

Sähköverkkoyhtiön suurhäiriövarmuuden kehittämissuunnitelma

Matti Räisänen

Teollisuuden ja luonnonvarojen osaamisalan opinnäytetyö
Sähkötekniikka
Insinööri (AMK)

KEMI 2014

ALKUSANAT

Haluan kiittää opinnäytetyöni ohjaajia, toimitusjohtaja Timo Patanaa ja suunnittelupäälliköitä Jouni Perälää ja Veijo Niemikorpea Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy:stä ja lehtori Jaakko Ettoa Lapin ammattikorkeakoulusta opinnäytetyön aikana saamastani ohjauksesta. Kiitos myös Asset Visionin Juha Haakanalle vinkeistä ja materiaalista opinnäytetyöhön liittyen ja erityiskiitos koko Oulun Seudun Sähkön henkilöstölle neuvoista, joita sain opinnäytetyön teon aikana. Teidän kanssanne on ilo työskennellä.

Suuret kiitokset myös perheelleni korvaamattomasta tuesta, jonka olen saanut opintojeni aikana.

Oulussa 16.4.2014

Matti Räisänen

TIIVISTELMÄ

LAPIN AMMATTIKORKEAKOULU, Teollisuuden ja luonnonvarojen osaamisala

Koulutusohjelma:	Sähkötekniikka
Opinnäytetyön tekijä:	Matti Räisänen
Opinnäytetyön nimi:	Sähköverkkoyhtiön suurihäiriövarmuuden kehittämissuunnitelma
Sivuja (joista liitesivuja):	72 (9)
Päiväys:	16.4.2014
Opinnäytetyön ohjaajat:	DI Jaakko Etto DI Timo Patana
<p>Tämä opinnäytetyö on tehty Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy:lle kevään 2014 aikana. Opinnäytetyössä käsitellään syksyllä 2013 voimaan tulleen sähkömarkkinalain muutosten vaikutusta verkkoyhtiön verkonrakentamisen strategiaan. Vuonna 2013 uudistunut sähkömarkkinalaki toi sähköverkkoyhtiöille veloitteen parantaa sähköjakeluverkkojen toimintavarmuutta suurihäiriötilanteissa. Tämän opinnäytetyön tavoitteena on ollut luoda uusi verkonrakennusstrategia, jolla täytettäisiin voimaantulleeseen sähkömarkkinalain toimitusvarmuutta koskevat velvoitteet.</p> <p>Opinnäytetyössä selvitetään sähkömarkkinalain keskeiset verkonrakentamiseen vaikuttavat lakimuutokset, joita olivat toimitusvarmuusrajojen asettaminen ja vakiokorvauskäytännön korotus. Työssä esitellään lakimuutosten taustat ja keskeisimmät tekniikat, joilla uuden lain asettamat vaatimukset pyritään täyttämään.</p> <p>Tarkasteltavalle yhtiön jakeluverkolle tehtiin kattava nykytila-analyysi, jossa selvitettiin jakeluverkon rakenne sekä suurihäiriöorganisaation toimintakyky. Aiemmin koettujen myrskyjen sekä näiden aikana ilmenneiden vikojen perusteella luotiin suurihäiriömalli. Mallin avulla määritettiin lain vaatimat toimitusvarmuusrajat ja vaadittavan suurihäiriövarman verkon osuuden lisäys toimitusvarmuusrajojen täyttämiseksi.</p> <p>Opinnäytetyön lopputuloksena saatiin aikaan päivitetty verkonrakennusstrategia ja investointiohjelma, jolla täytetään sähkömarkkinalain toimitusvarmuutta koskevat lakivelvoitteet sähkömarkkinalain siirtymäajan aikana ja sen loppuun mennessä. Lakimuutoksen asettamat vaatimukset ja niiden täyttäminen tulevat lisäämään sähköverkon suurihäiriövarmuuteen panostettavia investointeja lähitulevaisuudessa merkittävästi.</p>	
Asiasanat: kaapelointi, myrskyt, sähkökatkot, sähkömarkkinalaki, sähköjakelu, sähköverkot, sähköyhtiöt.	

ABSTRACT

LAPLAND UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES, Industry and natural resources

Degree programme:	Electrical engineering
Author:	Matti Räisänen
Thesis title:	Developing Plan of the Major Disturbance Proof for an Electricity Distribution Company
Pages (of which appendixes):	72 (9)
Date:	16 April 2014
Thesis instructor(s):	Jaakko Etto, MSc Timo Patana, MSc
<p>This Bachelor's thesis was made for Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Ltd. during spring 2014. The aim of this Bachelor's thesis was to find out how the renewed Electricity Market Act affects network investments of an electricity distribution company Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Ltd. The new Electricity Market Act 2013 requires that all electricity distribution companies must renew their distribution networks so that they will withstand any storm or snow load.</p> <p>Theory section of the thesis clarifies how the new Electricity Market Act effects reliability demands of the electricity distribution. The thesis presents the background behind the new Electricity Market Act and the most crucial methods to meet the new requirements.</p> <p>An analysis was made to find out the current status of the network disturbance proofness, network structure and performance of the fault repairing organization. A model was made for a major disturbance in the distribution network earlier mentioned. The required share of major disturbance proof network is calculated based on the major disturbance model.</p> <p>The outcome of this thesis is an updated distribution network building strategy that takes into account requirements of the new Electricity Market Act. The new level of assurance for the electricity distribution will have an impact on structural change of distribution networks for the coming period of 15 years.</p>	
<p>Keywords: underground cabling, power outage, Electricity Market Act, electricity distribution, electricity networks, electricity distribution companies.</p>	

SISÄLLYS

ALKUSANAT	2
TIIVISTELMÄ	3
ABSTRACT	4
SISÄLLYS	5
KÄYTETYT MERKIT JA LYHENTEET	7
1 JOHDANTO	8
2 OULUN SEUDUN SÄHKÖ	10
2.1 Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy	11
3 SÄHKÖMARKKINALAKI	13
3.1 Toimitusvarmuusrajat	13
3.2 Vakiokorvaukset	14
4 SUURHÄIRIÖT	17
4.1 Pyry ja Janika	18
4.2 Gudrun ja Per	19
4.3 Kesän 2010 ukkosmyrskyt	20
4.4 Talven 2011 lumikuormat	21
4.5 OSS:n suurhäiriöt	21
4.6 Suurhäiriöiden mallintaminen	23
4.7 Toimitusvarmuusrajojen mallintaminen kesän 2010 myrskyihin	25
5 NYKYTILA-ANALYYSI	28
5.1 Verkon rakenne ja ikä	28
5.2 Keskeytystilastot	29
5.3 Suurhäiriöorganisaatio	31
5.4 Suurhäiriövarman verkon ja asiakkaiden määrittäminen	32
5.5 Suurhäiriömallin muodostaminen	33
5.6 Toimitusvarmuusrajojen määrittäminen	33
6 VERKON KEHITTÄMISTEKNIIKAT	36
6.1 Maakaapelointi	36
6.2 1000 V:n jakelujärjestelmä	38
6.3 Tienvarteen rakentaminen	40
6.4 Vierimetsien hoito	41
6.5 Verkostoautomaatio	43

6.6	Varavoima	44
7	TOIMENPITEET TOIMITUSVARMUUSTASON NOSTAMISEKSI.....	46
7.1	Asemakaava-alueet	46
7.2	Haja-asutusalueet	48
7.3	Pienjänniteverkko.....	49
7.4	Viankorjausorganisaatio.....	50
8	KEHITTÄMISRATKAISUJEN VAIKUTUKSET.....	52
8.1	Investointisuunnitelma	52
8.2	Suurhäiriövarmuuden kehitys	54
8.3	Vaikutus siirtohintaan	56
9	JOHTOPÄÄTÖKSET JA POHDINTA.....	58
	LÄHTEET.....	61
	LIITTEET	63

KÄYTETYT MERKIT JA LYHENTEET

AJK	aikajälleenkytkentä
EMV	Energiamarkkinavirasto
EV	Energiavirasto
ET	Energiateollisuus
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta
KJ	keskijännite
LUT	Lappeenrannan teknillinen yliopisto
LV	low voltage, pienjännite
MHY	Metsänhoitoyhdistys
MTK	Metsätalouden kehittämiskeskus
MV	medium voltage, keskijännite
OSS	Oulun Seudun Sähkö
PAS	keskijänniteverkon päällystetty avojohto
PJ	pienjännite
PJK	pikajälleenkytkentä
SENER	Sähköenergialiitto ry
SHV	suurhäiriövarma
SML	sähkömarkkinalaki
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
TTY	Tampereen teknillinen yliopisto
VTT	Teknologian tutkimuskeskus

1 JOHDANTO

Nyky-yhteiskunta on yhä enemmän riippuvainen luotettavasta sähkönjakelusta. Lähes kaikki toiminnot ovat riippuvaisia sähköstä, ja jo lyhyet sähkökatkot aiheuttavat merkittävästi harmia ja taloudellisia menetyksiä, puhumattakaan pitkäkestoisista katkoista, jotka pahimmillaan lamauttavat yhteiskunnan toiminnan. Tämän vuosituhannen aikana koetut myrskyt ja niistä aiheutuneet sähköverkon laajat vauriot ovat saaneet myös päätäjät heräämään asiaan. Vuoden 2012 alussa elinkeinoministeri Jyri Häkämies antoi Työ- ja elinkeinoministeriön energiaosastolle tehtäväksi selvittää, kuinka sähkön jakeluvarmuutta voisi parantaa. Selvityksen tuloksena julkaistiin maaliskuussa 2012 muistio, jossa annettiin luonnos uudesta sähkömarkkinalaista, jolla saataisiin sähköyhtiöt nopeuttamaan toimitusvarmuuden kehittämistä.

Syyskuussa 2013 tuli voimaan uusi sähkömarkkinalaki, joka ohjaa sähköyhtiöt parantamaan merkittävästi sähkön toimitusvarmuutta. Lakimuutoksilla korotettiin vakiokorvauksia ja asetettiin enimmäiskestoajat jakeluverkon sääilmiöistä aiheutuville sähkökatkoille. Nämä enimmäiskestoajat ovat asemakaava-alueilla 6 tuntia ja muilla alueilla 36 tuntia. Lakimuutoksien tarkoituksena on ohjata verkkoyhtiöt parantamaan sähköverkkoja ja niiden toimitusvarmuutta, jotta viime vuosina koettujen suurhäiriöiden kaltaisia tilanteita ei pääsisi syntymään. Aikaa toimitusvarmuusrajojen saavuttamiseen annettiin vuoden 2028 loppuun. Siirtymäajalle kirjattiin lakiin myös välitavoitteet.

Verkonhaltijat voivat itse päättää, millä keinoin he asetetut kriteerit täyttävät. Sääntely ei edellytä johtojen kaapelointia, vaikkakaan siltä ei voitane puuvaltaisimmilla alueilla vältyä. Muita, kustannuksiltaan huomattavasti huokeampia keinoja velvoitteiden täyttämiseksi voivat tapauskohtaisesti olla esimerkiksi johtojen rakentaminen teiden varsille, verkostoautomaation lisääminen sekä varayhteyksien rakentaminen. Sähkömarkkinalain keskeytysaikavaatimukset on tarkoitettu koskemaan lähinnä suurhäiriötilannetta, jonka mukaisesti opinnäytetyön tarkastelutkin on tehty.

Useat verkkoyhtiöt joutuvat lakimuutosten vuoksi investoimaan huomattavia summia suurhäiriövarmuuden parantamiseksi. Tämä asettaa monille yhtiöille myös taloudellisia haasteita tuleviksi vuosiksi. Investointien vaikutus siirtohintoihin on myös väistämätöntä. Haasteelliseksi tilanteen tekee myös muutosten nopea aikataulu, koska aikaa toimitusvarmuusrajojen täyttämiseksi on vain 15 vuotta, kun normaalit jakeluverkon kompo-

nenttien pitoajat ovat 30–50 vuotta. Nopea investointiaikataulu asettaa yhtiöille rahoituspaineita, sekä sen että sähköverkkoa ei voida uusia sen normaalin pitoajan puitteissa.

Tämän opinnäytetyön tavoitteena on tutkia sähkömarkkinalain muutosten vaikutusta Oulun Seudun Sähkön verkonrakentamisen strategiaan. Tutkittavina kohtina työllä on ensisijaisesti tarvittavien kaapelointimäärien selvittäminen ja mahdollisesti muiden tekniikoiden hyödyntäminen suurhäiriövarmuuden parantamisessa. Tavoitteena työllä on luoda uusi verkonrakennusstrategia, jolla täytetään uuden sähkömarkkinalain toimitusvarmuuskriteerit. Työn pohjalta voidaan arvioida onko suurhäiriöihin varautuminen riittävällä tasolla ja löytää keinot suurhäiriövarmuuden parantamiseksi.

2 OULUN SEUDUN SÄHKÖ

Oulun Seudun Sähkö on energia-alalla toimiva keskusosuuskunta, joka tarjoaa toiminta-alueensa asiakkaille sähkönsiirtoa, sähköenergian myyntiä ja kaukolämpöä, lisäksi sillä on omaa sähköntuotantoa. Oulun Seudun Sähkö on perustettu 1921 ja se on toisen asteen osuuskunta. Jäseninä on kaksitoista sähköosuuskuntaa ja kolme muuta yhteisöä. Jäsenosuuskunnissa jäseniä on noin 15 000 ja jäsenyys on vapaaehtoista käyttöpaikan haltijalle. Henkilöasiakkaista jäseninä on noin 50 %. Kuvassa 1 on esitetty keskusosuuskunnan hallinto-organisaatiokaavio. (Oulun Seudun Sähkö www-sivut 2014, hakupäivä 16.2.2014.)

Hallinto-organisaatio



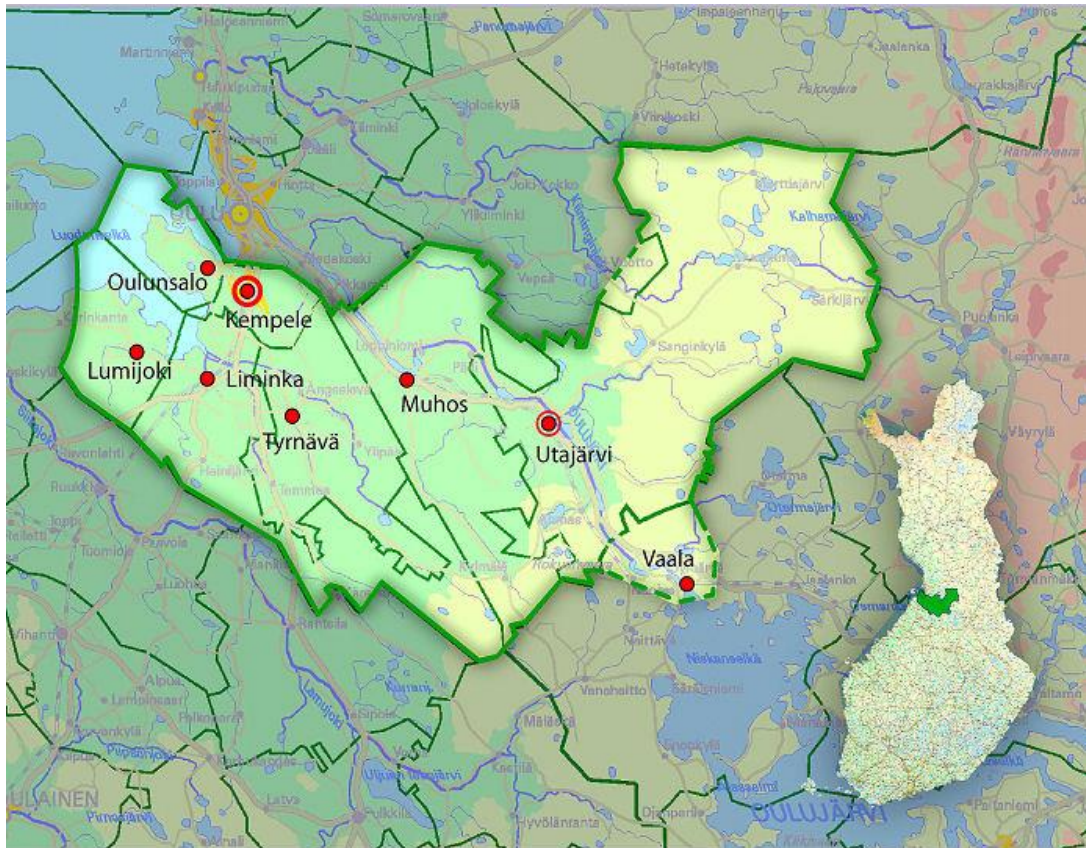
Kuva 1. Keskusosuuskunnan hallinto-organisaatiokaavio (Oulun Seudun Sähkö 2013, 11)

Keskusosuuskunta Oulun Seudun Sähkössä ylintä päätösvaltaa käyttää osuuskuntakokous. Siihen osallistuu edustaja jokaisesta 12 jäsenosuuskunnasta ja kolmesta muusta jäsenyhteisöstä. Hallintoneuvostoon kuuluu 22 jäsentä. Osuuskunnan asiakasmäärästä riippuu, montako jäsentä osuuskuntakokous valitsee osuuskunnasta hallintoneuvostoon.

OSS:n toimialueen jokaisesta osuuskunnasta on ainakin yksi edustaja. Hallituksen muodostavat hallintoneuvoston kolmeksi kalenterivuodeksi kerrallaan valitsemat viisi henkilöä. Hallitus muun muassa vahvistaa sähkön siirron sekä liittymis- ja palvelumaksujen hinnat. Oulun Seudun Sähkö omistaa sataprosenttisesti tytäryhtiö Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy:n, joka huolehtii sähkönsiirrosta jakelualueella. (Oulun Seudun Sähkö www-sivut 2014, hakupäivä 16.2.2014.)

2.1 Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy

Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy:n tehtävänä on siirtää sähköä kantaverkosta asiakkaille, huolehtia sähköverkon suunnittelusta, rakennuttamisesta ja kunnossapidosta Kempeleen, Oulunsalon, Limingan, Lumijoen, Tyrnävän, Muhoksen ja Utajärven kuntien sekä Vaalan keskustan alueella. Lisäksi huolehdittavana on sähkökaupan verkonhaltijan sähkön tase- ja laatuasioita. Kuvassa 2 on esitetty yhtiön jakelualue.



Kuva 2. Oulun seudun sähkön jakelualue (Oulun Seudun Sähkö 2014, hakupäivä 16.2.2014)

Alla on esitetty muutamia sähköverkkoyhtiön tunnuslukuja. Verkkoa on yhteensä noin 3 400 km seuraavasti:

- 16 km 110 kV:n korkeajännitejohtoa
- 1400 km 20 kV:n keskijännitejohtoa
- 2000 km 400 V:n pienjänniteverkkoa
- 12 sähköasemaa 110/20 kV
- 1 400 muuntamoaa 20/0,4 kV
- 29 000 käyttöpaikkaa
- 20 250 liittymää
- 200...300 uutta liittymää/vuosi
- 450 GWh/a:n siirto.

Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy:n palveluksessa toimii 15 henkilöä ja vuosittaiset verkkoon kohdistetut investoinnit ovat noin 3,5 miljoonaa euroa. Koko konsernin liikevaihto vuonna 2013 oli 43,7 miljoonaa euroa ja tulos 3,5 miljoonaa euroa. Yhtiön omistajan ollessa osuuskunta, ei tarkoituksena ole ottaa verkon arvon puitteissa maksimituottoa omistajilleen, vaan tarjota edullisia energiapalveluja jakelualueensa asiakkaille. (Oulun Seudun Sähkö 2014; Patana 12.3.2014 haastattelu.)

3 SÄHKÖMARKKINALAKI

Sähkömarkkinalain tarkoituksena on varmistaa edellytykset tehokkaasti, varmasti ja ympäristön kannalta kestävästi toimiville sähkömarkkinoille siten, että hyvä sähkön toimitusvarmuus, kilpailukykyinen sähkön hinta ja kohtuulliset palveluperiaatteet voidaan turvata loppukäyttäjälle. Lain tavoitteisiin kuuluu kohtuuhintaisen ja riittävän hyvälaatuisen sähkön saannin turvaaminen. Laki koskettaa kaikkia sähkömarkkinoilla toimivia osapuolia, jotka vastaavat sähkön tuotannosta, tuonnista, viennistä, siirrosta tai myynnistä. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 1:1.1 §.)

1.9.2013 voimaan tullessa uudessa Sähkömarkkinalaissa oli merkittäviä muutoksia, jotka tulevat vaikuttamaan sähkönjakeluyhtiöiden verkonrakentamiseen tulevina vuosina. Merkittävimmät muutokset olivat sähkön toimitusvarmuuden tavoitetasot ja sähkökatkoista johtuvien vakiokorvausten korottaminen. Energiateollisuuden kesällä 2013 tekemän selvityksen perusteella verkkoyhtiöt investoivat lähivuosina verkkoihinsa voimakkaasti. Ilmassa kulkevia sähköjohtoja puretaan ja tilalle rakennetaan maakaapeleita, jotka ovat suojassa myrskyiltä. Maakaapeleiden osuus sähkönjakeluverkon kokonaispituudesta kasvaa Energiateollisuuden selvityksen perusteella 29 prosentista (2012) 44 prosenttiin (2019). Maakaapelointia jatketaan edelleen 2020-luvulla. Lisäksi sähkönjakelun laatua parannetaan siirtämällä sähköjohtoja metsistä teiden varsille ja lisäämällä sähkönjakeluautomaatiota. Uusi sähkömarkkinalaki velvoittaa jakeluverkonhaltijoita myös tiedottamaan verkon käyttäjille häiriötilanteissa ja antamaan arvion keskeytyksen kestosta ja laajuudesta. (Energiateollisuus 2014, hakupäivä 19.2.2014.)

3.1 Toimitusvarmuusrajat

Sähköverkkoyhtiöiden verkonrakentamiseen merkittävimmin vaikuttava lakimuutos liittyi toimitusvarmuuden tavoitetasojen asettamiseen. Muutoksen taustalla vaikuttivat vahvasti vuosien 2010 ja 2011 laajat jakeluverkkojen myrskyvahingot ja sähkökäyttäjien kokemat pitkät sähkökatkot. Työ- ja elinkeinoministeriön energiaosaston maaliskuussa 2012 laatima ehdotus tuli voimaan uudessa Sähkömarkkinalaissa 1.9.2013 alkaen. Tämän lain pykälän 51 mukaan jakeluverkko on suunniteltava ja rakennettava, ja sitä on ylläpidettävä siten että, jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta asemakaava-alueella verkon käyttäjälle yli 6 tuntia kestäväää säh-

könjakelun keskeytystä ja muulla kuin asemakaava-alueella aiheuta verkon käyttäjälle yli 36 tuntia kestävä sähköjakelun keskeytystä. Jakeluverkonhaltija voi määrittää käyttöpaikkaan sovellettavan tavoitetason paikallisten olosuhteiden mukaisesti, jos käyttöpaikka sijaitsee saarella, johon ei ole siltaa tai vastaavaa muuta kiinteää yhteyttä, taikka säännöllisesti liikennöitävää maantielauttayhteyttä, tai käyttöpaikan vuotuinen sähkönkulutus on ollut kolmen edellisen kalenterivuoden aikana enintään 2 500 kilowattituntia ja 36 tunnin vaatimuksen täyttämisen edellyttämien investointien kustannukset olisivat käyttöpaikan osalta poikkeuksellisen suuret sen muista käyttöpaikoista etäisen sijainnin vuoksi. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 2:6.51 §.)

Toimitusvarmuuden tavoitetasoja koskevat vaatimukset on täytettävä viimeistään 31.12.2028. Siirtymäsäännöksinä lakiin on asetettu että, vaatimusten on täytyttävä vähintään 50 prosentilla jakeluverkon käyttäjistä viimeistään 31.12.2019 (vapaa-ajan asunnot pois lukien) ja vähintään 75 prosentilla jakeluverkon käyttäjistä viimeistään 31.12.2023 (vapaa-ajan asunnot pois lukien). Energiamarkkinavirasto voi jakeluverkonhaltijan hakemuksesta jatkaa vähintään 75 prosenttia jakeluverkon käyttäjistä koskevaa täytäntöönpanoaikaa painavista syistä enintään 31.12.2025 asti ja erittäin painavista syistä enintään 31.12.2028. Energiamarkkinavirasto voi jakeluverkonhaltijan hakemuksesta jatkaa kaikkia jakeluverkon käyttäjistä koskevaa täytäntöönpanoaikaa painavista syistä enintään 31.12.2032 asti ja erittäin painavista syistä enintään 31.12.2036 asti. Täytäntöönpanoajan jatkamisen edellytyksenä on, että vaatimusten täyttäminen edellyttää jakeluverkonhaltijoiden keskiarvoa merkittävästi suuremman osuuden keski- ja pienjännitejohdoista muuttamista ilmajohdoista maakaapeleiksi ja että jakeluverkonhaltija joutuu vaatimusten täyttämiseksi uusimaan ennen aikaisesti merkittävän määrän jakeluverkkoa. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 7:17.119 §.)

3.2 Vakiokorvaukset

Vakiokorvausmenettelyn perustana on pyrkimys saada verkonhaltijat kehittämään ja ylläpitämään oman verkkonsa toimintavarmuutta. Kun sähkökäyttäjien kokemat keskeytykset pitenevät ajallisesti kestämään tietyn portaan yli, hyvitetään asiakkaalle sähkölaskussa tietty ennalta sovittu prosentuaalinen korvaus. Vakiokorvaukset tulivat osaksi sähkömarkkinalakia vuonna 2003 ja kymmenen vuotta myöhemmin sähkökatkoista

maksettavia vakiokorvauksia korotettiin ja niihin lisättiin kaksi uutta porrasta. Nyt korvauksia maksetaan sähkökäyttäjälle sähkökatkojen mukaan:

- 10 % käyttäjän vuotuisesta siirtopalvelumaksusta, kun keskeytysaika on ollut vähintään 12 ja enintään 24 tuntia
- 25 % käyttäjän vuotuisesta siirtopalvelumaksusta, kun keskeytysaika on ollut vähintään 24 ja enintään 72 tuntia
- 50 % käyttäjän vuotuisesta siirtopalvelumaksusta, kun keskeytysaika on ollut vähintään 72 ja enintään 120 tuntia
- 100 % käyttäjän vuotuisesta siirtopalvelumaksusta, kun keskeytysaika on ollut vähintään 120 ja enintään 192 tuntia
- 150 % käyttäjän vuotuisesta siirtopalvelumaksusta, kun keskeytysaika on ollut vähintään 192 ja enintään 288 tuntia
- 200 % käyttäjän vuotuisesta siirtopalvelumaksusta, kun keskeytysaika on ollut vähintään 288 tuntia. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 5:13.100 §.)

Lisäksi vakiokorvausten enimmäismäärä nostettiin 700 eurosta 2000 euroon tai enintään 200 prosenttiin vuotuisesta siirtopalvelumaksusta. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 5:13.100 §.)

Jos sama sähköjakelun tai sähkötoimituksen keskeytyminen ulottuu kahden kalenterivuoden ajalle, jyvitetään keskeytymisestä maksettava vakiokorvaus enimmäismäärää laskettaessa kullekin kalenterivuodelle sen perusteella, mikä osuus keskeytysajasta kuhunkin kalenterivuoteen kohdistuu. Vakiokorvausportaissa ei ole siirtymäsäännöstä, vaan ne tulivat voimaan 1.9.2013. Sen sijaan siirtymäsäännös on vakiokorvausten enimmäismäärälle, joka on 1 000 euroa, jos vakiokorvauksen perustana oleva keskeytys on alkanut ennen 1.1.2016 ja 1 500 euroa, jos vakiokorvauksen perustana oleva keskeytys on alkanut ennen 1.1.2018. Loppukäyttäjällä on ilman eri vaatimusta oikeus vakiokorvaukseen. (Energiateollisuus, 2013.)

Vakiokorvausten maksamisen perusteena oleva keskeytysaika alkaa siitä, kun vika on tullut sähköyhtiön tietoon joko sähköverkon käytönvalvontajärjestelmän kautta tai sähkökäyttäjän ilmoituksesta ja päättyy, kun vika on saatu korjatuksi. Lisäksi keskeytysajan laskennassa noudatetaan toimialajärjestön suositusta siitä, että laskenta alkaa alusta, jos sähköt ovat olleet välillä päällä vähintään kahden tunnin ajan, pois lukien sähkö-

lämmitystaloudet, joiden tapauksessa sähköllinen aika tulisi olla vähintään puolet edeltäneen keskeytyksen ajasta. Sellaisissa tapauksissa, joissa vian korjausmiehistön turvallisuus on vaarassa, keskeytysajan laskenta aloitetaan vasta silloin, kun korjaus voidaan turvallisesti aloittaa. Tällaisia tapauksia voisivat olla esim. rajut myrskyt, joissa korjaajat ovat vaarassa jäädä kaatuvien puiden alle tai on vaarallista lähteä veneellä saaristoon korjaamaan vikoja. (Sener 2004, 14–15, 23–24.)

4 SUURHÄIRIÖT

Sähköverkon poikkeuksellisen laajaa ja vakavaa häiriötilannetta kutsutaan suurhäiriöksi. Suurhäiriölle ei ole virallista määritelmää, mutta yleisesti tilanteella tarkoitetaan, että yli 20 % yhtiön asiakkaista on ilman sähköä tai 110 kV:n johto tai 110/20 kV:n sähköasema tai päämuuntaja vikaantuu pitkäaikaisesti (useita tunteja). (LUT & TTY 2005.) Sähköenergialiitto ry, Sener on vuonna 2002 laatinut verkostosuosituksen ”Sähköverkkoyhtiön toiminta suurhäiriössä”, jossa suurhäiriöohjeen käyttöä kuvaillaan näin: ”Ohjetta sovelletaan laajoissa useita johtolähtöjä tai yli 20 % asiakkaista koskevissa myrsky-, ukkos-, lumikuorma- yms. vastaavissa häiriöissä.” (Sener 2002.)

Sähkönjakeluverkolle suurinta haittaa aiheuttaa ympäri vuoden puhaltavat tuulet. Tuulen seurauksena puut tai oksat kaatuvat sähköjohdoille ja aiheuttavat johtolähdön katkaisijan laukeamisen. Talvella sähkönjakelulle haittaa aiheuttaa tykkylumi. Se on lunta, joka ilmankosteuden vaikutuksesta on kertynyt puun oksiin. Tykkylumi painaa pienirunkoisia puita notkolle, jolloin ne osuvat ilmajohtoon ja aiheuttavat jälleenkytkennän tai keskeytyksen. Vuonna 2011 sähkönjakelun keskeytyksistä 69 prosenttia aiheutui tuulesta ja myrskystä, lumi- ja jääkuorma aiheutti 11 prosenttia ja ukkonen 3 prosenttia keskeytyksistä. Yhteensä 83 % sähkönjakelun keskeytyksistä aiheutui sääilmiöistä. (Vainikka 2014, 23.)

Ilmaston muutoksen seurauksena maapallon lämpötila kohoaa. Lämpötilan kohoaminen on johtanut muun muassa arktisen merijään vähenemiseen. Merijään sulaminen johtaa itätuulten yleistymiseen syksyisin ja voi vaikuttaa tulevaisuudessa Suomessa koettuihin myrskyihin. Suomessa lämpötilan kohoamisen vaikutuksesta ei talvisin esiintyisi routaa. Routa sitoo talvella puiden juuret tukevammin maahan, jolloin ne eivät kaadu niin helposti. Roudattomuus oli osasyynä viime vuosina koettujen talvimyrskyjen tuhojen laajuuteen. (Vainikka 2014, 24.)

Seuraavassa on listattu tapahtuneita suurhäiriöitä Suomessa ja Ruotsissa. Nämä suurhäiriöt toimivat sähkömarkkinalain muutoksen taustalla ja herättivät yhteiskunnan ajattelemaan sähkön toimitusvarmuuden merkitystä.

4.1 Pyry ja Janika

Syksyllä 2001 Suomea riepottelivat Pyry- ja Janika-myrskyt. Näiden vaikutuksesta aiheutui sähkökatkoja yli 800 000 sähköyhtiöiden asiakkaalle. Pisimmillään katkot kestivät yli viikon. Myrskyt kaatoivat sähkölinjoille noin 90 000 puuta ja aiheuttivat pien- ja keskijänniteverkon vikoja noin 30 000 ja nollajohtimien katkeamisia noin 10 000. Myrskyn aiheuttamat korjauskustannukset jakeluverkonhaltijoille olivat yli 10 miljoonaa euroa. Keskituulennopeudet näissä myrskyissä olivat 14 – 20 m/s. Kuitenkin puusmittaisen tuulen vuoksi (jopa 30 – 50 m/s) erityisesti Janika aiheutti paljon puiden kaatumista. Sisäasiainministeriö teetti myrskyjen jälkeen selvityksen niiden yhteiskunnallisista vaikutuksista. Sähkökatkoista aiheutuneita ongelmia myrskyissä olivat muun muassa pelastustoimen ja verkonhaltijoiden kommunikointiongelmat, kiinteiden viestintäverkkojen, matkapuhelinverkkojen ja viranomaisradioverkon katkokset ja niiden seurannaisvaikutukset. Yleisesti suurimpana ongelmana pidettiin eri toimijoiden varautumattomuutta tämänkaltaisiin ongelmatilanteisiin. Jälkiseuraamuksena myrskyistä säädettiin sähkömarkkinalakiin käytäntö vakiokorvauksien maksamisesta. Kuvassa 3 näkyy keskijännitejohdolle kaatuneita puita myrskyn jäljiltä. (Verho, Partanen, Honkapuro, Lassila, Kaipia, Järventausta, Strandén, Mäkinen, Nurmi & Hagqvist 2010, 6.)



Kuva 3. Myrskytuhoja keskijänniteavojohdolla (Uusi-Rasi 2012, 12)

4.2 Gudrun ja Per

Etelä-Ruotsia tammikuussa 2005 koetellut talvimyrsky Gudrun on vieläkin parempi esimerkki sähköhuollon suurhäiriöstä ja sen yhteiskunnallisista seuraamuksista. Gudrun sekoitti totaalisesti yhteiskunnan toiminnan, ja korkein tuolloin mitattu keskituulennopeus oli 33 m/s, puuskien ylittäessä 40 m/s. Pahimmillaan sähköttä oli 730 000 sähköyhtiöiden asiakasta ja pisimmillään sähköt olivat poikki jopa 45 vuorokautta. Myös alueverkot kärsivät vaurioita. Arvioiden mukaan verkonhaltijoille aiheutui myrskystä yhteensä noin 2 400 miljoonan Ruotsin kruunun korjauskustannukset (nykyisellä kursilla noin 275 M€). Kaksi vuotta Gudrunin jälkeen tammikuussa 2007 toinen myrsky, Per, teki tuhojaan eteläisessä Ruotsissa. Per koetteli useita samoja kuntia mitä Gudrun aiemmin. Myrskyn vaikutusalue oli hieman laajempi, mutta myrskytuhot olivat muutoin pienemmät suurimman keskituulennopeuden oltua 29 m/s. Sähkökatkoja aiheutui noin 440 000 asiakkaalle pisimpien ollessa 10 vuorokautta. Verkkoyhtiöille aiheutuneet korjauskustannukset olivat arviolta 650 miljoonaa kruunua. Kuvassa 4 on kuvattu Gudrun-myrskyn puustolle aiheuttamia tuhoja. (Verho ym. 2010, 7.)



Kuva 4. Gudrun-myrskyn puustolle aiheuttamia tuhoja Ruotsissa (Energimyndigheten www-sivut 2014, hakupäivä 27.3.2014)

4.3 Kesän 2010 ukkosmyrskyt

Vuoden 2010 kesällä Suomessa koettiin ennätyshelteiden jälkeen neljän voimakkaan ukkosmyrskyn sarja. Asta-, Veera-, Lahja- ja Sylvi-myrskyt koettiin varsin lyhyen ajan sisään heinä-elokuun taitteessa. Myrskyt koettelivat pääsääntöisesti Länsi-, Etelä- ja Itä-Suomea. Tuulen puuskien on arvioitu tuhojälkien perusteella olleen yli 30 m/s. Myrskyt aiheuttivat laajoja metsätuhoja ja sähköjen katkeamisen noin 481 000 asiakkaalta. Pisimmät sähkökatkot olivat jopa kuukauden pituisia vakituisissa asuinkiinteistöissä. Pisin yksittäistä asiakasta koskeva keskeytys oli kestoltaan noin 1 000 tuntia. (Energiavirasto 2011, 5 – 8.)

4.4 Talven 2011 lumikuormat

Vuoden 2011 alussa lumikuormat aiheuttivat sähkökatkoja kymmenille tuhansille asiakkaille. Pisimmillään asiakkaat joutuivat olemaan ilman sähköjä noin viikon. Entistä hankalamman tilanteesta teki kova pakkanen. Etelä-Savossa kunnat tarjosivatkin vapaaehtoista evakuointimahdollisuutta haja-asutusalueiden asukkaille ja joidenkin koulujen oppilaat siirrettiin toisen koulun tiloihin. Matkaviestinverkoille sekä rautatieliikenteelle aiheutui ongelmia ja vedenjakelussa jouduttiin turvautumaan erityisjärjestelyihin. Etelä-Savossa puolustusvoimat antoi sähköverkkoyhtiölle ensin virka-apuna ja myöhemmin maksullisena työvoima-apuna maastokuorma-autoja miehistön kuljettamiseen. Myös Päijät-Hämeessä turvaututtiin puolustusvoimien virka-apuun. Kuvassa 5 on nähtävissä tykkylumen painama koivu keskijännitejohtimen päällä. (TTY & VTT 2012.)



Kuva 5. Tykkylumen painama koivu keskijännitejohtimella (Yle Etelä-Savo 2012)

4.5 OSS:n suurhäiriöt

Oulun Seudun Sähköllä suurhäiriö määritelmää on käytetty yleistä määritelmää lievemmissäkin tapauksissa. Suurhäiriöllä on tarkoitettu tilannetta, jossa vähintään viiden johtolähdön katkaisijat ovat lauenneet. Tällöin päivystäjä on hälyttänyt valvomoon apuvoimia koordinoimaan ja tiedottamaan tilanteesta. Lisäksi korjaushenkilöstöä hälytetään korjaamaan aiheutuneita vikoja. (Niemicorpi 17.2.2014, haastattelu.)

Kokemusperäisesti on huomattu, että jakelualueen läntisellä puolella tuulen puuskien ylittäessä nopeuden 21 m/s alkaa jakeluverkkoon syntyä vikoja katkenneiden oksien yms. toimesta. Sisämaassa tämä häiriötulennopeus on pienempi. Yli 21 m/s keskitulennopeudet luokitellaan Ilmatieteenlaitoksen mukaan myrskyksi. Vuosikeskiarvona koko Suomen rannikkoasemilla on 20 myrskypäivää vuodessa, jolloin mitatut keskitulennopeudet ylittävät myrskyn rajan. Kuitenkin yhdellä merialueella tai mittausasemalla ei esiinny näin monta myrskyä vuodessa. Kun merellä mitataan myrskylukemia, rannikolla ja usein myös sisämaassa puhaltaa vähintään navakasti (8 - 12 m/s). Sisämaassa tuulee kovaa (10 minuutin keskituulen nopeus vähintään 14 m/s) aika harvoin. (Patana 12.3.2014 haastattelu; Ilmatieteenlaitos 2014, hakupäivä 13.3.2014.)

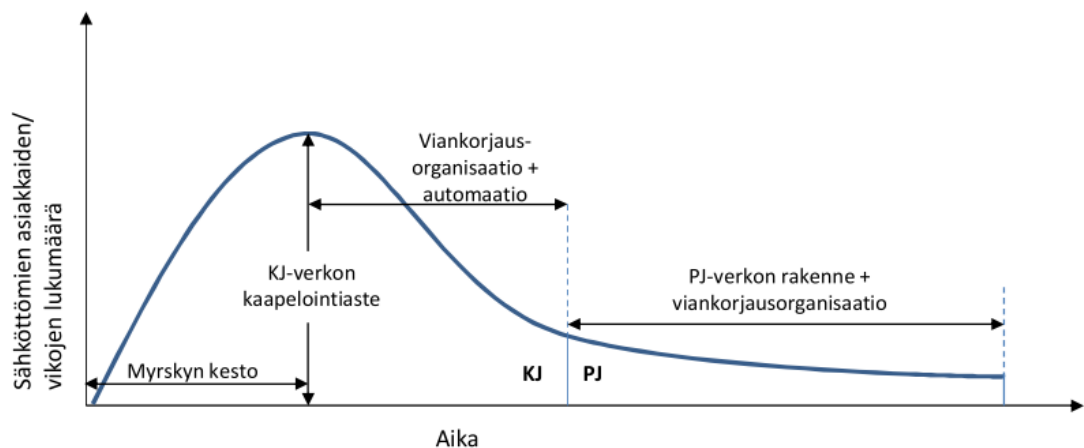
OSS:llä on tilastoituna yksittäiset keskeytykset vuodesta 2003 alkaen. Tällä ajanjaksolla OSS:n oman määritelmän mukaisia suurhäiriöitä on sattunut jakelualueella kuusi kappaletta, joista kolme vuoden 2013 loppupuolella. Yleisen määritelmän mukaisia suurhäiriöitä on sattunut OSS:n jakelualueella viimeksi 80-luvulla, jolloin Sanna- ja Manta-myrsky aiheuttivat tuhoa sähköverkolle. Tällöin sähköverkkoa on ollut korjaamassa koko käytettävissä oleva henkilöstö (noin 20–25 viankorjaajaa) ja pisimmillään asiakkaat ovat olleet ilman sähköjä noin 20 tuntia. Sanna-myrsky aiheutti jakeluverkon vikojen lisäksi myös kantaverkon 110 kV:n pylvään kaatumisen. Vakiokorvauksia yhtiö on tietävästi joutunut maksamaan kaksi kertaa pieniä määriä. (Niemikorpi 17.2.2014, haastattelu.)

OSS:n jakelualueella ei siis ole nykymuodossaan sattunut Etelä-Suomen kaltaisia myrskyn aiheuttamia vakavia sähköjakelun häiriöitä. Tämän kaltainen suurhäiriöhistoria tuottaa hankaluuksia mallinnettaessa jakeluverkon myrskykestoisuutta, koska mahdollisten vikojen määrää ja laajuutta on hankala arvioida tiedon puuttuessa. Lisäksi liian hyvä myrskyhistoria voi vaikuttaa negatiivisesti verkon suurhäiriövarmuuden kehittämiseen liittyviin asenteisiin ja sähköyhtiön asiakkaan näkökulmasta katsottuna voi tulla olo, että maksetaan niin sanotusti tyhjästä.

4.6 Suurhäiriöiden mallintaminen

Suurhäiriöihin varautumisessa on tärkeä tiedostaa millaisia vaurioita voi pahimmillaan ilmetä, kun vaurioiden aiheuttajana ovat tuulet tai lumikuormat. Suunnittelukriteerien mitoitus pahimman mahdollisen tilanteen mukaan ei kuitenkaan ole taloudellisesti järkevää. Realistisen kuvan muodostaminen vaurioiden laajuudesta mahdollisimman aikaisessa vaiheessa on tärkeää. Kohtuullisen riskitason määrittäminen on haastava prosessi ja sen tulee perustua verkon nykytilaan sekä aikaisempien myrskyjen vaikutusten tarkasteluun. (Hevosmaa 2013, 47.)

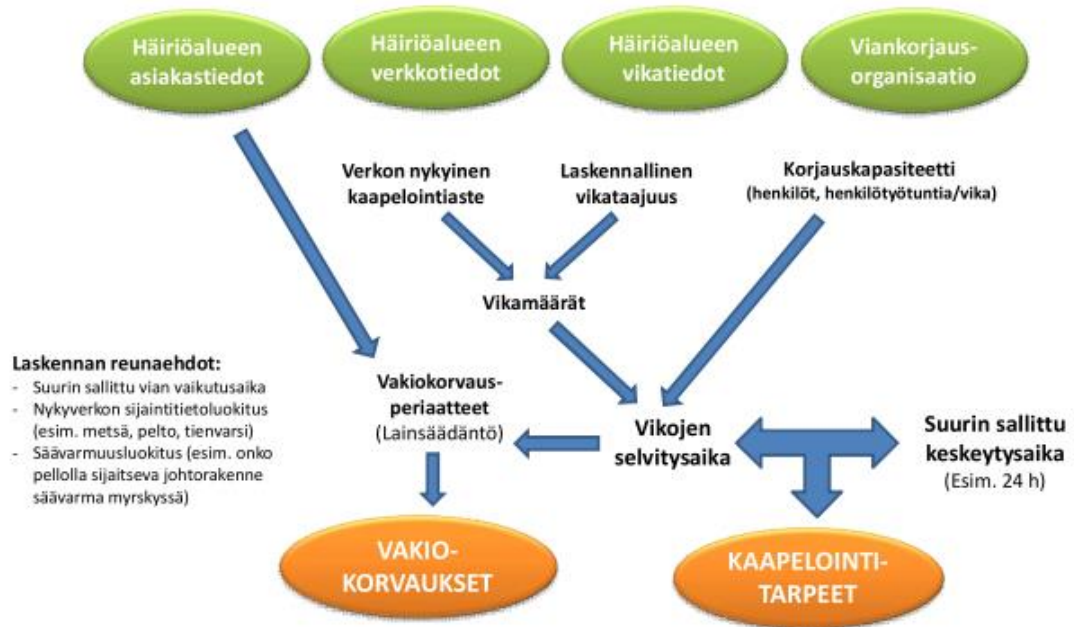
Kuvasta 6 nähdään periaate sähköttömien asiakkaiden ja vikamäärän jakaumasta suurhäiriömallintamisessa. Kuvaan on merkitty pääperiaatteet käyrän muotoon vaikuttavista tekijöistä. Todellisuudessa myrskyjakson sisällä voi olla useita, eri aikoina esiintyviä myrskykeskittyymiä, jolloin selvityskäyrään voi muodostua useampi kuin yksi huippu. Tämä vaikeuttaa suurhäiriöiden matemaattista mallintamista. Tällaisessa tilanteessa myrskyselvitystietojen läpikäynti ja jäsentely sekä laskentasovitteen määrittäminen on haastavaa. (Partanen, Lassila, Kaipia & Haakana 2012, 10.)



Kuva 6. Sähköttömien asiakkaiden ja vikojen määrä – jakauma suurhäiriömallintamisessa (Partanen ym. 2012, 10)

Myrskyn niin sanottuna 0-hetkenä pidetään hetkeä, jolloin sähköttömien asiakkaiden määrä ei enää kasva (kuvan käyrässä korkein kohta). Käytännössä tämän hetken saavuttaminen kestää tilastojen mukaan parista tunnista puoleen vuorokauteen myrskystä ja tarkastelualueesta riippuen. Erityisesti suurhäiriössä, jossa viat aiheutuvat pääasiassa

lumikuorman takia johdon päälle taipuvista puista, voi 0-hetken määrittäminen olla vaikeampaa, koska vikoja syntyy koko ajan vian selvityksen edetessäkin. (Partanen ym. 2012, 10–11.)



Kuva 7. Suurhäiriömallintamisen peruseriaatteet (Partanen ym. 2012, 11)

Suurhäiriömallinnusta varten tarvitaan huomattava määrä tietoa myrskystä sekä tarkasteltavan verkon tilasta. Kuvan 7 lähtötiedot esittävät tietoja, joita mallinnuksen toteuttamiseksi tarvitaan. Viankorjausorganisaatio kuvaa viankorjaukseen käytetyn organisaation kokoa ja vikojen korjaamiseen käytettyjä tunteja. Häiriöalueen vikatiedot sisältävät tiedot vikojen määrästä sekä vikaantuneiden alueiden keskeytysajoista eli ne pitävät sisällään tiedon viankorjauksen etenemisestä. Häiriöalueen verkkotiedot puolestaan kertovat sen, kuinka verkon nykyinen topologia on vaikuttanut myrskyn aiheuttamiin keskeytyksiin. Esimerkiksi pj- ja kj-verkon kaapelointiasteet ilmoittavat verkkopituuden, joka on varmasti suojassa myrskyiltä. Kaapelointiastetta nostamalla suuhäiriön alttiina olevan johto-osuudet (vikamäärät) vähenevät, jolloin vian selvitysajat lyhenevät ja asiakkaiden kokemat keskeytysajat jäävät lyhyemmiksi. Tämä olettaen, että viankorjausorganisaatio toimii jatkossakin samoilla resursseilla ja tehokkuudella kuin tarkasteltujen myrskyjen aikana.

Häiriöalueen asiakastiedoilla ei varsinaisesti ole merkitystä myrskyn vikojen selvitysaikaan, mutta ne ovat keskeisessä roolissa määrittäessä vakiokorvausten suuruuksia.

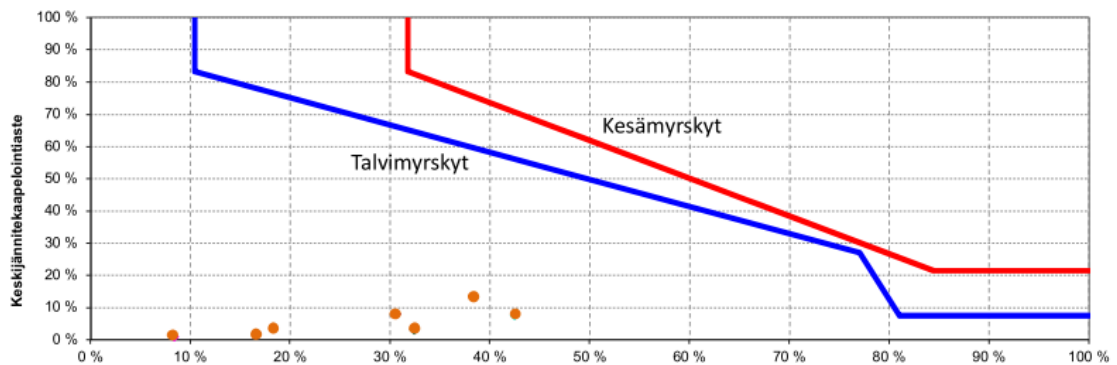
Asiakkaiden keskeytysaikajakaumasta voidaan määrittää eri asiakkaiden kokemien keskeytysten pituudet. Tätä voidaan hyödyntää arvioitaessa asiakkaiden määrää, jotka eivät olisi kokeneet keskeytystä maakaapelointiasteen ollessa suurempi. Esimerkiksi kj-verkon kaapelointiastetta nostettaessa kaapeloidaan ensin alueet, joissa asiakasmäärä on suurin suhteessa verkon pituuteen. Tällöin tapahtuneiden myrskyjen tilastotietojen pohjalta ensimmäisenä säävarman verkon piiriin tulevat asiakkaat välttävät myrskyn aiheuttaman keskeytyksen. (Partanen ym. 2012, 12.)

4.7 Toimitusvarmuusrajojen mallintaminen kesän 2010 myrskyihin

Työ- ja elinkeinoministeriön saatua maaliskuussa 2012 luonnoksen uudesta sähkömarkkinalaista valmiiksi, tilasi ministeriö Lappeenrannan teknilliseltä yliopistolta selvityksen vaikutuksista sähköverkkoyhtiöiden verkonrakentamiseen. Selvityksessä keskityttiin erityisesti haja-asutusalueiden maksimikeskeytysaika-vaatimusten toteuttamisen vaikutuksiin (erityisesti maakaapelointiin). Tutkimuksessa taustatietoina käytettiin vuosien 2010 – 2011 Asta-, Veera-, Lahja-, Sylvi-, Hannu- ja Tapani-myrskyjä. Näistä kaksi jälkimmäistä olivat sattuneita talvimyrskyjä vuoden 2011 joulukuulta. Verkkoyhtiöistä tutkimuksessa olivat mukana yhteensä kahdeksan jakeluverkkoyhtiötä, joista osa asiakasmäärältään ja verkkopituudeltaan suuria yhtiöitä, mutta mukana oli myös pari pienempää alan toimijaa. Yhtiöt muodostivat 38 % asiakasmäärän ja 59 % jakeluverkkopituuden mukaan kaikkiin Suomen sähköverkkoyhtiöihin suhteutettuna. Vuonna 2010 Suomessa maksettujen vakiokorvausten kokonaismäärään suhteutettuna mukana olevat yhtiöt kattoivat yli 90 % (huomioitu Asta-, Veera-, Lahja- ja Sylvi-myrskyt). (Partanen ym. 2012, 1 – 8.)

Suurhäiriön mallintaminen tehtiin yhtiöille tämän opinnäytetyön luvussa 4.6 kuvatulla tavalla. Pääpaino oli selvittää yhtiöiden tarvittavat kaapelointiasteet, joilla toteutuneista myrskyistä olisi selvitty uuden sähkömarkkinalain vaatimin alle 36 h sähkökatkoin. Kuvassa 8 on esitetty mallintamisella saadut kaapelointiastevaatimukset toteutuneissa myrskyissä. Kuvassa kesä- ja talvimyrskyjen vaatimukset on esitetty eri väreillä. Kaapelointiasteissa on huomioitava, että kyseiset tapaukset kuvaavat helpoimpia eli vähiten kaapelointia vaativia tapauksia kaikkien yhtiöiden kesken. Esimerkiksi kesämyrskyissä pahimman tapauksen verkkoyhtiöltä olisi vaadittu lähes 70 %:n kj-kaapelointiaste ja 80

%:n pj-kaapelointiaste. Kuvan pisteet kuvaavat selvityksessä mukana olleiden yhtiöiden sen hetkisiä kaapelointiasteita. (Partanen ym. 2012, 26–27.)



Kuva 8. 36 h aikarajan saavuttamiseen tarvittavat keski- ja pienjänniteverkkojen vähimmäiskaapelointiasteet yhdessä verkkoyhtiössä (helpoin tapaus) toteutuneissa kesä- ja talvimyrskyissä (Partanen ym. 2012, 27)

Tutkimuksen johtopäätöksiä todettiin, että maksimissaan 6 tunnin keskeytysaika edellyttää kyseisillä yhtiöillä käytännössä 100 % kaapelointia keski- ja pienjänniteverkoissa ja maksimissaan 36 tunnin keskeytys edellyttää noin 40–75 % kaapelointia keskijänniteverkossa ja 40–90 % kaapelointia pienjänniteverkossa. Yhtiökohtaiset erot olivat tutkimuksessa suuria. (Partanen ym. 2012, 58.)

Tutkimuksen johtopäätöksiä todettiin myös, että tehokkain tapa vuoden 2019 välitaivon (50 % verkkoyhtiön sähkökäyttäjistä on toimitusvarmuusrajojen puitteissa) saavuttamiseksi on kaapeloida keskijänniteverkkoa vyöryttämällä lähtien sähköasemilta ja eristäen kaapeliverkon takana oleva ilmajohtoverkko maakaapeliverkosta maastokatkaisijalla. Toteuttamalla kaapelointi edellä kuvatulla tavalla voidaan säävarman keskijänniteverkon piiriin saada 70 – 85 % sähkökäyttäjistä 40 – 50 %:n maakaapelointiasteella. Tällöin 70 – 85 % sähkökäyttäjistä on käytännössä 6 tunnin maksimikeskeytysajan piirissä. Loppuosalla sähkön käyttäjistä maksimikeskeytysaika on 36 tuntia. Kaapeloinnin aiheuttama siirtohintojen korotuspaine poikkeaa merkittävästi eri verkkoyhtiöissä. Suurimmillaan korotustarve on useita senttejä kWh:lta ja pienimmillään lähes nolla. Korotuspaine riippuu ennen kaikkea verkkoyhtiön ilmajohtojen määrän ja asiakkaiden käyttämän energiamäärän suhteesta. Toimitusvarmuusvaatimusten saavuttaminen edellyttää verkkoyhtiöiltä selvästi normaalia suurempia investointimääriä nopeutetussa aikataulussa. Vakiokorvausmenettely lisää siirtymävaiheessa verkkoyhtiöiden taloudellista

riskiä merkittävästi etenkin pienten verkkoyhtiöiden kohdalla. Kaapelointiasteen noustessa riski pienentyy olennaisesti. (Partanen ym. 2012, 59–60.)

5 NYKYTILA-ANALYYSI

Realistisen suurhäiriömallinnuksen lähtötietoina tarvitaan kattava verkon ja organisaation nykytilan kartoitus. Seuraavassa on analysoitu OSS:n nykytilaa suurhäiriömallinnuksen näkökulmasta katsottuna. Oleellisia tietoja ovat muun muassa eri sähköasemien ja johtolähtöjen erot, verkon ikä, suurhäiriöorganisaation ja viankorjauksen toiminta ja nykyisten suurhäiriövarman verkon piirissä olevien asiakkaiden määrittäminen.

5.1 Verkon rakenne ja ikä

OSS:n jakelualue ulottuu länsipuolen peltovaltaiselta lakeudelta itäpuolen metsävaltaiseen Kainuuseen. Johtolähtöjen välillä on suuria eroja metsäisyysasteissa. Itäpuolella sijaitsevilla sähköasemilla on johtolähtöjä, joiden metsäisyysaste on jopa 75 prosenttia, kun länsipuolella ja Oulujokilaaksossa kulkevilla johtolähdöillä vastaava luku on pienimmillään viiden prosentin luokkaa. OSS:n keskijänniteverkko on ilmajohtopainotteista, kaapelointiasteen ollessa noin 6 prosenttia. Pienjänniteverkolla kaapelointiaste on 27 prosenttia. Keskijänniteverkkoa on maakaapeloitu lähinnä taajamissa, mutta kaapelointiasteen ollessa pieni, merkittävästä kaapeloinnista ei voida puhua.

Opinnäytetyön liitteenä 1 on taulukko, johon on kerätty nykytila-analyysissä käytettävät tiedot johtolähdöittäin. Taulukkoon on laskettu johtolähdöistä avojohdot, PAS-johdot sekä maakaapelit. Lisäksi ilmajohtoille on laskettu niiden jakautuminen metsä-, tie- tai peltoalueille. Tiedot on kerätty pääasiassa hyödyntämällä pylvästietokannassa olevaa pylvään sijaintitietoa ja tarkastelemalla johtolähtöä verkkotietojärjestelmässä karttapohjan päällä. Tämän jaottelun tarkoituksena on saada käsitys, kuinka paljon ilmajohtoverkkoa sijaitsee eri vikataajuusalueilla. Myrskyn aiheuttamassa suurhäiriössä vikaherkiksi johto-osuuksiksi lasketaan metsäjohdot ja puolet tienvarsijohdoista. Suurhäiriövarmoja johtoja ovat maakaapelit, peltojohdot ja puolet tienvarsijohdoista. Tätä vikaherkän ja suurhäiriövarman johto-osuuden määrää käytetään taustatietoina määrittäessä verkon toimitusvarmuusrajoja. OSS:llä on keskijänniteverkkoa yhteensä 1396 km. Tästä kilometrimäärästä on avojohtoa 77 % ja päällystettyä avojohtoa eli PAS-johtoa 16 %. Johtojen sijaintitietojen prosenttiosuudet ovat: metsä 45 %, pelto 37 %, tienvarsi 12 % ja loput 6 % maakaapelia.

Liitteenä 2 on taulukko, johon on laskettu pienjännitejohtimet AMKA ja maakaapelija-kaumana johtolähdöittäin. Pj-ilmajohdoille on arvioitu sijaintimäärä pelloilla ja metsissä prosentuaalisesti johtolähdöittäin. Kyseiset määrät on jouduttu arvioimaan, koska pj-verkon sijaintitiedot puuttuvat järjestelmästä. Arvioinnissa on otettu huomioon muunto-
piirien sijainnit, keskijännitelähdön sijaintitiedot sekä alueellinen eroavaisuus. Maakaapelin osuudeksi pienjänniteverkosta on saatu 27 %, metsässä kulkevan ilmajohdon osuudeksi 39 % ja pellolla kulkevan ilmajohdon osuudeksi 34 %.

Nykyisen keskijänniteverkon ikä voidaan määrittää verkkotietojärjestelmästä saatavien solmuvälien ikätietojen perusteella. Taulukossa 1 on esitetty verkkotietojärjestelmästä kerätyt tiedot kullekin johdinlajille. Keskijänniteilmajohtoverkon keski-ikäksi saadaan laskettua painotetulla keskiarvolla 24,1 vuotta. Ilmajohtojen pitoajan ollessa 45 vuotta, voidaan verkkoa joutua uusimaan ennen aikaisesti uuden lain toimitusvarmuusrajojen täyttämiseksi. Tämä voi aiheuttaa verkon muutostöihin lisäkustannusrasitteen, koska joudutaan uusimaan johtoa, jolla olisi edelleen nykykäyttöarvoa.

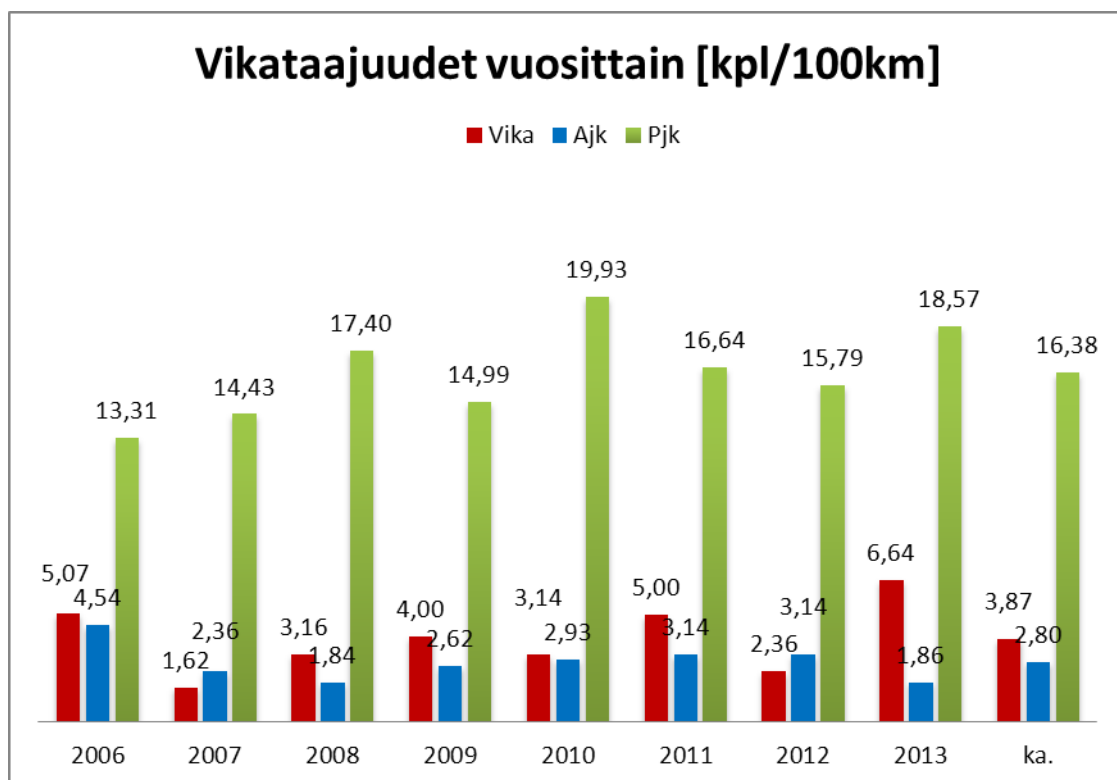
Taulukko 1. Keskijänniteilmajohtojen määrät ja keski-ikä

20kV:n ilmajohdot	Määrä [km]	Keski-ikä
Sparrow tai pienempi	518,4	29,8
Raven	304,4	28,7
Pigeon	14,9	25,2
Al 132 tai suurempi	237,9	17,8
Yleiskaapeli 70 tai pienempi	0,68	35,3
Yleiskaapeli 95 tai suurempi	0	
Päällystetty avojohto 35 - 70	39,4	14,3
Päällystetty avojohto 95 tai suurempi	185,4	10,8
Yhteensä	1301,08	24,1

5.2 Keskeytystilastot

Sähkönjakelun keskeytysten tilastointi on oleellinen osa sähköverkkotoimintaa. Keskeytystilastot antavat kuvan jakeluverkon yleisestä toimitusvarmuudesta. Näiden tietojen perusteella määräytyy tarkasteltavan verkon luotettavuus normaaleissa vikatilanteissa.

Tutkittaessa keskeytystilastoja tarvitaan tilastotietoa useiden vuosien ajalta. Suurhäiriöiden aiheuttamat keskeytykset aiheuttavat tavanomaiseen keskeytystilastointiin piikin, mikä osittain vääristää pidemmän aikavälin tarkasteltavaa tilastotietoa. Keskeytysten seuranta ja tilastointi on myös osa verkkoliiketoiminnan regulaatiota, jota kautta muodostuu osa verkon kehittämiskannusteista. (Hevosmaa 2013, 36 - 37.)



Kuva 9. OSS:n keskijänniteverkon vikojen ja jälleenkytkentöjen määrät vuosittain.

Kuvassa 9 on esitetty OSS:n vika- ja jälleenkytkentätaajuudet viime vuosilta. Vikataajuudet ovat yleiseen tasoon nähden varsin hyvällä tasolla. Tosin viime vuosina varsinaista kehitystä vikojen ja jälleenkytkentöjen määrässä ei ole tapahtunut. Suurimmat parannukset verkon vikataajuuksissa on tapahtunut 2000-luvun alussa, jolloin suoritettiin helikopteriraivauksia muutamalla vikataajuudeltaan suurella johtolähdöllä ja otettiin käyttöön maasulun sammutuslaitteistot. (Niemikorpi 17.2.2014, haastattelu.)

5.3 Suurhäiriöorganisaatio

Uuden sähkömarkkinalain myötä on syytä tarkastella myös organisaation toimintaa ja resursseja. Verkkoyhtiöissä vikojen korjaus ja korjauksen koordinointi on osa normaalia toimintaa. Korjaustoimenpiteiden tehokkuus on merkittävässä asemassa suurhäiriötarkastelussa. Tehokkuuden parantaminen ei ehkäise vikoja, mutta sillä voidaan merkittävästi vaikuttaa vikojen jälkiselvittelyyn. Suurhäiriötarkasteluissa korjauskapasiteetin määrittäminen on lähes yhtä oleellista kuin vikojen ehkäisevien tekniikoiden määrittäminen. Todellisiin resurssilukuihin ei voida laskea lainaresursseja, ellei erikseen ole sovittu omien alueiden priorisoinnista työvoiman toimittajan kanssa. (Hevosmaa 2013, 55.)

Normaalin käytön aikana verkon vikojen korjauksen koordinoinnista vastaa päivystäjä. Korjaushenkilöstöä on viikonloppujen ja juhlapyhien aikaan varallaolossa kaksi asentajaa. Kun lähestyvän myrskyn arvioidaan voivan aiheuttavan vikoja, lisätään varallaolijoiden määrää tarpeen mukaan. Tilanteen pahentuessa suurhäiriöksi päivystäjä hälyttää apuvoimia vikojen korjaukseen, korjauksen koordinointiin ja vikapuheluiden vastaamiseen. Suurhäiriötilanteessa valvomossa työskentelee verkoston käyttö- ja suunnitteluhenkilöstöä 2 - 3 kerrallaan koordinoimassa viankorjausta. Vikapuheluihin vastaamisesta huolehtivat yhtiön muut toimihenkilöt. Tiedottamisesta vastaa toimitusjohtaja. Yhtiöllä on omia ja pääurakoitsijan korjaushenkilöstöä käytettävissään 28 sähköasentajaa vikojen korjaukseen. Pääurakoitsijan kanssa on tehty sopimus OSS:n alueen prioriteetista suurhäiriön aikana. (Patana 12.3.2014 haastattelu.)

Korjauskapasiteettia määritettäessä on huomioitava henkilöstön lepoon tarvitsema aika työvuorojen välillä. Yhden vuorokauden aikana voidaan toteuttaa yksi pitkä 16 - 18 tunnin työvuoro, jonka jälkeen henkilöstölle on annettava lepoaikaa ennen uutta työvuoroa. Todellinen vikojen korjaukseen käytettävissä oleva aika on noin 24 - 29 tuntia. OSS:n toimitusvarmuusrajoja mallinnettaessa yhden viankorjaajan työtunteina käytetään 26 tuntia. Näin viankorjauksen välissä voidaan toteuttaa yksi kymmenen tunnin lepotauko. Jos oletetaan koko viankorjaushenkilöstön olevan suurhäiriön sattuessa käytettävissä, saadaan käytettävissä oleviksi viankorjaustunneiksi yhteensä 728 h. (Niemi-korpi 17.2.2014, haastattelu; Patana 12.3.2014 haastattelu; Partanen ym. 2012, 31.)

5.4 Suurhäiriövarman verkon ja asiakkaiden määrittäminen

Suurhäiriövarmassa sähkönjakeluverkossa sääilmiöt eivät aiheuta useita samanaikaisia vikoja. Tällaiseksi verkoksi luetaan maakaapelit ja ilmajohto avoimessa ympäristössä. Säävarmoiksi komponenteiksi sähköverkossa voidaan lukea vain puistomuuntamot ja maakaapelit. Avoimen ympäristön ilmajohdoille, eli peltojohdoille aiheutuvat viat ovat myrskyssä mahdollisia, mutta niiden korvaaminen suurhäiriövarmuuden nimissä ei ole perusteltua. OSS:n jakelualueen läntinen osa sijaitsee peltovaltaisten maatalouskuntien alueella. Näissä kunnissa iso osa verkosta kulkee pelloilla. Näiden johtojen suurhäiriövarmuus vähentää huomattavasti myrskyistä aiheutuvien vikojen yleisyyttä. Se myös vaikuttaa toimitusvarmuusrajojen saavuttamiseen tarvittun kaapeloinnin määrään.

Liitteenä 3 on taulukko, johon on laskettu OSS:n keskijänniteverkon jokaisen johtolähdön suurhäiriövarmat kilometrit. Suurhäiriövarmoiksi johdoiksi luetaan maakaapelit, peltojohdot ja puolet tienvarsijohdoista. Taulukossa näkyy myös prosentuaalinen osuus verraten koko johtolähdön pituuteen. Suurhäiriövarmin johtolähtö prosentuaalisesti on Oulunsalon Juurikastie, jonka koko pituudesta 96 % on suurhäiriövarmaa. Pituudella mitattuna suurhäiriövarmin johtolähtö on Lumijoentien aseman Lumijoen johtolähtö, jonka suurhäiriövarman osuuden yhteispituus on 40,8 km. Asemien kesken on suuria eroja suurhäiriövarmuudessa, riippuen siitä missä päin jakelualueella ne sijaitsevat. Koko jakelualueella suurhäiriövarmaa keskijännitejohtoa on yhteensä 684 km. Tämä on 49 % koko verkkopituudesta. Luku selittyy suurella määrällä pellolla kulkevaa ilmajohtoa.

Suurhäiriövarmojen asiakkaiden määritelmänä pidetään suurhäiriövarmaa yhteyttä sähköasemalta asiakkaan luokse. Tämä tarkoittaa joko maakaapelia tai peltojohtoa niin kj- kuin pj-verkoissa. Suurhäiriövarmat asiakkaat on merkitty liitteen 3 taulukkoon. Yhteensä jakelualueen asiakkaista suurhäiriövarman yhteyden päässä on vain 3 %. Useimmat paljon suurhäiriövarmaa johtoa sisältävät johtolähdöt eivät ole asiakasmäärissä mitattuna suurhäiriövarmoja, koska ne osuvat metsäkaistaleeseen vain lyhyen matkan päässä sähköasemalta. Näiden metsäosuuksien kaapeloimisella suurhäiriövarma asiakasmääräkin saataisiin merkittävästi kohoamaan.

5.5 Suurhäiriömallin muodostaminen

Toimitusvarmuusrajat kertovat laskennallisesti tarvittavan suurhäiriövarman verkon osuuden jakeluverkosta, jotta jakeluverkon viat pystytään korjaamaan alle sähkömarkkinalain vaatiman 36 tunnin. Tämän rajan määrittämiseksi tarvittavia tietoja ovat mm. laskennalliset verkon vikataajuudet, vikaantuneen verkon tiedot ja suurhäiriöorganisaation koko ja toimintakyky. Pahimman mahdollisen tilanteen mukaisia arvoja on vaikea määrittää ja jakeluverkon mitoittaminen näiden mukaan olisi kohtuuttoman kallista. Niinpä toimitusvarmuusrajat määritetään pahimman koetun tilanteen mukaan. Näin varmistetaan toimitusvarmuusrajojen realistisuus.

Suurhäiriömallia muodostettaessa käytetään yhtiön jakeluverkolle pahinta tuhoa tehnyttä myrskyä. Tällainen tiedossa oleva myrsky oli vuoden 1985 syksyllä riehunut Sanna-myrsky. Tämän myrskyn aikana koettiin noin 20 keskijänniteverkon ja 30 pienjänniteverkon vikaa. Niiden korjaamiseen osallistui koko käytettävissä ollut viankorjaushenkilöstö 20 - 25 viankorjaajaa ja sähköt saatiin palautettua kaikille asiakkaille kahdenkymmenen tunnin kuluttua katkojen alkamisesta. Myrskyn arvioitiin peittäneen noin 30 % OSS:n jakeluverkkoa. (Niemicorpi 17.2.2014, haastattelu.)

Vuonna 1985 OSS:n jakeluverkosta on noin 50 % sijainniksi arvioitu metsä ja 10 prosentin sijainniksi tienvarsi. Loput ilmajohdot ovat sijainnut pelloilla. Vikaherkille johtosuuksille, joiksi lasketaan metsäjohdot ja puolet tienvarsijohdoista, voidaan laskea myrskyn aiheuttamat vikataajuudet, jotka ovat keskijänniteverkossa 24 vikaa ja pienjänniteverkossa 14 vikaa sataa kilometriä kohden. Viankorjaajien lukumäärän, vikataajuuksien ja vikojen keston perusteella saadaan laskettua yhden vian korjaamiseen käytetyt henkilötyötunnit. Ne ovat keskijänniteverkon viassa 9 tuntia ja pienjänniteverkon viassa 7 tuntia. Kolmen hengen korjausryhmä on siis korjannut keskijänniteverkon vian keskimäärin kolmessa tunnissa. (Niemicorpi 17.2.2014, haastattelu.)

5.6 Toimitusvarmuusrajojen määrittäminen

Suurhäiriömallinnuksen tuloksena toimitusvarmuusrajojen määrittämiseen käytetyt vikataajuudet, korjausajat ja vikaherkän johdon osuus on laskettu taulukkoon 2.

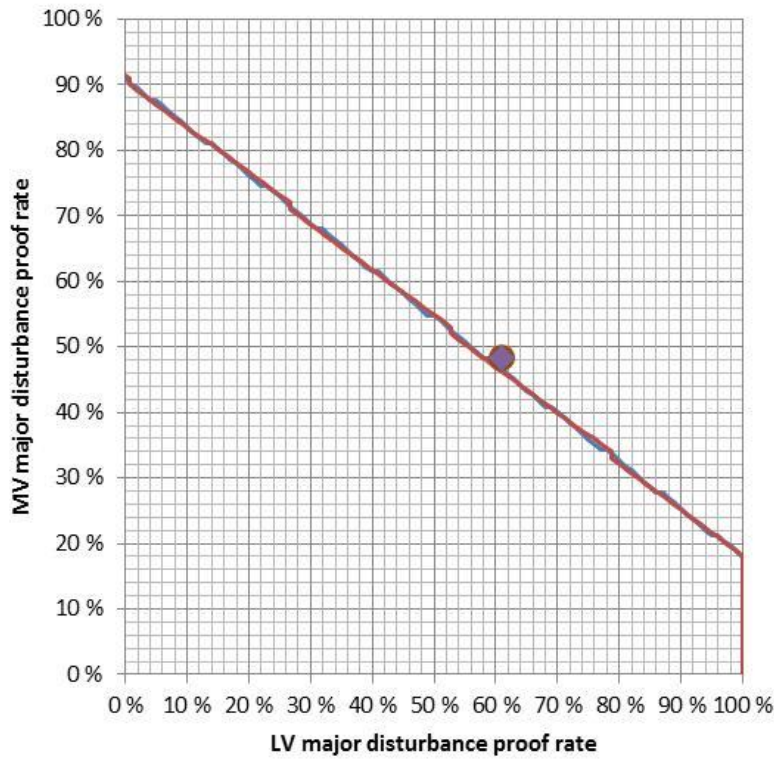
Taulukko 2. Suurhäiriömallinnuksen vikataajuudet suurhäiriöherkällä johdolla, viankorjausajat yhdeltä henkilöltä ja vikaherkän johdon osuus nykyverkossa

	Vikataajuus	Vikaherkkä johtopituus	Vian korjausaika
Keskijännite	24 vikaa/100km	712 km	9 h
Pienjännite	14 vikaa/100km	814 km	7 h

Suurhäiriötä mallinnettaessa nykyverkkoon tulee huomioida verkon muutokset. OSS:n kj-verkkopituus on kasvanut vuodesta 1985 160 % ja pj-verkon pituus 63 %. Nämä luvut selittyvät Pällin Valon fuusioitumisella osaksi Oulun Seudun Sähköä. Myös kaapelointiasteet ovat nousseet varsinkin pj-puolella merkittävästi.

Nykyisestä verkosta vikaherkkää johtoa on kj-puolella 51 % eli 712 km ja pj-puolella 40 % eli 814 km. Kun suurhäiriön laajuudeksi arvioidaan 30 % verkkoalasta, lasketaan myrskyn aiheuttaneen vikoja 457 kilometrillä suurhäiriöherkkää johto-osuutta keskijännite- ja pienjänniteverkoissa. Näin suurhäiriön aiheuttamien vikojen yhteiskorjausajaksi saadaan nykyverkossa 701 h.

Toimitusvarmuusrajaa määritettäessä huomioidaan vikaherkkien johto-osuuksien ja näiden vikataajuuksien lisäksi tämän hetkisen suurhäiriöorganisaation toimintakyky. Organisaation 36 tunnin aikana viankorjaukseen käytettävät tunnit on aiemmin laskettu olevan 728 tuntia. Kuvassa 10 näkyy yhtiölle tämänhetkisellä viankorjausorganisaatiolla ja verkon suurhäiriövarmuudella määritetty toimitusvarmuusraja. Kuvan piste kuvaa yhtiön tämän hetkistä suurhäiriövarmuutta suhteessa toimitusvarmuusrajaan. Toimitusvarmuusraja kertoo tilanteen, jolloin nykyisellä organisaatiolla selvittäisiin referenssi-myrskyn aiheuttamasta suurhäiriötilanteesta alle 36 tunnin sähkökatkoin.



Kuva 10. OSS:n määritetty toimitusvarmuusraja. Vaaka-akselilla pj-verkon ja pysty-akselilla kj-verkon suurhäiriövarmuus (Asset Vision 2014)

Toimitusvarmuusrajan määrittämissä on paljon muuttuvia tekijöitä. Esimerkiksi vähentämällä viankorjaajien työaikaa kaksi tuntia, tippuisi yhtiön toimintapiste toimitusvarmuusrajan alle. Tätä toimitusvarmuusrajaa voidaan kuitenkin pitää varsin realistisena, koska 36 tuntia kestäviä sähkökatkoja ei jakelualueella ole koskaan sattunut.

6 VERKON KEHITTÄMISTEKNIIKAT

Verkkoyhtiöiden eri keinoja vähentää laajoja ja pitkiä katkoja on esitetty taulukossa 3.

Taulukko 3. Verkkoteknisiä mahdollisuuksia vähentää pitkiä katkoja, ++ = merkittävä vaikutus/nopea (1-5 a), + = kohtalainen vaikutus/keskimääräinen nopeus (5-15 a), - = ei vaikutusta/hidas (15–40 a) (Partanen, Verho, Honkapuro, Lassila, Kaipia, Järventausta, Strandén & Mäkinen 2010, 21)

Tekniikka	Vaikutus normaaliin käyttövarmuuteen	Vaikutus pitkien katkojen kestoon ja laajuuteen	Toteutusnopeus
Verkostoautomaatio	++	-	++
Sähköasemat	++	-	++
Avojohdot nykypaikoille	-	-	+
Avojohdot tienvarteen	++	-	+
PAS-johdot	++	-	+
Ilmakaapelit	++	+	+
1 000 V pj-johdot, kaapeli	++	++	-
20 kV kaapelointi	++	++	-
0,4 kV kaapelointi	+	+	-

Laajojen ja pitkien keskeytysten vähentämiseen parhaiten soveltuvat verkkotekniikat ovat keski- ja pienjänniteverkon maakaapelointi, johon sisältyy keskijänniteverkon pienikuormaisten haarajohtojen uusiminen 1 kV:n maakaapeleilla. Näille kaikille on ominaista muutokseen tarvittava pitkä toteutusaika, minimissään laaja-alaiseen toteutukseen tarvitaan jopa yli 20 vuoden aikajakso. Nopeampi eteneminen nostaa kokonaiskustannuksia, koska tällöin joudutaan uusimaan vielä pitoaikaa omaavia käyttökuntoisia johtoja. Seuraavassa on eritelty käytettävät tekniikat ja pohdittu niiden soveltuvuutta OSS:n jakelualueelle. (Partanen ym. 2010, 22.)

6.1 Maakaapelointi

Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisemassa muistiossa kaapelointiasteen nostamista pidetään tärkeimpänä ratkaisuna jakeluvarmuuden parantamiseksi. Myrskyn aiheuttamassa suurhäiriössä maakaapelointi on ainoa tapa välttyä laajoilta ja pitkiltä keskeytyksiltä. Kaapeloinnilla voidaan pienentää vikataajuutta 50–90 prosenttia avojohtoon verrattuna. Kuitenkin maakaapeloitu verkko on täysin säävarma vain, jos maakaapeliosuut-

ta syöttävä ilmajohtoverkko on toimintakuntoinen pahoissa sääoloissa. (Uusi-Rasi 2013, 32.)

Huonoina puolina maakaapelointiasteen lisäämisessä on sen kalleus. Se on toistaiseksi jopa 2 - 3 kertaa kalliimpaa kuin avojohto. Kaapelien vikaantuessa vikapaikan tarkka paikallistaminen on hankalaa ja korjaaminen hidasta ja kallista. Pitkien korjausaikojen takia kaapeliverkossa tarvitaan varayhteyksiä. Kaapelimäärän lisääntyessä verkon maasulkuvirrat kasvavat, jolloin verkko vaatii maasulkuvirran kompensoinnin, eli ns. sammutuksen lisäämistä. Laajamittaiseen kaapelointiin siirryttäessä seuraavia kysymyksiä joudutaan pohtimaan: Millä tavoin toteutetaan varayhteydet ja varateho kaapeliverkon runkojohdoille ja haarajohdoille? Millä tekniikalla kj-kaapelit asennetaan, millaisia haaroituskomponentteja käytetään, millainen on kaapeliverkkoon kytkettävä jakelumuuntamo, millainen on kaapelitekniikan kustannuskehitys, millä tavoin maasulkuvirtojen sammutus tehdään? Ruotsissa kaapeloinnin laajamittainen käyttö on alkuvaiheessa ja paljon uutta verkkotekniikkaa on kehitetty ja kehitteillä. Kuvassa 11 on esimerkki kaapeliverkkoon soveltuvasta uuden tyyppisestä jakelumuuntamorakenteesta. (Lakervi & Partanen 2010, 175.)



Kuva 11. Esimerkki kaapeliverkon uuden tyyppisestä jakelumuuntamorakenteesta (Lakervi & Partanen 2010, 175)

Maakaapeloinnin kustannuksia saataisiin laskettua, jos kaapeleiden, päätteiden, puistomuuntamoiden ja muiden komponenttien hinnat laskisivat. Kustannuksia kasvattaa

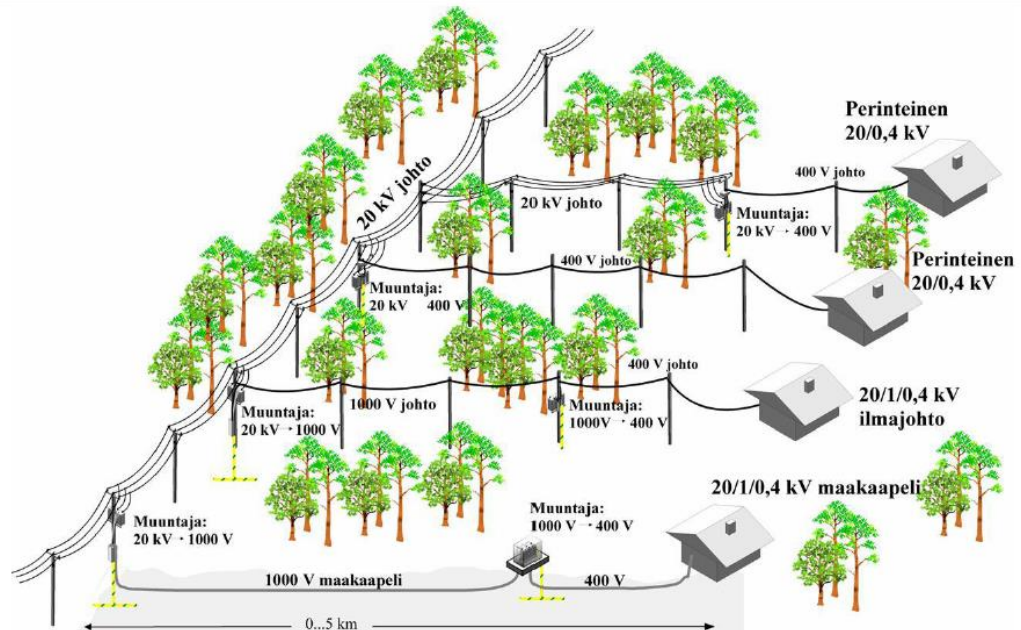
myös vielä melko kehittymätön kaapeleiden auraustekniikka, johon olisi mahdollista saada parannuksia uusien laitteiden ja aurauksen kestävien kaapeleiden avulla. Pienjännitekaapeloinnissa aurausta on tehty pitkään, johtuen eri suojausvaatimustasosta, joka on pienjännitekaapelille paljon kevyempi kuin Keskijännitekaapelille. (Uusi-Rasi 2013, 33.)

Aikaisemmin maakaapeleiden asennus tienvarteen oli kiellettyä tai siihen vaadittiin kohtuullisen vaativat suojaukset. Työ- ja elinkeinoministeriö on yhdessä Liikenne- ja viestintäministeriön ja Liikenneviraston kanssa sopinut toimenpiteistä, joilla maakaapelointia voitaisiin helpottaa maantieteellisesti. Yleisluontoisen arvion mukaan maakaapelointi tienvarteen on noin 30 % edullisempaa kuin muualla. Ministeriöiden ja Liikenneviraston sopimusten mukaan maakaapelien suojausta helpotetaan. Maakaapeleita saa laittaa tienvarteen, mikäli niiden sijaintitiedot löytyvät sähköisesti. Sijaintitietojen hallintaa keskitetään Johtotieto Oy:lle. Verkkoyhtiöillä on velvollisuus suorittaa kaapelinäyttöjä tiealueella, mikäli esimerkiksi kaivinkoneurakoitsija tätä pyytää. Sähköverkkoyhtiöiden tulee korvata tienpitäjälle mahdolliset lisäkustannukset, joita maakaapelointi aiheuttaa. (Vainikka 2014, 37.)

6.2 1000 V:n jakelujärjestelmä

Eräs lupaavista suurhäiriövarmuutta parantavista uusista tekniikoista on 1 kV:n pienjännitejakelu. Kuvassa 12 on esitetty sen erot perinteiseen järjestelmään verrattuna. Koska 90 prosenttia asiakkaiden kokemista sähkökatkoista aiheutuu keskijänniteverkosta, voidaan sähkönjakelun luotettavuutta parantaa pienentämällä yhtenäisiä syöttö- ja vian vaikutusalueita. 1000 V:n tekniikalla voidaan pienitehoiset ja vika-alttiit keskijännitehaarat muuttaa kustannustehokkaasti 1000 V:n pienjännitteellä toimiviksi. Vikojen määrä ja vaikutusalue pienenee ratkaisevasti, koska jokainen 1000 V:n tekniikalla toteutettu johtohaara muodostaa oman suojausvyöhykkeensä eikä vikaantuessaan vaikuta muille saman keskijännitesyötön asiakkaisiin. Lisäksi 1000 V:n jännitteellä voidaan käyttää jo olemassa olevia käyttövarmuudeltaan avojohtorakennetta varmempia AMKA-riippukierrekaapeleita. Perinteisellä 400 V:n pienjännitejakelulla asiakkaan ja muuntamon välinen maksimi etäisyys jää jännitteenalennuksen takia yleensä alle kilometriin, on 1000 V järjestelmässä vastaava etäisyys 1 - 5 km. Tarkasteltavasta alueesta riippuen nykyisestä keskijänniteverkosta olisi 10 - 30 % korvattavissa 1000 V:n tekniikalla. Karkeasti

arvioituna tällä voitaisiin pienentää asiakkaiden kokemia keskeytyksiä jopa kolmanneksella. Yleisesti määritellyt teknistaloudelliset käyttökohteet 1000 V:n johdoille 20 kV:n johtojen korvaajina asettuvat alueelle, jossa ilmajohtoverkossa haarajohtojen siirtoteho on alle 60 kW ja siirtomatkat välillä 1 - 5 km ja maakaapeliverkossa haarajohtojen siirtoteho on alle 100 kW ja siirtomatkat välillä 1 - 5 km. (Lakervi & Partanen 2010, 131.)



Kuva 12. Mallikuva 1000V:n järjestelmästä (Lakervi & Partanen 2010, 131)

Uudiskohteissa 1000 V:n järjestelmän suurin potentiaali on kohteissa, joissa voidaan korvata osa keskijännitejohdoista 1000 V:n johdoilla. Saneerauskohteissa 1000 V:n järjestelmä kannattaa huomioida yhtenä ratkaisuvaihtoehtona perinteiselle järjestelmälle. Mikäli keskijännitejohdolle tehdään ainoastaan pylvässaneeraus, on 1000 V:n järjestelmän käyttöpotentiaali uudisrakennuskohteita pienempi. Usein vikaantuva keskijännitehaarajohto voidaan erottaa omaksi suojausalueekseen ottamalla se sellaisenaan 1000 V:n käyttöön. 1000 V:n käyttöönoton investointikustannukset ovat usein pienemmät kuin keskijännitepylväskatkaisimien. Tällaisen ratkaisun taloudellisuus perustuu kuitenkin pääasiassa pieneneviin keskeytyskustannuksiin. (Lakervi & Partanen 2010, 132.)

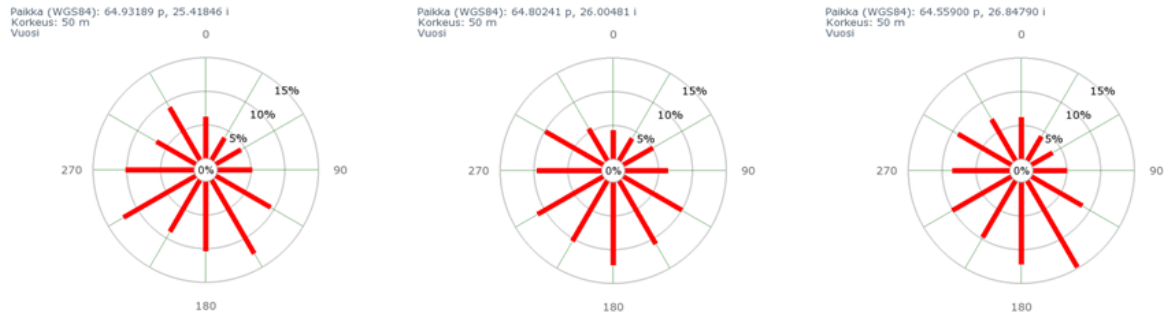
Yhden kilovoltin järjestelmä toteutetaan pienjännitejohdoin, joten se ei tarvitse leveää johtokatua ympärilleen kuten 20 kV:n avojohto. Näin metsien luonnonmukaisuus ja mökkialueiden maisema-arvot säilyvät. Maksettavien johtoaluekorvausten määrä pienenee ja maankäyttösopimusten saaminen helpottuu johtokatuja tilantarpeen vähentymisestä.

sä. Paremman käyttövarmuuden tavoittelemisen voi edellyttää keskijänniteverkon maakaapelointia haja-asutusalueella. Useat haja-asutusalueiden keskijännitelähdöt ovat kuitenkin liian pienitehoisia kohteita taloudelliselle maakaapeloinnille. Eräs vaihtoehto on 1000 V:n pienjännitemaakaapeleiden käyttäminen keskijännitemaakaapeleiden sijaan. 1000 V:n maakaapelin taloudellisuus perustuu keskijännitemaakaapelia pienempiin investointikustannuksiin. 1000 V:n maakaapeloidun järjestelmän investointikustannukset haja-asutusalueella ovat yli 50 % pienemmät kuin keskijännitemaakaapeleilla. (Lakervi & Partanen 2010, 132.)

6.3 Tienvarteen rakentaminen

Suurin osa Suomen haja-asutusalueella kulkevista sähkölinjoista on rakennettu metsän keskelle. Ratkaisumalli juontaa vuosikymmenien takaa, jolloin tavoitteena verkostorakentamisessa oli investointien materiaalikustannusten minimointi. Tämä tarkoitti johtopituuden minimoimiseksi linjojen suoraviiivaista rakentamista metsän halki. Kustannussäästöjen lisäksi metsiin sijoittamista on perusteltu linjojen näkymättömyydellä asutuksen lähellä. Nykyisin sähkönjakelun luotettavuus on noussut keskeiseksi suunnittelukriteeriksi sähköverkoja suunniteltaessa. Johdon käyttövarmuutta voidaan parantaa sijoittamalla se tienvarteen, jolloin sen vikaherkkyys metsässä kulkevaan johtoon verrattuna, pienenee lähes puoleen. (Lakervi & Partanen 2010, 110.)

Tienvarteen rakennettaessa on mahdollisuuksien mukaan huomioitava vallitseva tuulen suunta. Johto pyritään sijoittamaan sille puolelle tietä jonne yleensä tuulee. Suurhäiriöiden ehkäisyssä johdon sijoittamisella ei ole merkitystä, myrskyjen vaikeasti ennustettavien tulosuuntien takia. Johdon sijoituksessa on kuitenkin syytä ottaa tuulen suunnat huomioon, sillä oikealla johdon sijoittamisella voi olla suurtakin hyötyä keskeytysten ehkäisyyn. Kuvassa 13 on tilastotietoa vallitsevista tuulen suunnista OSS:n alueella. Vallitsevat tuulen suunnat ovat tilastojen mukaan olleet kaakon ja lännen välisiä, jolloin johtojen sijoittamisessa tulisi suosia teiden pohjois- ja itäpuolia. (Lakervi & Partanen 2010, 111; Tuuliatlas 2014.)



Kuva 13. Vallitsevat tuulen suunnat OSS:n jakelualueella. Vasemmalla Oulunsalon, keskellä Muhoksen ja oikealla Vaalan taajamien alueella (Tuuliatlas 2014)

6.4 Vierimetsien hoito

Sähkötoimituksen luotettavuuden kannalta tie- ja peltoalueet ovat metsiä parempia johtojen sijoituspaikkoja. Yli puolet sähköjohdoista sijaitsee kuitenkin edelleen metsissä, mistä johtuen johdot ovat alttiita sille, että puita voi kovan tuulen, myrskyn tai lumikuorman vuoksi kaatua tai taipua johtojen päälle. Sähköhäiriöiden yleisin syy onkin sähköjohdon päälle kaatunut tai siihen nojaava puu tai sen oksa. Keski-jännitteisen sähkölinjan vierimetsällä tarkoitetaan sitä puustoa, joka sijaitsee johtokadun ulkopuolella ja joka voi lumikuorman, voimakkaan tuulen tai muun syyn seurauksena koskettaa sähköjohtimeen tai kaatua sen päälle tai voi kasvaessaan muodostaa tällaisen uhan. Oikein hoidetut johtojen vierimetsät lisäävät olennaisesti sähkön jakelun luotettavuutta. (Metsäntutkimuskeskus Tapio 2014.)

Metsätalouden kehittämiskeskus Tapio käynnisti syksyllä 2012 projektin, jolla etsittiin keinoja parantaa metsässä kulkevien tai niihin rajoittuvien keskijännitteisten ilmajohtojen toimintavarmuutta. Keski-jännitteisten ilmajohtojen vierimetsien hoidon tehostaminen on merkittävä keino parantaa sähkön toimitusvarmuutta -maakaapeloinnin ja ilmajohtojen parempiin paikkoihin siirtämisen lisäksi. Vierimetsien hoidon etuja ovat nopea ja laaja vaikuttavuus sekä kohtuulliset kustannukset. Taimikonhoidossa ja harvennushakkuissa voidaan poistaa suuremman riskin puulajit, kuten lehtipuut, sähkölinjan vierimetsästä jopa kokonaan. Vierimetsän hoito taimikko- ja/tai ensiharvennusvaiheessa vähentää erityisesti lehtipuiden taipumista lumen vaikutuksesta sähkölinjan päälle. Harvennukset nopeuttavat myös puiden järeytymistä ja tämä lieventää pitkäaikaisesti myrskyjen vaikutuksia. Ajallaan tehdyt harvennukset ja uudistushakkuu vähentävät puuston

ikäntymisestä johtuvia riskejä. Yleisesti ottaen metsänhoitosuosituksen mukainen hyvä metsänhoito vähentää puiden kaatumisriskiä sähkölinjoille. Vierimetsän harvennuksissa on myös tärkeää välttää puustovaurioita, joista voi aiheutua puun lahoaminen ja kaatuminen linjalle. Johtokadun vierimetsä kannattaa uudistaa, maaperä huomioon ottaen, kuuselle tai karummilla mailla männylle. Johtokatua ei viljellä. Helpoin ratkaisu olisi raivata keskijännitejohdoille niin suuret johtokadut, ettei puiden olisi edes mahdollista kaatua johtimien päälle. Tämä ei ymmärrettävästi ole mahdollista, sillä maanomistajille maksettavat korvaukset kasvaisivat liian suuriksi. (Energiateollisuus & MTK Tapio 2013.)

Puustossa ongelmaa aiheuttavat siis lähinnä nuorehkot lehtipuita ja mäntyjä sisältävät hoitamattomat metsät, jotka painuvat lumen alla tai taipuvat kovassa tuulessa linjoille. Myös täysikasvuiset myrskyllä linjoille kaatuvat puut voivat aiheuttaa ongelmia. Hakuissa siemen- ja säästöpuita ei tulisi jättää lähelle sähkölinjoja. Sähkön jakelun keskeytysten määrää voitaisiin vähentää selvästi toteuttamalla riittävät metsähoitotoimenpiteet ajoissa johtoalueiden reunametsissä. (Metsäkeskus 2013, hakupäivä 19.2.2014.)

Eräs tehokas tapa karsia johtoaukon oksia ja lumikuormasta taipuneita lehtipuita, on helikopterilla tehtävä linjaraivaus. Siinä helikopterista roikkuvalla linjasahalla saadaan sahattua pystysuunnassa kaikki johtojen puolella olevat oksat. Tällöin puu taipuu sähköjohdoista pois päin toisen puolen oksien painaessa sitä, jolloin se ei tuulen vaikutuksesta taivu tai kaadu johtojen suuntaan yhtä helposti. Kuvassa 14 näkyy raivauksessa käytetty helikopteri ja linjasaha. (Helitour www-sivut 2014, hakupäivä 19.2.2014.)



Kuva 14. Johtokadun raivaukseen käytettävä helikopteri ja linjasaha (Uusi-Rasi 2013, 43).

Uusi Sähkömarkkinalaki antaa sähköverkonhaltijalle aiempaa enemmän oikeuksia tehdä ennaltaehkäisevää puiden raivausta jakeluverkon läheisyydessä. Jakeluverkonhaltija saa ilman omistajan tai haltijan lupaa kaataa ja poistaa jakeluverkon läheisyydessä sijaitsevia puita ja muita kasveja, jos se on tarpeen sähkönjakelun keskeytyksen poistamiseksi tai keskeytysten ennaltaehkäisemiseksi. Toimenpiteillä ei saa aiheuttaa omistajalle kohtuutonta haittaa verrattuna siihen hyötyyn, joka niillä saavutetaan jakeluverkon varmuudelle. Maanomistajalla on oikeus, mutta ei velvollisuutta poistaa sähkönjakelua uhkaavat puut. Verkonhaltijalla on oikeus poistaa vain yksittäisiä, sähkönjakelua vaarantavia puita. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 7:16.110 §.)

6.5 Verkostoautomaatio

Verkostoautomaatiolla tarkoitetaan tässä yhteydessä kaukokäyttöerottimia ja maastoon sijoitettavia pylväskatkaisijoita. Suurhäiriövarman verkon toteutuksessa verkostoautomaatio on hyvin oleellisessa roolissa. Tehokas ja luotettava automaatio auttaa merkittävästi myrskyn vaikutusten rajaamisessa ja mahdollistaa tehokkaamman vikojen selvi-

tyksen ja korjaamisen. Esimerkiksi kauko-ohjatuilla erottimilla päästään selvästi käsin käytettäviä erottimia lyhyempiin kytkentäaikoihin ja niillä voidaan muuttaa verkon topologiaa. Mitä paremmin verkkokokonaisuuksia voidaan jakaa vian tapahtuessa pienempiin osiin, sitä helpommin vikapaikka saadaan erotettua toimivasta verkosta. Tehokkaasti toimiva verkostoautomaatio vaatii luotettavat kommunikaatioyhteydet ja lisäksi kauko-ohjatut erottimet eivät välttämättä edesauta kytkentätilannetta, mikäli eivät ole osa suurhäiriövarmaa verkkoa. (Hevosmaa 2013, 44.)

Maastoon sijoitettava katkaisija parantaa verkon käyttövarmuutta lisäämällä verkossa olevien suojausalueiden määrää. Sähkökäyttäjän näkökulmasta vikojen määrä ja kokonaiskesto pienentyvät, koska katkaisijan takana verkossa tapahtuvat viat eivät näy verkon alkupään asiakkaille. Saavutettava hyöty riippuu katkaisijan takana olevan verkon pituudesta (vikojen määrästä) ja katkaisijaa ennen olevien asiakkaiden määrästä, tyypistä ja energian käytöstä. Tätä ominaisuutta voidaan käyttää tehokkaasti hyödyksi, kun halutaan suojata esimerkiksi joitain tärkeitä asiakasalueita tai jopa yhtä yksittäistä merkittävää suurasiakasta. Hyvä maastokatkaisijan sijoituskohde voi olla mm. pitkän haara-johtoon alku tai pitkällä johtolähdöllä todennäköisimmin runkojohto heti suuren kuluskeskittymän jälkeen. (Partanen ym. 2010, 28; Haakana 2008, 23.)

6.6 Varavoima

Varavoiman käyttö verkkoyhtiön toimesta vikatilanteiden hallinnassa ei ole tyypillistä, vaan olemassa olevaa varavoimaa käytetään lähinnä työkeskeytysten aikana. Häiriötilanteessa resurssit keskitetään viankorjaukseen eikä varavoiman käyttöön. Suurhäiriötilanteessa varavoima voisi kuitenkin tarjota tietyissä tapauksissa varsin käyttökelpoisen tavan pienentää suurhäiriöstä aiheutuvaa haittaa. Esimerkiksi kaukana sähköasemasta olevan pienen taajaman sähkönsyöttö voitaisiin suurhäiriötilanteessa hoitaa varavoimalla. Tämä voisi olla erittäin kannattava vaihtoehto pienentää suurhäiriöriskiä siirtymäkauden ajan ennen kuin yhteys sähköasemalta rakennetaan säävarmaksi. Varavoima voisi olla joko kiinteää tai siirrettävää, mutta sen sijoitus ja liitäntä tulisi suunnitella etukäteen, jotta varavoiman kytkeminen ei kuluttaisi turhaan viankorjausorganisaation resursseja. Siirrettävää varavoimaa kierrättämällä voitaisiin hoitaa useampikin kohde pitkän sähkökatkon tapauksessa. Energiategollisuuden suosituksen mukaan jo kahden

tunnin yhtäjaksoinen sähköjen palauttaminen nollaa vakiokorvauslaskennan pois lukien sähkölämmityksen, jonka tapauksessa sähköllinen aika tulisi olla vähintään puolet edeltäneen keskeytyksen ajasta. Äärimmilleen vietyinä varavoiman kierrättäminen tämän suosituksen puitteissa vaikuttaisi keinottelulta, mutta käytännössä muutama tunti sähköä 12 tunnin jaksoissa tekee elämän siedettävämmäksi kuin yhtäjaksoinen pitkä keskeytys, erityisesti jos tilanteesta annetaan ennakolta informaatio. (Partanen ym. 2010, 30.)

Sähkönjakeluverkon saarekekäyttöön liittyy suojaus- ja käyttötekniisiä haasteita, joiden parissa tehdään varsin paljon tutkimus- ja kehitystyötä liittyen hajautetun tuotannon lisääntymiseen. Niiden tulosten pohjalta on entistä paremmat tekniset edellytykset varavoimakäyttöön. Toisena haasteena on se, että verkkoyhtiön toimiminen sähkön tuottajana on ristiriidassa sähkömarkkinalain kanssa. Tämän vuoksi olisikin tarpeen selvittää, millä edellytyksillä suurhäiriöriskiä voidaan pienentää verkkoyhtiön hallinnoiman varavoiman avulla ja/tai saarekekäytön avulla siinä tapauksessa, että se on kansantaloudellisesti järkevää. Selvitettävä asia voisi olla myös se, että verkkoyhtiö osallistuisi sähkönkäyttäjien varavoiman kustannuksiin. Kustannusta voitaisiin käsitellä, kuten toimitusvarmuusinvestointia ja samalla vakiokorvauskäytäntö ja KAH-laskenta eivät enää koskisi kyseistä asiakasta. Nykyisessä ajattelutavassa vakiokorvaus ja KAH-arvo ovat riippumattomia asiakkaan omasta varautumisesta, mikä on sinänsä luontevaa, mutta ei välttämättä yhteiskunnallisesti järkevää. (Partanen ym. 2010, 31.)

7 TOIMENPITEET TOIMITUSVARMUUSTASON NOSTAMISEKSI

Suurhäiriövarmuuden parantamiseksi ehdotetut toimenpiteet on jaettu erikseen asemakaava-alueilla, haja-asutusalueilla ja pienjänniteverkon puolella tehtäviin toimenpiteisiin. Näillä alueilla käytettävien toimitusvarmuutta parantavien tekniikoiden lisäksi käydään läpi viankorjausorganisaation toimintaa tehostavat parannusehdotukset.

7.1 Asemakaava-alueet

Uusi Sähkömarkkinalaki edellyttää asemakaava-alueilla, että jakeluverkon vioittuminen ei aiheuta verkon käyttäjälle yli 6 tuntia kestäväää sähkönjakelun keskeytystä. Pahimmillaan suurhäiriöissä tilanne voi olla, että useat eri taajamat ovat myrskylle alttiina yhtä aikaa. Vaikka toimitusvarmuusrajan mallintamisessa koko verkon osalta päästään alle tavoiterajan, on asemakaava-alueilla suoritettava seuraavan neljäntoista vuoden aikana täysimittainen kaapelointi, koska käytännössä kuuden tunnin rajaa on mahdoton saavuttaa taajamissa ilman sataprocenttista maakaapelointia keski- ja pienjänniteverkoissa. Jo keskijänniteverkon kaapeloinnilla saadaan poistettua merkittävä osa asiakkaiden kokemista sähkökatkoista, koska noin 80 prosenttia asiakkaiden kokemista katkoista on peräisin keskijänniteverkon vioista ja se alentaa johdon vikataajuutta 50–90 prosenttia avojohtoon verrattuna. (Lakervi & Partanen 2010, 113.)

OSS:llä on aiemminkin mietitty, mitä tehdä, kun taajamajohdot tulevat saneerausikään. Vuonna 2011 on tehty samansuuntainen periaatepäätös taajamien maakaapeloinnista. Tähän on ollut vaikuttamassa se, että rakennettujen alueiden sisällä johtokadut ovat käyneet ahtaiksi, samoin kuin keskeytysten järjestely ja johtokatuja raivaus on koettu vaikeiksi. Myös ympäristö, tilankäyttö ja näkökysymykset asettavat yhteiskunnan taholta paineita ja kaavoitus edellyttää sähköverkkojen maakaapelointia. Samoin tuona aikana koetut kovat ukkosmyrskyt ovat edesauttaneet ajatusta taajamien maakaapeloimisesta. Nykyään maakaapelointi on hyvin yleistä ja taloudellisesti kannattavaa taajamissa, johtuen suurista kuormista ja kaapeloinnin myötä saatavista KAH-säästöistä. (Eskelinen 2008, 48.)

Voimassaolevia erillisiä asemakaava-alueita on OSS:n jakelualueella 14 kappaletta. Näistä suurimmat ovat Kempeleen, Oulunsalon, Muhoksen, Limingan ja Tyrnävän taa-

jamat. Kaikkiaan asemakaavoitetulla alueella sijaitsee noin 20 500 asiakasta 28 900 asiakkaasta, eli 71 prosenttia koko jakelualueen asiakkaista. Kaapeloimalla taajamat saataisiin lähes kolme neljäsosaa asiakkaista säävarman verkon piiriin. Taulukosta 4 nähdään kaikkien OSS:n asemakaava-alueiden ilmajohto- ja asiakasmäärät. Kaapeloitavaa verkkoa asemakaava-alueilla on yhteensä keski- ja pienjänniteverkoissa 550 km.

Taulukko 4. OSS:n alueen asemakaava-alueet ja niiden johto- ja asiakasmäärät

Taajamat:	Keskijännite ilma- johdot [km]	Pienjännite ilma- johdot [km]	Asiakkaat
Ala-Temmes	0,5	2	48
Kempele	60	96	7307
Liminka	33	36	1909
Lumijoki	7	20	582
Muhos	35	42	2429
Murto	7	7	409
Niemenranta	0	3	331
Oulunsalo	28	35	3386
Päivärinne	5	6	320
Temmes	1,5	5	144
Tupos	13	11	766
Tyrnävä	13	24	1190
Utajärvi	8	30	780
Vaala	7	16	891
Yhteensä	217	333	20492

Puolessa alueen asemakaava-alueista sijaitsee sähköasema. Näiden alueiden kaapeloiminen kannattaa toteuttaa sähköasemalta lähtien vyöryttämällä. Tapauskohtaisesti kannattaa harkita pylväskatkaisijan asentamista paikkoihin, joissa maakaapeli muuttuu ilmajohtodoksi varsinkin, kun johtolähdön loppupään sijainti on vikaherkkyydeltään paremmassa ympäristössä (metsä).

Osa asemakaava-alueista sijaitsee kauempana sähköasemista. Näiden kaava-alueiden kaapeloinnin lisäksi niitä syöttävä johto on järjestettävä suurhäiriövarmaksi. Tämä onnistuneen suurimmassa osassa tapauksia suhteellisen helposti, koska sähköasemalta syötävä johto kulkee suuren osan matkasta peltojohtona. Tällaisessa tapauksessa vain metsäosuuksien kaapeloimisella saataisiin luotettava suurhäiriövarmayhteys sähköasemalta taajaman reunaan asti, josta johtolähtö jatkaisi maakaapelina. Vaikein tilanne suurhäiriövarman yhteyden järjestämisen suhteen on Tupoksen ja Temmeksen asemakaava-alueiden osalta. Nämä sijaitsevat kaukana sähköasemasta ja niitä syöttävä johto on suu-

rimmaksi osaksi metsässä kulkevaa avojohtoa. Tupoksen tapauksessa on mahdollista muuttaa joku sitä syöttävistä neljästä johdosta suurhäiriövarmaksi. Temmeksen tapauksesta ongelmallisen tekee, että asemakaava-alueen syöttö on mahdollista vain yhdestä suunnasta ja tämä metsässä kulkeva johto on vasta saneerattu.

7.2 Haja-asutusalueet

Haja-asutusalueen johdoissa tapahtuva vika voi vaikuttaa maantieteellisesti laajalle alueelle. Näiden johtojen vikojen vaikutusta johdon alkupään mahdollisiin taajaman asiakaisiin voidaan ehkäistä asentamalla ilmajohdon alkuun maastokatkaisija. Myös kaukokäytettävien erottimien lisääminen nopeuttaa vianselvitystä huomattavasti. Haja-asutusalueella ei tässä työssä määritellyn toimitusvarmuusrajan puitteissa ole tarvetta ryhtyä laajamittaiseen kaapelointiin, mutta johtojen yleistä käyttövarmuutta ja vikatiheyttä on syytä parantaa saneerattaessa näitä haja-asutusalueen johtoja. Varsinkin metsävaltaisten johtolähtöjen kohdalla kannattaa harkita pystyisikö osan johdosta saneeraamaan tienvarteen. Tämä parantaisi yleistä käyttövarmuutta huomattavasti. Tienvarteen siirtoa on harkittava tapauskohtaisesti ja siihen vaikuttaa muun muassa ollaanko saneerattavasta johdosta uusimassa pylväät, johtimet vai molemmat. Saneerattessa tienvarteen lisäkustannuksia verrattuna paikalleen saneeraukseen aiheuttaa myös uusi suunnittelu, uudet maanvuokrat ja johtoalueen raivaus.

Haja-asutusalueen johtojen vikataajuuden pienentämisessä oleellinen toimenpide on myös vierimetsien oikeanlainen hoito. Eräs arvio on, että vierimetsän hoidon kustannukset olisivat 1000 - 3000 €/km (Gylen 2012.) Asian tiimoilta on käynnissä useampia pilottihankkeita eri puolilla Suomea. Esimerkiksi Fortumilla on nyt käynnissä reuna-metsien hoitohankkeen pilotti. Siinä Metsänhoitoyhdistys on ottanut yhteyttä metsänomistaja-asiakkaaseensa ja tarjonnut metsänhoitoyhdistyksen suorittamaa sähkölinjan vierimetsien hoitoa sekä tehnyt metsänomistajan kanssa normaalin puukaupan palvelun tapaan kirjallisen toimeksiantosopimuksen puiden myynnistä. Sopimuksessa maanomistaja valtuuttaa MHY:n hoitamaan johtoalueen vierimetsää johtoalueen ulkopuolella 15 metrin etäisyydellä johdon keskilinjasta. Pilotissa vierimetsien hoitoon sisältyy metsurin tekemä ennakkoraivaus ja hakkuukoneella tehtävä vierimetsän hoitohakkuu. Kustannukset töistä maksaa Fortum ja MHY huolehtii puiden myynnistä. Pilotissa kiinnostaa erityisesti työn, puuaineksen ja kustannusten määrä. Tulosten perusteella voidaan miet-

tiä kaikkien osapuolten (verkkoyhtiö, metsänomistaja, raivausurakoitsija ja mahdollisesti puuaineksen hyödyntäjä) kannalta optimaalinen toimintamalli. Tämän kaltaisten hankkeiden toteuttaminen myös OSS:n alueella tulevina vuosina, olisi järkevä ratkaisu metsäjohtojen toimitusvarmuuden parantamisessa. (Fortum 2013, hakupäivä 1.4.2014.)

Mikäli pelkkä taajamien kaapeloiminen ei riittäisi toimitusvarmuusrajaan pääsemiseen, olisi 1000 voltin tekniikan käyttömahdollisuuksien tutkiminen laajemmin järkevä ratkaisu haja-asutusalueen haarajohtojen kaapeloimisessa. Tämä tekniikka voisi olla taloudellisempi vaihtoehto keskijännitekaapeloinnin sijasta. Mikäli uutta jänniteporrasta ei haluta ottaa käyttöön tai siitä saatavat hyödyt jäisivät vähäisiksi, voi kevyen keskijännitekaapelin ja haja-asutusalueelle suunniteltujen maakaapeliverkon komponenttien käyttö olla vaihtoehtona. Nyt kilovoltin tekniikan hyödyntämistä voi miettiä normaalin käyttövarmuutta kehittävän saneerauksen yhteydessä toteutettavaksi.

7.3 Pienjänniteverkko

Pienjänniteverkon suurhäiriövarmuudella on tärkeä rooli pitkien myrskystä aiheutuvien sähkökatkojen ehkäisyssä. Kun myrskyn jälkeen keskijänniteverkon viat saadaan korjattua, ratkaisee pienjänniteverkon rakenne, miten pitkäksi sähkökatko muodostuu yksittäisillä sähkökäyttäjillä. Tämän opinnäytetyön suurhäiriöiden mallintaminen osiolla sivulla 23 kuvassa 6 nähdään kuinka pj-verkon rakenne vaikuttaa suurhäiriöiden korjaamisessa. Kaapeloimalla pj-verkkoa saadaan kuvan ”häntää” ja sähkökatkoja lyhennettyä.

Pienjänniteverkon osalta asemakaava-alueilla on pyrkimys keskijänniteverkon tapaan sataprosenttiseen kaapelointiin. Mikäli pj-verkko jätetään ilmajohdoiksi kaapeloitaessa kj-verkko, menetetään pitkien sähkökatkojen ehkäisemisen hyöty, koska suurhäiriössä useiden vikojen sattuessa samaan aikaan ensin pyritään hoitamaan kj-verkon viat, jonka jälkeen resurssit kohdennetaan pj-verkon vikojen korjaukseen. Kun pj-verkkoon sattuu useampia vikoja, ei voida olettaa viankorjausorganisaation ehtivän korjata kaikkia vikoja alle kuudessa tunnissa.

Taajamien ulkopuolellakin on tehty periaatepäätös maakaapeloinnin ensisijaisesta käytöstä rakennettaessa ja saneerattaessa pienjänniteverkkoa. Edelleen käytännössä kuitenkin

kin rakennetaan myös ilmajohtoverkkoa, koska tämä on olosuhteiden määrittämänä järkevämpi ratkaisu. Nyt suurihäiriötarkastelun myötä maakaapelointi saa yhden vahvan argumentin puolelleen. Pienjänniteverkossa kaapelointi voi olla myös taloudellisempi ratkaisu, mikäli kaapeleiden asentamiseen pystytään käyttämään aurausta.

7.4 Viankorjausorganisaatio

Suurhäiriöiden aiheuttamia keskeytyskustannuksia ja keskeytysaikaa voidaan pienentää kasvattamalla viankorjausorganisaation kokoa. Organisaation kasvattaminen ei yksinään kuitenkaan riitä laajojen katkojen torjumisessa, vaan sitä voidaan käyttää maakaapeloinnin ja muiden tekniikoiden apuna. Korjaushenkilöstön kasvattaminen esimerkiksi kaksinkertaiseksi on todellisuudessa vaikeaa, eikä henkilöstön kaksinkertaistaminen käytännössä kaksinkertaista viankorjauskapasiteettia. Lisäksi viankorjausorganisaation kasvattamisesta aiheutuu kuluja. (Partanen ym. 2012, 21–22.)

Suurhäiriöön varauduttaessa on Oulun Seudun Sähköllä varmuusvarastona noin kymmenen kilometrin korvaamiseen soveltuvat tarvikkeet 20 kV ilmajohtolle. Lisäksi yhteisomistuksessa toisen verkkoyhtiön kanssa on siirrettävä pieni sähköasema (2 lähtöä). Jakelumuuntajia varmuusvarastossa on 16 kappaletta. Tämän varmuusvaraston ylläpito on suurihäiriöihin varauduttaessa erittäin tarkoituksenmukaista, koska laajemmassa suurihäiriössä varakomponenttien saaminen muualta voi olla hankalaa.

Yksi keino kasvattaa ja tehostaa suurihäiriöorganisaation kokoa voisi olla metsureiden lisääminen korjausryhmiin. Tällä saataisiin tehostettua myrskyn kaatamien puiden raivaamista ja verkostoasentajien vioittuneen sähköverkon korjaamista. Käytännössä tämä tarkoittaisi sopimuksien tekemistä metsäalan urakoitsijoiden kanssa, jotta he olisivat käytettävissä suurihäiriöolosuhteissa. Verkkoyhtiö hoitaisi näiden asianmukaisen koulutuksen ja taitojen ylläpidon. Lisäksi näitä urakoitsijoita voitaisiin käyttää normaalissa johtoalueen raivaamisessa ja mahdollisesti tulevilla vierimetsien hoito-operaatioissa. Pahempaan tilanteeseen varauduttaessa valmiussopimus voitaisiin tehdä myös metsäkoneyrittäjien kanssa.

OSS:llä on pidetty määräajoin suurihäiriöharjoituksia, joissa sekä oma, että pääurakoitsijan viankorjausorganisaatio on harjoitellut kuvitellussa suurihäiriötilanteessa toimimista.

Erityisesti viankorjauksen koordinoimiseen osallistuvien on hyvä harjoitella suurhäiriötilanteessa toimimista. Lisäksi tulevia suurhäiriöharjoituksia pidetään yhdessä pelastuslaitoksen ja alueen muiden sähköverkkoyhtiöiden kanssa. Tätä viranomaisyhteistyötä on harjoiteltava etukäteen, koska aiemmin sattuneissa suurhäiriöissä yhdeksi merkittävimmistä puutteista on paljastunut eri toimijoiden välisten yhteyksien ja yhteistyön puuttuminen.

8 KEHITTÄMISRATKAISUJEN VAIKUTUKSET

Maakaapelointi vaikuttaa toimitusvarmuuden paranemisen lisäksi myös yhtiön talouslaskelmiin ja tehtäviin investointeihin. Maakaapeloinnin lisääntymisen seurauksena keskeytyskustannukset pienenevät keskimäärin noin 0,7 % yhtä kaapelointiprosentin nousua kohden. Maakaapelia käytettäessä myös jälleenkytkennät poistuvat näiltä osin, ja verkon kunnossapitokustannukset pienenevät. Kaapeloinnin vaikutuksesta myös sähköverkon jälleenhankinta-arvo kasvaa, koska verkkoa korvataan kalliimmilla komponenteilla, kuten ilmajohto maakaapelilla ja pylväsmuuntamo puistomuuntamolla. Lisäksi verkon nykykäyttöarvo kasvaa, kun verkon keski-ikä laskee nopean uusimisen seurauksena. Myös regulaation kautta laskettava sallittu tuotto kasvaa nykykäyttöarvon kasvaessa. (Vainikka 2014, 38; Partanen ym. 2010, 34.)

Nopealla aikataululla toteutettu maakaapelointi aiheuttaa sen, että verkosta joudutaan uusimaan johtoja, joilla on vielä pitoaikaa jäljellä. Tästä syystä uuden verkon nykykäyttöarvossa tulee huomioida verkosta poistettujen komponenttien jäljellä olleen pitoajan vaikutus. Energiavirasto päätti muuttaa valvontamenetelmiä vuoden 2014 alusta. Valvontamenetelmiin lisättiin kannustin, jonka mukaan ennen aikaisten toimitusvarmuutta parantavien investointien nykykäyttöarvo voidaan alaskirjata tuloslaskelmassa. Huomioitava on, että valvontamenetelmät voivat muuttua, jolloin myös tämä toimitusvarmuuskannustin voi poistua. (Vainikka 2014, 38.)

8.1 Investointisuunnitelma

OSS:n verkko täyttää haja-asutusalueen osalta sähkömarkkinalain vaatimuksen alle 36 tunnin sähkökatkon enimmäiskeston osalta. Jotta taajamissakin päästäisiin alle lain vaatiman enimmäiskatkoajan, täytyy niiden osalta suorittaa täysimittainen maakaapelointi. Seuraavassa on esitetty laskelmat taajamien maakaapeloinnin investoinneista. Laskelmat on tehty käyttäen Energiaviraston yleisiä hintoja. Taulukossa 5 on esitetty taajamien keskijännitekaapelointiin vaikuttavat hinnat. Kustannuslaskelmassa on käytetty taajamien keskimääräisiä hintoja kilometrille. Esimerkiksi kaivausolosuhteiden on arvioitu neljä viidesosaa olevan normaalia ja yksi viidesosaa vaikeaa. Varavoiman tarpeellekin on laskettu oma osuutensa, mutta käytännössä tämä osuus on jätetty suhteellisen pieneksi, johtuen taajamien silmukoidun verkon tuomista varasyöttöyhteyksistä.

Taulukko 5. Keskijännitekaapeloinnin kustannukset taajama-alueella

150 - 185 maakaapeli	37 940 €/km
Kaivuu, normaali / vaikea 4:1	31 688 €/km
Puistomuuntamo, ulkoa hoidettava 1,25kpl/km	30 675 €/km
Muuntaja 300-315 kVA	7 930 €/km
Kojeistopääte 4kpl	5 040 €/km
Jatko	2 010 €/km
Sammutus	1 800 €/km
Varavoima	200 €/km
Yhteensä	117 283 €/km

Taajamissa maakaapeloinnin hinnaksi kilometriä kohden saadaan 117 283 euroa. Tämä on lähes kaksi kertaa kalliimpaa, kuin vastaavanlaisen maakaapeloinnin toteutus haja-asutusalueen olosuhteissa, joissa ympäristössä ei ole yhtä paljon kaivausta haittaavia tekijöitä.

Taulukossa 6 on esitetty vastaavanlaiset pienjännitekaapeloinnin kustannukset taajamissa.

Taulukko 6. Pienjännitekaapeloinnin kustannukset taajama-alueella

Kaapelit	13 029 €/km
Kaivuu, normaali / vaikea 4:1	31 688 €/km
Kaapit, jonovarokeytkimet yms.	9 623 €/km
Yhteensä	54 340 €/km

Pienjännitekaapeloinnin kustannukset taajamissa kilometriä kohden ovat 54 340 €. Taulukon kaapelin, jakokaappien ja jonovarokeytkimien hinnat ovat keskiarvohintoja ja ne on laskettu niiden tämän hetkisen esiintyvyyden mukaan OSS:n pienjännitekaapeliverkoissa.

Kaapeloitavia kilometrejä taajama-alueilla oli keskijänniteverkossa 217 km ja pienjänniteverkossa 333 km. Kun nämä pyritään jakamaan tasan 14 vuodelle, joka on aikaa sähkömarkkinalain vaatimuksien toteuttamiseksi, saadaan vuosittaiset kaapelointimäärät ja kaapeloinnin vaatimat investoinnit. Nämä on esitetty taulukossa 7.

Taulukko 7. Taajamien kaapeloinnin määrä ja hinta vuosittain

	Keskijännite	Pienjännite	Yhteensä
Km/a:	15,5 km	23,3 km	39,3 km
Hinta €/a:	1 817 887 €	1 290 579 €	3 108 466 €
Kokonaishinta [€]:	25 450 411 €	18 068 107 €	43 518 518 €

Sähkömarkkinalain vaatimuksien täyttämiseksi, täytyy taajamien kaapelointiin investoida 3,1 miljoonaa euroa vuodessa seuraavien neljäntoista vuoden ajan, yhteissumman noustessa 43,5 miljoonaan euroon. Luvut eivät sisällä vanhan ilmajohtoverkon purkukustannuksia, joita tulisi yhteensä noin 2,5 miljoonaa euroa.

8.2 Suurhäiriövarmuuden kehitys

Seuraavassa tarkastellaan suurhäiriövarmuuden kehittymistä investointijakson ajan vuoteen 2029. Keskeisiä lukuja ovat kaapelointiprosentin, suurhäiriövarman verkon osuuden ja suurhäiriövarmojen asiakkaiden muutokset tämän ajanjakson aikana. Taulukossa 8 on esitetty kaapelointiasteen muutos vuoteen 2029 asti, jolloin keskijänniteverkon kaapelointiaste on kohonnut 6 prosentista 22 prosenttiin ja pienjänniteverkon kaapelointiaste nykyisestä 27 prosentista 43 prosenttiin. Kaapelointiasteen kehitys on suhteellisen maltillista muihin verkkoyhtiöihin nähden.

Taulukko 8. Kaapelointiasteen kehitys 2014 - 2029

	Keskijännite	Pienjännite
Kaapelointi % 2014	6 %	27 %
Kaapelointi % 2018	10 %	30 %
Kaapelointi % 2020	12 %	33 %
Kaapelointi % 2025	17 %	38 %
Kaapelointi % 2029	22 %	43 %

Kun suurhäiriöherkkää ilmajohtoa muutetaan kaapeliksi, kehittyy myös yhtiön suurhäiriövarmuus. Taulukossa 9 nähdään suurhäiriövarmuuden kehitys vuoteen 2029 asti. Taulukossa on esitetty keskijänniteverkon, pienjänniteverkon ja asiakkaiden kehitys suurhäiriövarmuuden näkökulmasta katsottuna. Prosenttiluvut kuvaavat suurhäiriövarman verkon osuutta ja asiakkaiden määrää koko verkon pituudesta ja asiakasmäärästä, kun molempien oletetaan pysyvän samana koko tarkastelujakson. Vuonna 2029 asiakkaista noin 20 500 eli 71 %, eivät koe sään aiheuttamia sähkökatkoja ollenkaan. Kilo-

metreissä suurhäiriövarmaa johtoa on tuolloin keskijännitepuolella 900 km ja pienjännitepuolella 1550 km.

Taulukko 9. Suurhäiriövarmuuden kehitys

Vuosi	Kj %	Pj %	Asiakkaat %
2015	49 %	60 %	3 %
2016	50 %	61 %	8 %
2017	51 %	62 %	12 %
2018	52 %	63 %	17 %
2019	53 %	65 %	22 %
2020	55 %	66 %	27 %
2021	56 %	67 %	32 %
2022	57 %	68 %	37 %
2023	58 %	69 %	42 %
2024	59 %	71 %	47 %
2025	60 %	72 %	52 %
2026	61 %	73 %	57 %
2027	62 %	74 %	61 %
2028	63 %	75 %	66 %
2029	65 %	76 %	71 %

Suurhäiriövarmuuden ja kaapelointiasteen muutoksien lisäksi tarkasteltava on myös omaa tilannetta suhteessa sähkömarkkinalain vaatimuksiin. Tällä hetkellä voidaan olettaa sähkömarkkinalain vaatimien 6 ja 36 tunnin keskeytysrajojen täyttyvän kaikilla haja-asutusalueen asiakkailta ja 3 prosentilla taajamien asiakkaista. Yhteensä lain vaatimukset täyttävät siis 32 prosenttia asiakkaista. Taulukossa 10 on kuvattu tämän asiakasmäärän kehittymistä vuoteen 2029. Taulukkoon on myös merkitty lain vaatimien välitavoitteiden saavuttaminen. Näitä välitavoitteita ovat, että keskeytysajat täyttyvät 50 prosentilla asiakkaista vuoden 2019 loppuun mennessä ja 75 prosentilla asiakkaista vuoden 2023 loppuun mennessä. Kaikkien asiakkaiden tulee olla lain vaatimien keskeytysaikojen piirissä vuoden 2028 loppuun mennessä.

Taulukko 10. Sähkömarkkinalain vaatimukset täyttävän asiakasmäärän kehitys

Vuosi	Lain vaatimukset täyttävät asiakkaat	Lain vaatimus
2015	32 %	
2016	37 %	
2017	41 %	
2018	46 %	
2019	51 %	
2020	56 %	50%
2021	61 %	
2022	66 %	
2023	71 %	
2024	76 %	75%
2025	81 %	
2026	86 %	
2027	90 %	
2028	95 %	
2029	100 %	100%

Kehitettäessä verkon suurhäiriövarmuutta on huomioon otettava myös lain vaatimien välitavoitteiden täyttäminen. Jaettaessa investoinnit tasaisesti koko 14 vuoden ajanjaksolle, myös nämä välietapit täytetään. Tätä kehitystä arvioitaessa on oletettu asiakasjakauman pysyvän nykyisenlaisena tarkasteltavan ajanjakson ajan.

8.3 Vaikutus siirtohintaan

Suurhäiriövarmuuteen tehtävien investointien vaikutusta sähkönsiirtohintoihin on arvioitu useassa eri lähteessä. Esimerkiksi Energiategollisuus arvioi sähkön siirtohintojen nousevan investointien seurauksena 20–30 prosenttia seuraavan 15 vuoden aikana. (Ylä-Tuuhonen 2013). Lappeenrannan teknillisen yliopiston työ- ja elinkeinoministeriölle tekemässä tutkimuksessa 2012 arvioidaan keskimääräiseksi siirtohintojen korotustarpeeksi 1,2 snt/kWh, joka tarkoittaisi 8-10 % korotusta sähkön kokonaishinnassa sähkölämmitys- ja kotitalousasiakkailla. Kaapeloinnin aiheuttama siirtohintojen korotustarve poikkeaa merkittävästi eri verkkoyhtiöissä. Suurimmillaan korotustarve voi olla useita senttejä ja pienimmillään nolla. Korotustarve riippuu ensisijaisesti yhtiön ilmajohtojen määrän ja asiakkaiden käyttämän energian suhteesta. (Partanen ym. 2012, 59–60.)

Oulun Seudun Sähkölle tehdyissä laskelmissa siirtohinnan korotustarpeeksi on arvioitu noin 20 %. Tämä korottaisi nykyistä siirtohintaa keskimäärin noin 1 snt/kWh ja tarkoittaisi

taisi noin 8 % korotusta nykyiseen sähkön kokonaishintaan. Siirtohintavaikutukset ovat maltillisia, koska toimenpiteet suurhäiriövarmuuden parantamiseksi keskittyvät vain alle 20 % yhtiön verkkopituudesta. Todelliseen korotustarpeeseen on selvitettävä miten paljon taajamien kaapeloiminen menee muiden korvausinvestointien kanssa päällekkäin ja mikä on muun sähköverkon saneerauksen tarve. Taajamien tapauksessa kysymyksessä on kuitenkin vain alle 20 % osuus koko yhtiön verkkopituudesta.

9 JOHTOPÄÄTÖKSET JA POHDINTA

Viime vuosina koetut myrskyt ja niistä seuranneet laajat ja pitkät sähkökatkot ovat saaneet yhteiskunnan ymmärtämään luotettavan sähkönjakelun merkityksen ja nykyisen ilmajohtovaltaisen sähköverkon haavoittuvuuden. Myrskyjen seurauksena kirjattiin sähkömarkkinalakiin pykälä toimitusvarmuusvaatimuksista, joiden mukaan suurin sallittu sähkökatkon pituus ei saa ylittää asemakaava-alueilla 6 tuntia ja muilla alueilla 36 tuntia. Kyseiset keskeytysaikavaatimukset on täytettävä asteittain vuoden 2028 loppuun mennessä.

Työn tavoitteena oli tutkia sähkömarkkinalakiin kirjattujen muutosten vaikutusta yhtiön verkonrakennusstrategiaan tulevina vuosina. Keskeisimpänä kriteerinä oli sähköverkon suurihäiriökestoisuus ja keinot sen parantamiseen tulevina vuosina. Sähköverkon muutostarpeiden lisäksi tarkasteltiin, millaisia vaikutuksia pääasiallisella suurihäiriövarmuuden parantamisratkaisulla olisi investointijakson ajan.

Opinnäytetyön alkuvaiheessa selvitettiin jakeluverkon ja suurihäiriöorganisaation nykytila-analyysillä lähtötilanne suurihäiriökestoisuuden suhteen. Analyysissä selvisi, että vaikka jakeluverkon kaapelointiaste on matala, suurihäiriövarman verkon osuus koko jakeluverkosta on yllättävän suuri, johtuen verkon länsipuolen ja Oulujokilaakson peltovaltaisesta alueesta. Näillä seuduilla huomattava osa johdoista on pystytty rakentamaan avoimeen ympäristöön, jolloin niiden voidaan olettaa suurihäiriövarmoja, koska sääolosuhteet eivät aiheuta näille osuuksille useita yhtäaikaista vikoja. Nykytila-analyysissä selvisi myös, että vaikka suurihäiriövarman verkon osuus on suhteellisen suuri, ei täysin suurihäiriövarmoja asiakkaita ollut kuin 3 % koko jakeluverkon asiakkaista. Tämä johtui siitä, että johtolähdöt osuivat metsäkaistaleeseen vain lyhyen matkan päässä sähköasemalta. Näin täysin suurihäiriövarma yhteys sähköaseman ja asiakkaan välillä on melko harvinainen. Asiakkaita saataisiin suhteellisen pienellä vaivalla suurihäiriövarmoiksi maakaapeloimalla nämä metsäsaarekkeet.

Toimitusvarmuusrajojen määrittämistä varten täytyi aiemmin koettujen myrskyjen perusteella määrittää suurihäiriömalli. Tämän referenssimyrskynä käytettävän mallin perusteella määritettiin tarvittavat toimenpiteet sähkömarkkinalain vaatimuksien täyttämiseksi. Suurihäiriömallia varten selvitettiin pahin mahdollinen tiedossa oleva myrsky, joka oli tehnyt tuhoa yhtiön jakeluverkolle. Koska malli pohjautuu todellisiin koettuihin

vikataajuuksiin, siitä saatiin yhtiön tilanteeseen ja olosuhteisiin nähden realistinen. Myrskyn vikataajuudet ja laajuus mallinnettiin nykyverkkoon. Tämän mallin ja nykyisen suurihäiriöorganisaation korjauskyvyn mukaan määritettiin lain edellyttämä toimitusvarmuusraja. Tämä raja kuvaa nykyisillä viankorjausresursseilla tilannetta, jossa myrskyn aiheuttamista vioista selvittäisiin alle lain vaatiman 36 tunnin sähkökatkon. Mallinnuksen perusteella todettiin yhtiön jakeluverkon selviävän haja-asutusalueen osalta alle vaaditun 36 tunnin enimmäiskatkopituuden. Taajamissa sen sijaan 6 tunnin enimmäiskeskeytysaikaan pääseminen edellyttäisi taajamia syöttävien johtojen kaapeloimista.

Taajamien maakaapeloiminen olisi tärkein yksittäinen suurihäiriövarmuutta kehittävä toimenpide. Tämä tarkoittaisi sekä keski- että pienjänniteverkkojen kaapeloimista. Taajamien suurihäiriövarmuutta voitaisiin lisäksi parantaa maakaapeliverkon jälkeen asennettavilla maastokatkaisijoilla, näin ilmajohtoverkon viat eivät vaikuttaisi säävarman verkon asiakkaisiin. Mikäli syöttävä sähköasema sijaitsee kauempana taajamasta tai asemakaava-alueesta tulisi maakaapeliverkolle järjestää myös suurihäiriövarma syöttöyhteys. Mikäli syöttävä johto kulkee pääasiassa pellolla, ei kaapelointi ole tarpeellista muuten kuin metsäosuuksien kohdalla.

Haja-asutusalueen osalta suurihäiriövarmuuden nimissä tehtäviin ennenaikaisiin investointeihin ei ole tarvetta. Näillä alueilla ei kuitenkaan voi unohtaa normaalia toimitusvarmuutta parantavia kehittämistekniikoita. Esimerkiksi normaalin saneerauksen yhteydessä saneeratessa metsässä kulkevia johtoja on tarkasteltava ilmajohdon tien varteen siirtämistä yhtenä vaihtoehtona. Tämä pienentäisi johdon vikataajuutta lähes puoleen. Lisäksi yhtenä keinona pienennettäessä metsäjohtojen vikaherkkyyttä tulisi kiinnittää huomiota näiden reunametsien oikeanlaiseen hoitoon. Reunametsien hoidossa koko ala etsii vielä kustannustehokasta ja järkevää toteutusmallia. Reunametsien hoito - projekti on käynnissä ympäri Suomen eri verkkoyhtiöiden toimesta. Myös OSS:n kohdalla vastaavanlaista projektia voitaisiin harkita toteutettavan. Harkittavana on myös uusien tekniikoiden kuten 1000 V jännitteenjakelun käyttöönotto haja-asutusalueen pienitehoisilla haarajohdoilla. Pienjänniteverkon osalta on tehty periaatepäätös myös maaseudulla maakaapelin käytöstä aina, kun se on mahdollista.

Sähkömarkkinalain muutoksien vuoksi sähköverkkoon joudutaan investoimaan seuraavien 15 vuoden aikana lähes kolmannes sen tämänhetkisestä jälleenhankinta-arvosta.

Investoinnin suuruus johtuu kaapeloinnin suurista kustannuksista taajama-alueilla. Kokonaisuutena taajamien kaapelointi voi kaksinkertaistaa vuosittain verkkoon investoitavan summan. Investointien vaikutuksesta paineet siirtohintojen korotukselle ovat olemassa. Arvioiden mukaan siirtohintojen korotustarve olisi noin 20 %, joka tarkoittaisi 8 %:n korotusta sähkön kokonaishintaan. Nopealla aikataululla toteutettu maakaapelointi aiheuttaa myös sen, että verkosta joudutaan uusimaan johtoja, joilla on vielä pitoaikaa jäljellä. Kaapeloinnin vaikutuksesta sähköverkon jälleenhankinta-arvo kasvaa, koska verkkoa korvataan kalliimmilla komponenteilla. Verkon nykykäyttöarvo kasvaa, kun verkon keski-ikä laskee nopean uusimisen seurauksena. Myös regulaation kautta laskettava sallittu tuotto kasvaa nykykäyttöarvon kasvaessa. Lisääntyvä maakaapelointi pienentää myös keskeytyskustannuksia ja verkon kunnossapitokustannuksia.

Opinnäytetyössä onnistuttiin luomaan Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelu Oy:lle uuden sähkömarkkinalain vaatimukset huomioiva verkonrakennusstrategia. Tämä työ antaa yhtiölle asetelmat lähteä suunnittelemaan yksityiskohtaisemmin suurhäiriövarmuuden parantamista yhtiön jakeluverkossa. Aikaisemman myrsky- ja keskeytyshistorian, sekä hyvän suurhäiriökestävyyden ansiosta kaapelointi kohdistuu taajamien ja suuren kulutuksen alueille. Tulevaisuudessa sään ääri-ilmiöiden mahdollisesti lisääntyessä ja yhden pahan myrskyn sattuessa jakelualueelle, voidaan toimitusvarmuusrajojen riittävyttä joutua tarkastelemaan uudelleen.

LÄHTEET

- Asset Vision 2014. Esityskalvot - Seurantapalaveri 24.2.2014.
- Energiavirasto 2011. Kesän 2010 myrskyt sähköverkon kannalta. Raportti.
- Energiateollisuus 2013. Sähkömarkkinalain vaatimukset toimitusvarmuudelle sekä jakeluverkkoluvan hakemiselle. Esityskalvot.
- Energiateollisuus 2014. Loppuvuoden 2013 myrskyt lähes joulumyrskyjen 2011 luokkaa. Hakupäivä 19.2.2014. < <http://energia.fi/ajankohtaista/lehdistotiedotteet/loppuvuoden-2013-myrskyt-l-hes-joulumyrskyjen-2011-luokkaa>>
- Energiateollisuus & Metsäntutkimuskeskus Tapio, 2013. Johtoalueiden vierimetsien hoito opas.
- Energimyndigheten www-sivut 2014, Hakupäivä 27.3.2014.
<www.energimyndigheten.se/>
- Eskelinen, Janne 2008, Sähkönjakeluverkon käyttövarmuuden kehittäminen. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.
- Fortum 2013. Fortum on käynnistänyt mittavan vierimetsähoitopilotin parantaakseen sähkön toimitusvarmuutta Vihdissä – lehdistötiedote. Hakupäivä 1.4.2014.
<<http://www.fortum.com/fi/media/pages/fortum-on-kaynnistanyt-mittavan-vierimetsahoitopilotin-parantaakseen-sahkon-toimitusvarmuutta-vihdissa.aspx>>
- Gylén Arto 2012. Esityskalvot – Aamuseminaari, toimitusvarmuuden parantaminen 25.5.2012.
- Haakana, Juha 2008, Haja-asutusalueen keskijänniteverkon kaapeloinnin ja automaation suunnittelumetodiikka. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.
- Helitour www-sivut 2014, hakupäivä 19.2.2014. <www.helitour.fi>
- Hevosmaa, Mikko 2013. Verkostoinvestointien optimointi uuden sähkömarkkinalain ympäristössä. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.
- Ilmatieteenlaitos, 2014. Tuulitilastot. Hakupäivä 13.3.2014.
<<http://ilmatieteenlaitos.fi/tuulitilastot>>
- Lakervi, Erkki & Partanen, Jarmo 2009. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki, Hakapaino.
- LUT & TTY 2005. Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2005
- Metsäkeskus 2013. Hakupäivä 19.2.2014.
<<http://www.metsakeskus.fi/uutiset?artikkeli=1766885>>
- Metsäntutkimuskeskus Tapio www-sivut 2014. Hakupäivä 14.1.2014. <www.tapio.fi>
- Niemikorpi, Veijo, suunnittelupäällikkö, Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy. Haastattelu 17.2.2014
- Oulun Seudun Sähkö 2013. Vuosikertomus 2012.
- Oulun Seudun Sähkö 2014. Yritysesittely. Sisäinen Intranet. Hakupäivä 14.2.2014.
- Oulun Seudun Sähkö www-sivut 2014. Hakupäivä 16.2.2014.
<www.oulunseudunsahko.fi>
- Partanen, Jarmo & Lassila, Jukka & Kaipia, Tero & Haakana, Juha 2012. Vaikutusarvioselvitys TEM:n muistiossa 16.3.2012 ehdotetuista toimenpiteistä sähkönjakelun varmuuden parantamiseksi sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseksi. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.
- Partanen, Jarmo & Verho, Pekka & Honkapuro, Samuli & Lassila, Jukka & Kaipia, Tero & Järventausta, Pertti & Strandén, Janne & Mäkinen, Antti 2010. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto & Tampereen teknillinen yliopisto.
- Patana, Timo, toimitusjohtaja, Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy. Haastattelu 12.3.2014
- Sener, 2002. Sähköverkkoyhtiön toiminta suurhäiriössä. Ohje.
- Sener, 2004. Vakiokorvaukset – sovellusohje.

Sähkömarkkinalaki 588/2013.

TTY & VTT 2012. Sähköhuollon suurhäiriöiden riskianalyysi- ja hallintamenetelmien kehittäminen. Projektin loppuraportti.

Tuuliatlas. www-sivut 2014. Hakupäivä 7.2.2014. <www.tuuliatlas.fi>

Uusi-Rasi, Markku 2013. Säävarmuuden parantaminen Vatajankosken Sähkön keski-jänniteverkossa. Opinnäytetyö. Tampereen ammattikorkeakoulu.

Vainikka, Mikko 2014. Sähköverkon säävarmuuden kehittäminen verkkoliiketoiminnan valvontamallin näkökulmasta. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Verho, Pekka & Partanen, Jarmo & Honkapuro, Samuli & Lassila, Jukka & Kaipia, Teero & Järventausta, Pertti & Strandén, Janne & Mäkinen, Antti & Nurmi, Veli-Pekka & Hagqvist, Olli 2010. Nykyisen valvontamallin arviointi – suurhäiriöriski. Tutkimusraportti. Tampereen teknillinen yliopisto & Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Yle Etelä-Savo 2012. Sähkökatkot voivat jatkua päivien ajan Etelä-Savossa. Yle 13.1.2012.

Ylä-Tuuhonen, Meeri 2013. Maakaapelointi nostamassa sähkön siirtohintaa kymmeniä prosentteja. Helsingin Sanomat 21.9.2013.

LIITTEET

- Liite 1. Johtolähtöjen keskijänniteverkon sijainti- ja johtotyyppitiedot
- Liite 2. Johtolähtöjen pienjänniteverkon sijainti- ja johtotyyppitiedot
- Liite 3. Johtolähtöjen suurhäiriövarmuustiedot

Keskijänniteverkon sijanti- ja johtotyyppitiedot

Liite 1 1(3)

Asema	Johtolähtö	Kj yhteispituus [km]	Johtotyyppi			Sijainti			Suurhäiriövarmuus
			Avojohto	PAS	Maakaapeli	Metsä	Pelto	Tienvarsi	
Jylhämä	J07 Vaala 2	18,1	96 %	3 %	1 %	64 %	19 %	17 %	20 %
Jylhämä	J08 Vaala 1	12,3	98 %	0 %	2 %	54 %	20 %	24 %	22 %
Jylhämä	J09 Utanen	70,8	72 %	27 %	1 %	75 %	7 %	17 %	10 %
Kempele	J07 Honkanen	5,3	28 %	9 %	62 %	21 %	9 %	8 %	73 %
Kempele	J09 Ristisuo	6,3	38 %	38 %	24 %	48 %	3 %	25 %	35 %
Kempele	J11 Lentokenttä	2,9	34 %	14 %	52 %	17 %	0 %	31 %	55 %
Kempele	J12 Oulunsalo	1,8	17 %	33 %	50 %	33 %	11 %	6 %	64 %
Kempele	J13 Koskela	9,1	43 %	29 %	29 %	37 %	19 %	15 %	52 %
Kempele Uusi	J06 Linnakangas	13,7	44 %	27 %	29 %	59 %	4 %	8 %	35 %
Kempele Uusi	J07 Liminka	13,6	75 %	18 %	7 %	16 %	63 %	14 %	70 %
Kempele Uusi	J08 Kokko	5,6	27 %	41 %	32 %	16 %	27 %	25 %	69 %
Kempele Uusi	J10 Santamäki	5,9	22 %	39 %	39 %	51 %	0 %	10 %	42 %
Liminka	J05 Ketunmaa	13,3	52 %	38 %	11 %	8 %	68 %	14 %	86 %
Liminka	J06 Liminka	5,7	25 %	53 %	23 %	28 %	47 %	2 %	71 %
Liminka	J07 Kempele	18,7	76 %	20 %	4 %	16 %	65 %	16 %	70 %
Liminka	J08 Temmes	14,9	64 %	35 %	1 %	6 %	91 %	3 %	91 %
Liminka	J10 Lumijoki	13,8	82 %	17 %	1 %	26 %	71 %	1 %	72 %
Liminka	J11 Tyrnävä Parras	33,9	94 %	3 %	3 %	12 %	79 %	6 %	83 %
Lumijoentie	J09 Liminka	5,7	37 %	35 %	28 %	0 %	47 %	25 %	82 %
Lumijoentie	J10 Tupos	22,7	79 %	19 %	1 %	58 %	17 %	24 %	20 %
Lumijoentie	J11 Ketunmaa	50	90 %	9 %	0 %	21 %	33 %	46 %	33 %
Lumijoentie	J14 Lumijoki	57,8	95 %	5 %	0 %	25 %	70 %	4 %	72 %
Lumijoentie	J16 Rantakylä	24,9	78 %	21 %	1 %	34 %	62 %	2 %	64 %
Muhos	J02 Kirkko	4,4	41 %	20 %	39 %	45 %	16 %	0 %	55 %
Muhos	J04 Jokirinne	18,7	90 %	6 %	3 %	14 %	75 %	8 %	78 %

Keskijänniteverkon sijanti- ja johtotyyppitiedot

Liite 1 2(3)

Asema	Johtolähtö	Kj yhteispituus [km]	Johtotyyppi				Sijainti			Suurhäiriövarmuus
			Avojohto	PAS	Maakaapeli	Metsä	Pelto	Tienvarsi		
Muhos	J06 Rova	21,4	47 %	53 %	0 %	14 %	84 %	2 %	85 %	
Muhos	J07 Vaara	35,1	94 %	5 %	1 %	23 %	38 %	37 %	40 %	
Muhos	J08 Tyrnävä	24,3	86 %	14 %	0 %	44 %	55 %	0 %	56 %	
Muhos	J10 Lakkapää	14,9	67 %	11 %	21 %	33 %	35 %	11 %	58 %	
Oulunsalo	J08 Juurikastie	5,3	0 %	19 %	81 %	0 %	15 %	4 %	98 %	
Oulunsalo	J09 Matturi	17,8	41 %	31 %	28 %	13 %	46 %	13 %	77 %	
Oulunsalo	J12 Koulutie	14,2	35 %	38 %	27 %	38 %	16 %	18 %	46 %	
Oulunsalo Uusi	J10 Kempele	5,5	91 %	5 %	4 %	71 %	15 %	11 %	21 %	
Oulunsalo Uusi	J11 Kylänpuoli	26,9	57 %	42 %	1 %	68 %	23 %	9 %	24 %	
Oulunsalo Uusi	J12 Niemenranta	40,2	23 %	42 %	35 %	39 %	20 %	6 %	56 %	
Oulunsalo Uusi	J13 Kivennapa	5,7	39 %	7 %	54 %	0 %	35 %	11 %	91 %	
Paituri	J02 Ouluntulli	34,1	82 %	15 %	3 %	64 %	21 %	11 %	25 %	
Paituri	J04 Kokkokangas	11,2	9 %	79 %	13 %	57 %	20 %	11 %	38 %	
Paituri	J06 Kempele	5	36 %	52 %	12 %	32 %	56 %	0 %	68 %	
Paituri	J08 Matturi	5	68 %	24 %	8 %	36 %	36 %	20 %	50 %	
Paituri	J09 Vihiluoto	6,6	0 %	79 %	21 %	24 %	45 %	9 %	71 %	
Pyhäkoski	J02 Muhos	9,7	31 %	59 %	10 %	15 %	68 %	6 %	79 %	
Pyhäkoski	J03 Montta	7,2	100 %	0 %	0 %	75 %	22 %	3 %	22 %	
Pyhäkoski	J04 Sanginjoki	23,4	100 %	0 %	0 %	67 %	19 %	14 %	19 %	
Pyhäkoski	J05Utajärvi	39,6	100 %	0 %	0 %	65 %	35 %	0 %	35 %	
Pyhäkoski	J09 Lehtoselkä	26,4	76 %	24 %	0 %	32 %	66 %	2 %	67 %	
Tyrnävä	J02 Temmes	80,2	98 %	1 %	0 %	49 %	31 %	20 %	32 %	
Tyrnävä	J04 Liminka	10,2	49 %	49 %	2 %	2 %	91 %	5 %	94 %	
Tyrnävä	J06 Murto	43,5	90 %	10 %	0 %	24 %	75 %	1 %	75 %	
Tyrnävä	J08 Muhos	63,5	84 %	15 %	0 %	39 %	54 %	7 %	55 %	

Keskijänniteverkon sijanti- ja johtotyypitiedot

Liite 1 3(3)

Asema	Johtolähtö	Kj yhteispituus [km]	Johtotyyppi				Sijainti			Suurhäiriövarmuus
			Avojohto	PAS	Maakaapeli	Metsä	Pelto	Tienvarsi		
Tyrnävä	J09 Kantola	7,7	66 %	29 %	5 %	9 %	83 %	3 %	89 %	
Tyrnävä	J11 KK	15	82 %	5 %	13 %	27 %	55 %	5 %	69 %	
Utanen	J05 Jylhämä	92,7	65 %	34 %	1 %	66 %	29 %	4 %	30 %	
Utanen	J06 Särkijärvi	181,5	100 %	0 %	0 %	74 %	13 %	13 %	13 %	
Utanen	J07 Kylmäla	57,7	98 %	1 %	1 %	58 %	37 %	4 %	37 %	
Utanen	J08 Utajärvi	13,3	82 %	9 %	9 %	47 %	17 %	26 %	29 %	
Utanen	J09 Mustikkakangas	1,5	13 %	73 %	13 %	53 %	0 %	33 %	27 %	
Yhteensä		1396,2	77 %	16 %	6 %	46 %	37 %	12 %	49 %	

Pienjänniteverkon sijanti- ja johtotyyppitiedot

Liite 2 1(3)

Asema	Johtolähtö	Pj yhteispituus [km]	AMKA		Maakaapeli	Suurhäiriövarmuus
			Metsä	Pelto		
Jylhämä	J07 Vaala 2	26,5	71 %	13 %	16 %	29 %
Jylhämä	J08 Vaala 1	19,7	67 %	17 %	16 %	33 %
Jylhämä	J09 Utanen	69,4	77 %	9 %	14 %	23 %
Kempele	J07 Honkanen	23,2	53 %	23 %	24 %	47 %
Kempele	J09 Ristisuo	19,7	25 %	6 %	69 %	75 %
Kempele	J11 Lentokenttä	5,3	51 %	6 %	43 %	49 %
Kempele	J12 Oulunsalo	2,1	2 %	17 %	81 %	98 %
Kempele	J13 Koskela	10,8	38 %	13 %	49 %	62 %
Kempele Uusi	J06 Linnakangas	41	0 %	0 %	57 %	57 %
Kempele Uusi	J07 Liminka	20,1	15 %	60 %	25 %	85 %
Kempele Uusi	J08 Kokko	19,7	48 %	16 %	36 %	52 %
Kempele Uusi	J10 Santamäki	18,8	40 %	4 %	56 %	60 %
Liminka	J05 Ketunmaa	39,1	4 %	32 %	65 %	96 %
Liminka	J06 Liminka	18,1	19 %	44 %	37 %	81 %
Liminka	J07 Kempele	36,3	8 %	32 %	60 %	92 %
Liminka	J08 Temmes	25,9	4 %	84 %	12 %	96 %
Liminka	J10 Lumijoki	26,1	7 %	27 %	66 %	93 %
Liminka	J11 Tyrnävä Parras	49,4	8 %	74 %	18 %	92 %
Lumijoentie	J09 Liminka	17,3	6 %	53 %	42 %	94 %
Lumijoentie	J10 Tupos	35,8	42 %	11 %	47 %	58 %
Lumijoentie	J11 Ketunmaa	52,9	64 %	28 %	8 %	36 %
Lumijoentie	J14 Lumijoki	74,4	21 %	63 %	16 %	79 %
Lumijoentie	J16 Rantakylä	62	21 %	49 %	30 %	79 %
Muhos	J02 Kirkko	14,8	30 %	30 %	41 %	70 %
Muhos	J04 Jokirinne	51,9	17 %	69 %	14 %	83 %

Pienjänniteverkon sijanti- ja johtotyyppitiedot

Liite 2 2(3)

Asema	Johtolähtö	Pj yhteispituus [km]	AMKA		Maakaapeli	Suurhäiriövarmuus
			Metsä	Pelto		
Muhos	J06 Rova	53,8	17 %	68 %	14 %	83 %
Muhos	J07 Vaara	47,2	48 %	32 %	21 %	52 %
Muhos	J08 Tyrnävä	22,9	38 %	57 %	6 %	62 %
Muhos	J10 Lakkapää	44,1	16 %	25 %	59 %	84 %
Oulunsalo	J08 Juurikastie	4	33 %	22 %	45 %	67 %
Oulunsalo	J09 Matturi	56,2	24 %	10 %	66 %	76 %
Oulunsalo	J12 Koulutie	29,7	26 %	6 %	68 %	74 %
Oulunsalo Uusi	J10 Kempele	12	47 %	20 %	33 %	53 %
Oulunsalo Uusi	J11 Kylänpuoli	28,9	72 %	18 %	10 %	28 %
Oulunsalo Uusi	J12 Niemenranta	49,7	61 %	26 %	12 %	39 %
Oulunsalo Uusi	J13 Kivennapa	19,7	28 %	9 %	63 %	72 %
Paituri	J02 Ouluntulli	38	67 %	7 %	26 %	33 %
Paituri	J04 Kokkokangas	32,8	19 %	5 %	76 %	81 %
Paituri	J06 Kempele	7,9	34 %	34 %	33 %	66 %
Paituri	J08 Matturi	16,6	35 %	23 %	42 %	65 %
Paituri	J09 Vihiluoto	13	9 %	7 %	84 %	91 %
Pyhäkoski	J02 Muhos	25,1	22 %	22 %	55 %	78 %
Pyhäkoski	J03 Montta	9,9	53 %	13 %	33 %	47 %
Pyhäkoski	J04 Sanginjoki	18,1	80 %	20 %	1 %	20 %
Pyhäkoski	J05 Utajärvi	48,8	62 %	33 %	5 %	38 %
Pyhäkoski	J09 Lehtoselkä	54,1	29 %	54 %	17 %	71 %
Tyrnävä	J02 Temmes	87,9	56 %	37 %	7 %	44 %
Tyrnävä	J04 Liminka	3,2	4 %	71 %	25 %	96 %
Tyrnävä	J06 Murto	59,5	14 %	56 %	29 %	86 %
Tyrnävä	J08 Muhos	127,5	30 %	45 %	24 %	70 %

Pienjänniteverkon sijanti- ja johtotyyppitiedot

Liite 2 3(3)

Asema	Johtolähtö	Pj yhteispituus [km]	AMKA		Maakaapeli	Suurhäiriövarmuus
			Metsä	Pelto		
Tyrnävä	J09 Kantola	23,2	13 %	53 %	33 %	87 %
Tyrnävä	J11 KK	30,3	22 %	52 %	26 %	78 %
Utanen	J05 Jylhämä	68,1	38 %	57 %	6 %	62 %
Utanen	J06 Särkijärvi	147,6	93 %	5 %	3 %	7 %
Utanen	J07 Kylmäla	44,8	70 %	30 %	1 %	30 %
Utanen	J08 Utajärvi	28,6	72 %	8 %	20 %	28 %
Utanen	J09 Mustikkakangas	0,7	50 %	50 %	0 %	50 %
Yhteensä		2034,2	39 %	33 %	27 %	60 %

Johtolähtöjen suurhäiriövarmuustiedot

Liite 3 1(3)

Asema	Johtolähtö	<u>Kj yhteispituus [km]</u>	<u>Shv [km]</u>	<u>Shv %</u>	<u>Asiakkaat</u>	<u>Shv-asiakkaat</u>	<u>Shv-asiakkaat %</u>
Jylhämä	J07 Vaala 2	18,1	3,6	19,9 %	355	0	0,0 %
Jylhämä	J08 Vaala 1	12,3	2,7	22,0 %	751	0	0,0 %
Jylhämä	J09 Utanen	70,8	5,4	7,6 %	441	1	0,2 %
Kempele	J07 Honkanen	5,3	3,8	71,7 %	498	0	0,0 %
Kempele	J09 Ristisuo	6,3	1,7	27,0 %	490	0	0,0 %
Kempele	J11 Lentokenttä	2,9	1,5	51,7 %	243	0	0,0 %
Kempele	J12 Oulunsalo	1,8	1,1	61,1 %	231	0	0,0 %
Kempele	J13 Koskela	9,1	4,3	47,3 %	327	0	0,0 %
Kempele Uusi	J06 Linnakangas	13,7	4,5	32,8 %	1381	152	11,0 %
Kempele Uusi	J07 Liminka	13,6	9,5	69,9 %	186	0	0,0 %
Kempele Uusi	J08 Kokko	5,6	3,3	58,9 %	1177	0	0,0 %
Kempele Uusi	J10 Santamäki	5,9	2,3	39,0 %	1001	50	5,0 %
Liminka	J05 Ketunmaa	13,3	10,5	78,9 %	544	0	0,0 %
Liminka	J06 Liminka	5,7	4	70,2 %	379	20	5,3 %
Liminka	J07 Kempele	18,7	12,9	69,0 %	452	0	0,0 %
Liminka	J08 Temmes	14,9	13,6	91,3 %	193	4	2,1 %
Liminka	J10 Lumijoki	13,8	10	72,5 %	517	180	34,8 %
Liminka	J11 Tyrnävä Parras	33,9	27,9	82,3 %	405	0	0,0 %
Lumijoentie	J09 Liminka	5,7	4,3	75,4 %	558	19	3,4 %
Lumijoentie	J10 Tupos	22,7	4,1	18,1 %	465	0	0,0 %
Lumijoentie	J11 Ketunmaa	50	16,5	33,0 %	297	0	0,0 %
Lumijoentie	J14 Lumijoki	57,8	40,8	70,6 %	530	0	0,0 %
Lumijoentie	J16 Rantakylä	24,9	15,8	63,5 %	658	12	1,8 %
Muhos	J02 Kirkko	4,4	2,4	54,5 %	564	0	0,0 %
Muhos	J04 Jokirinne	18,7	14,6	78,1 %	578	0	0,0 %

Johtolähtöjen suurhäiriövarmuustiedot

Liite 3 2(3)

Asema	Johtolähtö	<u>Kj yhteispituus [km]</u>	<u>Shv [km]</u>	<u>Shv %</u>	<u>Asiakkaat</u>	<u>Shv-asiakkaat</u>	<u>Shv-asiakkaat %</u>
Muhos	J06 Rova	21,4	18	84,1 %	505	1	0,2 %
Muhos	J07 Vaara	35,1	14	39,9 %	477	24	5,0 %
Muhos	J08 Tyrnävä	24,3	13,5	55,6 %	113	7	6,2 %
Muhos	J10 Lakkapää	14,9	8,4	56,4 %	1045	0	0,0 %
Oulunsalo	J08 Juurikastie	5,3	5,1	96,2 %	71	7	9,9 %
Oulunsalo	J09 Matturi	17,8	13,1	73,6 %	1099	0	0,0 %
Oulunsalo	J12 Koulutie	14,2	6,2	43,7 %	1237	112	9,1 %
Oulunsalo Uusi	J10 Kempele	5,5	1	18,2 %	449	0	0,0 %
Oulunsalo Uusi	J11 Kylänpuoli	26,9	6,3	23,4 %	240	0	0,0 %
Oulunsalo Uusi	J12 Niemenranta	40,2	22	54,7 %	520	0	0,0 %
Oulunsalo Uusi	J13 Kivennapa	5,7	5,1	89,5 %	943	0	0,0 %
Paituri	J02 Ouluntulli	34,1	8,4	24,6 %	315	0	0,0 %
Paituri	J04 Kokkokangas	11,2	3,6	32,1 %	794	0	0,0 %
Paituri	J06 Kempele	5	3,4	68,0 %	95	6	6,3 %
Paituri	J08 Matturi	5	2,2	44,0 %	317	0	0,0 %
Paituri	J09 Vihiluoto	6,6	4,4	66,7 %	427	0	0,0 %
Pyhäkoski	J02 Muhos	9,7	7,6	78,4 %	614	0	0,0 %
Pyhäkoski	J03 Montta	7,2	1,6	22,2 %	65	0	0,0 %
Pyhäkoski	J04 Sanginjoki	23,4	4,5	19,2 %	123	0	0,0 %
Pyhäkoski	J05Utajärvi	39,6	14	35,4 %	331	0	0,0 %
Pyhäkoski	J09 Lehtoselkä	26,4	17,5	66,3 %	441	0	0,0 %
Tyrnävä	J02 Temmes	80,2	25,3	31,5 %	618	3	0,5 %
Tyrnävä	J04 Liminka	10,2	9,5	93,1 %	27	17	63,0 %
Tyrnävä	J06 Murto	43,5	32,6	74,9 %	631	13	2,1 %
Tyrnävä	J08 Muhos	63,5	34,4	54,2 %	627	67	10,7 %

Johtolähtöjen suurhäiriövarmuustiedot

Liite 3 3(3)

Asema	Johtolähtö	<u>Kj yhteispituus [km]</u>	<u>Shv [km]</u>	<u>Shv %</u>	<u>Asiakkaat</u>	<u>Shv-asiakkaat</u>	<u>Shv-asiakkaat %</u>
Tyrnävä	J09 Kantola	7,7	6,8	88,3 %	443	50	11,3 %
Tyrnävä	J11 KK	15	10,3	68,7 %	569	0	0,0 %
Utanen	J05 Jylhämä	92,7	27,8	30,0 %	423	0	0,0 %
Utanen	J06 Särkijärvi	181,5	24,3	13,4 %	839	0	0,0 %
Utanen	J07 Kylmäla	57,7	21,6	37,4 %	310	0	0,0 %
Utanen	J08 Utajärvi	13,3	3,5	26,3 %	819	10	1,2 %
Utanen	J09 Mustikkakangas	1,5	0,2	13,3 %	10	9	90,0 %
Yhteensä		1396,2	597,3	42,8 %	28758	764	2,7 %