



■ OPINNÄYTETYÖ - AMMATTIKORKEAKOULUTUTKINTO  
TEKNIIKAN JA LIIKENTEEN ALA

# RAUTALAMMIN JA KONNEVEDEN ALUEEN SÄHKÖNJAKELUN KÄYTTÖVARMUUDEN KEHITTÄMINEN

TEKIJÄ: Tanja Nousiainen

Koulutusala Tekniikan ja liikenteen ala	
Koulutusohjelma Sähkötekniikan koulutusohjelma	
Työn tekijä Tanja Nousiainen	
Työn nimi Rautalammin ja Konneveden alueen sähköjakelun käyttövarmuuden kehittäminen	
Päiväys	8.5.2014
Sivumäärä/Liitteet	52/4
Ohjaaja yliopettaja Juhani Rouvali	
Toimeksiantaja/Yhteistyökumppani Savon Voima Verkko Oy	
<p>Tiivistelmä</p> <p>Tämän opinnäytetyön tavoitteena oli määrittää Savon Voima Verkko Oy:n Rautalammin ja Konneveden sähköse- mien syöttämän sähköverkon nykytila ja laatia yleissuunnitelma käyttövarmuuden parantamiseksi.</p> <p>Verkon nykytila selvitettiin sekä sähköteknisestä näkökulmasta että toteutuneen ja tilastollisen käyttövarmuuden näkökulmasta. Verkon kehittämissuunnitelma laadittiin niin, että se sisältää kolme eri suunnitelmavaihetta, joille on määritelty omat toteuttamisajankohdat mallintamisen vuoksi. Tällöin eri verkostomuutosten vaikutusta käyttövar- muuteen ja verkon nykykäyttöarvoon voidaan verrata sekä lähtötilanteeseen että muihin suunnitelmavaiheisiin. Todellisuudessa investoinnit tehdään suunnitellun aikataulun mukaan systemaattisesti.</p> <p>Kehittämissuunnitelmaa laadittaessa noudatettiin Savon Voima Verkko Oy:n verkostostrategian mukaisia keinoja tavoiteverkon saavuttamiseksi, jotta saatiin selville, saavutetaanko niiden avulla tarpeeksi hyvä käyttövarmuustaso, joka vastaisi myös sähkömarkkinalaissa määriteltyihin toimitusvarmuutta koskeviin kiristyviin vaatimuksiin. Loppu- tuloksena käyttövarmuus nousi ja tulosten perusteella näyttäisi todennäköiseltä, että suunniteltu verkko täyttää myös sähkömarkkinalain vaatimukset. Vielä tarvitaan kuitenkin lisäselvityksiä muun muassa sopivan kaapelointias- teen selvittämiseksi. Lisätarkastelut täytyy tehdä yleissuunnittelussa tarkastelualueittain ja ottaa huomioon sekä kuormitusten sijoittuminen että verkostotopologia.</p> <p>Tässä työssä tehty nykytilan määrittäminen toimii pohjana tulevien vuosien vikatilastojen vertailulle. Tällöin selviää, mikä vaikutus investoinneilla on ollut toteutuneeseen käyttövarmuuteen.</p>	
Avainsanat sähköjakelu, käyttövarmuus, yleissuunnittelu	

Field of Study Technology, Communication and Transport			
Degree Programme Degree Programme in Electrical Engineering			
Author Tanja Nousiainen			
Title of Thesis Development of Reliability of the Rautalampi and Konnevesi Area Distribution Network			
Date	8 May 2014	Pages/Appendices	52/4
Supervisor Mr. Juhani Rouvali, Principal Lecturer			
Client Organisation /Partner Savon Voima Verkko Oy			
<p>Abstract</p> <p>The aim of this thesis was to determine the present state of the Rautalampi and Konnevesi area distribution network and to draw up a long term development plan to improve the reliability of electricity distribution. Rautalampi and Konnevesi substations are owned by Savon Voima Verkko Oy.</p> <p>The present state of the network was studied from both the electrical and the reliability point of view. The purpose of the development plan was to achieve a better level of reliability, which would also correspond to the increasing requirements about the reliability of electricity distribution determined in the Finnish electricity Market Act.</p> <p>As a result the reliability increased and on the basis of the results it would seem plausible that the designed network will meet the requirements of the Finnish electricity Market Act. However, some further studies still need to be done. The determination of the present state of reliability done in this thesis serves as the basis with which to compare future statistics. Then the real influence of investments can be monitored.</p>			
Keywords electricity distribution, reliability of distribution network, planning of distribution network			

## ALKUSANAT

Tämä opinnäytetyö on tehty kevään 2014 aikana Savon Voima Verkko Oy:lle, jolta sain erittäin mielenkiintoisen ja haastavan aiheen työlleni. Työn ohjaajana koulun puolelta toimi yliopettaja Juhani Rouvali ja Savon Voima Verkko Oy:n puolelta kehitysinsinööri Sami Viiliäinen.

Haluan kiittää suuresti kaikkia, joilta olen saanut apua ja neuvoja työn tekemisessä. Erityiskiitoksen haluan osoittaa kehitysinsinööri Sami Viiliäiselle työn kannustavasta ja kärsivällisestä ohjaamisesta.

Lopuksi iso kiitos vanhemmilleni, jotka ovat kannustaneet ja tukeneet minua koko opintojen ajan.

Kuopiossa 8.5.2014

Tanja Nousiainen

## SISÄLTÖ

1	JOHDANTO .....	7
1.1	Työn tavoite .....	7
1.2	Savon Voima Verkko Oy .....	7
2	KÄYTETTÄVÄT TYÖKALUT .....	8
2.1	PowerGrid .....	8
2.2	Käytönvalvonta ja -tukijärjestelmä .....	8
2.3	GPT .....	9
3	VIRANOMAISVALVONTA JA -MÄÄRÄYKSET .....	10
3.1	Viranomaisvalvonta .....	10
3.2	Toimitusvarmuudelle asetetut viranomaisvaatimukset ja suositukset .....	11
3.3	Vakiokorvaukset .....	12
4	SÄHKÖVERKON SUUNNITTELU .....	13
4.1	Yleissuunnittelu .....	13
4.2	Turvallisuus .....	14
4.2.1	Jännitetaso .....	14
4.2.2	Kuormitettavuus .....	14
4.2.3	Vikavirrat .....	15
	4.2.3.1 Oikosulku .....	15
	4.2.3.2 Maasulku .....	15
4.3	Käyttövarmuus .....	17
4.3.1	Keskeytyksestä aiheutuva haitta .....	18
4.3.2	Käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut .....	18
4.3.3	Käyttövarmuutta parantavat toimenpiteet .....	19
4.3.4	Luotettavuuslaskenta .....	20
4.4	Taloudellisuus .....	21
4.4.1	Kustannuserät .....	21
4.4.2	Pitoaika .....	22
4.4.3	Laskentakorko .....	22
4.4.4	Nykyarvo ja annuiteetti .....	22
4.4.5	Nykykäyttöarvo .....	23
4.5	Kuormitusten ennustaminen .....	23

5	NYKYTILAN MÄÄRITYS .....	24
5.1	Turvallisuuteen liittyvät tarkastelut .....	25
5.1.1	Oikosulkutarkastelu .....	25
5.1.2	Maasulkutarkastelu .....	25
5.1.3	Kuormitukset ja jännitteenalenema .....	25
5.2	Käyttövarmuuteen liittyvät tarkastelut .....	26
5.2.1	Keskeytykset koko jakeluverkon alueella .....	27
5.2.2	Keskeytykset tarkasteltavan verkon alueella .....	29
5.2.2.1	Jälleenkytkennät .....	29
5.2.2.2	Vikamäärät .....	30
5.2.3	Luotettavuusanalyysi .....	32
5.3	Taloudellisuuteen liittyvät tarkastelut .....	34
5.3.1	Keskeytyskustannukset .....	34
5.3.2	Häviökustannukset .....	35
5.4	Yhteenveto Rautalampi-Konnevesi -alueen nykytilan määrittämisestä .....	36
6	KEHITYSNÄKYMÄT JA KUORMITUSENNUSTE .....	37
7	KEHITTÄMISSUUNNITELMA .....	38
7.1	Tilastollisen käyttövarmuuden kehittyminen .....	39
7.1.1	Vikamäärät ja vikakeskeytysajat .....	39
7.1.2	Käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut .....	40
7.2	Taloudellisuuden kehittyminen .....	46
7.2.1	Keskeytyskustannukset .....	46
7.2.2	Nykykäyttöarvo .....	47
8	YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET .....	48
	LÄHTEET .....	50
	LIITTEET .....	53
	LIITE 1 Sähköasemien maasulkuasettelut .....	53
	LIITE 2 Sähköasemien asiakasmäärät johtolähdöittäin .....	54
	LIITE 3 Suunnitelmissa 2 ja 3 kaapeloitavat johdot .....	56
	LIITE 4 Kaapelointiasteen kehitys johtolähdöittäin .....	57

## 1 JOHDANTO

### 1.1 Työn tavoite

Tämän opinnäytetyön aiheena on laatia yleissuunnitelma Savon Voima Verkko Oy:n Rautalammin ja Konneveden sähköasemien syöttämän verkon alueelle. Työn tavoitteena on määrittää verkon nykytila ja laatia sen pohjalta kehittämissuunnitelma, jonka avulla verkon käyttövarmuutta saadaan parannettua. Rajallisen ajan vuoksi pienjänniteverkon analysointi on jätetty pois ja tarkasteluissa on mukana ainoastaan keskijänniteverkko.

Työn teoriaosuus käsittelee sähköverkkotoimintaan liittyviä viranomaismääräyksiä, sähköverkon suunnittelun reunaehoja ja rajoitteita sekä sähköjakelun luotettavuuteen liittyviä asioita. Teorian käsittelyn jälkeen tarkasteltavan alueen sähköverkolle tehdään nykytilan kartoitus, jonka avulla selviävät verkon tämänhetkinen sähkötekniinen tila, mahdolliset ongelmakohdat ja kehittämiskohteet ja -tarpeet.

Nykytilan kartoituksen jälkeen tarkasteltavalle verkolle tehdään kehittämissuunnitelma tavoiteverkon saavuttamiseksi. Tavoitteena on nostaa verkon käyttövarmuutta, jotta se täyttäisi sähkömarkkinalain mukaiset asteittain kiristyvät toimitusvarmuusvaatimukset. Kehittämissuunnitelmaa laadittaessa pyritään ottamaan huomioon kuntien kehitysnäkymiä ja mahdollisia kuormitusten muutoksia sekä sähköjakelun luotettavuutta häiriötilanteissa.

### 1.2 Savon Voima Verkko Oy

Savon Voima Verkko Oy (SVV) kuuluu Savon Voima Oyj -konserniin. Savon Voima Oyj on suomalainen energiayhtiö, joka tuottaa ja markkinoi sähkö- ja lämpöpalveluja. Yhtiö on yksi Suomen suurimmista energiapalveluiden myyjistä, ja sen liikevaihto on noin 215 miljoonaa euroa (2012). työntekijöitä yhtiön palveluksessa on noin 175. (Savon Voima Oyj.)

Savon Voimalla on kolme liiketoiminta-aluetta, jotka ovat sähköverkko (Savon Voima Verkko Oy), sähkö myynti ja salkunhallinta (Savon Voima Salkunhallinta Oy) sekä energiantuotanto ja kaukolämpö. Savon Voima Oyj on Savon Energiaholding Oy:n tytäryhtiö, jonka omistaa Savon Voiman verkkotoiminta-alueella sijaitsevat 22 kuntaa. Asiakkaita ja sähköntuotantokapasiteettia Savon Voimalla on kaikkialla Suomessa. (Savon Voima Oyj.)

Savon Voima Verkko Oy:n tehtävänä on huolehtia noin 25 000 km laajan sähköverkoston toimivuudesta ja sähkö siirtämisestä verkkopalveluasiakkaille, joita on noin 109 000 (Savon Voima Oyj).

## 2 KÄYTETTÄVÄT TYÖKALUT

Sähköverkkoyhtiöt hallitsevat ja valvovat verkko-omaisuuttaan eri ohjelmistojen avulla. Verkko-omaisuuden hallintaohjelmistot on kehitetty sähköverkon suunnittelun ja dokumentoinnin avuksi ja käytönvalvontajärjestelmien avulla verkkoa pystytään valvomaan ja hallitsemaan käyttökeskuksesta käsin. Verkon valvonnan ohella käytönvalvontajärjestelmä antaa tietoa esimerkiksi verkossa tapahtuneista keskeytyksistä ja viankestoista muuntopiirikohtaisesti.

### 2.1 PowerGrid

Sähkönjakeluverkko on laaja ja siihen kuuluu paljon eri komponentteja. Siksi verkkoyhtiöt käyttävät verkkotietojärjestelmiä, joiden avulla verkon tarkastelu, dokumentointi ja suunnittelu helpottuvat. Savon Voima Verkko Oy:llä on käytössä Tieto Oyj:n kehittämä verkko-omaisuuden hallintajärjestelmä PowerGrid, jonka paikkatietokantaan voidaan tallentaa kuvaus sähköverkon rakenteesta digitaalisena kartastona sisältäen jokaisen yksittäisen komponentin. Lisäksi komponenttien tiedot, kuten valmistusvuosi, valmistaja ja tyyppi, saadaan tallennettua tietokantaan. (Seppälä 2008.)

Suunnittelutilassa sähköverkkoa voidaan muokata tarpeen mukaan ja tarkastella eri suunnitelmien vaikutusta verkon sähkötekniisiin tunnuslukuihin. PowerGridin ominaisuuksiin kuuluvat monipuoliset verkostolaskennat ja lähtötietoja voidaan muuttaa tarpeen mukaan. Muutoksia olemassa olevaan verkkoon ei voida tehdä suunnittelutilassa. Dokumentointitilassa verkkoa voidaan päivittää nykytilaa vastaavaksi ja tuoda toteutuneet suunnitelmat osaksi olemassa olevaa verkkoa.

### 2.2 Käytönvalvonta ja -tukijärjestelmä

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) on prosessitietokonepohjainen käytönvalvontajärjestelmä, jonka tehtävänä on valvoa sähkönjakeluverkkoa reaaliajassa. SCADAn päätoimintoja ovat verkon kytkentälaitteiden hallinta, kaukoasettelut, -ohjaukset ja -mittaukset, tapahtumatietojen hallinta sekä raportointi. (Lakervi & Partanen 2008.)

Käytöntukijärjestelmää tarvitaan tukemaan käyttötoimintaa sovellusten avulla. Käytönvalvontajärjestelmä siis kerää ja välittää tietoja ja ohjauksia, ja käytöntukijärjestelmä sisältää analyysi- ja päättelytoimintoja, joiden avulla se pystyy esimerkiksi paikantamaan keskijänniteverkon oikosulkuvikoja. (Lakervi & Partanen 2008.)

Savon Voima Verkko Oy:n asemat on liitetty ABB:n MicroSCADA Pro -käytönvalvontajärjestelmään, minkä lisäksi verkonhallintaa tehostamassa on käytössä ABB:n käytöntukijärjestelmä DMS 600. DMS 600 mahdollistaa sen, että tieto verkon nykytilasta saadaan nopeasti. Tästä on erittäin suuri hyöty muun muassa vianpaikannuksessa. Verkossa olevan automaation avulla vikapaikat saadaan nopeasti erotettua ja rajattua muusta verkosta. Näin ollen asiakkaiden kokemat keskeytysajat lyhenevät. (ABB 2011.)



## 2.3 GPT

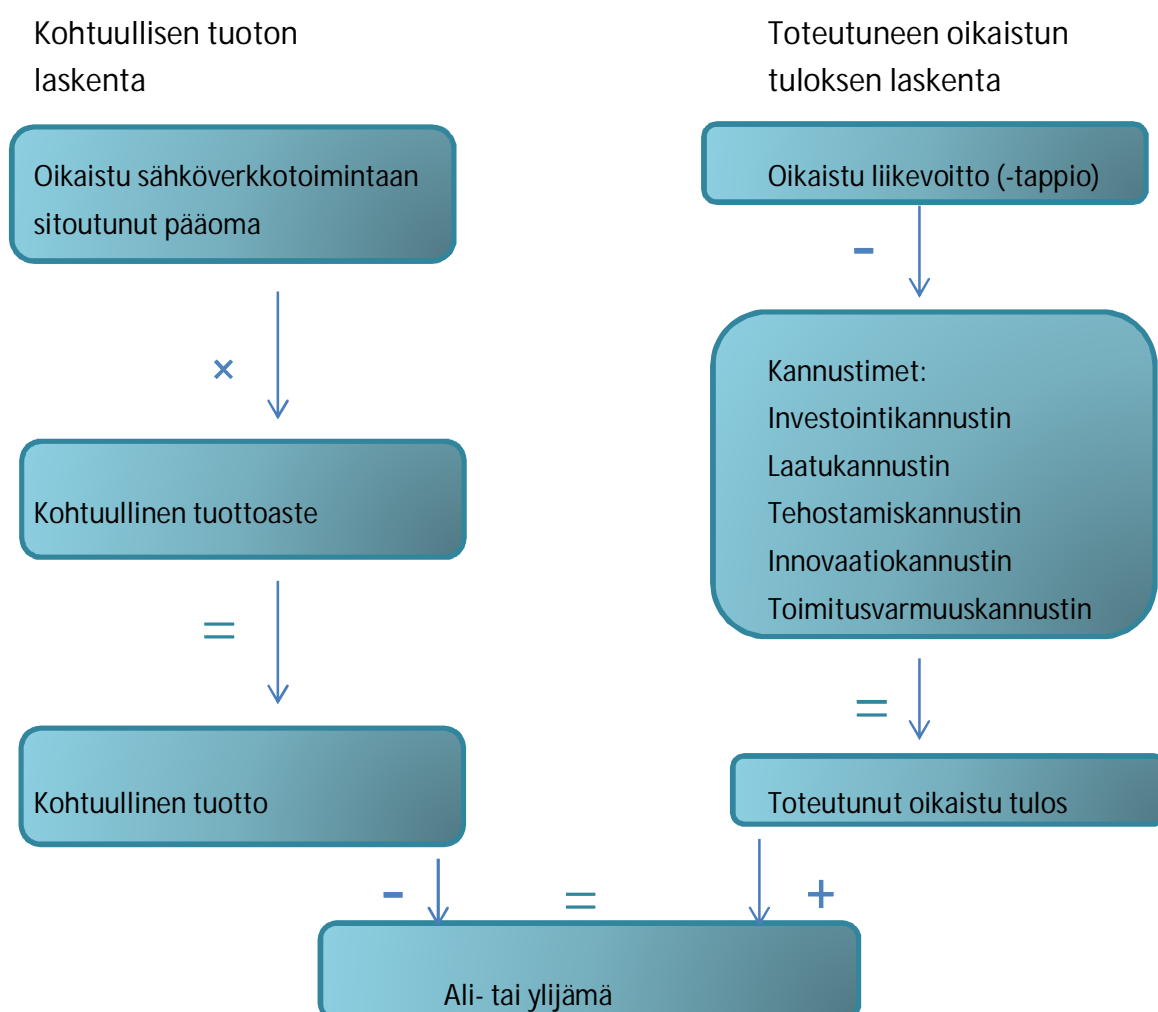
Sähköverkkoa suunniteltaessa täytyy rakentamis- ja häviökustannusten lisäksi pystyä selvittämään sähköjakeluverkon keskeytyskustannukset, mikä on mahdollista luotettavuuslaskennan avulla. Tieto Oyj:n kehittämä GPT (General Planning Tool) on luotettavuuspohjaiseen verkostanalyysiin kehitetty ohjelmisto, jonka avulla voidaan muun muassa tehdä jakeluverkolle luotettavuuslaskentaa ja esittää tulokset graafisesti tai taulukoituna. GPT:n avulla on mahdollista tehdä suunnitelmia sähköverkolle ja tarkastella muutosten tilastollisesti laskettua vaikutusta verkon luotettavuutta kuvaaviin tunnuslukuihin.

GPT mahdollistaa eri kehittämissuunnitelmien ketjuttamisen, jolloin päästään tarkastelemaan vaihteittain vaikutuksia sekä sähköverkon käyttövarmuuteen ja sähkötekniseen suorituskykyyn että sähköverkon arvon kehitykseen.

### 3 VIRANOMAISVALVONTA JA -MÄÄRÄYKSET

#### 3.1 Viranomaisvalvonta

Koska sähkönjakelu on Suomessa alueellisessa monopoli-asemassa, täytyy toimintaa valvoa. Valvonnasta vastaa Energiavirasto. Valvonnan tärkeimpinä syinä on varmistaa, että sekä kansallista että Euroopan unionin sähkömarkkinalainsäädäntöä noudatetaan ja että hinnoittelu on kohtuullista. Valvonta perustuu valvontajaksoihin, joista ensimmäinen oli kolmen vuoden mittainen (2005–2007), ja seuraavat ovat olleet neljän vuoden mittaisia. Menossa olevan kolmannen valvontajakson (2012–2015) valvontamenetelmien keskeisimmät osa-alueet ja periaate tuoton kohtuullisuuden arviointiin on esitetty kuviossa 1. (Energiavirasto 2014.)



KUVIO 1. Energiaviraston valvontamenetelmät kolmannella valvontajaksolla (2012–2015) (Energiavirasto 2014.)

### 3.2 Toimitusvarmuudelle asetetut viranomaisvaatimukset ja suositukset

Sähkömarkkinalaki velvoittaa, että jakeluverkko täytyy suunnitella, rakentaa ja ylläpitää niin, että jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman vuoksi ei aiheuta asemakaava-alueella käyttäjille yli 6 tuntia kestävästä sähkönjakelun keskeytystä. Muualla kuin asemakaava-alueella keskeytys ei saa ylittää 36 tuntia. Laissa on kuitenkin määritelty tapaukset, joissa jakeluverkonhaltija voi määrittää käyttöpaikkaan sovellettavan tavoitetason, joka poikkeaa edellä mainituista vaatimuksista. Siirtymäaikaa on vuoden 2028 loppuun asti, jonka jälkeen vaatimukset tulee täyttyä 100 prosenttisesti. Vuoden 2019 loppuun mennessä vaatimukset tulee täyttyä vähintään 50 prosentilla ja vuoden 2023 loppuun mennessä vähintään 75 prosentilla. (Sähkömarkkinalaki 2013.)

Jakeluverkonhaltijan tulee sähkömarkkinalain mukaan laatia jakeluverkkoonsa koskeva kehittämissuunnitelma. Ensimmäinen jakeluverkon kehittämissuunnitelma tulee lain mukaan toimittaa Energiavirastolle kesäkuun 2014 loppuun mennessä, minkä jälkeen suunnitelmaa täytyy päivittää kahden vuoden välein. Suunnitelmasta tulee ilmetä jakeluverkon luotettavuutta ja toimintavarmuutta parantavat yksityiskohtaiset toimenpiteet, jotka toteuttamalla jakeluverkko täyttää asteittain kiristyvät toimitusvarmuusvaatimukset. (Sähkömarkkinalaki 2013.)

Energiateollisuus Ry:n julkaisemassa suosituksessa *Sähkön toimitusvarmuus 2030, suositus 2010* on määritetty suositeltavat jakeluverkon toimitusvarmuuden tavoitetasot vuoteen 2030 mennessä (taulukko 1). Aluejaotteluun pohjautuvassa toimitusvarmuuskriteeristössä alueet ovat city, taajama ja maaseutu, ja kullekin alueelle on määritelty oma tavoitetaso. Tavoitetasot koskevat ainoastaan vikojen aiheuttamia keskeytyksiä, mutta työkeskeytysten ottamista mukaan aiotaan harkita myöhemmin. Yksi tavoitearvon ylitys sallitaan kolmen vuoden aikajaksolla. (Energiateollisuus Ry 2010.)

TAULUKKO 1. Toimitusvarmuuden suositeltavat tavoitetasot 2030 (Energiateollisuus Ry 2010.)

<u>Tavoitetaso city-alueilla</u>	
Kokonaiskeskeytysaika:	Enintään 1 tunti vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (alle 3 min) määrä:	Ei lyhyitä katkoja
<u>Tavoitetaso taajamissa</u>	
Kokonaiskeskeytysaika:	Enintään 3 tuntia vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (alle 3 min) määrä:	Enintään 10 kpl vuodessa
<u>Tavoitetaso maaseudulla</u>	
Kokonaiskeskeytysaika:	Enintään 6 tuntia vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (alle 3 min) määrä:	Enintään 60 kpl vuodessa

Sähkömarkkinalaki ei ota kantaa keskeytysten kokonaislukumäärään tai keskeytyskustannusten suuruuteen, mutta Energiavirasto käyttää KAH-kustannusta verkkoliiketoiminnan sääntelyn ja valvonnan apuna. Vuonna 2007 määritettiin energiapainotetut KAH-arvot, joiden mukaan Energiaviraston toimesta verkonhaltijoille laskettava KAH-kustannus lasketaan. Eri verkkoyhtiöiden asiakastyypit eivät ole jakautuneet samassa suhteessa. Käyttämällä verkonhaltijakohtaisia todellisia asiakasryhmien jakaumia, saadaan KAH-kustannusten laskentaa tarkennettua, mikä osaltaan tarkentaa käyttövarmuuden kehittämistoimien kohdentamista oikein. KAH-arvot päivitetään vuosittain senhetkistä kustannustasoa vastaavaksi. Ensimmäisellä kahdella Energiaviraston valvontajaksolla KAH-kustannus oli mukana vain laatukannustimessa, mutta nykyisin menossa olevalla kolmannella valvontajaksolla vaikutusta on kasvatettu ottamalla se mukaan myös tehostamiskannustimeen. KAH-kustannuksilla on siten suhteellisen suuri vaikutus valvontamallissa, mikä osaltaan lisää painetta kehittää sähkönjakelun toimitusvarmuutta. (Energiavirasto 2014.)

### 3.3 Vakiokorvaukset

Sähkömarkkinalaki velvoittaa verkonhaltijan maksamaan sähkönkäyttäjälle vakiokorvauksen sähkönjakelun tai -toimituksen yhtäjaksoisen keskeytymisen perusteella ilman eri vaatimusta. Vakiokorvauksen määrä riippuu sähkön loppukäyttäjän vuotuisesta siirtopalvelumaksusta ja nousee portaittain keskeytysajan mukaan. Sähkönkäyttäjälle maksettava korvaus vuotuisesta siirtopalvelumaksusta on:

- 10 % keskeytysajan ollessa vähintään 12 tuntia mutta alle 24 tuntia
- 25 % keskeytysajan ollessa vähintään 24 tuntia mutta alle 72 tuntia
- 50 % keskeytysajan ollessa vähintään 72 tuntia mutta alle 120 tuntia
- 100 % keskeytysajan ollessa vähintään 120 tuntia mutta alle 192 tuntia
- 150 % keskeytysajan ollessa vähintään 192 tuntia mutta alle 288 tuntia
- 200 % keskeytyksen ollessa vähintään 288 tuntia

Enimmäismäärä kalenterivuoden kuluessa sähkönkäyttäjälle maksettaville vakiokorvauksille on 1000 euroa tai 200 % vuotuisesta siirtopalvelumaksusta. Euromääräisen enimmäiskorvauksen suuruus nousee asteittain niin, että 1.1.2016 alkaen se on 1500 euroa ja 1.1.2018 alkaen 2000 euroa. (Sähkömarkkinalaki 2013.)

## 4 SÄHKÖVERKON SUUNNITTELU

Sähköverkon suunnittelun reunaehtoja ovat turvallisuuteen, käyttövarmuuteen ja kustannuksiin liittyvät rajoitukset ja määräykset sekä kuormitusten ennustaminen. Lisäksi suunnittelua ohjaavia tekijöitä ovat edellä esitetyt viranomaisvaatimukset ja -määräykset.

### 4.1 Yleissuunnittelu

Sähköverkon suunnittelu on aikajänteeltään pitkä prosessi ja muodostuu useista eri tehtävistä, jotka voidaan jaotella seuraavasti: pitkän aikavälin suunnittelu (yleissuunnittelu), kohdesuunnittelu (verkostosuunnittelu), maastosuunnittelu, rakennesuunnittelu ja työsuunnittelu. (Lakervi & Partanen 2008.)

Verkon yleissuunnitteluun kuuluu sekä toteutuneen käyttövarmuuden tarkastelua että tilastollisen käyttövarmuuden analysointia. Sähköverkon nykytila, eli toteutunut käyttövarmuus ja sähkötekninen tila, toimii yleissuunnittelulle lähtökohtana. Suunnitelmassa määritellään eri vuosina tehtävät suuret, laajasti vaikuttavat investoinnit ja verkon kehittämisen pääsuuntaviivat sekä tarkastellaan, miten ne vaikuttavat tilastolliseen käyttövarmuuteen. Kun yleissuunnitelma on hyvin tehty, pystytään hukkainvestointeja välttämään ja näin ollen varmistamaan, että verkon kehittäminen toteutetaan taloudellisesti. (Vierimaa 2007.)

Yleissuunnitelmaa voidaan lisäksi käyttää apuna muissakin verkkoyhtiön toiminnoissa. Yleissuunnittelu esimerkiksi mahdollistaa yrityksen budjetin arvioinnin pitkällä aikavälillä, koska suunnitelmassa määritellään suurten investointien tarpeellisuus ja alustava toteutusajankohta. Yleissuunnitelma on myös näkemys siitä, millainen sähköverkon tulisi tarkastelujakson lopussa olla, joten suunnitelman tuloksia voidaan kritisoida ja toisaalta siihen voidaan verrata uusia kehittämisideoita. (Vierimaa 2007.)

Tässä työssä käytetään SVV:n verkostostrategiassa määriteltyjä keinoja tavoiteverkon saavuttamiseksi. Nykytilan määrittämisessä tarkastetaan verkon nykytila ja se, miten verkko täyttää sille asetetut tekniset vaatimukset. Samalla tarkastellaan, kuinka paljon toimitusvarmuudessa olisi parannettavaa sähkömarkkinalain vaatimuksia silmällä pitäen. Nykytilan määrittämisessä käytetään apuna verkkotietojärjestelmää ja käytöntukijärjestelmästä saatuja tietoja verkossa tapahtuneista keskeytyksistä. Verkon suunnittelun apuna käytetään GPT-ohjelmaa, jonka avulla voidaan tutkia verkostomuutosten tilastollisia vaikutuksia käyttövarmuuteen. Suunnittelussa noudatetaan SVV:n verkostostrategian mukaisia ohjeita, ja tarkastellaan, onko ohjeiden mukaisen verkon rakentamisella riittävä vaikutus käyttövarmuuden kehitykseen. Eli ovatko keinot riittävät vastaamaan sähkömarkkinalaissa määriteltyihin tiukentuviin toimitusvarmuusvaatimuksiin. Mikäli näin ei ole, ja käyttövarmuutta täytyy vielä kehittää, testataan, millä keinoilla sähkömarkkinalain näkökulmasta riittävän toimintavarma verkko pystyttäisiin saavuttamaan.

Suunnittelussa pyritään miettimäänärkevintä investointien toteutusjärjestystä ja priorisoimaan investoinnit SVV:n verkostostrategian mukaisesti. Tärkeimpänä asiana on saada turvattua taajamien sähkönsyöttö, minkä jälkeen varmistetaan sähköasemien välisten runkoyhteyksien käyttövarmuus. Viimeisessä suunnitteluvaiheessa verkkoon aletaan soveltaa vyöhykemallia. SVV:n tavoiteverkkomallina toimii ns. vyöhykemalli, jossa taajama- ja maaseutualueet erotetaan omiksi suojausvyöhykkeikseen katkaisijoiden avulla. Lisäksi tietyn vuosienergian ylittävät tärkeät keskijännitejohdot kaapeloidaan sähköasemalta alkaen ja ilmajohdot siirretään teiden varsille. Jokaisessa suunnitteluvaiheessa pohditaan myös pääasialliseen etenemisivaiheeseen kuulumattomien vanhojen verkonosien saneerausarvetta, koska vanhat johdot saattavat aiheuttaa turvallisuusriskin ja toisaalta verkon saneeraus parantaa käyttövarmuutta sekä nostaa sähköverkon nykykäyttöarvoa.

## 4.2 Turvallisuus

### 4.2.1 Jännitetaso

Yksi tärkeimmistä sähkön teknisistä laatutekijöistä on jännitetason standardinmukaisuus, koska liian alhainen tai liian korkea jännite saattaa häiritä sähkölaitteiden normaalia toimintaa. Verkostosuositus SA2:08 antaa suositukset suurimmalle sallitulle jännitevaihtelulle ja jännitteenalenemälle (taulukko 2). SVV käyttää verkostosuunnittelussa kriteereinä pääasiassa korkean laadun arvoja. Standardi laatu tarkoittaa kansainvälisten laatustandardien, muun muassa SFS-EN 50160, vaatimuksia, jotka sähkömarkkinalain mukaan sähköntoimituksen tulee minimissään täyttää. (Energiateollisuus Ry 2008; Suomen Standardoimisliitto SFS RY 2012; Antikainen & SVV henkilöstö 2011.)

TAULUKKO 2. Verkostosuosituksen SA2:08 mukaiset jännitteiden tavoitetasot (Energiateollisuus 2008.)

Osaverkko	Jännitteen vaihtelualue		Jännitteenalenema		
	Minimi	Maksimi	Korkea laatu	Normaali laatu	Standardi laatu
Keskijänniteverkko	19 kV	22 kV	± 4 %	± 10 %	95 % ± 10 %
Pienjännitejakelu	196 V	253 V	± 4 %	± 10 %	+10 % -15 %
Muuntamo*	220 V	253 V		1-2 %	2-4 %
Pienjänniterunkoverkko	210 V	253 V		3-5 %	3-7 %
Liittymisjohto**	207 V	253 V		1-3 %	1-5 %
Sisäjohtoverkko	198 V	253 V			1-4 %
* Jännitetasoa voidaan säätää, jos käytävissä on välilotto-kytkin					
** Liittymisjohto kuluttajan liittämiskohtaan saakka					

### 4.2.2 Kuormitettavuus

Verkon komponenteille on määritelty suurimmat sallitut kuormitukset eri asennusolosuhteiden mukaan. Liian suuri kuormitus aiheuttaa komponenteissa lämpenemistä, mikä nopeuttaa komponenttien vanhenemista ja aiheuttaa paloturvallisuusriskin. Joissain poikkeustilanteissa, esimerkiksi pakkasella, muuntajaa voi kuormittaa jonkin verran yli nimellistehon, mutta suunnittelussa ja mitoituksessa ylikuormitettavuutta ei tule käyttää hyväksi. (Lakervi & Partanen 2008; Vierimaa 2007.)

Verkkotietojärjestelmä käyttää verkon kohteiden tehojen arvioinnissa ja kuormitusvirtamaksimien laskennassa apuna asiakkaiden kulutustietoja (vuosienergia) ja tyyppikuormituskäyriä. Eri kuluttajille on valittu kulutustyyppin mukaan kuormituskäyrä, joka kuvaa vuoden tuntien keskitehoa ja hajontaa. (Lakervi & Partanen 2008; Vierimaa 2007.)

#### 4.2.3 Vikavirrat

Vikavirtasuojaus liittyy olennaisesti turvallisuuteen. Kansalliset sähköturvallisuusstandardit sisältävät sähköverkon suojaukselle asetetut vaatimukset, jotka sähköverkkoyhtiöiden tulee täyttää. Turvallisuusnäkökulman lisäksi tehokas vikavirtasuojaus ja siihen liittyvä automaatio parantavat sähkönjakelun luotettavuutta. Keskijänniteverkon selektiivisen suojauksen toteuttaminen on siinä mielessä yksinkertaista, että verkkoa syötetään säteittäisenä. Toisaalta nollajohtimen ja tähtipistemaadoitusten puuttuminen jakeluverkossa tekevät maasulusta vian, joka poikkeaa oikosulusta. Maasulun seurauksena verkkoon tulee epäsymmetriatilanne eikä vikavirta nouse kovin suureksi, minkä vuoksi maasulun tunnistaminen ja paikantaminen vaativat oman tekniikkansa. Keskijänniteverkon kaapelointi haja-asutusalueilla kuitenkin nostaa maasulun aikaista vikavirtaa, mikä täytyy ottaa suunnittelussa huomioon. (Lakervi & Partanen 2008.)

##### 4.2.3.1 Oikosulku

Oikosulku voi muodostua joko kahden tai kolmen vaihejohtimen välille esimerkiksi eristysvian vuoksi. Oikosulkutilanteessa vikavirta on tyypillisesti merkittävästi kuormitusvirtaa suurempi. Verkossa esiintyvien oikosulkuvirtojen suuruus on sadoista ampeereista muutamaan kiloampeeriin vikapaikan ja sähköaseman välisten johtojen pituuden ja poikkipinnan mukaan. (Lakervi & Partanen 2008.)

Sähköverkko on suunniteltava ja rakennettava oikosulkukestoiseksi. Oikosulkuviat aiheuttavat häiriöitä ja keskeytyksiä sähkönjakeluun sekä lämpenemistä verkon komponenteissa, mistä voi seurata komponenttien vaurioituminen. Lisäksi viat voivat aiheuttaa henkilövahinkoja suurten vikavirtojen vuoksi. Oikosulkusuojauksen tehtävä on verkon komponenttien suojaaminen oikosulkuvirran aiheuttamalta lämpenemiseltä sekä sähkönkäyttäjien turvallisuuden varmistaminen. Verkon oikosulkukestoisuutta voidaan parantaa esimerkiksi oikean johdinpoikkipinnan valinnalla ja oikosulkusuojauksen releasetteluja säätämällä. (Lakervi & Partanen 2008; Vierimaa 2007.)

##### 4.2.3.2 Maasulku

Maasulku on maan ja vaihejohtimen välille sattunut oikosulku, joka syntyy esimerkiksi vaihejohtimen valokaaresta tai kosketuksesta suojamaadoitettuun osaan. Jakeluverkon ollessa maasta erotettu jää maasulusta aiheutuva vikavirta pieneksi, monesti jopa kuormitusvirtaa pienemmäksi. Vikavirta aiheuttaa maasulkupaikkaan maadoitusjännitteen, josta puolestaan aiheutuu kosketusjännite. Kosketusjännite saattaa aiheuttaa ihmiselle tai eläimelle vaaran, minkä vuoksi maadoitusjännitteitä täytyy rajoittaa. (Lakervi & Partanen 2008.)

Suurimmat sallitut kosketusjännitteet  $U_{TP}$  erilaisille asennuksille on määritelty standardissa SFS 6001, ja ne ovat käytössä tehtäessä kokonaan uusia maadoitusjärjestelmiä. Sallittu kosketusjännite on maasulun kestoajasta riippuvainen taulukon 3 mukaisesti. Suurjänniteasennuksissa kosketusjännitevaatimuksen sallitut arvot katsotaan toteutuneiksi, jos asennus on osa laajaa maadoitusjärjestelmää tai mittauksilla tai laskemalla määritetty maadoitusjännite ei ylitä taulukon 3 mukaisen sallitun kosketusjännitteen arvoa kaksinkertaisena. Mikäli kumpikaan edellä mainituista ehdoista ei täyty, on tehtävä maadoitusjännitteen suuruudesta ja viankestoajasta riippuvat erityistoimenpiteet. Elleivät ehdot täyty eikä erityistoimenpiteitä tehdä, täytyy sallittujen kosketusjännitteiden toteutuminen osoittaa esimerkiksi mittauksilla. (Suomen Standardoimisliitto SFS RY 2012.)

Suur- ja pienjänniteverkon yhteisen maadoituksen käyttö on suositeltavaa aina, kun se on mahdollista. Tällöin suurinta sallittua kosketusjännitettä koskevat vaatimukset katsotaan toteutuneiksi pienjännitejärjestelmille, jos suurjänniteasennuksen maadoitusjärjestelmä kytketään laajaan maadoitusjärjestelmään tai maadoitusjännite on korkeintaan kaksinkertainen taulukon 3 arvoon verrattuna ja pienjänniteverkko on maadoitettu useassa tähtipisteessä. Mikäli pienjänniteverkko on maadoitettu vain syöttöpisteessä, saa maadoitusjännite olla korkeintaan taulukon 3 mukaisen  $U_{TP}$ -arvon suuruinen. Erityistapauksissa ja toteuttamalla standardissa määritellyt lisäedellytykset, voidaan maadoitusjännitteen arvona käyttää nelin- tai viisinkertaista  $U_{TP}$ -arvoa. (Suomen Standardoimisliitto SFS RY 2012.)

Ennen standardin SFS 6001 voimaan tuloa rakennettujen maadoitusryhmien asennuksissa on yleensä noudatettu Sähkötarkastuskeskuksen julkaisemia vaatimuksia maadoitusjännitteen enimmäisarvoihin liittyen (taulukko 4). (Suomen Standardoimisliitto SFS RY 2012; Vierimaa 2007.)

TAULUKKO 3. Sallitut kosketusjännitteet laukaisuaian funktiona (Lakervi & Partanen 2008.)

Laukaisuaika (s)	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
$U_{TP}$ (V)	390	280	215	160	132	120	110	110

TAULUKKO 4. Maadoitusjännitteen enimmäisarvot ennen standardin SFS 6001 voimaan tuloa (Suomen Standardoimisliitto SFS RY 2012.)

Ryhmä	Maadoitusjännite (V)	
	Käytössä automaattinen poiskytkentä ajassa t	Automaattinen poiskytkentä ei käytössä
a	750/vt	125
b	2000/vt	250
c	3000/vt	400
d	500/vt	100
e1	750/vt	125
e2	100/vt	150



Jotta suurinta sallittua kosketusjännitettä koskeva vaatimus pystytään täyttämään, voidaan joko lisätä maadoituksia, lyhentää suojauksen laukaisuaikaa tai pienentää verkon maasulkuvirtaa. Maasulkuvirran ja maadoitusjännitteen pienentämiseen voidaan käyttää verkon sammutusta. (Lakervi & Partanen 2008.)

Maasulkuvirran sammutukseen on perinteisesti käytetty keskitettyä sammutusta, eli sähköasemalle asennettua sammutuskuristinta, jonka tehtävänä on kompensoida verkon kapasitansseista aiheutuva maasulkuvirtaa. Keskijänniteverkon maakaapeloinnin yleistyessä ollaan kuitenkin siirtymässä käyttämään keskitetyn ja hajautetun sammutuksen yhdistelmää, jossa sähköasemien lisäksi johtolähdöille asennetaan tarpeen mukaan maasulkuvirran kompensointiyksiköjä. Käytettäessä sekä keskitettyä että hajautettua sammutusta pystytään varmistamaan, että myös poikkeavien kytkentätilanteiden aikana sammutus on riittävä. (Juhala 2011).

#### 4.3 Käyttövarmuus

Sähkönjakelun luotettavuutta arvioitaessa ja kuvattaessa keskeisiä asioita ovat käyttövarmuus ja keskeytyskustannukset. Luotettavuusanalysointia tehtäessä keskeisiä käsitteitä ovat lisäksi vika, vikataajuus, keskeytys, kytkentäaika ja korjausaika.

- *Vika* on tilanne, jossa järjestelmä tai sen osa ei kykene suorittamaan (oikein) siltä vaadittua tehtävää.
- *Vikataajuus* kertoo järjestelmässä tai laitteessa tietyn ajanjakson aikana esiintyvien vikojen keskimääräisen lukumäärän.
- *Kytchentäaika* sisältää ajan, joka kuluu vioittuneen komponentin erottamiseen järjestelmästä vian syntymisen jälkeen sekä ajan, joka kuluu siihen, että kytkettävissä ja kunnossa oleva verkon osa palautetaan jakelun piiriin.
- *Korjausaika* sisältää kytkentäajan ja korjauksiin kuluneen ajan.
- *Käyttövarmuus* ilmaisee tarkasteltavan kohteen, joka sähköverkkoa tarkasteltaessa voi olla joko koko sähkönjakeluverkko tai yksittäinen komponentti, kykyä suorittaa siltä vaadittu toiminto vaadittuna aikana määritellyissä olosuhteissa. (Lakervi & Partanen 2008.)

Keskeytyksiä ovat standardin SFS-EN 50160 mukaan sellaiset tilanteet, joissa liittämiskohdan jännite on alle 1 % sopimuksen mukaisesta jännitteestä. Keskeytykset jaetaan jakeluverkon vioista aiheutuviin häiriökeskeytyksiin ja verkon korjaus-, kunnossapito- tai rakennustöistä aiheutuviin suunniteltuihin keskeytyksiin. Suunnitelluista keskeytyksistä ilmoitetaan etukäteen asiakkaille. Häiriökeskeytykset voidaan jakaa lyhyisiin ja pitkiin vikakeskeytyksiin. Lyhyet keskeytykset ovat ohimenevän vian aiheuttamia, enimmillään kolme minuuttia kestäviä keskeytyksiä ja pitkiä vikakeskeytyksiksi lasetaan yli kolme minuuttia kestäviä pysyvän vian aiheuttamat keskeytykset. (Lakervi & Partanen 2008.)

#### 4.3.1 Keskeytyksestä aiheutuva haitta

Keskeytyksestä aiheutuva haitta (KAH) ilmaisee, kuinka paljon kustannuksia sähkön loppukäyttäjälle aiheutuu sähkön toimituksen keskeytymisestä. Käyttäjryhmäkohtaisten KAH-arvojen määrittäminen ei ole kuitenkaan ollut kovin helppo tehtävä, koska esimerkiksi kotitalouksien kokema haitta on välillistä ja sitä on vaikea mitata rahassa. Taulukossa 5 on esitetty verkon suunnittelulaskennassa käytettävät KAH-arvot, jotka on laadittu vuonna 2005 valmistuneen tutkimuksen pohjalta. Parametrit täytyy kuitenkin päivittää vuosittain senhetkistä kustannustasoa vastaavaksi. (Rouvali 2014.)

TAULUKKO 5. Laskennassa käytettävät KAH-parametrit (Lappeenrannan teknillinen yliopisto & Tampereen teknillinen yliopisto 2010.)

Kuluttajaryhmä	Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		PJK	AJK
	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]
Kotitalous	0,36	4,29	0,19	2,21	0,11	0,48
Maatalous	0,45	9,38	0,23	4,8	0,2	0,62
Teollisuus	3,52	24,45	1,38	11,47	2,19	2,87
Julkinen	1,89	15,08	1,33	7,35	1,49	2,34
Palvelu	2,65	29,89	0,22	22,82	1,31	2,44

#### 4.3.2 Käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut

Jakeluverkon käyttövarmuuden kuvaamiseen käytetään IEEE 1366-2001 standardin mukaisia tunnuslukuja:

- SAIFI eli keskeytysten keskimääräinen lukumäärä asiakasta kohden tietyllä aikavälillä (System Average Interruption Frequency Index)
- SAIDI eli keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto-aika asiakasta kohden tietyllä aikavälillä (System Average Interruption Duration Index)
- CAIDI eli keskeytysten keskimääräinen pituus asiakasta kohden tietyllä aikavälillä (Customer Average Interruption Duration Index)
- MAIFI eli jälleenkytkentöjen keskimääräinen lukumäärä asiakasta kohden tietyllä aikavälillä (Momentary Average Interruption Frequency Index)

SAIFI, SAIDI ja CAIDI ovat laskettavissa yhtälöiden 1, 2 ja 3 avulla.

$$SAIFI = \frac{\sum_j n_j}{N_S}, \quad (1)$$

missä  $n_j$  = asiakkaan j kokemien keskeytysten lukumäärä  
 $N_S$  = kaikkien asiakkaiden lukumäärä

$$SAIDI = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{N_S}, \quad (2)$$

missä  $t_{ij}$  = keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika asiakkaalle j  
 $N_S$  = kaikkien asiakkaiden lukumäärä

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{\sum_j n_j}, \quad (3)$$

missä  $t_{ij}$  = keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika asiakkaalle j  
 $n_j$  = asiakkaan j kokemien keskeytysten määrä tietyllä aikavälillä

Edelliset tunnusluvut kuvaavat siis keskeytyksiä asiakkaan näkökulmasta. Muuntopiiritason tilastointia varten käytetään muuntopiireillä painotettuja tunnuslukuja, joista käytetään merkintöjä T-SAIFI, T-SAIDI ja T-CAIDI. Pienjänniteverkon keskeytykset eivät ole niissä mukana. Käytössä on myös energiapainotetut tunnusluvut, jotka ovat perustana KAH-kustannuksen laskennassa ja kuvaavat parhaiten investointien kohdentamisen onnistumista KAH:n näkökulmasta tarkasteltuna. (Lappeenrannan teknillinen yliopisto & Tampereen teknillinen yliopisto 2010.)

#### 4.3.3 Käyttövarmuutta parantavat toimenpiteet

Sähköverkon käyttövarmuuden kehittämiseksi on olemassa kolme pääkeinoa, jotka ovat keskimääräisen vikataajuuden pienentäminen, keskeytysten keskimääräisen keston lyhentäminen ja vian vaikutusalueen pienentäminen. Niitä kaikkia voidaan parantaa useilla eri keinoilla, joista osa on päällekkäisiä. Usein paras lopputulos saavutetaan yhdistämällä eri kehittämistoimenpiteitä. Erilaisten sähköverkon kehittämistoimenpiteiden vaikutuksia verkon käyttövarmuuteen on esitetty taulukossa 6. (Antikainen, Repo, Verho ja Järventausta 2009.)

Keskimääräistä vikataajuutta voidaan pienentää käyttämällä komponentteja, joilla on pienempi vikaantumisaste, eli esimerkiksi vaihtamalla ilmajohtoja maakaapeliksi, sillä maakaapelin vikataajuus on avojohtojen pysyvien vikojen vikataajuudesta noin 20–50 % eikä kaapeliverkossa esiinny juuriakaan lyhyitä ohimeneviä vikoja. Muita keinoja pienentää keskimääräistä vikataajuutta ovat esimerkiksi huolto-ohjelman parantaminen ja katkaisijoiden asentaminen. (Antikainen ym. 2009.)

Keskeytysten keskimääräistä kestoja voidaan lyhentää käyttämällä sähkönjakelun palauttavia tilapäisiä ratkaisuja (esimerkiksi tilapäiskaapelointi ja siirrettävät varavoimageneraattorit), kouluttamalla henkilökuntaa häiriötilanteiden varalle sekä lisäämällä verkostoautomaatiota, esimerkiksi kauko-ohjattavia erottimia, joiden käyttö pienentää myös vian vaikutusaluetta. (Antikainen ym. 2009.)

Lisäksi verkon käyttövarmuutta voidaan parantaa kehittämällä yhteistyötä muiden organisaatioiden kanssa, esimerkiksi alueellisten metsänhoitoyhdistysten ja metsänhakkuuta tekevien yrittäjien kanssa. Taajamissa kaivuryhtymien ohjeistaminen voi auttaa vähentämään kaapeliverkkojen vikoja. (Lappeenrannan teknillinen yliopisto & Tampereen teknillinen yliopisto 2010; Lakervi & Partanen 2008.)

Verkon kehittämistoimet voidaan jakaa ehkäiseviin ja korjaaviin toimenpiteisiin. Ehkäisevät toimenpiteet vähentävät potentiaalisten ongelmien ilmenemistä, minkä lisäksi ne saattavat auttaa vähentämään yhden vian sattuessa lisävikojen ilmaantumisen. Korjaavat toimenpiteet poistavat olemassa olevan ongelman ja estävät sen toistumisen. (Antikainen ym. 2009.)

Koska sähkömarkkinalaissa määritellyt rajat yksittäisen vikakeskeytyksen maksimikestolle tulevat vuoden 2029 alusta olemaan suhteellisen tiukat, täytyy huomioon ottaa kaikki mahdolliset keinot, joilla vaatimukset pystytään täyttämään. Yksi varteen otettava keino on saarekekäyttö. Saarekekäyttö on tarkoitettu tilapäiseksi ratkaisuksi sähkönjakelun palauttamiseksi asiakkaille mahdollisimman nopeasti häiriötilanteessa. Saarekekäyttö perustuu siirrettävään varavoimayksikköön, joka voidaan kytkeä sinne, missä sitä tarvitaan. Saarekekäytön myötä säästöt sekä keskeytyskustannuksissa että -ajassa voivat olla suuret jo normaalin vikatilanteen aikana verkon rakenteesta ja asiakasmäärästä riippuen. Suurhäiriötilanteessa säästöt voivat olla merkittävät. (Antikainen, Repo ja Järventausta 2010.)

TAULUKKO 6. Eri kehittämistoimenpiteiden vaikutuksia vikojen määriin ja kestoihin (☺☺ parantuu olennaisesti, ☺ parantuu hieman, ☹ vaikutus vähäinen tai ei vaikutusta) (Lakervi & Partanen 2008.)

	Pysyvien vikojen määrä		Pysyvien vikojen kesto/as.	Työkeskeytykset/as.	Jälleenkytkentöjen määrä/as.
	Absoluuttisesti	kpl/as.			
Uudet sähköasemat	☹	☺☺	☹	☹	☺☺
Kaapelointi (kj- ja pj-verkot)	☺☺	☺☺	☹	☹	☺☺
PAS-johdot	☹	☹	☹	☹	☹
Tienvarteen rakentaminen	☹	☹	☹	☹	☹
1000 V:n sähkönjakelu	☹	☺☺	☹	☹	☺☺
Pylväskatkaisijat	☹	☺☺	☹	☹	☺☺
Kauko-ohjattavat erottimet	☹	☹	☺☺	☹	☹
Varayhteydet	☹	☹	☺☺	☺☺	☹
Valvomoautomaatio	(☺)	(☺)	☺☺	☹	☹
Maasulkuvirtojen sammutus	☹	☹	☹	☹	☺☺
varavoima	☹	☹	☹	☺☺	☹
Yhteistyö	☹	☹	☹	☹	☹

#### 4.3.4 Luotettavuuslaskenta

Luotettavuuslaskennan menetelmillä lasketaan sähköverkon tilastollinen käyttövarmuus. Luotettavuuden analysoinnissa selvitetään eri verkostovaihtoehtojen vaikutus sähkön loppukäyttäjien keskeytysaikoihin ja KAH-kustannuksiin. Sähköverkolle tehtävän luotettavuuslaskennan tavoitteena on siis pyrkiä määrittelemään verkon keskimääräiset keskeytyskustannukset KAH-parametrien avulla. Lisäksi luotettavuuslaskennan avulla pyritään paikantamaan erityisen vika-alttiit verkon osat, jotka myös aiheuttavat suuret keskeytys Haitat vikaantuessaan. Näin investoinnit kohdistuvat oikein ja vaikuttavat alentavasti koko jakeluverkon keskeytyskustannuksiin. (Lappeenrannan teknillinen yliopisto & Tampereen teknillinen yliopisto 2010; Lakervi & Partanen 2008.)

Koska jakeluverkot sisältävät erottimia ja kytkinlaitteita, ovat keskeytykset erimittaisia eri kohdissa verkkoa. Luotettavuutta tarkasteltaessa verkko jaetaan erottimien rajaamiin vyöhykkeisiin. Yhdellä vyöhykkeellä tapahtuva vika aiheuttaa eri vyöhykkeille eripituisen keskeytyksen. Asiakkaalle viasta aiheutuvan keskeytyksen pituus on joko kytkentäajan tai korjausajan mittainen. (Rouvali 2014.)

#### 4.4 Taloudellisuus

Sähköverkon kehittämisessä ja suunnittelussa pyritään löytämään teknisesti toimiva ratkaisu, joka on kokonaiskustannuksiltaan mahdollisimman edullinen tarkastelujaksolla. Sen vuoksi verkkoa suunniteltaessa ja kehitettäessä ei tule ottaa huomioon pelkästään investointikustannuksia, vaan täytyy pyrkiä investointi-, häviö-, keskeytys- ja ylläpitokustannuksista muodostuvien elinkaarikustannusten nykyarvon minimointiin teknisten ja taloudellisten reunaehtojen ja rajoitteiden puitteissa. Samalla verkkoon sitoutuneen pääoman tuotto voidaan maksimoida. Elinkaarikustannusten minimointi voidaan suorittaa yhtälön 4 avulla, jossa kustannukset on kuvattu suunnittelujakson vuotuisten kustannusten nykyarvon summana. (Lakervi & Partanen 2008.)

$$\min \sum_{t=1}^T [K_{inv}(t) + K_{häv}(t) + K_{kesk}(t) + K_{kun}(t)] , \quad (4)$$

missä  $K_{inv}(t)$  = investointikustannukset ajanhetkenä  $t$  (vuonna  $t$ )

$K_{häv}(t)$  = häviökustannukset ajanhetkenä  $t$  (vuonna  $t$ )

$K_{kesk}(t)$  = keskeytyskustannukset ajanhetkenä  $t$  (vuonna  $t$ )

$K_{kun}(t)$  = kunnossapitokustannukset ajanhetkenä  $t$  (vuonna  $t$ )

$T$  = suunnittelujakson pituus

##### 4.4.1 Kustannuserät

Tyypillisesti verkon kustannuksista suurimman osan muodostavat investoinneista aiheutuvat kustannukset, joihin kuuluvat esimerkiksi verkon rakentaminen ja komponenttien hankinta. Investointikustannusten jälkeen merkittävän osan elinkaarikustannuksista muodostavat häviökustannukset, joita syntyy, kun sähköenergia muuttuu muuntajissa ja johtimissa lämpöenergiaksi. (Vierimaa 2007.)

Keskeytykset aiheuttavat verkkoyhtiöille kustannuksia, jotka johtuvat vikojen korjauksesta ja menetetyistä myyntikatteesta toimittamatta jääneen sähkön osalta, sekä asiakkaille maksettavista vakio-korvauksista (mikäli keskeytys on ollut vähintään 12 tunnin mittainen). Lisäksi täytyy huomioida KAH-kustannukset, koska ne vaikuttavat verkkoyhtiön talouteen Energiaviraston valvonnan kautta. Kunnossapitokustannuksiin kuuluvat esimerkiksi johtoalueiden tarkastukset ja raivaukset sekä komponenttien huollot. Kunnossapidon tarkoituksena on varmistaa verkon pysyminen turvallisena ja luotettavana. (Vierimaa 2007.)

#### 4.4.2 Pitoaika

Verkostokomponenteilla on olemassa kolme pitoaikaa: tekninen, taloudellinen ja teknis-taloudellinen. Tekninen pitoaika tarkoittaa sitä aikaa, jonka komponentti on käyttökelpoinen alkupe- räisessä käyttötarkoituksessaan. Taloudellinen pitoaika puolestaan tarkoittaa ajanjaksoa, jonka ku- luttua markkinoille saapuu taloudellisempi ja mahdollisesti teknisesti parempi ratkaisu. Todellista pi- toaikaa, jonka komponentti keskimäärin on käytössä, sanotaan teknis-taloudelliseksi pitoajaksi. (La- kervi & Partanen 2008.)

#### 4.4.3 Laskentakorko

Yleisesti ottaen korko tarkoittaa rahan käyttöön saamisesta maksettavaa korvausta. Investointien rahoitukseen käytetään usein osaksi vierasta, osaksi omaa pääomaa. Koska tuotot ja kustannukset ajoittuvat investoinneissa useille eri vuosille, täytyy eri aikoina tapahtuvat suoritukset saada keske- nään vertailukelpoisiksi. Vertailtaessa eri investointivaihtoehtojen kannattavuutta investoinneissa käytetään laskentakorkokantaa, jonka voidaan ajatella olevan suunnitellun hankkeen minimituotto- vaatimus. Myös investointiin käytettävien pääomien suhteella painotettua keskimääräistä kustannus- ta voidaan käyttää laskentakorkona. (Neilimo & Uusi-Rauva 2001.)

#### 4.4.4 Nykyarvo ja annuiteetti

Sähköverkon komponenttien pitoajat ovat tyypillisesti useita kymmeniä vuosia ja kustannuksia syn- tyy koko siltä ajalta, minkä komponentti on käytössä. Jotta eri investointivaihtoehtojen aiheuttamia kokonaiskustannuksia pystyttäisiin vertailemaan keskenään, täytyy käyttää apuna investointilasken- nan menetelmiä. Sähköverkon elinkaarikustannuksia vertailtaessa käytetään tilanteen mukaan usein joko nykyarvo- tai annuiteettimenetelmää.

Nykyarvoa määritettäessä kaikki investoinnista aiheutuvat kustannukset diskontataan nykyhetkeen valittua laskentakorkokantaa käyttäen. Diskonttauksen avulla pystytään siis selvittämään tulevaisuu- den rahasumman suuruus nykyrahassa, jolloin voidaan vertailla eri investointivaihtoehtoista aiheu- tuvia kokonaiskustannuksia keskenään. (Neilimo & Uusi-Rauva 2001.)

Annuiteettimenetelmää käytettäessä investoinnista aiheutuvat kustannukset jaetaan pitoajalle ta- sasuuruisiksi vuosieriksi eli annuiteeteiksi, jotka muodostuvat käytettävän laskentakorkokannan mu- kaisista korkokustannuksista ja poistoista. Annuiteettimenetelmää käytettäessä investointi on siis ta- loudellisesti kannattava, mikäli sen vuotuiset nettotuotot tai aiheuttamat säästöt ovat vähintään vuo- tuisten annuiteettien suuruiset. (Neilimo & Uusi-Rauva 2001.)

#### 4.4.5 Nykykäyttöarvo

Nykykäyttöarvo kuvaa verkosto-omaisuuden arvoa. Käytännössä nykykäyttöarvo on siis sitä suurempi, mitä uudempiä komponentteja sähköverkossa on. Koska Energiavirasto käyttää nykykäyttöarvoa sallitun tuoton laskennassa, on myös sähköverkon suunnittelussa ja investointien priorisoinnissa otettava huomioon komponenttien ikä. Pitoajaltaan yli-ikäiset komponentit ovat sekä turvallisuusriski että arvottomia valvontamallin näkökulmasta. (Antikainen & SVV henkilöstö 2011.)

#### 4.5 Kuormitusten ennustaminen

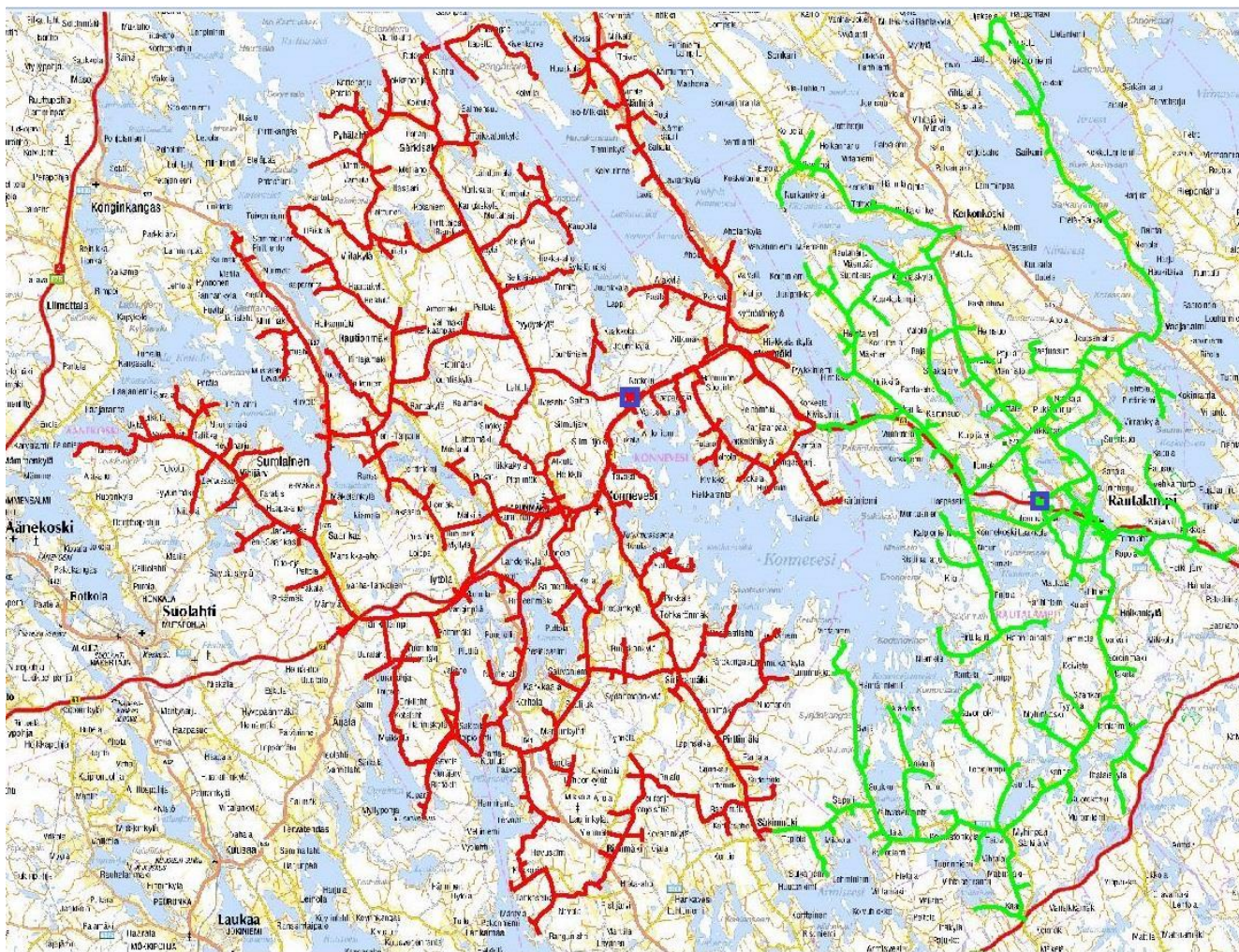
Koska sähköverkon investointitarpeet riippuvat pitkälti kuormituksen määrästä ja muutoksista, tulisi verkon suunnittelussa pyrkiä arvioimaan kuormitusten pitkän aikavälin kehitystä. Esimerkiksi asukasmäärän ja sähkökäyttäjien kulutustottumusten muutokset vaikuttavat verkon kuormituskehitykseen. Kodeissa on paljon sähkölaitteita ja niiden määrä kasvaa yhä, mutta toisaalta uusien sähkölaitteiden energiatehokkuutta on saatu parannettua ja kuluttajia kannustetaan säästämään energiaa. Koko maan tasolla sähkön kokonaiskulutus on noussut voimakkaasti vuodesta 1970 vuoteen 2000 asti, jonka jälkeen kasvu on hidastunut huomattavasti. Tulevina vuosina sähkön kokonaiskulutus Suomessa pysyneekin lähellä nykyistä tasoa. (Kaartio 2010; Tilastokeskus.)

Verkon kuormituskehitystä ennustettaessa voidaan käyttää apuna kuntien kaavoitushankkeita ja ennusteita muun muassa asukkaiden ja työpaikkojen lukumäärän muutoksista. Toisaalta kuntien omat ennusteet ja tulevaisuuden näkymät ovat monesti hyvinkin optimistisia, jolloin esimerkiksi väestönkehitystä ja rakennuskantaa arvioitaessa on parempi käyttää apuna tilastokeskuksen ennusteita. Lisäksi kuntayhtymien ja maakuntaliittojen ennusteita ja maakuntakaavaa voidaan käyttää hyödyksi kuormitusten ennustamisessa. (Kaartio 2010; Tilastokeskus.)

## 5 NYKYTILAN MÄÄRITYS

Tässä työssä tarkasteltavana verkkoalueena oli Savon Voima Verkko Oy:n Rautalammin ja Konneveden sähköasemien syöttämä alue, joka on esitetty kuvassa 1. Kuvassa Konneveden sähköaseman johtolähdöt on väritetty punaisella ja Rautalammin vihreällä. Sähköasemat on merkitty sinisillä neliöillä. Alueen keskijänniteverkon pituus on yhteensä noin 960 km (Rautalammin sähköaseman syöttämä verkko n. 360 km ja Konneveden n. 600 km) ja jakelumuuntajia alueella on 826. Johdoista metsässä on noin 52 % molempien asemien syöttämällä alueella ja tien varressa Rautalammin alueella noin 28 % ja Konneveden alueella noin 26 %. Rautalammin aseman syöttämän keskijänniteverkon kaapelointiaste on noin 3 % ja Konneveden noin 5 %.

Nykytilan määrittämisessä tavoitteena oli tarkastella, kuinka hyvin nykyinen verkko toteuttaa teorioosuudessa käsitellyt vaatimukset turvallisuuteen ja käyttövarmuuteen liittyen sekä mitkä osat verkosta ovat haasteellisia sähkömarkkinalain asteittain kiristyviä vaatimuksia silmällä pitäen.



KUVA 1. Rautalammin ja Konneveden sähköasemien syöttämä verkko.



## 5.1 Turvallisuuteen liittyvät tarkastelut

### 5.1.1 Oikosulkutarkastelu

Verkkotietojärjestelmän laskennan avulla pystyttiin selvittämään, ovatko keskijänniteverkon johdot oikosukukestoisia ja toimiiko oikosulkusuojaus. Laskennassa pystyttiin tarkastelemaan sekä pika- että aikalaukaisun toimivuutta ja suojauksen havahtumista 2-vaiheisesta oikosulkuvirrasta. Laskennan tulosten perusteella tarkasteltava verkko on oikosukukestoisen ja suojaus toimii.

### 5.1.2 Maasulkutarkastelu

Maadoitusjännitteen arvot pystyttiin selvittämään verkkotietojärjestelmän laskennan avulla. Taulukossa 7 on esitetty standardin SFS 6001 mukaisiin sallittuihin kosketusjännitteen arvoihin perustuvat suurimmat sallitut maadoitusjännitteen arvot. Sähköasemien maasulkuasettelut löytyvät liitteestä 1. Arvot  $4U_{TP}$  ja  $5U_{TP}$  koskevat siis pienjänniteverkon maadoituksia. Täytyy kuitenkin muistaa, että osa Rautalammin ja Konneveden alueen sähköverkon asennuksista on rakennettu ennen standardin SFS 6001 voimaan tuloa ja niihin sovelletaan Sähkötarkastuskeskuksen julkaisemia vaatimuksia maadoitusjännitteisiin liittyen.

Tarkastelussa selvisi maadoitustietojen tai maadoituksen olevan puutteellinen joissain kohdissa verkkoa, joten asiasta täytyisi tehdä lisäselvityksiä, mikä ei kuitenkaan kuulunut tämän työn sisältöön. SVV on siirtymässä käyttämään maasulkuvirran keskitetyn ja hajautetun sammutuksen yhdistelmää keskijänniteverkon kaapeloinnin lisääntyessä, joten maasulkutarkasteluja tehdään siinä yhteydessä.

TAULUKKO 7. Suurimmat sallitut maadoitusjännitteen arvot.

Suurin sallittu maadoitusjännite				
Sähköasema	Laukaisuaika (s)	$2U_{TP}$ (V)	$4U_{TP}$ (V)	$5U_{TP}$ (V)
Rautalampi	0,4	560	1120	1400
Konnevesi	0,3	780	1560	1950

### 5.1.3 Kuormitukset ja jännitteenalenema

Tarkasteltavan alueen kuormitustiedot on saatu selville käyttämällä apuna verkkotietojärjestelmän verkostolaskentaa. Sähköasemien päämuuntajien huippukuormituksen aikaiset pätötehot ja kuormitusasteet on esitetty taulukossa 8. Tuloksista huomataan, että molempien päämuuntajien kapasiteetti riittää hyvin syöttämään verkkoa normaalissa käyttötilanteessa myös huippukuormituksen aikana.

TAULUKKO 8. Päämuuntajien huipputehot ja kuormitusasteet.

Sähköasema	Muuntaja	Nimellisteho (MVA)	Pätöteho (MW)	Kuormitusaste (%)
Rautalampi	PT1	16	6,89	43
Konnevesi	PT1	16	8,80	55
Yhteensä		32	15,68	49

Rautalammin ja Konneveden sähköasemien keskijännitejohtolähtöjen pituudet, huipputehot ja -virrat sekä suurimmat jännitteenalenemat löytyvät taulukosta 9. Tulosten perusteella jännitteenalenema on suurimmalla osalla lähdoistä alle 4 % eli jännite täyttää korkean laadun kriteerit. Ainostaan Konneveden aseman lähdoillä J11 Kellankoski ja J14 Sumiainen jännitteenalenema on yli 5 %, eli jännite on normaali laatuista.

TAULUKKO 9. Keskijännitelähtöjen pituudet, huipputehot ja -virrat sekä suurimmat jännitteenalenemat.

Sähköasema	Johtolähtö	Pituus (km)	Pätöteho (kW)	Virta (A)	Suurin jännitteenalenema (%)
Konnevesi	J06 Rautalampi	43	423	14,2	0,5
Konnevesi	J07 Hankasalmi	87	906	28,8	1,7
Konnevesi	J08 Vesanto	62	655	20,9	1,2
Konnevesi	J11 Kellankoski	132	1823	54,4	5,3
Konnevesi	J12 Särkisalo	119	798	23,7	2,3
Konnevesi	J13 Konnevesi	57	2323	69,4	1,6
Konnevesi	J14 Sumiainen	104	1884	55,3	5,5
Rautalampi	J09 Kerkonkoski	55	862	25,4	2,6
Rautalampi	J10 Kivisalmi	77	1077	31,6	1,9
Rautalampi	J13 Pukkiharju	72	1412	41,3	2,1
Rautalampi	J14 Myhi	117	765	22,7	2,3
Rautalampi	J16 Toholhti	29	1192	34,9	0,8
Rautalampi	J18 Rautalampi	13	1815	53,7	0,9

## 5.2 Käyttövarmuuteen liittyvät tarkastelut

Käyttövarmuuden analysoinnissa lähdettiin liikkeelle selvittämällä koko SVV:n verkkoalueen toteutuneet jälleenkytkentä- ja vikamäärät sekä vikakeskeytysaikojen pituudet, minkä jälkeen samat tiedot koottiin Rautalammin ja Konneveden sähköasemien syöttämältä verkkoalueelta. Tiedot keskeytyksistä saatiin käytöntukijärjestelmästä ja ne kerättiin viiden viimeksi kuluneen vuoden ajalta, jotta tulokset kuvaisivat paremmin verkon keskimääräistä käyttövarmuutta. Tarkastelua tehtäessä täytyy kuitenkin muistaa, että viisi vuotta on verkon yleissuunnittelun kannalta niin lyhyt aika, ettei sen perusteella esiin tuleva kehityssuuntaus ole välttämättä pitkällä aikavälillä tarkasteltuna oikea. Käyttövarmuustarkasteluja tehtäessä ei huomioitu muuntamoiden sijoittumista taajama- tai maaseutualueelle, joten tuloksia ei voida verrata suoraan sähkömarkkinalain vaatimuksiin tai Energiateollisuus Ry:n toimitusvarmuuskriteeristöön.

Keskeytystietoja jaoteltiin vielä niin, että on mahdollista tarkastella tilannetta, jossa on kaikki keskeytykset mukana ja toisaalta tilannetta, josta suurhäiriöt on karsittu pois. Suurhäiriön määrittelyyn ei ole yleistä ohjetta, vaan verkkoyhtiöt määrittelevät itse, milloin on kyse suurhäiriötilanteesta. SVV:n verkkoalue on jaettu neljään osaan ja suurhäiriöksi SVV määrittelee tilanteen, jossa yhdellä alueella esiintyy vähintään 10 vikaa vuorokauden aikana. Sähköverkon pitkän aikavälin kehittämisen näkökulmasta on mielekkäämpää analysoida verkon luotettavuutta niin, että suurhäiriöt on karsittu keskeytystiedoista pois, koska tällöin on mahdollista nähdä verkostoratkaisujen ja investointien vaikutus verkon normaalin käyttötilanteen käyttövarmuuteen. Toisaalta on myös hyvä selvittää, millainen vaikutus suurhäiriöillä on ollut käyttövarmuuteen, ja miten verkon suurhäiriökestoisuutta pystyttäisiin parantamaan, jotta sähkömarkkinalain toimitusvarmuusvaatimukset pystyttäisiin täyttämään. Tulosten perusteella suurhäiriöt vaikuttavat eniten vikakeskeytysaikojen pituuteen ja jonkin verran myös vikamääriin. Suurhäiriöiden vaikutus jälleenkytkentämääriin jäi melko vähäiseksi.

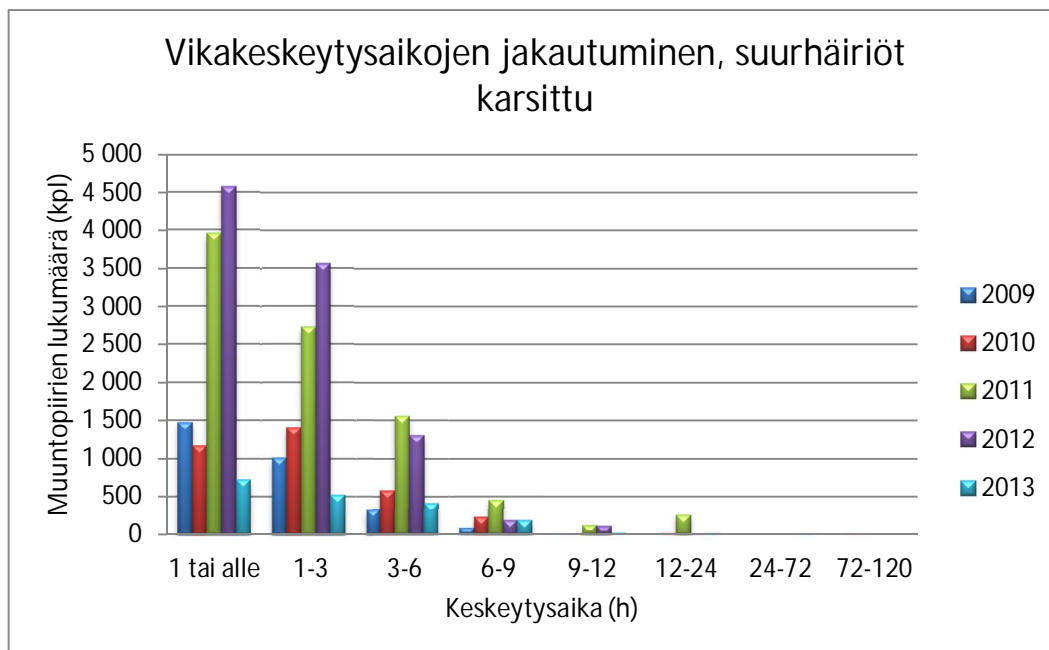
### 5.2.1 Keskeytykset koko jakeluverkon alueella

Kuvioista 2 ja 3 näkee hyvin suurhäiriöiden vaikutuksen vikakeskeytysaikojen pituuteen. Kun suurhäiriöt on karsittu pois, asiakkaille maksettaviin vakiokorvauksiin johtaneita vähintään 12 tuntia kestäneitä vikakeskeytyksiä kokeneiden muuntopiirien määrä on pieni verrattuna tilanteeseen, jossa suurhäiriöt ovat mukana. Kuvioissa on tiedot koko SVV:n verkkoalueen maksimi vikakeskeytysajoista viideltä viime vuodelta. Vikakeskeytysajat on jaettu luokkiin, ja kuvioista selviää, kuinka monta muuntopiiriä on kokenut tiettyyn aikaluokkaan kuuluvan keskeytyksen.

Kuvioista selviää myös, että verkkoa suunniteltaessa tuloksista kannattaa tarkastella useamman vuoden arvoja ja keskiarvoja, sillä yksittäisen vuoden arvot saattavat poiketa hyvinkin paljon muista vuosista ja keskiarvosta.

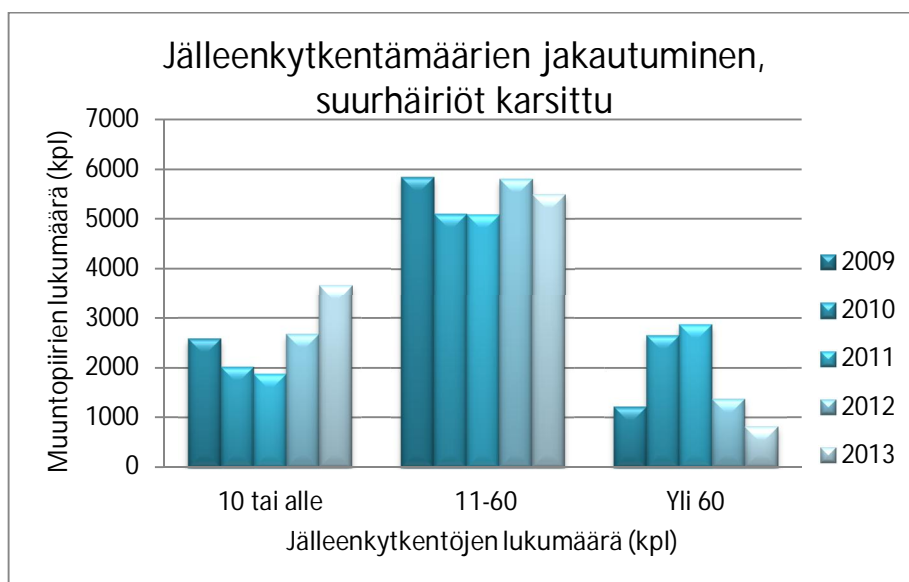


KUVIO 2. Vikakeskeytysaikojen jakautuminen koko SVV:n verkkoalueella.



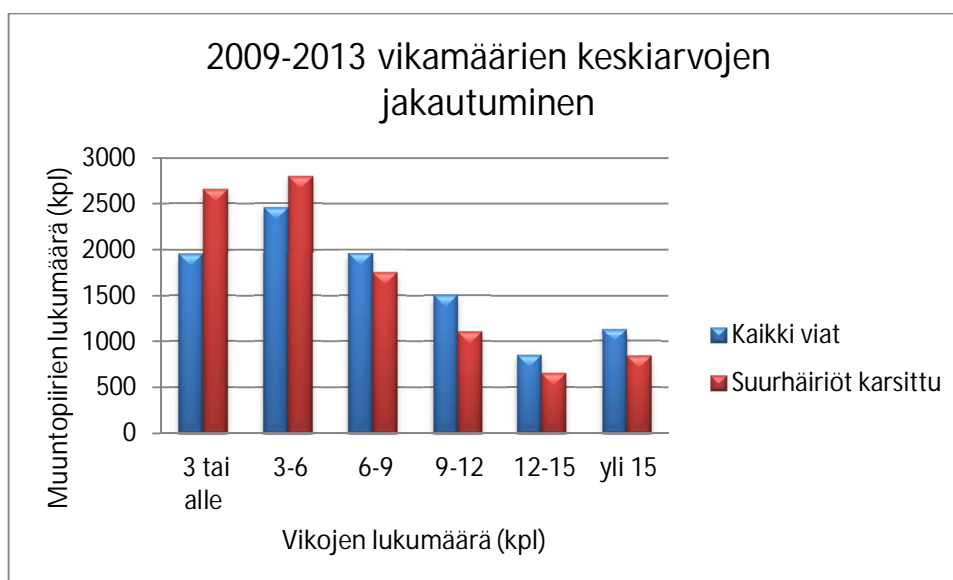
KUVIO 3. Vikakeskeytysaikojen jakautuminen ilman suurhäiriöitä koko SVV:n verkkoalueella.

Kuviossa 4 on esitetty jälleenytkentämäärien jakautuminen koko SVV:n verkkoalueella, kun suurhäiriöt on karsittu pois tuloksista. Kuvioista selviää viiden viime vuoden tiedot siitä, montako muuntopiiriä on kokenut tiettyyn lukumääräluokkaan kuuluvan määrän jälleenytkentöjä vuoden aikana. Selvästi suurin osa keskeytyksen kokeneista muuntopiireistä on kokenut 11–60 jälleenytkentää.



KUVIO 4. Jälleenytkentämäärien jakautuminen ilman suurhäiriöitä koko SVV:n verkkoalueella.

Kuviossa 5 on esitetty, montako muuntopiiriä on kokenut tiettyyn vikamääräluokkaan kuuluvan määrän vikoja. Kuvioista selviää keskimääräinen vikamäärä vuosien 2009–2013 perusteella. Kuvioista huomataan, että suurhäiriöt vaikuttavat jonkin verran vikamääriin, mutta eivät niin paljon kuin vikakeskeytysaikoihin.



KUVIO 5. Vikamäärien keskiarvojen jakautuminen koko SVV:n verkkoalueella.

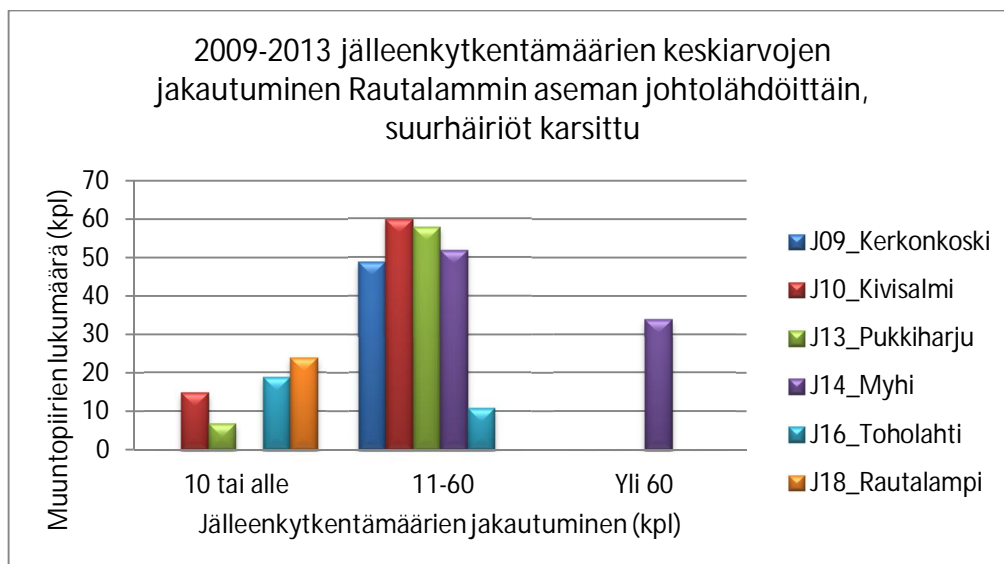
## 5.2.2 Keskeytykset tarkasteltavan verkon alueella

Rautalampi-Konnevesi -alueen keskeytysten tarkastelussa on pyritty selvittämään käyttövarmuus johtolähdöittäin. Keskeytystietoja analysoitaessa huomataan, että tarkasteltavalla alueella sähkönjakelun luotettavuus ei ole samalla tasolla kuin koko SVV:n verkkoalueella. Varsinkin Konneveden sähköaseman muutamit johtolähdöt ovat erityisen vika-alttiita.

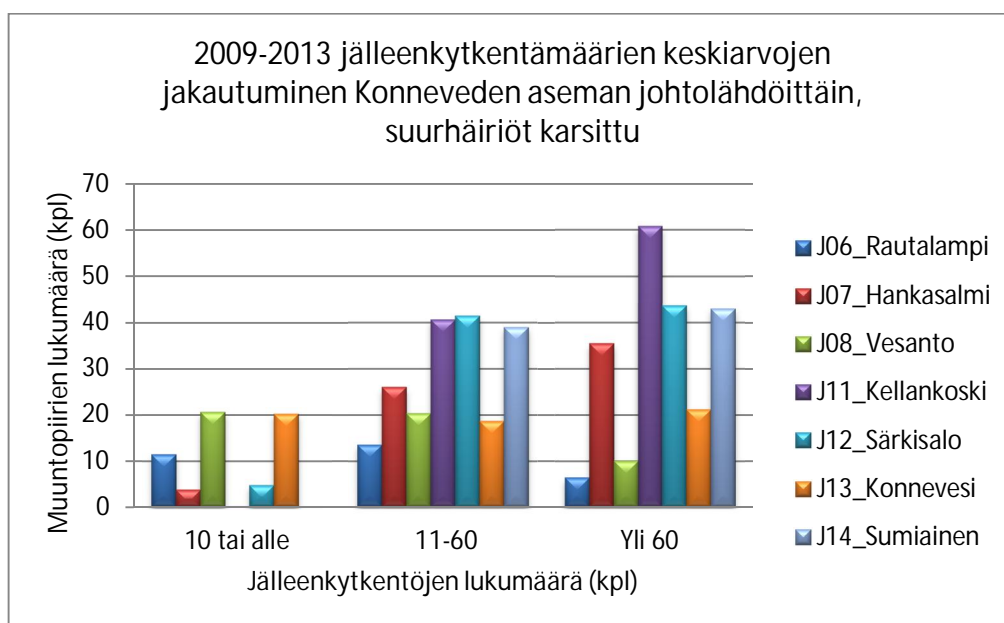
### 5.2.2.1 Jälleenkytkennät

Kuvioissa 6 ja 7 on esitetty johtolähdöittäin, montako muuntopiiriä on kokenut tiettyyn lukumääräluokkaan kuuluvan määrän jälleenkytkentöjä. Kuvioista selviää keskimääräinen jälleenkytkentämäärä vuosien 2009–2013 perusteella. Kuviossa 6 on esitetty Rautalammin ja kuviossa 7 Konneveden sähköaseman johtolähdöt.

Rautalammin jakauma muistuttaa koko verkon jakaumaa (kuvio 4), ja eniten jälleenkytkentöjä kokeneita muuntopiirejä on luokassa 11–60. Yksittäisenä ongelmallisena lähtönä jälleenkytkentöjen osalta näyttäisi olevan lähtö J14 Myhi. Konneveden kuvioista nähdään, että monella johtolähdöllä jälleenkytkentöjä kokeneita muuntopiirejä on paljon luokassa yli 60. Ongelmallisia johtolähtöjä jälleenkytkentämäärien puolesta näyttäisivät olevan varsinkin J11 Kellankoski, J12 Särkisalo, J14 Sumiainen ja J07 Hankasalmi.



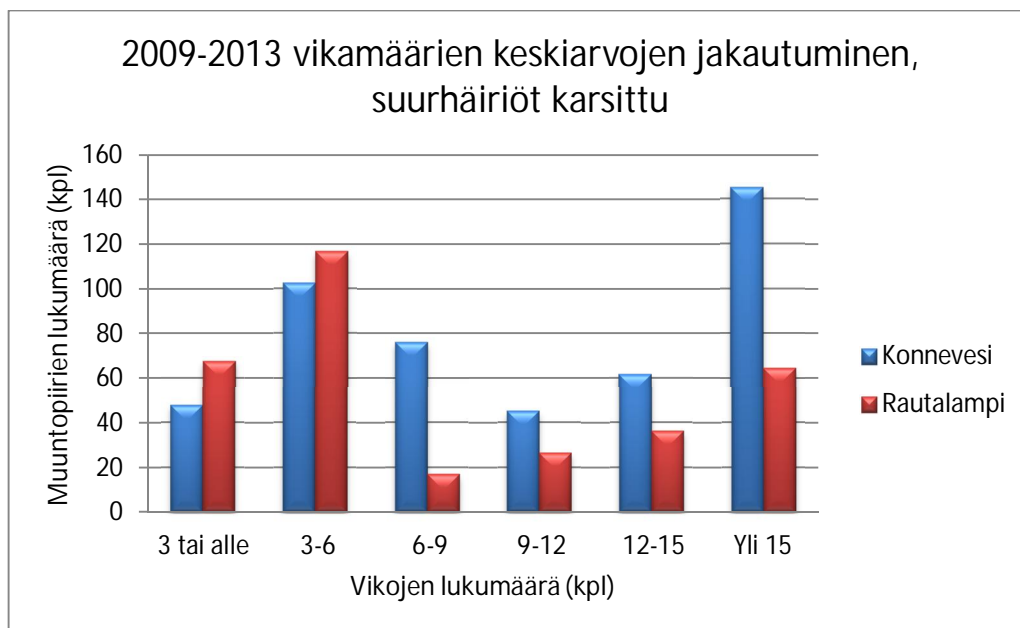
KUVIO 6. Jälleenytkentämäärien jakautuminen Rautalammin aseman lähdöittäin.



KUVIO 7. Jälleenytkentämäärien keskiarvojen jakautuminen Konneveden aseman lähdöittäin.

#### 5.2.2.2 Vikamäärät

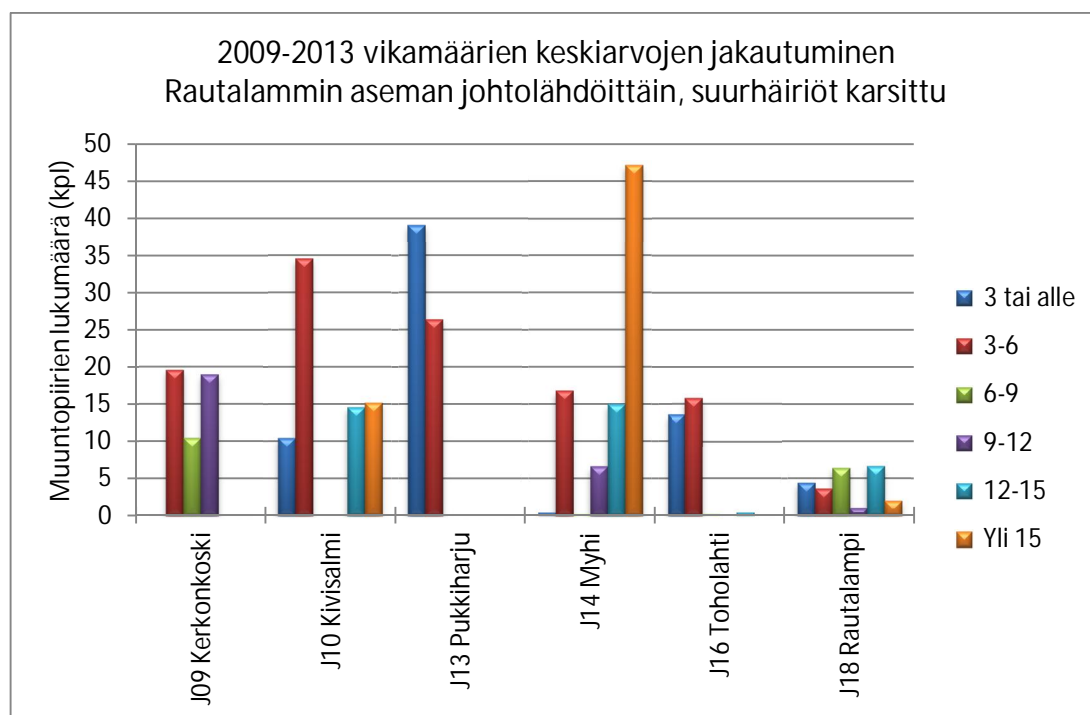
Kuviossa 8 näkyy vuosien 2009–2013 vikamäärien keskiarvojen jakautuminen sekä Rautalammin että Konneveden aseman syöttämässä verkossa. Kuvioista selviää, montako muuntopiiriä on kokenut tiettyyn vikamääräluokkaan kuuluvan määrän vikoja. Kun tuloksia vertaa koko SVV:n jakaumaan (kuvio 5), huomataan, että varsinkin Konneveden alueella tapahtuu suhteessa enemmän vikoja.



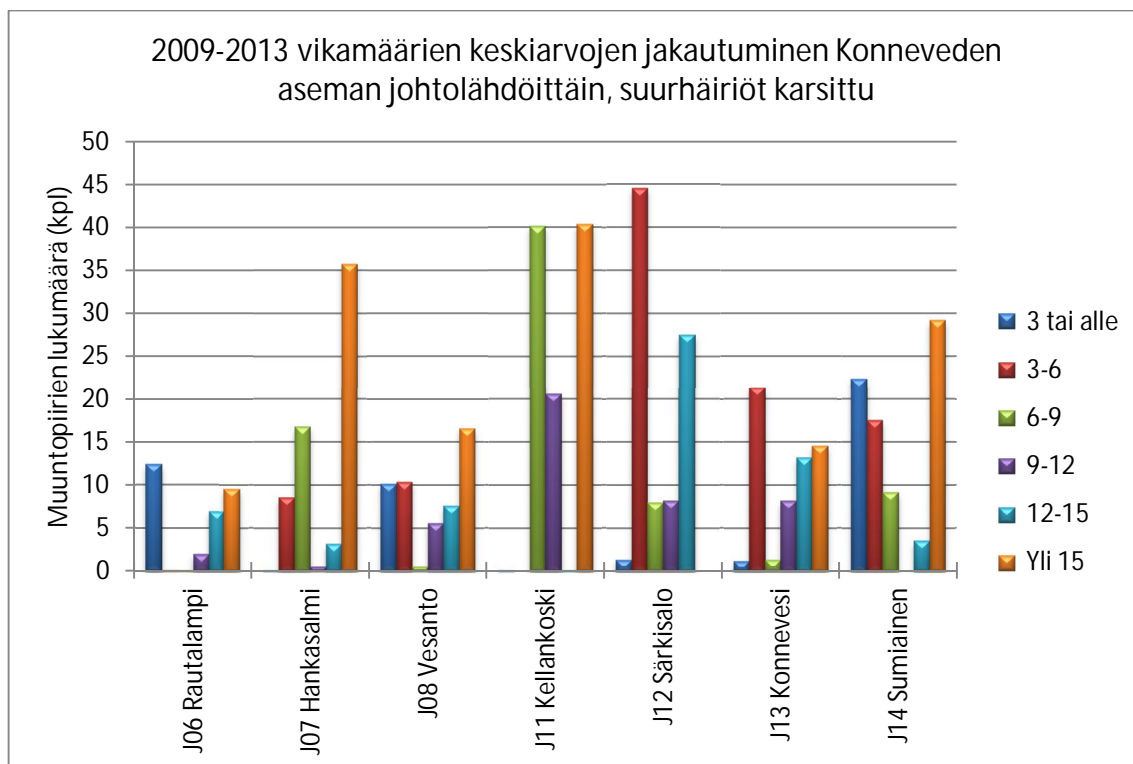
KUVIO 8. Vikamäärien keskiarvojen jakautuminen Konneveden ja Rautalammin asemien syöttämässä verkossa.

Kuvioissa 9 ja 10 on esitetty vikamäärät johtolähdöittäin. Kuvioista selviää keskimääräinen vikamäärä vuosien 2009–2013 perusteella. Kuviossa 9 on esitetty Rautalammin ja kuviossa 10 Konneveden aseman johtolähdöt.

Kuvioiden perusteella jo jälleenkytkentöjä tarkasteltaessa esiin nousseet johtolähdöt erottuvat myös vikamääriä tarkasteltaessa.



KUVIO 9. Vikamäärien keskiarvojen jakautuminen Rautalammin aseman lähdöittäin.



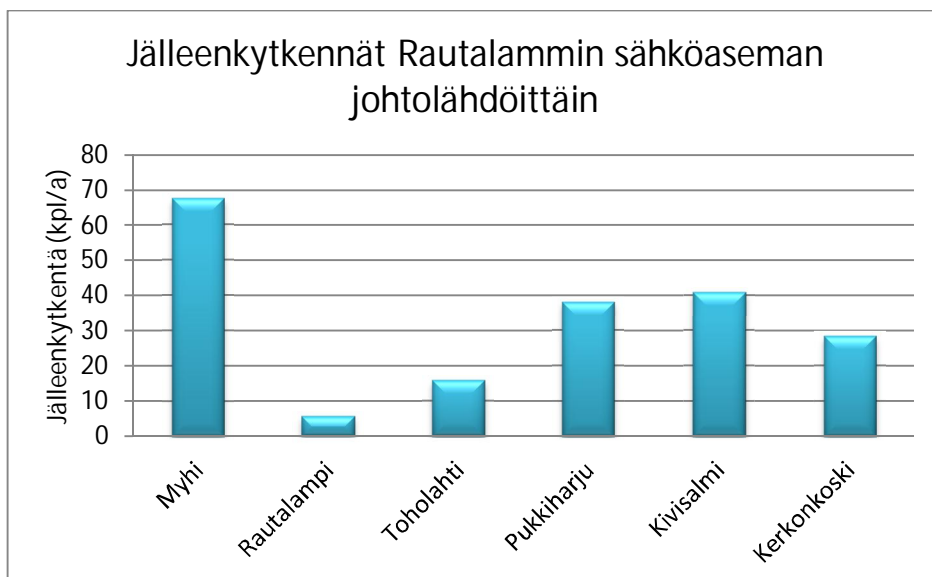
KUVIO 10. Vikamäärien keskiarvojen jakautuminen Konneveden aseman lähdöittäin.

### 5.2.3 Luotettavuusanalyysi

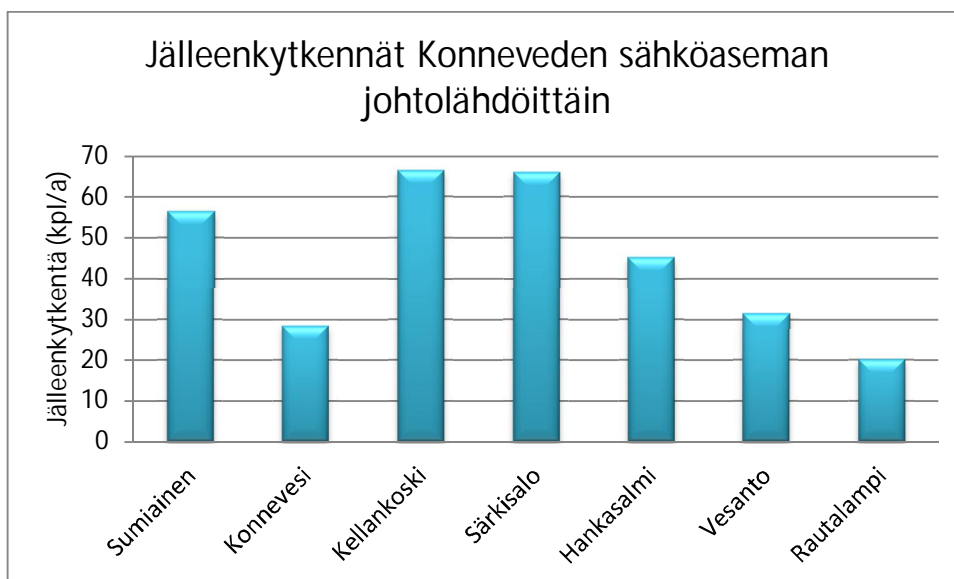
Nykytilan tilastollisen käyttövarmuuden analysointi tehtiin GPT:llä. Tilastollinen käyttövarmuus osoitautui nykytilan tarkastelussa jonkin verran paremmaksi kuin toteutunut käyttövarmuus, mutta tässä työssä ei ehditty paneutua kovin syvällisesti laskennan parametrien tarkasteluun. Niinpä GPT:n laskentatuloksia ei verrata niinkään toteutuneeseen käyttövarmuuteen vaan GPT:ssä tehtyjen suunnitelmien laskentatuloksiin. Kuitenkin sekä KAH-parametrit että Energiaviraston määrittämät sähköverkon komponenttien yksikköhinnat päivitettiin.

Kuvioissa 11 ja 12 on GPT:n laskennan avulla saadut jälleenkytkentämäärät johtolähdöittäin. Kuviossa 11 on Rautalammin ja kuviossa 12 Konneveden jälleenkytkentämäärät. Tuloksia ei voi suoraan verrata toteutuneisiin jälleenkytkentämääriin (kuviot 6 ja 7, joissa on esitetty, kuinka monta muuntopiiriä on kokenut tietyn määrän jälleenkytkentöjä), koska GPT:llä selvitettiin lähdöittäin tapahtuvien jälleenkytkentöjen lukumäärä. GPT:n laskentatulokset ovat kuitenkin samansuuntaiset kuin toteutuneet jälleenkytkentämäärät.



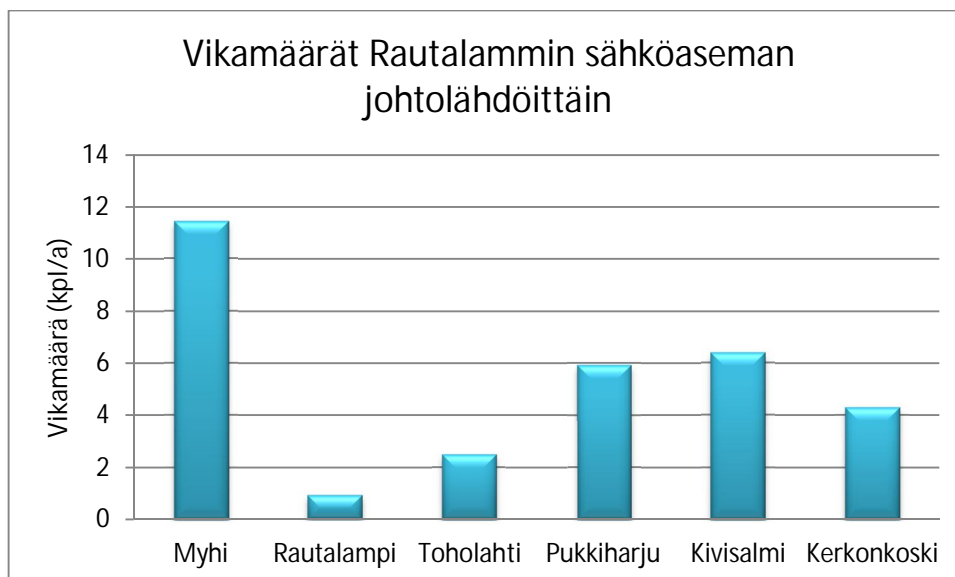


KUVIO 11. Jälleenkytkentämäärät Rautalammin sähköaseman johtolähdöittäin.

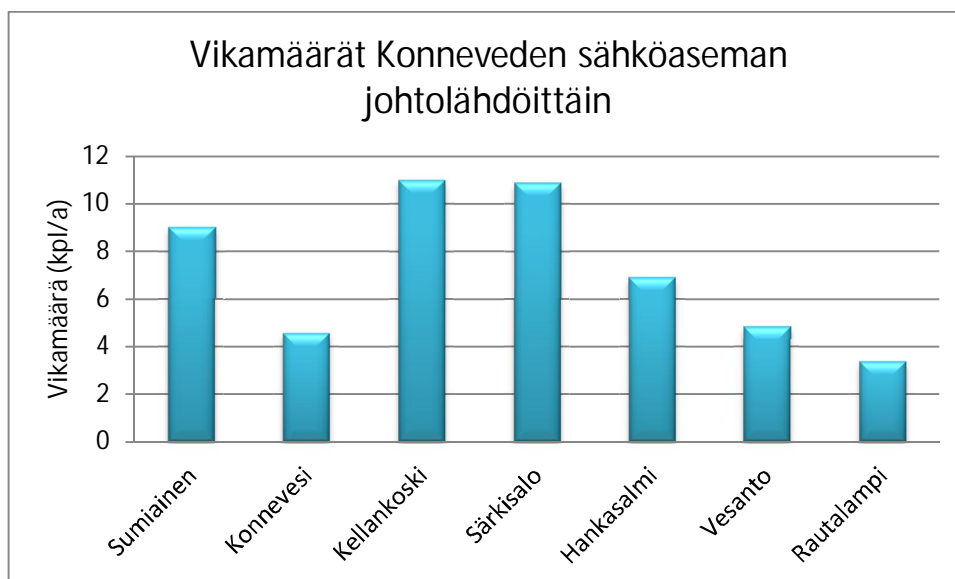


KUVIO 12. Jälleenkytkentämäärät Konneveden sähköaseman johtolähdöittäin.

Kuvioissa 13 ja 14 on GPT:n laskennan avulla saadut vikamäärät johtolähdöittäin. Kuviossa 13 on esitetty Rautalammin ja kuviossa 14 Konneveden vikamäärät. Kuten jälleenkytkentöjä tarkasteltaessa tuloksia ei voi suoraan verrata toteutuneisiin vikamääriin (kuviot 9 ja 10, joissa on esitetty, kuinka monta muuntopiiriä on kokenut tietyn määrän vikoja), koska GPT:llä selvitettiin lähdöittäin tapahtuvien vikojen lukumäärä. Tuloksista nähdään, että tilastolliset vikamäärät ovat pienemmät kuin toteutuneet vikamäärät, mutta ne johtolähdöt, joilla on tapahtunut eniten vikoja, ovat myös tilastollista käyttövarmuutta tarkasteltaessa heikoimpia.



KUVIO 13. Vikamäärät Rautalammin sähköaseman johtolähdöittäin.



KUVIO 14. Vikamäärät Konneveden sähköaseman johtolähdöittäin.

### 5.3 Taloudellisuuteen liittyvät tarkastelut

#### 5.3.1 Keskeytyskustannukset

Rautalammin ja Konneveden sähköasemien syöttämän verkon keskimääräiset keskeytyskustannukset selvitettiin GPT:n laskennalla. Tulokset ovat taulukossa 10. Eniten kustannuksia syntyy pitkillä ja toisaalta suuritehoisilla johtolähdöillä.

TAULUKKO 10. Keskeytyskustannukset.

Sähköasema	Johtolähtö	Keskeytyskustannukset (k€/a)
Rautalampi		182,4
	Myhi	43,39
	Rautalampi	23,02
	Toholahti	14,81
	Pukkiharju	37,38
	Kivisalmi	35,06
	Kerkonkoski	28,78
Konnevesi		249,4
	Sumiainen	60,5
	Konnevesi	22,73
	Kellankoski	75,35
	Särkisalo	28,4
	Hankasalmi	33,87
	Vesanto	20,21
	Rautalampi	7,72

## 5.3.2 Häviökustannukset

Tiedot häviöistä ja häviökustannuksista on saatu selville GPT:n laskennan avulla. Häviöiden laskennassa Savon Voima Verkko Oy käyttää häviöenergian hintana 50 €/MWh,a ja häviötehon hintana 70 €/kW,a. Häviökustannukset on esitetty taulukossa 11.

TAULUKKO 11. Häviökustannukset.

		Energiahäviöistä aiheutuvat kustannukset (€/vuosi)	Tehohäviöistä aiheutuvat kustannukset (€/vuosi)	Yhteensä (€/vuosi)
Rautalampi	Päämuuntaja	16 800	2 240	19 040
	KJ-johdot	8 800	4 970	13 770
	Muuntajat	27 150	4 340	31 490
Konnevesi	Päämuuntaja	19 600	3 920	23 520
	KJ-johdot	21 850	13 580	35 430
	Muuntajat	34 400	5 530	39 930

#### 5.4 Yhteenveto Rautalampi-Konnevesi -alueen nykytilan määrittämisestä

Tulosten perusteella eniten keskeytyksiä tapahtuu pitkillä ja suhteellisen suuritehoisilla johtolähdöillä. Konneveden sähköaseman lähtöjen J11 Kellankoski ja J14 Sumiainen jälleenkytkentä-, vika- ja asiakasmäärät ovat suhteellisen suuret, minkä seurauksena myös keskeytyskustannukset ovat suuremmat kuin muilla lähdöillä. Lisäksi molempien lähtöjen suurin jännitteenalenemaprocentti on yli 5. Lähdön J14 Sumiainen varrella oleva Sumiaisten taajama sijaitsee melko etäällä sähköasemasta, mikä on toimitusvarmuuden kannalta haastava asia. Myös lähdöillä J12 Särkisalo ja J07 Hankasalmi ilmenee melko paljon vikoja ja jälleenkytkentöjä. Rautalammin sähköaseman syöttämässä verkossa eniten vikoja tapahtuu lähdöllä J14 Myhi. Liitteessä 2 on esitetty molempien sähköasemien asiakasmäärät johtolähdöittäin.

## 6 KEHITYSNÄKYMÄT JA KUORMITUSENNUSTE

Sekä Rautalammin että Konneveden kunnilla on myynnissä jonkin verran tontteja, pääasiassa omakotitalojen rakentamiseen, mutta esimerkiksi suuria kaava-alueita tai uusia asumis- tai palvelukeskitymiä ei ole suunnitteilla kummassakaan kunnassa. (Rautalampi; Konnevesi.)

Tilastokeskuksen StatFin-tilastotietokannan avulla pystyttiin selvittämään molempien kuntien väestönmuutokset vuodesta 1980 vuoteen 2010 sekä tarkastelemaan vuoteen 2040 ulottuvaa väestöennustetta. Tiedoista käy ilmi, että sekä Rautalammin että Konneveden asukasluvu on laskenut tasaisesti vuodesta 1987 alkaen, ja väestöennusteen mukaan asukasluvun kehitys jatkuu samanlaisena. (Tilastokeskus.)

Energiateollisuus ry:n julkaisemasta tilastosta *Kunnittainen sähkönkäyttö 2007–2012* selviää, että vuosien 2007–2012 aikana sähkönkäyttö on pysynyt molemmissa kunnissa suurin piirtein samana. Suurin osa, noin 70 %, sekä Rautalammin että Konneveden sähkönkulutuksesta menee asumiseen ja maatalouteen. Teollisuutta molemmissa kunnissa on hyvin vähän. (Energiateollisuus Ry.)

Rautalampi-Konnevesi -alueen sähkönkäyttö pysynee tulevina vuosina suurin piirtein nykyisellään. Suurta lisäystä kuormitukseen ei ole odotettavissa, mutta toisaalta kuormitus ei todennäköisesti myöskään kovin paljoa vähene. Laskennassa viiden vuoden tarkastelujaksolla käytettävä kuormituksen kasvuprosentti on 1,5.

## 7 KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Rautalampi-Konnevesi -alueen suunnitelmassa verkkoa lähdettiin kehittämään SVV:n verkostostrategian mukaisin keinoin. Kehittämissuunnitelmaan sisältyi kolme suunnitelmavaihetta, joiden laskentahetket ovat vuosien 2020, 2024 ja 2029 tammikuun ensimmäinen päivä, eli sähkömarkkinalain mukaiset portaat, jolloin vaatimukset toimitusvarmuudelle kiristyvät. Näin pystytään myös tarkastelemaan sekä käyttövarmuuden että nykykäyttöarvon kehittymistä. Tuloksia tarkastellessa täytyy ottaa huomioon, että verkon topologiaan ei tehty juurikaan muutoksia eikä saneerattavia johtoja siirretty suunnitelmissa fyysisesti tien varteen. Näin ollen esimerkiksi johtopituudet eivät ole muuttuneet. Suunnitelmavaiheet on nimetty omiksi suunnitelmikseen, mutta jokainen suunnitelma sisältää myös aikaisempien suunnitelmien muutokset.

Ensimmäisessä suunnitelmassa taajamat kaapeloitiin ja tiedossa olevat tulevat muutostyöt digitoitiin verkkoon. Lisäksi vanhoja, pääasiassa yli 50-vuotiaita johto-osuuksia saneerattiin teiden varsille ja niiden asennus-/kyllästysvuodeksi määritettiin vuosi 2019. Suunnitelman 1 jälkeen sekä Rautalammin että Konneveden sähköaseman syöttämän verkon kaapelointiaste on noin 8 %. Metsässä on noin 48 % tien varressa noin 32 % johdoista. Suunnitelmassa kaapeloitiin yhteensä noin 130 km ja saneerattiin noin 120 km johdoista.

Suunnitelmassa 2 sähköasemien väliset runkoyhteydet kaapeloitiin ja teiden varsille saneerattiin pääasiassa kaikki suunnitelman 1 laskentahetken aikaan (1.1.2020) yli 40 vuotta olleet johdot. Asennus-/kyllästysvuodeksi johdoille määritettiin vuosi 2023. Runkoyhteyksien kaapeloinnin yhteydessä myös lyhyet runkojohtojen haarat kaapeloitiin ja pidempien haarojen alkuun laitettiin katkaisija. Liitteessä 3 on esitetty kaapeloitavat johto-osat, eli sekä sähköasemien väliset runkoyhteydet että suunnitelmassa 3 kaapeloitavat yli 1 700 MWh/a johdot. Suunnitelman 2 jälkeen Rautalammin aseman syöttämän verkon kaapelointiaste on noin 17 % ja Konneveden noin 14 %. Metsässä on noin 39 % Rautalammin ja noin 35 % Konneveden aseman syöttämistä johdoista. Tien varressa on noin 47 % Rautalammin ja noin 52 % Konneveden aseman syöttämistä johdoista. Suunnitelmassa kaapeloitiin yhteensä noin 100 km ja saneerattiin noin 180 km johdoista.

Viimeisessä suunnitelmavaiheessa kaikki johdot, joiden vuosienenergia on yli 1 700 MWh, kaapeloitiin ja kaikki suunnitelman 2 laskentahetken aikaan (1.1.2024) yli 30 vuotta olleet johto-osat saneerattiin teiden varsille. Asennus-/kyllästysvuodeksi johdoille määritettiin vuosi 2028. Kaapeloinnin yhteydessä lisättiin jonkin verran katkaisijoita ja erottimia. Suunnitelman 3 jälkeen Rautalammin aseman syöttämän verkon kaapelointiaste on noin 33 % ja Konneveden noin 28 %. Metsässä on noin 7 % Rautalammin ja noin 13 % Konneveden aseman syöttämistä johdoista. Tien varressa on noin 90 % Rautalammin ja noin 82 % Konneveden aseman syöttämistä johdoista. Suunnitelmassa kaapeloitiin yhteensä noin 170 km ja saneerattiin noin 300 km johdoista. Liitteessä 4 on esitetty kaapelointiasteen kehitys johtolähdöittäin.

## 7.1 Tilastollisen käyttövarmuuden kehittyminen

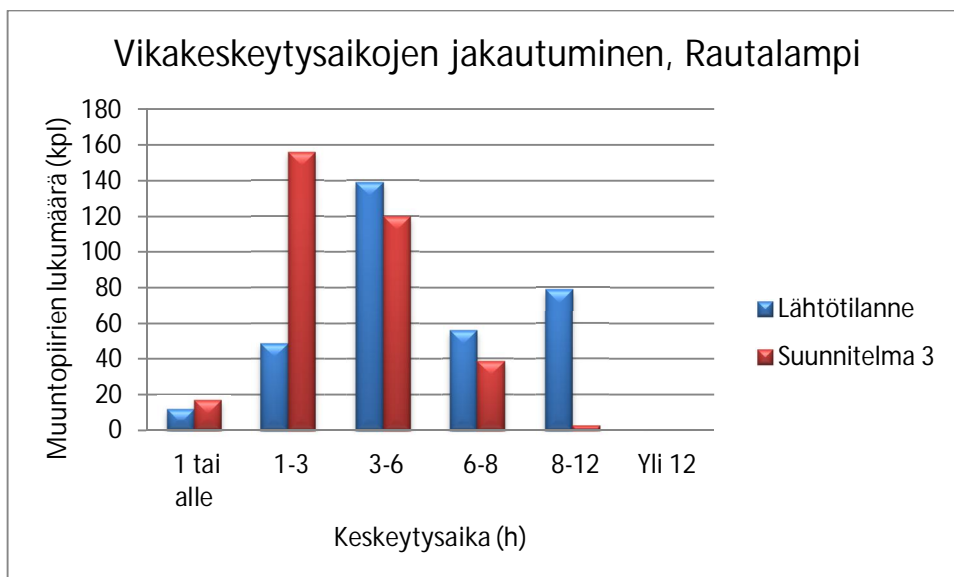
## 7.1.1 Vikamäärät ja vikakeskeytysajat

Taulukossa 12 on esitetty vikamäärien muutos johtolähdöittäin. Taulukossa näkyy myös johtolähdön pituus, jolloin huomataan, että vikoja sattuu eniten pitkillä lähdöillä.

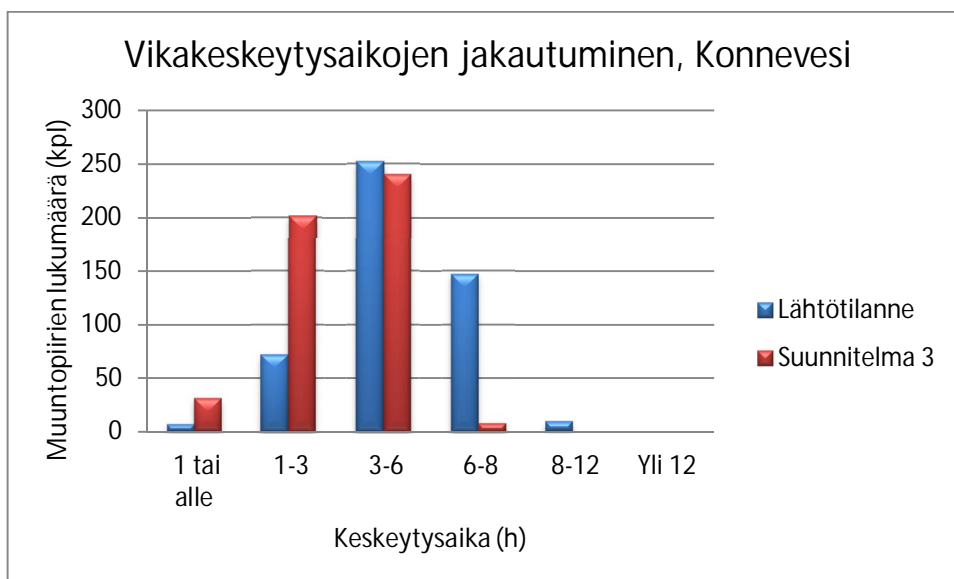
TAULUKKO 12. Vikamäärät johtolähdöittäin.

Sähköasema	Johtolähtö	Pituus (km)	Vika (kpl/a)			
			Lähtötilanne	Suunnitelma 1	Suunnitelma 2	Suunnitelma 3
Rautalampi						
	Myhi	117	11,44	11,6	10,49	7,97
	Rautalampi	13	0,93	0,46	0,46	0,46
	Toholampi	29	2,5	2,21	1,64	1,39
	Pukkiharju	72	5,93	5,42	5,28	4,13
	Kivisalmi	77	6,39	6,85	5,58	5,26
	Kerkonkoski	55	4,3	4,28	4,31	3,21
Konnevesi						
	Sumiainen	104	9,02	8,81	8,53	6,09
	Konnevesi	57	4,56	4,03	4,04	3,54
	Kellankoski	132	10,99	10,37	10,3	8,45
	Särkisalo	119	10,87	9,87	9,23	7,85
	Hankasalmi	87	6,92	6,73	6,46	5,4
	Vesanto	62	4,84	4,8	3,37	3,19
Rautalampi	43	3,36	2,88	2,23	2,17	

Kuviossa 15 on esitetty Rautalammin ja kuviossa 16 Konneveden vikakeskeytysaikojen jakautuminen lähtötilanteessa ja suunnitelmavaiheen 3 jälkeen. Vikakeskeytysajat on jaettu luokkiin, ja kuvioista selviää, kuinka monta muuntopiiriä on kokenut tiettyyn aikaluokkaan kuuluvan keskeytyksen. Tulosten perusteella muuntopiirien kokemat vikakeskeytysajat ovat pienentyneet selvästi ja suunnitelmas- sa 3 vikakeskeytysajat painottuvat selkeästi yhden ja kuuden tunnin väliin, kun taas lähtötilanteessa painotus oli Rautalammin alueella kolmen ja kahdentoista tunnin ja Konneveden alueella kolmen ja kahdeksan tunnin välissä.



KUVIO 15. Rautalammin vikakeskeytysaikojen jakautuminen lähtö- ja lopputilanteessa.

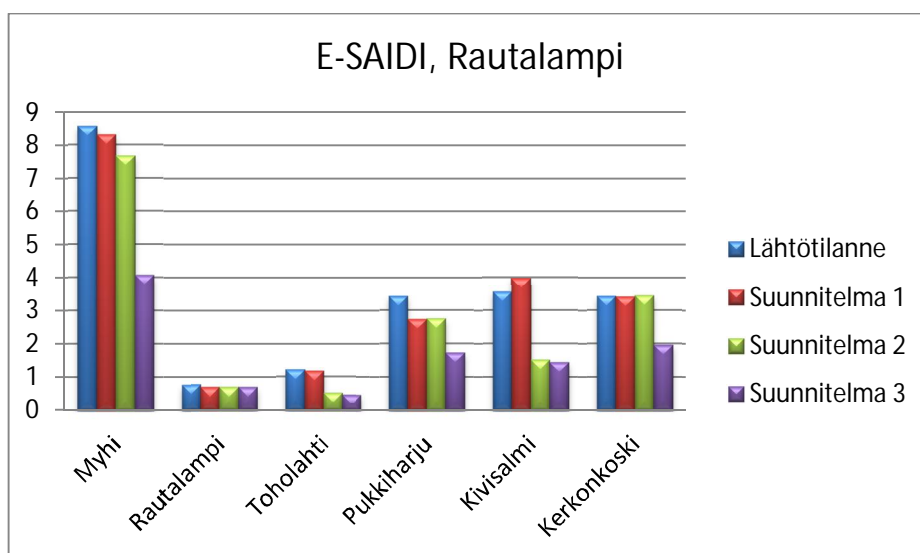


KUVIO 16. Konneveden vikakeskeytysaikojen jakautuminen lähtö- ja lopputilanteessa.

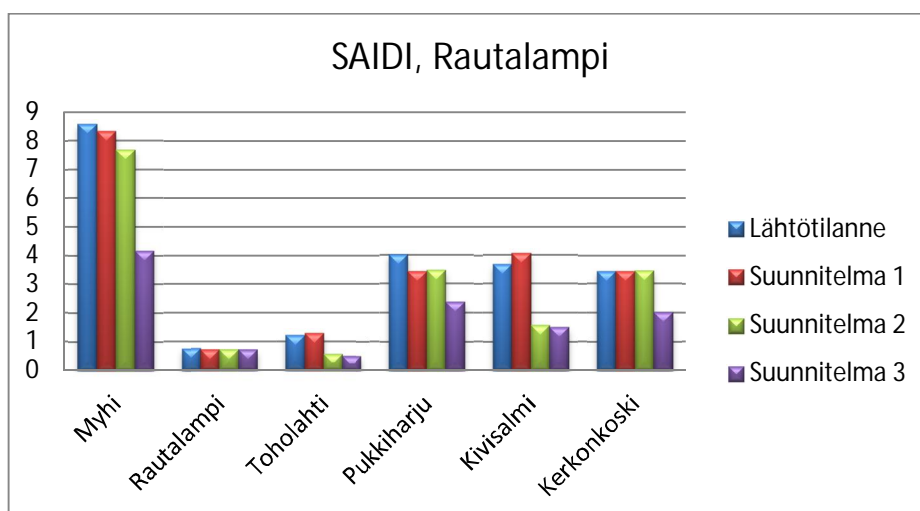
### 7.1.2 Käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut

Kuvioissa 17–22 on esitetty Rautalammin sähköaseman käyttövarmuutta kuvaavien tunnuslukujen kehittyminen johtolähdöittäin. E-SAIDI ja E-SAIFI tarkoittavat vuosienergioilla painotettuja tunnuslukuja, eli ne huomioivat kuormitusten sijoittumisen verkossa. Tunnusluvuissa on mukana pelkästään vikakeskeytyksen komponentti, jolloin tuloksia on helpompi peilata sähkömarkkinalain vaatimuksiin.

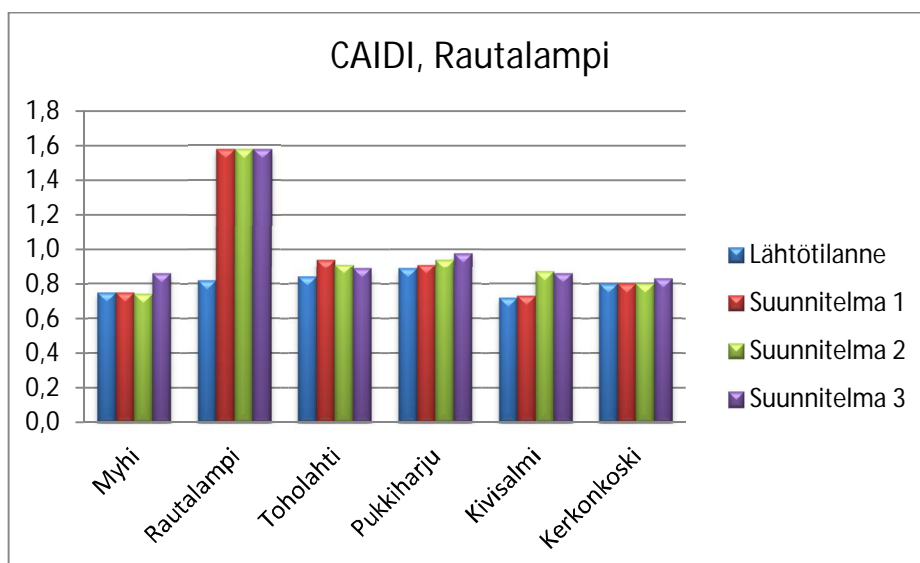




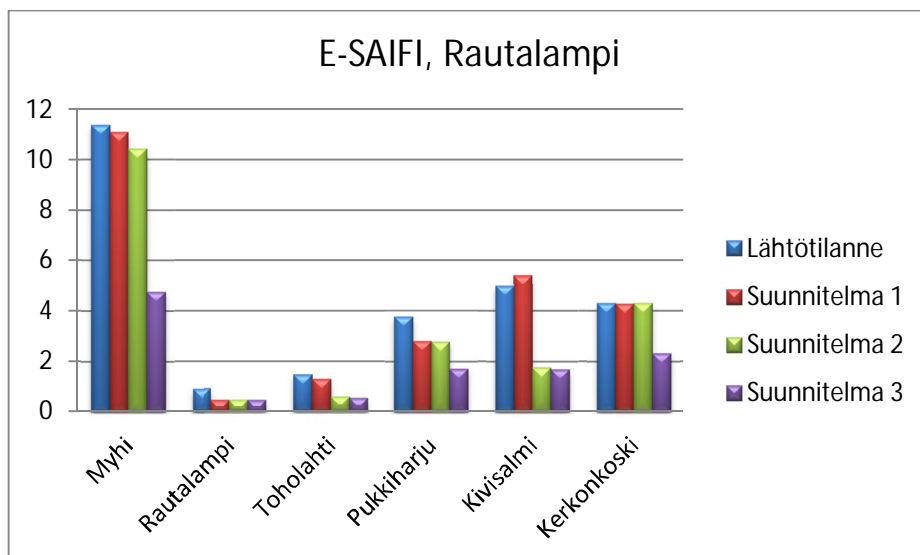
KUVIO 17. E-SAIDI:n kehitys Rautalammin sähköaseman johtolähdöittäin.



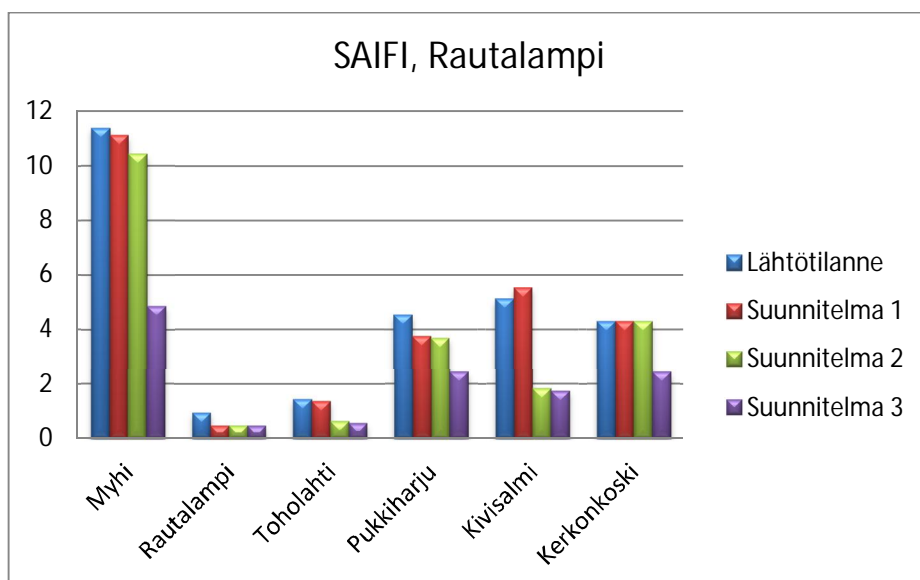
KUVIO 18. SAIDI:n kehitys Rautalammin sähköaseman johtolähdöittäin.



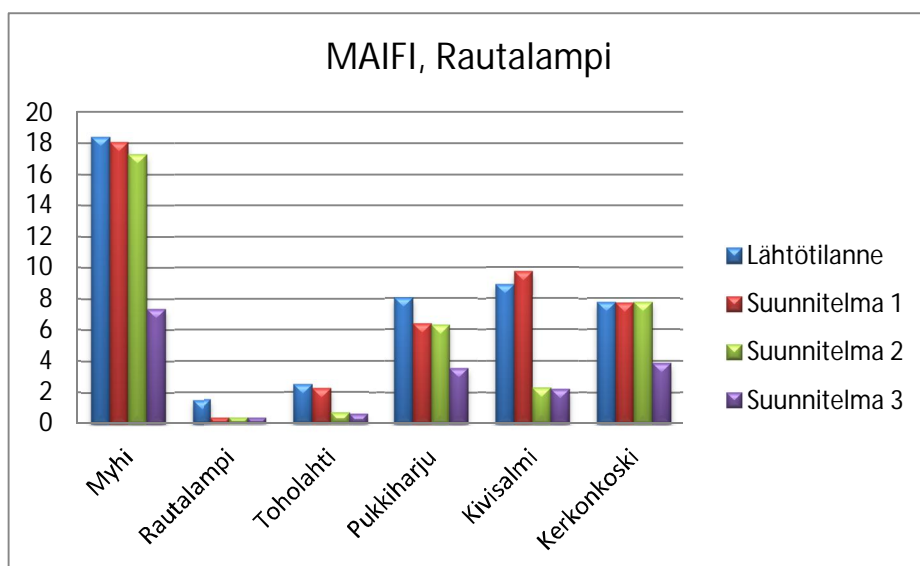
KUVIO 19. CAIDI:n kehitys Rautalammin sähköaseman johtolähdöittäin.



KUVIO 20. E-SAIFIn kehitys Rautalammin sähköaseman johtolähdöittäin.

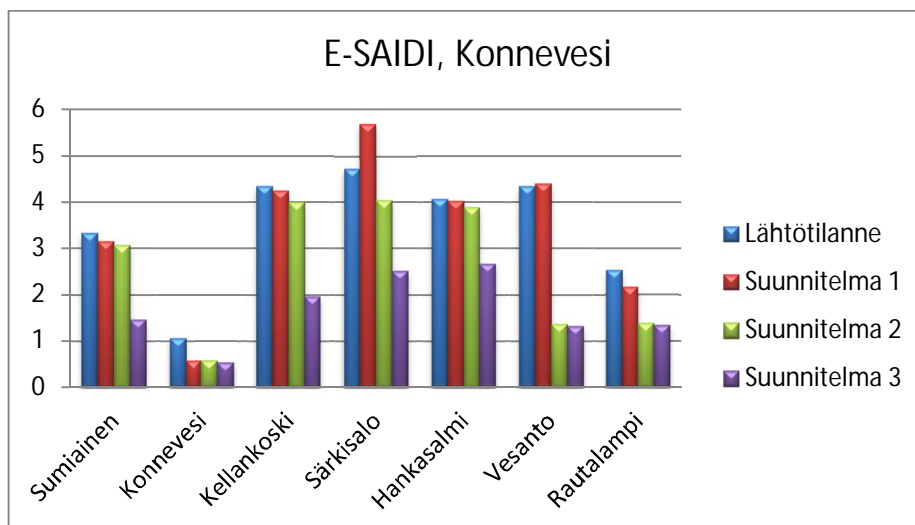


KUVIO 21. SAIFIn kehitys Rautalammin sähköaseman johtolähdöittäin.

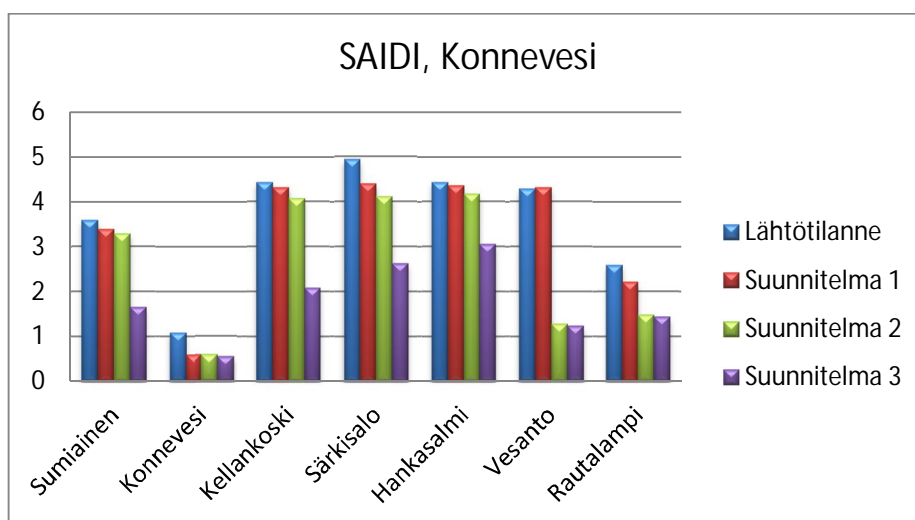


KUVIO 22. MAIFIn kehitys Rautalammin sähköaseman johtolähdöittäin.

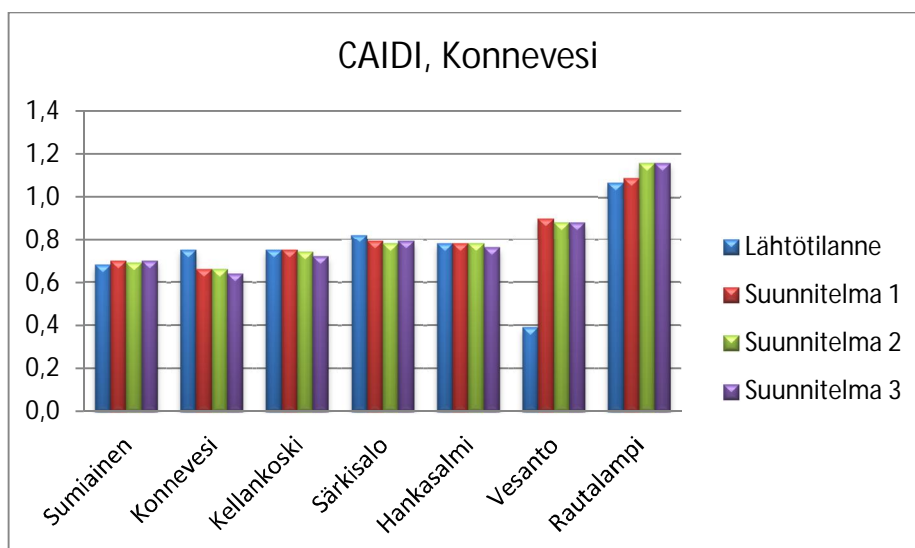
Kuvioissa 23–28 on esitetty Konneveden sähköaseman käyttövarmuutta kuvaavien tunnuslukujen kehittyminen johtolähdöittäin.



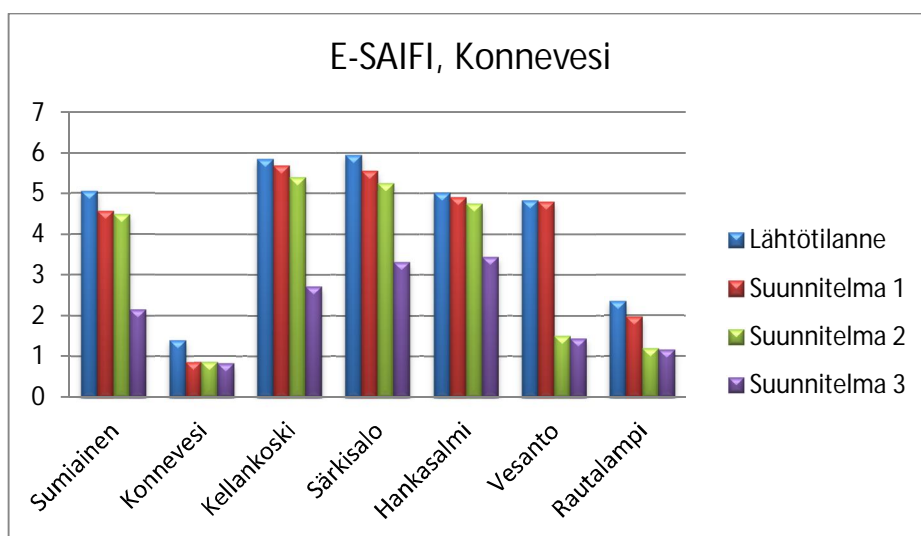
KUVIO 23. E-SAIDI:n kehitys Konneveden sähköaseman johtolähdöittäin.



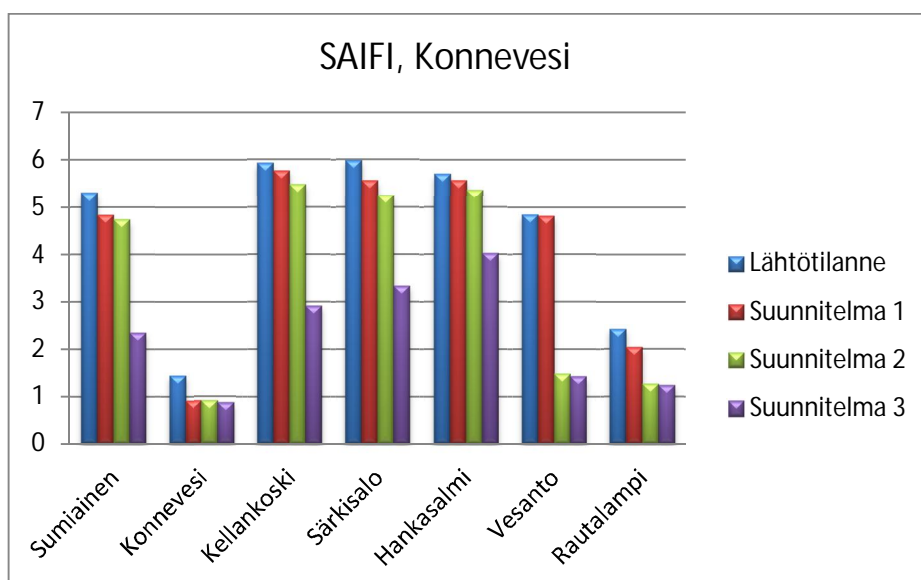
KUVIO 24. SAIDI:n kehitys Konneveden sähköaseman johtolähdöittäin.



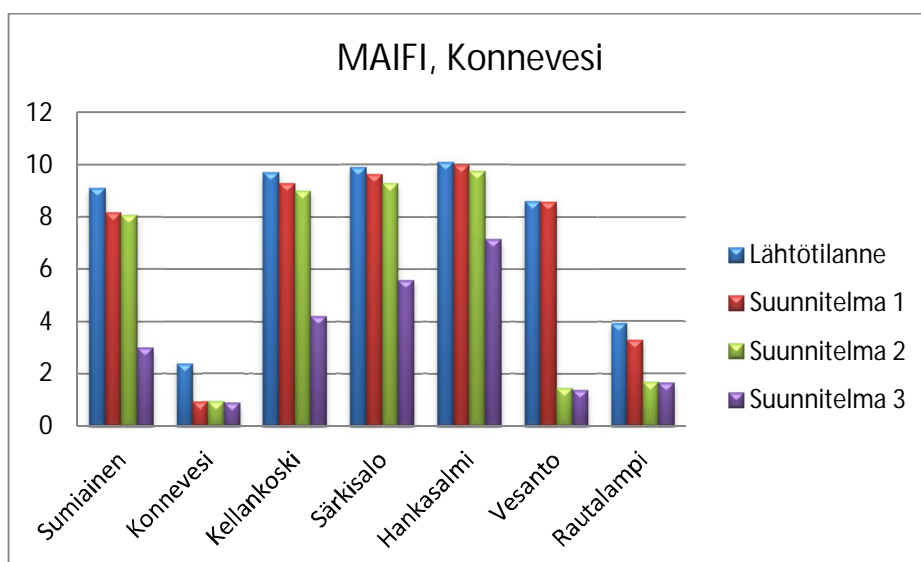
KUVIO 25. CAIDI:n kehitys Konneveden sähköaseman johtolähdöittäin.



KUVIO 26. E-SAIFIn kehitys Konneveden sähköaseman johtolähdöittäin.



KUVIO 27. SAIFIn kehitys Konneveden sähköaseman johtolähdöittäin.



KUVIO 28. MAIFIn kehitys Konneveden sähköaseman johtolähdöittäin.

Tulosten perusteella suunnitelman muutokset pienensivät selvästi varsinkin Rautalammin sähköaseman johtolähtöjen SAIFIn ja MAIFIn arvoja. CAIDI kasvaa monella johtolähdöllä, koska verkon vyöhykkeistäminen vähentää ensisijaisesti vikamääriä, eli pienentää SAIFia, mutta ei niinkään lyhennä keskeytysten keskimääräistä yhteenlaskettua kestoaikaa, eli SAIDIa. Sen seurauksena CAIDI kasvaa, koska se on SAIDIn ja SAIFIn osamäärä. Tuloksista näkyy hyvin myös kaapeloinnin vaikutus. Rautalammin lähtöjen Toholhti ja Kivisalmi sekä Konneveden lähdön Vesanto tunnusluvut ovat pienentyneet jo suunnitelman 2 jälkeen, koska kyseiset lähdöt ovat asemien välisiä runkoyhteyksiä, jotka siis kaapeloitiin jo toisessa suunnitelmavaiheessa.

Sähkömarkkinalain mukaisesti vuoden 2028 loppuun mennessä sähköverkon pitää olla käyttövarmuustasoltaan sellainen, ettei taajama-alueilla saa esiintyä yli kuuden tunnin eikä maaseutualueilla yli 36 tunnin yhtämittaisia vikakeskeytyksiä. Laskennassa saatuja tuloksia ei voi verrata suoraan sähkömarkkinalakiin, koska GPT:llä ei saa laskentatuloksia, jossa näkyisi pisimmät yksittäiset vikakeskeytysajat.

SAIDIa tarkasteltaessa keskeytysaika ei ylitä lopputilanteessa kuutta tuntia edes maaseudulla. CAIDI vaihtelee johtolähdöillä 0,64 ja 1,58 tunnin välillä, eli senkin perusteella toimitusvarmuusvaatimukset täytyisivät. Täytyy kuitenkin muistaa, että molemmat tunnusluvut kuvaavat keskimääräisiä keskeytysaikoja asiakasta kohti, joten yksittäisten keskeytysaikojen vaihtelu voi olla suurta ja joukossa voi esiintyä yli kuuden tai jopa yli 36 tunnin keskeytyksiä, varsinkin suurhäiriötilanteessa. Sen vuoksi verkon normaalin käyttötilanteen käyttövarmuuden kehittämisen lisäksi olisi tärkeää tutkia, millä keinoilla sähkömarkkinalain vaatimukset pystyttäisiin täyttämään myös suurhäiriötilanteessa.

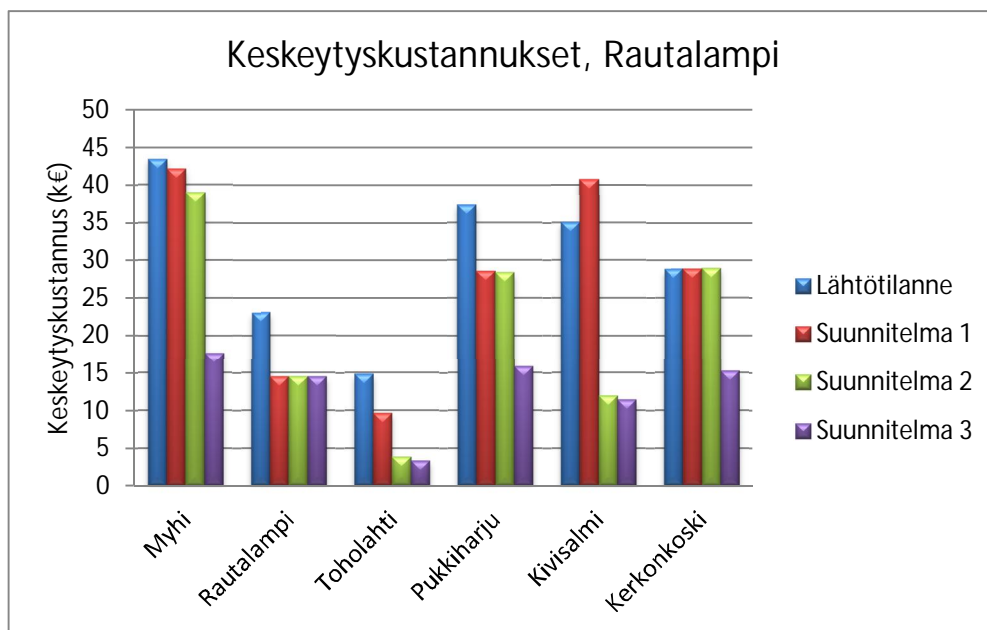
Energiapainotettujen tunnuslukujen (E-SAIDI ja E-SAIFI) avulla nähdään, miten hyvin investoinnit ovat kohdentuneet KAH-kustannusten näkökulmasta. Kuten tuloksista nähdään, niillä johtolähdöillä, joilla kuormitus on painottunut pääasiassa lähdön alkupäähän, saadaan energiapainotettuja tunnuslukuja pienennettyä huomattavasti sijoittamalla maastokatkaisija kuormituspainopisteen jälkeen. Verkon kokonaisvaltaisen käyttövarmuuden kehittämisen näkökulmasta täytyy suunnittelussa kuitenkin ottaa huomioon myös katkaisijan taakse jäävät asiakkaat, joiden käyttövarmuus ei parane katkaisijan asennuksella.

Tulosten perusteella näyttäisi siltä, että sähköasemavyöhykkeiden kaapelointi ja erottaminen omiksi suojausvyöhykkeikseen pienentää kaikkia käyttövarmuuden tunnuslukuja merkittävimmin. Siksi vyöhykkeistämistä kannattaisi alkaa toteuttamaan jo aikaisemmassa vaiheessa niillä johtolähdöillä, joilla vaikutus käyttövarmuuteen on suurin.

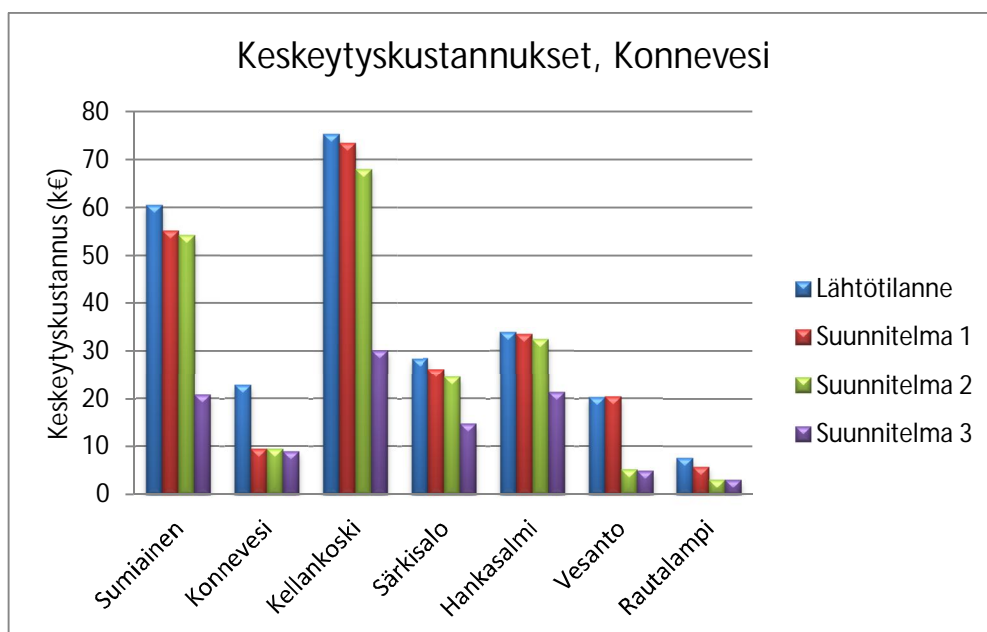
## 7.2 Taloudellisuuden kehittyminen

## 7.2.1 Keskeytyskustannukset

Kuviossa 29 on esitetty Rautalammin ja kuviossa 30 Konneveden sähköaseman keskeytyskustannusten muutos johtolähdöittäin. Tuloksista näkyy, että keskeytyskustannukset ovat pienentyneet huomattavasti sekä Rautalammin että Konneveden johtolähdöillä vyöhykkeistämisen ja kaapeloinnin vaikutuksesta.



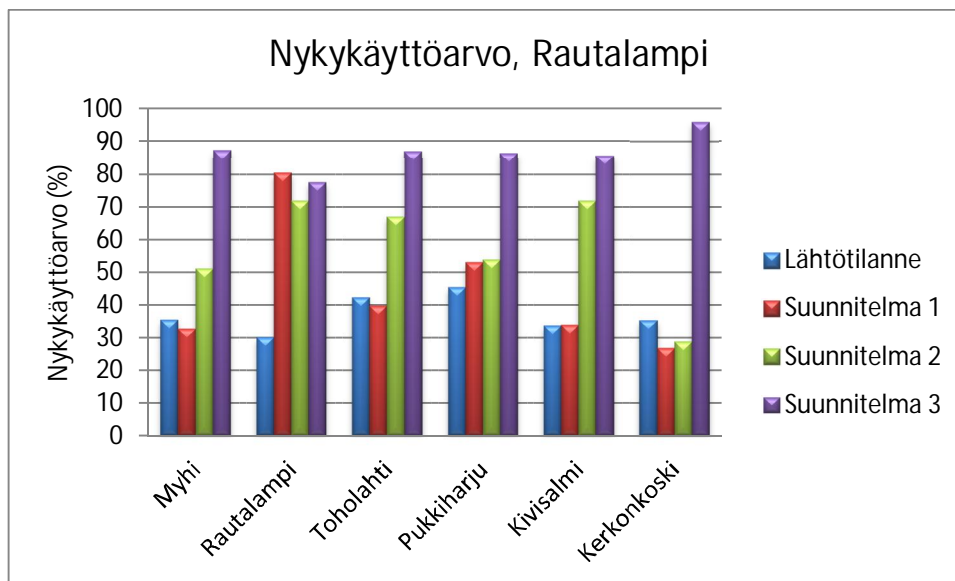
KUVIO 29. Keskeytyskustannusten kehitys Rautalammin sähköaseman johtolähdöittäin.



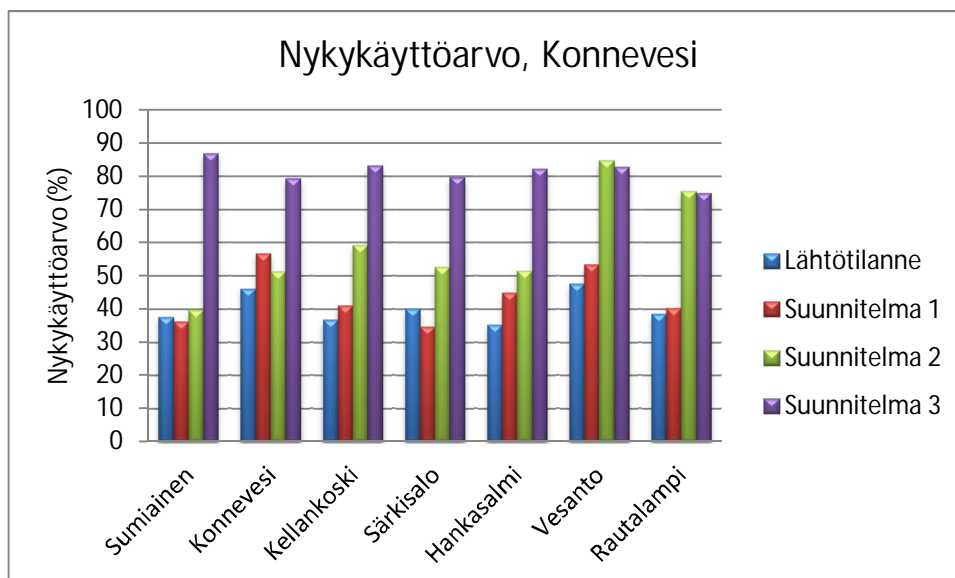
KUVIO 30. Keskeytyskustannusten kehitys Konneveden sähköaseman johtolähdöittäin.

## 7.2.2 Nykykäyttöarvo

Kuviossa 31 näkyy Rautalammin ja kuviossa 32 Konneveden sähköaseman syöttämän verkon nykykäyttöarvon muutos johtolähdöittäin.



KUVIO 31. Nykykäyttöarvon kehitys Rautalammin sähköaseman johtolähdöittäin.



KUVIO 32. Nykykäyttöarvon kehitys Konneveden sähköaseman johtolähdöittäin.

Sähköverkon nykykäyttöarvo on noussut paljon molempien sähköasemien johtolähdöillä saneerauksen ja kaapeloinnin seurauksena. Nykykäyttöarvo kasvaa monella lähdöllä eniten suunnitelman 3 jälkeen, koska kolmannessa suunnitteluvaiheessa sekä saneerattiin eniten ilmajohto-osuuksia että kaapeloitiin eniten. Tulosten tarkastelussa täytyy huomioida, että laskenta suoritettiin tiettyinä vuosina, minkä vuoksi nykykäyttöarvo nousee portaittain. Sen vuoksi tarkasteluhetkien nykykäyttöarvo on suurempi kuin se todellisuudessa olisi.

## 8 YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Tavoitteena tässä opinnäytetyössä oli laatia yleissuunnitelma Savon Voima Verkko Oy:n Rautalammin ja Konneveden sähköasemien syöttämän verkon alueelle sähkönjakelun käyttövarmuuden parantamiseksi. Käyttövarmuuden kehittämisessä tutkittiin, saavutetaanko SVV:n verkostostrategian mukaisilla verkon kehittämistoimenpiteillä sähkömarkkinalain toimitusvarmuusvaatimukset täyttävä verkko. Työhön kuului myös Rautalammin ja Konneveden alueen sähköverkon nykytilan määrittäminen sekä sähköteknisestä näkökulmasta että käyttövarmuuden näkökulmasta.

Verkon nykytilan sähkötekniikan määrittämisen jälkeen tutkittiin sekä koko SVV:n jakelualueen että Rautalammin ja Konneveden sähköasemien syöttämän verkon toteutunutta käyttövarmuutta vuosien 2009–2013 ajalta, minkä jälkeen analysoitiin vielä verkon tilastollisen käyttövarmuus. Verkon tilastollinen käyttövarmuus osoittautui paremmaksi kuin toteutunut käyttövarmuus, minkä vuoksi GPT-ohjelman laskentaparametreja täytyisi muuttaa, jos haluttaisiin saada tarkka kuva käyttövarmuudesta ja sen muutoksista. Laskentaparametrien tutkiminen ja muuttaminen ei kuitenkaan kuulunut tämän työn sisältöön. Tuloksia analysoitaessa täytyy siis muistaa, ettei suunnitelluilla kehittämistoimenpiteillä välttämättä saada aikaan aivan yhtä hyvää käyttövarmuutta kuin GPT:n laskentatuloksissa.

Suunnitelmaa laadittaessa sähköverkkoa kehitettiin SVV:n verkostostrategian mukaisin keinoin kolmessa eri vaiheessa. Ensin varmistettiin taajamien käyttövarmuus kaapeloimalla taajama-alueet, seuraavaksi varmistettiin häiriötilanteiden aikainen käyttövarmuus kaapeloimalla tärkeät sähköasemien väliset runkoyhteydet ja lopuksi kaapeloitiin kaikki johdot, joiden vuosienergia on yli 1 700 MWh. Lisäksi vanhoja ilmajohtoja saneerattiin teiden varteen jokaisessa suunnitelmavaiheessa.

Taajamien kaapelointi vähensi etenkin jälleenkytkentä- ja vikamääriä sekä keskeytyskustannuksia Rautalammin ja Konneveden taajamia syöttävillä lähdoilla. Runkoyhteyksien kaapelointi lisäsi paljon Rautalammin lähtöjen Toholampi ja Kivisalmi sekä Konneveden lähdon Vesanto käyttövarmuutta. Johtojen, joiden vuosienergia ylittää 1 700 MWh, kaapelointi paransi suurimmalla osalla lähtöjä käyttövarmuutta huomattavasti, mutta varsinkin Konneveden aseman lähtöjen Hankasalmi ja Särkisalo käyttövarmuutta olisi vielä syytä saada paremmaksi.

Yhtenä selityksenä sille, miksi Hankasalmen ja Särkisalon johtolähtöjen käyttövarmuus ei parantunut yhtä paljon kuin muilla lähdoilla voi olla se, että Hankasalmen lähdon kaapelointiaste suunnitelman 3 jälkeen on 19,4 % ja Särkisalon vain 13,1 %. Muiden lähtöjen kaapelointiaste on 25,8 % prosentista ylöspäin. Hankasalmen ja Särkisalon käyttövarmuus luultavasti paransi, jos niiden kaapelointiastetta nostettaisiin jonkin verran. Vastaavasti joidenkin johtolähtöjen kaapelointiastetta voisi mahdollisesti pienentää käyttövarmuuden juurikaan huonontumatta. Kokonaiskaapelointiaste suunnitelmassa 3 on SVV:n verkostostrategian mukaista tavoitetta suurempi. Luultavimmin johtolähtöjen kaapelointi kannattaisikin aina tarkastella johtolähdöittäin eikä käyttää kaikille lähdoille samaa vuosienergia- tai kaapelointiasterajaa.



Käyttövarmuuden tasoa ja kehitystä täytyisi vielä selvittää niin, että otetaan huomioon muuntamoiden sijoittuminen taajama- ja maaseutualueille. Tällöin tuloksia pystyttäisiin vertaamaan sähkömarkkinalain vaatimuksiin. Nykyisellään ainoa puhdas taajamalähtö on Rautalammin sähköaseman syöttämä J18 Rautalampi, joka täyttää kuuden tunnin vaatimuksen ja tulee täyttämään myös Energiategollisuus Ry:n toimitusvarmuuskriteeristön vaatimukset (vuotuinen kokonaiskeskeytysaika taajama-alueilla maksimissaan kolme tuntia ja lyhyiden, alle kolmeminuuttisten keskeytysten määrä maksimissaan 10 kpl vuodessa). Kaapelointi on vähentänyt kyseisen lähdön keskimääräisen jälleenkyttämäärän asiakasta kohti 25 prosenttiin alkuperäisestä.

Kaapelointiasteen lisäksi investointien toteutusjärjestystä täytyy vielä tutkia lisää sekä verkon käyttövarmuuden että nykykäyttöarvon kehittymisen kannalta. Esimerkiksi suunnitelmavaiheessa 2 saattaisi olla järkevää kaapeloida jo osa sähköasemavyöhykkeistä ja vain osa runkoyhteyksistä. Lisätutkimuksia kannattaisi tehdä myös suurhäiriöiden aikaisen käyttövarmuuden tasosta ja valmiuksista palauttaa sähkönjakelu mahdollisimman nopeasti asiakkaille, esimerkiksi tilapäisratkaisuja (tilapäiskaapelointi ja saarekekäyttö) käyttämällä.

Kaiken kaikkiaan käyttövarmuustaso nousi kuitenkin paljon ja keskeytyskustannukset pienenevät merkittävästi jo tässä työssä esitetyillä kehittämistoimilla. Tulosten perusteella näyttäisi todennäköiseltä, että suunniteltu verkko täyttää sähkömarkkinalain vaatimukset.

## LÄHTEET

ABB 2011. [verkkojulkaisu]. Verkostoautomaatiolla parempaa sähkönjakeluverkon toimitusvarmuutta. Suojaus- ja automaatioreferenssi. [viitattu 2014-02-13]. Saatavissa:

[http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/4d8538b202bdb7d7c12578920026d94c/\\$file/svv\\_refcase\\_757447\\_lrfia.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/4d8538b202bdb7d7c12578920026d94c/$file/svv_refcase_757447_lrfia.pdf)

ANTIKAINEN, Jussi & SVV henkilöstö 2011. Savon Voima Verkko Oy Verkostostrategia 2011. Ei julkisesti saatavilla.

ANTIKAINEN, Jussi, REPO, Sami, VERHO, Pekka ja JÄRVENTAUSTA Pertti 2009. Possibilities to improve reliability of distribution network by intended island operation. International Journal of Innovations in Energy Systems and Power, Vol.4.

ANTIKAINEN, Jussi, REPO, Sami ja JÄRVENTAUSTA Pertti 2010. Designing intended island operation in distribution networks. International Journal of Distributed Energy Resources, Vol.6.

ENERGIATEOLLISUUS RY. Kunnittainen sähkönkäyttö 2007–2012. [viitattu 2014-03-13]. Saatavissa: <http://energia.fi/tilastot-ja-julkaisut/sahkotilastot/sahkonkulutus/sahkon-kaytto-kunnittain>

ENERGIATEOLLISUUS RY 2008. Verkostosuositus SA2:08. Pienjänniteverkon ja jakelumuuntajan sähköinen mitoittaminen.

ENERGIATEOLLISUUS RY 2010. Sähkön toimitusvarmuus 2030, suositus 2010.

ENERGIIVIRASTO 2014. Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys ja valvonnan vaikuttavuus 2013. [viitattu 2014-03-03]. Saatavissa:

[http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/S%C3%A4hk%C3%B6verkkoliiketoiminnan+kehitys+ja+valvonnan+vaikuttavuus+2013\\_2\\_402\\_2014/81e449b4-f5cd-46c0-89dd-900aa8c28458](http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/S%C3%A4hk%C3%B6verkkoliiketoiminnan+kehitys+ja+valvonnan+vaikuttavuus+2013_2_402_2014/81e449b4-f5cd-46c0-89dd-900aa8c28458)

HEIKKILÄ, Tuukka 2014. Sähköverkon toimitusvarmuuteen liittyvien valvontamenetelmien kehittäminen. Tampereen teknillinen yliopisto. Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta. Diplomityö. [viitattu 2014-02-17]. Saatavissa:

<http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Diplomity%C3%B6%20Tuukka+Heikkil%C3%A4%20Energiavirasto+FINAL.pdf/5f3b5842-ae34-4aff-af94-9ccd51401598>

JUHALA, Miika 2011. Sammutuskuristimen suunnittelu ja mitoittaminen 20 kV verkkomalliin. Satakunnan ammattikorkeakoulu. Sähkötekniikan koulutusohjelma. Opinnäytetyö. [viitattu 2014-04-28]. Saatavissa:

[https://publications.theseus.fi/bitstream/handle/10024/38488/Juhala\\_Miika.pdf?sequence=1](https://publications.theseus.fi/bitstream/handle/10024/38488/Juhala_Miika.pdf?sequence=1)

KAARTIO, Timo 2010. Alueellisen sähkökuorman ennustamisen kehittäminen. Aalto-yliopisto, teknillinen korkeakoulu. Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta, sähkötekniikan laitos. Diplomityö. [viitattu 2014-03-19]. Saatavissa: <http://lib.tkk.fi/Dipl/2010/urn100210.pdf>

KONNEVESI. [verkkosivu] [viitattu 2014-03-13]. Saatavissa: <http://www.konnevesi.fi/>

LAKERVI, Erkki & PARTANEN, Jarmo 2008. Sähköjaketekniikka. Helsinki: Otatieto.

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO & TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO 2010. Sähköjaketun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. Tutkimusraportti. [viitattu 2014-03-14]. Saatavissa:

[http://energia.fi/sites/default/files/sahkon\\_toimitusvarmuuskriteeristo\\_2010\\_loppuraportti.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/sahkon_toimitusvarmuuskriteeristo_2010_loppuraportti.pdf)

NEILIMO, Kari & UUSI-RAUVA, Erkki 2001. Johdon laskentatoimi. Helsinki: Edita Oyj.

NYKÄNEN, Kaisa 2009. Vaasan Sähköverkko Oy:n keskijänniteverkon nykytilan määrittäminen sekä kehittämissuunnitelma käyttövarmuuden näkökulmasta. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan osasto. Diplomityö. [viitattu 2014-02-11]. Saatavissa:

<http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/47336/nbnfi-fe200909232132.pdf?sequence=3>

RAUTALAMPI. [verkkosivu] [viitattu 2014-03-13]. Saatavissa: <http://www.rautalampi.fi/>

ROUVALI, Juhani 2014. Luennot. Luento- ja harjoitusmateriaali, muistiinpanot 2014. Savonia Ammattikorkeakoulu.

SAVON VOIMA OYJ. [verkkosivu]. [viitattu 2014-02-04]. Saatavissa:

<http://www.savonvoima.fi/Sivut/default.aspx>

SEPPÄLÄ, Joel 2008. Taajama-alueen sähköjaketuverkon kehittämissuunnitelma. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan osasto. Diplomityö. [viitattu 2014-02-17]. Saatavissa:

[http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/36212/diplomityo\\_joel\\_seppala.pdf?sequence=1](http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/36212/diplomityo_joel_seppala.pdf?sequence=1)

SUOMEN STANDARDOIMISLIITTO SFS RY 2012. SFS-käsikirja 601 Suurjännitesähköasennukset ja ilmajohdot. Helsinki: SFS.

SÄHKÖMARKKINALAKI. L 588/2013. Finlex. Lainsäädäntö. [viitattu 2014-02-12]. Saatavissa:

<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>

TILASTOKESKUS. StatFin –tilastotietokanta. [viitattu 2014-03-13]. Saatavissa:

[http://pxweb2.stat.fi/database/StatFin/databasetree\\_fi.asp](http://pxweb2.stat.fi/database/StatFin/databasetree_fi.asp)

VIERIMAA, Henri 2007. Verkkotietojärjestelmän kehittämistarpeet yleissuunnittelun näkökulmasta. Teknillinen korkeakoulu. Sähkö- ja tietotekniikan osasto. Diplomityö. [viitattu 2014-03-10]. Saatavissa: <http://lib.tkk.fi/Dipl/2007/urn010138.pdf>

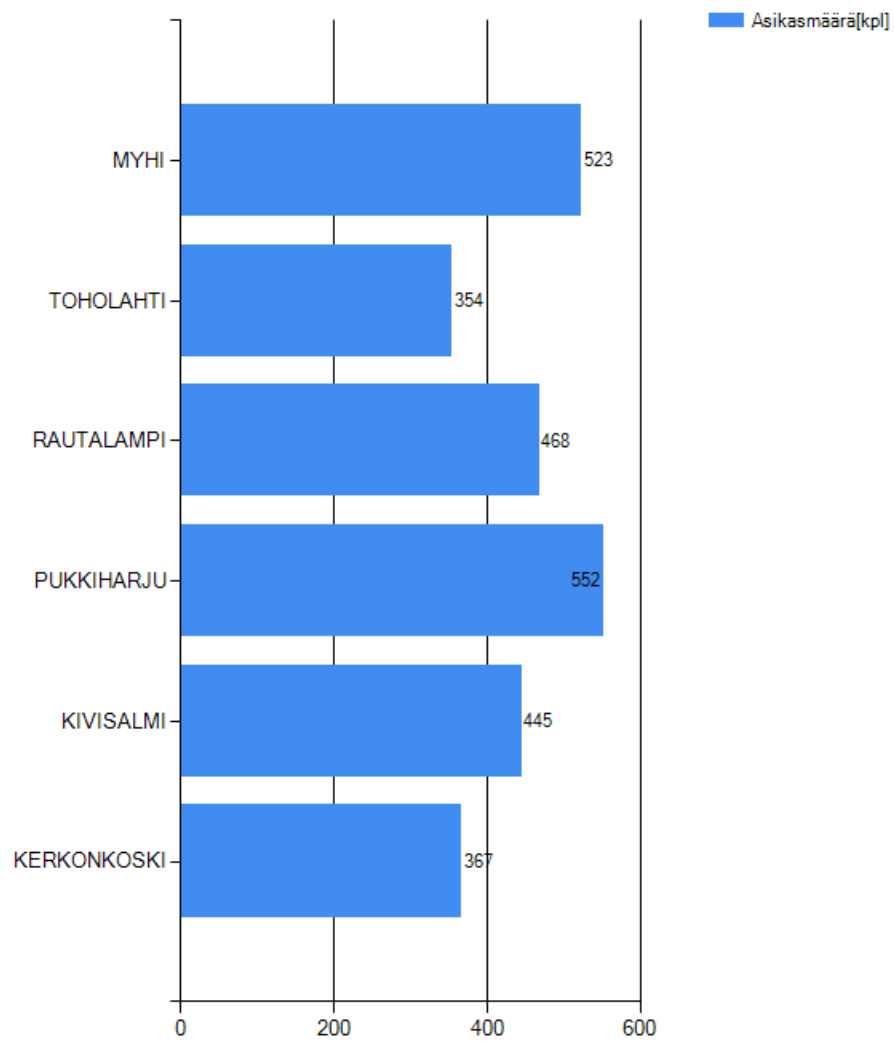
## LIITTEET

## LIITE 1 Sähköasemien maasulkuasettelut

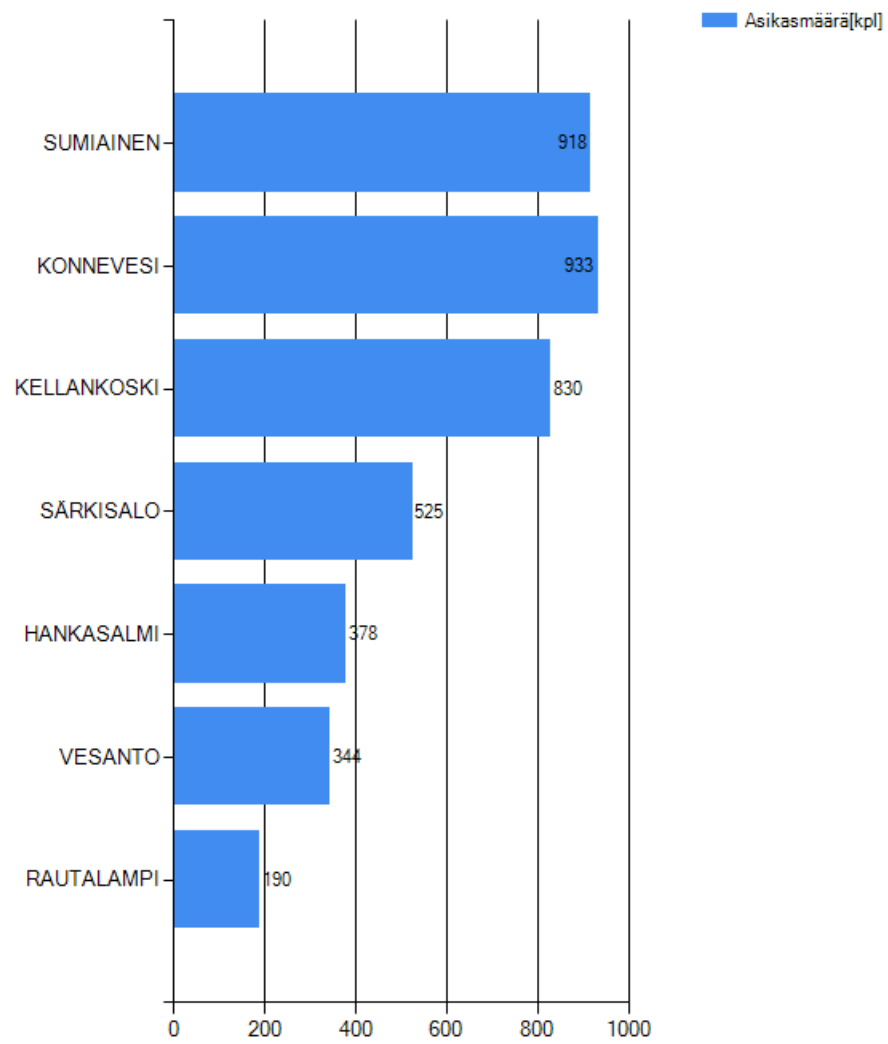
TAULUKKO 1. Sähköasemien maasulkuasettelut.

Johtolähtö	$I_{0>}$ (A)	$U_0$ (kV)	t (s)
Konnevesi			
J06 Rautalampi	1,0	2,8	0,3
J07 Hankasalmi	1,0	2,8	0,3
J08 Vesanto	1,0	2,8	0,3
J11 Kellankoski	1,0	2,8	0,3
J12 Särkisalo	1,0	2,8	0,3
J13 Konnevesi	1,0	2,8	0,3
J14 Sumiainen	1,0	2,8	0,3
Rautalampi			
J09 Kerkonkoski	3,0	3,6	0,4
J10 Kivisalmi	3,0	3,6	0,4
J13 Pukkiharju	3,0	3,6	0,4
J14 Myhi	1,0	3,6	0,4
J16 Toholhti	3,0	3,6	0,4
J18 Rautalampi	3,0	3,6	0,4

## LIITE 2 Sähköasemien asiakasmäärät johtolähdöittäin

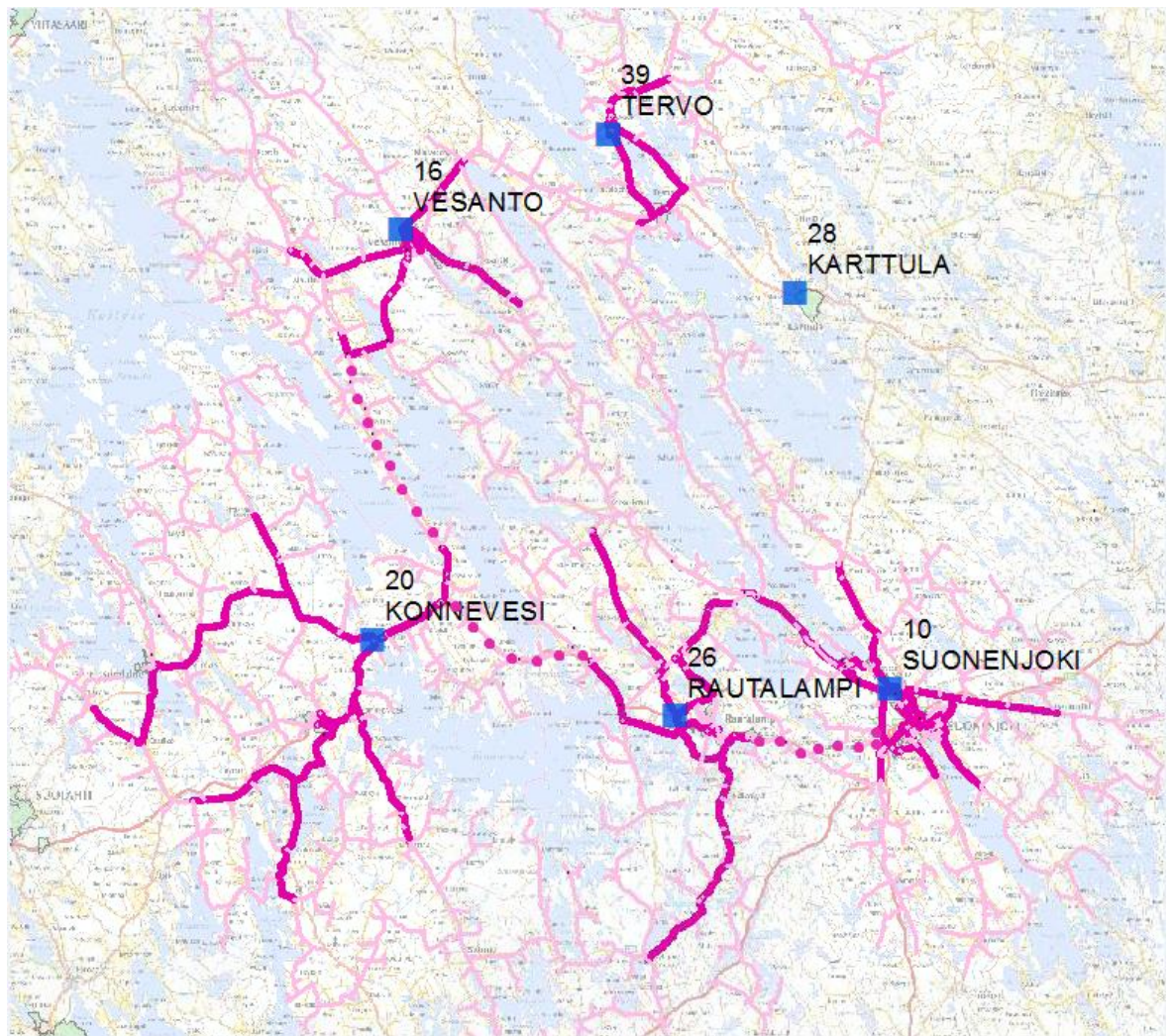


KUVIO 1. Rautalammin sähköaseman asiakasmäärät johtolähdöittäin.



KUVIO 2. Konneveden sähköaseman asiakasmäärät johtolähdittäin.

## LIITE 3 Suunnitelmissa 2 ja 3 kaapeloitavat johdot



KUVA 1. Sähköasemien väliset runkoyhteydet (pisteviiva) ja yli 1 700 MWh/a johdot (tumman pinkki viiva).



## LIITE 4 Kaapelointiasteen kehitys johtolähdöittäin

TAULUKKO 1. Kaapelointiasteen kehitys Rautalammin ja Konneveden sähköasemien johtolähdöittäin.

Sähköasema	Kaapelointiaste (%)				
	Johtolähtö	Lähtötilanne	Suunnitelma 1	Suunnitelma 2	Suunnitelma 3
Rautalampi					
	Kerkonkoski	0,8	0,8	0,8	30,3
	Kivisalmi	0	0	26,6	26,6
	Pukkiharju	2,2	14,9	14,9	39,7
	Rautalampi	34,5	98,6	98,6	98,6
	Toholahti	5,9	12,3	44,9	44,9
	Myhi	1,6	1,6	1,6	23,6
Konnevesi					
	Rautalampi	12	13,8	39,6	39,6
	Vesanto	8	7,9	48,2	48,2
	Hankasalmi	6,4	6,9	6,9	19,4
	Särkisalo	1	1	1	13,1
	Kellankoski	2,6	5	5	25,8
	Konnevesi	13,5	31,8	31,8	31,8
	Sumiainen	0,9	4,3	4,3	37,1