



# **1 kV TEKNIIKAN TEKNISTALOUDELLINEN ANALYSOINTI SAVON VOIMA VERKKO OY:N SÄHKÖVERKOSSA**

**Opinnäytetyö**

**Ville Jääskeläinen**

**Sähkötekniikan koulutusohjelma  
Energiahuolto**

Hyväksytty \_\_\_\_ . \_\_\_\_ . \_\_\_\_ \_\_\_\_\_

# SAVONIA-AMMATTIKORKEAKOULU TEKNIikka KUOPIO

Koulutusohjelma

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Tekijä

Ville Jääskeläinen

Työn nimi

1 kV tekniikan teknistaloudellinen analysointi Savon Voima Verkko Oy:n sähköverkossa

Työn laji

Opinnäytetyö

Päiväys

7.5.2010

Sivumäärä

81 + 5

Työn valvoja

Yliopettaja Juhani Rouvali

Yrityksen yhdyshenkilö

Kehitysinsinööri, DI Sami Viiliäinen

Yritys

Savon Voima Verkko Oy

Tiivistelmä

Tämän opinnäytetyön aiheena oli analysoida 1 kV tekniikan hyödyntämisen teknistaloudellista kannattavuutta ja käyttövarmuusvaikutuksia sähköverkon eri kehitysvaihtoehtoisissa Savon Voima Verkko Oy:n todellisella jakeluverkon keskijännitejohtolähdöllä.

Työ aloitettiin tekemällä tarkasteltavalle keskijännitejohtolähdölle 20/0,4 kV ja 20/1/0,4 kV suunnitelmat. Suunnitelmien avulla laskettiin tarkasteltavan keskijännitejohtolähdön kaksi- ja kolmijänniteportaisille rakennevaihtoehtoisille elinkaarikustannukset. Elinkaarikustannukset saatiin laskettua selvittämällä eri vaihtoehtojen investointi-, käyttö-, keskeytys- ja kunnossapitokustannukset.

Kustannusten lisäksi työssä analysoitiin myös kaksi- ja kolmijänniteportaisien vaihtoehtojen käyttövarmuusvaikutuksia sekä tehtiin taulukkolaskentapohjainen laskentaohjelma kuvaamaan 1 kV tekniikan teknistaloudellista käyttöaluetta. Lisäksi työssä esitettiin tarkasteltavan johtolähdön tavoitetila ja tehtiin esitys etenemismalliksi nykytilasta tavoitetilaan.

Työn tulosten ja analyysien perusteella 1 kV tekniikan suunnitelmallisella käytöllä voidaan saavuttaa säästöjä sähköverkon kokonaiskustannuksissa sekä parantaa verkon käyttövarmuutta. Työn loppuun on kirjattu 1 kV tekniikan käyttöönoton jatkotoimenpide-ehdotukset.

Avainsanat

1 kV tekniikka, 20/1/0,4 kV järjestelmä, käyttövarmuus, elinkaarikustannukset

Luottamuksellisuus

julkinen

# SAVONIA UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

Degree Programme

Electrical Engineering

Author

Ville Jääskeläinen

Title of Project

Technical and Economic Analysis of 1 kV Technology at Savon Voima Verkko Oy

Type of Project

Final Project

Date

May 7, 2010

Pages

81 + 5

Academic Supervisor

Mr Juhani Rouvali, Principal Lecturer

Company Supervisor

Mr Sami Viiliäinen, M.Sc.

Company

Savon Voima Verkko Oy

Abstract

The aim of this final project was to analyze the use of 1 kV technology observing the technical advantage and economic profitability as well as the operational reliability of the various development options in the Savon Voima Verkko Oy's medium voltage distribution network.

First, 20/0,4 kV and 20/1/0,4 kV plans were prepared for the medium voltage network. Then life cycle costs were calculated for two and three level voltage structures on the basis of the plans. Life cycle costs were calculated by estimating investment, use, interruption and maintenance costs.

In addition to the costs, the operational reliability of the two and three level voltage structures were analyzed. An Excel-based calculation tool was created to describe the technical advantage and economic profitability of the 1 kV technology. In this final project the desired state of the network was also described and suggestions were made concerning how to proceed from the current state to the desired state.

As a result of the analysis it was shown that the planned use of 1 kV technology can reduce the total costs of the network and improve the operational reliability of the network. This project incorporates suggestions for the application of 1 kV technology.

Keywords

1 kV technology, 20/1/0,4 kV distribution network, reliability, life cycle costs

Confidentiality

public

## ALKUSANAT

Tämä opinnäytetyö on tehty Savon Voima Verkko Oy:n antamasta aiheesta kevään 2010 aikana. Haluan kiittää Savon Voima Verkko Oy:n henkilökuntaa viihtyisästä työilmapiiristä. Erityisesti haluan kiittää kehitysinsinööri Sami Viiliäistä mielenkiintoisesta ja opettavasta opinnäytetyöaiheesta sekä työn kiitettävästä ohjauksesta ja opastamisesta. Kiitokset kuuluvat myös suunnittelija Matti Huoviselle ja aluesuunnittelija Urpo Savolaiselle sekä kaikille minua työssä opastaneille savonvoimalaisille.

Oppilaitoksen puolelta haluan kiittää työn ohjaajaa, yliopettaja Juhani Rouvalia sekä muita opintojeni aikana minua opettaneita opettajia.

Viimeisimpänä, muttei vähäisimpänä, haluan kiittää perhettäni tuesta ja ymmärryksestä opintojeni aikana.

Kuopiossa 7. toukokuuta 2010

---

Ville Jääskeläinen

## SISÄLTÖ

1	JOHDANTO.....	8
1.1	Työn tavoite ja laajuus .....	8
1.2	Sähkön laatu .....	8
1.3	Standardit, säännökset ja suositukset .....	10
2	JAKELUJÄRJESTELMÄT .....	11
2.1	Perinteinen 20/0,4 kV jakelujärjestelmä .....	11
2.1.1	<i>Keskijänniteverkko</i> .....	11
2.1.2	<i>Pienjänniteverkko</i> .....	12
2.2	20/1/0,4 kV jakelujärjestelmä .....	13
2.2.1	<i>1 kV pienjännitejakeluverkko</i> .....	13
2.2.2	<i>1 kV verkon merkintä</i> .....	14
2.2.3	<i>1 kV verkon rakenne ja suojaus</i> .....	15
2.2.4	<i>20/1/0,4 kV järjestelmän muuntajat</i> .....	17
2.2.5	<i>1 kV muuntamot</i> .....	19
3	SÄHKÖVERKON TALOUDELLISUUS .....	20
3.1	Investointilaskenta.....	21
3.1.1	<i>Laskentakorkokanta</i> .....	21
3.1.2	<i>Pitoaika</i> .....	22
3.1.3	<i>Investointilaskennan menetelmät</i> .....	23
3.1.4	<i>Annuiteettimenetelmä</i> .....	24

	6
3.2 Sähköverkon teknistaloudellinen optimointi.....	25
3.2.1 Käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut.....	25
3.2.2 Elinkaarikustannukset .....	27
3.2.3 Investointikustannukset.....	29
3.2.4 Käyttökustannukset.....	29
3.2.5 Keskeytyskustannukset.....	30
3.2.6 Kunnossapitokustannukset .....	32
4 1 kV TEKNIIKAN TEKNISTALOUDELLINEN KÄYTTÖALUE .....	33
5 25J10 KORTEJOKI -JOHTOLÄHDÖN SUUNNITTELU .....	39
6 25J10 KORTEJOKI -JOHTOLÄHDÖN SUUNNITELMIEN ELINKAARIKUSTANNUKSET .....	43
6.1 Lähdön investointikustannukset.....	44
6.2 Lähdön käyttökustannukset.....	47
6.2.1 Häviökustannusten määrittely .....	48
6.2.2 Viankorjauskustannusten määrittely.....	49
6.3 Lähdön keskeytyskustannukset.....	50
6.4 Lähdön kunnossapitokustannukset.....	53
6.4.1 Ennakkohuoltokustannusten määrittely .....	55
6.4.2 Raivauskustannusten määrittely .....	56
6.5 Lähdön kokonaiskustannukset .....	56
6.6 Lähdön keskeytysmäärät ja -ajat .....	59
6.7 Asiakkaan liityntäpisteen jännite ja yksivaiheinen oikosulkuvirta.....	62

7	HERKKYYSTARKASTELUT.....	65
7.1	Pitoaika ja laskentakorko .....	66
7.2	Häviöenergian hinta .....	68
7.3	KAH-parametrit ja teho.....	69
8	25J10 KORTEJOKI -JOHTOLÄHDÖN TAVOITETILA JA KARKEA ETENEMISMALLI.....	72
8.1	Lähdön tavoitetila.....	72
8.2	Etenemismalli tavoitetilan saavuttamiseksi .....	74
9	YHTEENVETO JA 1 kV TEKNIIKAN KÄYTTÖÖNOTON JATKOTOIMENPIDE-EHDOTUKSET .....	76
	LÄHTEET.....	78
	LIITE 1: Energiamarkkinaviraston verkkokomponentit ja indeksikorjatut yksikköhinnat vuodelle 2010 (alv. 0%)	
	LIITE 2: PowerGrid (PG) verkkotietojärjestelmän käyttämät häviöiden laskuyhtälöt	

# 1 JOHDANTO

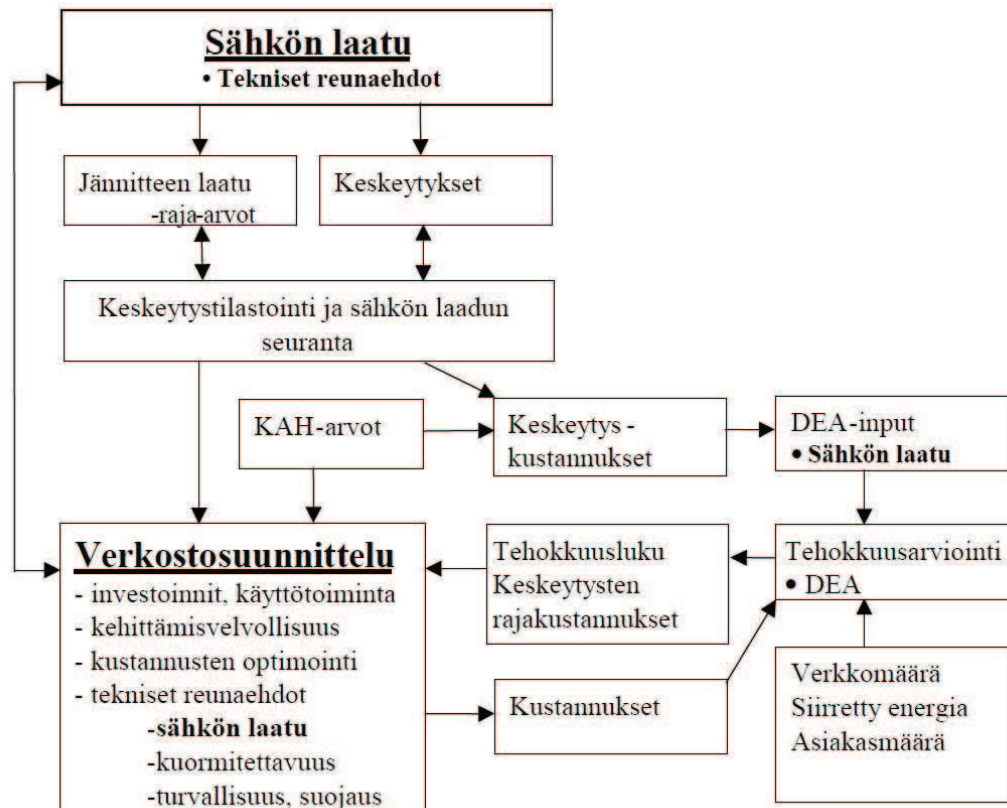
## 1.1 Työn tavoite ja laajuus

Tämän työn tavoitteena on analysoida sähkönjakelussa käytetyn 1 kV tekniikan hyödyntämisen teknistaloudellista kannattavuutta ja käyttövarmuusvaikutuksia sähköverkon eri kehitysvaihtoehdoilla todellisella jakeluverkon esimerkkialueella. Työssä tehdään tulosten ja analyysien perusteella Savon Voima Verkko Oy:lle jatkotoimenpide-ehdotus 1 kV tekniikan käyttöönotosta. Lisäksi työssä esitetään esimerkkijohtolähdön kehittämisen tavoitetila sekä tehdään karkea esitys etenemismalliksi nykytilasta tavoitetilaan. Työ sisältää teknisten ja taloudellisten laskelmien ohella muun muassa keskijänniteverkon sekä pienjännitemuuntopiirien suunnittelua.

## 1.2 Sähkön laatu

Sähkön laatu on tärkeä tekijä arvioitaessa verkonhaltijan toiminnan tehokkuutta sekä asiakastyytyväisyyttä. Yhteiskunnan tekninen kehittyminen ja viime aikojen runsaasti huomiota saaneet alueelliset sähkönjakeluverkkojen suurhäiriöt ovat kasvattaneet asiakkaiden sähkön laadun arvostusta. Samalla sähkön laatuun liittyvät kysymykset ovat korostuneet sekä verkkoyhtiöiden että verkkoliiketoimintaa valvovan Energiamarkkinaviraston toimesta. Kuten kuvasta 1.1 nähdään, sähkön laatuun vaikuttavat useat tekijät ja sitä voidaan tarkastella muun muassa jännitteen laadun ja keskeytysten määrän näkökulmasta, joita kumpaakin voidaan mitata ja seurata monien tunnuslukujen ja suureiden perusteella. Verkkoyhtiöt ja Energiateollisuus tilastoivat sähkön laadun seurannan tuloksia. Tilastoja voidaan käyttää hyväksi esimerkiksi verkoston kehittämisessä. //





Kuva 1.1. Sähkön laatuun vaikuttavia tekijöitä. /1/

Sähkön laatuun voidaan vaikuttaa mm. parantamalla verkon käyttövarmuutta eli vähentämällä keskeytysten määriä ja aikoja. Näin voidaan tehdä esimerkiksi siirtämällä 20 kV johtokadut metsästä tienvarteen, lisäämällä verkon kaukokäyttöerotinten ja/tai katkaisijoiden määriä sekä hyödyntämällä verkossa 1 kV tekniikkaa.

### 1.3 Standardit, säännökset ja suositukset

Sähköverkkoyhtiöiden liiketoimintaa ohjaavat monenlaiset lait, standardit, säännökset ja suositukset, joita ovat muun muassa:

- sähkömarkkina- ja -turvallisuuslaki
- sähkömarkkina- ja -turvallisuusasetus
- standardit:
  - SFS ja SFS-EN
  - IEC
  - HD-harmonisointiasiakirjat.
  - muut standardit ja direktiivit
- alan yleiset ohjeet ja suositukset:
  - alan järjestöjen verkosto- ja muut suositukset sekä julkaisut
  - verkkopalveluehdot
  - sähköurakointiohjeet, ST-kortisto
  - verkkoyhtiöiden omat ohjeet ja suositukset.

20/0,4 kV ja 20/1/0,4 kV järjestelmiä vertailtaessa on oleellista keskittyä jakelu- järjestelmien jännitteen laatua ja keskeytysten määrää koskevien standardien lisäksi myös pienjännitedirektiiviin (LVD-direktiivi) 2006/95/EY. Standardit SFS-EN 50160, SFS 2664 ja IEEE 1159 koskevat erityisesti sähkönjakelun ja jännitteen laatua, mutta eivät kuitenkaan määrittele konkreettisia raja-arvoja sähkönjakelun luotettavuuteen liittyville ilmiöille kuten keskeytyksille /1/. Standardissa IEEE 1366-2001 kuvataan sähkönjakelun toimitusvarmuutta koko jakelualueella tunnuslukujen SAIFI, SAIDI ja CAIDI avulla /2/. Pienjännitedirektiivissä /3/ pienjännitesähkölaitteeksi määritetään kaikki vaihtovirralla nimellisjännitealueella 50 - 1000 V ja tasavirralla nimellisjännitealueella 75 - 1500 V toimivat sähkölaitteet. Direktiivin mukaan 1 kV jänniteporras luetaan pienjänniteportaaksi.

## 2 JAKELUJÄRJESTELMÄT

Sähkönjakelujärjestelmän päätehtävä on siirtää voimalaitosten tuottama sähköenergia asiakkaille eli sähkön loppukäyttäjille. Sähkönjakelujärjestelmä koostuu useista eri jänniteportaista ja komponenteista. Kantaverkoksi luetaan yli 110 kV johdot ja kantaverkon sähköasemat, alueverkoiksi luetaan 110 ja 45 kV johdot sähköasemineen. Jakeluverkot ovat Suomessa yleisimmin joko 20 kV tai 10 kV jännitetasoisia ja sisältävät asiakkaiden liityntäpisteeseen saakka ulottuvaa 0,4 kV pienjänniteverkkoa syöttävät jakelumuuntajat. /4/

### 2.1 Perinteinen 20/0,4 kV jakelujärjestelmä

Perinteinen sähkönjakelujärjestelmä rakennetaan Suomessa tavallisesti sähköasemalta asiakkaan liityntäpisteeseen kaksiportaisena 20/0,4 kV järjestelmänä. Kaksiportainen jakelujärjestelmä koostuu tyypillisesti keski- ja pienjänniteverkosta sekä näiden rajapisteessä sijaitsevasta jakelumuuntajasta. /4/

#### 2.1.1 Keskijänniteverkko

Keskijänniteverkko on Suomessa yleensä kolmivaiheinen ja sen jännitetaso on 20 kV. Joissakin kaupungeissa on käytössä myös 10 kV keskijänniteverkko. Keskijänniteverkko voi olla rakennettu joko maasta erotetuksi tai sammutetuksi eli sammutuskuristimen kautta maadoitetuksi verkoksi. Keskijänniteverkko alkaa syöttävältä sähköasemalta, jossa sen suojana on katkaisija ja siihen liitetyt ylivirta-, maasulku- ja jälleenkytkentäreleet. Keskijänniteverkko ulottuu Suomessa lähes kaikille asutuille alueille ja varsinkin maaseutualueilla sen osuus koko sähköverkosta on suuri. Asiakkaiden kokemista keskeytyksistä noin 90 % johtuu keskijänniteverkon vioista, joten keskijänniteverkon rakenteella ja sijainnilla on suuri vaikutus asiakkaiden kokemaan sähkönjakelun käyttövarmuuteen.

Maaseudulla keskijänniteverkko rakennetaan yleensä säteittäisinä ilmajohtoina. Taajama-alueilla verkko rakennetaan yleensä maakaapeleilla rengasmaista verkkorakennetta suosien. Rengasmaista verkkoa kuitenkin käytetään säteittäisen verkon tavoin. Tällöin johtolähtöjen välisenä jakorajana käytetään johtoerotinta, joka nykyisin rakennetaan yleensä kauko-ohjattavaksi myös kaupunkiverkossa. Haja-asutusalueella, missä täysin silmukoidun verkon rakentaminen ei korkeiden investointikustannusten vuoksi ole järkevää, pyritään verkko käyttövarmuusnäkökulmien vuoksi kuitenkin keskeisiltä osin rakentamaan silmukoiduksi. /4/

### *2.1.2 Pienjänniteverkko*

Pienjänniteverkon syöttöpisteenä perinteisessä 20/0,4 kV jakelujärjestelmässä toimii 20 kV ja 0,4 kV jännitetasojen rajapinnassa oleva jakelumuuntamo, jolla 20 kV jännite lasketaan 0,4 kV pienjännitteeksi. Suomessa myös pienjänniteverkko rakennetaan normaalisti kolmivaiheiseksi, mutta keskijänniteverkosta poiketen se maadoitetaan ja suojaus toteutetaan sulakkein. Pienjänniteverkossa kuormitukset ovat sähkön loppukäyttäjii eli asiakkaita, kun taas keskijänniteverkossa kuormituksia ovat jakelumuuntajat. Koska pienjänniteilmajohdon ja -maakaapelin investointikustannukset ovat lähes samansuuruiset, rakennetaan pienjänniteverkko nykyisin yleensä maakaapelilla, joka on lisäksi immuuni mm. suurhäiriöille. Pienjänniteverkossa tapahtuvat viat eivät vaikuta keskijänniteverkon toimintaan, koska jakelumuuntamolla olevat pienjänniteverkon suojana käytettävät sulakkeet rajoittavat vian vaikutusalueen vain vikaantuneelle pienjänniteverkon lähdölle. /4/

## 2.2 20/1/0,4 kV jakelujärjestelmä

Useamman jännitetason käyttäminen jakelujärjestelmässä ei ole mitenkään uutta. Periaatteeltaan 20/1/0,4 kV järjestelmiä vastaavia, mutta eri jännitteillä toimivia jakelujärjestelmiä, on tutkittu ja käytetty eri puolilla maailmaa jo sähköistämisen alkuajoista lähtien. Suomessa sähkönjakeluverkot ovat perinteisesti muodostuneet kahdesta jännitetasosta, mutta 2000-luvun lopulla kolmijänniteportaiset jakelujärjestelmät ovat yleistyneet ja niiden jännitteet ovat vakiintuneet 20, 1 ja 0,4 kV:iin. Ennen kuin Suomesta tuli EU-jäsen, voimassa olleet kansalliset standardit määrittivät 1 kV jännitteen suurjännitteeksi, mutta nykyään voimassa olevien standardien mukaan 1 kV jännite luetaan pienjännitteeksi. /5/

### 2.2.1 1 kV pienjännitejakeluverkko

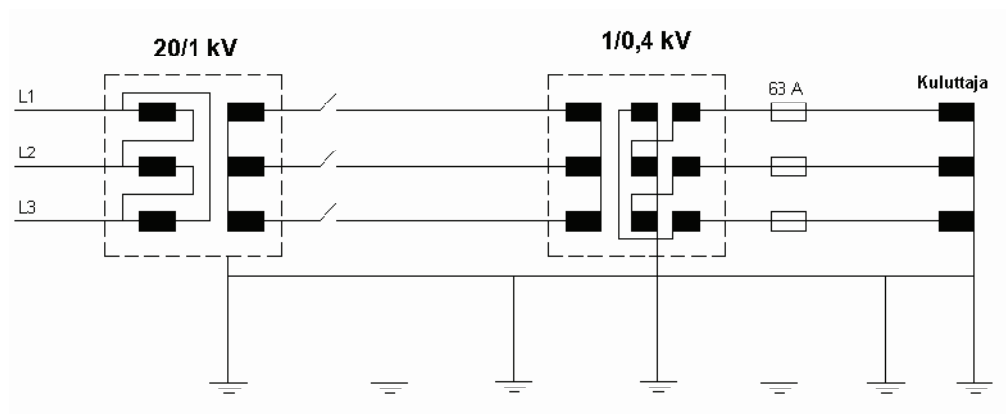
1 kV jakeluverkko on pienjännitedirektiivin mukaan pienjänniteverkko /3/. Tästä huolimatta 1 kV verkkoa käytetään 20 kV keskijänniteverkon tavoin, koska molempien verkkojen kuormituksina ovat jakelumuntajat ja molemmille verkoille lasketaan KAH-arvot. 1 kV pienjänniteverkko sijoittuu nykyisen 20 kV keskijänniteverkon ja 0,4 kV pienjänniteverkon väliin muodostaen kolmannen jakelujänniteportaan. 1 kV pienjänniteverkko rakennetaan 20 kV keskijännite- ja 0,4 kV pienjänniteverkkojen tavoin kolmivaiheiseksi. 1 kV järjestelmässä voidaan käyttää samoja AMKA-tyyppisiä riippukierrekaapeleita ja AXMK-tyyppisiä maakaapeleita kuin 0,4 kV pienjänniteverkossakin. 1 kV tekniikan yleistyminen maa- tai ilmaaapelein toteutettuna tarkoittaa käytännössä 20 kV avojohtojen ja varsinkin lyhyiden 20 kV haarajohtojen määrän sekä tyypillisten verkon avojohtojen vikojen vähenemistä, koska 1 kV järjestelmässä käytettävät johdot eivät ole yhtä vikaherkkiä kuin 20 kV järjestelmän avojohdot. Lisäksi 1 kV järjestelmässä käytettävien johtojen ansiosta saadaan metsässä kulkevien leveiden 20 kV johtokatuja määrää vähennettyä. Tällä saadaan säästöjä muun muassa johtokatuja korvauksissa ja säilytettyä metsien luonnonmukaisuus sekä mökkiseutujen herkat maisema-arvot, mikä todennäköisesti auttaa maankäyttösopimusten saamisessa. /6/

### 2.2.2 1 kV verkon merkintä

Koska 1 kV ja 0,4 kV verkoissa käytetään samoja johtoja, on 1 kV verkon selkeä ja näkyvä merkitseminen tärkeää. 1 kV johdot merkitään selvästi, jotta asentajat huomaisivat samassa pylväässä olevien AMKA-johtojen olevan eri jännitetasolla ja toisen olevan mahdollisesti maasta erotettu. Verkostosuosituksessa YJ 7:06 on määritelty pääosin standardiin 1310-1 IEC:1995 perustuen 1 kV sähkönjakeluverkon merkintöjen pääperiaatteet. Suosituksessa on kiinnitetty huomiota erityisesti turvallisuuden kannalta tärkeisiin ja keskeisiin merkintöihin. Suosituksen mukaan jokainen 1 kV ilmajohtopylväs on merkittävä 0,4 kV ja 1 kV AMKA-johtojen välille asennettavalla 100 mm leveällä keltaisella pannalla. Lisäksi jokaisen 1 kV pylvään lähellä on 1 kV AMKA-johto merkittävä siihen kiinnitettävällä kolmion muotoisella keltaisella kilvellä missä on mustalla tunnusmerkintä ”1 kV”. 1 kV verkon muuntajat, jakokaapit ja muut laitteet merkitään keltamustalla suorakaiteen muotoisella kilvellä, jossa on hengenvaarasta varoitettava salamamerkintä sekä tunnus ”1 kV”. Muuntajiin ”1 kV” merkintä tulee kiinnittää muuntajan kanteen siten, että se on nähtävissä selkeästi muuntamon lähestymissuunnista. Tämä tarkoittaa, että 2-pylväsmuuntamoissa merkintä on kiinnitettävä muuntajan molemmille leveille sivuille ja 1-pylväs- ja puistomuuntamoissa merkintä on kiinnitettävä muuntajan uloimmalle leveälle sivulle.

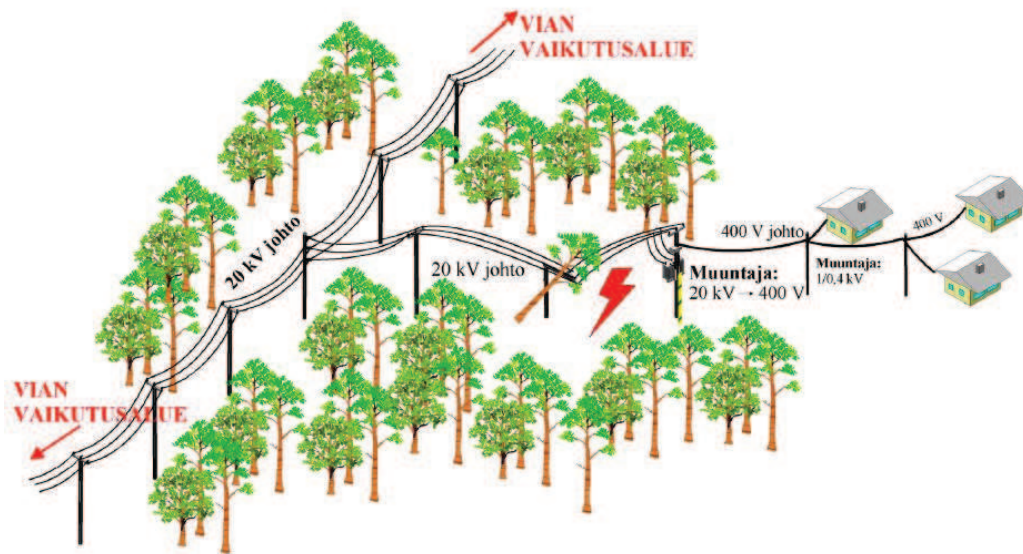
### 2.2.3 1 kV verkon rakenne ja suojaus

1 kV järjestelmä voidaan rakentaa joko maadoitettuna tai maasta erotettuna järjestelmänä. Suomen haja-asutusalueiden maadoitusolosuhteissa saadaan kosketusjännitteiden turvallinen taso saavutettua rakentamalla 1 kV järjestelmä maasta erotettuna. 1 kV tekniikalla rakennetut haarat ovat yleensä lyhyitä, joten maasta erotetun 1 kV järjestelmän maadoitus- ja kosketusjännitteet pysyvät pieninä vielä  $100 \Omega$  maadoitus- ja vikaresistansseilla. Koska maasta erotetussa verkossa yksivaiheista oikosulkua muistuttavat vikatilanteet muuttuvat maasulkuviaksi ja niiden vikavirrat pienenevät murto-osaan maadoitettuun järjestelmään verrattuna, ei 1 kV verkon suojaukseen voida käyttää 0,4 kV pienjänniteverkon kaltaista sulakesuojausta, vaan suojaus on toteutettava katkaisijalla ja ylivirtareleistyksellä. Kuvassa 2.1 on esitetty maasta erotetun 20/1/0,4 kV järjestelmän pääperiaatteellinen rakenne. /8/

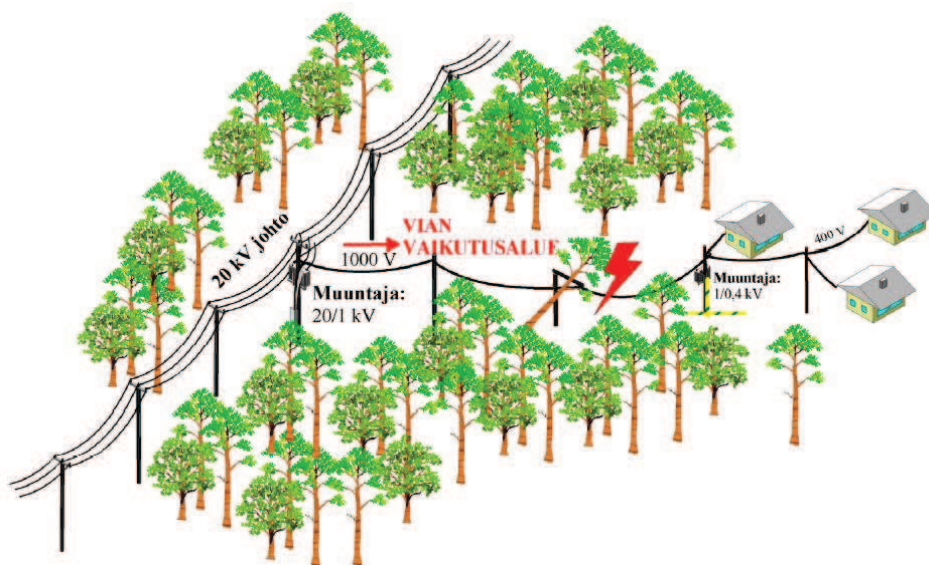


Kuva 2.1. Maasta erotetun 1 kV järjestelmän pääperiaatteellinen rakenne. /8/

Kun 20 kV ja 0,4 kV verkkojen väliin lisätään katkaisijalla suojattu 1 kV verkko, niin kuten kuvista 2.2 ja 2.3 nähdään, saadaan vian vaikutusalue rajattua pienemmäksi /5/. Tämä vähentää asiakkaiden kokemia sähköjakelun häiriökeskeytyksiä ja alentaa keskeytyskustannuksia. Keskeytyskustannukset pienenevät, koska 20/1/0,4 kV järjestelmän 1 kV johto-osuudella tapahtuva vika vaikuttaa vain kyseisen 1 kV verkon alueella eikä siten aiheuta sähköjakelun keskeytystä koko 20 kV johtolähdölle, kuten perinteinen 20/0,4 kV toteutus aiheuttaisi.



Kuva 2.2. Vian vaikutusalue perinteisessä 20/0,4 kV verkossa. /5/



Kuva 2.3. Vian vaikutusalue 20/1/0,4 kV verkossa. /5/



#### *2.2.4 20/1/0,4 kV järjestelmän muuntajat*

Muuntaja on sähköenergiansiirron kannalta oleellinen komponentti. Muuntajalla muutetaan sähkön siirto- ja jakeluverkkojen jännitetasot siirron kannalta edullisimpaan arvoon sekä saadaan eri jänniteportaat erotettua galvaanisesti toisistaan. Jänniteportaiden galvaanisella erottamisella estetään ei-toivotun tasavirran siirtyminen ensiön ja toision välillä. Muuntajat on valmistettava ja koestettava standardin IEC 60076 mukaisesti. Nykyään jakelumuuntajia saadaan rakennettua edullisesti kaikille tarvittaville jännitetasoille ja niiden käyttö on vähäisen huoltotarpeen vuoksi suhteellisen edullista.

Muuntajien investointi- ja käyttökustannukset muodostavat merkittävän osan jakelumuuntajien kustannuksista. Muuntajan investointikustannukset koostuvat pääasiassa itse muuntajan hankintahinnasta ja käyttökustannukset muuntajan kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöistä. Jakelumuuntajien häviöt eivät saa ylittää verkostosuosituksessa SA 2:08 annettuja häviöiden arvoja /9/. Kun jakeluverkon rakenne muutetaan kolmijänniteportaiseksi, niin uudenlaisten jakelumuuntajien tarve ja määrä kasvavat. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että kolmijänniteportaiseen järjestelmään siirryttäessä jakelumuuntajista aiheutuvista kustannuksista tulee kokonaisuudessaan tärkeä sähköverkon kustannustekijä. /6/

#### *20/1 kV jakelumuuntajat*

Yläjännitepuolella käytettävä jännite määrää pääsääntöisesti muuntajan eristystason, joten uudet 20/1 kV muuntajat voidaan rakentaa edullisesti käytävissä olevista 20/0,4 kV muuntajista. Nostettaessa muuntajan toisiojännitettä, tehon pysyessä samana, ei muuntajan yleisiin eristerakenteisiin eikä sydänrakenteeseen tarvitse tehdä muutoksia, vaan yksinkertaisimmillaan muutetaan vain muuntajien käämikierrosmääriä. Tästä johtuen käytettävät 20/1 kV muuntajat vastaavat niin hinnoiltaan, ulkomitoiltaan kuin teknisiltä arvoiltaan 20/0,4 kV muuntajia.

Nykyään kaupallisesti saatavilla olevien 20/1 kV jakelumuuntajien tehosarja on lähes samanlainen kuin 20/0,4 kV jakelumuuntajien tehosarja. Ainoa ero on, ettei alle 50 kVA 20/1 kV muuntajille ole juurikaan kysyntää, joten niitä ei valmisteta kuin erityistapauksiin /5/. Kaikki 20/1 kV jakelumuuntajat on varustettu jännitteen säätöä varten väliottokytkimillä. /10/

#### *20/1/0,4 kV jakelumuuntajat*

20/1/0,4 kV kolmikäämimuuntaja soveltuu hyvin saneerauskohteisiin, jossa 1 kV verkkoa suunnitellaan käytettäväksi yhdessä aiemman 0,4 kV verkon kanssa. 20/1/0,4 kV muuntajalla saadaan lähellä muuntamoita olevat kulutuspaikat liitettyä suoraan muuntajan 0,4 kV verkkoon ja samalla saadaan vietyä muuntamolta oma 1 kV lähtö kauempana oleville kulutuspaikoille. Kolmikäämimuuntajan avulla saadaan vähennettyä verkon kokonaishäviöitä ja verkon huollettavien laitteiden määrää. 20/1/0,4 kV muuntajia on tällä hetkellä saatavissa mm. ABB:n valmistamana 100, 150 ja 200 kVA tehoille. Kaikki 20/1/0,4 kV kolmikäämimuuntajat on varustettu 20/1 kV muuntajien tapaan väliottokytkimillä. Kolmikäämimuuntajien paino ja ulkomitat ovat tavallisia 20/1 kV muuntajia suuremmat, mistä syystä ne vaativat pylväsmuuntamoihin vankemmat rakenteet. /10/ Hinnaltaan kolmikäämimuuntajat ovat 20/0,4 kV ja 20/1 kV muuntajia kalliimpia.

#### *1/0,4 kV jakelumuuntajat*

Perinteisestä kaksiporraisesta jakelujärjestelmästä ei löydy vertailukelpoista ratkaisua 1/0,4 kV muuntajille, koska 20 kV ja 1 kV jännitteisten muuntajien eristystasot ovat erilaisia. 1 kV jännitetaso on oltua harvinaisempi 1/0,4 kV muuntajat perustuivat pääasiassa valmistajien tuotantoteknisistä syistä käytössä olleisiin 10/0,4 kV ja 20/0,4 kV muuntajiin. Tämän vuoksi niiden eristystaso oli liian suuri 1 kV käyttöön ja ne olivat kalliimpia kuin perinteisille jakelujännitteille rakennetut muuntajat. /5/

Nykyään on saatavissa erityisesti 1 kV verkkoon tehtyjä muuntajia, joiden tehosarja vastaa pitkälti 20 kV muuntajien tehosarjaa ja joissa on valmistajittain mahdollisuus jännitteensäätöön väliottokytkimin. Kaikki nykyään saatavilla olevat 1/0,4 kV muuntajat ovat öljyeristeisiä, mutta niitä on saatavilla myös ympäristöystävällisemmällä Midel-täytteellä. /10/

#### *2.2.5 1 kV muuntamot*

Aikaisemmin 1 kV asennuksissa on käytetty johtojen asennustavasta riippumatta pääsääntöisesti pylväsmuuntamoita. Nykyisin on jo saatavilla joitakin erityisesti 20/1/0,4 kV järjestelmälle tarkoitettuja puistomuuntamoita, joten 1 kV verkon asennuksissa voidaan käyttää niin 20/1 kV kuin 1/0,4 kV muuntajille johtojen asennustavasta ja maastosta riippuen sekä pylväs- että puistomuuntamoita. 20/1 kV ja 20/0,4 kV muuntamojen rakenteet poikkeavat toisistaan itse muuntajan ja sen alajännitepuolen suojauksen osalta. 20/1 kV muuntamon alajännitepuolelle sijoitetaan 1 kV verkon katkaisijan, ylivirtareleen sekä tähtipistejännitteen mittauksen perustuvan maasulkusuojan sisältävä suojalaitteisto. Sekä 20/0,4 kV että 1/0,4 kV muuntamoiden alajännitepuolelle sijoitetaan muuntamon rakenteen mukaan joko pylväs- tai jonovarokeytkimet suojaamaan 0,4 kV verkkoa. 20/0,4 kV ja 1/0,4 kV muuntamot puolestaan eroavat toisistaan siten, että 1/0,4 kV muuntamolla ei ole keskijänniteverkolle tyypillisiä kuormanerotimia. /5/

### 3 SÄHKÖVERKON TALOUDELLISUUS

Sähkönjakeluverkko ulottuu erittäin laajalle alueelle sisältäen jokaiselle asiakkaalle ulottuvan sähkön siirtotien. Jakeluverkot koostuvat erittäin suuresta määrästä johtoja sekä erilaisista komponenteista kuten sähköasemista ja jakelumuntajista, joten niihin on sitoutuneena merkittävästi pääomaa. Niinpä jakelualueelle elinkaarikustannuksiltaan sopivimman verkkostrategian valinta ja toteuttaminen edullisesti onkin verkkoyhtiössä erityisen tärkeää. Jakeluverkon taloudellisuus ja sen huomioiminen jo suunnitteluvaiheessa korostuu etenkin haja-asutusalueilla, joilla keskimääräinen asiakaskohtainen johtomitta on suurempi kuin taajama-alueilla. Verkkoyhtiölle aiheutuvien verkon rakennuskustannusten pitäisi olla mahdollisimman vähäisiä, koska siirtotulot haja-asutusalueen johdoilta jäävät vähäisten siirtomäärien kautta pieniksi. Sähköverkkoliiketoiminnan näkökulmasta tärkeimpiä huomioitavia asioita ovat muun muassa /8/:

- johdinten, pylväiden ja komponenttien optimaalinen uusimisaika
- kuormitusten kasvu
- uuden verkon rakentamistekniikka, jotta saadaan koko verkon pitoajan kokonaiskustannukset minimoitua
- verkon käyttövarmuus ja kokonaiskustannukset
- kasvavat ympäristöasioiden arvot ja kuinka ne voidaan huomioida.

### 3.1 Investointilaskenta

Investoinnissa sijoitetaan jokin rahamäärä tietyksi ajaksi johonkin kohteeseen. Yleensä investoinnin käsite rajataan koskemaan sellaisia menoja, jotka ovat kalliita ja joissa tulon odotusaika on pitkä. Investoinnit ovat liiketaloudellisesti tärkeitä, koska ne saattavat ratkaista koko yrityksen tulevaisuuden. Lisäksi investoinneilla on suuri kansantaloudellinen merkitys, koska niiden avulla muun muassa parannetaan työllisyyttä, rationalisoidaan toimintaa, nostetaan tuotavuutta, lisätään työturvallisuutta ja luodaan kasvumahdollisuuksia. Verkostoinvestointia suunniteltaessa on huomioitava investointipäätökselle ominainen pitkä sitoutumisaika, joka luo omat haasteensa koko investoinnille. Verkostoinvestointien huolellinen suunnittelu ja kannattavuuden ennakointi ovat verkko-yhtiön liiketoiminnassa tärkeitä asioita. /11/

#### 3.1.1 Laskentakorkokanta

Korolla tarkoitetaan yleisesti korvausta rahan käyttöön saamisesta. Investoinneissa rahat ovat yleensä kohteessa kiinni pitkään ja tuotot sekä kustannukset ajoittuvat useille eri vuosille, joten laskentakorkokannan suuruus vaikuttaa merkittävästi investointien vuotuisiin kustannuksiin. Laskentakorkokantaa pidetään usein investoinnin minimituottovaatimuksena. Investointien kannattavuuden vertailussa laskentakorkokannan avulla saadaan eri aikoina tapahtuvat suoritukset keskenään vertailukelpoisiksi. Suuret investoinnit rahoitetaan yleensä osittain vieraalla ja osittain omalla pääomalla, joten yritykset ottavat usein suuria investointeja varten velkaa. Tällaisessa tilanteessa laskentakorkona voidaan käyttää myös investointiin käytettävien pääomien suhteella painotettua keskimääräiskustannusta tai sitä sopivalla lisällä korotettuna. Laskentakoron lisäksi myös inflaatiolla on oma vaikutuksensa investointien edullisuuteen. Inflaatio voidaan huomioida investointilaskelmissa laatimalla laskelmat joko reaali- tai nimelliseuroissa. Laskentakorko on reaali-euroissa, eli yhtäläisen rahanarvon olosuhteissa laadituissa laskelmissa reaalikorko ja nimelliseuroissa, eli kunkin tarkasteluvuoden rahassa laadituissa laskelmissa nimelliskorko. /11/

Tässä työssä on laskentakorkokantana käytetty Savon Voima Verkko Oy:n sisäisten kannattavuustarkastelujen mukaista laskentakorkokantaa (8 %), jossa huomioidaan inflaatiota ja jakeluverkkoinvestointeihin liittyviä riskejä. Käytetty laskentakorkokanta on ns. reaalikorko, jolloin tulevien vuosien tuloja ja menoja käsitellään laskelmissa tämän päivän hintatasossa. /12/

### *3.1.2 Pitoaika*

Pitoajalla tarkoitetaan sitä taloudellista käyttöaikaa, joka tarkasteltavalla investoinnilla yrityksessä on /11/. Käytännössä on olemassa kolme erilaista pitoaikaa: tekninen, taloudellinen ja teknistaloudellinen pitoaika. Teknisellä pitoajalla tarkoitetaan ajanjaksoa, jonka kone tai laite on käyttökelpoinen alkuperäisessä tarkoituksessaan. Taloudellisella pitoajalla tarkoitetaan ajanjaksoa, jonka kuluttua on odotettavissa että markkinoille saapuu uusi kone, joka tekee hankitun koneen epätaloudellisempana nopeasti vanhentuneeksi. Teknistaloudellisella pitoajalla tarkoitetaan teknisen ja taloudellisen pitoajan huomioivaa ajanjaksoa jonka verkostokomponentti keskimäärin on verkossa. Lisäksi on olemassa myös kirjanpidollinen pitoaika, jolla ei käytännössä ole merkittävää yhteyttä verkostokomponenttien pitoaikoihin. /13/

Tässä työssä käytetty pitoaika (20 vuotta) on Savon Voima Verkko Oy:n sisäisten kannattavuustarkastelujen mukainen. /12/

### 3.1.3 Investointilaskennan menetelmät

Investointilaskelmat ovat investoinnin koko pitoajalle ulottuvia laskelmia, joiden avulla pyritään selvittämään koko investoinnin taloudellinen kannattavuus. Laskelmat perustuvat hankittuihin tai arvioituihin tietoihin markkinoista, investoinnista aiheutuneista kustannuksista ja tuotoista sekä pääomatarpeesta. Investointilaskentamenetelmiä on useita, joista jokaisella on omat erityispiirteensä. Tarpeesta riippuen menetelmistä voidaan valita kuhunkin tilanteeseen parhaiten sopiva. Käytettyjä investointilaskentamenetelmiä ovat esimerkiksi /11/:

- nykyarvomenetelmä
- annuiteettimenetelmä
- sisäisen korkokannan menetelmä
- pääoman tuottoastemenetelmä
- takaisinmaksuajan menetelmä.

Nykyarvomenetelmässä kaikki investoinnista johtuvat tuotot ja kustannukset diskontataan valitulla laskentakorkokannalla nykyhetkeen. Annuiteettimenetelmässä investointikustannus jaetaan vuotuisiksi tasaeriksi pitoajalle. Sisäisen korkokannan menetelmällä laskettuna investoinnin nettonykyarvo on nolla, eli toisin sanoen investoinnista kertyvien nettotuottojen nykyarvo on yhtä suuri kuin investoinnin perushankintameno.

Pääoman tuottoastemenetelmässä jaetaan tyypillisen vuoden investoinnin nettotuotto keskimääräisellä investoinnilla, jolloin saadaan selville investoinnin tuottoaste eli ROI (Return Of Investment). Takaisinmaksuajan menetelmässä selvitetään, minkä ajan kuluessa investoinnin yhteenlasketut nettotuotot ylittävät perushankintakustannuksen, eli missä ajassa investointi on maksanut itsensä takaisin. /11/

Tässä työssä käytettäväksi menetelmäksi on valittu annuiteettimenetelmä, koska se on suhteellisen havainnollinen ja soveltuu hyvin tilanteisiin, joissa tarkasteltavan lähdön vuotuisten kustannusten ja hyötyjen voidaan olettaa säilyvän samoina koko tarkastelujakson ajan. /14/

### 3.1.4 Annuiteettimenetelmä

Annuiteettimenetelmä on investointien laskentamenetelmä, jossa investoinnin kokonaiskustannukset jaetaan pitoaikaa vastaaville vuosille yhtä suuriksi pääomakustannuksiksi, vuosieriksi eli annuiteeteiksi. Annuiteetit muodostuvat poistoista sekä käytettävän laskentakorkokannan mukaisista korkokustannuksista. Annuiteettimenetelmällä laskettaessa investointi on taloudellisesti kannattava, jos sen vuotuiset nettotuotot tai aiheuttamat säästöt ovat vähintään yhtä suuret tai suuremmat kuin vuotuiset pääomakustannukset eli annuiteetit. Annuiteettimenetelmässä investoinnin annuiteettien selvittämiseksi käytetään annuiteettitekijää, joka saadaan laskettua yhtälöllä 1. /11/

$$\kappa_{ann} = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (1)$$

missä

$$\begin{aligned} \kappa_{ann} &= \text{annuiteettitekijä, vakio} \\ i &= \text{laskentakorkokanta, [\%]} \\ n &= \text{pitoaika, [a]} \end{aligned}$$

Investoinnin annuiteetit saadaan laskettua yhtälön 1 annuiteettitekijän ja investoinnin kokonaiskustannusten tulona yhtälön 2 mukaisesti. /11/

$$S_{ann} = \kappa_{ann} \cdot K_{inv} \quad (2)$$

missä

$$\begin{aligned} S_{ann} &= \text{investoinnin annuiteetti, [€]} \\ K_{inv} &= \text{investoinnin kokonaiskustannus, [€]} \end{aligned}$$



## 3.2 Sähköverkon teknistaloudellinen optimointi

Sähköverkon pitkän aikavälin suunnittelu on tärkeää sähköverkon yleissuunnittelussa. Pitkän aikavälin suunnittelulla pyritään saamaan selville, millainen sähköverkon tulisi suunnitteluajavälin lopussa pääpiirteiltään olla ja millaisia investointeja eri vuosina verkkoon tarvitaan, jotta se täyttäisi sille asetetut vaatimukset koko tarkasteltavan ajanjakson ajan. Sähkönjakelulle tulevaisuudessa asetettavat tavoitteet, kuten luotettavuusvaatimukset sekä sallitun jännitteenaleneman enimmäisarvot, vaikuttavat olennaisesti myös sähkönjakeluverkkojen yleissuunnitteluun. Lisäksi yleissuunnittelussa on tärkeää ottaa huomioon muun muassa yhtiön toimintaympäristön muutokset, käytettävissä olevien tekniikoiden kehittyminen sekä täysin uudet tekniikat. /15/

### 3.2.1 Käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut

Sähkön laatua arvioitaessa sähkönjakelun käyttövarmuudella on keskeinen rooli. Suomessa sekä verkkoyhtiöt että Energiainfo seuraavat erilaisia sähkön laatua ja käyttövarmuutta kuvaavia tunnuslukuja.

Standardi IEEE 1366-2001 kuvaa verkon käyttövarmuutta koko sähkönjakelualueella, PJ-verkko mukaan lukien, seuraavien tunnuslukujen avulla /2/:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), tietyn ajan keskeytysten keskimääräinen lukumäärä [kpl/asiakas]
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index), tietyn ajan keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto-aika [h/asiakas]
- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskipituus [h/keskeytys].

Verkon käyttövarmuutta kuvaavat tunnusluvut voidaan laskea yhtälöiden 3 - 5 avulla seuraavasti /2/:

$$SAIFI = \frac{\sum_j n_j}{N_S} \quad (3)$$

$n_j$  = asiakkaan  $j$  kokemien keskeytysten määrä

$N_S$  = kaikkien asiakkaiden lukumäärä

$$SAIDI = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{N_S} \quad (4)$$

$t_{ij}$  = asiakkaalle  $j$  keskeytyksestä aiheutunut sähkötön aika

$i$  = keskeytysten lukumäärä tietyllä aikavälillä

$j$  = keskeytyksen vaikutusalueella olleiden asiakkaiden määrä

$N_S$  = kaikkien asiakkaiden lukumäärä

$$CAIDI = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{\sum_j n_j} \quad (5)$$

$t_{ij}$  = asiakkaalle  $j$  keskeytyksestä aiheutunut sähkötön aika

$i$  = keskeytysten lukumäärä tietyllä aikavälillä

$j$  = keskeytyksen vaikutusalueella olleiden asiakkaiden määrä

$n_j$  = asiakkaan  $j$  kokemien keskeytysten määrä tietyllä aikavälillä

Jos keskeytyksen piirissä olevien asiakkaiden lukumäärää ei tiedetä, niin käyttövarmuuden seuranta voidaan toteuttaa muuntopiiritason tietoihin perustuen. Muuntopiiritason tietoihin perustuvissa tunnusluvuihin ei huomioida pienjänniteverkon keskeytyksiä, joten ne eivät ole yhtä tarkkoja kuin edellä esitetyt tunnusluvut. Muuntopiiritason tunnusluvuille käytetään nimitystä T-SAIFI, T-SAIDI ja T-CAIDI. /1/

### 3.2.2 Elinkaarikustannukset

Yleisesti sähköverkon teknistaloudellisen suunnittelun ja käytön tavoitteena on verkon elinkaarikustannusten minimointi. Tämä tarkoittaa yhtälön 6 vuotuisten kustannusten minimointia reunaehdot huomioiden. /16/

$$\int_0^T (K_{inv}(t) + K_{käy}(t) + K_{kesk}(t) + K_{kun}(t)) dt \approx \sum_{t=1}^T [K_{inv}(t) + K_{käy}(t) + K_{kesk}(t) + K_{kun}(t)] \quad (6)$$

missä

$K_{inv}$  = investointikustannukset

$K_{käy}$  = käyttökustannukset

$K_{kesk}$  = keskeytyskustannukset

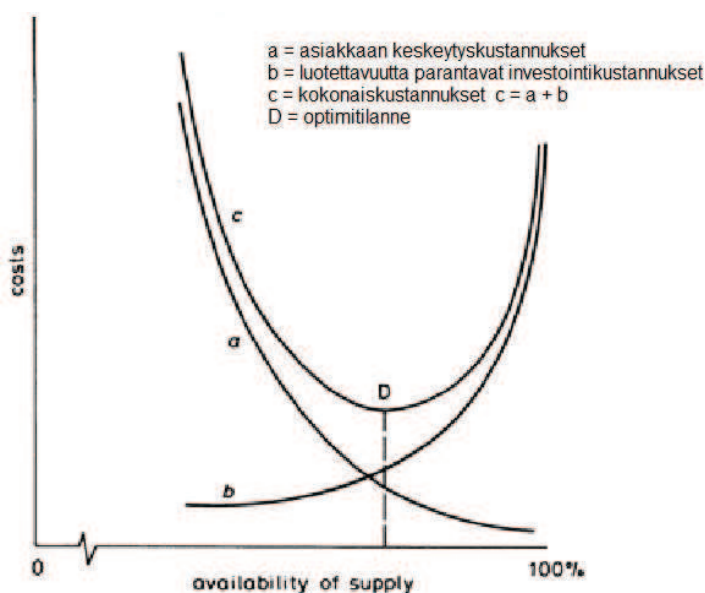
$K_{kun}$  = kunnossapitokustannukset

$T$  = tarkastelu-aika (pitoaika)

$t$  = tarkasteluajan ensimmäinen vuosi (= 1).

Reunaehtoja ovat muun muassa tekniset sekä turvallisuuteen liittyvät rajoitukset. Teknisiä rajoituksia ovat esimerkiksi terminen kestoisuus, oikosulkukestoisuus, jännitteenlaatu sekä käyttövarmuus normaalien hyväksyttävien keskeytysmäärien ja -aikojen puitteissa. Turvallisuuteen liittyviä rajoituksia ovat muun muassa vika-virtasuojauksen toimivuus, sähköturvallisuus- ja rakennemääräykset, työturvallisuus sekä henkilöstön ja kaluston tasainen käyttö. /17/

Verkostosuunnittelussa kaikki kustannukset ovat tärkeitä kokonaiskustannusten muodostumisessa. Kaikkien kustannusten välille täytyisi löytää optimaalinen tilanne jossa verkon kokonaiskustannukset olisivat mahdollisimman pienet. Esimerkiksi keskeytyskustannusten suuruuteen voidaan vaikuttaa investoimalla käyttövarmuuteen, kuten kuvasta 3.1 voidaan huomata, mutta jos käyttövarmuudelle asetetaan liian tiukat vaatimukset, seurauksena voi olla kansantaloudellisesti liian kalliita verkkoratkaisuja, jotka kasvattavat tarpeettomasti kokonaiskustannuksia ja siirtohintoja. Toisaalta, jos keskeytyskustannukset eivät olisi verkostosuunnittelussa mukana teknisenä reunaehtona tai kustannuskomponenttina, niin se saattaisi johtaa käyttövarmuuden heikkenemiseen sähköverkon teknistaloudellisuutta optimoitaessa. /17/



Kuva 3.1. Keskeytys- ja investointikustannusten optimaalinen tilanne. /17/

### 3.2.3 Investointikustannukset

Verkon investointikustannukset syntyvät varsinaisten verkostokomponenttien (johdot, muuntamot, muuntajat yms.) hankintahintojen lisäksi erilaisista tarvike-, materiaali-, asennus- ja työkustannuksista. Investoinnin kokonaiskustannuksia määritettäessä on laitteisto-, tarvike- ja työkustannusten lisäksi otettava huomioon myös verkoston suunnittelusta, käyttöönotosta, rakennuttamisesta ja dokumentoinnista aiheutuvat kustannukset. /18/ Suunniteltavan verkon investointikustannukset selvitetään komponenttimäärien ja niitä vastaavien yksikköhintojen avulla.

Tässä työssä investointikustannusten määrittämiseen on käytetty liitteen 1 mukaisia Energiamarkkinaviraston indeksikorjattuja yksikköhintoja vuodelle 2010. Yksikköhintojen sisältämät tuotteet on selvitetty Energiateollisuuden verkostosuosituksessa KA 2:06. Puuttuvilta osin on työssä käytetty Savon Voima verkon sisäisiä verkostokomponenttien kustannustietoja. Työssä tarkasteltavan johtolähdön investointien kokonaiskustannukset ja niiden määrittäminen esitetään tarkemmin luvussa 6.1.

### 3.2.4 Käyttökustannukset

Verkoston käyttökustannukset koostuvat pääasiassa verkon johdoissa ja muuntajissa syntyvien teho- ja energiahäviöiden lisäksi vikojen aiheuttamista korjauskustannuksista. Häviökustannukset ovat tärkeitä tarkasteltaessa verkoston koko pitoajan elinkaarikustannuksia. Häviösähkön kustannukset määräytyvät häviömäärien ja häviöiden hinnan avulla. Vallitseva markkinatilanne korostaa häviökustannusten merkitystä, sillä hyvän markkinatilanteen vallitessa sähkön käyttö lisääntyy, jolloin kuormituksen kasvaessa myös häviöt lisääntyvät. Käyttökustannusten suuruuteen voidaan vaikuttaa mitoittamalla johdinlaadut teknis-taloudellisesti oikein sekä investoimalla verkon käyttövarmuuteen ja kunnossapitoon. Liiallinen panostaminen verkon käyttövarmuuteen ja kunnossapitoon ei kuitenkaan tuota kustannuksiaan vastaavaa hyötyä, vaan kuten aiemmin todettiin, verkoston suunnittelussa olisi löydettävä optimitilanne, jossa verkon käyttövarmuus ja käyttökustannukset ovat oikeassa suhteessa. /6/

Tässä työssä viankorjauskustannuksien määrittämiseen on käytetty Savon Voima Verkko Oy:n sisäisiä hintoja ja häviöenergian hintana on käytetty 50 €/MWh. Häviötehon hinta siirtotien eri komponenteille on laskettu häviöenergian ja häviöiden huipunkäyttöaikojen avulla. Laskennassa käytettävät käyttö- eli häviö- ja viankorjauskustannukset ja niiden määrittäminen esitetään tarkemmin luvussa 6.2.

### *3.2.5 Keskeytyskustannukset*

Sähkönjakelun keskeytykset aiheuttavat ylimääräisiä kustannuksia niin sähköyhtiöille kuin asiakkaillekin. Asiakkaiden kokemia keskeytysten aiheuttamia (KAH) haittoja on selvitetty erilaisin kyselytutkimuksin. Kyselytutkimusten perusteella asiakkaiden keskeytyksistä kokemat haitat vaihtelevat asiakasryhmittäin ja lisäksi niidenkin sisällä on eroavaisuuksia. Tämä on pyritty huomioimaan asiakasryhmäkohtaisissa KAH-parametreissa. /19/

Verkkoyhtiöille keskeytyksistä aiheutuu muun muassa suoria korjauskustannuksia ja vakiokorvauksia. Lisäksi vuodesta 2008 lähtien viranomaisvalvonnassa KAH-kustannukset on huomioitu myös liiketoiminnan tuoton kohtuullisuutta arvioitaessa. Tällöin keskeytyskustannukset ovat verkkoyhtiölle todellinen kustannus, ja siten niiden huomiointi kustannuskomponenttina suunnittelussa on perusteltua. Asiakkaille keskeytyksestä aiheutuneen haitan kustannuksia arvioidaan KAH-parametrien avulla laskettujen keskeytyskustannusten avulla /19/.

Asiakkaiden vuotuisten keskeytyskustannusten suuruuteen vaikuttaa keskeytysten määrän lisäksi myös keskeytysten pituus sekä pika- ja aikajälleenkytkentöjen määrät. Asiakkaiden vuotuiset keskeytyskustannukset saadaan laskettua yhtälöllä 7. /1/

Tässä työssä tarkasteltavan johtolähdön keskeytyskustannusten määrittäminen esitetään tarkemmin luvussa 6.3.

$$\begin{aligned}
K_{kesk} = & \sum_{l=1}^m \sum_{ar=1}^{ar_{lkm}} \left\{ \frac{W_{mp}(l, ar)}{8760} \cdot \{ KAH_{vika(t)}(ar) \cdot t_{vika}(l) + KAH_{työk(t)}(ar) \cdot t_{työk}(l) + \right. \\
& KAH_{vika}(ar) \cdot f_{vika}(l) + KAH_{työk}(ar) \cdot f_{työk}(l) + KAH_{PJK}(ar) \cdot f_{PJK}(l) + \\
& \left. KAH_{AJK}(ar) \cdot f_{AJK}(l) \} \right\} \quad (7)
\end{aligned}$$

missä

$K_{kesk}$	= asiakkaiden vuotuinen keskeytyskustannus [€/a]
$W_{mp}(l, ar)$	= muuntopiirin $l$ asiakasryhmän vuosienergia [kWh]
$m$	= muuntopiirien lukumäärä
$ar_{lkm}$	= asiakasryhmien lukumäärä
$KAH_{vika(t)}(ar)$	= asiakasryhmän $ar$ KAH -parametri pysyville vioille [€/kWh]
$KAH_{työk(t)}(ar)$	= asiakasryhmän $ar$ KAH -parametri työkeskeytyksille [€/kWh]
$KAH_{vika}(ar)$	= asiakasryhmän $ar$ KAH -parametri pysyville vioille [€/kW, vika]
$KAH_{työk}(ar)$	= asiakasryhmän $ar$ KAH -parametri työkeskeytyksille [€/kW, vika]
$KAH_{PJK}(ar)$	= asiakasryhmän $ar$ KAH -parametri pikajälleenkytkennälle [€/kW, vika]
$KAH_{AJK}(ar)$	= asiakasryhmän $ar$ KAH -parametri aikajälleenkytkennälle [€/kW, vika]
$t_{vika}(l)$	= muuntopiirin $l$ pysyvien vikojen kokonaiskesto aika [h/a]
$t_{työk}(l)$	= muuntopiirin $l$ työkeskeytysten kokonaiskesto aika [h/a]
$f_{vika}(l)$	= muuntopiirin $l$ pysyvien vikojen kokonaismäärä [kpl/a]
$f_{työk}(l)$	= muuntopiirin $l$ työkeskeytysten kokonaismäärä [kpl/a]
$f_{PJK}(l)$	= muuntopiirin $l$ pikajälleenkytkentöjen kokonaismäärä [kpl/a]
$f_{AJK}(l)$	= muuntopiirin $l$ aikajälleenkytkentöjen kokonaismäärä [kpl/a]

### 3.2.6 *Kunnossapitokustannukset*

Jakeluverkon kunnossapidon päätarkoitus on pitää jakeluverkko voimassaolevat turvallisuusmääräykset täyttävänä ja teknisesti toimintakuntoisena. Jakeluverkoihin on sitoutunut suuri määrä pääomaa, jonka säilymistä voidaan auttaa hyvin suunnitellulla ja oikein kohdennetulla kunnossapidolla. Suunnitelmallisella kunnossapidolla saadaan jakeluverkon arvo säilymään ja pidettyä sähkönsiirron kustannukset hallinnassa. Ennakoivalla kunnossapidolla voidaan pienentää verkon keskeytysmääriä ja siten myös keskeytyskustannuksia. Jakeluverkon kunnossapitokustannukset koostuvat verkon johtojen ja komponenttien ennakko- ja tarkastuksista sekä johtoteiden raivauksista. /8/

Tässä työssä kunnossapitokustannusten määrittämiseen on käytetty Savon Voima Verkko Oy:n sisäisiä kustannustietoja. Kunnossapitokustannusten määrittäminen esitetään tarkemmin luvussa 6.4.



## 4 1 kV TEKNIIKAN TEKNISTALOUDELLINEN KÄYTTÖALUE

1 kV tekniikan kohteita suunniteltaessa on tärkeää tietää 1 kV tekniikan jännitteenalenemasta syntyvän teknisesti mahdollisen enimmäissiirtomatkan lisäksi 20 kV ja 1 kV järjestelmien kokonaiskustannusten erosta muodostuva 1 kV tekniikan taloudellisesti kannattava vähimmäissiirtomatka. Tämän työn osana on tehty Savon Voima Verkko Oy:n käyttöön taulukkolaskentapohjainen laskentaohjelma, jolla saadaan arvioitua johtolähdön yksittäisen haaran 1 kV tekniikalla toteuttamisen kannattavuus 20 kV tekniikkaan nähden. Suunniteltavan haaran lähtötiedot on syötettävä ohjelmaan käsin. Vaadittuja lähtötietoja ovat muun muassa vertailtavien johtojen resistanssit ja reaktanssit, haaran ja koko johtolähdön teho, huipunkäyttäjät sekä rakentamis-, huolto- ja korjauskustannukset.

Lähtötietojen perusteella ohjelma laskee 1 kV tekniikalle teknisen ylärajan ja taloudellisen alarajan. Tekninen yläraja kuvaa 1 kV tekniikan haarajohdon mahdollista pituutta järjestelmässä sallitun suurimman jännitteenaleneman perusteella. Alaraja kuvaa 1 kV järjestelmän taloudellisuusrajaa 20 kV johtoon verrattuna. 1 kV tekniikan teknistaloudellinen käyttöalue sijaitsee teknisen ylärajan ja taloudellisen alarajan välissä. Teknisen ylärajan määrittämisessä on huomioitu 1/0,4 kV muuntajassa ja 1 kV-johdoissa syntyvä jännitteenalenema. 20/1 kV muuntajassa syntyvää jännitteenalenemaa ei ole ylärajan määrittämisessä huomioitu, koska sen on oletettu olevan yhtä suuri kuin 20 kV järjestelmässä käytettävän 20/0,4 kV muuntajan jännitteenalenema. Taloudellisen alarajan määrittämisessä on huomioitu johtolähdön kokonaiskustannuksiin vaikuttavien kustannustekijöiden lisäksi muun muassa 20 kV järjestelmän keskeytyskustannusten muodostumisero 1 kV tekniikkaan nähden. 20/0,4 kV järjestelmän keskeytyskustannukset koostuvat tarkastellun 20 kV johto-osuuden ja koko muun lähdön keskeytyskustannuksista ja 20/1/0,4 kV järjestelmän keskeytyskustannukset koostuvat vain tarkastellun 1 kV johto-osuuden keskeytyskustannuksista.

Ylä- ja alarajojen lähelle sijoittuvat kohteet kannattaa tarkastella tarkemmin. Rajat ovat suuntaa antavia ja niiden läheisyydessä myös muut tekijät, esimerkiksi maankäytölliset syyt, voivat puoltaa tai estää 1 kV tekniikan käyttöä. Tekninen yläraja on laskettu yhtälöllä 8 ja taloudellinen alaraja yhtälöllä 9.

$$YLÄRAJA = \frac{U_{h,sall} - U_{h,M}}{U_{h,j}} \quad (8)$$

$$U_{h,sall} = \text{Järjestelmän suurin sallittu jännitteenalenema [V]}$$

$$U_{h,M} = 1/0,4 \text{ kV muuntajan jännitteenalenema [V]}$$

$$U_{h,j} = 1 \text{ kV johto-osuudella syntyvä jännitteenalenema [V]}$$

$$ALARAJA = \frac{K_{inv,M} + K_{häv,M}}{K_{koko,20kV} - K_{koko,1kV}} \quad (9)$$

$$K_{inv,M} = 1/0,4 \text{ kV muuntajan investointikustannukset [€]}$$

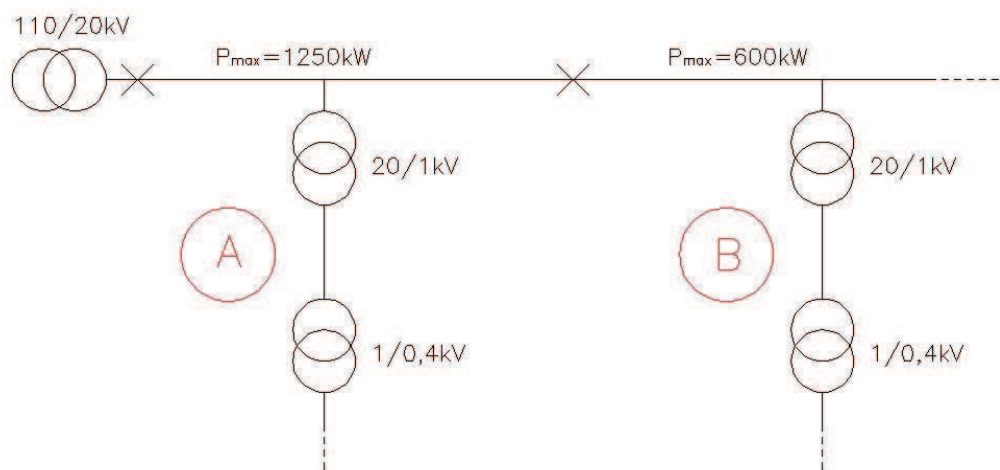
$$K_{häv,M} = 1/0,4 \text{ kV muuntajan häviökustannukset [€]}$$

$$K_{koko,20kV} = 20 \text{ kV johto-osuuden kokonaiskustannukset [€/km]}$$

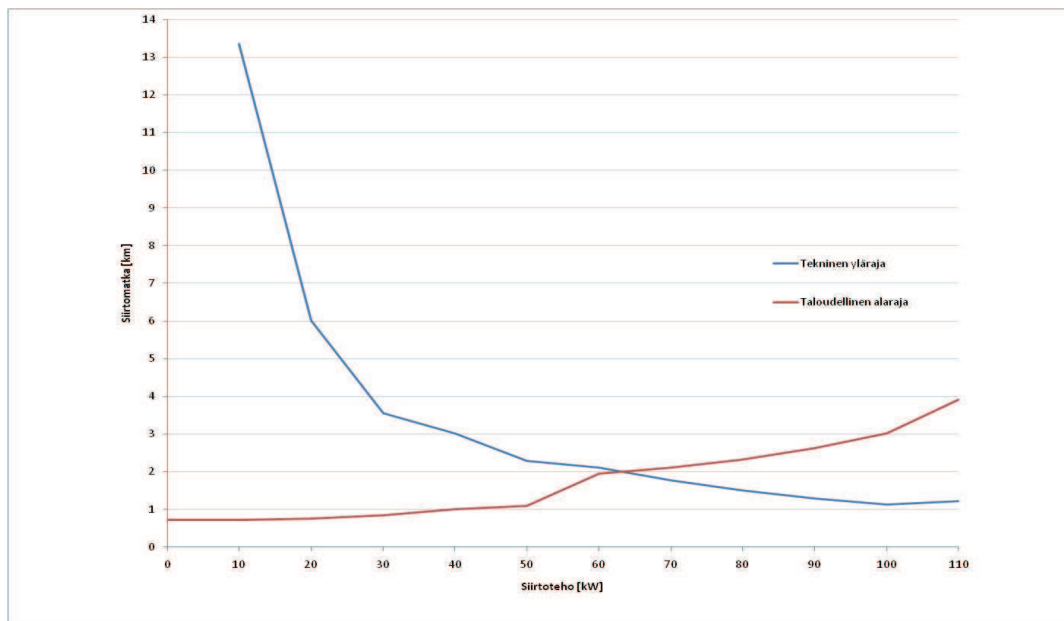
$$K_{koko,1kV} = 1 \text{ kV johto-osuuden kokonaiskustannukset [€/km]}$$

Seuraavissa 1 kV tekniikan teknistaloudellisen käyttöalueen määrittelyissä on käytetty samoja lähtötietoja kuin työssä tarkasteltavan 25J10 Kortejoki –johtolähdön 20/0,4 kV ja 20/1/0,4 kV järjestelmien kustannusten määrittämisessä. Kuvassa 4.2 on tehon ja siirtomatkan funktiona esitetty kuvan 4.1 mukaisen, huipputeholtaan 1250 kW johtolähdön sähköaseman ja ensimmäisen pylväskatkaisijan välille (alue A) suunniteltavan haaran 1 kV AXMK95-maakaapelilla rakentamisen kannattavuutta 20 kV Raven-ilmajohtoon verrattuna. Kuvassa 4.3 on verrattu haaran 1 kV AXMK95-maakaapelilla rakentamisen kannattavuutta 20 kV Sparrow-ilmajohtoon suunniteltavan haaran sijaitessa kuvan 4.1 mukaisen johtolähdön ensimmäisen pylväskatkaisijan takana, huipputeholtaan 600 kW lähdön osalla (alue B).

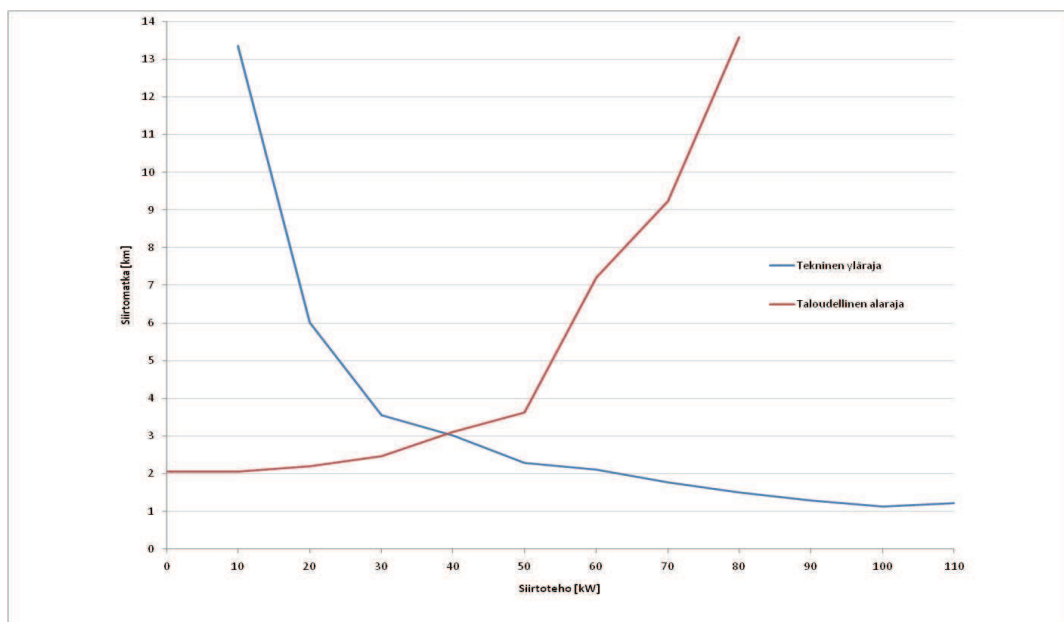
Johtolajimuutos pylväskatkaisijan etu- ja takapuolen välillä aiheutuu oikosulkukestoisuusvaatimuksista. Sähköasemien lähellä oikosulkuvikojen vikavirrat ovat suuria, jolloin haarajohtojen rakentamiseen on käytettävä Sparrowin sijasta poikkipinnaltaan suurempaa Raven-johtoa.



Kuva 4.1. Esimerkkijohtolähtö. Alue A on sähköaseman ja pylväskatkaisijan välinen alue ja alue B on pylväskatkaisijan takapuolinen alue.



Kuva 4.2. 1 kV AXMK95-maakaapelin teknistaloudellinen käyttöalue 20 kV Raven-ilmajohtoon verrattuna. Suunniteltava haara sijaitsee huipputeholtaan 1250 kW johtolähdön sähköaseman ja ensimmäisen pylväskatkaisijan välisellä alueella (alue A).



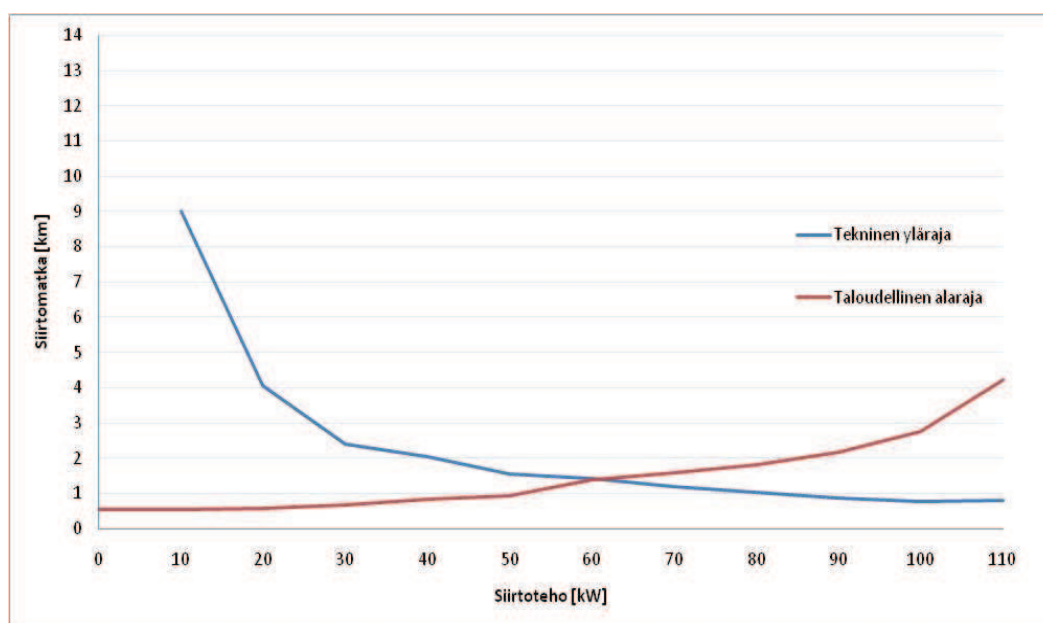
Kuva 4.3. 1 kV AXMK95-maakaapelin teknistaloudellinen käyttöalue 20 kV Sparrow-ilmajohtoon verrattuna. Suunniteltava haara sijaitsee johtolähdön pylväskatkaisijan takana sijaitsevalla huipputeholtaan 600 kW alueella (alue B).

Suunniteltavan haaran sijainnilla on suuri vaikutus 1 kV tekniikan kannattavuuteen. Kuvista 4.2 ja 4.3 nähdään, että 1 kV tekniikan teknistaloudellinen käyttöalue on sähköaseman läheisyydessä selvästi suurempi kuin kauempana sähköasemasta. 1 kV tekniikka on kannattava ratkaisu erityisesti sähköasemien lähellä ennen ensimmäistä pylväskatkaisijaa sijaitsevilla haaroilla. Tähän vaikuttavat muun muassa alueella yleensä haarajohtona käytettävän 20 kV Raven-ilmajohdon selvästi 1 kV AXMK95-maakaapelia suuremmat investointikustannukset. 20/1/0,4 kV ja 20/0,4 kV järjestelmien vian vaikutusalueiden erosta sekä sähköaseman ja ensimmäisen pylväskatkaisijan välillä siirrettävästä koko johtolähdön tehosta johtuen alueelle A suunniteltavan haaran aiheuttamien keskeytysten kustannukset ovat 20/0,4 kV järjestelmässä paljon suuremmat kuin 20/1/0,4 kV järjestelmässä. Sähköaseman ja ensimmäisen pylväskatkaisijan välillä tapahtuva haarajohdon vika katkaisee 20/0,4 kV järjestelmässä sähköt koko johtolähdöltä, mutta 20/1/0,4 kV järjestelmässä sähköt katkeavat vain 1 kV verkon alueelta.

Edempänä sähköasemasta käytettävän 20 kV Sparrow-ilmajohdon ja AXMK95-maakaapelin investointikustannukset ovat lähes yhtä suuria. Lisäksi pylväskatkaisijan takana sijaitsevan alueen 20 kV haaran vikaantuessa, katkeava teho on pylväskatkaisijan rajoittamasta pienemmästä vika-alueesta johtuen pienempi kuin sähköaseman lähellä. Tästä johtuen pylväskatkaisijan taakse sijoitettavalla 1 kV tekniikalla ei saavuteta 20 kV tekniikkaan nähden yhtä suurta etua kuin sähköaseman ja ensimmäisen pylväskatkaisijan välisellä alueella.

Lisäksi kuvista nähdään, että 1 kV tekniikka ei ole lyhyillä siirtomatkoilla kannattava. Tämä johtuu 1 kV järjestelmän 1/0,4 kV muuntajista ja muuntamoista aiheutuvista suuremmista investointikustannuksista. Järjestelmien investointikustannusten erot tasoittuvat siirtomatkan kasvaessa. Jonkin tietyn pisteen jälkeen 1 kV tekniikan keskeytyskustannuksista saatava säästö kattaa järjestelmien investointikustannusten erot, minkä jälkeen 1 kV tekniikka tulee kokonaiskustannuksiltaan 20 kV tekniikkaa edullisemmaksi. 1 kV tekniikan teknistaloudellisen käyttöalue AXMK95-maakaapelilla sijoittuu 0 - 30 kW ja 1 - 10 km välille. Pistekuormana 50 kW on käytännössä suurin 1 kV tekniikalla 2 km päähän siirrettävä teho.

Kuvassa 4.4 on esitetty kuvan 4.2 mukainen tilanne, mutta 1 kV järjestelmän johtona on käytetty AMKA70-ilmajohtoa. Verrattaessa kuvia 4.4 ja 4.2 huomataan, jos 1 kV johtoina käytettäisiin AXMK95-maakaapelin sijasta suuremman resistanssin ja reaktanssin omaavaa AMKA70-ilmajohtoa, 1 kV tekniikan tekninen yläraja laskisi siirtotehosta riippuen noin 1 - 4 km. Lisäksi 1 kV tekniikan taloudellinen alaraja laskisi ilma- ja maakaapeliverkkojen investointikustannusten erosta johtuen. Ylä- ja alarajojen laskusta johtuen 1 kV tekniikan teknis-taloudellinen käyttöalue on AMKA70-ilmajohdolla kokonaisuudessaan pienempi kuin AXMK95-maakaapelilla.



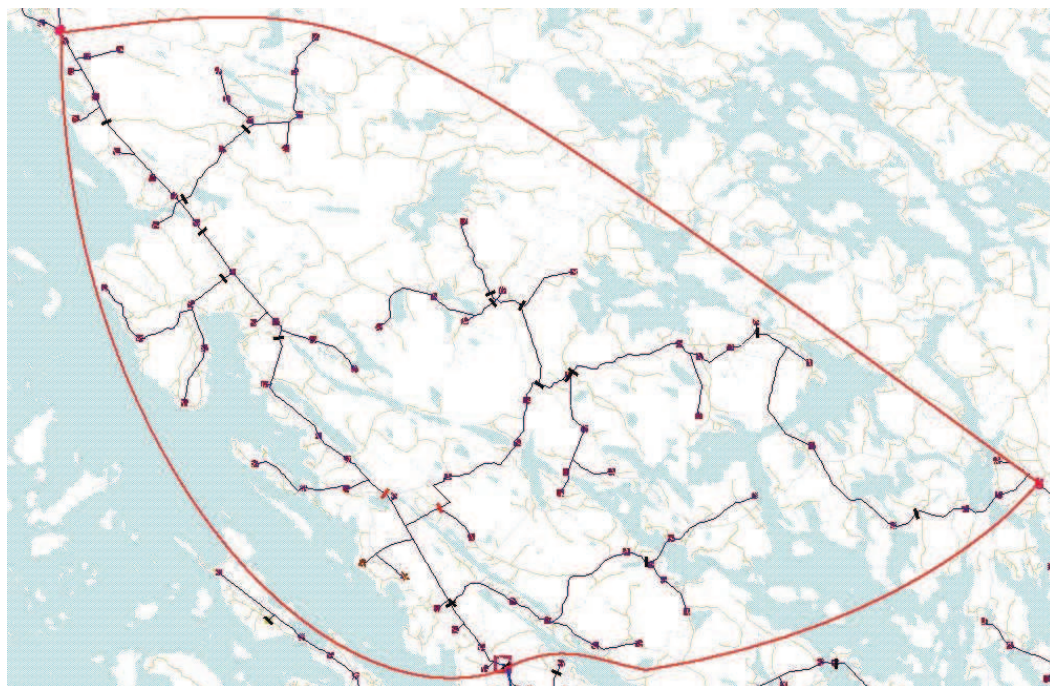
Kuva 4.4. 1 kV AMKA70-ilmajohdon teknis-taloudellinen käyttöalue 20 kV Raven-ilmajohtoon verrattuna. Suunniteltava haara sijaitsee huipputeholtaan 1250 kW johtolähdön sähköaseman ja ensimmäisen pylväskatkaisijan välisellä alueella (alue A).

## 5 25J10 KORTEJOKI -JOHTOLÄHDÖN SUUNNITTELU

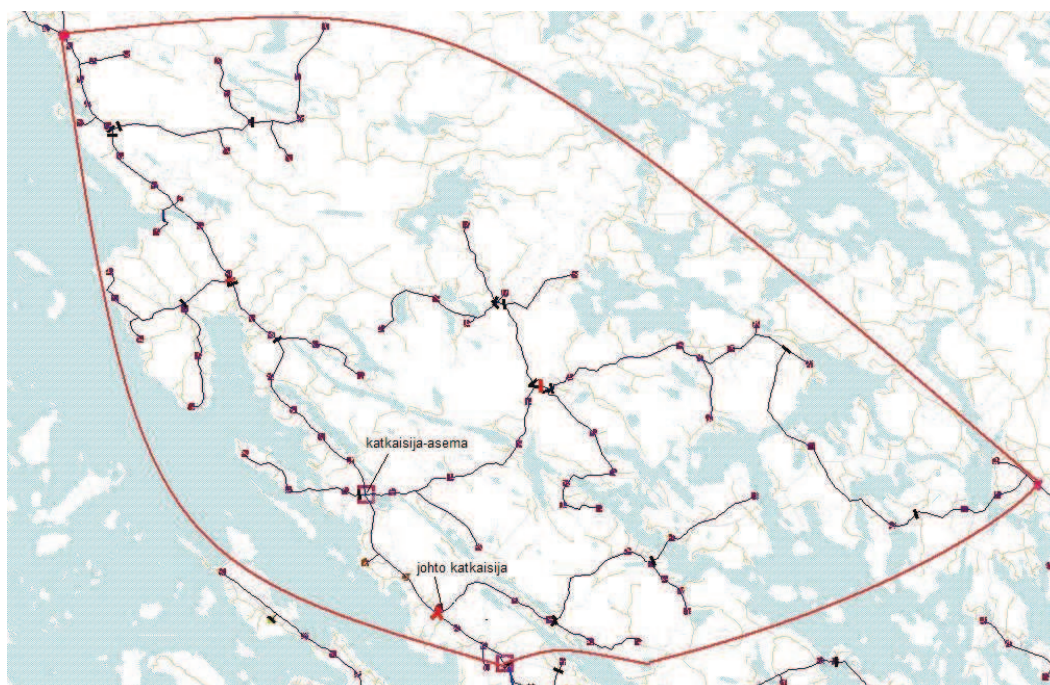
Tässä työssä on analysoitu 1 kV tekniikan teknistaloudellista kannattavuutta Savon Voima Verkon todellisella 25J10 Kortejoki -johtolähdöllä. Tarkasteltavan johtolähdön huipputeho on 1040 kW, mikä on pienempi kuin Savon Voima Verkon maaseutulähtöjen huipputehojen keskiarvo (1250 kW). Työssä on tehty tarkasteltavalle johtolähdölle kaksi erilaista suunnitelmaa, 20/0,4 kV ja 20/1/0,4 kV suunnitelmat. Suunnitelmat tehtiin PowerGrid (PG) verkkotietojärjestelmällä, jolla voi suorittaa verkostolaskennan sekä todelliselle että suunnitellulle verkolle. Työssä on hyödynnetty osin valmista runkosuunnitelmaa, jossa keskijänniterunkojohdot oli suunniteltu valmiiksi tienvarteen, mutta haarajohtojen muuntopiirit olivat vielä suunnittelematta tämän työn 1 kV tekniikan kannattavuuden analysointia varten. 1 kV tekniikalla suunniteltavat haarat on valittu silmämääräisesti haaran saneeraustarpeen ja 1 kV tekniikan siirtokyvyn mukaan, koska edellä esitetty laskentaohjelma ei ollut johtolähdön suunnitteluvaiheessa käytettävissä. Johtolähdön runkojohto-osuus on molemmissa suunnitelmissa samanlainen ja suunnitelmien erot syntyvät vain johtolähdön lyhyistä haaroista. Lähdön nykytilan verkkomalli sekä 20/0,4 kV ja 20/1/0,4 kV suunnitelmat on esitetty kuvissa 5.1, 5.2 ja 5.3.

Lähdön suunnitelmat tehtiin Savon Voima Verkko Oy:n sisäisiä suunnitteluohjeita noudattaen. Ohjeissa on määritetty sovellettavat täydennykset ja täsmennykset sähköverkon sähköteknisessä mitoituksessa käytettäviin suosituksiin. Näitä ovat esimerkiksi KJ- ja PJ-verkkojen suunnittelussa käytettävät erilaiset jännitteenalenema- ja vikavirtavaatimukset sekä muuntaja- ja johtosarjat. /19/



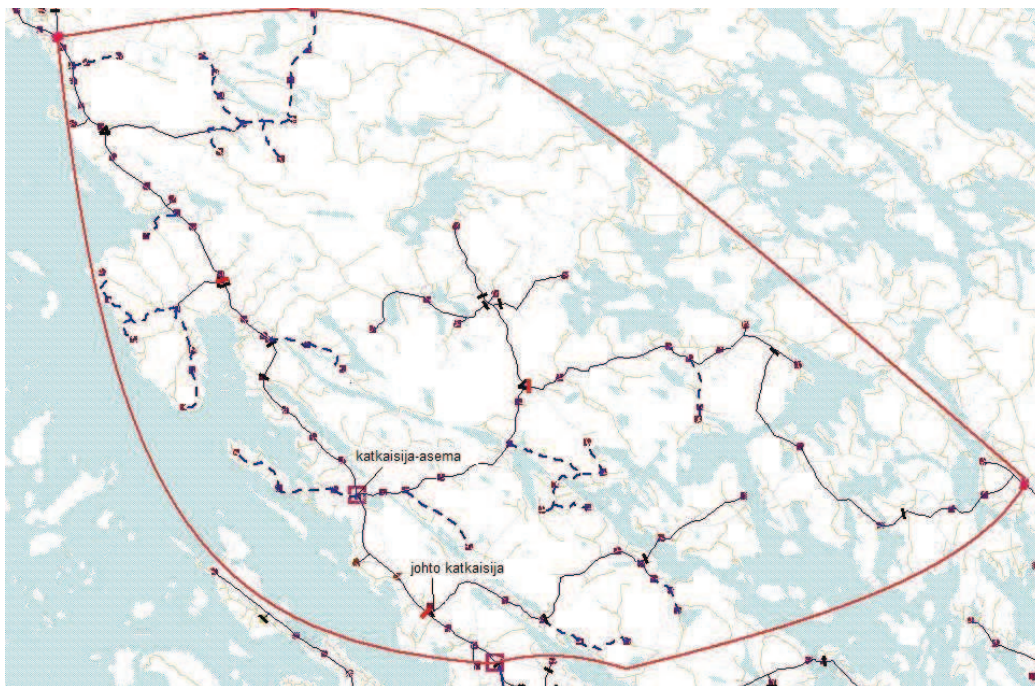


Kuva 5.1. 25J10 Kortejoki -johtolähdön nykytilan verkkomalli. 20 kV johdot ovat osittain metsässä.



Kuva 5.2. 25J10 Kortejoki -johtolähdön 20/0,4 kV suunnitelma. 20 kV johdot on siirretty pääosin tienvarteen.





Kuva 5.3 25J10 Kortejoki -johtolähdön 20/1/0,4 kV suunnitelma. 20 kV johdot on siirretty pääosin tienvarteen ja 1 kV jänniteporras lisätty.

Haarat on 20/0,4 kV suunnitelmassa toteutettu Sparrow-ilmajohdolla ja 20/1/0,4 kV suunnitelmassa 1 kV haarat on pääsääntöisesti toteutettu AXMK97-maakaapelilla. Molemmissa suunnitelmissa on asiakkaiden liittymiskohdissa (pääsulakkeilla) yksivaiheisen oikosulkuvirran minimiarvoina käytetty seuraavia arvoja /19/:

Sulakekoko 3x25 A:

kesäasunnot	200A
omakotitalot	250 A
maataloudet	250 A
pienkohteet	160 A.

Suuremmat sulakekoot:

3x35 A	280 A
3x50 A	400 A
3x63 A	500 A.

Asiakkaiden liittymiskohdan laskennallisen jännitteen alarajana on käytetty jännitettä 215 V ja muuntopiirien jakelumuuntajat on mitoitettu maksimissaan 70 % kuormalle. /19/

## 6 25J10 KORTEJOKI -JOHTOLÄHDÖN SUUNNITELMIEN ELINKAARIKUSTANNUKSET

Työssä on selvitetty 25J10 Kortejoki -johtolähdön kaksi- ja kolmijänniteportaisen suunnitelman usean hieman toisistaan poikkeavan verkkorakennevaihtoehdon elinkaarikustannukset. Elinkaarikustannukset on selvitetty määrittämällä johtolähdön vuotuiset investointikustannukset sekä ensimmäisen vuoden käyttö-, kunnossapito- ja keskeytyskustannukset. Vuotuisten investointikustannusten määrittämiseen on käytetty luvussa 3.1.4. esitettyä annuiteettimenetelmää. Lisäksi työssä on tarkasteltu erilaisten verkostokomponenttien lisäämisen vaikutusta johtolähdön kokonaiskustannuksiin ja käyttövarmuuteen. Työssä tarkasteltuja erilaisia verkostorakennevaihtoehtoja ovat:

- johtolähdön nykytila
- 20/0,4 kV suunnitelman tarkastelut:
  - 20 kV johdot tienvarteen siirrettynä + kaukokäyttöerotinten määrä ja sijoittelu
  - 20 kV johdot tienvarteen siirrettynä + kaukokäyttöerotinten määrä ja sijoittelu + katkaisija-asema
  - 20 kV johdot tienvarteen siirrettynä + kaukokäyttöerotinten määrä ja sijoittelu + katkaisija-asema + pylväskatkaisija.
- 20/1/0,4 kV suunnitelman tarkastelut:
  - 1 kV käytössä + 20kV johdot tienvarteen siirrettynä + kaukokäyttöerotinten määrä ja sijoittelu
  - 1 kV käytössä + 20kV johdot tienvarteen siirrettynä + kaukokäyttöerotinten määrä ja sijoittelu + katkaisija-asema
  - 1 kV käytössä + 20kV johdot tienvarteen siirrettynä + kaukokäyttöerotinten määrä ja sijoittelu + katkaisija-asema + pylväskatkaisija.

Johtolähdön nykytilassa johdot kulkevat osittain metsässä, joten sitä on tarkasteltu lähinnä keskeytysmäärien ja -kustannusten osalta. Kaikissa 20/0,4 kV ja 20/1/0,4 kV suunnitelmien tarkastelutapauksissa johtopituudet ja -laadut sekä jakelumuuntajien määrät ovat samat, joten suunnitelmien kustannuserot syntyvät lähinnä käytettävien erotinten ja katkaisijoiden määrästä.

## 6.1 Lähdön investointikustannukset

Tässä työssä on investointikustannusten määrittämiseen käytetty liitteen 1 mukaisia Energiamarkkinaviraston indeksikorjattuja yksikköhintoja vuodelle 2010. Yksikköhintojen sisältämät osa-alueet on selvitetty Energiateollisuus ry:n verkostosuosituksessa KA 2:06. Lisäksi työssä on puuttuvilta osin käytetty Savon Voima Verkon sisäisiä verkostokomponenttien yksikköhintoja.

Johtolähdön investointikustannukset on määritetty keräämällä kaikkien hinnoiteltujen komponenttien tiedot ja määrät. Työssä on käytetty kaapelin auraus-/kaivuasennukselle suhdetta 70/30. Toisin sanoen työssä on oletettu että 70 % koko johtolähdön maakaapelista saadaan aurattua ja 30 % joudutaan kaivamaan, koska aurausasennuksen pienemmistä kustannuksista johtuen maakaapelin asennuksessa olisi pyrittävä tähän suhteeseen. Jos maakaapelin asennussuhde olisi 30/70, eli maakaapelin asennus olisi paljon kalliimpaa kuin työssä on oletettu, niin 1 kV johdot kannattaisi toteuttaa AMKA-ilmajohdoilla. Tällöin lähdön 20/1/0,4 kV suunnitelman vaihtoehtojen kunnossapitokustannukset nousisivat johtojen raivaus- ja ennakkohuoltotarpeen lisääntymisestä johtuen, mutta samalla investointikustannukset hieman pienenisivät 1 kV johtojen- ja muuntamoiden rakenteen muuttuessa hieman edullisemmiksi. Tästä johtuen lähdön kokonaiskustannukset olisivat 1 kV ilmajohdoilla rakennettuna lähes samat kuin maakaapelin 70/30 asennussuhteella. Lisäksi maakaapelin ja AMKA-johtojen keskeytystaajuudet ovat lähestulkoon yhtä suuret, joten myös käyttövarmuus säilyisi suurhäiriötilanteita lukuun ottamatta molemmissa vaihtoehtoissa lähes samanlaisena.

Tässä työssä on käytetty investointien laskentamenetelmänä annuiteettimenetelmää. Annuiteettimenetelmällä on saatu tarkasteltavan johtolähdön suunnitelmien kokonaisinvestointikustannukset jaettua pitoaikaa vastaaville vuosille yhtä suuriksi vuosieriksi kertomalla ne yhtälön 2 mukaisesti yhtälön 1 annuiteettitekijällä. Annuiteettitekijän parametreina on käytetty Savon Voima Verkko Oy:n sisäisten kannattavuustarkastelujen mukaista korkokantaa ( $i = 8 \% = 0,08$ ) sekä pitoaikaa ( $n = 20 a$ ). Taulukossa 6.1 on esitetty tarkasteltavan johtolähdön kokonaisinvestointikustannukset sekä annuiteetit.

Taulukon 6.1 tuloksista nähdään 20/1/0,4 kV suunnitelmien investointikustannusten olevan noin 3,5 % suurempia kuin 20/0,4 kV suunnitelmien. Tämä johtuu pääasiassa kolmijänniteportaisen jakelujärjestelmän vaatimasta suuremmasta jakelumuuntajamäärästä, koska työssä haarajohdoilla käytettyjen 1 kV maakaapelin ja 20 kV ilmajohdon rakentamiskustannukset ovat lähes yhtä suuret.

Taulukko 6.1. 25J10 Kortejoki -johtolähdön suunnitelmien kokonaisinvestointi-kustannukset sekä annuiteetit.

	Investointi- kustannukset [k€/n]	Investointi- kustannukset [k€/a]
Haarat suunniteltu 20 kV Sparrow-ilmajohdolla		
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia	4 642	472,7
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	4 675	476,2
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	4 682	476,9
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia	4 658	474,4
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	4 692	477,8
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	4 699	478,6
Haarat suunniteltu 1 kV AXMK-maakaapelilla		
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia	4 810	489,9
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	4 843	493,3
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	4 850	494,0
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia	4 822	491,2
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	4 856	494,6
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	4 863	495,3

## 6.2 Lähdön käyttökustannukset

Tässä työssä häviöiden hintana on käytetty 50 €/MWh ja viankorjauskustannuksina Savon Voima Verkko Oy:n sisäisiä hintoja. Koska 1 kV verkkoa käytetään 20 kV verkon tavoin, tässä työssä on 1 kV ja 20 kV johdoille käytetty samoja häviöiden huipunkäyttöaikoja sekä tehohäviöiden hintoja. Viankorjauskustannusten hinnat sisältävät vianpaikannuksen ja syöttöjärjestelyjen lisäksi vikaantuneiden komponenttien korjaamisesta, varaosakustannuksista ja komponenttien vaihtotyöstä aiheutuneet kustannukset.

Taulukossa 6.2 on esitetty suunnitelmien häviö- ja viankorjaus- sekä niistä koostuvat käyttökustannukset. Suunnitelmien sisäisten tarkastelutapausten häviö- ja viankorjauskustannukset ovat niin 20/0,4 kV kuin 20/1/0,4 kV suunnitelmien tapauksessa samansuuruiset, koska tarkasteltavien vaihtoehtojen eniten häviöitä ja vikoja aiheuttavat komponentit (muuntajat ja johdot) ovat yhtäläiset.

Taulukko 6.2. 25J10 Kortejoki -johtolähdön suunnitelmien häviö- ja viankorjauskustannukset sekä niistä koostuvat käyttökustannukset.

	Häviö- kustannukset [€/a]	Viankorjaus- kustannukset [€/a]	Käyttö- kustannukset [€/a]
20/0,4 kV suunnitelmat	16 830	4 580	21 410
20/1/0,4 kV suunnitelmat	19 760	3 890	23 650

Taulukon 6.2 tuloksista nähdään, että 20/1/0,4 kV suunnitelmien häviökustannukset ovat vain noin 17 % suuremmat kuin 20/0,4 kV suunnitelmien. Häviökustannusten erot johtuvat 1 kV järjestelmässä käytettävien johtojen ja suuremman muuntajamäärän aiheuttamista kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöistä. Häviökustannusten ero voisi jonkin suurempitehoisen muuntopiirin tapauksessa olla suurempi, koska aiheutuneet häviöt ovat suhteessa johtolähdön tehoon ja tehon kasvaessa myös häviöt kasvavat.

Taulukosta nähdään myös 20/1/0,4 kV suunnitelmien viankorjauskustannusten olevan pienemmät kuin 20/0,4 kV suunnitelmien. Viankorjauskustannusten erot johtuvat pääasiassa 20 kV johtona käytetyn avojohdon ja 1 kV johtona käytetyn maakaapelin vikataajuuksien erosta. Maakaapelin vikataajuus on selvästi avojohtoa pienempi. 20/1/0,4 kV suunnitelmien viankorjauskustannukset eivät ole kuitenkaan niin paljon pienemmät, että ne riittäisivät kattamaan suunnitelmien häviökustannusten eron. Tästä johtuen 20/1/0,4 kV suunnitelmien käyttökustannukset jäävät noin 10 % suuremmiksi.

### 6.2.1 Häviökustannusten määrittäminen

Johtolähdön häviöt on laskettu PowerGrid (PG) verkkotietojärjestelmällä. PowerGrid käyttää häviöiden laskemiseen liitteen 2 mukaisia yhtälöitä. PG:n avulla on saatu laskettua muuntajien kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviötehot sekä häviöenergiat. Johtojen osalta järjestelmä ei laskenut kuin häviötehot, joten lähdön johdoissa syntyvät häviöenergiat on laskettu kertomalla häviötehot PG:n käyttämillä häviöiden huipunkäyttöajoilla.

Häviökustannusten laskemisessa on käytetty seuraavia parametreja:

<i>KJ-johdojen (+1kV-) häviöiden huipunkäyttöaika</i>	$t_{h(KJ)}$	= 1400 h
<i>PJ-johdojen häviöiden huipunkäyttöaika</i>	$t_{h(PJ)}$	= 900 h
<i>Muuntajien tyhjäkäyntihäviöiden huipunkäyttöaika</i>	$t_{h(Mtk)}$	= 8760 h
<i>Häviöenergian hinta</i>	$H_{hE}$	= 50 €/MWh,a
<i>KJ-johdojen (+1kV-johdojen) häviötehon hinta</i>	$H_{hP(KJ)}$	= 70 €/kW,a
<i>PJ-johdojen häviötehon hinta</i>	$H_{hP(PJ)}$	= 45 €/kW,a
<i>Muuntajien tyhjäkäyntihäviötehon hinta</i>	$H_{hP(Mtk)}$	= 438 €/kW,a.



Häviökustannukset on laskettu summaamalla johtolähdön häviötehon- ja häviöenergian kustannukset. Komponenttien ja johtojen aiheuttamien tehohäviöiden kustannukset on saatu kertomalla PG:n laskennasta saadut häviötehot niiden hinnalla. Suunnitelmien energiahäviöiden kustannukset on laskettu kertomalla häviöenergiat niiden hinnalla.

### 6.2.2 Viankorjauskustannusten määrittäminen

Suunnitelmien viankorjauskustannukset on määritetty keräämällä aluksi suunnitelmien jakelumuuntajien määrät sekä johtolaatujen pituudet. Tämän jälkeen on selvitetty suunnitelmien kunkin johtolaadun (avojohto, PAS, maakaapeli) ja jakelumuuntajien vuotuiset vikamäärät. Vikamäärät on selvitetty kertomalla johtojen pituudet ja jakelumuuntajien määrät niitä vastaavilla keskimääräisillä keskeytystaajuuksilla. Keskimääräinen keskeytystaajuus on eri olosuhteissa olevien komponenttien määrien sijainti olosuhteilla painotettu keskeytystaajuuksien keskiarvo. Perus keskeytystaajuus on vikojen määrän ja komponenttien lukumäärän osamäärä. Olosuhdetta (metsä, tienvarsi, pelto) vastaava keskeytystaajuus on verkkoyhtiön kokemukseräisiin arvoihin perustuva sisäinen parametri. Työssä käytetyt keskimääräiset keskeytystaajuudet ovat:

#### 20/0,4 kV suunnitelman keskimääräiset keskeytystaajuudet:

avojohto	$f_{kesk(avo)}$	= 0,064 <sup>1</sup> / <sub>km,a</sub>
PAS	$f_{kesk(PAS)}$	= 0,023 <sup>1</sup> / <sub>km,a</sub>
maakaapeli	$f_{kesk(maak.)}$	= 0,013 <sup>1</sup> / <sub>km,a</sub>
jakelumuuntajat	$f_{kesk(M)}$	= 0,005 <sup>1</sup> / <sub>kpl,a</sub>

#### 20/1/0,4 kV suunnitelman keskimääräiset keskeytystaajuudet:

avojohto	$f_{kesk(avo)}$	= 0,069 <sup>1</sup> / <sub>km,a</sub>
PAS	$f_{kesk(PAS)}$	= 0,023 <sup>1</sup> / <sub>km,a</sub>
maakaapeli	$f_{kesk(maak.)}$	= 0,013 <sup>1</sup> / <sub>km,a</sub>
jakelumuuntajat	$f_{kesk(M)}$	= 0,005 <sup>1</sup> / <sub>kpl,a</sub>

20/0,4 kV ja 20/1/0,4 kV suunnitelmien avojohtojen keskimääräisten keskeytystaajuuksien erot johtuvat sijaintiolosuhteiden painotuksesta. 20/0,4 kV suunnitelmassa on enemmän avojohtoja, mutta ne kulkevat suhteessa enemmän tienvarressa kuin 20/1/0,4 kV suunnitelmassa.

Vuotuiset viankorjauskustannukset on laskettu kertomalla johtolaatujen ja jakelumuuntajien vuotuiset vikamäärät yksittäisten vikojen korjauskustannuksilla.

### 6.3 Lähden keskeytyskustannukset

Tässä työssä on johtolähden suunnitelmien vaihtoehtojen keskeytyskustannusten määrittämiseen käytetty Savon Voima Verkon sisäistä taulukkolaskentaohjelmistoa. Ohjelmistolla on saatu laskettua tarkasteltavan johtolähden keskeytyskustannukset käyttäen asiakasryhmäkohtaisten odottamattomien keskeytysten sekä PJK- ja AJK-kytkentöjen vuoden 2010 KAH-parametreja. Taulukossa 6.3 esitetyt asiakasryhmäkohtaiset vuoden 2005 tasossa olevat KAH-parametrit on muutettu vastaamaan vuoden 2010 hintatasoa kertomalla ne erillisellä skaalauskerroimella 1,176. Menettely on Energiamarkkinaviraston sähköverkkoliiketoiminnan valvonnassa sovellettavan käytännön mukainen. Lisätietoja menetelmästä löytyy energiainfrastruktuurin vahvistuspäätöksistä sähköverkonhaltijoiden verkkotoiminnan tuoton määrittämisestä /20/.

Taulukko 6.3. Vuoden 2005 KAH-parametrit. /21/

	Keskeytykset			
	odottamaton		PJK	AJK
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
Kotitalous (ka.)	0,36	4,29	0,11	0,48
Maatalous (ka.)	0,45	9,38	0,20	0,62
Teollisuus	3,52	24,45	2,19	2,87
Julkinen	1,89	15,08	1,49	2,34
Palvelu	2,65	29,89	1,31	2,44

Keskeytyskustannukset on määritetty jakamalla johtolähtö johtoerotinväleittäin vyöhykkeisiin. Tämän jälkeen on kerätty ja syötetty laskentatyökaluun suunnitelmien johtoerotinten välisten vyöhykkeiden johtopituudet, johtokatuojen olosuhdetiedot, muuntajien ja asiakkaiden määrät sekä asiakasryhmien vuosienergiat. Näiden tietojen avulla on laskettu muun muassa vyöhykkeiden pysyvien vikojen sekä PJK- ja AJK-kytkentöjen määrät. Tämän jälkeen on verkkokarttojen avulla määritetty suunnitelmien vyöhykkeiden keskeytysajat ja -määrät. Vyöhykkeiden keskeytysajat on selvitetty systemaattisesti tutkimalla millaisen keskeytysajan kullakin vyöhykkeellä tapahtuva vika aiheuttaa muille johtolähdön vyöhykkeille. Menettelyllä on saatu kullekin rakennevaihtoehdolle vyöhykkeiden keskeytysajoista koostuva matriisi, jossa on vyöhykkeiden tulon verran keskeytysaikoja. Vyöhykkeiden keskeytysaikojen ja -määrien määrittämisessä on huomioitu eri tekniikoiden (1 kV, katkaisijat, kaukokäyttöerottimet) vaikutukset vikojen vaikutusalueisiin, vyöhykkeiden keskinäiseen kytketymiseen sekä johtolähdön tunnuslukuihin ja keskeytyskustannuksiin. Kun suunnitelmien vyöhykkeiden kaikki tarvittavat tiedot on syötetty laskentatyökaluun, on saatu laskettua kullekin vyöhykkeelle sekä koko johtolähdölle keskeytyskustannukset eriteltynä erikseen vikamääristä, PJK- ja AJK-kytkennöistä sekä keskeytyspituudesta aiheutuviin kustannuksiin. Taulukossa 6.4 on esitetty 25J10 Kortejoki -johtolähdön nykytilan ja suunnitelmien eri rakennevaihtoehtojen vikamäärien sekä PJK- ja AJK-kytkentöjen kustannukset sekä niistä syntyvät kokonaiskeskeytyskustannukset.

Taulukko 6.4. 25J10 Kortejoki -johtolähdön nykytilan ja suunnitelmien kokonais-keskeytyskustannukset jaettuna vikamäärästä sekä PJK- ja AJK-kytkennöistä aiheutuneisiin keskeytyskustannuksiin.

	Keskeytyskustannukset [€/a]			
	Vikamäärä	PJK	AJK	Yhteensä
Johtolähdön nykytila	28 930	5 360	3 970	38 270
Haarat suunniteltu 20 kV Sparrow-ilmajohdolla				
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia	18 120	3 870	3 150	25 140
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	15 950	1 220	1 170	18 350
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	15 650	940	880	17 470
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia	14 010	3 870	3 150	21 030
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	11 850	1 220	1 170	14 240
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	11 540	940	880	13 360
Haarat suunniteltu 1 kV AXMK-maakaapelilla				
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia	11 230	2 630	2 060	15 930
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	9 560	820	750	11 140
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	9 330	610	530	10 470
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia	9 630	2 630	2 060	14 320
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	7 960	820	750	9 530
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	7 730	610	530	8 860

Taulukon 6.4 tuloksista nähdään, kuinka johtolähdön suunnitelmien rakennevaihtoehdot ja komponenttien määrät vaikuttavat keskeytyskustannuksiin. Pelkästään KJ-johtojen tienvarteen siirtämisellä saadaan tarkasteltavan johtolähdön tapauksessa keskeytyskustannuksia pienennettyä nykytilanteeseen verrattuna noin 34 %. Kun johtolähdölle lisätään vielä keskeytysmääriä ja -aikoja vähentäviä komponentteja, kuten esimerkiksi katkaisija-asema ja pylväskatkaisija, saadaan keskeytyskustannuksia laskettua noin 52 - 54 % nykytilasta ja noin 27 - 30 % tilanteesta missä KJ-johdot on siirretty tienvarteen. Taulukosta nähdään myös, että vain yhden kaukokäyttö-erottimen lisäyksellä ja erottimien oikealla sijoittelulla saadaan johtolähdön keskeytyskustannuksia laskettua vielä noin 23 %. Parhaimmassa tapauksessa 20/0,4 kV järjestelmällä saadaan johtolähdön keskeytyskustannuksia laskettua nykytilasta noin 65 %.

1 kV tekniikan suurin etu on johtolähdön keskeytysten määrien ja siten myös keskeytyskustannusten väheneminen. 1 kV tekniikan lisäämisellä saadaan tarkasteltavan johtolähdön keskeytyskustannuksia pienennettyä johtolähdön 20/0,4 kV suunnitelmiin verrattuna noin 34 - 40 %. 1 kV tekniikan ja muiden keskeytyskustannuksia vähentävien rakenteiden ja vaihtoehtojen avulla saadaan johtolähdön keskeytyskustannuksia pienennettyä nykytilanteesta yhteensä noin 77 %.

#### 6.4 Lähdön kunnossapitokustannukset

Johtolähdön kunnossapitokustannukset koostuvat pääasiassa lähdön ennakkohuolto- ja raivauskustannuksista. Tässä työssä on kunnossapitokustannusten määrittämiseen käytetty Savon Voima Verkko Oy:n sisäisiä hintoja. Taulukossa 6.5 on esitetty 25J10 Kortejoki -johtolähdön suunnitelmien ennakkohuolto- ja raivaus- sekä niistä koostuvat kunnossapitokustannukset. Raivauskustannukset ovat sekä 20/0,4 kV että 20/1/0,4 kV suunnitelmien rakennevaihtoehdoissa samansuuruiset, koska vaihtoehtojen johtopituudet ja siten myös raivaustarpeet ovat yhtäläiset.

Taulukko 6.5. 25J10 Kortejoki -johtolähdön suunnitelmien ennakkohoolto- ja raivauskustannukset sekä niistä koostuvat kunnossapitokustannukset.

	Ennakkohoolto- kustannukset [€/a]	Raivaus- kustannukset [€/a]	Kunnossapito- kustannukset [€/a]
<b>Haarat suunniteltu 20 kV Sparrow-ilmajohdolla</b>			
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia	11 780	3 790	15 570
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	11 830	3 790	15 620
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	11 910	3 790	15 700
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia	11 880	3 790	15 670
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	11 930	3 790	15 720
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	12 010	3 790	15 800
<b>Haarat suunniteltu 1 kV AXMK-maakaapelilla</b>			
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia	10 080	2 910	12 990
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	10 120	2 910	13 030
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	10 200	2 910	13 110
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia	10 160	2 910	13 070
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	10 210	2 910	13 120
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	10 290	2 910	13 200

Taulukon 6.5 tuloksista nähdään 20/1/0,4 kV suunnitelmien raivauskustannusten olevan noin 23 % pienemmät kuin 20/0,4 kV suunnitelmien. Raivauskustannusten erot johtuvat 20/0,4 kV suunnitelmien 1 kV johto-osuuksia vastaavien 20 kV avojohtojen korvaamisesta 20/1/0,4 kV suunnitelmissa maakaapelilla.

Ennakkohuoltokustannusten erot johtuvat suunnitelmien tarkastettavien, huollettavien ja mitattavien komponenttien määrästä sekä johtojen pituuksista. Koska maakaapelin johtotietä ei voida tarkastaa, 1 kV johto-osuudella käytetyn maakaapelin ansiosta 20/1/0,4 kV suunnitelmien ennakkohuoltokustannukset ovat 20/0,4 kV suunnitelmia pienemmät.

Kokonaisuudessaan 20/1/0,4 kV suunnitelmien ennakkohuoltokustannukset ovat noin 14,5 % pienemmät. Ennakkohuolto- ja raivauskustannusten eroista johtuen 20/1/0,4 kV suunnitelmien kunnossapitokustannukset jäävät noin 16,5 % pienemmiksi kuin 20/0,4 kV suunnitelmien kunnossapitokustannukset.

#### *6.4.1 Ennakkohuoltokustannusten määrittäminen*

Tässä työssä on ennakkohuoltokustannusten määrittämiseen käytetty Savon Voima Verkko Oy:n sisäisiä hintoja. Jakeluverkon johtoja ja komponentteja ei normaalisti tarvitse tarkastaa ja huoltaa vuosittain, joten ennakkohuoltokustannukset eivät ole vuotuisia kustannuksia. Vuotuiset ennakkohuoltokustannukset saadaan jakamalla huolto-ohjelman mukaisten vuosien välein syntyvät ennakkohuoltokustannukset huoltokierron vuosimäärällä. Lähdön ennakkohuoltokustannusten määrittämiseksi täytyy aluksi kerätä suunnitelmien vaihtoehtojen huollettavien komponenttien määrät, rakenteet ja pituudet. Huollettavia komponentteja ovat muun muassa KJ- ja PJ-johdot, muuntamot, haaroitus- ja jakokaapit sekä erottimet ja katkaisijat. Näiden kerättyjen komponenttitietojen sekä tarkastus- ja huoltohintojen perusteella on saatu määritettyä suunnitelmien jokaiselle vaihtoehdolle vuotuiset ennakkohuoltokustannukset.

#### 6.4.2 Raivauskustannusten määrittäminen

Tässä työssä on raivauskustannusten määrittämiseen käytetty Savon Voima Verkko Oy:n sisäisiä hintoja. Jakeluverkon johtokatuja ei tarvitse raivata vuosittain, joten raivauskustannuksetkaan eivät ole vuotuisia kustannuksia. Vuotuiset raivauskustannukset saadaan jakamalla raivausohjelman mukaisten vuosien välein syntyvät raivauskustannukset raivausvälien vuosimäärällä. Lähdön raivauskustannusten määrittämiseksi täytyy aluksi kerätä suunnitelmien KJ-johtokatuja maastotiedot, eli selvittää kuinka pitkän matkan KJ-johtokadut kulkevat pellolla, tienvarressa tai metsässä. Tässä työssä on käytetty metsässä ja tienvarressa kulkevan johdon raivauskustannuksina samaa kilometrikohtaista hintaa. Pellolla kulkevan johtokadun raivaustarpeen on katsottu olevan niin pieni, ettei siitä synny raivauskustannuksia. Tässä työssä on oletettu aiempien vuosien raivaustilastojen perusteella PJ-johtokadun raivaustarpeeksi 55 %. Toisin sanoen tässä työssä on oletettu 55 % koko lähdön PJ-johtokatuja pituudesta tarvitsevan raivausta raivausohjelman mukaisten vuosien välein. Näiden kerättyjen tietojen, olettamusten ja käytettävien raivaushintojen perusteella on saatu määritettyä johtolähdön suunnitelmille raivauskustannukset.

#### 6.5 Lähdön kokonaiskustannukset

Johtolähdön kokonaiskustannukset koostuvat yhtälön 6 mukaisesti johtolähdön investointi-, käyttö-, keskeytys- ja kunnossapitokustannusten summasta. Taulukossa 6.6 on esitetty työssä tarkasteltavan 25J10 Kortejoki -johtolähdön suunnitelmien vuotuisten investointi-, käyttö-, keskeytys- ja kunnossapitokustannusten lisäksi näistä kustannuksista koostuvat suunnitelmien vuotuiset kokonaiskustannukset. Taulukon tuloksista nähdään johtolähdön 20/1/0,4 kV suunnitelmien kokonaiskustannusten olevan vain noin 2 % suuremmat kuin vastaavien 20/0,4 kV suunnitelmien. Tuloksista nähdään 9 kpl kaukokäyttöerottimia, katkaisija-aseman ja pylväskatkaisijan sisältävän 20/1/0,4 kV suunnitelman kokonaiskustannusten olevan pylväskatkaisijatonta ratkaisua suuremmat. Syy tähän löytyy kuvan 3.1 käyrien avulla. Toisin sanoen tarkasteltavan pylväskatkaisijallisen vaihtoehdon luotettavuutta parantavat investointikustannukset ovat hieman liian suuret verrattuna keskeytyskustannuksista saatavaan säästöön.



Yleisesti 1 kV tekniikan taloudellinen kannattavuus 20 kV tekniikkaan verrattuna syntyy silloin, kun 1 kV tekniikan aiheuttama investointikustannusten lisäys saadaan katettua keskeytyskustannusten säästöillä. Tässä työssä ei tähän tulokseen aivan päästy, joten 20/0,4 kV suunnitelmien kokonaiskustannukset jäivät hieman pienemmiksi. Johtolähdön suunnitelmien kokonaiskustannusten erot ovat kuitenkin niin pienet, ettei valintaa 20/1/0,4 kV ja 20/0,4 kV järjestelmän välillä voida tehdä pelkästään kokonaiskustannusten perusteella. Valintaa tehtäessä on taloudellisuuden lisäksi huomioitava myös sähkön laatuun vaikuttavat tekijät, kuten esimerkiksi keskeytysmäärät ja -ajat.

Taulukko 6.6. 25J10 Kortejoki -johtolähdön suunnitelmien investointi-, käyttö-, keskeytys- ja kunnossapito- sekä kokonaiskustannukset.

	Kustannukset [€/a]			Kokonaiskustannukset [k€/a]
	Investointi	Käyttö	Keskeytys Kunnossapito	
<b>Haarat suunniteltu 20 kV Sparrow-ilmajohtolla</b>				
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöeroittimia	472 740	21 410	25 140	15 570
534,9				
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöeroittimia + katkaisija-asema	476 170	21 410	18 350	15 620
531,5				
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöeroittimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	476 890	21 410	17 470	15 700
531,5				
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöeroittimia	474 410	21 410	21 030	15 670
532,5				
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöeroittimia + katkaisija-asema	477 840	21 410	14 240	15 720
529,2				
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöeroittimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	478 560	21 410	13 360	15 800
529,1				
<b>Haarat suunniteltu 1 kV AXMK-maakaapelilla</b>				
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöeroittimia	489 870	23 650	15 930	12 990
542,4				
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöeroittimia + katkaisija-asema	493 290	23 650	11 140	13 030
541,1				
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöeroittimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	494 010	23 650	10 470	13 110
541,2				
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöeroittimia	491 170	23 650	14 320	13 070
542,2				
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöeroittimia + katkaisija-asema	494 600	23 650	9 530	13 120
540,9				
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöeroittimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	495 320	23 650	8 860	13 200
541,0				

## 6.6 Lähdön keskeytysmäärät ja -ajat

Koska työssä tarkasteltavan johtolähdön tapauksessa 20/1/0,4 kV ja 20/0,4 kV suunnitelmien vuosittaiset kokonaiskustannukset ovat lähes yhtä suuria, niin valintaa tehtäessä on vertailtava myös sähkön laatua parantavia tekijöitä. Näitä tekijöitä ovat muun muassa johtolähdön asiakkaiden kokemat vuotuiset keskeytystenmäärät ja -ajat. Taulukossa 6.7 on esitetty 25J10 Kortejoki -johtolähdön asiakkaiden kokemat vuotuiset keskeytysten määrät ja ajat verkon nykytilan sekä suunnitelmien eri vaihtoehtojen rakenteella.

Taulukon 6.7 tuloksista nähdään, että pelkällä KJ-johtojen tienvarteen siirtämisellä saadaan johtolähdön asiakkaiden kokemia vuotuisia vika-, PJK- ja AJK-keskeytysmääriä vähennettyä noin 20 %. Lisäksi kaukokäyttöerottimien määrästä riippuen saadaan keskeytysaikoja vähennettyä noin 35 - 52 %. Kun johtolähdölle lisätään 1 kV tekniikkaa, asiakkaiden vuosittain kokemia keskeytysaikoja ja vika-, PJK- ja AJK-keskeytysmääriä saadaan laskettua vielä noin 30 %. Kaiken kaikkiaan 1 kV tekniikan lisäyksellä saadaan asiakkaiden vuosittain kokemia vika-, PJK- ja AJK-keskeytysmääriä vähennettyä verkon nykytilaan verrattuna jopa yli 80 % ja keskeytysaikojakin noin 60 - 70 %. Taulukossa 6.8 esitetään parhaiden kehitysvaihtoehtojen heikoimpien vyöhykkeiden, eli niin sanotusti heikoimmassa asemassa olevien asiakkaiden kokemat vuotuiset keskeytysmäärät ja -ajat. Taulukosta huomataan, että 1 kV tekniikan avulla heikoimmassakin asemassa olevien asiakkaiden tunnusluvut paranevat noin 16 % vastaava 20/0,4 kV suunnitelmasta ja yli 50 % nykytilan verkosta.

Taulukko 6.7. 25J10 Kortejoki -johtolähdön asiakkaiden kokemat vuotuiset keskeytysmäärät ja -ajat nykytilan ja suunnitelmien eri rakennevaihtoehdoilla.

	Keskeytysmäärät [kpl/as,a]			Keskeytysaika, viat SAIDI [h/as,a]
	Viat SAIFI	PJK SAIFI	AJK SAIFI	
Johtolähdön nykytila	6,77	37,17	11,22	8,11
Haarat suunniteltu 20 kV Sparrow-ilmajohdolla				
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia	5,40	27,15	8,97	5,23
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	2,59	12,93	4,27	4,95
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	1,98	9,67	3,19	4,89
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia	5,40	27,15	8,97	3,91
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	2,59	12,93	4,27	3,63
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	1,98	9,67	3,19	3,57
Haarat suunniteltu 1 kV AXMK-maakaapelilla				
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia	4,27	18,46	5,88	3,28
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	1,80	8,94	2,86	3,10
johdot tienvarressa, 8 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	1,34	6,43	2,04	3,05
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia	4,27	18,46	5,88	2,72
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema	1,80	8,94	2,86	2,53
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	1,34	6,43	2,04	2,48

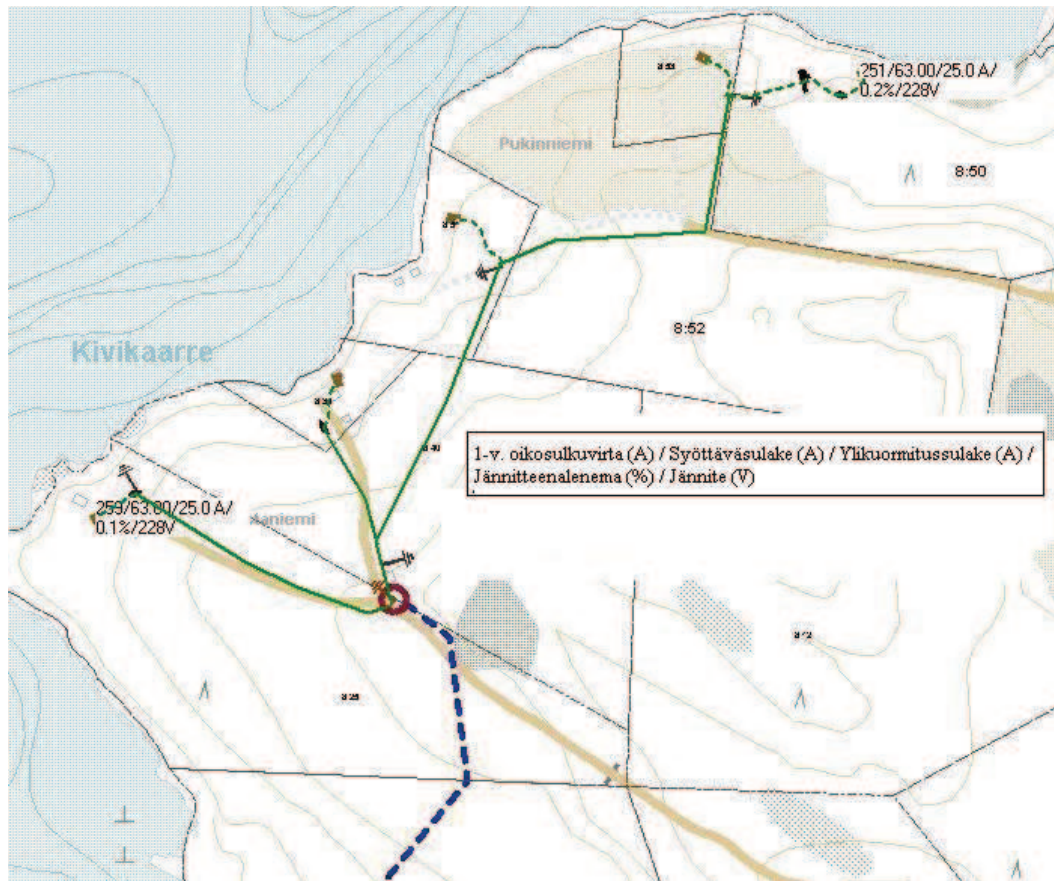
Taulukko 6.8. 25J10 Kortejoki -johtolähdön eniten keskeytyksiä kokevien vyöhykkeiden asiakkaiden vuotuiset keskeytysmäärät ja -ajat verkon nykytilan sekä suunnitelmien vähiten keskeytyksiä aiheuttavilla rakennevaihtoehdoilla.

	Keskeytysmäärät [kpl/as,a]			Keskeytysaika, viat SAIDI [h/as,a]
	Viat SAIFI	PJK SAIFI	AJK SAIFI	
Johtolähdön nykytila	6,77	37,17	11,22	10,08
Haarat suunniteltu 20 kV Sparrow-ilmajohdolla				
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	2,88	15,09	4,86	5,71
Haarat suunniteltu 1 kV AXMK-maakaapelilla				
johdot tienvarressa, 9 kpl kaukokäyttöerottimia + katkaisija-asema + pylväskatkaisija	2,43	12,94	4,05	4,80

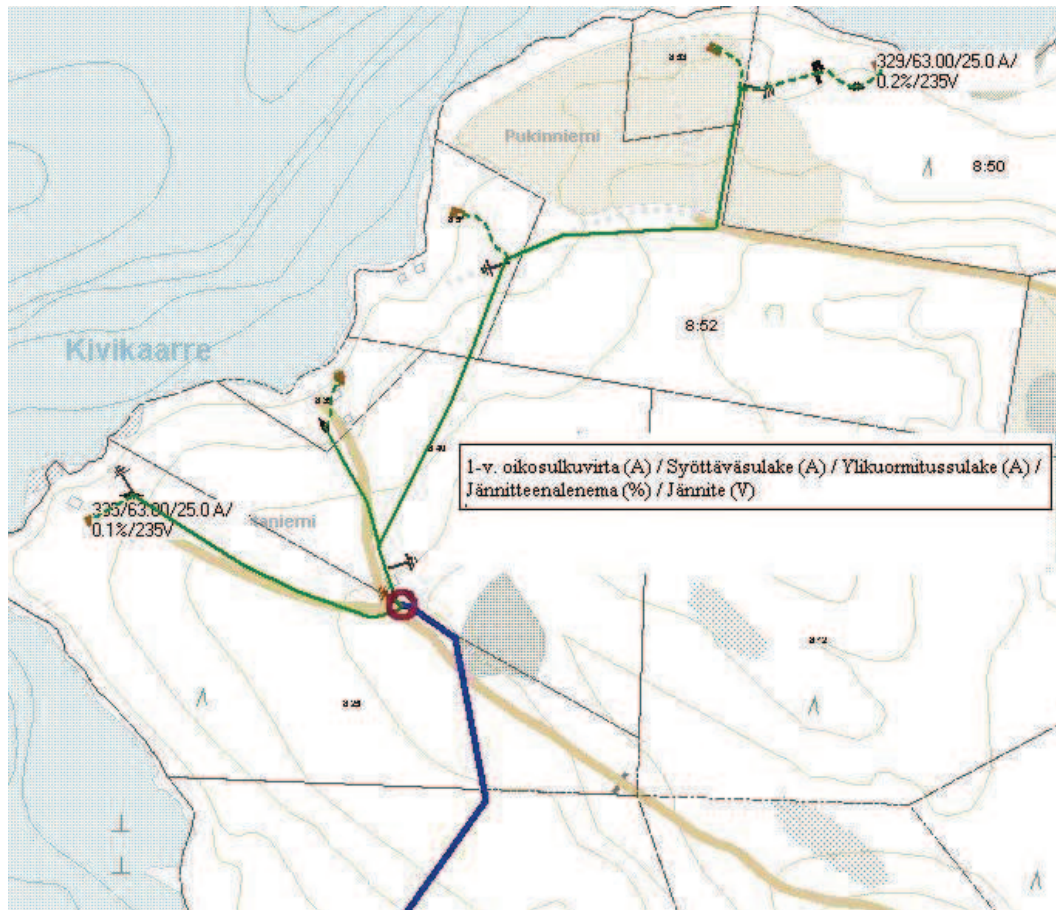
## 6.7 Asiakkaan liityntäpisteen jännite ja yksivaiheinen oikosulkuvirta

Nollausehtojen mukaan verkon yksivaiheisen oikosulkuvirran on asiakkaan liityntäpisteessä oltava riittävän paljon asiakkaan pääsulakkeiden nimellisvirtaa suurempi. Suomessa voimassa olevan jännitestandardin SFS-EN 50160 mukaan asiakkaan liityntäpisteen vaihejännitteen on oltava 207 - 253 V 95 % tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvosta. Tässä työssä on asiakkaan liityntäpisteen jännitteen ja yksivaiheisen oikosulkuvirran alarajana käytetty luvussa 5 esitettyjä arvoja. Asiakkaan liityntäpisteen jännitteen ja yksivaiheisen oikosulkuvirran suuruus riippuu lähinnä syöttävän verkon jännitteestä. 1 kV johdolla syntyvä jännitteenalenema on suurempi kuin 20 kV johdolla, mutta pienempi kuin 0,4 kV johdolla. Jotta asiakkaan liityntäpisteen jännite ja oikosulkuvirta saadaan tarvittavan suureksi, on 1 kV tekniikkaa käytettäessä saatava 0,4 kV verkon johtopituutta yleensä lyhyemmäksi kuin 20 kV tekniikalla. Tästä johtuen 1 kV tekniikkaa käytettäessä on jakelumuuntamo yleensä sijoitettava lähemmäksi kulutus-pisteitä kuin 20 kV tekniikalla.

Tässä työssä asiakkaiden liityntäpisteiden jännitteet ja yksivaiheiset oikosulkuvirrat on molempien suunnitelmien tapauksessa saatu riittävän suuriksi sijoittamalla jakelumuuntamo lähes muuntopiirin kuormituksien keskipisteeseen. Toisin sanoen jakelumuuntamot on sijoitettu 20/1/0,4 kV suunnitelmissa lähes samoihin pisteisiin kuin 20/0,4 kV suunnitelmissa. Kun verrataan kuvissa 6.1 ja 6.2 esitettyjä 20 kV ja 1 kV suunnitelmien muuntopiirien kauimmaisten asiakkaiden jännitteitä ja yksivaiheisia oikosulkuvirtoja, huomataan niiden olevan 1 kV jännitteellä syötettynä selvästi pienempiä kuin 20 kV jännitteellä. Asiakkaan liityntäpisteiden jännitteiden ja yksivaiheisten oikosulkuvirtojen erot johtuvat syöttävän verkon jännitteestä ja jakelumuuntamoa syöttävällä johdolla syntyvästä jännitteenalenemasta. 20/0,4 kV suunnitelman tapauksessa jakelumuuntamoa syöttävällä johdolla syntyvä jännitteenalenema on noin 0 % ja 20/1/0,4 kV suunnitelman tapauksessa noin 1,2 %.



Kuva 6.1. Muuntopiirin kauimmaisten asiakkaiden liityntäpisteen yksivaiheisen oikosulkuvirran, syöttäväsulakkeen, ylikuormitussulakkeen, jännitealeneman ja jännitteen arvot. Syöttö toteutettu noin 2,5 km pitkällä 1 kV AXMK97-maakaapelilla.



Kuva 6.2. Muuntopiirin kauimmaisten asiakkaiden liityntäpisteen yksivaiheisen oikosulkuvirran, syöttävänsulakkeen, ylikuormitussulakkeen, jännitealeneman ja jännitteen arvot. Syöttö toteutettu noin 2,5 km pitkällä 20 kV Sparrow –ilmajohtolla.



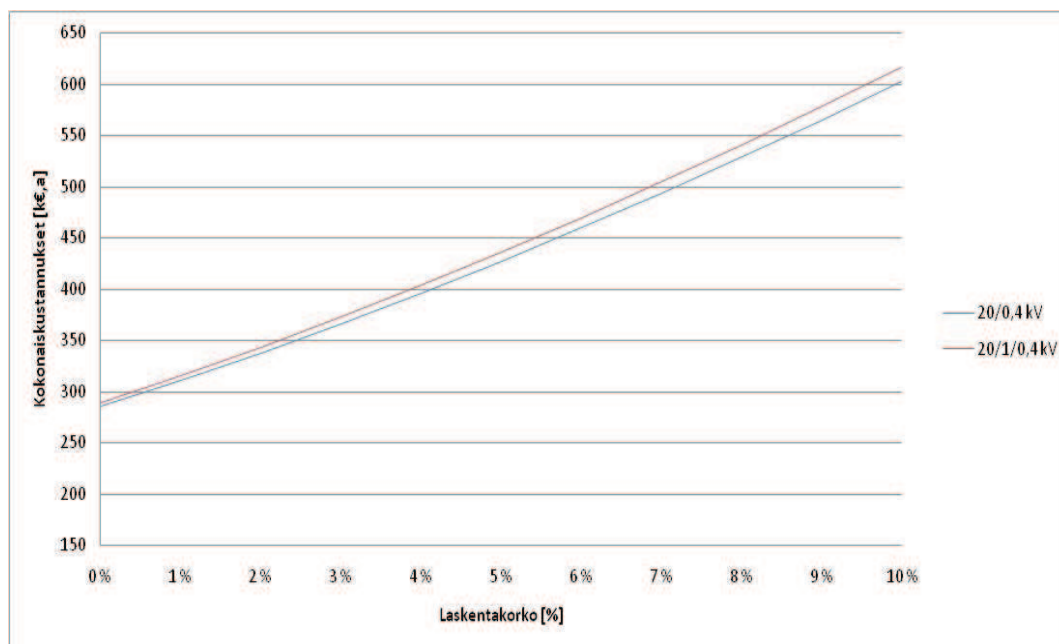
## 7 HERKKYYSTARKASTELUT

Tulevaisuuden ennustaminen ja arviointi on aina hankalaa ja epävarmaa. Tästä syystä investointipäätöksiä tehtäessä on kannattavuustarkasteluiden laskemisessa huomioitava käytettyjen parametrien arviointivirheiden vaikutukset vaihtoehtojen kokonaistaloudellisuuteen.

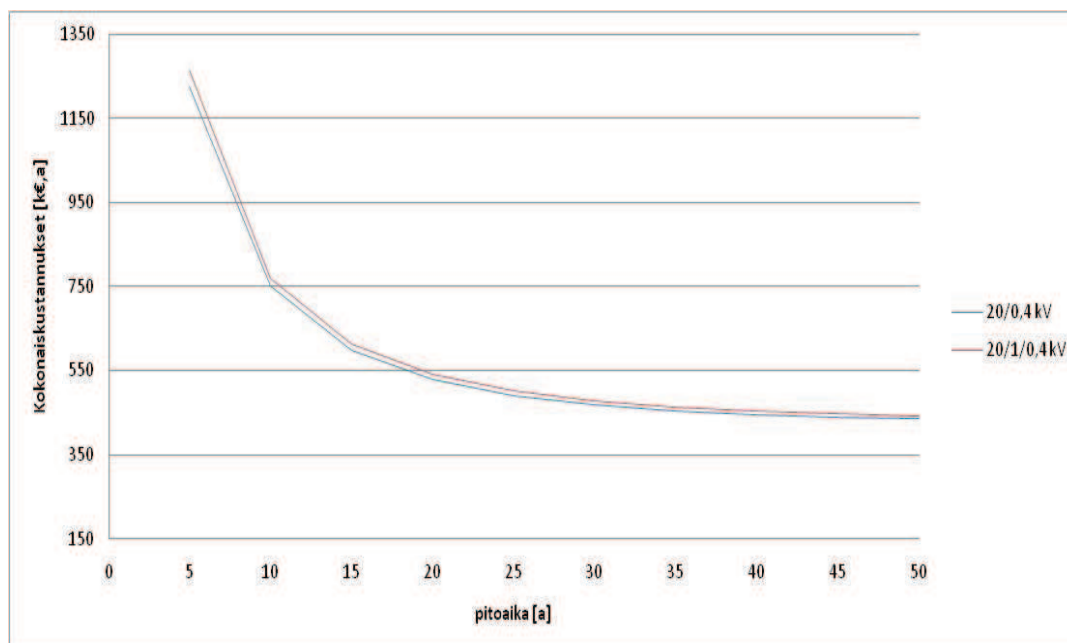
Tässä työssä herkkyystarkasteluihin on valittu 20/0,4 kV ja 20/1/0,4 kV suunnitelmien vaihtoehdot, joissa on 9 kpl kaukokäyttöerottimia, katkaisija-asema sekä pylväskatkaisija. Vaihtoehdon valintaan vaikutti muun muassa 20 kV suunnitelmassa vaihtoehdon pienempi kokonaiskustannus pylväskatkaisijattomaan vaihtoehtoon verrattuna. Lisäksi valintaan vaikutti tarkasteltavan johtolähdön teho ja mahdollinen KAH-parametrien nousu sekä niiden vaikutus 1 kV suunnitelman pylväskatkaisijallisen ja pylväskatkaisijattoman vaihtoehdon kokonaiskustannuksiin. Jos kyseessä olisi huipputeholtaan Savon Voima Verkon maaseutulähtöjen huipputehojen keskiarvoa vastaava lähtö tai jos KAH-parametrit olisivat 30 % suuremmat, 1 kV suunnitelman pylväskatkaisijallisen ja katkaisijattoman vaihtoehtojen kokonaiskustannukset olisivat lähes yhtä suuret. Tässä työssä herkkyystarkastelussa tarkasteltavia parametreja ovat laskentakorko, pitoaika, KAH-parametrit ja teho sekä häviöenergian hinta.

## 7.1 Pitoaika ja laskentakorko

Pitoajalla ja laskentakorolla on suuri vaikutus annuiteettimenetelmällä laskettuihin vuotuisiin investointikustannuksiin ja siten myös kokonaiskustannuksiin. Pitoajan lyhentyessä ja laskentakoron kasvaessa investoinnin vuotuiset kustannukset kasvavat ja pitoajan pidentyessä ja laskentakoron laskiessa investoinnin vuotuiset kustannukset laskevat. Tässä herkkyystarkastelussa on tarkasteltu työssä käytettyä pitoaika pidemmän ja lyhyemmän pitoajan sekä käytettyä laskentakorkoa pienemmän ja suuremman laskentakoron vaikutusta johtolähdön suunnitelmien kokonaiskustannuksiin. Kuvassa 7.1 on esitetty laskentakoron muutoksen vaikutus johtolähdön 20/0,4 kV ja 20/1/0,4 kV suunnitelmien kokonaiskustannuksiin pitoajan ollessa 20 vuotta. Kuvassa 7.2 on esitetty pitoajan muutoksen vaikutus kokonaiskustannuksiin laskentakoron ollessa 8 %.



Kuva 7.1. 25J10 Kortejoki -johtolähdön suunnitelmien kokonaiskustannukset laskentakoron funktiona pitoajan ollessa 20 vuotta.

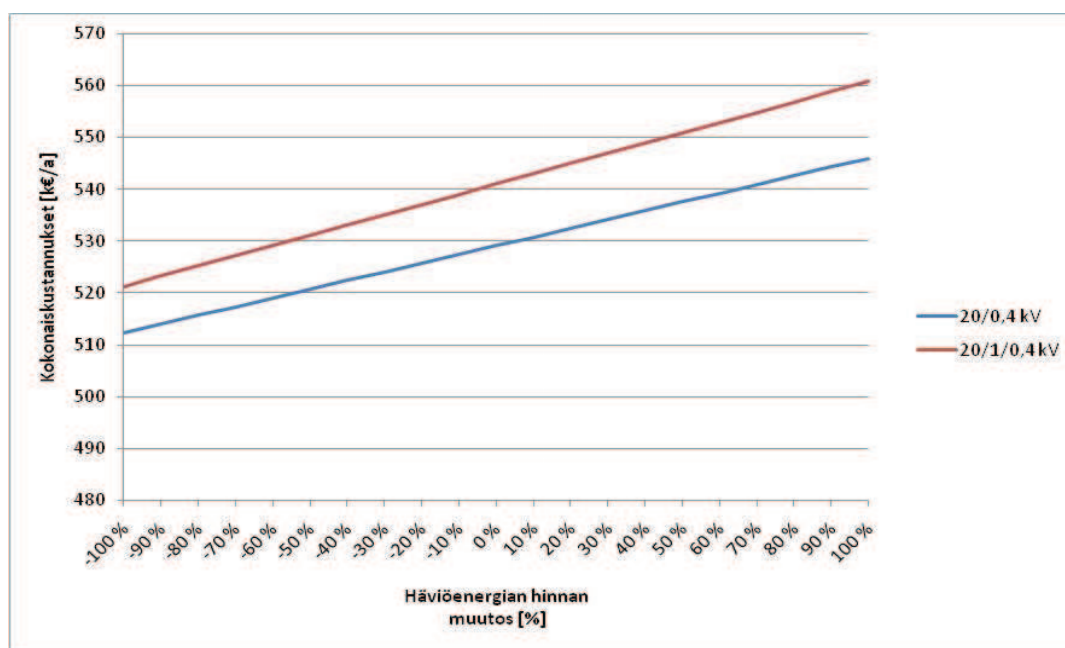


Kuva 7.2. 25J10 Kortejoki -johtolähdön suunnitelmien kokonaiskustannukset pitoajan funktiona laskentakoron ollessa 8 %.

Kuvista 7.1 ja 7.2 nähdään laskentakoron ja pitoajan vaikutus johtolähdön vuotuisiin kokonaiskustannuksiin. Kuvista nähdään, ettei pelkkä laskentakoron tai pitoajan muuttuminen juuri vaikuta suunnitelmien kokonaiskustannusten keskinäiseen eroon. Suunnitelmien kokonaiskustannukset leikkaavat toisensa, eli kustannusten erotus on nolla, kun laskentakorko on 2,5 % ja pitoaika 75 vuotta. Tällaiset laskentakorot ja pitoajat eivät ole kovinkaan realistiset, joten tarkasteltavan johtolähdön tapauksessa voidaan todeta 20 kV suunnitelmien olevan käytännössä millä tahansa laskentakorolla ja pitoajalla kokonaiskustannuksiltaan 1 kV suunnitelmia edullisemmat.

## 7.2 Häviöenergian hinta

1 kV tekniikan häviökustannukset ovat suuremmat kuin 20 kV tekniikan. Suurimmat häviökustannusten eron aiheuttajat ovat 1 kV järjestelmän 20 kV järjestelmää suuremmasta jakelumuuntajamäärästä johtuvat korkeammat kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöt sekä 1 kV jänniteportaan johdoissa syntyvät suuremmat häviöt. Tästä syystä 1 kV tekniikan kannattavuuden tarkastelussa on syytä huomioida myös mahdollinen häviöenergian hinnanmuutos. Kuvassa 7.3 on esitetty häviöenergian hinnanmuutoksen vaikutus johtolähdön suunnitelmien kokonaiskustannuksiin pitoajan ollessa 20 vuotta ja laskentakoron 8 %. Häviöenergian hinnan lisäksi myös johtolähdön teho vaikuttaa häviöiden suuruuteen ja siten myös johtolähdön häviökustannuksiin, joten pelkällä häviöenergian hinnan muutoksella ei ole kovinkaan suurta vaikutusta suunnitelmien kokonaiskustannusten eroon, kuten kuvasta 7.3 voidaan huomata.

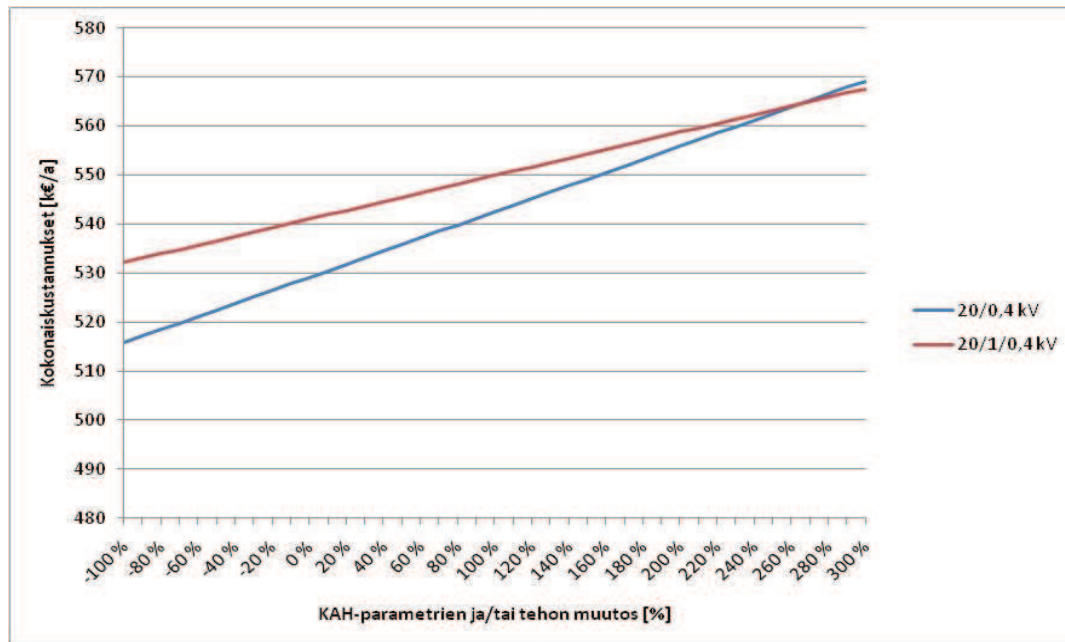


Kuva 7.3. 25J10 Kortejoki -johtolähdön suunnitelmien kokonaiskustannukset häviöenergian hinnan funktiona laskentakoron ollessa 8 % ja pitoajan 20 vuotta.

### 7.3 KAH-parametrit ja teho

1 kV tekniikan suurin etu 20 kV tekniikkaan verrattuna on sen lisäämä johtolähdön käyttövarmuus. Käyttövarmuutta parantamalla saadaan johtolähdöllä tapahtuvia keskeytyksiä ja siten myös keskeytyskustannuksia vähennettyä. Keskeytysmäärien ja -aikojen lisäksi myös KAH-parametreilla ja johtolähdön teholla on vaikutusta keskeytyskustannusten ja sitä kautta myös johtolähdön kokonaiskustannusten suuruuteen. Tästä syystä 1 kV tekniikan kannattavuutta tutkittaessa on huomioitava myös mahdolliset KAH-parametrien ja johtolähdön tehon muutokset. Koska sekä teho että KAH-parametrit ovat keskeytyskustannusten laskentayhtälössä (7) tulontekijöitä, on kustannusten kannalta sama kumpi arvoista esimerkiksi kaksinkertaistuu. Tehon noustessa kuormitushäviöt nousevat molempien suunnitelmien tapauksessa lähes yhtä paljon, mutta tyhjäkäyntihäviöt pysyvät lähes samana, koska 1 kV tekniikkaa käytetään yleensä sen teknisten rajojen vuoksi vain pienitehoisilla haaroilla.

Kuvassa 7.4 on esitetty KAH-parametrien ja/tai tehon muutoksen vaikutus johtolähdön suunnitelmien kokonaiskustannuksiin pitoajan ja laskentakoron ollessa 20 vuotta ja 8 %. Kuvassa 100 % piste tarkoittaa esimerkiksi joko KAH-parametrien tai johtolähdön tehon kaksinkertaistumista ja 300 % piste tarkoittaa sekä KAH-parametrien että tehon kaksinkertaistumista.

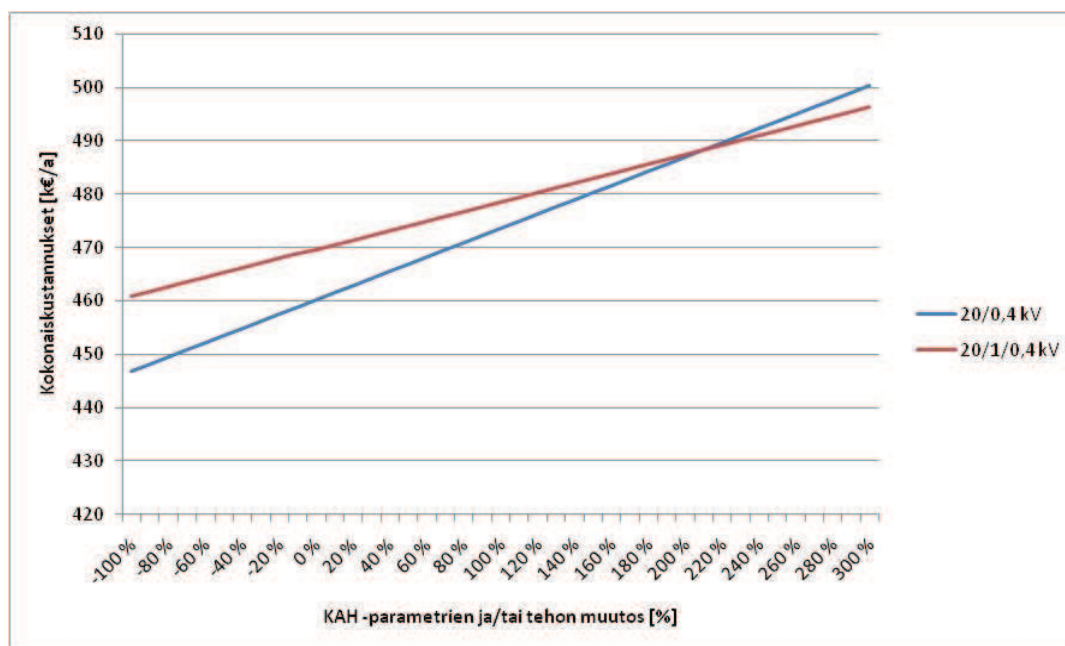


Kuva 7.4. 25J10 Kortejoki -johtolähdön suunnitelmien kokonaiskustannukset KAH-parametrien ja/tai tehon funktiona laskentakoron ollessa 8 % ja pitoajan 20 vuotta.

Kuvasta nähdään kuinka KAH-parametrien ja/tai tehon noustessa 20/0,4 kV järjestelmän kokonaiskustannukset nousevat enemmän kuin 20/1/0,4 kV järjestelmän kokonaiskustannukset. Toisin sanoen, jos tarkasteltavan johtolähdön teho olisi suurempi, niin suunnitelmien kokonaiskustannusten ero olisi pienempi. Kuvasta nähdään myös suunnitelmien kokonaiskustannuskäyrien leikkaavan toisensa noin 265 % kohdalla. Tämä tarkoittaa, että 20/1/0,4 kV suunnitelma tulisi kokonaiskustannuksiltaan edullisemmaksi silloin, kun sekä KAH-parametrit että teho nousisivat noin 90 %.

Tarkasteltaessa pelkästään edellä käsitellyjen yksittäisten parametrien muutoksien vaikutusta johtolähdön kokonaiskustannuksiin, huomataan että KAH-parametrien ja/tai tehon muutoksella on eniten vaikutusta suunnitelmien kustannusten eroon. Tästä syystä 1 kV tekniikan kannattavuutta tutkittaessa KAH-parametrien ja/tai tehon muutosta on syytä tutkia muita parametreja tarkemmin.

Kuvassa 7.5 on tarkasteltu kuvan 7.4 mukaista tilannetta laskentakoron ollessa 6 %. Kuvan perusteella voidaan todeta 20/1/0,4 kV suunnitelman tulevan 6 % laskentakorolla ja 20 vuoden pitoajalla kokonaiskustannuksiltaan edullisemmaksi silloin, kun sekä KAH-parametrit että johtolähdön teho nousisivat noin 80 %.



Kuva 7.5. 25J10 Kortejoki -johtolähdön suunnitelmien kokonaiskustannukset KAH-parametrien ja/tai tehon muuttuessa laskentakoron ollessa 6 % ja pitoajan 20 vuotta.

Edellisten tarkastelujen perusteella voidaan todeta, että 1 kV kohteita on taloudellisesti kannattavinta sijoittaa suuritehoisille johtolähdöille sähköasemien läheisyyteen mahdollisen pylväskatkaisijan etupuolelle. Tällä sijoittelulla voidaan saavuttaa johtolähdön keskeytyskustannuksissa huomattavia säästöjä. Tämä johtuu 1 kV tekniikan ominaisuudesta rajata vika pienelle vaikutusalueelle, jolloin 1 kV johto-osuudella tapahtuva vika ei näy lainkaan muun lähdön alueella. Pienen vian vaikutusalueen ansiosta keskeytyskustannuksia ei kerry koko johtolähdön katkosta ja tehosta, kuten vastaavan 20 kV johto-osuuden vikaantuessa kävisi, vaan ainoastaan vikaantuneen 1 kV verkon alueelta.

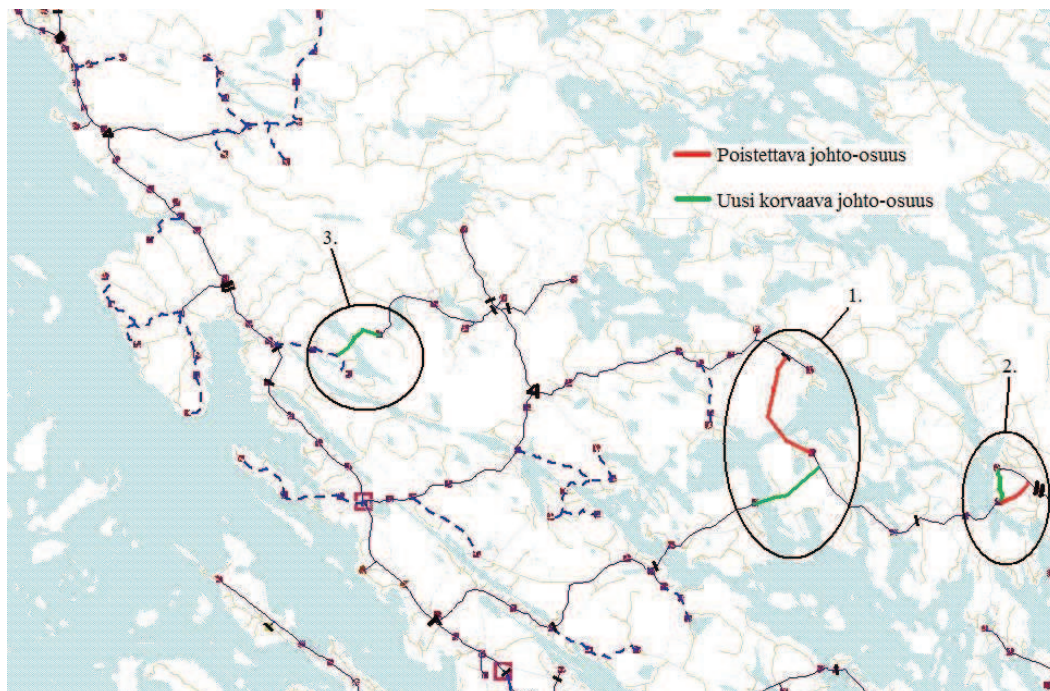
## 8 25J10 KORTEJOKI -JOHTOLÄHDÖN TAVOITETILA JA KARKEA ETENEMISMALLI

### 8.1 Lähdön tavoitetila

Edellä käsiteltyjen suunnitelmien eri rakennevaihtoehdoilla saatiin 25J10 Kortejoki -johtolähdön keskeytysmääriä ja -aikoja sekä kokonaiskustannuksia pienennettyä. Työssä käytettyjen laskentaparametrien arvoilla 20/0,4 kV suunnitelmalla lähdön kokonaiskustannuksiltaan edullisimmaksi rakennevaihtoehdoksi muodostui vaihtoehto, jossa on 9 kpl kaukokäyttöerottimia, katkaisija-asema ja pylväskatkaisija. 20/1/0,4 kV suunnitelmalla johtolähdön edullisimmaksi rakennevaihtoehdoksi muodostui vaihtoehto, missä on 9 kpl kaukokäyttöerottimia ja katkaisija-asema.

Suunnitelmissa esitettyjen rakennevaihtoehtojen lisäksi johtolähdölle olisi suotavaa tehdä joitain tämän työn tarkasteluihin kuulumattomia, kuvassa 8.1 esitettyjä 20 kV johtoreittimuutoksia. Kannattavat reittimuutokset on numeroitu kuvaan numeroin 1 - 3. Näillä muutoksilla voidaan suunnitelmasta ja vaihtoehdosta riippumatta saada lähdön asiakkaiden kokemia vuotuisia keskeytysmääriä ja -aikoja sekä johtolähdön kokonaiskustannuksia pienemmäksi.





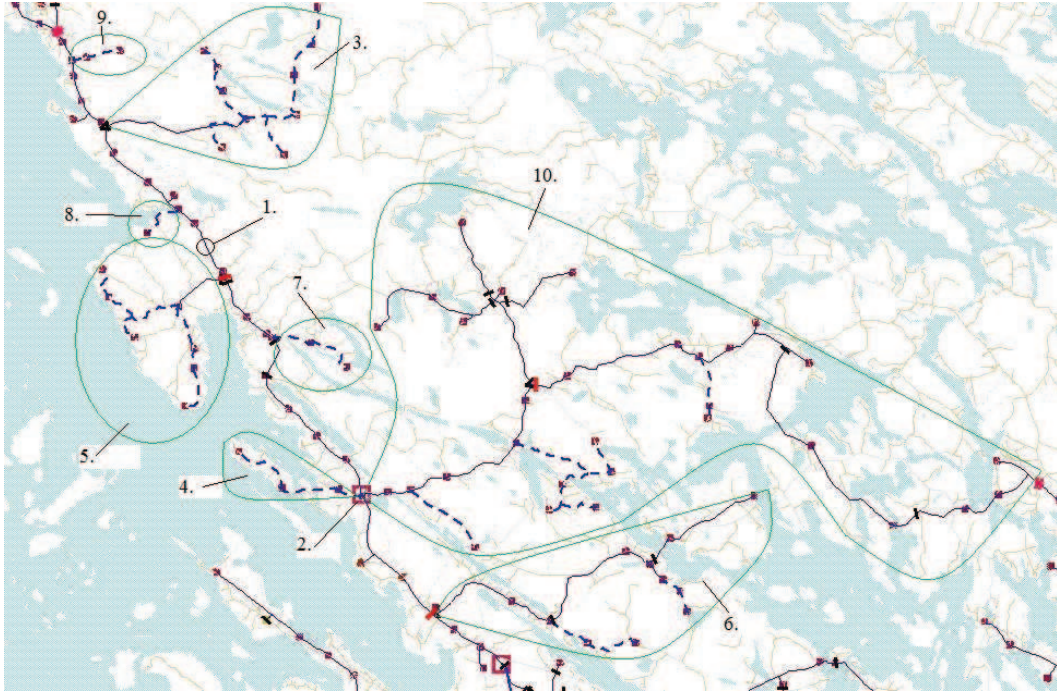
Kuva 8.1. 25J10 Kortejoki -johtolähdön kannattavuutta parantavat 20 kV johtoreittimuutokset.

Muutoksissa 1 ja 2 poistettava johto-osuus kulkee metsässä ja uusi korvaava johto-osuus tienvarressa, jossa on ympäristönsä vuoksi pienempi vikataajuus ja vian etsintä nopeampaa. Muutoksilla 1 ja 2 saadaan johtolähdön keskeytysten määriä ja aikoja sekä keskeytyskustannuksia laskettua ja käyttövarmuutta parannettua. Muutoksen 1 seurauksena johtolähdön rengasrakenne muuttuu ja aiemmin renkaaseen liitetty haara jää pitkäksi ja ilman varasyöttöyhteyttä. Tästä syystä haaralle olisi kannattavaa rakentaa yhdysjohto, esimerkiksi muutoksen numero 3 tavalla. Muutos numero 3 vaatii 1 kV haaran, mihin yhdysjohto liittyy, rakentamista 20 kV johdolla, koska 1 kV johtona käytettävät johdot eivät kestä yhdysjohdolla mahdollisesti siirrettävää tehoa. Kaikki kuvaan 8.1 merkityt muutokset vaativat johtolähdön rakenteen muuttumisen myötä kaukokäyttöerotinten ja mahdollisesti myös katkaisijoiden uusien kannattavien sijaintien suunnittelun.

## 8.2 Etenemismalli tavoitetilan saavuttamiseksi

Koko johtolähdön uusiminen on niin suuri investointi, ettei sitä kannata eikä välttämättä voida tehdä kertaluontoisena investointina. Tästä johtuen verkolle tehtävä kokonaisinvestointi jaetaan yleensä pienempiin vuosittaisiin investointeihin. Jotta verkon kokonaisinvestoinnin toteuttamisen ajanjaksolla saataisiin verkon käyttövarmuutta ja taloudellisuutta tehokkaasti parannettua, on verkon eri rakennevaihtoehtojen investointien jakaminen koordinaatistoon käyttövarmuusvaikutuksen ja käyttöönottonopeuden mukaan hyödyllistä. Esimerkiksi katkaisijoiden ja erottimien käyttöönotto on nopeaa ja niillä on selvä vaikutus verkon käyttövarmuuteen. Toisaalta esimerkiksi PJ-verkon maakaapelointi on aikaa vievää eikä sillä juuri ole vaikutusta verkon käyttövarmuuteen. 1 kV tekniikka sijoittuu investointien kannattavan järjestyksen koordinaatistossa lähes keskipisteeseen, koska sen käyttöönotto on kohtalaisen aikaa vievää, mutta sillä saadaan vaikutettua paljon verkon käyttövarmuuteen. /22/

Investointien toteutusjärjestyksen lisäksi on huomioitava myös saneerattavan johtolähdön KJ-pylväiden kunto, eli ikä ja lahomitta. Nämä asiat huomioiden työssä tarkastellun johtolähdön tavoitetilaan johtavat investoinnit kannattaisi toteuttaa esimerkiksi kuvassa 8.2 esitetyssä järjestyksessä. Ensimmäisenä kannattaisi uusia ja siirtää lähdön runkojohto tienvarteen sekä lisätä katkaisijat ja erottimet koko lähdölle (kuvassa numerot 1. ja 2.). Tämän jälkeen kannattaisi saneerata johtolähdön haarat esimerkiksi kuvaan merkityssä järjestyksessä (numerot 3. - 10.).



Kuva 8.2. 25J10 Kortejoki -johtolähdön investointien kannattava järjestys.

## 9 YHTEENVETO JA 1 kV TEKNIIKAN KÄYTTÖÖNOTON JATKOTOIMENPIDE-EHDOTUKSET

Tässä työssä tutkittiin jakeluverkon todellisen johtolähdön avulla 1 kV tekniikan hyödyntämisen teknistaloudellista kannattavuutta 20 kV tekniikkaan nähden. Työhön kuului teknisen ja talouslaskennan lisäksi myös sähköverkon eri kehitysvaihtoehtojen käyttövarmuusvaikutusten vertailua. Työn tavoitteena oli tehdä Savon Voima Verkko Oy:lle jatkotoimenpide-ehdotus 1 kV tekniikan käyttöön-otosta sekä esittää esimerkkijohtolähdön kehittämisen tavoitetila ja tehdä karkea esitys etenemismalliksi nykytilasta tavoitetilaan.

Työn analyysien ja tulosten perusteella verkon käyttövarmuutta saadaan parannettua 20 kV johtojen tienvarteen siirtämisen ja kaukokäyttöerotinten sekä katkaisijoiden oikeanmäärän ja -sijoittelun lisäksi hyödyntämällä johtolähdön haara-johtojen rakentamisessa 1 kV tekniikkaa. 1 kV tekniikan suurin hyöty saadaan asiakkaiden kokemien vuotuisten keskeytysmäärien ja -aikojen vähenemisen myötä keskeytyskustannusten säästöissä sekä sähkön laadun parantumisessa. 1 kV tekniikalla saatavien keskeytyskustannussäästöjen täytyy kuitenkin johtolähtötasolla olla suhteellisen suuret, jotta niillä saataisiin katettua muun muassa 1 kV tekniikan lisääntyneestä muuntajamäärästä aiheutuneet suuremmat investointi- ja häviökustannukset. Koska keskeytyskustannukset riippuvat vikatilanteessa katkenneen tehon suuruudesta, johtolähdön kokonaisteho vaikuttaa lähes suoraan 1 kV tekniikan kannattavuuteen. Tehon lisäksi toinen 1 kV tekniikan kannattavuuteen vahvasti vaikuttava tekijä on 1 kV haaran sijainti. Esimerkiksi johtolähdön sähköaseman ja pylväskatkaisijan välisellä alueella saadaan 20 kV tekniikkaan verrattuna 1 kV tekniikalla selvästi suurempi keskeytyskustannussäästö kuin pylväskatkaisijan takana olevalla alueella. Tämä johtuu vian katkaisemasta tehon suuruudesta, joka pylväskatkaisijasta johtuen on sähköaseman lähellä suurempi kuin pylväskatkaisijan takana.

Työn tulosten ja tarkastelujen perusteella ehdotan, ettei verkoston rakentamisessa ja kehittämisessä kannata jättää hyödyntämättä 1 kV tekniikalla saatavia etuja. 1 kV tekniikan oikealla ja suunnitelmallisella käytöllä saadaan kustannussäästöjen lisäksi myös verkon käyttövarmuutta ja sähkön laatua paremmaksi. Koska 1 kV haaran vikaantuminen ei vaikuta muun johtolähdön sähkönjakeluun, saadaan 1 kV tekniikan avulla suurhäiriötilanteiden jälkeen palautettua sähköt nopeammin suuremmalle asiakasmäärälle. Toisin sanoen käytettäessä johtolähdön haaroilla 1 kV tekniikkaa saadaan suurhäiriötilanteessa sähköt palautettua nopeammin suuremmalle alueelle ja asiakasmäärälle korjaamalla ensin johtolähdön runkojohto ja 20 kV haarat ja sen jälkeen vasta 1 kV haarat, joiden teho ja aiheutuvat keskeytyskustannukset ovat yleensä pienet. Lisäksi 1 kV-ilmajohtojen vaatiman 20 kV-ilmajohtoja pienemmän johtokadun ansiosta saadaan säilytettyä haja-asutusalueiden herkäät maisema-arvot, mikä auttaa muun muassa maankäyttö-sopimuksien saamisessa ja lisää asiakastyytyvääisyyttä.

Työssä tutkitun johtolähdön tapauksessa perinteinen 20/0,4 kV järjestelmä on kaikissa vaihtoehtoissa kokonaiskustannuksiltaan hieman edullisempi kuin 20/1/0,4 kV järjestelmä. Tämä johtuu osittain tarkasteltavan johtolähdön Savon Voima Verkko Oy:n maaseutulähtöjen keskiarvoa pienemmästä huipputehosta ja suunnitelmien 1 kV kohteiden sijainnista. Johtolähdön sähköaseman ja pylväskatkaisijoiden väliselle alueelle oli mahdollista suunnitella vain yksi 1 kV haara. Suunnitelmien vuotuisten kokonaiskustannusten erot eivät ole niin suuret, ettei tarkasteltavan 25J10 Kortejoki -johtolähdön saneerauksessa kannattaisi huomioida 1 kV suunnitelman vaihtoehtoja. 1 kV tekniikan avulla saadaan tarkasteltavan 25J10 Kortejoki -johtolähdön asiakkaiden kokemia vuotuisia keskeytysmääriä ja -aikoja pienennettyä, jolloin myös johtolähdön asiakastyytyväisyys ja sähkön laatu paranevat.



## LÄHTEET

- 1 Järventausta, P., Mäkinen, A., Nikander, A., Kivikko, K., Partanen, J., Lassila, J., Viljainen, S., Honkapuro, S. *Sähkön laatu jakeluverkko-toiminnan arvioinnissa*. Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2003. [verkkodokumentti, PDF]. [viitattu 25.3.2010].  
[http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical\\_engineering/research/electricitymarkets/research/networkbusiness/Documents/S%C3%84HK%C3%96N%20LAATU.pdf](http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/research/networkbusiness/Documents/S%C3%84HK%C3%96N%20LAATU.pdf)
- 2 Alanen, R. & Hätönen, H. (2006). *Sähkön laadun ja jakelun luotettavuuden hallinta*, State of art –selvitys. VTT:n julkaisu. [verkkodokumentti, PDF]. [viitattu 25.3.2010].  
<http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2006/W52.pdf>
- 3 Pienjännitedirektiivi LVD 2006/95/EY. *Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2006/95/EY*. Annettu 12.12.2006. [online]. [viitattu 25.3.2010].  
<http://www.tukes.fi/fi/Toimialat/Sahko-ja-hissit/Vaaralliset-sahkotuotteet/Sahkotuotteiden-turvallisuus/>
- 4 Lakervi, E. & Partanen, J., (2008). *Sähkönjakelutekniikka*. Otatieto, Helsinki
- 5 Partanen, J., Lohjala, J., Kaipia, T., Rissanen, A., Lassila, J., Lahti, K., Kärnä, A. (2005). *20/1/0,4 kV sähkönjakelujärjestelmä*. Tutkimusraportti. Sähkötekniikan osasto. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. [verkkodokumentti, PDF]. [viitattu 26.3.2010].  
[http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical\\_engineering/research/electricitymarkets/research/networkbusiness/Documents/20\\_1\\_04raportti\\_fin.pdf](http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/research/networkbusiness/Documents/20_1_04raportti_fin.pdf)

- 6 Kaipia, Tero. (2004). *1000 V sähkönjakelujärjestelmän teknistaloudellisen kannattavuuden tarkastelu*. Diplomityö. Sähkötekniikan osasto. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. [verkkodokumentti, PDF]. [viitattu 26.3.2010].  
[http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical\\_engineering/research/electricitymarkets/research/networkbusiness/Documents/1000.pdf](http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/research/networkbusiness/Documents/1000.pdf)
- 7 Verkostosuositus YJ 7:06. *1 kV sähkönjakelujärjestelmän merkinnät*. Energiateollisuus ry. Helsinki.
- 8 Lohjala, Juha. (2005). *Haja-asutusalueiden sähkönjakelujärjestelmien kehittäminen – erityisesti 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet*. Väitöskirja. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. [verkkodokumentti, PDF]. [viitattu 29.3.2010].  
[http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical\\_engineering/research/electricitymarkets/publications/Documents/V%C3%A4it%C3%B6skirjat/LohjalaVaitos\\_painatus\\_v6.pdf](http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/publications/Documents/V%C3%A4it%C3%B6skirjat/LohjalaVaitos_painatus_v6.pdf)
- 9 Verkostosuositus SA 2:08. *Pienjänniteverkon ja jakelumuuntajan sähköinen mitoittaminen*. Energiateollisuus ry. Helsinki.
- 10 ABB:n verkostotuotteet (2008). *Muuntajia 1000V:n jakeluverkkoon*. [online]. [viitattu 30.3.2010].  
[www.sahkonumerot.fi/5761172/](http://www.sahkonumerot.fi/5761172/)
- 11 Neilimo, K. & Uusi-Rauva, E. *Johdon laskentatoimi*. 3. painos. Edita Oyj, Helsinki 2001.
- 12 Salovaara, Ari. (2003). *Kannattavuuslaskelmissa käytettävä laskentakorko ja pitoaika*. Yhtiön sisäinen työohje. Savon Voima Verkko Oy.

- 13 Laine, Janne. (2005). *Sähkönjakeluverkon komponenttien pitoajat*. Diplomityö. Energia- ja ympäristötekniikan osasto. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. [verkkodokumentti, PDF]. [viitattu 1.4.2010].  
<https://oa.doria.fi/bitstream/handle/10024/34432/nbnfi-fe20051191.pdf?sequence=1>
- 14 Luttinen, Tapio. (2007). *Liikenneinvestointien arviointi*. Luentomateriaali. Liikennetekniikka. Aalto-yliopiston teknillinen korkeakoulu. [verkkodokumentti, PDF]. [Viitattu 6.4.2010].  
[http://www.tkk.fi/Yksikot/Liikenne/Opinnot/2115/LPT05\\_Investointit.pdf](http://www.tkk.fi/Yksikot/Liikenne/Opinnot/2115/LPT05_Investointit.pdf)
- 15 Lakervi, Erkki. *Sähkönjakeluverkkojen suunnittelu*. Otatieto Oy, Helsinki 1996.
- 16 Partanen, J. *Sähkönjakelutekniikka*. Opintomateriaali. Sähkömarkkina-laboratorio. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. [online]. [viitattu 6.4.2010].  
<http://www.ee.lut.fi/fi/opi/kurssit/Sa2710500/materiaalit.html>
- 17 Järventausta, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Partanen, J., Lassila, J., Viljainen S. (2005). *Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta*. Energiamarkkinaviraston julkaisun 1/2005 luentomateriaali. [verkkodokumentti, PDF(ppt)]. [viitattu 6.4.2010].  
[http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/PerttiJarventausta\\_JarmoPartanen\\_20050125.pdf](http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/PerttiJarventausta_JarmoPartanen_20050125.pdf)
- 18 Viiliäinen, Sami. (2007). *Verkostoautomaation hyödyntäminen sähkönjakeluverkon käyttövarmuuden kehittämisessä*. Diplomityö. Sähkötekniikan koulutusohjelma. Tampereen teknillinen yliopisto.



- 19 Salovaara, Ari. (2005). *Verkostosuunnittelukansio*. Yhtiön sisäinen työohje. Savon Voima Verkko Oy.
- 20 Energiamarkkinavirasto (2007). *Vahvistuspäätökset sähköverkonhaltijoiden verkkotoiminnan tuoton määrittämistä koskeviksi menetelmiksi 2008 - 2011 (13.12.2007)*. [online]. [viitattu 8.4.2010].  
<http://www.emvi.fi/data.asp?articleid=1469&pgid=230>
- 21 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 asetettävien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset*. Tilaustutkimusraportti. Lappeenrannan ja Tampereen teknillinen yliopisto. [verkkodokumentti, PDF]. [viitattu 8.4.2010].  
[http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical\\_engineering/research/electricitymarkets/research/networkbusiness/Documents/s%C3%A4hk%C3%B6njakeluverkkoon\\_soveltuvat.pdf](http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/research/networkbusiness/Documents/s%C3%A4hk%C3%B6njakeluverkkoon_soveltuvat.pdf)
- 22 Partanen, Jarmo. (2009). *Sähkönjakeluverkon pitkän aikavälin kehittäminen*. Yleissuunnittelukoulutuksen luentomateriaali. Savon Voima Verkko Oy.

LIITE 1: Energiamarkkinaviraston verkkokomponentit ja indeksikorjatut yksikköhinnat vuodelle 2010 (alv. 0%)

Muuntamot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
1-pylväsmuuntamo	kpl	4 790
2-pylväsmuuntamo	kpl	6 560
4-pylväsmuuntamo	kpl	7 130
Puistomuuntamo, tyyppi 1 (ulkoa hoidettava)	kpl	27 170
Puistomuuntamo, tyyppi 2 (sisältä hoidettava)	kpl	34 600
Kiinteistömuuntamo	kpl	47 070
Erikoismuuntamot	kpl	80 060
Satelliittimuuntamo	kpl	16 610
Kaapeloitu erotinasema	kpl	21 890
Kaapeliverkon muuntamon kauko-ohjauslaitteet	kpl	4 740
1000 V suojalaitteet	kpl	1 560

Muuntajat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
16	kpl	2 870
30	kpl	2 870
50	kpl	3 510
100 – 160	kpl	4 700
200	kpl	6 450
300 – 315	kpl	7 200
500 – 630	kpl	8 780
800	kpl	11 850
1000	kpl	14 430
1250	kpl	18 410
1600	kpl	22 670
20/10 kV muuntajat	kpl	250 050
10/20 kV muuntajat	kpl	250 050
45/20 kV muuntajat	kpl	276 360
20/20 kV säätömuuntajat	kpl	199 600

20 kV ilmajohdot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Sparrow tai pienempi	km	17 720
Raven	km	21 740
Pigeon	km	24 850
Al 132 tai suurempi	km	28 780
SAXKA 70 tai pienempi	km	50 070
SAXKA 120 tai suurempi	km	59 370
PAS 35 – 70	km	28 940
PAS 95 tai suurempi	km	32 260
Muut	km	17 720

0,4 kV ilmajohdot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
AMKA 16 – 25	km	13 370
AMKA 35 – 50	km	14 090
AMKA 70	km	17 310
AMKA 120	km	20 820
Muut	km	13 370

20 kV erottimet ja katkaisijat	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Johtoerotin, kevyt	kpl	3 610
Johtoerotin, katkaisukammioin	kpl	6 670
Kauko-ohjattu erotinasema 1 erotin	kpl	16 410
Kauko-ohjattu erotinasema 2 erotinta	kpl	31 230
Kauko-ohjattu erotinasema 3-4 erotinta	kpl	40 940
Pylväskatkaisija (kauko-ohjattava)	kpl	21 890
20 kV katkaisija-asema	kpl	74 580
20 kV kytkinasema	kpl	43 870
20/20 kV säätöasema	kpl	208 380

20 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
enintään 70 maakaapeli	km	24 980
95 – 120 maakaapeli	km	34 200
150 – 185 maakaapeli	km	41 510
240 – 300 maakaapeli	km	47 130
enintään 70 vesistökaapeli	km	57 560
Kojeistopääte	kpl	1 250
Pylväspääte	kpl	2 620
Jatko	kpl	2 460

0,4 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
enintään 25 maakaapeli	km	7 250
35 – 50 maakaapeli	km	9 710
70 maakaapeli	km	12 490
95 – 120 maakaapeli	km	13 430
150 – 185 maakaapeli	km	19 460
240 – 300 maakaapeli	km	19 970
enintään 35 vesistökaapeli	km	12 610
50 – 70 vesistökaapeli	km	14 820
95 – 120 vesistökaapeli	km	18 540
vähintään 150 vesistökaapeli	km	28 080

0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Haja-asutusalue	km	10 070
Taajama-alue	km	21 450
Kaupunkialue	km	66 330

Jakokaapit ja jonovarokeytkimet	Yksikkö	Yksikköhinta euroa
Haaroituskaappi	kpl	620
Kaapelijakokaappi enintään 400 A	kpl	1 360
Kaapelijakokaappi vähintään 630 A	kpl	1 530
Jonovarokeytkin enintään 160 A	kpl	270
Jonovarokeytkin 250 – 400 A	kpl	400
Jonovarokeytkin 630 A	kpl	750

## LIITE 2: PowerGrid (PG) verkkotietojärjestelmän käyttämät häviöiden laskuyhtälöt

### Johdinten kuormitushäviötehot:

$$P_{hj} = 3 \cdot I_{\max,j}^2 \cdot R_j \quad (1)$$

$$Q_{hj} = 3 \cdot I_{\max,j}^2 \cdot X_j \quad (2)$$

missä

$$I_{\max,j} = \text{Johtimen } j \text{ maksimivirta [A]}$$

$$R_j = \text{Johtimen } j \text{ resistanssi } [\Omega]$$

$$X_j = \text{Johtimen } j \text{ reaktanssi } [\Omega]$$

### Muuntajan kuormitushäviötehot:

$$P_{\text{loss}} = P_k \cdot \frac{S_{n,\text{calc}}}{S_n} \quad (3)$$

$$Q_{\text{loss}} = \sqrt{\left(\frac{Z_k}{100}\right)^2 - \left(\frac{P_k}{S_n}\right)^2} \cdot \frac{S_{n,\text{calc}}^2}{S_n} \quad (4)$$

missä

$$P_k = \text{Muuntajan häviöteho nimelliskuormalla [kW]}$$

$$S_{n,\text{calc}} = \text{Muuntajan todellinen kuormitus [kVA]}$$

$$S_n = \text{Muuntajan nimellisteho [kVA]}$$

$$Z_k = \text{Muuntajan oikosulkuimpedanssi } [\Omega]$$

Muuntajan tyhjäkäyntihäviötehot:

$$P_{0\ loss} = P_0 \cdot M_{lkm} \quad (5)$$

missä

$$P_0 = \text{Muuntajan nimellistyhjäkäyntihäviöteho [kW]}$$

$$M_{lkm} = \text{Muuntajien lukumäärä [kpl]}$$

Energiahäviöt:

$$W_{loss} = P_{loss} \cdot T_{up} \quad (6)$$

missä

$$P_{loss} = \text{Komponenttien häviöteho [kW]}$$

$$T_{up} = \text{Häviöiden huipunkäyttöaika [h]}$$