla pidetty palaveri, 4.9.2008 ja Imatran Seudun Sähköllä pidetty palaveri 11.9.2008.
- (Roivainen 2003) Roivainen Pekka. Imatran Seudun Sähkö Oy:n sähkön siirto- ja myyntituotteiden kehittämissuunnitelma. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2003.
- (SFS 2001) Suomen standardisoimisliitto SFS ry. SFS 6001, Suurjännitesähköasennukset. Standardi, vahvistettu 23.4.2001. ICS 29.240.01.
- (Silvast 2005) Silvast Antti, Heine Pirjo, Lehtonen Matti, Kivikko Kimmo, Mäkinen Antti, Järventausta Pertti. 2005. Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta. Teknillinen korkeakoulu, Tampereen teknillinen yliopisto.
- (Syrjänen 2006) Syrjänen Mikko, Gaia Consulting Oy. Bogetoft Peter, Agrell Per, Sumicsid AB. 2006. Efficiency benchmarking project B: Analogous efficiency measurement model based on Stochastic Frontier Analysis, Final Report.

- (Syrjänen 2007) Syrjänen Mikko, Vanhanen Juha. 2007. SFA- ja DEA-tehokkuusmallien täsmentäminen valvontajärjestelmän viimeistelemiseksi. Gaia Consulting Oy.
- (Turunen 2006) Turunen Taisto, Hirvonen Ritva, Jauhiainen Matti, Kinnunen Markku, Lehtinen Harri, Lehtisalo Tapio, Rajala Arto, Sandholm Pekka, Seppälä Päivi, Turkki Juha, Öhman Leila. Sähköjakelun toimitusvarmuuden kehittäminen, Sähkön jakeluhäiriöiden ehkäisemistä ja jakelun toiminnallisia tavoitteita selvittäneen työryhmän raportti. Kauppa- ja teollisuusministeriön asettaman työryhmän raportti, 19.12.2006.

LIITE I, Energiamarkkinaviraston laskentaparametreja

Taulukko 1 Energiamarkkinaviraston toisella valvontajaksolla käyttämiä laskentaparametreja. (EMV 2007)

<b>Parametri</b>	<b>Sovellettava arvo (yhteisöverovelvolliset)</b>	<b>Sovellettava arvo (muut)</b>
Riskitön korkokanta	10 v valtion obligaatiokorko (edellisen vuoden toukokuun keskiarvo)	10 v valtion obligaatiokorko (edellisen vuoden toukokuun keskiarvo)
Riskipremio	5 %	5 %
Likvidittömyyspremio	0,20 %	0,20 %
Velaton beeta-kerroin	0,3	0,3
Velallinen beeta-kerroin	0,395	0,429
Veroaste	26 %	0 %
Pääomarakenne (velat/oma pääoma)	30/70	30/70
Korollisen vieraan pääoman kustannus	riskitön korko +0,6 %	riskitön korko +0,6 %

LIITE II, Energiamarkkinaviraston tuoton valvonnan laskentamalleja

Taulukko 1 Energiamarkkinaviraston laskentamalli toteutuneelle oikaistulle tulokselle. (EMV 2007)

<p><b>Liikevoitto (liiketappio)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>+ 0,5 * Toteutuneet keskeytyskustannukset</li> <li>+ Toteutuneet kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset</li> <li>+ Maksetut verkkovuokrat</li> <li>+ Suunnitelman mukaiset poistot liikearvosta</li> <li>+ Suunnitelman mukaiset poistot sähköverkosta</li> <li>+ Taseeseen kirjattujen palautuskelpoisten liittymismaksujen kertymän nettomuutos (lisäykset-palautukset)</li>   <li>- 0,5 * Keskeytyskustannusten vertailutaso</li> <li>- Tehostamistavoitteen mukaiset kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset</li> <li>- Verkon jälleenhankinta-arvosta lasketut vuotuiset tasapoistot</li> <li>- Verkkotoiminnan harjoittamisen turvaamiseksi tarvittavasta rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus</li> </ul>
<p><b>= Korjattu liikevoitto/-tappio</b></p>
<p><b>= Laskennallinen tulos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>+/- Muut korjauserät</li> </ul>
<p><b>= Tulos ennen veroja</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Yhtiölle kuuluvat laskennalliset yhteisöverot</li> </ul>
<p><b>= Toteutunut oikaistu tulos</b></p>

Taulukko 2 Energiamarkkinaviraston kohtuullisen tuoton arvioinnin periaate (EMV 2007).

<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Valvontajakson eri vuosina toteutuneiden yhteisöverojen jälkeisten verkkotoiminnan tuottojen summa</li>   <li>- Valvontajakson eri vuosien yhteisöverojen jälkeisten verkkotoiminnan kohtuullisten tuottojen summa</li>   <li>+ Edelliseltä valvontajaksolta kertynyt verkkotoiminnan ylijäämä (+) tai alijäämä (-) yhteisöverojen jälkeen</li> </ul>
<p><b>= Valvontajaksolta verkkotoiminnasta kertynyt ylijäämä (+) tai alijäämä (-) yhteisöverojen jälkeen</b></p>

Taulukko 1 Keskijänniteverkon ilmajohtot.

<b>20 kV ilmajohtot [km]</b>	
Sparrow tai pienempi	353,5
Raven	163,2
Pigeon	24,6
Al 132 tai suurempi	26,7
SAXKA 70 tai pienempi	2,2
SAXKA 120 tai suurempi	0,8
PAS 35-70	42,1
PAS 95 tai suurempi	107,3
Muut	6,7
<b>Yhteensä</b>	<b>727,1</b>

Taulukko 2 Keskijänniteverkon maakaapelit.

<b>20 kV maakaapelit [km]</b>	
enintään 70 maakaapeli	32,7
95-120 maakaapeli	42,1
150-185 maakaapeli	34,2
240-300 maakaapeli	1,1
20 kV vesistökaapeli	4,5
<b>Yhteensä</b>	<b>114,6</b>

Taulukko 3 Jakeluverkon erottimet.

<b>20 kV erottimet [kpl]</b>	
Johtoerotin, kevyt	209
Johtoerotin, katkaisukammioin	45
Kauko-ohjattu erotinasema 1 erotin	1
Kauko-ohjattu erotinasema 2 erotinta	4
Kauko-ohjattu erotinasema 3-4 erotinta	22



Taulukko 4 Johdinlajitiedot lähdeittäin.

Sähkö- asema	Lähtö	Avo-johto [km]	Riippu- kaapeli [km]	Maa-kaapeli [km]	Vesi- kaapeli [km]	PAS [km]
MA1	5 Muovikuja			1,1		
MA1	6 Sukkulakatu			2,9		
MA1	8 Kauppakatu			3,3		
MA1	12 Karhumäki	7,4	0,5	3,4		
MA1	13 Saareksiinmäki	0,5		3,4		0,7
MA1	14 Keskusasema	0,5		3,2		
MA1	15 Aaponkatu	0,8		4,4		
MA1	16 Mustalampi	5,9	1,0	1,0		0,3
MA1	17 Paajala			4,6		
MA1	18 Korvenkanta	2,9		1,4		0,3
MA1	20 Iskotetalo			1,5		
MA1	22 Tuulikallio	3,2	0,2	4,0		0,1
MA2	6.1 Annala			9,4		
MA2	6.2 Matara			3,8		
MA2	6.3 Tienhaara			2,7		
MA2	6.4 Kurkvuori	2,7		1,9		3,4
MA2	5 Rautio	6,5		2,8		0,1
MA2	9 Rämö	5,1		2,7		0,6
MA2	10 Virasoja	3,9		3,9		0,6
MA4	1 Pappilanlahti	0,3		0,5		4,0
MA4	3 Äitsaari	90,0		1,4	0,715	8,3
MA4	5 Rasila	2,3		2,1		0,9
MA4	7 Jukajärvi	84,8		1,6		17,3
MA4	8 Kärinki	45,8		0,2		6,4
MA4	9 Syyspohja	83,1		0,5	0,205	35,0
MA5	1 Räikkölä	18,4		1,1		2,9
MA5	2 Meltola	1,3		6,0		1,1
MA5	3 Helsingintie	0,5		2,8		0,3
MA5	5 Kuparintie	0,4		1,6		
MA5	9 Imatrankoski			3,0		
MA6	02 Teppanala	4,0		4,9		0,1
MA6	03 Pietarintie	2,0		1,0		9,0
MA6	09 Ensontie	0,4		4,6		0,9
MA6	10 Kanavakatu	0,4		1,1		
MA6	12 Pässiniemi			1,3		1,3
MA6	13 Itä-Siitola	3,8		0,9		1,3
MA6	15 Mehiläismäki	4,8		3,4		2,0
MA6	17 Jäppilänniemi	20,1		0,2		2,8
MA6	18 Linnansuo	12,8		0,2		5,1
MA9	11 Koivukeskus			1,6		3,9
MA9	13 Rautjärvi	39,2		0,3		8,2
MA9	14 Niskapietilä	49,8		0,2		6,7
MA9	15 Lohela			0,5		7,7
MA9	16 Miettälä	46,2		0,2		5,1
MA9	18 Vennonmäki	4,9		0,4		0,4
MA9	19 Ruokolahdi	6,1		0,1		1,4
MA9	20 Immola			4,5		3,9
MA9	21 Salosaari	5,2	0,5	1,8		9,8

Taulukko 5 Nykytilatutkimuksen tulokset lähdöittäin, järjestettynä keskeytyskustannusten mukaan.

Sähkö- asema	Lähtö	Vian keskipituus [h/vika]	Viat [1/100km,a]	PJK [1/100km,a]	AJK [1/100km,a]	Keskiteho [kW]	Lähdön pituus [km]	Keskeytys- kustannukset [€]
MA4	3 Äitsaari	1,31	12,86	49,19	3,68	420	100,4	<b>104 118</b>
MA4	7 Jukajärvi	1,14	9,45	46,19	12,24	474	103,7	<b>88 496</b>
MA4	9 Syyspohja	1,51	6,36	40,41	6,69	459	118,9	<b>83 045</b>
MA4	8 Kärinki	1,47	18,51	89,20	11,16	191	52,4	<b>40 911</b>
MA9	16 Miettälä	1,41	7,77	64,09	5,18	431	51,5	<b>40 377</b>
MA1	12 Karhumäki	0,77	24,94	24,47	5,88	1278	11,3	<b>40 172</b>
MA9	14 Niskapietilä	1,19	7,06	71,14	3,53	443	56,7	<b>38 597</b>
MA9	13 Rautjärvi	0,84	6,99	54,45	11,88	490	47,6	<b>28 800</b>
MA4	5 Rasila	0,68	40,77	114,31	26,99	820	5,3	<b>20 363</b>
MA1	16 Mustalampi	0,64	20,35	44,76	0,00	1165	8,2	<b>19 464</b>
MA6	17 Jäppilänniemi	1,15	11,54	69,23	0,00	340	23,1	<b>16 641</b>
MA6	02 Teppanala	0,83	22,22	0,00	0,00	658	9,0	<b>14 467</b>
MA1	22 Tuulikallio	0,33	13,17	65,87	26,35	1143	7,6	<b>11 807</b>
MA2	6.1 Annala	0,58	7,68	Ei käytössä	Ei käytössä	1313	9,4	<b>7 656</b>
MA9	21 Salosaari	0,87	3,84	63,38	0,00	530	17,4	<b>7 506</b>
MA5	1 Räikkölä	0,34	7,88	25,34	4,68	447	22,4	<b>6 111</b>
MA5	2 Meltola	0,46	4,00	32,09	20,07	1028	8,3	<b>5 917</b>
MA6	09 Ensontie	0,37	17,14	17,14	0,00	915	5,8	<b>5 578</b>
MA4	1 Pappilanlahti	0,64	41,81	62,72	27,88	224	4,8	<b>4 635</b>
MA1	17 Paajala	0,41	14,15	Ei käytössä	Ei käytössä	1098	4,6	<b>4 277</b>
MA2	5 Rautio	0,13	6,87	52,43	3,43	629	9,3	<b>3 160</b>
MA5	3 Helsingintie	0,68	9,48	Ei käytössä	Ei käytössä	829	3,5	<b>2 556</b>
MA9	20 Immola	0,04	4,81	28,71	9,61	783	8,4	<b>2 373</b>
MA2	9 Rämö	0,08	8,08	24,20	0,00	895	8,4	<b>2 325</b>
MA6	15 Mehiläismäki	0,21	6,56	0,00	0,00	928	10,2	<b>2 239</b>
MA2	10 Virasoja	0,00	0,00	20,65	13,77	875	8,5	<b>2 102</b>
MA6	18 Linnansuo	0,71	7,39	0,00	0,00	155	18,0	<b>1 974</b>
MA2	6.4 Kurkvuori	0,96	4,18	25,02	0,00	274	8,0	<b>1 462</b>
MA5	5 Kuparintie	0,11	8,54	177,94	50,84	367	2,0	<b>1 345</b>
MA1	15 Aaponkatu	0,26	6,54	26,18	0,00	605	5,1	<b>1 338</b>
MA9	19 Ruokolahdi	0,64	4,34	17,38	4,34	325	7,7	<b>1 329</b>
MA1	14 Keskusasema	0,00	0,00	56,86	3,01	632	3,7	<b>872</b>
MA1	8 Kauppakatu	0,07	10,19	Ei käytössä	Ei käytössä	894	3,3	<b>589</b>
MA6	13 Itä-Siitola	0,22	5,56	0,00	0,00	391	6,0	<b>487</b>
MA1	13 Saareksiinmäki	0,00	0,00	21,79	0,00	788	4,6	<b>465</b>
MA9	15 Lohela	0,00	0,00	36,38	8,08	100	8,2	<b>257</b>
MA1	18 Korvenkanta	0,00	0,00	48,01	0,00	94	4,6	<b>122</b>
MA9	11 Koivukeskus	0,00	0,00	6,12	6,12	182	5,5	<b>108</b>
MA9	18 Vennonmäki	0,00	0,00	11,51	0,00	127	5,8	<b>50</b>
MA1	5 Muovikuja	0,00	0,00	Ei käytössä	Ei käytössä	250	1,1	<b>0</b>
MA1	6 Sukkulakatu	0,00	0,00	Ei käytössä	Ei käytössä	791	2,9	<b>0</b>
MA1	20 Iskotetalo	0,00	0,00	Ei käytössä	Ei käytössä	1078	1,5	<b>0</b>
MA2	6.2 Matara	0,00	0,00	Ei käytössä	Ei käytössä	1297	3,8	<b>0</b>
MA2	6.3 Tienhaara	0,00	0,00	Ei käytössä	Ei käytössä	416	2,7	<b>0</b>
MA5	9 Imatrankoski	0,00	0,00	Ei käytössä	Ei käytössä	1591	3,0	<b>0</b>
MA6	03 Pietarintie	0,00	0,00	0,00	0,00	391	12,0	<b>0</b>
MA6	10 Kanavakatu	0,00	0,00	Ei käytössä	Ei käytössä	116	1,5	<b>0</b>
MA6	12 Pässiniemi	0,00	0,00	0,00	0,00	67	2,6	<b>0</b>

LIITE IV, Verkostokomponenttien pitoajat ja EMV:n yksikköhinnat

<b>20 kV ilmajohdot</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Yksikköhinta [€]</b>	<b>ISS OY:n pitoaika [a]</b>
Sparrow tai pienempi	km	17 190	45
Raven	km	21 090	45
Pigeon	km	24 100	45
Al 132 tai suurempi	km	27 910	45
SAXKA 70 tai pienempi	km	48 560	45
SAXKA 120 tai suurempi	km	57 580	45
PAS 35-70	km	28 070	45
PAS 95 tai suurempi	km	31 290	45

<b>Sähköasemat ja 20 kV kojeistot</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Yksikköhinta [€]</b>	<b>ISS OY:n pitoaika [a]</b>
110 kV kevyt sähköasema	kpl	387 170	45
Maasulun sammutuslaitteisto	kpl	120 510	45
Kuristin < 50 MVA	kpl	68 710	45
Kuristin > 50 MVA	kpl	44 990	45

<b>20 kV maakaapelit (asennus)</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Yksikköhinta [€]</b>	<b>ISS OY:n pitoaika [a]</b>
Enintään 70 maakaapeli	km	24 230	45
95-120 maakaapeli	km	33 170	45
150-185 maakaapeli	km	40 260	45
240-300 maakaapeli	km	45 710	45
Kojeistopääte	km	1 210	45
Pylväspääte	km	2 540	45
Jatko	km	2 390	45

<b>0,4 kV ilmakaapelit</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Yksikköhinta [€]</b>	<b>ISS OY:n pitoaika [a]</b>
AMKA 16-25	km	12 970	40
AMKA 35-50	km	13 670	40
AMKA 70	km	16 790	40
AMKA 120	km	20 190	40

<b>20 kV erotimet ja katkaisijat</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Yksikköhinta [€]</b>	<b>ISS OY:n pitoaika [a]</b>
Johtoerotin, kevyt	kpl	3 500	30
Johtoerotin, katkaisukammioin	kpl	6 470	30
Kauko-ohjattu erotinasema 1 erotin	kpl	15 920	30
Kauko-ohjattu erotinasema 2 erotinta	kpl	30 290	30
Kauko-ohjattu erotinasema 3-4 erotinta	kpl	39 710	30
Pylväskatkaisija (kauko-ohjattava)	kpl	21 230	30

<b>0,4 kV maakaapelit (asennus)</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Yksikköhinta [€]</b>	<b>ISS OY:n pitoaika [a]</b>
Enintään 25 maakaapeli	km	7 030	45
35-50 maakaapeli	km	9 420	45
70 maakaapeli	km	12 110	45
95-120 maakaapeli	km	13 030	45
150-185 maakaapeli	km	18 870	45
240-300 maakaapeli	km	19 370	45
Enintään 35 vesistökaapeli	km	12 230	45
50-70 vesistökaapeli	km	14 370	45
95-120 vesistökaapeli	km	17 980	45
Vähintään 150 vesistökaapeli	km	27 230	45

<b>20 kV ja 0,4 kV maakaapelit (kaivu)</b>	<b>20 kV yhteiskäyttö [kaapelia/oja]</b>	<b>0,4 kV yhteiskäyttö [kaapelia/oja]</b>	<b>Yksikköhinta [€/km]</b>
Haja-asutusalue	1,1	1,5	9770
Taajama-alue	1,2	1,75	20800
Kaupunkialue	1,3	2	64330

<b>Muuntamot</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Yksikköhinta [€]</b>	<b>ISS OY:n pitoaika [a]</b>
1-pylväsmuuntamo	kpl	4 650	40
2-pylväsmuuntamo	kpl	6 360	40
4-pylväsmuuntamo	kpl	6 920	40
Puistomuuntamo, tyyppi 1 (ulkoa hoidettava)	kpl	26 350	40
Puistomuuntamo, tyyppi 2 (sisältä hoidettava)	kpl	33 560	40
Kiinteistömuuntamo	kpl	45 650	40
Satelliittimuuntamo	kpl	16 110	40

<b>Muuntajat [kVA]</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Yksikköhinta [€]</b>	<b>ISS OY:n pitoaika [a]</b>
16	kpl	2 780	40
30	kpl	2 780	40
50	kpl	3 400	40
100-160	kpl	4 560	40
200	kpl	6 260	40
300-315	kpl	6 980	40
500-630	kpl	8 520	40
800	kpl	11 490	40
1000	kpl	14 000	40
1250	kpl	17 860	40
1600	kpl	21 990	40

