

# RENGASYHTEYDEN KANNATTAVUUSTARKASTELU

Keminmaan Energia

Knuutila Jukka

Opinnäytetyö  
Tekniikan ja liikenteen koulutusala  
Sähkötekniikka  
Insinööri (AMK)

2016

Tekniikan ja liikenteen osaamisala  
Sähkötekniikka  
Insinööri (AMK)

---

<b>Tekijä</b>	Jukka Knuutila	Vuosi	2016
<b>Ohjaajat</b>	DI Jaakko Etto		
<b>Toimeksiantaja</b>	Keminmaan Energia Oy Pasi Tainio, Verkostosuunnittelija		
<b>Työn nimi</b>	Rengasyhteyden kannattavuustarkastelu		
<b>Sivu- ja liitesivumäärä</b>	39 + 2		

---

Opinnäytetyön tavoitteena oli laatia keskijänniteverkon rengasyhteyden kannattavuustarkastelu Keminmaan Energia Oy:lle. Tarkastelussa suunniteltiin Taivalkosken voimalaitoksen Itäkosken 20 kV johtolähdön yhdistäminen Isohaaran voimalaitoksen Lautiosaari-lähdön Juokuan johtohaaraan. Rakennettavalle osuudelle suunniteltiin reitti, johtolajin ja poikkipinta-alan valinta, erottimien tyypit ja uudet liittymät.

Johto-osuudelle tehtiin teknistaloudelliset kannattavuuslaskelmat, joissa tarkasteltiin rakennettavasta johto-osuudesta saatavia hyötyjä ja vertailtiin niitä kustannus- ja ylläpitoinvestointeihin. Lisäksi tarkasteltiin johto-osuuden mahdollistamia jakorajan muutoksia ja niistä saatavia häviökustannussäästöjä sekä keskeytysaikaisten lyhenemisestä saatavia etuja.

Suunnittelun ja laskennan apuvälineinä käytettiin Trimble NIS -verkkotieto- ja Trimble DMS -käytöntukijärjestelmää, joiden tehonjakolaskentasovellusten avulla saa selvitettyä olemassa olevan verkon sähkötekniisten tietojen lisäksi häviöiden suuruuksia ja niistä koituvien kustannusten määrää. Kannattavuuslaskelmissa ja KAH-arvon määrittämisessä luotiin laskukaavat Excel-ohjelmistoon.

Laskelmissa tultiin siihen johtopäätökseen, että yhteyden rakentaminen ei tule olemaan taloudellisesti kannattavaa. Keskeytys- ja häviökustannuksissa ei tule riittäviä säästöjä johtuen jakelualueen vähäisestä sähkönkulutuksesta. Kuitenkin investointia voisi perustella sähkömarkkinalain tiukentuvista vaatimuksista verkon toimitus- ja käyttövarmuudesta.

Avainsanat: sähköjakelu, kannattavuus, rengasyhteys, keskeytys, suunnittelu

School of Industry and Natural Resources  
Electrical Engineering

---

<b>Author</b>	Jukka Knuutila	Year	2016
<b>Supervisor</b>	Jaakko Etto, M.Sc. (Tech)		
<b>Commissioned by</b>	Keminmaan Energia Oy Pasi Tainio, Network Designer		
<b>Subject of thesis</b>	Viability review of circular network		
<b>Number of pages</b>	39 + 2		

---

The objective of this thesis was to create a viability review of circular middle voltage distribution network. The goal was to plan a network section that connects the Taivalkoski power plant's Itäkoski output to Isohaara power plant's Lautiosaari output. Route, type and split radius of the power line, types and locations of disconnectors and new transformers were to be designed for the network section.

Techno-economic viability calculations were made for the network section. Benefits from building the network section were compared with investments and upkeep costs. In addition possible loss savings by changing the borders of distribution were reviewed along with benefits by shortening power outage times.

Trimble NIS (Network Information System) and DMS (Distribution Management System) –programs were used as tools of design and calculation. Utilizing the calculation software it is possible to find out technical information, power loss and their expenses from the existing and future network. Formulae for viability calculations and power outage cost evaluation were generated in Microsoft Excel.

Conclusion of the calculations was that building the network section will not be economically viable. Outage reduction and loss savings will not be sufficient due to low power consumption of the area. However the investment could be justified due to increasing demands of the Electricity Market Act in distribution reliability.

Key words: power distribution, viability, circular network, power outage, design

## SISÄLLYS

1	JOHDANTO .....	8
1.1	Opinnäytetyön aihe .....	8
1.2	Keminmaan Energia Oy .....	8
2	VERKON NYKYTILANNE .....	10
2.1	Itäkoski .....	10
2.2	Lautiosaari .....	10
2.3	Lautiosaari2 .....	11
3	TOIMITUSVARMA VERKKO .....	12
3.1	Sähkömarkkinalaki .....	12
3.2	Varayhteyden rakentaminen .....	13
3.3	Johtorakenteet .....	14
4	KAH-ARVO .....	15
5	SUUNNITTELUOHJELMISTO .....	18
5.1	Trimble NIS .....	18
5.2	Trimble DMS .....	19
6	SUUNNITELTAVA VERKKO-OSUUS .....	21
6.1	Yleistä .....	21
6.2	Maastosuunnittelu .....	22
6.3	Johtolaji .....	23
6.4	Eroittimet .....	25
6.5	Liittymät ja muuntajat .....	25
6.6	Kustannukset .....	26
7	KANNATTAVUUS .....	27
7.1	Keskeytyksistä aiheutuva haitta .....	27
7.2	Häviöteho ja –energia .....	31
8	SELVITETYT VAIHTOEHDOT .....	35
9	INVESTOINTIEHDOTUKSET .....	36
10	POHDINTA .....	37

LÄHTEET .....	38
LIITTEET .....	39

## ALKUSANAT

Haluan kiittää Keminmaan Energia Oy:tä ja sen henkilöstöä tämän opinnäytetyön mahdollistamisessa ja avuliaisuudesta. Haluan kiittää myös Jaakko Ettoa hyvästä opinnäytetyön ohjauksesta. Suuri kiitos myös kuuluu minun vanhemmilleni ja ystävilleni jatkuvasta kannustuksesta opinnäytetyön ja opiskelun eri vaiheissa.

Kemi 31.5.2016

Jukka Knuutila

## KÄYTETYT MERKIT JA LYHENTEET

NIS	Network Information System
DMS	Distribution Management System
KJ	keskijännite
KAH	keskeytyksestä aiheutuva haitta
PJK	pikajälleenkytkentä
AJK	aikajälleenkytkentä
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition

## 1 JOHDANTO

### 1.1 Opinnäytetyön aihe

Sain opinnäytetyölleni aiheen, kun otin yhteyttä sähköpostitse Keminmaan Energian verkostosuunnittelijaan. Verkostosuunnittelija vastasi kyselyyni, jonka jälkeen vierailin Keminmaan Energian toimipisteellä tutustumassa työalueeseen ja tehtävänantoon. Tavoitteena on laatia rengasyhteyden teknistaloudellinen kannattavuustarkastelu, jossa tulee selvittää, onko rengasyhteyden rakentaminen taloudellisesti kannattavaa. Samalla tutkitaan yhteydestä saatavia muita hyötyjä, kuten sähkönjakelun käyttövarmuuden paranemista ja häviötehon pienenemistä.

Tarkastelun kohteena on jakeluverkko-osuus, jolla yhdistetään Taivalkosken ja Isohaaran voimalaitosten Itäkoski- ja Lautiosaari-keskijännitelähdöt Kivalontien vartta pitkin. Työtä varten on käytettävissä Trimble NIS-verkkotietojärjestelmä, jonka avulla voidaan suorittaa sähkötekniisiä mitoitustehtäviä käyttäen sen verkostolaskentasovelluksia ja olemassa olevaa verkkotietokantaa. Trimble DMS-käyttötukijärjestelmällä voidaan tutkia ja analysoida olemassa olevan verkon tilaa, vikahistoriaa ja suunnitella kytkentäohjelmia.

Johto-osuuden päätarkoitus on lyhentää keskeytysaikoja ja parantaa jakeluvarmuutta. Johto-osuuden suunnittelussa tarkastellaan siihen liittyviä keskeytysaikoja ja -kustannuksia. Investoinnin kannattavuus ja käyttövarmuuden paraneminen tarkastellaan KAH-arvojen puitteissa, mutta ohessa tutkitaan myös johto-osuuden mahdollistamia kytkentämuutoksia ja häviösäästöjä.

### 1.2 Keminmaan Energia Oy

Keminmaan Energia on Keminmaan kunnan alueella toimiva energia-alan palveluyritys, jonka liiketoimintoja ovat keski- ja pienjännitteen sähkönjakelu sekä kaukolämmön tuotanto ja toimittaminen. Yrityksen toimialueeseen kuuluu kuvion 1 mukaisesti Keminmaan alue ja osia Tervolan ja Tornion kunnan alueita. Keminmaan energia huolehtii 5 224 käyttöpaikan sähkönjakelusta ja vuonna 2015 jakeluverkkoon toimitettu energiamäärä oli 71 452 MWh. Kaukolämpöasiakkaita



yriyksellä on n. 2500 pääösia Keminmaan keskustassa ja teollisuusalueella. Asiakkaille toimitettu kaukolämpöenergia oli 25,9 GWh, joka tuotetaan 97,5%:sesti turve- ja hakepolttoaineilla. (Keminmaan Energia 2016.)



Kuvio 1. Keminmaan Energia Oy:n toimialue (Keminmaan Energia 2016.)

Keminmaan Energia on kokonaan Keminmaan kunnan omistama. Yhtiö omistaa Lapin Sähkövoima Oy:n osakkeista 3,504 %, Oulun Sähkönmyynti Oy:stä 4,3 % ja Pohjois-Suomen Voima Oy:stä 6,89 %. Vuonna 2015 yhtiön liikevaihto oli 4 463 000 €, sähkönsiirron liikevaihdon ollessa 2 049 000 € ja kaukolämpötoiminnan liikevaihdon ollessa 1 602 000 €. (Keminmaan Energia 2016.)

## 2 VERKON NYKYTILANNE

### 2.1 Itäkoski

Taivalkosken voimalaitoksella on käytössä 10/20 kV 10 MVA päämuuntaja. Muuntajan kytkentäryhmä on YNd11, eli yläjännitekäämitys on tähdessä, nollapiste on tuotu muuntajan kannelle, alajännitekäämitys on kolmiokytkennässä ja toisiojännite on 30° ensiojännitettä jäljessä. Taivalkosken sähköasemalla on kojeisto, josta on kaksi lähtöä sähköjakeluverkkoon. Lähdöt ovat maasta erotettuja.

Taivalkosken Itäkoski-johtolähtöön on kytketty yhteensä 67 kilometriä keskijännitejohtoa, josta suurin osa on avojohtoa. Osuudesta riippukierrejohtoa on 330 m, maakaapelia 989 m ja PAS-johtoa 261 m. Johtolähtö syöttää Kemijoen itäpuolen jakeluverkon osia aina Sompujärvelle asti, ja niiden johto-osuuksista suurin osa on lähestymässä käyttöikänsä loppua. Osia johtohaarasta on jo uusittu tai ollaan uusimassa.

Lähdölle on kytketty 86 erotinta, joista 20 on kytkettynä kaukokäyttöasemiin. Niiden sijainti on määritetty vikatapauksissa edullisimmille paikoille. Muuntamoita lähdöllä on 48 kappaletta ja lähtöön on myös asennettu yksi pylväskatkaisija, joka toimii samalla ohjauksjärjestelmällä kaukokäyttöerotinasemien kanssa. Pylväskatkaisija on kytketty ns. Sompujärven johtohaaran alkupäähän, joten se rajoittaa Sompujärven johtohaaralla sattuvan vian vaikutusta muihin Itäkosken johto-osuuksiin.

Itäkosken johtolähdön Sompujärven johtohaaran päädyssä on varayhteys Tervolan Energian johtolähtöön. Tätä varayhteyttä voidaan hyödyntää vika- ja huoltotilanteissa ilman pitempiä keskeytyksiä sulkemalla erotin.

### 2.2 Lautiosaari

Isohaaran voimalaitoksen kahdeksan lähtöä saa syötön kahdelta 10/20 kV 20 MVA muuntajalta. Muuntajien kytkentä on YNyn0 + d, jossa ensio on kytketty tähteen ja nollajohdin on tuotu muuntajan kannelle, toisio on myös tähdessä ja

ensiön ja toision välillä ei ole vaihe-eroa. Muuntajilla on käytössä maasulun sammutus. Lähdöt on rakennettu silmukoiduiksi ja ne syöttävät pääosin Keminmaan kuntakeskustaa ja taajamia.

Isohaaran Lautiosaari-lähtöön on kytketty yhteensä n. 38 km KJ-verkkoa, josta 34 km on avojohtoa, 3 km maakaapelia, 700 m vesikaapelia ja 290 m PAS-johtoa. Lähtö syöttää osan Lautiosaaren taajama-alueen lisäksi sen ulkopuolisia osia Saarenkylänkankaalle, Hirmulaan ja Helkkusenjängälle. Johto-osuudella on yhteensä 69 erotinta, joista 13 on kaukokäyttöasemilla, ja 38 muuntamoaa.

### 2.3 Lautiosaari2

Isohaaran Lautiosaari2- lähtö on kytketty samaan KJ-kiskoon Lautiosaari-lähdön kanssa. Lähtöön on kytketty 5,2km keskijännitejohtoa, josta suurin osa on maakaapeloitua. Avojohtoa on vain 150m ja vesikaapelia on 607m. Johtolähtö syöttää yksinomaan Lautiosaaren keskusta-alueita, lukuun ottamatta yhtä muuntopiiriä Laurilassa. Johto-osuudella on käsikäyttöisiä erottimia 10 kappaletta, kaukokäyttöisiä erottimia 3.

### 3 TOIMITUSVARMA VERKKO

#### 3.1 Sähkömarkkinalaki

Sähkökäyttäjien kokemista keskeytyksistä jopa yli 90% johtuu keskijänniteverkossa tapahtuvista vioista, joten keskijänniteverkon kehittämisellä on suuri merkitys verkon käyttövarmuuteen. Keskeisiä KJ-verkon kehittämis- ja ylläpitokeinoja ovat:

- uuden sähköaseman rakentaminen
- sähköaseman purku
- päämuuntajakapasiteetin lisäys
- uuden lähdön rakentaminen
- varayhteyden rakentaminen
- johdinvaihto
- muuntajan vaihto
- johdon saneeraus
- johtokadun siirto tienvarteen
- johtorakenteen muuttaminen; esim. maakaapelointi tai jännitealueen muuttaminen
- sammutuksen käyttö
- jännitteenkorotusmuuttajan käyttö
- kompensoinnin käyttö
- varavoimakoneet
- suojarleiden uusiminen ja havahtumisarvojen säätö
- kauko-ohjattavien erotinasemien rakentaminen
- maastoon sijoitettavien pylväskatkaisijoiden rakentaminen
- käytönvalvonta- ja käytöntukijärjestelmien käyttö ja kehittäminen
- verkon kunnossapitotoimenpiteet
- ylijännite- ja eläinsuojien käyttö
- metsänhoito
- verkon kytkentätilanteiden muutokset.

(Lakervi & Partanen 2008, 126.)

Jakeluverkko on suunniteltava, rakennettava ja ylläpidettävä siten, että se täyttää järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan asettamat verkon käyttövarmuutta ja

luotettavuutta koskevat vaatimukset. Asemakaava-alueella jakeluverkon vioittuminen ei saa aiheuttaa yli 6 tuntia kestäväää keskeytystä ja sen ulkopuolella yli 36 tuntia. Jakeluverkonhaltija voi erikseen määrittää pitemmän keskeytysylärajan käyttöpaikalle joka sijaitsee saarella, johon ei ole siltaa tai vastaavaa kiinteää yhteyttä tai säännöllisesti liikennöivää maantielauttayhteyttä. Keskeytysylärajaa voi pidentää myös jos käyttöpaikan vuotuinen sähkönkulutus on ollut viimeisen kolmen kalenterivuoden aikana enintään 2 500kWh ja riittävän tavoitetason saavuttaminen kyseisen käyttöpaikan osalta olisi poikkeuksellisen kallista sen etäisen sijainnin vuoksi. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 6:51 §.)

Yllä mainittujen vaatimusten tulee jakeluverkonhaltijoilla olla täytettynä viimeistään 31.12.2028. Vähintään 50 %:lle jakeluverkon kaikista käyttäjistä vapaa-ajan asunnot pois lukien vaatimusten tulee olla täytettynä 31.12.2019 ja 75% 31.12.2023. Energiamarkkinavirasto voi jatkaa näitä täytäntöönpanoajoja jakeluverkonhaltijan hakemuksesta enintään 75% jakeluverkon käyttäjistä koskevalle osuudelle painavista syistä enintään 31.12.2025 saakka ja erittäin painavista syistä 31.12.2028 saakka. Kaikkia jakeluverkon asiakkaita koskevaa täytäntöönpanoaikaa voi jatkaa painavista syistä enintään 31.12.2032 saakka ja erittäin painavista syistä 31.12.2036 saakka. Edellytyksenä näiden päivämäärien muuttamiseksi on se, että jakeluverkonhaltijalla vaatimusten täyttö vaatii keskiarvoa merkittävästi suuremman osuuden keski- ja pienjänniteverkkojen muuttamista avojohdoista maakaapeleihin ja että jakeluverkonhaltijalla olisi vaihdettava merkittävä määrä lähes uutta verkkoa. (Sähkömarkkinalaki 588/2013 17:119 §.)

### 3.2 Varayhteyden rakentaminen

Uusien johtojen rakentamistarve voi tulla uusien sähköverkoasiakkaiden, verkkokapasiteetin lisäyksen tai käyttövarmuuden parantamistarpeen myötä. Rakentamalla johto renkaaksi voidaan parantaa käyttövarmuutta huomattavasti, koska vikatilanteessa vioittunut komponentti joudutaan erottamaan verkosta ja korjauksen ajaksi syöttö voidaan ohjata rengasyhteyttä hyödyntämällä toista kautta. Varayhteyden ansiosta keskeytyskustannukset pienenevät, koska siitä hyötyvälle verkon osuudelle vikatilanteessa keskeytysaika lyhenee korjausajasta kytkentä-

aikaan. Korjausaika on vian laajuudesta riippuen useita tunteja, kun taas erottimien kytkentäaika on yleensä vajaa tunti riippuen sijainnista ja kaukokäyttöerottimien käytettävyydestä. (Lakervi & Partanen 2008, 134.)

### 3.3 Johtorakenteet

Haja-asutusalueiden jakeluverkkoja rakennettiin 1960-1980-luvuilla kokonaan pylväisiin asennettavien teräsvahvennettuihin avojohtoihin. Nämä johtorakenteet ovat taloudellisin tapa toteuttaa keskijänniteverkko. Avojohtorakenteet ovat kuitenkin alttiita ulkopuolisille häiriötekijöille, kuten tuulen ja myrskyn aiheuttamille johdin- ja pylväsvahingoille, tykkylumen aiheuttamille johtokatkeamille sekä puiden oksien ja eläinten aiheuttamille oikosulku- ja maasulkuvioille.

PAS-johdot ovat eristettyjä ilmajohtoja, joiden eristysrakenne on yksinkertainen ja edullinen. Eristystä on sen verran, että johtimien koskettaessa toisiaan läpilyöntiä ei tapahdu eikä eläinten ja risujen aiheuttamaa oikosulkua tapahdu ja vastaavasti puu voi nojata johtimeen useita päiviäkin aiheuttamatta maasulkua. PAS-tekniikka verrattuna perinteiseen avojohtoon vähentää pika- ja aikajälleenkytkennöillä yleisesti korjaantuvia vikoja, mutta ei niinkään pysyviä keskeytyksiä aiheuttavia vikoja. Eristysrakenteen vaurioituminen ajan myötä voi aiheuttaa normaalia pitemmänkin pysyvän jakelun keskeytyksen sen vaikeamman korjaamisen takia. Lisäksi eristyksen rakennevaurio on hankala todentaa ja eristevauriot voivat aiheuttaa erityislaatuisia vikatilanteita. (Lakervi & Partanen 2008, 145.)

PAS-johdot ovat noin 30% poikkipinnaltaan vastaavaa avojohtoa kalliimpia. Niiden käyttöalue on sähkölaitoksilta lähtevien kaksois- ja kolmoisjohtojen lisäksi erityisen haastavissa olosuhteissa, esim. tykkylumialueilla. Niiden asennuspaikka on yleisesti tien laidoilla, koska silloin ne on helppo tarkastaa myrskyn jälkeen johtimille kaatuneiden puiden ja oksien varalta. (Lakervi & Partanen 2008, 145.)

#### 4 KAH-ARVO

Verkostosuunnittelussa tulee pystyä mittaamaan rahassa rakentamis- ja häviökustannusten lisäksi myös keskeytyskustannukset. Keskeytyskustannusanalysoinnissa tulee määrittää asiakasryhmäkohtaisesti keskeytyksestä koitua haitta (KAH) sen pituuden ja irti kytketyn tehon mukaan. Keskeytyksestä aiheutunut rahallinen haitta on olennaisesti suurempi kuin toimittamatta jääneen sähkön laskettu katetuotto. Lyhytaikaisestakin sähkönjakelun keskeytyksestä voi koitua asiakkaalle haittaa mm. tuotannossa. Pitkäaikaisissa keskeytyksissä kotitalousasiakkaille voi koitua suuria yksikkökustannuksia mm. pakasteiden sulamisen takia. (Lakervi & Partanen 2008, 44.)

Keskeytyksestä aiheutunut euromääräinen haitta riippuu keskeytyksen pituudesta, ajankohdasta ja sähköttä jäävien asiakkaiden käyttäjätyypistä. Suomessa on suoritettu kyselyihin ja kokemuksiin perustuvia tutkimuksia sekä odottamattomien että suunniteltujen sähkökatkojen ja jakeluongelmien taloudellisista merkityksistä asiakkaille. Niiden tulokset voivat olla monikymmenkertaiset toimittamatta jääneen sähkön kokonaishintaan verrattuna. Laskentaparametrit esitetään asiakasryhmäkohtaisesti ja niiden suuruus riippuu pituudesta (PJK, AJK, pysyvä vika), irti kytketystä tehosta (€/kW), toimittamatta jääneestä energiasta (€/kWh) ja siitä, onko keskeytyksestä ilmoitettu etukäteen (odottamaton, suunniteltu). (Lakervi & Partanen 2008, 44.)

Luotettavuuteen liittyy erilaisia käsitteitä, joita ovat:

- *Käyttövarmuus*: Tarkasteltavan kohteen kykyä suorittaa sen vaatima toiminto vaaditulla ajanhetkellä tai aikavälillä tietyssä olosuhteessa
- *Vika*: Komponentti joutuu tilaan, jossa se ei voi suorittaa siltä vaadittua toimintaa tai tekee sitä vajaasti. Tärkeää on, että merkittävät viat saavat aikaan suojausten toimimisen henkilö- tai materiaalivahinkojen välttämiseksi.

- *Kytkentäaika*: Aika, jossa vika-alue saadaan rajattua pois järjestelmästä ja palautettua vikaa edeltävä tila verkon muihin osiin.
- *Korjausaika*: Aika, jossa vioittunut komponentti voidaan kytkeä takaisin verkkoon vian syntymisen jälkeen. Korjausaika sisältää kytkentäajan.
- *Vikataajuus*: Ilmaisee, montako vikaa verkon komponentti kokee keskimäärin aikajakson aikana. (Lakervi & Partanen 2008, 44–45.)

Suurin osa sähkönjakelun keskeytyksistä johtuu viasta keskijänniteverkossa. Tarkasteltaessa säteittäisenä käytettävää keskijännitelähtöä, voidaan siihen liitettyjen käyttäjien kokemien jakelukeskeytysten määrä, kesto ja kustannukset laskea seuraavilla yhtälöillä:

$$\text{Keskeytystaajuus } f_j = \sum_{i \in I} f_i \quad (1)$$

$$\text{Vuotuinen keskeytysaika } U_j = \sum_{i \in I} f_i * t_{ij} \quad (2)$$

$$\text{Keskeytyksen keskipituus } t_j = U_j / f_j \quad (3)$$

$$\text{Toimittamatta jäänyt energia } E_j = f_j * t_j * \Delta P_j \quad (4)$$

$$\text{Keskeytyskustannukset } K_j = \sum_{i \in I} f_j [a_j + b_j(t_{ij})t_{ij}] \Delta P_j \quad (5)$$

missä

$f$  = vikataajuus

$t$  = vian aiheuttama keskeytysaika

$\Delta P$  = keskimääräinen keskeytysteho

$a$  = keskeytystehon haitta-arvo

$b$  = keskeytysenergian haitta-arvo.

Alaindeksi  $j$  kuvaa sähkönkäyttäjää ja alaindeksi  $i$  verkkokomponenttia (Lakervi & Partanen 2008, 46.)

Kaavoja 1-5 käyttäen voidaan laskea kunkin sähkönkäyttäjän käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut. Määrittämällä keskijännitelähdön komponenttien  $i$  vikataajuudet  $f_i$  saadaan yhtälön 1 mukainen keskeytysten kokonaismäärä. Esimerkiksi



johtovioista koituvista keskeytyksistä 150 km pitkällä avojohtolähdöllä asiakkaat kokevat 7,5 vikaa vuodessa, kun avojohtojen pysyvien vikojen taajuus on 5 vikaa/100 km/a. Vuotuisen keskeytysajan määrittäminen on tosiasiaassa monimutkaisempi tehtävä, koska verkkokomponentin vioittuessa lähtöön kytketyille asiakkaille aiheutuu erimittaisia keskeytyksiä riippuen vikapaikan sijainnista. Lisäksi useassa tilanteessa verkko on rakennettu silmukoidusti, mikä monimutkaistaa prosessia. Jotkut sähkönkäyttäjät kokevat täyden korjausajan mittaisen keskeytyksen, kun taas joillekin voidaan palauttaa syöttö käsi- tai kaukokäyttöerottimien avulla. Kaukokäyttöerottimilla sähkönsyöttö voidaan ohjata nopeasti valvomosta, kun taas käsikäyttöerottimilla täytyy syöttö kytkeä paikan päältä. (Lakervi & Partanen 2008, 46.)

Suojauksen laukaiseva pysyvä vika aiheuttaa osalle verkkoa aina vähintään kytkentäajan pituisen keskeytyksen. Suojauksella voidaan tarkoittaa sähköaseman suojaletettä tai pylväskatkaisijaa, riippuen vikapaikasta. Jos vikapaikkaa syöttösuunnassa jälkimmäiselle osuudelle ei ole saatavilla rengasyhteyttä tai varavoi-  
maa, niin sille osuudelle kohdistuu korjausajan pituinen keskeytys. Kytkentä- ja korjausajan pituuden määrittää vikapaikan sijainnin lisäksi automaation käytettävyys: kauko-ohjauksella voidaan huomattavasti lyhentää vikapaikan erottamiseen ja varasyötön kytkemiseen kuluvaa aikaa verrattuna siihen, kuinka kauan asentajalla kestää päästä vikapaikan erottimille ja kytkeä vikapaikka irti verkosta ennen syötön takaisinkytkentää. (Lakervi & Partanen 2008, 45.)

## 5 SUUNNITTELUOHJELMISTO

### 5.1 Trimble NIS

Opinnäytetyön keskeisinä työkaluina käytettiin Trimble NIS (Network Information System) ja DMS (Distribution Management System) –ohjelmistoja. NIS on verkkotietojärjestelmä, joka muodostuu älykkästä verkkotietomallista ja integroidusta paikkatietotoiminnallisuuksista. Ohjelmisto koostuu verkostolaskennan lisäksi verkoston suunnittelun ja rakentamisen, omaisuuden-, verkkoinvestointien hallinnan ja kunnossapidon toimialasovelluksista. Verkostosuunnittelija voi verkostolaskentasovelluksella tarkistaa nykyisen ja suunniteltavan sähköverkon teknisen mitoituksen ominaisuudet ja sen, että ne täyttävät sähköjakeluverkolta vaadittavat vaatimukset. Tehonjakolaskennalla mitoitetaan verkon komponentit oikein ja tutkitaan verkossa tapahtuvan häviön määrää. Kuviossa 2 on esitetty erään keskijännitelähdön tehonjakolaskennan tulokset. Oiko- ja maasulkulaskennalla voidaan tarkistaa suojalaitteiden oikea mitoitus verkon pienimmillä ja suurimmilla oiko- ja maasulkuvirran arvoilla. Luotettavuuslaskennalla voidaan vertailla erilaisten vaihtoehtojen kustannuksia ja luotettavuutta luoden taloudellinen ja luotettava verkko. (Trimble Navigation Ltd. 2016.)

The screenshot shows the 'Laskentatulokset' (Calculation Results) window in the Trimble NIS software. The window title is 'Laskentatulokset' and it has several tabs: 'Tulokset', 'Väritys', 'Ohjaus', 'Raja-arvot', 'Karttatulosus', and 'Loki'. The main content area displays the following information:

08.05.2016 09:49:15 HELKKUSENRENGAS Harjoittelija

K J - TEHONJAKOLASKENTA - MITOITUS

L Ä H T Ö: ITÄKOSKI  
S Ä H K Ö A S E M A: TAIVALKOSKI  
Muuntaja: PM1  
Mitoitusjännite (kV): 20.5  
Muuntajan mitoitusteho (MVA): 10

KIRJASTO : SLVIND96  
TILASTOLLINEN VARMUUS : 99 % (2.327)  
KUORMITUKSEN KASVUKERROIN : 1.00  
LASKENTAJÄNNITE : Syöttävältä muuntajalta  
LASKETUT TUNNIT : Koko vuorokausi

Huipun käyttöaika (t): 3420  
Häviöhuipun käyttöaika (t): 1771

Y H T E E N V E T O (VIIMEISIMMÄN LASKENNAN TULOKSET)

Kohde	Tunnus	K-aste (%)	Umin (kV)	Uh (%)	Ph (kW)	Eh (MWh)	K(Ph) (€)	K(Eh) (€)	K(yht) (€)
Verkko		21	20.42	1.35	12.45	22.05	0	463	463

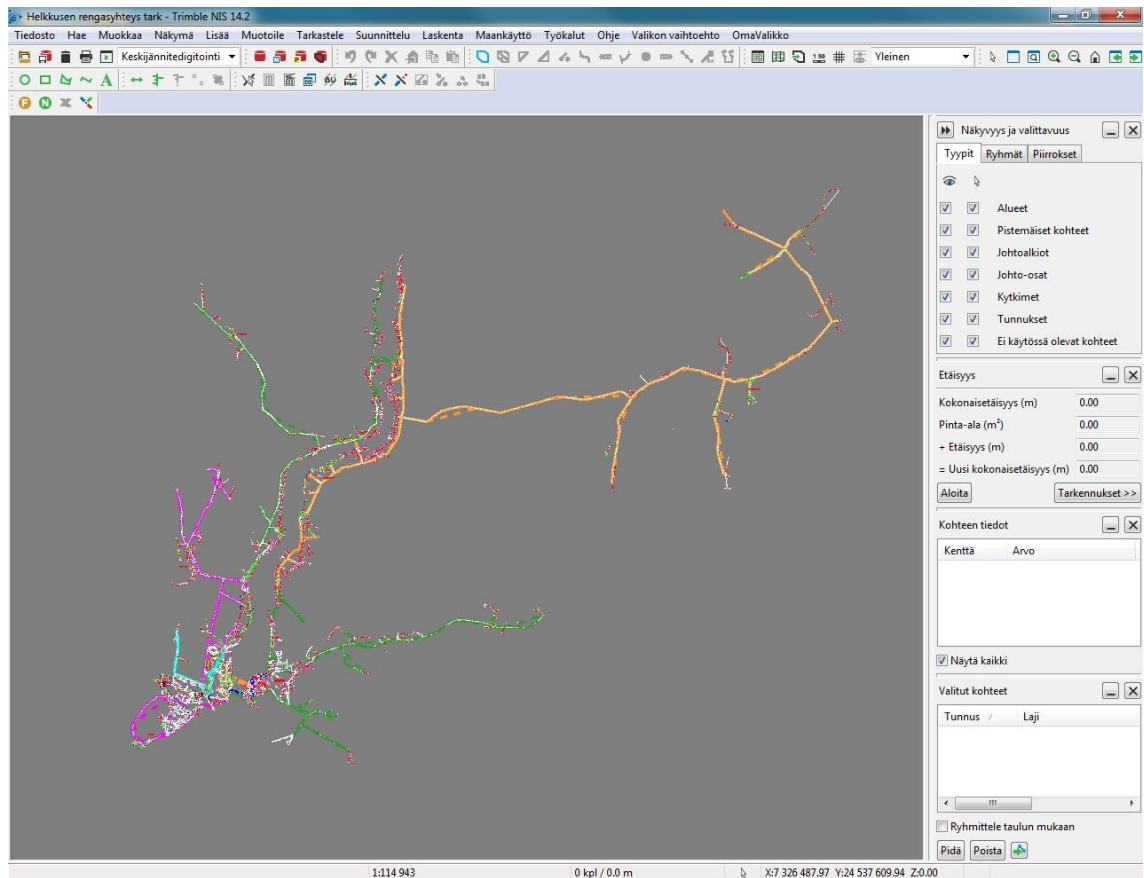
T U L O K S E T K J - L Ä H D Ö I L L E (VIIMEISIMMÄN LASKENNAN TULOKSET)

Lähdön tunnus	Sähköseman tunnus	Muuntajan tunnus	Umin (kV)	Ulas (kV)	Imax (A)	Pmax (kW)	Umin (kV)	Kul 1km (MWh)	Energia (%)	A (%)	B (%)	C (%)
ITÄKOSKI	TAIVALKOSKI	PM1	20.5	20.7	47	1637	20.42	614	5598			

At the bottom of the window, there are buttons for 'Tyhjennä', 'Raportti', 'OK', 'Hyväksy', 'Peruuta', and 'Ohje'. There are also dropdown menus for 'Tulokset Muistista' and 'Kohde Aktiivinen verkko'.

Kuvio 2. Tehonjakolaskenta

Suunnitteluohjelmalla voidaan analysoida verkon osia ja tutkia verkkoa teknisesti, taloudelliselta ja luotettavuuden näkökulmalta. Verkkomallinnuksella voidaan yksityiskohtaisesti luoda erilaajuisia sähkötekniisiä verkostosuunnitelmia aina yksittäisestä liittymästä laajoihin alueverkkoprojekteihin. Kuviossa 3 on esitettyä NIS-ohjelman koti-ikkuna, johon on digitoituna Keminmaan Energian keski- ja pienjänniteverkot. Nämä suunnitelmat ovat kaikki käytössä laskenta- ja analysointityökaluissa ja ovat integroitavissa olemassa olevaan verkkomalliin. (Trimble Navigation Ltd. 2016.)



Kuvio 3. Trimble NIS koti-ikkuna

## 5.2 Trimble DMS

Trimble DMS on käytöntukijärjestelmä, jonka pääpiirre on sähkönjakeluverkon reaaliaikaisen tilanteen esittäminen. Järjestelmä valvoo jakeluverkon nykyaikaista kytkentätilaa lukemalla sähköaseman valvomo-ohjelmistoa SCADA:a ja mittarointi-infrastruktuuria. DMS-ohjelmalla voi tulevien verkon rakennusten ja korjausten suunnittelun lisäksi tutkia ja kirjata menneitä tapahtumia, erityisesti

kytkentöjä, hälytyksiä, keskeytyksiä, toimenpidelupia ja muita verkon käyttöön liittyviä toimenpiteitä. (Trimble Navigation Ltd. 2016.)

Käytöntukijärjestelmällä voi kirjata, suunnitella, selata ja analysoida häiriötilanteita, suunniteltuja kytkentätöitä ja keskeytyksiä kaikilla jännitetasoilla. Simulointitilassa voidaan analysoida mahdollisia vikatilanteita. Kun vikaa simuloidaan, vikatilanteelle asetetaan aika, paikka ja kytkentäohjelma, jolla väliaikainen syöttö järjestetään ja työ suoritetaan. Keskeytysanalyysillä sitten voidaan laskea simuloidun vikatilanteen tunnusluvut, keskeytyksestä aiheutuneen haitan lisäksi muut tiedot, kuten vian keston, irti kytketyn tehon ja toimittamatta jääneen sähkön. Esimerkkinä erään keskeytysanalyysin tulokset on esitettyä kuviossa 4. Vikojen paikantamisella, monipuolisella vikailmoitusten hallinnalla ja erilaisilla reaaliaikaisilla analyyseillä vikatilanteiden korjaaminen on tehokasta ja optimaalista. Samalla kertyy keskeytystietokantaa, jolla voi suorittaa tarkkoja analyysejä liittyen vakiokorvauksiin ja keskeytystilastointiin. (Trimble Navigation Ltd. 2016.)

Keskeytysanalyysi - 1178	
Yhteenveto   Tapahtuma   Raporttipiste   Kulutusryhmä   Asiakas	
Kenttä	Arvo
Keskeytysanalyysin tila	Tila
Kesto	OK
Keskeytskriittisyys	02:00:02
Keskeytskriittisyys nyt	Ei määritelty
Keskeytyksessä olevat asiakkaat	Ei määritelty
Keskeytyksessä olevat muuntopiirit	0
	Keskeytyksestä aiheutunut haitta
KAH - Normalisoitu (€)	0
KAH - Irtikytketyn tehon mukaan (€)	6183.03
KAH - Asiakasryhmittäinen (€)	6800.36
	5625.98
	Tunnusluvut
Kph - Käyttöpaikkatunnit (h)	537.07
Mph - Muuntopiiritunnit (h)	31.47
Kpk - Käyttöpaikkakerrat (IEEE, kpl)	860
Kpk - Käyttöpaikkakerrat (kpl)	860
Liittymien lukumäärä	813
Jakelumuntajien lukumäärä	40
Mpk - Muuntopiirikerrat (kpl)	40
	Muut tulokset
Irtikytketty teho (kW)	1223.47
Toimittamatta jäänyt sähkö, oma verkko (kWh)	737.39
Toimittamatta jäänyt sähkö, vieras verkko (kWh)	0.00

Myös asiakastiedot   
 Käytä muuntajalokia   
   
   
   

Kuvio 4. Keskeytysanalyysi-ikkuna

## 6 SUUNNITELTAVA VERKKO-OSUUS

### 6.1 Yleistä

Johto-osuus suunnitellaan siten, että Itäkoski- ja Lautiosaari-lähdöt yhdistetään Kivalontien vartta pitkin. Osuus on esitetty kuviossa 5 valkoisella viivalla. Itäkoski-lähdöltä yhdistetään Sompujärven johdinhaaralla sijaitseva Härkösen johdinhaara, joka on esitetty kuviossa 5 oranssilla värillä. Tämän johdinhaaran päästä Taivalkosken sähköasemalle on yhteensä 18 km. Osuudella on 13,5 km Rv63 Raven 3x54/9 -johdinta, ja Härkösen johtohaara on ohuempaa Sw25 Swan 3x21/4 -johdinta, jota on 4,1 km. Johdinosuuden toinen pää tulee kytkeytymään Lautiosaari- lähdön Helkkusenjärgälle menevälle johtohaaralle, joka on kuviossa 5 esitettyä joen itäpuolella vihreänä. Isohaaran voimalaitokselta johdinta Helkkusenjärgälle on n. 18,2 km, josta 14 km on Raven-johdinta ja Härkösen johtohaaralla on 840 m Swania.



Kuvio 5. Suunniteltava verkko-osuus



Rakennettavasta johto-osuudesta keskeytysten kannalta suoraan hyötyvä osuus pohjoispäädyssä on käytännössä vain Härkösen johtohaara johtuen Tervolan varayhteydestä. Taloudellisesti ajatellen johto-osuudesta hyöttyy suurempikin osuus, koska Tervolan varayhteydestä käytetystä energiasta koituu ylimääräisiä kustannuksia, joten kannattavuuslaskelmoinnissa varasyöttö jätetään huomiotta. Hyötyvä osuus eteläpäädyssä on 12,3 km pituinen johdinosuus, joka on Lautiosaaren rengassilmukan jälkeen.

## 6.2 Maastosuunnittelu

Suuri osa Keminmaankin jakeluverkon avojohto-osista on rakennettu 1960-1980-luvuilla, jolloin avojohtokadut suunniteltiin mahdollisimman taloudellisesti suoraan metsien ja peltojen poikki. Silloin myöskään jakelulinjojen metsään vieminen ei ollut maankäytösopimusten kannalta vaikea toteuttaa ja maanomistajat saattoivat jopa kilpailla siitä kenen mailta sähkölinja menee. Sillä he varmistivat sähköliittymän saamisen myös itselleen. Kustannussäästöjen lisäksi rakennusratkaisua on perusteltu maisemoinnin kannalta sillä, ettei linjoja näkyisi asutuksen keskellä. (Partanen ym. 2006, 48–49.)

Nykyään sähkönjakelun luotettavuus on noussut verkostosuunnittelun reunaehdoksi. Rakentamalla johto tien varteen parannetaan käyttövarmuutta helpottamalla vikojen paikantamista ja huoltoyhteyksiä sekä vähentämällä mahdollisia puukuormasta aiheutuvia vikoja. Maantien vieressä kulkeva johto on yleensä lähempänä varsinaisia kuormituspisteitä, jolloin runkojohtoon liitettäviä haarajoh-toja ei tarvitse rakentaa. Sen ansiosta johtopituudetkaan eivät muutu. Nykyisillä maankäyttökorvauksilla tien laitaan rakentaminen tulee useasti edullisemmaksi vaihtoehdoksi, koska maanomistajat eivät halua sähkölinjaa mailleen tai kaadatta puita metsiltään. (Partanen ym. 2006, 49.)



$$K_{hA1} - K_{hA2} > K_{LA2} - K_{LA1} \quad (6)$$

missä termit  $K_h$  kuvaavat johdinten häviöistä koituvia kustannuksia ja termit  $K_l$  johdinten investointikustannuksia. Yhtälöstä voidaan johtaa lauseke rajateholle, jonka suuruinen tehon täytyy vähintään olla, jotta suuremman poikkipinta-alan käyttö olisi taloudellisempi vaihtoehto. (Lakervi & Partanen 2008, 65–66.)

$$S_1 \geq U \sqrt{\frac{K_{LA2} - K_{LA1}}{\kappa c_h (r_{A1} - r_{A2})}} \quad (7)$$

missä

$K_{LA1}, K_{LA2}$  =Johdinpoikkipintojen investointikustannukset €/km

$r_{A1}, r_{A2}$  =Johdinpoikkipintojen resistanssit Ω/km

$c_h$  =häviöiden hinta €/kW, a

$\kappa$  =häviöiden kapitalisointikerroin

Taulukko 1. Avojohtojen ja PAS-johtojen tiedot

Johdin	Rakenne	Pinta-ala mm <sup>2</sup>	Investointikustannus €/km	Resistanssi Ω/km
Sparrow	Avojohto	40	21800	0,847
Raven	Avojohto	62	25100	0,535
BLL-T FeAl 3x62	PAS	62	31300	0,535
BLL-T FeAl 3x99	PAS	99	35100	0,336

Yhtälöön 7 sijoitetaan taulukon 1 arvot. Investointikustannukset ovat Energiaviraston verkkokomponenttien yksikköhinnastosta ja resistanssit NIS-verkkotietojärjestelmän johtolajiluettelosta. Kertomalla vuodessa syntyvät häviökustannukset kapitalisointikertoimella saadaan tulokseksi koko tarkastelujakson vuotuisten häviökustannusten nykyarvo olettaen, että kuormituksen kasvu pysyy tarkastelujakson aikana vakiona. Kapitalisointikerroin johdetaan seuraavasti:

$$\psi = \frac{(1+r/100)^2}{1+p/100} \quad (8)$$

$$\kappa = \psi \frac{\psi^T - 1}{\psi - 1} \quad (9)$$

missä

$r$  =tehonkasvu %/a



$p$  = korko %

$T$  = tarkasteluaika vuosina

(Lakervi & Partanen 2008, 65–66, 42.)

Tehonkasvu 1 %/a, tarkasteluajanjaksona johto-osien käyttöikä  $T = 45$  vuotta, laskentakorko  $p = 5$  %. Erillisten sähkön spot-hintaan perustuvien laskutoimitusten perusteella häviötehon hinnaksi asetetaan 78 €/kW/a. Vertaillaessa PAS-joh-tojen 3x62 mm<sup>2</sup> ja 3x99 mm<sup>2</sup> häviökustannuksia ja niiden investointikustannuksia keskenään saadaan rajatehoksi 2,08 MVA. Vertaillaessa Sparrow- ja Raven-avo-johtoa saadaan vastaavasti niiden väliseksi rajatehoksi 1,55 MVA.

NIS-verkkotietojärjestelmän mukaan Sompujärven johtohaaran tehon ollessa 300 kW ja Lautiosaaren Juokuan johtohaaran 258 kW kummassakaan tapauk-sessa häviöiden kannalta taloudelliset rajatehot eivät ylity, joten johtolajiksi vali-taan ohuin saatavilla oleva vaihtoehto. Käyttövarmuuden parantamisen kannalta paras vaihtoehto olisi päällystetty avojohto niistä saatavien etujen myötä, joita ovat kapeampi johtokatu ja parempi ulkoisten tekijöiden, kuten eläinten, sääolo-suhteiden, tykkylumikuorman ja puunoksien sietävyys.

#### 6.4 Erottimet

Johto-osuuden päihin lisätään kevyet käsikäyttöiset erottimet. Varayhteyden myötä olemassa olevien kaukokäyttöeroittimien väliseksi johtopituudeksi tulee n. 20 km, joten välille olisi nopean vianpaikannuksen ja takaisinkytkennän kannalta hyvä asentaa ainakin yksi kaukokäyttöerotin. Yhden kaukokäyttöeroittimen ja kahden käsikäyttöisen erottimen investointikustannukset ovat yht. 20 000 € (Energiavirasto 2016.)

#### 6.5 Liittymät ja muuntajat

Rakennettavalle osuudelle tulee suurehkolla todennäköisyydellä 2 uutta asia-kasta. Molemmat asiakkaat tulevat olemaan samassa muuntopiirissä. Niiden asiakasryhmiksi asetetaan yksi omakotitalo suoralla sähkölämmityksellä ja 300 litran käyttövesivaraajalla sekä yksi loma-asuntoalue. Näiden liittymistehoksi ar-vioidaan yhteensä 25 kW, joten pisteeseen riittänee 30 kVA muuntaja. Mitoitus

tehdään suurpiirteisesti vähäisen kuluttajamäärän ja liittymistehon takia ja mitoituksessa huomioidaan vain kokonaiskustannukset. 30 kVA muuntajan hinta energiaviraston yksikköhinnaston mukaan 3 600 € ja 1-pylväsmuuntamo 5 100 €. (Energiavirasto 2016.)

## 6.6 Kustannukset

Rakennettavan johto-osuuden hinta on PAS-tekniikalla toteutettuna 253 000 €, Raven-avojohdolla 208 000€ ja Sparrow-avojohdolla 185 000€. Hinnat ovat Energiaviraston sähköjakeluverkon yksikköhinnastosta, joka on jakeluverkonhaltijoilta ja suurjännitteisten jakeluverkon haltijoilta otettuun kyselyyn perustuva listaus toteutuneista investointikustannuksista.

Kustannuksia laskiessa on huomioitava myös korjaus- ja ylläpitokustannukset, joihin panostaminen vaikuttaa sähkönlaatuun ja taloudellisuuteen parantavasti. Ylläpidon ja huollon tavoitteena on pitää sähköverkko toimivana ja turvallisena, sekä pyritään säilyttämään olemassa olevan verkon arvo, takaamaan verkon koko käyttöikä ja pitämään vioista johtuvat korjauskustannukset alhaisina. (Partanen ym. 2006, 33.)

Normaalitilanteessa ilmajohtoverkon viankorjauskustannuksiksi on arvioitu noin 1600€/vika, joka sisällytetään ylläpitokustannuksiin kertomalla se vikataajuuden kanssa. Normaalitilanteissa vikakorjauskustannukset sisällytetään kunnossapitokustannuksiin. Kunnossapitokustannukset, joihin sisältyvät viankorjauksen lisäksi huollon kustannukset, tienvarressa sijaitsevalle päällystetylle avojohdolle ovat 170 €/km/a. (Partanen ym. 2006, 33.)

Kunnossapitokustannukset koko käyttöajalta voidaan lisätä investointikustannuksiin kertomalla se ensin kapitalisointikertoimella, jossa oletetaan tehonkasvun pysyvän koko 45 vuoden tarkasteluajanjakson aikana vakioarvossa 1 %/a, joten

- PAS-johdolle  $252\,808\text{ €} + 170\text{ €/km} \times 7,160\text{ km} \times 24,81 = 283\,007\text{ €}$
- Raven  $208\,416\text{ €} + 170\text{ €/km} \times 7,160\text{ km} \times 24,81 = 238\,615\text{ €}$
- Sparrow  $184\,788\text{ €} + 170\text{ €/km} \times 7,160\text{ km} \times 24,81 = 214\,987\text{ €}$

## 7 KANNATTAVUUS

### 7.1 Keskeytyksistä aiheutuva haitta

Rakennettavalle verkko-osuudelle tehtiin laskelmat, joissa analysoitiin lähtöjen välisen yhdysjohdon rakentamisen kannattavuutta. Laskelmissa huomioitiin vain odottamattomat pysyvät keskeytykset, koska pika- ja aikajälleenkytkennöissä varayhteydellä ei ole suoranaista hyötyä. Suunnitelluissa keskeytyksissä jakelun keskeytys ei ole merkittävä Tervolan varayhteyden ansiosta ja kulutukset mahdollisilla vikapaikoilla eivät ole merkittäviä.

Johtopituuksilla  $l_i$  tarkoitetaan kahden erottimen ja haarajohtojen erottimien rajaamaa johtopituutta. Energialla  $W_i$  tarkoitetaan johto-osuuden välittämää vuosienenergiaa. Kun johto-osuuksilla esiintyy vika, yhdysjohdon rakentaminen vähentää keskeytysaikaa keskimäärin korjaus- ja kytkentäaikojen erotuksella. Merkitään johtojen vikataajuutta  $f_j$ :llä (kpl/km/a). (Lakervi & Partanen 2008, 50.)

Listataan yhdysjohdosta saatavat hyödyt, jotka määritetään sen aiheuttamista muutoksista keskeytysaikoihin ja sitä kautta kokonaisinvestointeihin:

- $l_1$ :n viat ( $f_j/l_1$ ): teholle  $W_1/T$  keskeytysaika lyhenee  $t_2$ :sta  $t_1$ :een
- $l_2$ :n viat ( $f_j/l_2$ ): teholle  $W_2/T$  keskeytysaika lyhenee  $t_2$ :sta  $t_1$ :een
- $l_3$ :n viat ( $f_j/l_3$ ): teholle  $W_3/T$  keskeytysaika lyhenee  $t_2$ :sta  $t_1$ :een
- $l_4$ :n viat ( $f_j/l_4$ ): teholle  $W_4/T$  keskeytysaika lyhenee  $t_2$ :sta  $t_1$ :een
- $l_5$ :n viat ( $f_j/l_5$ ): teholle  $W_5/T$  keskeytysaika lyhenee  $t_2$ :sta  $t_1$ :een
- $l_6$ :n viat ( $f_j/l_6$ ): teholle  $W_6/T$  keskeytysaika lyhenee  $t_2$ :sta  $t_1$ :een
- $l_7$ :n viat ( $f_j/l_7$ ): teholle  $W_7/T$  keskeytysaika lyhenee  $t_2$ :sta  $t_1$ :een
- $l_8$ :n viat ( $f_j/l_8$ ): teholle  $W_8/T$  keskeytysaika lyhenee  $t_2$ :sta  $t_1$ :een

(Lakervi & Partanen 2008, 50.)

Lähtöjen katkaisijoiden vikataajuutta ei oteta huomioon, koska käytettävissä on suoraan lähtöjen välillä oleva yhteys Kemijoen itäpuolta myöten.

Keskeytyskustannuksista saavutettava hyödyt lasketaan määrittämällä erikseen kustannukset ennen investointia ja investoinnin jälkeen. Ennen yhdysjohdon rakentamista eri johto-osuuksissa tapahtuvat viat aiheuttavat vuotuisen keskeytyskustannuksen  $k_{k1}$ , joka muodostuu eri vioittumiskohteita kuvaavista lausekkeista, jotka lisätään juoksevasti yhteen. Nämä ovat yleisesti muotoa vikataajuus x teho x KAH

$$k_{k1} = f_j * l_1 * \frac{W_1}{T} * h(t_2) + f_j * l_2 \left[ \frac{W_1 - W_2}{T} * h(t_1) + \frac{W_2}{T} * h(t_2) \right] \dots + f_j * l_4 * \frac{W_4}{T} * h(t_2) + f_j * l_5 \left[ \frac{W_4 - W_5}{T} * h(t_1) + \frac{W_5}{T} * h(t_2) \right] \dots \quad (10)$$

jossa

$f_j$	=johdinten vikatiheys (0,05 vikaa/km/a)
$h(t)$	=keskeytyksestä aiheutuneen haitan arvo €/MW
$t_1$	=keskimääräinen kytkentäaika
$t_2$	=keskimääräinen korjausaika
$W/T$	=yhden vuoden keskiteho ( $T = 8760$ h)

(Lakervi & Partanen 2008, 50–51.)

Yhdysjohdolla keskeytyskustannukset ovat olettaen, että varayhteys on vian aikana kunnossa ja sen vikataajuus on nolla:

$$k_{k2} = f_j * l_1 \left[ \frac{W_1 - W_2}{T} * h(t_2) + \frac{W_2}{T} * h(t_1) \right] + f_j * l_2 \left[ \frac{W_2}{T} * h(t_2) + \frac{W_1 - W_2}{T} * h(t_1) \right] \dots + f_j * l_4 \left[ \frac{W_4 - W_5}{T} * h(t_2) + \frac{W_5}{T} * h(t_1) \right] + f_j * l_5 \left[ \frac{W_5}{T} * h(t_2) + \frac{W_4 - W_5}{T} * h(t_1) \right] \dots \quad (11)$$

Yhdysjohdon rakentaminen on kannattavaa, jos

$$k_{k1} - k_{k2} > K_{inv} * \varepsilon \quad (12)$$

missä:

$K_{inv}$	= investoinnin kokonaiskustannukset
$\varepsilon$	= annuiteettikerroin

Annuiteettikertoimella muutetaan investoinnin kokonaiskustannukset vuosittaisiksi kustannuksiksi. Kerroin johdetaan kaavalla

$$\varepsilon = \frac{p/100}{1 - \frac{p}{(1 + \frac{p}{100})^t}} \quad (13)$$

missä

$p$  = korko (5 %)

$t$  = investoinnin tarkastelu-aika vuosina (40 v)

(Lakervi & Partanen 2008, 51, 43.)

Valtakunnallisia KAH-arvoja lähtökohtana käyttäen (Honkapuro ym. 2010, 29) lasketaan tarkasteltavan alueen eri asiakasryhmien vuosienenergioilla painotetut keskeytyskustannusfunktiot.

Taulukko 2. Energiapainotetut keskeytyskustannukset

Asiakasryhmä	Energiat (MWh)			Energia- osuus	Odottamaton KAH	
	Sompu	Juokua	Yht		€/kWh	€/kW
Kotitalous	604	935	1539	0,8066	4,29	0,36
Maatalous	293		293	0,1536	9,38	0,45
Palvelu	55		55	0,0288	29,89	2,65
Teollisuus		21	21	0,0110	24,45	3,52
Yht.	952	956	1908	1		

Kerrotaan jokaisen asiakasryhmän vuosittainen energiaosuus sitä vastaavalla keskeytyskustannuksen B-parametrilla (€/kW) ja summataan ne yhteen. Taulukon 2 arvoja käyttäen vuosienenergiapainotetuksi keskimääräiseksi keskeytysfunktioiksi saadaan

$$h(t) = 0,475 * t \text{ €/kW}$$

Arvioidaan, että keskeytysaika lyhenee 3 tunnista 1 tuntiin, joten keskeytysfunktioiksi saadaan

$$h(t_1) = 475 \text{ €/MW ja } h(t_2) = 1425 \text{ €/MW}$$

Trimble NIS- ohjelman avulla saatiin selville taulukon 3 eri johdinosuuksien välittämät vuosienenergiat ja taulukon 4 johdinosuuksien pituudet:

Taulukko 3. Johdinosuuksien välittämät vuosienergiat

Johdinosuus	Vuosienergia (MWh)
1 (W1)	953,604
2 (W2)	947,921
3 (W3)	11,835
4 (W4)	962,382
5 (W5)	570,273
6 (W6)	440,038
7 (W7)	210,63
8 (W8)	162,476

Taulukko 4. Johdinosuuksien pituudet

Johdinosuus	Pituus (km)
1 (I1)	7,4
2 (I2)	3,6
3 (I3)	4,2
4 (I4)	3,2
5 (I5)	3,2
6 (I6)	3,2
7 (I7)	3,4
8 (I8)	4,2

Sijoittamalla taulukkojen 3 ja 4 arvot kaavoihin 10 ja 11 saadaan varayhteyden tuottamaksi hyödyksi  $(k_{k1}-k_{k2}) = 47,93 \text{ €/a}$ . Investoinnin kokonaiskustannukset Energiaviraston esittämien verkkokomponenttien yksikköhinnaston mukaan ovat 283 007 €. Investoinnin annuiteetti  $(K_{inv} * \epsilon) = 16 493 \text{ €/a}$ . Tämän laskelman perusteella yhteyden rakentaminen ei olisi kannattavaa.

Yllä suoritetussa laskelmassa ei tosin huomioitu suunniteltuja jakelun keskeytyksiä, mutta niissäkin tapauksissa keskeytys pystyttäisiin ilmeisesti varayhteyttä suunnittelemaan niin hyvin, että sen pituus jäisi noin alle puoleen odottamattomaan keskeytykseen verrattuna. Suunnitelluille keskeytyksille suoritetaan samanlainen laskutoimitus, arvoista muuttuvat kytkentä- ja korjausajat sekä KAH-parametrit. Energiapainotukset, vuosienergiat ja johdinpituudet säilyvät samoina.

## 7.2 Häviöteho ja –energia

Rakennettavasta verkko-osuudesta hyödytään myös siinä, että sillä saadaan häviöitä vähennettyä. Verkkoyhtiöt joutuvat ostamaan häviöenergiansa kantaverkon haltijalta, joten häviöitä vähentämällä saadaan kustannuksia kuriin ja rengas-yhteysinestoinneista tulee kannattavampia.

Selvitetään rakennettavasta verkko-osuudesta saatavia mahdollisia hyötyjä häviöiden kannalta. Häviöt saadaan selville Trimble NIS-ohjelman tehonjakolaskennan avulla. Verkon nykytilan topologialla, joka on esitetty liitteissä sijaitsevassa kuviossa 9, Isohaaran Lautiosaari, Lautiosaari2 ja Taivalkosken Itäkoski- lähdöt tuottavat seuraavia häviöitä:

Taulukko 5. Lähtöjen häviöt

	K-aste (%)	Umin (%)	Uh (%)	Ph kW	Eh MWh
Itäkoski	21	20,42	1,35	12,45	22,05
Lautiosaari	22	20,75	1,18	14	32,25
Lautiosaari2	10	20,97	0,14	1,04	2,08
Yhteensä				27,49	56,38

Rakentamalla suunniteltu verkko-osuus ja tekemällä muutoksia jakorajoihin voidaan vaikuttaa verkossa tapahtuviin häviöihin. Taulukossa 6 on eräitä esimerkejä, joissa laskettiin erilaisia häviölukemia suunniteltavaa yhteyttä hyödyntäen ja niistä saatava taloudellinen hyöty:

Taulukko 6. Jakorajojen häviöteholaskennat

	K-aste (%)	Umin (%)	Uh (%)	Ph kW	Eh MWh		
Jakoraja 1	Lautiosaari EA015, Lautiosaari2 EA027 ja EA013					Erotus MWh	Säästö €
Itäkoski	21	20,42	1,35	12,32	21,65		
Lautiosaari	12	20,88	0,56	2,56	4,72		
Lautiosaari2	21	20,89	0,51	5,66	13,25		
Yhteensä				20,54	39,62	16,76	641,91

	K-aste (%)	Umin (%)	Uh (%)	Ph kW	Eh MWh		
Jakoraja 2	Lautiosaari Sompujärveen, Lautiosaari2 EA027					Erotus MWh	Säästö €
Itäkoski	17	20,44	1,23	8,48	15,46		
Lautiosaari	19	20,49	2,42	12,6	22,61		
Lautiosaari2	17	20,91	0,43	3,61	8,35		
Yhteensä				24,69	46,42	9,96	381,47

	K-aste (%)	Umin (%)	Uh (%)	Ph kW	Eh MWh		
Jakoraja 3	Lautiosaari EA015, Lautiosaari2 EA027					Erotus MWh	Säästö €
Itäkoski	21	20,42	1,35	12,32	21,65		
Lautiosaari	16	20,84	0,75	5,33	10,6		
Lautiosaari2	17	20,91	0,43	3,61	8,35		
Yhteensä				21,26	40,6	15,78	604,37

	K-aste (%)	Umin (%)	Uh (%)	Ph kW	Eh MWh		
Jakoraja 4	Lautiosaari EA015, Lautiosaari2 EA007					Erotus MWh	Säästö €
Itäkoski	15	20,46	1,18	5,3	9,1		
Lautiosaari	16	20,84	0,75	5,33	10,6		
Lautiosaari2	22	20,81	0,92	8,42	17,75		
Yhteensä				19,05	37,45	18,93	725,01

	K-aste (%)	Umin (%)	Uh (%)	Ph kW	Eh MWh		
Jakoraja 5	Lautiosaari EA015 ja EA027, Lautiosaari2 EA014					Erotus MWh	Säästö €
Itäkoski	21	20,42	1,35	12,41	21,96		
Lautiosaari	12	20,75	1,17	13,99	32,08		
Lautiosaari2	10	20,97	0,14	1,02	2,08		
Yhteensä				27,42	56,12	0,26	9,96

Yllä esitettyjen tulosten perusteella jakorajavaihtoehto 4 olisi häviösäästöjen kannalta edullisin vaihtoehto. Jakorajasuunnitelmassa Lautiosaari- lähtö syöttäisi rakennettavan yhteyden lisäksi sen ja erotinaseman EA015 väliin jäävän osuuden,



kun taas Lautiosaari2- lähtö syöttää Lautiosaari-lähdön sijasta Kemijoen itäpuolen johtohaaraa aina Ilmolassa sijaitsevalle erotinasemalle EA007 asti. Huonona puolena jakoraja-asettelulle on kuitenkin se, että Lautiosaari2-lähtö syöttää nykytilanteessa suurimmaksi osaksi maakaapeloitua taajama-aluetta. Lautiosaari2-lähtöön ei olisi järkevää lisätä maakaapeloimatonta metsässä kulkevaa avojoh-toa, koska esim. tykkyvian tai myrskyn aiheuttaman vian sattuesssa sähkönjakelu keskeytyy myös Lautiosaaren taajaman merkittävässä kulutuspiirissä. Lisää-mällä lähdön perään vika-alttiimpaa avojoh-toa ilman pylväskatkaisijaa voi kes-keystyksiheys kasvaa. Toimivin jakoraja-asettelu on vaihtoehto 5, jossa Lautio-saari2 syöttää normaalin maakaapeloidun osuutensa ja Lautiosaari syöttää suun-niteltua osuutta Härkösen johtohaaran lisäksi.

Rakennettavasta yhteydestä on myös hyötyä tilanteessa, jossa siihen vaikuttava lähtö on kokonaan pois käytöstä laitospian tai -huollon takia. Otettakoon esimerk-inä tilanne, jossa Itäkoski-lähtö poistuu käytöstä ja syöttö sen johdinosuuksille joudutaan väliaikaisesti ottamaan kuvion 7 mukaisesti Lautiosaari2-lähdöltä. Suoritetaan tehonjakolaskennat verkon nykytilanteella ja varayhteydellä. Varayh-teyden myötä onnistuisi kuvion 8 mukainen jakoraja-asettelu, jossa Lautiosaari2 -lähtö syöttää Kemijokivartta ja Lautiosaari -lähtö varayhteyttä pitkin Sompujär-ven johtohaaran osia.



Kuvio 7. Lautiosaari2 syöttää Itäkosken johto-osia



Kuvio 8. Lautiosaari2 syöttää Kemijokivartta ja Lautiosaari varayhteydellä Sompujärveä

Taulukko 7. Lautiosaaren lähtöjen tehonjakolaskenta

	Lähtö	K-aste (%)	Umin (%)	Uh (%)	Ph kW	Eh MWh
Nykyverkko	Lautiosaari	16	20,84	0,77	5,35	10,67
	Lautiosaari2	38	20,15	4,06	50,07	91,2
Varayhteys	Lautiosaari	19	20,49	2,43	12,84	23,26
	Lautiosaari2	34	20,4	2,85	34,1	65,43

Kuten taulukon 7 tuloksista voi huomata, häviöenergiat vähenevät tällaisessa tilanteessa yhteensä 13,18 MWh, joka ei ole järkevä ottaen huomioon sen kuinka pitkä matka jakeluverkkoa on kyseessä (110 km). Tämä johtuu alueen vähäisestä sähkökulutuksesta. Ja mainittakoon vielä se, että tällainen vikatilanne syntyy harvoin.

## 8 SELVITETYT VAIHTOEHDOT

Kuten aikaisemmissa luvuissa kävi ilmi, vaihtoehtoista johtokatureittia ei ole saatavilla. Vaihtoehtotarkastelu suoritetaan johdintyypeittäin ja niiden välisten investointikustannusten kannalta. Halvin vaihtoehto olisi rakentaa johto-osuus avojohdolla. Johtotyyppiä pinta-alaltaan pienin kelvollinen vaihtoehto on Rv63 Raven 3x54/9, koska Sompujärven osuuksilla on myös Raven-johtoa, joten välillä ei saa olla kapeampaa johtoa. Härkösen johtohaara on tosin kapeampaa Sw25 Swan 3x21/4-johtoa, mutta se on lähestymässä käyttöikänsä loppua. Joten jos varayhteys rakennetaan, niin Härkösen johtohaaraan on asennettava myös Raven-johtoa. Raven-johdolla kokonaiskustannuksiksi verkkokomponentteineen ja kunnossapitokustannuksineen Härkösen johtohaara huomioimatta on yhteensä 239 000 €.

Vaihtoehtoinen rakenne on PAS-johto, jolla saavutetaan käyttövarmuusetuja sen eristerakenteen ansiosta. PAS-rakenne vähentää PJK- ja AJK-vikoja avojohdorakenteeseen verrattuna ja johtokatu voi olla kapeampi. Toisaalta PAS-johdon eristeen vioittuminen voi tilanteesta riippuen aiheuttaa vaikeasti korjattavan vian. Lisäksi PAS-johdolla rakentaminen on kalliimpaa, kokonaisinvestointien kunnossapitokustannuksineen ja suunniteltuine komponentteineen ollessa 283 000 €.

Rakennettavalla osuudella mahdollistetaan vaihtoehtoisia jakorajan asetteluita. Järkevällä jakorajojen suunnittelulla voidaan nopeuttaa vikatilanteissa vikapainannusta ja sen erottamista jakeluverkosta korjauksen ajaksi. Samalla niillä mahdollistetaan häviösäästöjä, joita on selvitetty kappaleessa 7.2. Kuitenkin käyttövarmin ratkaisu olisi taulukon 6 nykyistä tilannetta jäljentelevä jakoraja-asetteluvaihtoehto 5.

Keskeytyksistä aiheutuvien haittojen kannalta mitoitettu investointi ei tule olemaan kannattava, kuten havaittiin luvussa 7.1. Kuitenkin investointia voidaan perustella käyttövarmuuden parantamismahdollisuuksilla ja vaihtoehtoisena jakelu-reittinä, kuten esitettynä kuviossa 8.

## 9 INVESTOINTIEHDOTUKSET

Yhteydestä koituvat keskeytys- ja häviökustannussäästöt ja kuormituksen kasvu eivät tule suunnitellulla käyttöajalla kuolettamaan investointikustannuksia, joten investointi ei ole taloudellisesti kannattavaa. Lisäksi näillä sähkönkulutusmäärillä pelkästään käyttövarmuuden ja luotettavuuden parantamisella perusteltu tämän suuruusluokan investointi tuntuu melko riskialttiilta ratkaisulta. Tässä tilanteessa kannattaisi myös tarkastella vaihtoehtoisia verkon parantamismahdollisuuksia, kuten automaation parantamista ja hyödyntämistä sekä vanhentuvien verkko-komponenttien uusimisia.

Kuitenkin jos päädytään siihen lopputulokseen että investointi tehdään, hyödyllisin ratkaisu olisi rakentaa yhteys käyttämällä BLL-T FeAl 3x62 PAS-johtoa, rakentaa se tien viereen ja lisätä sen lisäksi Lautiosaaren jakorajaan Härkösen joh-tohaara, koska se on syöttösuunnassa seuraava risteyskohta ja siellä on lähin kaukokäyttöinen erotinasema. Sitä hyödyntämällä voidaan mm. suorittaa paremmin valvomossa tehtäviä vianpaikannuskytkentöjä.

## 10 POHDINTA

Työ auttoi ymmärtämään hyvin, minkälaisia suunnittelun ongelmia maaseudun sähkönjakeluverkon haltijalla voi suunnittelussa ja mitoittamisessa olla. Harvaan asutuilla alueilla kulutukset voivat olla pieniä välimatkojen ollessa suuria, joten jakelujohtojen teknistaloudellisessa mitoittamisessa on esillä kannattavuuskysymys. Jos verkko-osuudelle ei liity merkittäviä sähkön kuluttajia, verkkokomponentit eivät ehdi käyttöaikansa maksaa investointiaan takaisin. Investointi olisi tehty jo kauan aikaa sitten, jos alueella olisi tiheämmin asuttua seutua tai merkittäviä sähkön kuluttajia, kuten maataloutta tai teollisuutta. Sähkömarkkinalakien tiukentaessa sallittuja jakelunkeskeytysaikoja investointien teko voi olla pakollista, vaikka ne eivät tuottaisi voittoa.

Työssä oppi hyvin jakeluverkon toiminnan lisäksi verkostosuunnittelijan työskentelymenetelmiä, kuten ohjelmiston käyttöä, verkosto- ja taloudellisuuslaskentaa ja tiedon hakua. Opinnäytetyö oli erittäin mielenkiintoinen. Työn aikana tietoa oli erittäin hyvin saatavilla, puitteet olivat hyvät, ohjelmistojen käyttö oli hyvin opastettua ja työilmapiiri oli innostava. Motivaatio työn tekemiselle pysyi korkeana, koska sain tehdä työtä Keminmaan Energian suunnittelutoimistolla ilman kotona olevia häiriötekijöitä.

## LÄHTEET

Energiavirasto 2016. Verkkokomponentit, yksikköhinnat ja pitoajat vuosille 2016 – 2023. Viitattu 27.4.2016 <https://www.energiavirasto.fi/verkkokomponentit-ja-yksikkohinnat-2016-2023;jsessionid=E63DF202CD248DDC76950924E86C353B>

Honkapuro, S., Tahvanainen, K., Partanen, J., Lassila, J., Viljanen, S. & Kaipia, T. 2010. Nykyisen valvontamallin toimivuuden ja ohjausvaikutusten arviointi. Tutkimusraportti. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 29.

Keminmaan Energia Oy 2016. Yritysesittely. Viitattu 28.4.2016 <http://www.keminmaanenergia.fi/yritys/>

Lakervi, E. & Partanen, J. 2008. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki: Gaudeamus.

Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T., Matikainen, M., Järventausta, P., Verho, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Pylvänäinen, J. & Nurmi, V-P. 2006. Sähkönjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähkönjakelun toimitusvarmuudelle asetettavien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset. Tilaustutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Tampereen teknillinen yliopisto. (Jakeluverkon ylläpitokustannukset)

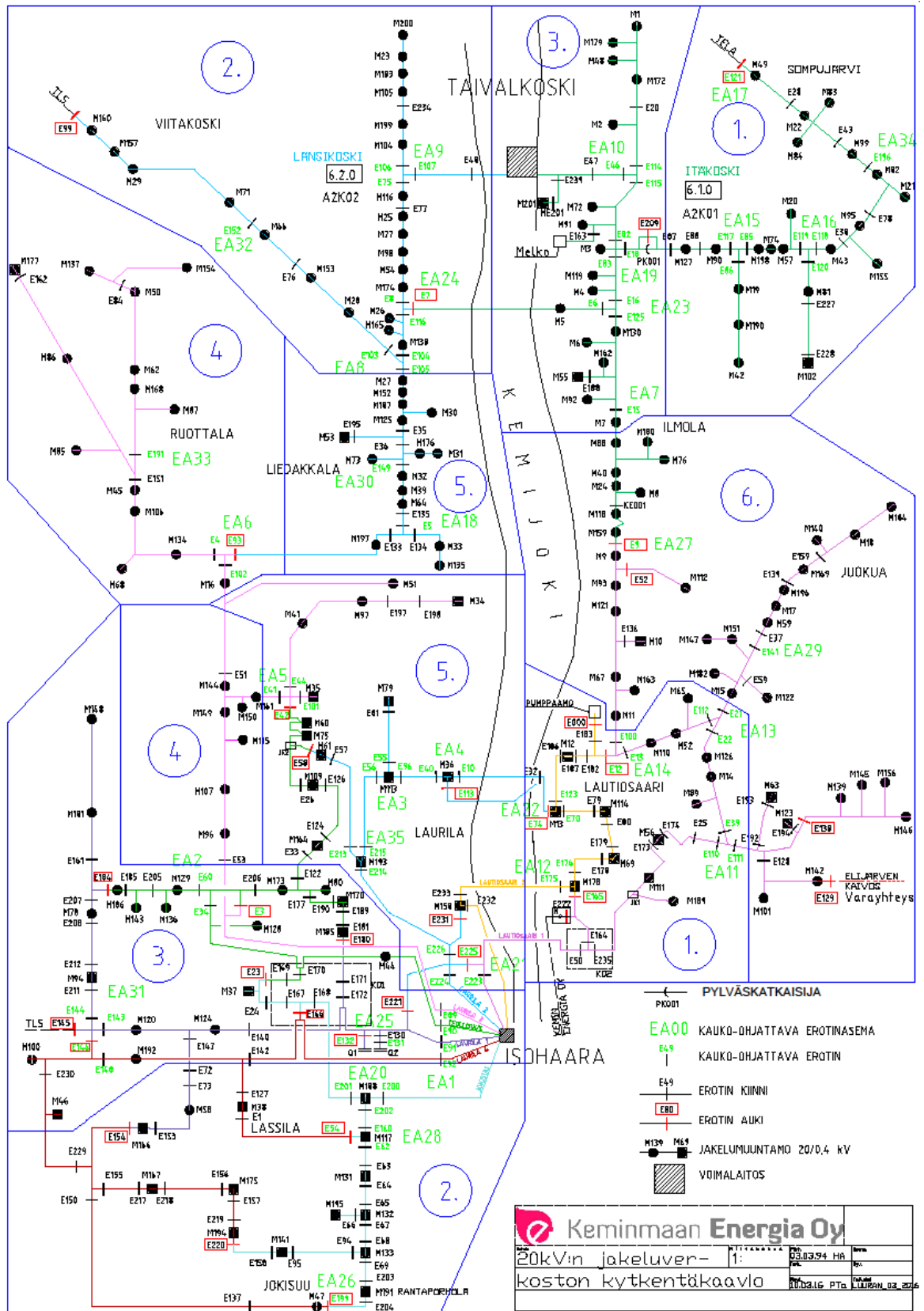
Sähkömarkkinalaki 9.8.2013/588

Trimble Navigation Ltd. Trimble NIS-ohjelmisto. Vitattu 27.4.2016. <http://utilities.trimble.fi/trimble-nis-saumlhkoumlverkoille.html>

Trimble Navigation Ltd. Trimble DMS-ohjelmisto. Vitattu 27.4.2016. <http://utilities.trimble.fi/trimble-dms.html>

## LIITTEET

Liite 1. Keminmaan Energian verkkotopologia



Kuvio 9. Keminmaan energian nykyverkkotopologia