

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO
Teknillinen tiedekunta
Sähkötekniikan koulutusohjelma

DIPLOMITYÖ

1000 V JAKELUJÄNNITTEEN KÄYTTÖMAHDOLLISUUDET KYMENLAAKSON SÄHKÖVERKKO OY:SSÄ

Työn tarkastajat: Professori Jarmo Partanen
 Diplomi-insinööri Tuomo Hakkarainen

Työn ohjaaja: Diplomi-insinööri Tuomo Hakkarainen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Teknillinen tiedekunta
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Ville Saira

1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet Kymenlaakson Sähköverkko Oy:ssä

Diplomityö
2009

86 sivua, 42 kuvaa, 9 taulukkoa ja 4 liitettä

Tarkastajat: Professori Jarmo Partanen
Diplomi-insinööri Tuomo Hakkarainen

Hakusanat: 1000 V jakelujännite, 20/1/0,4 kV, sähkönjakeluverkko

Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n 20/0,4 kV tekniikalla toteutettu sähkönjakeluverkko on monin paikoin saavuttamassa pitoaikansa loppua. Sähkönjakeluverkko sijaitsee pääasiassa haja-asutusalueilla ja on pääosin avojohtotekniikalla rakennettua. Haja-asutusalueilla 20 kV sähköverkko sisältää paljon lyhyitä 1–5 km pituisia johtohaaroja.

Tässä diplomityössä selvitettiin 20/1/0,4 kV sähkönjakelujärjestelmän käyttömahdollisuuksia Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n sähkönjakeluverkossa. Työssä vertailtiin erilaisilla verkostoratkaisuilla saatavia elinkaarikustannuksia perusparannus- ja uudisrakennuskohteissa. Tutkimuksen perusteella Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n sähkönjakeluverkossa on potentiaalia 1000 V jakelujännitteen käytölle. Työssä perehdyttiin myös 1000 V verkostokomponenttien merkitsemiseen ja verkkoyhtiön tekemiin 1000 V verkon tarkastuksiin.

ABSTRACT

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

Ville Saira

Potential of 1000 V distribution voltage in Kymenlaakson Sähköverkko Ltd

Master's thesis
2009

86 pages, 42 figures, 9 tables and 4 appendices

Examiners: Professor Jarmo Partanen
M.Sc. Tuomo Hakkarainen

Keywords: 1000 V distribution voltage, 20/1/0,4 kV, electricity distribution network

The electricity distribution network of Kymenlaakson Sähköverkko Ltd is constructed as 20/0,4 kV system and in many places it is near the end of its lifetime. The electricity networks are located mainly in rural areas and built by overhead line. In rural areas 20 kV distribution networks contain a great number of short 1–5 km branch lines.

The objective of this work was to study the potential of 20/1/0,4 kV voltage level system in the electricity distribution network of Kymenlaakson Sähköverkko Ltd. In target examples several network possibilities and their techno-economic profitability on sites under renovation or construction were compared. The conclusion of this work was that use of the 1000 V distribution voltage in the electricity network of Kymenlaakson Sähköverkko Ltd is justified. Observations were made on the marking of the 1000 V components and the inspections of the 1000 V networks by the distribution company.

SYMBOLILUETTELO

C	kapasitanssi [F]
$\cos \varphi$	tehokerroin
f	taajuus [Hz], vikataajuus [1/km,a]
H	hinta [€]
I	virta [A]
K	kustannus [€]
l	pituus [km]
p	laskentakorko [%]
P	pätöteho [W]
R	resistanssi [Ω]
r	ominaisresistanssi [Ω /km]
r'	kuormituksen kasvu [%]
S	näennäisteho [VA]
T	pitoaika [a]
t	aika [h]
t'	kuormituksen kasvuaika [a]
U	jännite [V]
X	reaktanssi [Ω]
x	ominaisreaktanssi [Ω /km]
Z	impedanssi [Ω]

Käytetyt lyhenteet ja muut merkinnät

AJK	aikajälleenkytkentä
EC	European Commission
EU	Euroopan unioni
IEC	International Electrotechnical Commission
KAH	keskeytyksestä aiheutuva haitta
KJ	keskijännite
KSOY-V	Kymenlaakson Sähköverkko Oy
PJ	pienjännite
PJK	pikajälleenkytkentä

Roomalaiset merkit

ψ	apukerroin
κ	kapitalisointikerroin
φ	vaihesiirtokulma
ω	kulmataajuus

Alaindeksit

AM	AMKA-riippukierrekaapeli
AMC	AMCMK maakaapeli
as	asiakas
e	maasulku
f	vika
h	huipunkäyttö, häviö
inv	investointi
j	johto
jk	jakokaappi
K	keskeytys
k	oikosulku, kuormitus
KJ	keskijännite
m	muuntaja
max	suurin sallittu
N	nolla
n	nimellinen
PJ	pienjännite
SP	Sparrow-johto
sv	syöttävä verkko
v	vaihe
Y	ylläpito
0	alkuhetki, tyhjäkäynti
1n	ensiö
1v	yksivaiheinen
2n	toisio
2v	kaksivaiheinen
3v	kolmivaiheinen

ALKUSANAT

Diplomityö on tehty Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n antamasta aiheesta 1000 V jakelujännitteen käyttöönotto projektissa. Työn tarkastajana on toiminut professori Jarmo Partanen Lappeenrannan teknillisestä yliopistosta ja ohjaajana ja toisena tarkastajana suunnittelupäällikkö Tuomo Hakkarainen Kymenlaakson Sähköverkko Oy:stä, heille kuuluu suuri kiitos työn onnistumisesta.

Haluan kiittää koko Kymenlaakson Sähkön henkilökuntaa avuliaisuudesta ja neuvoista diplomityötäni kohtaan. Kiitos Lappeenrannan teknillisen yliopiston Tero Kaipialle ja Jukka Lassilalle laskelmien tarkastamisesta ja muista hyvistä neuvoista diplomityöhön liittyen.

Suuret kiitokset kuuluvat myös kotiväelle ja ystäville, jotka ovat kannustaneet opiskelujeni eri vaiheissa. Kiitos Siljalle tuesta ja neuvoista diplomityöni eri vaiheissa.

SISÄLLYS

1	JOHDANTO	5
1.1	Taustaa	5
1.2	Työn tavoite.....	6
2	KOLMIPORTAINEN SÄHKÖNJAKELUJÄRJESTELMÄ	8
2.1	20/1/0,4 kV järjestelmän toimintaperiaate	8
2.2	1000 V järjestelmässä käytettävät verkostokomponentit.....	9
2.2.1	Johtimet.....	10
2.2.2	20/1/0,4 kV järjestelmässä käytettävät muuntajat.....	10
2.2.3	1000 V verkon suojaus	13
2.2.4	Maasulkusuojaus avokolmiojännitteen mittauksella.....	16
3	SUUNNITTELUSSA KÄYTETTÄVÄT PARAMETRIT	18
3.1	Sähköiset parametrit.....	18
3.1.1	Johdinten sähköiset arvot.....	18
3.1.2	Muuntajien sähköiset arvot.....	19
3.1.3	Jännitteenalenema	19
3.1.4	Laskennassa käytettävät jännitteet	20
3.1.5	Tehokerroin.....	20
3.1.6	Häviöiden huipunkäyttöaika	21
3.2	Taloudelliset parametrit	21
3.2.1	Pitoaika	21
3.2.2	Laskentakorko	22
3.2.3	Häviökustannukset	23
3.2.4	Investointikustannukset	23
3.2.5	Keskeytyskustannukset.....	24
3.3	Taloudellisuuslaskelmat.....	26
4	1000 V TEKNISTALOUELLISTEN KÄYTTÖKOHTEIDEN MÄÄRITYS .	29
4.1	1000 V järjestelmän tekniset rajoitukset.....	29
4.2	Käytettävien johdinten valinta.....	32
4.3	Käytettävien muuntajien valinta	34
4.4	20 kV keskijännitejohtohaarojen korvaaminen 1000 V:lla.....	36
4.5	1000 V käyttäminen 20 kV pylvässäneerauksen yhteydessä	37
4.6	400 V johtojen korvaaminen 1000 V:lla.....	38

4.7	1000 V käyttöönoton vaikutukset varastoon.....	40
5	1000 V KOMPONENTTIEN MERKITSEMINEN.....	41
5.1	Ilmajohtopylväs	41
5.2	AMKA-johto	42
5.3	Jakelumuuntajat	43
5.4	Kaapelit ja kytkentäjohtimet	44
5.5	Katkaisijakaappi ja erotuskytkimet.....	44
5.6	Jako- ja haaroituskaapit.....	45
5.7	Merkinnät verkkokartoissa.....	45
5.8	Muuntamotunnusten merkitseminen.....	45
6	1000 V JÄRJESTELMÄN SÄHKÖTEKNINEN LASKENTA JA VIKATILANTEET	47
6.1	Jännitteenaleneman laskeminen	48
6.2	Vikatilanteet 1000 V verkossa.....	48
6.2.1	Kolmivaiheinen oikosulku.....	49
6.2.2	Kaksivaiheinen oikosulku.....	50
6.2.3	Yksivaiheinen oikosulku.....	50
6.2.4	Yksivaiheinen maasulku.....	51
6.2.5	Kaksoismaasulku 1000 V järjestelmässä.....	54
7	1000 V SOVELTUVUUS KSOY-V:N SÄHKÖNJAKELUVERKKOON	55
7.1	Uron verkon nykytila	55
7.2	1000 V potentiaali.....	58
7.3	Hiekkaharjun ja Kähölän muuntopiirien saneeraus	60
7.4	Saneerausvaihtoehdot 20 kV ja 1 kV tekniikoilla	61
7.4.1	Hiekkaharju ja Kähölä 20/0,4 kV.....	61
7.4.2	Hiekkaharju ja Kähölä 20/0,4 kV tienvarteen.....	63
7.4.3	Hiekkaharju ja Kähölä 20/1/0,4 kV.....	64
7.4.4	Yhteenveto Hiekkaharjun ja Kähölän kohteesta	66
7.5	400 V kohteen muuttaminen 1000 V kohteeksi	66
7.6	Saneerausvaihtoehdot 20/0,4 kV ja 20/1/0,4 kV tekniikoilla.....	67
7.6.1	Jokilahti 20/0,4 kV	68
7.6.2	Jokilahti 20/1/0,4 kV	69
7.6.3	Jokilahden muuntopiirin sähkötekniinen toimivuus.....	71
7.7	Ruotsinpyhtään Dragmossenin uudisrakennuskohde	72

7.7.1	Dragmossen 20/1/0,4 kV tekniikalla	73
7.7.2	Drammossenin sähkötekniinen toimivuus	75
7.8	Johtopäätökset 1000 V soveltuvuudesta	76
8	KÄYTTÖÖNOTTO JA TARKASTUKSET	78
8.1	Käyttöönottotarkastus	78
8.2	Kunnossapitotarkastukset.....	79
8.3	Kunnossapitotarkastusten suoritusihtiys	80
9	YHTEENVETO	82
	LÄHDELUETTELO.....	84

LIITTEET

Liite 1	Verkostokomponenttien tekniset parametrit
Liite 2	Hiekkaharjun ja Kähölän saneerausvaihtoehtojen elinkaarikustannukset
Liite 3	Jokilahden esimerkkikohteen elinkaarikustannukset ja sähkötekniinen laskenta
Liite 4	Dragmossenin uudisrakennuskohteen elinkaarikustannukset ja sähkötekniinen laskenta

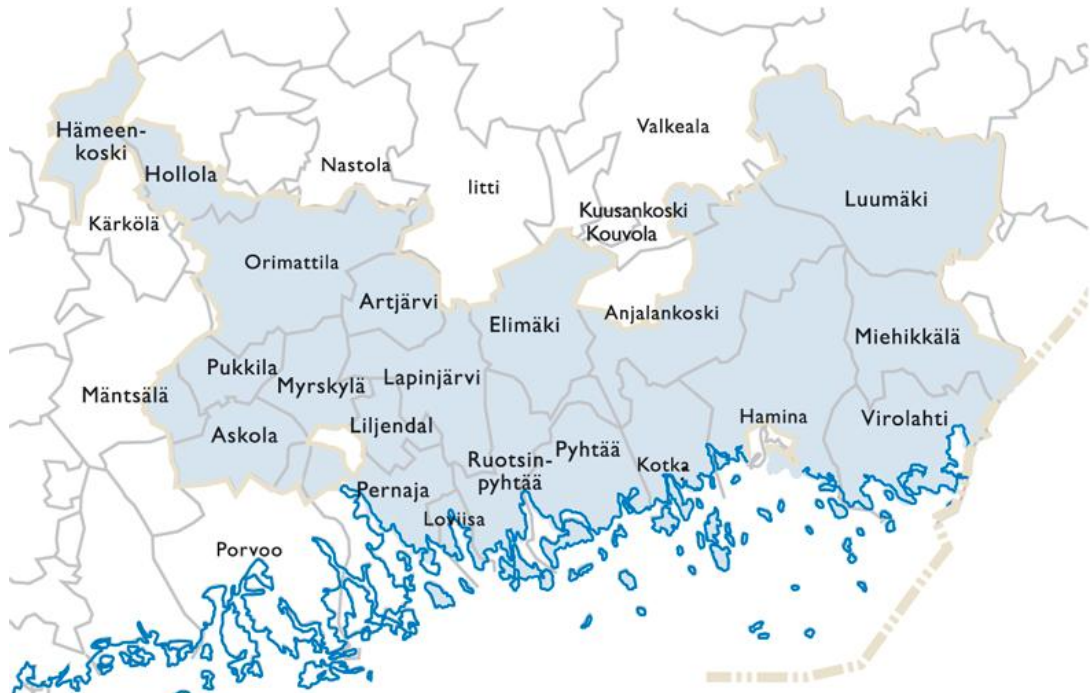
1 JOHDANTO

Suomen sähkönjakeluverkko on tällä hetkellä muutosten kourissa. 1950–1970-luvuilla rakennettu verkko alkaa lähestyä pitoaikansa loppua ja näin ollen se vaatii jatkuvasti investointeja, jotta sähköä pystytään toimittamaan luotettavasti asiakkaille. Uutta verkkoa rakennettaessa ja vanhaa verkkoa peruskorjattaessa tulee huomioida koko ajan kasvavat odotukset sähkönlaadulle ja toimitusvarmuudelle.

Pitoaikansa lopussa olevan verkon vaatimat parannustoimenpiteet antavat loistavan tilaisuuden tutkia erilaisilla verkostotekniikoilla päästäviin hyötyihin verkon teknisessä toimivuudessa ja pitkällä pitoajalla tapahtuvien elinkaarikustannusten minimoinnissa. Tällä hetkellä uusia verkostotekniikoita ovat mm. jo useassa verkkoyhtiössä käytössä oleva kolmiportainen 20/1/0,4 kV sähkönjakelujärjestelmä ja tällä hetkellä tutkitaan 20 kV jakeluverkon kokonaisvaltaisen kaapeloinnin mahdollisuuksia.

1.1 Taustaa

Tässä työssä paneudutaan 1000 V sähkönjakelujännitteen käyttömahdollisuuksiin ja käyttöönottoon Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n (KSOY-V) sähköverkossa. Kymenlaakson Sähköverkko Oy:ssä on tähän asti käytetty perinteistä 20/0,4 kV sähkönjakelujärjestelmää. KSOY-V:n sähkönjakeluverkko on pääosin tavanomainen paljon avojohtoa sisältävä maaseutuyhtiön verkko. Verkko sisältää kuitenkin Kotkan keskustan alueella olevan maakaapeloidun verkon. Kotkan alueella on myös 10 kV tekniikalla toteutettua verkkoa. Kuvassa 1.1 on esitetty KSOY-V:n sähkönjakelualue ja taulukossa 1.1 on esitetty KSOY-V:n sähköverkon rakenne vuonna 2008.



Kuva 1.1. KSOY-V:n sähköjakelualue.

Taulukko 1.1. KSOY-V:n sähköjakeluverkosto vuonna 2008.

Komponentti	Määrä
Sähköasemat	28 kpl
– Päämuuntajia	34 kpl
Suurjännitejohdot (110 kV)	207 km
Jakelumuuntamot	4624 kpl
Keskijännitejohdot (10–20 kV)	4740 km
– Maakaapelit	8,0 %
Pienjännitejohdot (0,4 kV)	7692 km
Johtoja yhteensä	12 639 km
Johtoja/asiakas	126 m

1.2 Työn tavoite

Tämän työn tavoitteena on selvittää kolmiportaisen sähköjakelujärjestelmän 20/1/0,4 kV soveltuvuutta, mahdollisia käyttökohteita, käyttöönottoa sekä näiden vaatimia toimenpiteitä Kymenlaakson Sähköverkko Oy:ssä. Työssä pyritään määrittämään tilanteet, joissa 1000 V tekniikan käyttö tulee huomioida uutta verkkoa rakennettaessa ja jo olemassa olevaa verkkoa saneerattaessa.

1000 V jakelujännite on havaittu verkkoyhtiöissä teknistaloudellisesti kannattavaksi varsinkin haja-asutusalueilla sekä mökki- ja saaristokohteissa. KSOY-V:n sähköjakeluverkko sijaitsee pääasiassa haja-asutusalueella sisältäen paljon vapaa-ajan asuntoja, joten verkosta voidaan olettaa löytyvän 1000 V käytölle soveltuvia kohteita.

Työssä paneudutaan 1000 V verkon suunnittelun lisäksi myös käytännön asioihin, joita verkkoyhtiössä tulee huomioida, jotta onnistutaan kolmiportaisen 20/1/0,4 kV sähköjakelujärjestelmän käyttöönotossa. 1000 V verkon rakentamisessa pystytään käyttämään hyvin paljon samoja periaatteita kuin 400 V verkon rakentamisessa, mutta on kuitenkin paljon uusia asioita, joihin tulee kiinnittää huomiota, jotta 1000 V verkkoa voidaan käyttää turvallisesti.

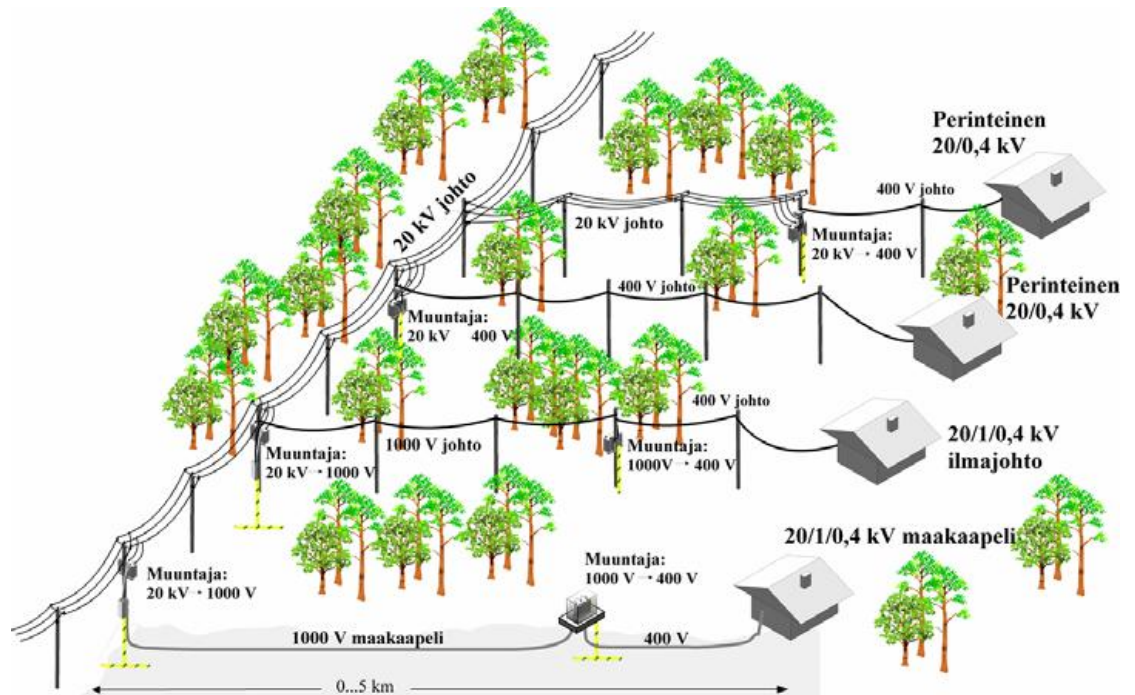
2 KOLMIPORTAINEN SÄHKÖNJAKELUJÄRJESTELMÄ

Suomessa on perinteisesti ollut käytössä kahdella jänniteportaalla toteutettu sähköjakelujärjestelmä. Sähköjakelussa käytettävät jännitteet ovat olleet 20 kV keskijänniteverkko ja 400 V pienjänniteverkko. Viime vuosina kolmella jännitetasolla 20/1/0,4 kV toteutettu järjestelmä on havaittu teknisesti ja taloudellisesti toimivaksi ja näin ollen se on otettu käyttöön useassa suomalaisessa verkkoyhtiössä. Suomen EU-jäsenyyden myötä 1000 V vaihtojännite luokitellaan pienjännitteeksi, kun aikaisemmin se on luokiteltu suurjännitteeksi. 1000 V jännitteen käytössä voidaan soveltaa samaa pienjännitedirektiiviä 2006/95/EC kuin 400 V jännitteelläkin. (LVD 2006)

Investoinneiltaan suurjännitejakelu on merkittävästi pienjännitejakelua kalliimpaa ja näin ollen 1000 V jänniteportaan käyttömahdollisuudet verkkoyhtiössä ovat tutkimisen arvoisia. Suunnittelukohteet tulee kuitenkin tarkastella aina tapauskohtaisesti ja käydä läpi erilaiset kehitysvaihtoehdot. (Partanen 2005)

2.1 20/1/0,4 kV järjestelmän toimintaperiaate

1000 V jänniteporras tulee 20 kV keskijänniteverkon ja 400 V pienjänniteverkon väliin ja toimii kolmivaiheisena, kuten 20 kV ja 400 V jänniteportaatkin. 400 V pienjänniteverkosta poiketen 1000 V verkko toteutetaan maasta erotettuna järjestelmänä, jotta verkon suojaus saadaan täyttämään sille asetetut vaatimukset. 1000 V verkko voidaan rakentaa samoilla pienjännitejohtimilla (AMKA-riippukierrekaapeli, AXMK-maakaapeli) ja komponenteilla kuin 400 V jännitteelläkin, sillä pienjännitekomponentit tulee olla mitoitettu 1000 V jännitteen kestäviksi. Kuvassa 2.1 on esitetty yksinkertainen malli haja-asutusalueen sähköistämisestä sekä 20/0,4 kV että 20/1/0,4 kV järjestelmällä. (Lakervi 2007)



Kuva 2.1. Haja-asutusalueen sähköistäminen perinteisellä ja 1000 V tekniikalla (Lakervi 2007).

1000 V jakelujännitteen käyttöönotolla pystytään vähentämään vikaherkkien keskijännitejohtojen määrää. Metsässä kulkevat 20 kV avojohdot aiheuttavat suurimman osan sähkönjakeluverkon häiriöistä. 1000 V pienjänniteporras muodostaa oman suojausalueensa ja näin ollen vikatapauksessa sähköttömien asiakkaiden määrä rajoittuu kyseiselle 1000 V johtohaaralle ja 20 kV jänniteportaassa sähkönjakelu toimii normaalisti ilman häiriöitä. Pienjänniteilmajohdot ovat paljon keskijänniteavojohdoja käyttövarmempia ja kestävät risujen sekä pienten puiden nojaamisen linjaan. 1000 V järjestelmä ei myöskään vaadi ympärilleen leveää johtokatua kuten keskijänniteverkko, mikä voi helpottaa sähkölinjan maankäyttöoikeuksien saamista. (Partanen 2005; Partanen 2007a)

2.2 1000 V järjestelmässä käytettävät verkostokomponentit

1000 V jakeluverkossa käytetään pääosin samoja verkostokomponentteja kuin 400 V jänniteportaassa. Uusina komponentteina 20/1/0,4 kV järjestelmässä tulee käyttöön 20/1, 1/0,4 ja 20/1/0,4 kV jakelumuuntajat sekä 1000 V verkon suojausyksikkö ja tärkeinä komponentteina 1000 V merkitsemiseen käytettävät kilvet ja merkit.

2.2.1 Johtimet

Rakennettaessa 1000 V järjestelmää johtimina käytetään perinteisiä AMKA-riippukierrekaapeleita ja AXMK-maakaapeleita. 1000 V jännitettä käyttämällä samoilla johtimilla pystytään siirtämään tehoa 2,5 kertaa enemmän ja 2,5 kertaa pidemmälle kuin 400 V jännitteellä. 20 kV jännitteellä pystytään siirtämään taas 20-kertainen teho 20 kertaa pidemmälle verrattuna 1000 V:n jännitteeseen. (Lohjala 2005)

Ilmajohtoina 1000 V tekniikalla käytetyimpiä johdintyyppejä ovat AMKA 35, AMKA 70 ja AMKA 120 sekä näiden kerrannaiset. 1000 V:n järjestelmässä myös maakaapeloinnin kannattavuus kohteessa kannattaa tutkia, sillä pienjännitekaapeleiden asentaminen auramalla on kehittynyt viime vuosina merkittävästi ja suotuisissa olosuhteissa kaapelia saadaan aurattua jopa kilometrejä päivässä. Suosituin 1000 V järjestelmässä käytettävä maakaapeli on AXMK, joka soveltuu käytettäväksi makean veden alueella myös vesistökaapelina. (Lohjala 2005)

Tampereen teknillisessä yliopistossa on koestettu pienjännitekaapeleita jännitekestoisuuskokeilla ja on havaittu pienjännitekaapeleiden kestävän hyvin 1000 V käyttöjännitteen, eikä käytölle ole näin ollen löydetty minkäänlaista uhkaa. Käytännön jakeluverkossa johtimiin aiheutuu kuitenkin laboratorio-olosuhteita moninaisempia rasituksia ja ajan vaikutuksia, joten johtimia tulee seurata pidemmän aikaa. Suosituksena on, että rakennettaessa 1000 V järjestelmää käytetään uusia pienjännitejohtimia, eikä aikaisemmin 400 V jännitteellä käytössä olleita, johtuen käytettyjen kaapeleiden mahdollisista eristevaurioista. Mikäli kuitenkin käytetään vanhoja kaapeleita, on eristysten kunto varmistettava eristysvastusmittauksilla. (Lohjala 2005; Kaipia 2004a)

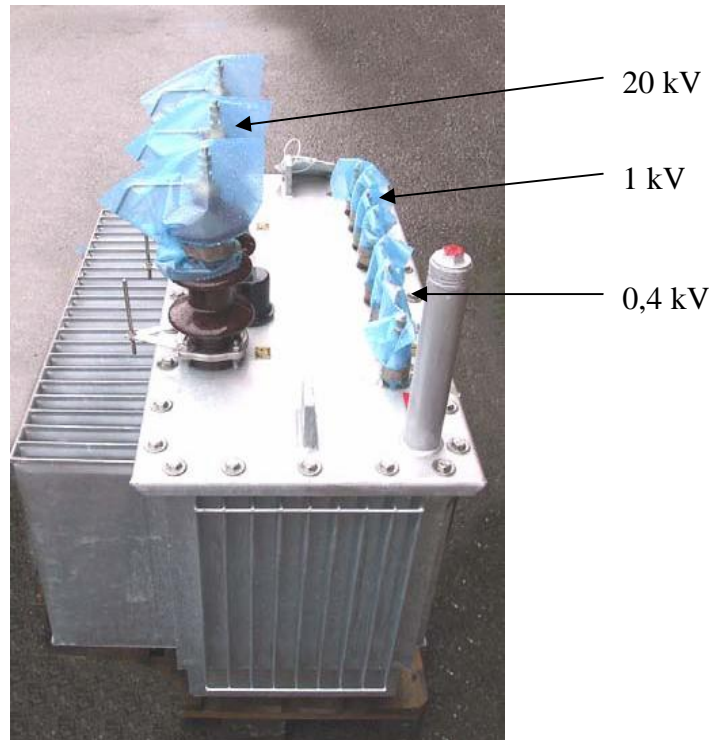
2.2.2 20/1/0,4 kV järjestelmässä käytettävät muuntajat

1000 V järjestelmässä käytettävät jakelumuuntajat ovat tekniikkaa, jota ei ole käytössä perinteisessä 20/0,4 kV järjestelmässä. Periaatteessa täysin uusina komponentteina verkkoon tulevat vain 1/0,4 kV muuntajat, sillä 20/1 kV muuntajat vastaavat nykyisiä 20/0,4 kV muuntajia, niin hinnoiltaan kuin teknisiltä

ominaisuuksiltaan. Muuntajat valmistetaan standardin IEC 60076 määrittelemillä vaatimuksilla. Kolmiportaisessa sähkönjakelujärjestelmässä tarvittavien muuntajien määrä kasvaa merkittävästi. Uusien muuntajien hankinta yksittäisinvestointeina on suhteellisen edullista, mutta verkkoon tarvittavasta suuresta määrästä aiheutuu jo huomattava kustannuserä. Pääosin kustannukset aiheutuvat muuntajan investointi- ja käyttökustannuksista. Muuntajien aiheuttamia lisäkustannuksia voidaan 1000 V järjestelmässä kompensoida keskijännitejohtojen korvaamisesta saavutettavilla pienenevillä johdinkustannuksilla ja keskeytyskustannusten vähenemisellä. (Lohjala 2005)

20/1 kV muuntajien valmistukselle 20/0,4 kV muuntajat ovat olleet hyvä pohja, sillä muuntajan yleisen eristystason määrää yläjännitepuolen 20 kV jännite. Toision jännite tulee nostaa 400 V:sta 1000 V:iin muuttamalla muuntajan käämikierrosten lukumäärää. Muuntajien sydänrakenteisiin ei myöskään tarvitse tehdä muutoksia tehojen pysyessä samalla tasolla kuin 20/0,4 kV muuntajilla. Näin ollen myös muuntajan fyysisiin mittoihin ei tule merkittäviä muutoksia. (Partanen 2005)

Suurimmassa osassa kohteista, joissa käytetään 1000 V jännitettä, tarvitaan myös 400 V jännitettä. Tällaisissa kohteissa kannattaa käyttää kolmikäämimuuntajia, joilla saadaan kytkettyä lähellä muuntamoita olevat asiakkaat suoraan 400 V pienjänniteverkkoon, kun taas kauempana oleville asiakkaille viedään 1000 V johtolähtö. Kolmikäämimuuntajien käytöllä säästetään verkostokomponenttien määrässä ja saadaan samalla vähennettyä verkostohäviöiden määrää. Kolmikäämimuuntajat ovat fyysisiltä mitoiltaan ja painoltaan kaksikäämimuuntajia suurempia ja vaativat pylväsmuuntamoihin vankempia rakenteita. Tarkastelujen mukaan yli puolessa 1000 V rakennuskohteista käytetään kolmikäämimuuntajia. Kuvassa 2.4 on esitetty 20/1/0,4 kV kolmikäämimuuntaja. (Partanen 2005)



Kuva 2.4. Kolmikäämimuuntaja 20/1/0,4 kV (Partanen 2007b).

1/0,4 kV jakelumuuntajille ei ollut aluksi helposti ja toimivasti sovellettavaa ratkaisua. Teollisuudessa käytettävät 10/0,4 kV muuntajat sekä sähköjakeluverkkojen 20/0,4 kV muuntajat olivat eristystasoltaan ja fyysisiltä mitoiltaan liian suuria, mikä johti korkeaan hankintahintaan. Nykyään on kuitenkin kaupallisesti saatavissa 1/0,4 kV jakelumuuntajia eri teholuokille, joissa on valmistajasta riippuen myös mahdollisuus jännitteen säätöön väliottokytkimin. Kuvassa 2.5 on esitetty 1/0,4 kV muuntaja. (Partanen 2005)

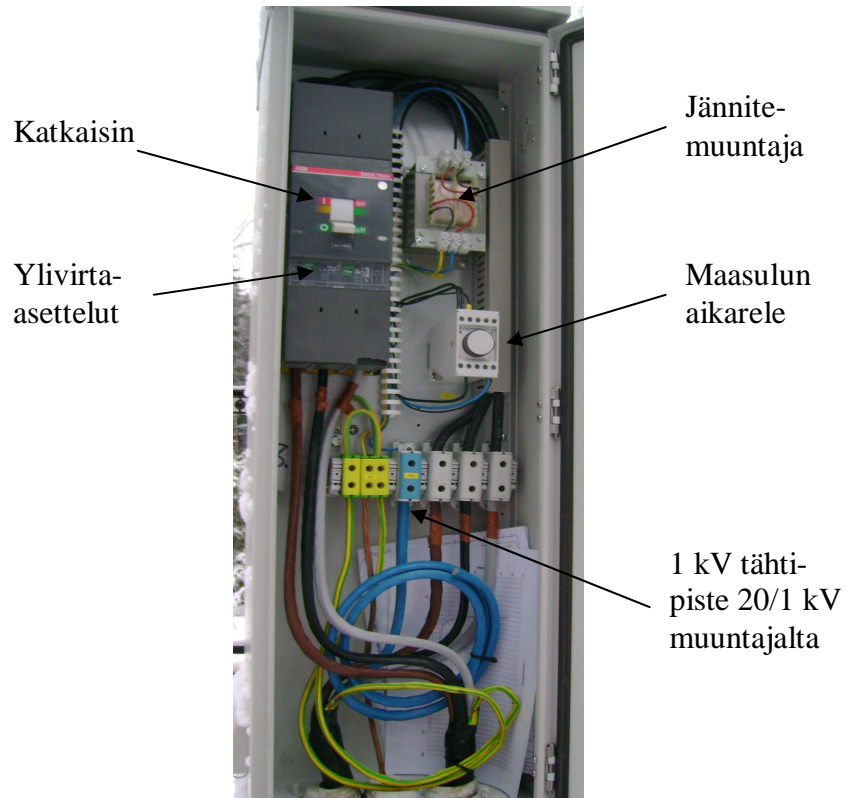


Kuva 2.5. 1/0,4 kV muuntaja (SSS 2009).

2.2.3 1000 V verkon suojaus

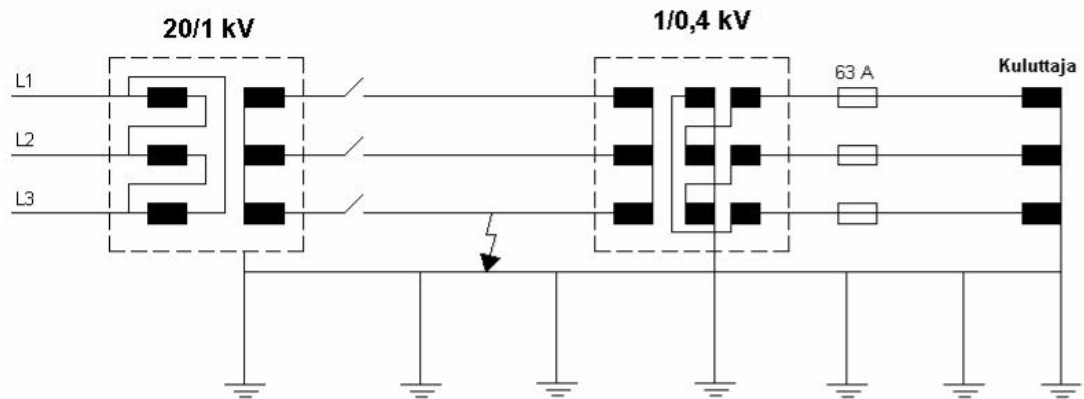
1000 V verkon suojausten toteutus poikkeaa 400 V pienjänniteverkon suojauksesta merkittävästi. Testien ja teoreettisten laskentojen perusteella on havaittu, että 1000 V verkko tulee rakentaa maasta erotetuksi järjestelmäksi, sillä Suomen maadoitusolosuhteista johtuen maadoitetussa järjestelmässä on kaksoisvikatilanteessa turvallisuusriski. Tilanteessa, jossa nolajohdon katkos yhdistyy maasulkuun, ylittyvät koko pienjänniteverkon kosketusjännitteet moninkertaisesti. Maasta erotetussa järjestelmässä tätä ongelmaa ei pääse syntymään. (Lohjala 2005)

1000 V järjestelmän suojausta ei voida toteuttaa pelkällä sulakesuojauksella, sillä maasulkutilanteissa vikavirrat ovat hyvin pieniä. Muuntamoilla käytetään alun perin Suur-Savon Sähkön Oy:n kehittämää suojarahkettia. Suojarahketti on hyvin kompakti ja koostuu alkujaan teollisuuskäyttöön tarkoitetusta katkaisijasta, ylivirtareleistyksestä ja muuntajan tähtipistejännitteen mittaukseen perustuvasta maasulkusuojauksesta. Kuvassa 2.6 on esitetty 1000 V verkon suojarahketti.



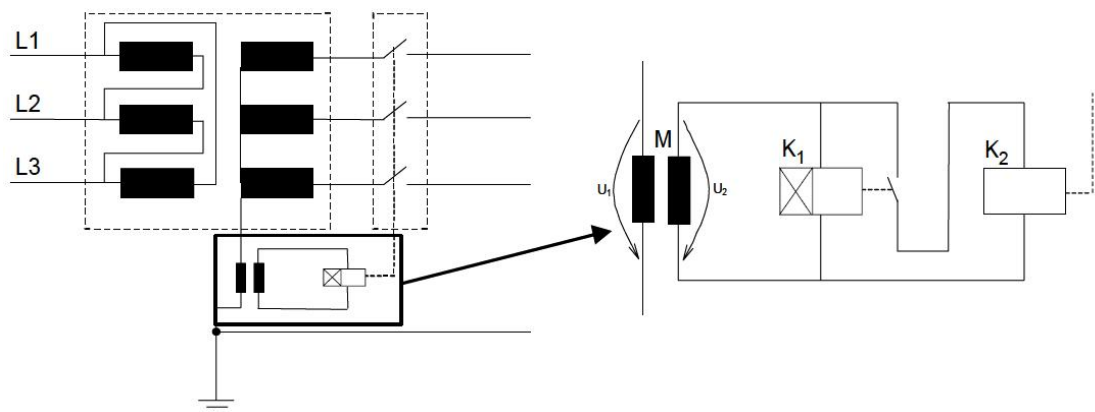
Kuva 2.6. 1000 V verkossa käytettävä suojauspaketti.

Ylivirtasuojaus toteutetaan ylivirtareleistyksen ja katkaisijan asetteluilla. Maasulkusuojaus voidaan periaatteessa toteuttaa useammalla eri tavalla: eristysvastusmittauksella, maasulkuvirran mittauksella, avokolmiojännitteen mittauksella tai tähtipisteen ja maadoituksen välisen potentiaalieron mittauksella. Näistä vaihtoehdoista tähtipistejännitteen mittaus on otettu käyttöön, sillä se on rakenteeltaan yksinkertaisin ja edullisin. Kuvassa 2.7 on esitetty maasta erotetun 1000 V järjestelmän 1-vaiheinen maasulku, joka aiheutuu esimerkiksi vaihejohtimen kosketuksesta AMKA-johdon kannatinköyden kanssa. (Partanen 2005)



Kuva 2.7. Maasta erotetun 1000 V järjestelmän 1-vaiheinen maasulku (Lohjala 2005).

1000 V järjestelmässä maasulkusuojauksen toteuttamista helpottaa se, ettei maasulkuvirran suuntaa tarvitse huomioida. Suojauksessa riittää syntyneen maasulun havaitseminen. Mikäli muuntajan perään on kytketty useampi kuin yksi johtolähtö, voidaan kaikki johtolähdöt kytkeä saman suojan taakse. Jos useamman johtolähdön tapauksessa halutaan tehdä suojaus johtokohtaisesti, tulee rakentaa suunnattu maasulkusuojaus. Kuvassa 2.8 on esitetty maasulkusuojauksen toteutuksen suojapiiri tähtipistejännitettä mittaavalta jännitemuuntajalta laukaisureleelle. (Kaipia 2005a; Partanen 2005)



Kuva 2.8. Maasulkusuojauksen toteutuksen tarkempi rakenne. Kuvassa M on jännitemuuntaja ($S_n = 140 \text{ VA}$, $U_1/U_2 = 575/230 \text{ V}$), K1 on hidastusrele ja K2 on laukaisurele. (Kaipia 2005a)

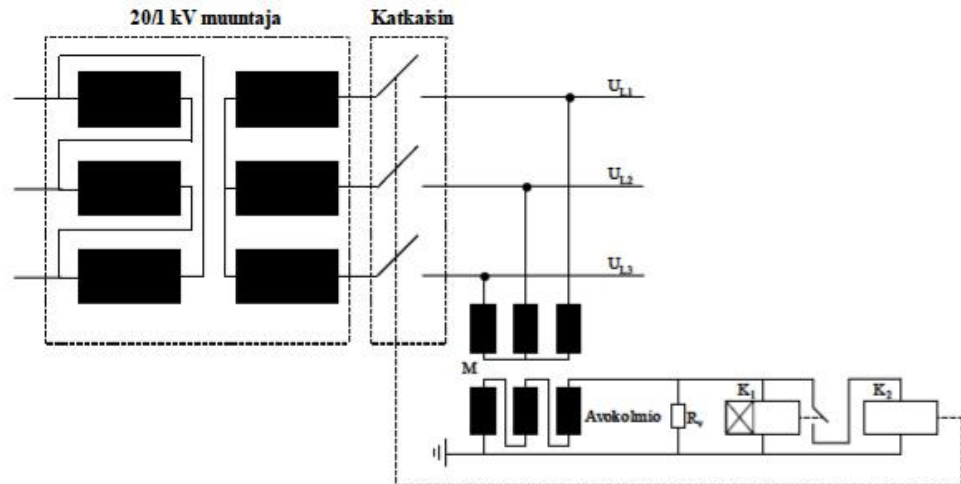
Maasulkuvian havaitsemiseksi muuntajan tähtipisteen ja maadoituksen väliin kytketään potentiaalieron mittausta. Maasulkuvika aiheuttaa muuntajan

tähtipistejännitteen nousun, jonka mittaus havaitsee. Suojapiiriin on lisätty hidastusrele, josta tieto menee laukaisureleelle. Laukaisureleen asetteluissa huomioidaan normaalissa käyttötilanteessa sattuvat epäsymmetriat. Hidastusrele estää sen, ettei laukaisua tapahdu lyhytaikaisissa maasuluissa, esimerkiksi ylijännitesuojan toimiessa.

Tähtipisteen jännitteen mittaukseen perustuvassa suojauksessa suurimman riskin aiheuttaa mahdollisuus virhekytkentään. Maadoitettaessa 20/1 kV muuntajan tähtipiste, tulee 1000 V järjestelmästä tehollisesti maadoitettu, joka ei normaalisti Suomen olosuhteissa täytä kosketusjännitteelle asetettuja rajoituksia. Mikäli tähtipiste 20/1 kV muuntajalla maadoitetaan, ei vikatilanteessa jännitemuuntajan yli vaikuta jännitettä eikä suojaus havahdu. (Partanen 2005)

2.2.4 Maasulkusuojaus avokolmiojännitteen mittauksella

Varteenotettavin vaihtoehto tähtipistejännitteen mittaukseen perustuvalla maasulkusuojaukselle on avokolmiojännitemittaukseen perustuva maasulkusuojaus. Avokolmiomittauksessa mitataan myös 1000 V järjestelmän nollijännitettä, joka syntyy järjestelmän epäsymmetriasta. Avokolmiomittauksen etu verrattuna tähtipistejännitteenmittaukseen on, ettei kytkentävirheitä tähtipisteen maadoittamisen kanssa pääse tapahtumaan, sillä muuntajan tähtipiste voidaan jättää koskemattomaksi. Tähtipisteen maadoittaminenkaan ei estä suojauksen toimimista. Tehollisesti maadoitetun järjestelmän yksivaiheisen maasulun aiheuttama epäsymmetria on kuitenkin maasta erotettua verkkoa pienempi, joten suojauksen asetteluarvon ollessa korkea, ei laukaisu vikatilanteessa välttämättä aina toimi. Kuvassa 2.9 on esitetty avokolmiomittaukseen perustuvan maasulkusuojauksen kaavio. (Partanen 2005)



Kuva 2.9. Avokolmiomittauksella toteutetun 1000 V verkon maasulkusuojauksen kaavio. M on avokolmiojännitemuuntaja ($S_n = 10 \text{ VA}$, $U_1/U_2 = 577/33,3 \text{ V}$), R_v on etuvastus, K_1 on hidastusrele, K_2 on laukaisurele (katkaisimien ohjaus). (Partanen 2005)

Avokolmiomittaukseen perustuva maasulkusuojaus mahdollistaa yksinkertaisen tavan apujännitteen tuottamiselle, mikäli 1000 V suojalaitteistoon halutaan lisätä automaatiota. Mittauksessa käytettävät muuntajat voidaan rakentaa kolmikäämisiksi, jolloin toision toista käämiä voidaan käyttää apujännitteen muodostamiseen. Verrattaessa avokolmiomittauksella tähtipistemittaukseen tarvitaan avokolmiomittauksessa kaksi jännitemuuntajaa enemmän kuin tähtipistemittauksessa. (Partanen 2005)

3 SUUNNITTELUSSA KÄYTETTÄVÄT PARAMETRIT

Verkostosuunnittelua tehtäessä laskennassa käytettävien parametrien määrittäminen on erittäin merkityksellinen osa oikeiden laskentatulosten saavuttamiseksi. Joidenkin parametrien määrittäminen täysin totuutta vastaaviksi on vaikeaa ja joudutaan tyytymään mahdollisimman tarkkaan arvioon. Verkostokomponenttien pitkän pitoajan aikana myös parametrit voivat muuttua ja jälkikäteen tehtävät laskennat voivat antaa erilaisia tuloksia. Päivitetyillä laskentaparametreilla laskeminen on erityisen tärkeää.

3.1 Sähköiset parametrit

Suunnittelussa käytettävät parametrit voidaan jakaa sähkötekniisiin ja taloudellisiin parametreihin. Esimerkiksi verkostokomponenteista aiheutuvat virtaa vastustavat resistanssit ja reaktanssit, sekä laskennassa käytettävät jännitteet luokitellaan sähkötekniisiksi parametreiksi.

3.1.1 Johdinten sähköiset arvot

Verkostosuunnittelussa johdinten poikkipintojen valinnoilla pystytään vaikuttamaan niin sähköisiin arvoihin kuin investointi- ja häviökustannuksiin. Liitteessä 1 on esitetty KSOY-V:ssä yleisesti käytettävien johdinten sähkötekniisiä ominaisuuksia. 1000 V jännitteellä käytetään pääasiassa AMKA 70 -riippukierrekaapelia sekä AMCMK 50 ja AMCMK 95 -maakaapeleita. Tässä työssä tehdyt suunnitelmat on laskettu liitteen 1 arvoilla.

Johdinten resistanssi- ja reaktanssiarvot muuttuvat lämpötilan mukaan. Liitteen 1 arvot ovat 20 °C lämpötilan arvoja. Arvot vaihtelevat hiukan eri valmistajien komponentteja käytettäessä. Tässä työssä käytettävät arvot ovat KSOY-V:n verkkotietojärjestelmän mukaisia.

3.1.2 Muuntajien sähköiset arvot

Kolmiportaiseen sähkönjakelujärjestelmään siirryttäessä verkossa tarvittavien jakelumuuntajien tarve kasvaa. Suuresta jakelumuuntajien määrästä johtuen oikeilla muuntajavalinnoilla pystytään vaikuttamaan yhä enemmän muuntajien aiheuttamiin häviöihin ja esimerkiksi oikosulkuvirtoihin 400 V puolella.

KSOY-V:ssä käytettävät muuntajakoot ovat Suomessa yleisesti olevia teholuokkia. Muuntajista on saatavilla myös paranneltuja versioita, joilla pystytään vähentämään aiheutuvia häviöitä. Liitteessä 1 on esitetty KSOY-V:n verkossa käytettävien yleisimpien muuntajien ja 20/1/0,4 kV järjestelmässä käytettävien muuntajien ominaisuuksia.

3.1.3 Jännitteenalenema

Kymenlaakson Sähköverkko Oy:ssä keskijänniteverkon suurimmaksi sallituksi jännitteenalenemaksi (U_{hmax}) on määritetty 5 % koskien uusia rakennuskohteita. Jännitteenalemaan tulee kuitenkin suhtautua tietyissä kohteissa joustavasti, sillä aina ei ole järkevää investoida liikaa verkkoon siitä saavutettavaan hyötyyn nähden. Häiriötilanteissa KSOY-V:ssä sallitaan keskijänniteverkossa 10 % jännitteenalenema, sillä 10 % jännitteenalenemallakin pienjännite-asiakkaiden jännitteet pysyvät vielä sallituissa rajoissa. (Simonen 2006)

1000 V verkon suurimmaksi sallituksi jännitteenalenemaksi asetetaan sama 5 % arvo kuin keskijänniteverkossakin. 5 % jännitteenaleneman tiukkaan rajaan tulee suhtautua varauksella, sillä liiallinen ylityö on taloudellisesti kannattamatonta varsinkin, jos kuormituksen kasvua ei ole odotettavissa.

400 V pienjänniteverkossa suurimman sallitun jännitteenaleneman määräävät sähkönlaatustandardit. Suomessa voimassa oleva jännitstandardi SFS-EN 50160:n mukaan asiakkaan liittymiskohdan vaihejännitteen on oltava 207–253 V 95 % tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvoista. KSOY-V:ssä on käytössä ohjeistus, jonka mukaan uusien liittymien vaihejännite ei saa olla alle 215 V. (SA 2:08)

3.1.4 Laskennassa käytettävät jännitteet

Sähköaseman keskijännitekiskossa olevaa jännitettä käytetään laskettaessa verkon jännitteenalenemia, oikosulku- ja maasulkuvirtoja. Kymenlaakson Sähköverkko Oy:ssä keskijännitekiskon laskentajännitteenä (U_{kisko}) käytetään arvoa 20,6 kV. Verkostosuosituksissa keskijänniteverkon alkupään jännitteen suositusarvo on 19–22 kV. Suuremmalla jännitteellä voidaan pienentää verkossa aiheutuvia häviöitä. (Simonen 2006; SA 2:08)

1000 V verkon laskennassa käytetään muuntajan lähtöjännitteenä 1000 V jännitettä. Jännitteen todellinen arvo vaihtelee hieman riippuen muuntamon etäisyydestä sähköasemalta, verkon kytkentätilanteesta ja muuntajan säädettävän väliottokytkimen asennosta.

400 V pienjännitepuolella muuntajalla olevana lähtöjännitteenä käytetään 1000 V verkon laskennasta saatua jännitettä. Tämä jännite riippuu suuresti 1000 V verkon pituudesta ja muuntajalta säädettävän väliottokytkimen asennosta. Verkostosuosituksen mukaan muuntamon vaihejännitteen tulisi olla 220–244 V. (SA 2:08)

3.1.5 Tehokerroin

Laskennassa käytettävä tehokerroin ($\cos \varphi$) kertoo, kuinka induktiivista tai kapasitiivista verkon kuormitus on. Keskijänniteverkkojen kuormitus on lähes aina induktiivista, sillä kuormat ovat pääosin muuntajia. KJ-kaapelilähdöt aiheuttavat pienen kuormituksen aikana varausvirran aiheuttamaa kapasitiivista kuormaa. (Simonen 2005; SA 5:94)

Verkkotietojärjestelmällä laskettaessa tehokerroin määräytyy aina kuormitusmallien perusteella. Keski- ja pienjänniteverkolle tehtävissä laskelmissa tehokertoimelle käytetään pääasiassa arvoa $\cos \varphi = 0,95$.

3.1.6 Häviöiden huipunkäyttöaika

Verkostokomponenttien häviökustannusten arviointiin käytetään häviöiden huipunkäyttöaika (t_h). Tämän parametrin avulla saadaan häviöenergia muutettua tehoksi ja laskettua menetetyille teholle hinta. Huipunkäyttöajan suuruus riippuu kuormitusten ajallisesta vaihtelusta ja huippujen esiintymistiheydestä. (Lakervi 2007)

Taulukossa 3.1 on esitetty verkostokomponenteille tyypillisesti käytettäviä huipunkäyttöaikoja.

Taulukko 3.1. Verkostokomponenttien huipunkäyttöajat (Lakervi 2007; Partanen 2005).

Komponentti	Huipunkäyttöaika t_h [h]
Keskijännitejohtolähtö	2000 – 2500
20/0,4 kV jakelumuuntajat	1000 – 4000
0,4-1 kV pienjännitejohdot	1000

Huipunkäyttöajan laskemiselle on määritetty myös yleisesti käytössä oleva yhtälö (3.1), jonka avulla voidaan ratkaista eri verkostokomponenttien huipunkäyttöaikoja.

$$t_h \approx 0,17 \cdot t_k + \frac{0,83 \cdot t_k^2}{8760} \quad (3.1)$$

missä t_k = kuormituksen huipunkäyttöaika

3.2 Taloudelliset parametrit

Taloudellisiksi parametreiksi määritellään laskentaan vaikuttavat parametrit, jotka eivät vaikuta verkon sähkötekniseen toimivuuteen. Taloudellisten parametrien oikeilla valinnoilla pystytään saavuttamaan investointi- ja kustannuslaskennassa mahdollisimman tarkkoja tuloksia.

3.2.1 Pitoaika

Verkostokomponenttien pitoajat ovat tavallisesti hyvin pitkiä, yleisesti kymmeniä vuosia. Pitoajoista puhuttaessa voidaan puhua teknistaloudellisesta pitoajasta ja

teknisestä kestoikästä. Teknitaloudellinen pitoaika on lyhyempi, sillä kaikki komponentit eivät voi olla samalla paikallaan koko teknistä kestoikänsä, vaan ne voidaan esimerkiksi siirtää muualle tai kohde voidaan toteuttaa erilaisella verkostoratkaisulla. Taulukossa 3.2 on esitetty Energiamarkkinaviraston hyväksymiä pitoaikoja eri verkostokomponenteille. (Lakervi 2007)

Taulukko 3.2. Verkostokomponenttien teknitaloudellisia pitoaikoja (EMV 2005).

Komponenttiryhmä	Pitoaika [a]
Pylväsmuuntamot	25 – 40
Muuntajat	30 – 40
20 kV ilmajohdot	30 – 45
0,4 kV ilmajohdot	25 – 40
20 kV maakaapelit asennus	30 – 45
0,4 kV maakaapelit asennus	30 – 45
Verkkotietojärjestelmä	5 – 10
Sähköasemat 110 kV kentät	30 – 45
Sähköasemat 20 kV kojeistot	30 – 45

1000 V käytössä olevien komponenttien pitoajoista ei ole vielä pitkäaikaista ja kattavaa kokemusta, mutta pitoaikojen voidaan olettaa olevan samaa luokkaa 400 V komponenttien kanssa. Suur-Savon Sähkö Oy:n vuonna 2004 tekemissä seurantamittauksissa vuonna 2001 käyttöönotetuissa 1000 V jännitteellä käytetyissä komponenteissa ei havaittu mitään muutoksia käyttöönottoarvoihin. 1000 V komponenttien ominaisuuksia tulee tarkastella verkon normaalien kuntotarkastusten yhteydessä. (Lohjala 2005)

3.2.2 Laskentakorko

Talouselämissä käytettävä laskentakorko kuvaa joko investointien reaalisia rahoituskuluja tai investoinneilta haluttavaa minimituottoa. Laskelmissa käytettävä korkotasoa kuvastaa myös investointiin liittyvää riskiä. Mitä suurempi on riski, sitä suurempaa korkotasoa laskelmissa käytetään. (Lakervi 2007)

Verkkoyhtiössä tehtävät investoinnit ovat yleensä lähes riskittömiä. Investointien pitkä pitoaika ja pienet riskit antavat perustan laskelmissa käytettävälle korkotasolle.

Yleisesti laskelmissa käytetään valtion 5 tai 10 vuoden obligaation tuottoa, joka on tyypillisesti 4–6 %. Alhainen korkotasoo korostaa käyttökustannusten merkitystä, kun taas korkea korko korostaa lähitulevaisuuden investointikustannusten roolia. Alhainen korko johtaa lisääntyvään alumiinin ja raudan määrään verkossa ja korkealla korolla tehdään vaan väliaikaisinvestointeja. Tässä työssä käytetään korkotasoa (p) 5 %. (Lakervi 2007)

3.2.3 Häviökustannukset

Häviökustannuksilla on hyvin merkittävä rooli verkon kokonaiskustannuksissa. Keski-jänniterunkojohdon häviökustannukset voivat olla jopa 40 % investointikustannuksiin verrattuna. Häviökustannusten suuruuteen vaikuttaa suoraan laskelmissa niille määritetty hinta. Pitkän pitoajan aikana tapahtuvat sähkön pörssihinnan muutokset aiheuttavat häviökustannuksille epävarmuutta. (Lakervi 2007)

Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n suunnitteluohjeessa tällä hetkellä häviöenergian hinnaksi on määritetty 35 €/MWh, johon sisältyy myös häviötehon arvostus. Hinnan määrittelyssä on tutkittu viimeaikaisia sähkön hinnan muutoksia ja oletettu hinnan pitkäaikaisen keskiarvon pysyvän 35 €/MWh luokassa.

1000 V jakelujännitteen käyttö 20 kV keski-jännitejohtojen korvaajana kasvattaa häviökustannuksia. Korvattaessa 400 V pienjännitejohtoja 1000 V jännitteellä saadaan taas pienennettyä johdossa syntyviä häviökustannuksia.

3.2.4 Investointikustannukset

Verkon rakentamisessa käytettävien komponenttien hinnat ovat merkittävässä roolissa verkon kokonaiskustannuksia laskettaessa. 1000 V järjestelmän käytössä investointikustannuksissa voidaan säästää, kun korvataan 20 kV keski-jännitejohtoja pienjännitejohdoilla, mutta lisä-jänniteportaan vaatimien lisämuuntajien määrän kasvu taas aiheuttaa ylimääräisiä kustannuksia.

Tässä työssä 1000 V kohteiden suunnittelussa investointikustannuksina käytetään pääasiassa KSOY-V:n sisäisiä hintoja. Mikäli kaikille komponenteille ei ole sisäistä hintaa, käytetään Energiamarkkinaviraston vuoden 2009 indeksikorjattuja yksikköhintoja.

3.2.5 Keskeytyskustannukset

Sähkönjakelun keskeytykset aiheuttavat eri asiakkaille erilaista haittaa. Keskeytyksen aiheuttama haitta tulisi pystyä hinnoittelemaan mahdollisimman tarkasti, jotta saadaan määritettyä luotettavuuden parantamiseen käytettävät kustannukset. Luotettavuutta parantavat investoinnit ovat kannattavia, mikäli investointikustannukset ovat pienempiä kuin keskeytyskustannukset. 1000 V jänniteportaan käyttöönotolla pystytään pienentämään hyvin paljon juuri keskeytyksistä aiheutuvien kustannusten määrää.

Vuonna 2006 tehdyssä KAH (keskeytyksestä aiheutuva haitta) -tutkimuksessa kysyttiin viideltä asiakasryhmältä (kotitalous, maatalous, teollisuus, julkinen kulutus sekä palvelu) keskeytyshaittoja suoralla kustannusten arvioinnilla, sekä koti- ja maatalousasiakkailta lisäksi willing to pay ja willing to accept -menetelmillä. Taulukossa 3.3 on esitetty tutkimuksen perusteella muokatut KAH-parametrit. (Lakervi 2007)

Taulukko 3.3. Keskeytyskustannusparametreja (Lakervi 2007).

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

KAH-parametreista päästään todellisiin keskeytyskustannuksiin, kun tiedetään eri keskeytystyyppien esiintymistiheydet. Taulukossa 3.4 on listattu KSOY-V:n verkossa tapahtuneiden pikajälleenkytkentöjen (PJK), aikajälleenkytkentöjen (AJK)

ja pysyvien vikojen lukumäärät ja kestoajat vuosilta 1999–2008. Vuoden 2001 vikatilastot poikkeavat muista vuosista Pyryn ja Janikan päivien myrskyistä johtuen. Taulukosta voidaan havaita pysyvien vikojen määrän kasvaneen kymmenen vuoden aikana merkittävästi. (Simonen 2006)

Taulukko 3.4. Keskeytystyyppien kestoajat ja lukumäärät KSOY-V:n keskijänniteverkossa (Nummenpää 2009).

Vuosi	Kesto aika [h]	Lukumäärä [kpl/a]		
	Pysyvävika	PJK	AJK	
1999	1,69	237	3468	904
2000	0,84	165	3355	721
2001	8,32	467	4838	1511
2002	1,23	257	3113	809
2003	1,60	314	3002	796
2004	1,74	272	3004	712
2005	4,51	431	2061	468
2006	4,89	487	1771	337
2007	3,25	461	2460	427
2008	4,85	509	1794	393
Keskiarvo	3,32	340	2887	708

Keskeytyskustannukset saadaan laskettua yhtälöiden (3.2), (3.3) ja (3.4) mukaisesti eriteltynä pysyviin, PJK- ja AJK-vikoihin.

$$K_{\text{vika}} = (\text{KAH}_1 + \text{KAH}_2 \cdot t_K) \cdot P_1 \quad (3.2)$$

$$K_{\text{PJK}} = (\text{KAH}_{\text{PJK}} \cdot P_1) \quad (3.3)$$

$$K_{\text{AJK}} = (\text{KAH}_{\text{AJK}} \cdot P_1) \quad (3.4)$$

- missä KAH_1 = vikakeskeytyksen KAH-arvo [€kW]
 KAH_2 = vikakeskeytyksen KAH-arvo [€kWh]
 KAH_{PJK} = pikajälleenkytkennän KAH-arvo [€kW]
 KAH_{AJK} = aikajälleenkytkennän KAH-arvo [€kW]
 t_K = keskeytysaika [h]
 P_1 = johtolähdön keskiteho [%]

Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n keskijännitejohtopituus vuonna 2008 oli 4740 km, jonka avulla voidaan laskea verkon vikataajuudet. Pysyvien vikojen taajuus (f_{vika}) on 0,07 1/km,a, pikajälleenkytkentöjen taajuus (f_{PIK}) on 0,61 1/km,a ja aikajälleenkytkentöjen taajuus (f_{AJK}) on 0,15 1/km,a. Keskimääräinen johtolähtöpituus KSOY-V:n verkossa on noin 36 km. Tällä hetkellä KSOY-V:n verkkoon rakennetaan 110/20 kV sähköasemille maasulun kompensointilaitteistoja, jotka tulevat vähentämään jälleenkytkentöjen määrää. Tässä työssä tehdyissä laskelmissa kompensoinnin on oletettu vähentävän jälleenkytkentöjen määrää 40 %. (Simonen 2006)

3.3 Taloudellisuuslaskelmat

Sähkönjakeluverkon investointien kannattavuutta määritettäessä tulee laskea koko investoinnin pitoajalta aiheutuvat kustannukset. Sähkönjakeluverkkojen suunnittelussa pyritään löytämään ratkaisuja, jotka ovat teknisesti kelvollisia ja suunnittelujaksolla kokonaiskustannuksiltaan mahdollisimman edullisia. Sähköverkon kustannuksista investointikustannukset ovat kertaluontoisia, kun taas häviö-, keskeytys- ja ylläpitokustannukset jakautuvat koko pitoajalle.

Usein halutaan tietää yksittäisen vuoden sijasta koko suunnittelujakson aikana syntyvien kustannusten nykyarvo. Tämä saadaan laskettua diskonttaamalla jokaisena vuotena syntyvät kustannukset nykyhetkeen. Pitkistä suunnittelujaksoista johtuen tämä on hyvin työläs laskea, joten yleensä käytetäänkin samaa kuormituksen kasvuprosenttia koko tarkastelujakson ajan. Tällöin nykyarvo voidaan laskea geometrisen sarjan summasta johdetun kapitalisointikertoimen (κ) avulla. (Lakervi 2007)

Tilanteessa, jossa johdon teho kasvaa r prosenttia vuotuisesti, saadaan vuotuisten häviökustannusten nykyarvo koko pitoajalta ratkaistua laskemalla johdon häviökustannusten kapitalisointikerroin yhtälöillä (3.5) ja (3.6), jolla kerrotaan vuotuiset häviökustannukset. (Lakervi 2007)

$$\psi = \frac{(1 + r'/100)^2}{1 + p/100} \quad (3.5)$$

$$\kappa = \psi \cdot \frac{\psi^T - 1}{\psi - 1} \quad (3.6)$$

missä ψ = apukerroin
 r' = kuormituksen vuotuinen kasvuprosentti
 p = laskentakorko
 T = pitoaika

Sähkösuunnittelussa on yleistä, että kuormitus kasvaa r' prosenttia tiettyyn ajanhetkeen t , jonka jälkeen kuormituksen kasvu on nolla tarkasteluajan T loppuun asti. Tällaisissa tapauksissa kapitalisointikertoimelle voidaan johtaa yhtälöt (3.7), (3.8) ja (3.9). (Lakervi 2007)

$$\kappa = \psi_1 \cdot \frac{\psi_1^{t'} - 1}{\psi_1 - 1} + \beta^{2t'} \cdot \frac{1}{\alpha^{t'}} \cdot \psi_2 \cdot \frac{\psi_2^{T-t'} - 1}{\psi_2 - 1} \quad (3.7)$$

$$\psi_1 = \frac{\beta^2}{\alpha} = \frac{(1+r/100)^2}{1+p/100} \quad (3.8)$$

$$\psi_2 = \frac{1}{\alpha} = \frac{1}{1+p/100} \quad (3.8)$$

missä t' = kuormituksen kasvuaika

Investointien elinkaarikustannuksia määritettäessä lasketaan yleensä myös keskeytyskustannusten, tyhjäkäyntikustannusten ja ylläpitokustannusten nykyarvoja. Keskeytyskustannukset ovat suoraan verrannollisia tehonkasvuun, joten yhtälöä (3.9) on muutettava siten, että osoittajasta jää neliöllisyys pois. Keskeytyskustannusten nykyarvot saadaan laskettua yhtälöiden (3.10) ja (3.11) avulla. Muuntajan tyhjäkäyntikustannusten ja verkon ylläpitokustannusten suuruudet eivät riipu kuormituksen kasvusta, joten niiden nykyarvon laskennassa käytetään kerrointa κ_Y , yhtälöt (3.12) ja (3.13). (Lakervi 2007)

$$\psi = \frac{1+r'/100}{1+p/100} \quad (3.10)$$

$$\kappa_K = \psi \cdot \frac{\psi^T - 1}{\psi - 1} \quad (3.11)$$

$$\psi = \frac{1}{1 + p/100} \quad (3.12)$$

$$\kappa_Y = \psi \cdot \frac{\psi^T - 1}{\psi - 1} \quad (3.13)$$

Kertaluontoinen pitkällä aikavälillä vaikuttava kustannus voidaan muuttaa vuosikustannuksiksi laskemalla annuiteetti (ε) yhtälön (3.14) mukaisesti.

$$\varepsilon = \frac{p/100}{1 - \frac{1}{(1 + p/100)^t}} \quad (3.14)$$

missä t = investoinnin tarkastelu-aika vuosina

Annuiteetilla saadaan selvitettyä tasasuuruinen vuotuinen kustannuserä. Verkostosuunnittelussa annuiteettia voidaan käyttää esimerkiksi johdinvaihdon tai kauko-ohjattavan erotinaseman kannattavuutta tarkasteltaessa. Investoinnista saatavia kustannussäästöjä verrataan investoinnin vuotuiserään. (Lakervi 2007)

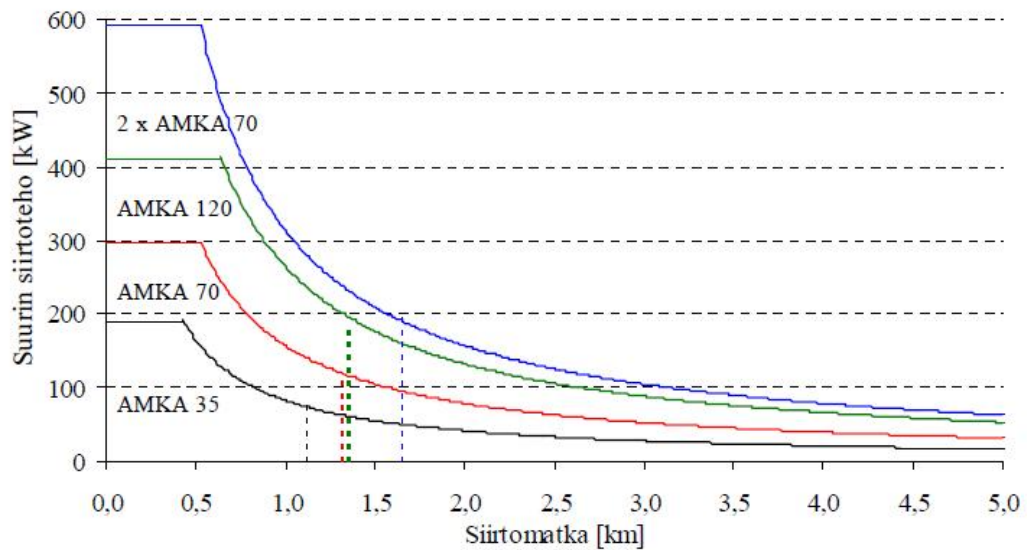
4 1000 V TEKNISTALOUDELLISTEN KÄYTTÖKOHTEIDEN MÄÄRITYS

1000 V tekniikalle sopivia käyttökohteita määritettäessä tulee esiin samat asiat kuin muillakin käytettävillä jännitetasoilla. Taloudellisen ja sähköteknisesti toimivan verkon saavuttamisen lisäksi tulee kiinnittää huomiota muuhun ympärillä olevaan verkkoon, sekä täyttää ympäristön ja sähköntarpeen muutosten asettamat vaatimukset. Vaikka 1000 V tekniikka on vielä kovin uutta ja kehittyvää, ovat perusratkaisut jo valmiina ja käytön laajentuessa kokemusta tekniikasta saadaan koko ajan lisää. Uusien teknisten ratkaisujen kehittyessä myös uusia 1000 V sovelluskohteita voi mahdollisesti tulla lisää. (Partanen 2005; Lakervi 1996)

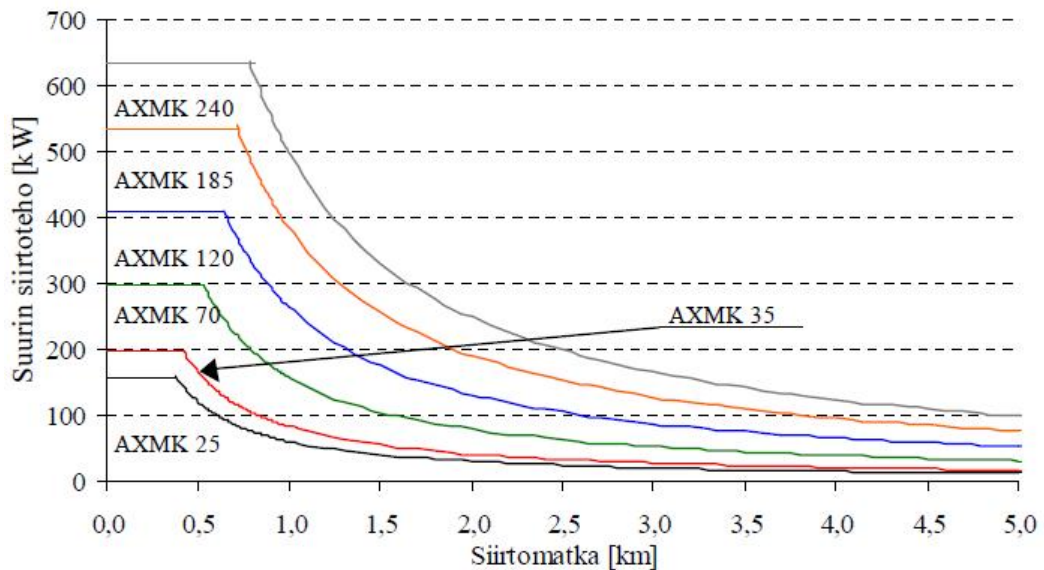
Haja-asutusalueilla verkot ovat laajoja ja sähkön käyttö yleensä suhteellisen pientä. Tällaisissa kohteissa taloudellisuus sähköverkkojen kehittämisessä asettuu entistä suurempaan rooliin. Käyttökohteita määritettäessä tulee tehdä vertailuja eri tekniikoiden käytöllä saavutettavista hyödyistä ja aiheutuvista kustannuksista koko verkon pitoajalta. (Lohjala 2005)

4.1 1000 V järjestelmän tekniset rajoitukset

1000 V johdinten teknisillä rajoituksilla tarkoitetaan käytettävän johdon siirtokykyä. Siirtokykyyn vaikuttavat eri poikkipinnoilla 1000 V jännitteellä syntyvät häviöt, häviöistä aiheutuvat kustannukset ja jännitteenalenema. Käyttöalueeseen aiheuttaa rajoituksia myös käytettävä suojaus, jonka vaikutusta voidaan tarkastella vertaamalla siirtomatkaa tehon funktiona käytettäessä joko sulakesuojausta tai ylivirtareleistystä. Kuvissa 4.1 ja 4.2 on esitetty AMKA-riippukierrekaapeleilla ja AXMK-maakaapeleilla saavutettavat suurimmat siirtomatkat 1000 V jännitteellä tehon funktiona. (Lohjala 2005)



Kuva 4.1. 1000 V AMKA-riippukierrekaapelin siirtomatka huipputehon funktiona 8 % jännitteenalennemalla. Suojaus ylivirtareistyksellä tai sulakkein (katkoviiva ensimmäinen nolausehto sulakesuojauksella). (Partanen 2005)



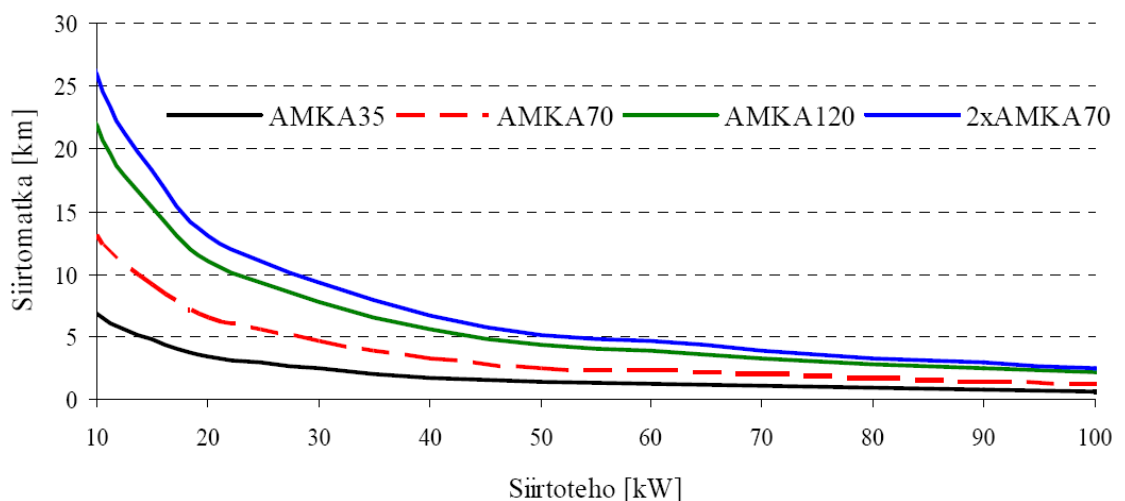
Kuva 4.2. 1000 V AXMK-maakaapelin siirtomatka huipputehon funktiona 8 % jännitteenalennemalla ja suojaus ylivirtareistyksellä (Partanen 2005).

Kuvissa 4.1 ja 4.2 käyrien vaakaviiva kuvaa johdinten termistä rajatehoa ja kaareva osuus muodostuu jännitteenalenneman funktiona. AMKA-johdoilla kuvassa 4.1 oleva pystyviiva tulee ensimmäisestä nolausehdosta sallituilla sulakkeilla (taulukko 4.1), kun johtoa on oletettu syötettävän 100 kVA 20/1 kV muuntajalla.

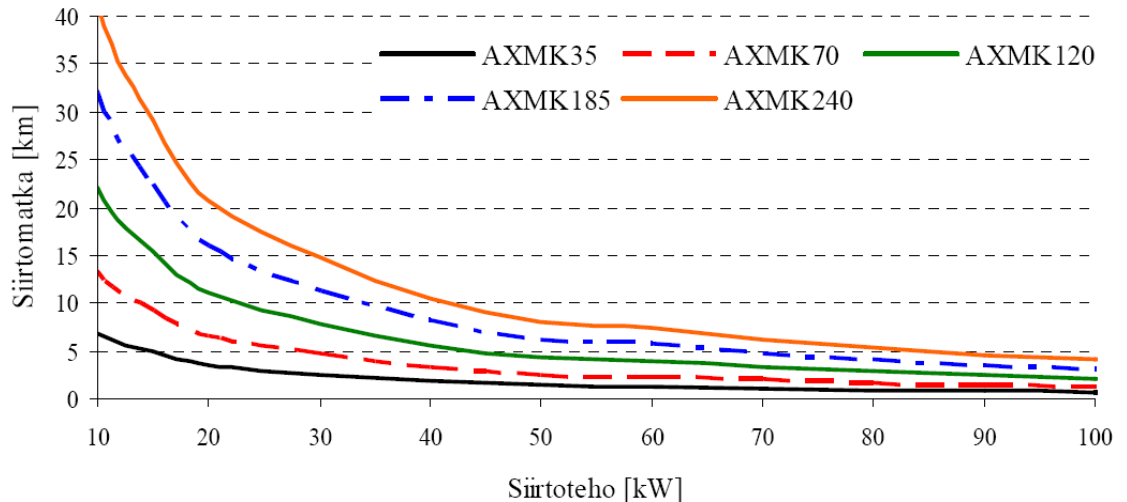
Taulukko 4.1. AMKA-johdojen kuormitettavuus ja sulakkeiden nimellisvirrat (Partanen 2005).

Johto	I_{\max} [A]	Sulake [A]
AMKA 25	90	80
AMKA 35	115	100
AMKA 70	180	160
AMKA 120	250	200
2 x AMKA 70	360	250

Kun 1000 V johtojen suojaus toteutetaan katkaisijasuojauspaketilla, jossa on aseteltava ylivirtareleistys, pystytään täyttämään sähköturvallisuusmääräykset, joita sulakesuojauksella ei johdon pituudesta johtuen pystytä toteuttamaan. 1000 V käyttö relesuojauksella tuo suuremman siirtotehon ja pidemmän siirtomatkan muodossa etua perinteiseen tekniikkaan verrattuna. Jotta relesuojaus saadaan toimimaan luotettavasti, pitää johdon loppupäässä tapahtuvan kaksivaiheisen oikosulkuvirran olla vähintään 2,5 kertaa kuormitusvirran suuruinen. Tällöin suojaus ei laukaise vielä kuorman kytkennän aiheuttamiin kytkentävirtapiikkeihin, mutta tarkkuus riittää ylivirtasuojauksen toteuttamiseen. Tarvittava 1/0,4 kV lisämuuntajien määrä vaikuttaa kuitenkin järjestelmän taloudelliseen siirtotehoon ja siirtomatkaan. Kuvissa 4.3 ja 4.4 on esitetty 1000 V siirtokyky, joissa on huomioituna myös 1/0,4 kV muuntajan aiheuttama vaikutus jännitteenalennemaan. (Lohjala 2005)



Kuva 4.3. Teknitaloudelliset siirtomatkat AMKA-johdoilla 1000 V jännitteellä, 8 % jännitteenalennemalla ja suojaus ylivirtareleistyksellä (Partanen 2005).



Kuva 4.4. Teknitaloudelliset siirtomatkat AXMK-maakaapeleilla 1000 V jännitteellä, 8 % jännitteenalenemalla ja suojaus ylivirtareleistyksellä (Partanen 2005).

Kuvista 4.3 ja 4.4 voidaan havaita, että 1000 V AMKA-riippukierrekaapeleille sopiva siirtoteho on noin 50 kW ja alle, kun taas maakaapeleilla päästään noin 80 kW siirtotehoon. Kun suojauksessa käytetään katkaisijaa ja releistystä, ei ylivirtasuojaus aiheuta rajoitusta 1000 V siirtomatalle, vaan siirtomatkan rajoittavana tekijänä on sallitun jännitteenaleneman ylittyminen.

4.2 Käytettävien johdinten valinta

Oikeapoikkipintaisen johdon löytäminen tiettyyn kohteeseen vaatii vertailua ja laskentaa eri vaihtoehtojen välillä. Johdon aiheuttamat kustannukset koostuvat investointi- ja häviökustannuksista. Investointikustannukset koostuvat johdon hinnasta ja asennuksesta. Häviökustannuksia syntyy taas koko käyttöajalta riippuen siirrettävän tehon määrästä. Suuripoikkipintaisella johdolla päästään pienempiin häviöihin, mutta hankintahinta on sitä vastoin korkeampi.

Eri johtovaihtoehtoja tutkittaessa tulee taloudellisten tarkastelujen lisäksi tarkastaa johdon tekninen toimivuus kyseisessä kohteessa. Jännitteenalenema on eniten rajoittava tekijä eri johtovaihtoehtojen sähköteknistä toimivuutta tutkittaessa. Jännitteenalemaa tulee kuitenkin tarkastella tapauskohtaisesti, sillä jossain tapauksissa liian tiukalla jännitteenaleneman rajalla joudutaan kalliisiin investointeihin ja verkon turhaan ylityöittämiseen. Yhtälössä (4.1) on esitetty malli,

jolla voidaan laskea kahden eri johtovaihtoehdon kustannuksia ja selvittää, milloin johdin kannattaa vaihtaa uuteen poikkipintaan. (Partanen 2005)

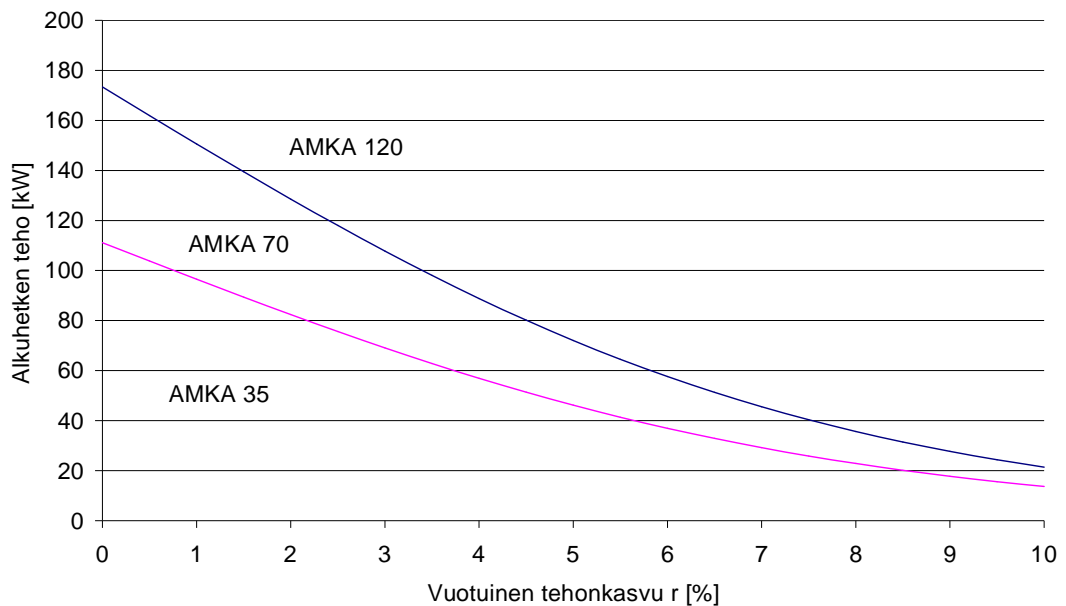
$$K_{1inv} + K_{1h} > K_{2inv} + K_{2h} \quad (4.1)$$

missä $K_{1,2inv}$ = johdon 1,2 investointikustannus

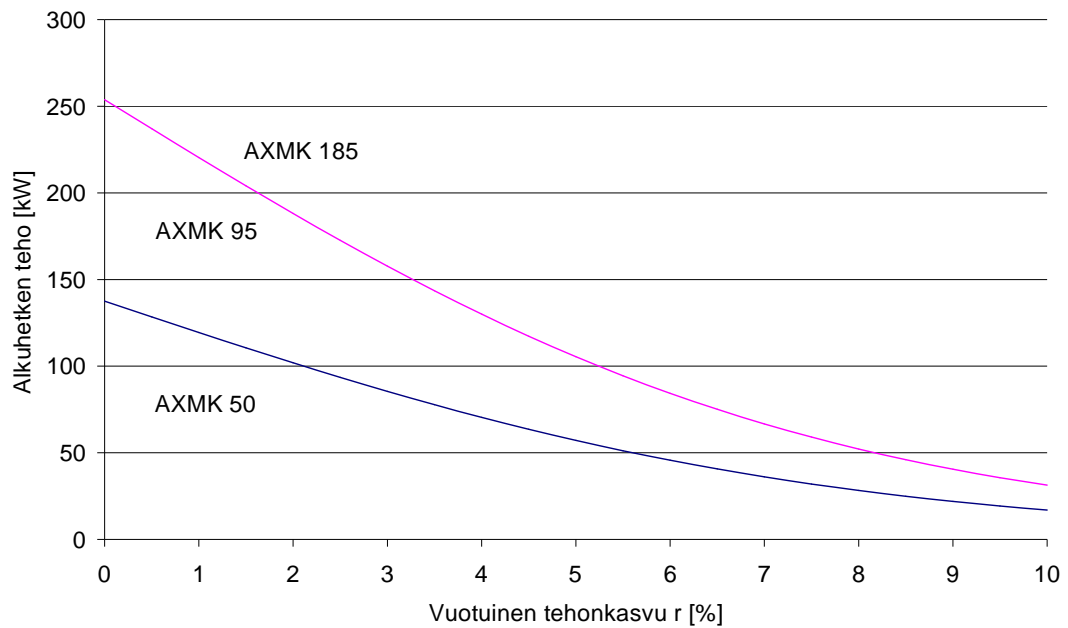
$K_{1,2h}$ = johdon 1,2 häviökustannus

Diskonttaamalla yhtälön molemmat puolet nykyhetkeen saadaan valittua edullisempi vaihtoehto.

Kuvissa 4.5 ja 4.6 on esitetty AMKA-riippukierrekaapeleiden ja AXMK-maakaapeleiden käyttöalueet kohteen alkutehon ja vuotuisen tehonkasvuprosentin funktiona. Käyttöjännitteenä on käytetty 1000 V ja kuvissa on huomioitu johtojen investointi- ja häviökustannukset.



Kuva 4.5. AMKA-riippukierrekaapeleiden taloudelliset käyttöalueet 1000 V jännitteellä. Kaapeleiden hintoina on käytetty Energiamarkkinaviraston indeksikorjattuja yksikköhintoja vuodelle 2009. (EMV 2009)



Kuva 4.6. AXMK-maakaapeleiden taloudelliset käyttöalueet 1000 V jännitteellä. Kaapeleiden hintoina on käytetty Energiamarckinaviraston indeksikorjattuja yksikköhintoja vuodelle 2009. (EMV 2009)

4.3 Käytettävien muuntajien valinta

Muuntajan valintaa ohjaavana parametrina on tarvittava teho. Ympäristöolosuhteista riippuen muuntajaa voidaan hieman ylikuormittaa. Koska jakelumuuntaja suunnitellaan käytettävän luotettavasti koko verkon pitoajan, kannattaa muuntaja valita siten, että sitä ylikuormitetaan pitoajan lopussa jännitteenaleneman niin salliessa. Jakelumuuntajan pitkästä pitoajasta johtuen myös häviökustannuksia tulee tarkastella muuntajan valintaprosessissa. (Kaipia 2004b)

Muuntajan energiahäviökustannuksia määritettäessä tulee huomioida, että tyhjäkäyntihäviöitä syntyy aina muuntajan ollessa kytkettynä sähköverkkoon, eli 8760 tuntia vuodessa. Kuormitushäviöihin vaikuttaa muuntajan kuormitus ja niiden diskonttaamiseen nykyhetkeen käytetään samaa kerrointa kuin johtimilla. Tyhjäkäyntihäviöihin ei vaikuta tehonkasvu, joten niille voidaan käyttää jaksollisten maksujen diskonttauskerrointa. Muuntajan kokonaiskustannukset saadaan johdinten tavoin investointi- ja häviökustannuksista, mutta muuntajan kustannuksiin tulee lisätä käytettävästä muuntamotyypistä aiheutuvat kustannukset. (Partanen 2005)

Muuntajan normaalina käyttöikäenä pidetään sitä ikää, jonka muuntaja kestää jatkuvalla nimelliskuormalla kuormitettuna jäähdytysilman ollessa +20 °C. Tällöin muuntajan katsotaan vanhenevan normaalilla nopeudella. Käytännössä muuntajan kuorma on kuitenkin vaihteleva, jolloin pienen kuorman aikana eristysten vanheneminen on normaalia hitaampaa. Tämän vuoksi muuntajaa voidaan kuormittaa suuren kuorman aikana yli nimelliskuorman eristysten keskimääräisen vanhenemisnopeuden pysyessä silti normaalina. Kuormitussuhde ei kuitenkaan saisi olla 1,5 kertaa muuntajan nimellistehon arvosta, jolloin muuntaja on 50 % ylikuormassa. Taulukossa 4.2 on esitetty erilaisissa käyttökohteissa olevien muuntamoiden maksimi kuormitettavuuksia. Muuntajan käämin kuumimman pisteen lämpötila ei myöskään saa ylittää +140 °C lämpötilaa. (SA 2:08)

Taulukko. 4.2 Jakelumuuntajan kuormitettavuus kerrottuna muuntajan nimellisteholla (SA 2:08).

Muuntopiiri	Muuntamotyyppi		
	Pylväs	Puisto	Kiinteistö
Pientaloalue, sähkölämmitys	1,5	1,4	1,2
Kerrostaloalue	1,5	1,4	1,2
Keskusta-alue	1,4	1,3	1,0
Teollisuusalue	1,4	1,3	1,0
Maaseutualue	1,5	1,4	1,2

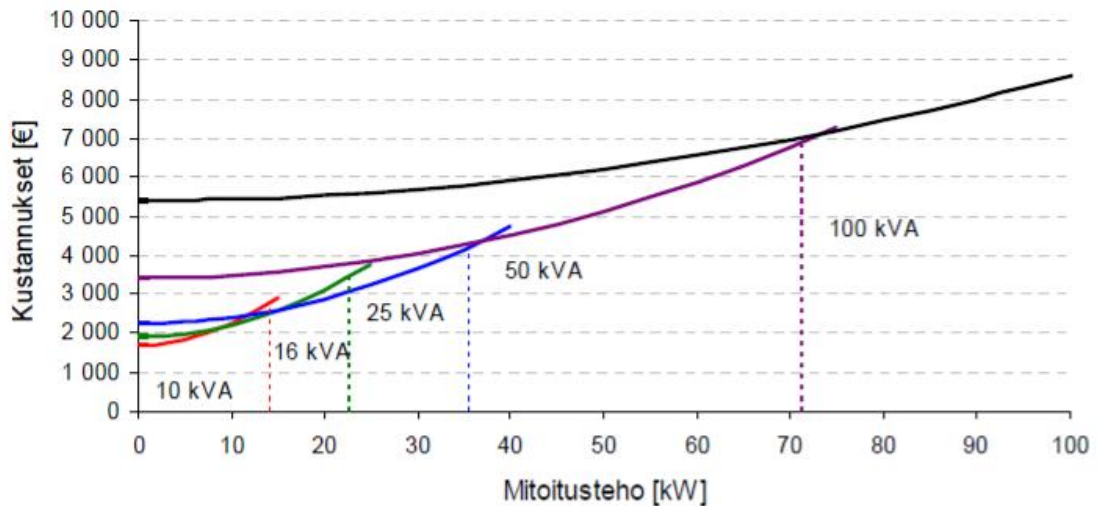
Muuntajan sähköteknisen sopivuuden koko muuntajan pitoajalla voi tarkastaa epäyhtälön (4.2) avulla. Yhtälössä (4.2) on käytetty pylväsmuuntamolle soveltuvaa kuormituskerrointa 1,5. Mikäli epäyhtälö ei toteudu, on muuntaja vaihdettava suurempaan.

$$\left(1 + \frac{r}{100}\right)^t \cdot P_1 < 1,5 \cdot S_n \cdot \cos \varphi \quad (4.2)$$

missä r = vuotuinen tehonkasvuprosentti

P_1 = muuntajan kuorma ensimmäisenä vuonna

S_n = muuntajan nimellisteho

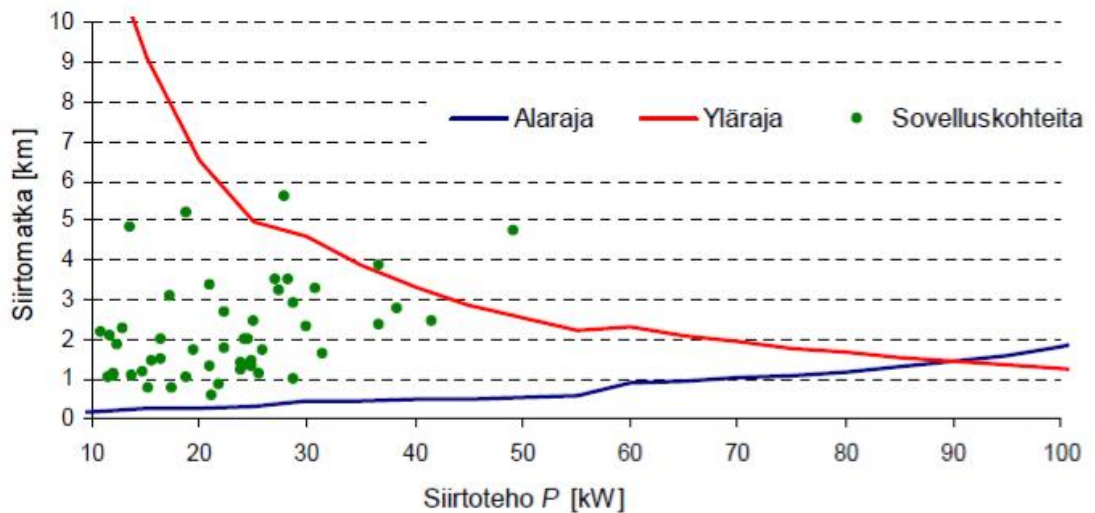


Kuva 4.7. 1/0,4 kV muuntajan mitoitusvahvuudet ja kustannukset (Kaipia 2004).

Kuvassa 4.7 on esitetty erään muuntajasarjan kustannukset mitoitusvahvuuden funktiona. Kuvassa on käytetty 3 % kuormituksen kasvua 10 ensimmäisen käyttövuoden aikana, 5 % laskentakorkoa ja pitoaikana 30 vuotta. Kuvasta voidaan havaita pienillä muuntajilla oleva pieni kustannusero, jolloin muuntajan ylityömittäminen verrattaessa suurempi poikkipinta-alaisiin johtimiin voi olla kannattavaa jännitteenalennemaa pienennettäessä.

4.4 20 kV keskijännitejohtohaarojen korvaaminen 1000 V:lla

1000 V käytöllä voidaan saada huomattavat taloudelliset hyödyt pienitehoisten 20 kV johtohaarojen korvaajana. Taloudellisuus lyhyiden 20 kV johtohaarojen korvaajana kannattaa kuitenkin tutkia tarkasti, sillä liian lyhyellä matkalla tarvittavien 1/0,4 kV lisämuuntajien ja 1000 V suojalaitteiston kustannukset tekevät 1000 V käytön kannattamattomaksi. Kuvassa 4.8 on esitetty 1000 V jakelujännitteen käytölle määritetty teknistaloudellinen käyttöalue AMKA 70 -riippukierrekaapelilla johtohaaran tehon ja pituuden funktiona. Kuvaan on vihreillä palloilla merkitty mahdollisia sovelluskohteita 1000 V tekniikan käytölle. (Lohjala 2005)

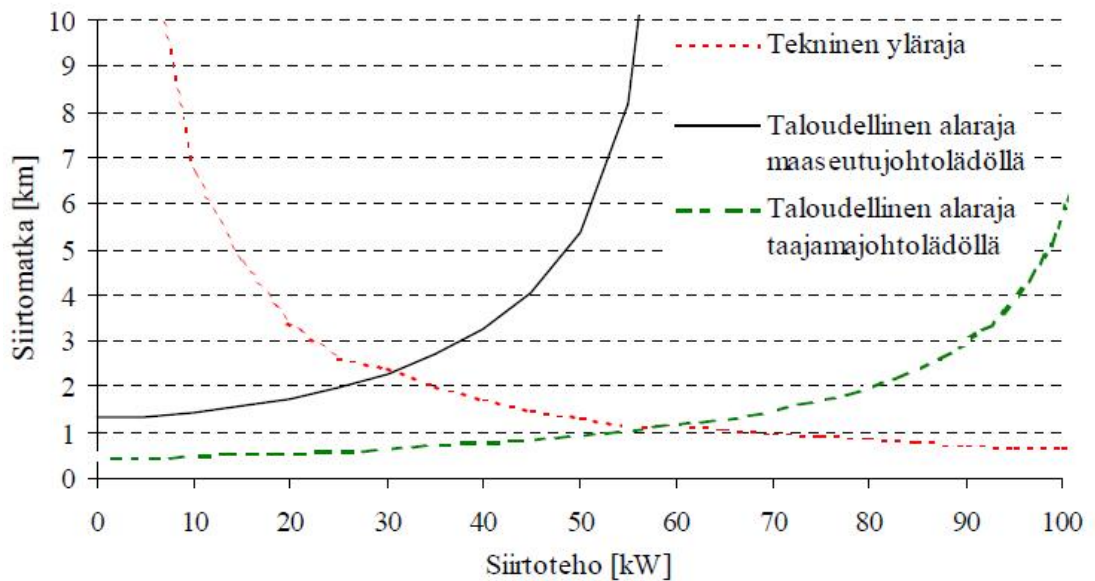


Kuva 4.8. 1000 V järjestelmän teknistaloudellinen käyttöalue AMKA 70 -riippukierrekaapelilla (Lohjala 2005).

Kuvan 4.8 teknistaloudellista ylärajaa pystytään muuttamaan korkeammaksi käyttämällä kahdennettuja AMKA 70 tai AMKA 120 -johtoja. Kuvaan merkittyjä sovelluskohteita pystytään toteuttamaan myös AMKA 35 -johdoilla. Maakaapeleilla toteutettavissa kohteissa teknistaloudellinen käyttöalue on hyvin samanlainen kuin ilmajohdoillakin.

4.5 1000 V käyttäminen 20 kV pylvässaneerauksen yhteydessä

Tehtäessä 20 kV johdolle pylvässaneerausta voidaan samalla tarkastella mahdollisuutta 1000 V käytölle saneerattavassa kohteessa. Kuvassa 4.9 on esitetty 1000 V AMKA 35 -johdon taloudellinen käyttöalue siirtomatkan ja siirtotehon funktiona verrattuna tehtävään pylvässaneerauksen kustannuksiin 20 kV johdolle. Kuvassa 4.8 on oletettu keskijännitejohdolla olevan 15 pylvästä/km, pylväänvaihtohinnaksi 600 €/pylväs ja 1000 V johdolle sallituksi jännitteenalenemaksi 8 %. (Partanen 2005)



Kuva 4.9. AMKA 35 -johdon taloudellinen käyttöalue verrattuna 20 kV johdon pylväänvaihtokustannuksiin (Partanen 2005).

Kuvasta 4.9 voidaan havaita, että maaseutuolosuhteissa 1000 V tekniikka verrattuna keskijännitejohdon pylväänvaihtoon on kannattavaa vasta yli 2 km johtohaaroilla. Tehtäessä pylvässaneerauksia 50–60-luvulla rakennettuun verkkoon, usein myös alkuperäisiin johtoreitteihin tulee muutoksia. Johtoreitin muuttuessa saneerauskohdetta voidaan verrata uudisrakennuskohteeseen ja 1000 V tekniikkaa voidaan soveltaa taloudellisesti jo alle 2 km haaroillakin. Taajamälähdöillä noin kilometrin siirtomatka ja 55 kW siirtoteho on kannattavuuden alarajana. Käytettäessä AMKA 70 tai AMKA 120 -johtoja kasvavat taloudellisen siirtomatkan alarajat suuremmiksi.

4.6 400 V johtojen korvaaminen 1000 V:lla

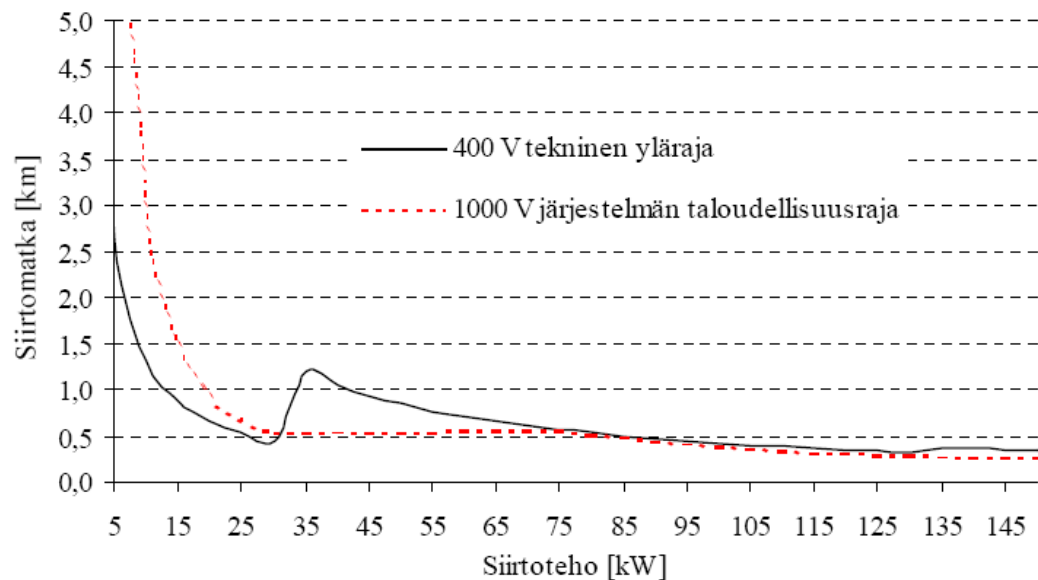
Vertailtaessa 400 V ja 1000 V pienjännitejohtimien käytöllä aiheutuvia kustannuksia toisiinsa, voidaan rakentamis- ja kunnossapitokustannukset olettaa samoiksi. 1000 V jännitteellä saavutetaan hyötyä pienemmissä häviökustannuksissa ja samalla prosentuaalisella jännitteenalenemalla pystytään siirtämään 6,25-kertainen teho verrattuna 400 V jännitteeseen. 1000 V tekniikalla voidaan valita pienempi johdon poikkipinta ja näin ollen säästetään johdinten investointikustannuksissa. 20/1/0,4 kV tekniikalla tarvittavien lisämuuntajien aiheuttamat lisäkustannukset aiheuttavat

kuitenkin niin suuren kustannuserän, että 1000 V käyttö 400 V korvaajana on kannattavaa vain harvoissa kohteissa. Joissakin kohteissa pitkien 400 V johtojen korvaaminen 1000 V:lla voi olla kannattavaa, mikäli 400 V johtoja joudutaan kahdentamaan johtuen huonosta sähkönlaadusta johdon loppupäässä. 1000 V johtorakenteen taloudellinen kannattavuus verrattuna 400 V rakenteeseen voidaan selvittää epäyhtälön (4.3) avulla. (Lohjala 2005)

$$K_{j400V} \geq K_{j1000V} + K_{m1/0,4kV} \quad (4.3)$$

missä K_{j400V} = 400 V johdon kokonaiskustannukset
 K_{j1000V} = 1000 V johdon kokonaiskustannukset
 $K_{m1/0,4kV}$ = 1/0,4 kV muuntajan kokonaiskustannukset

Kuvassa 4.10 on esitetty taloudellisesti valittujen 1000 V johtojen käyttöalueet taloudellisesti valittujen 400 V johtojen korvaajana. 1000 V järjestelmässä on huomioitu AMKA-riippukierrekaapelin, 1/0,4 kV muuntajan ja pylväsmuuntamon kustannukset.



Kuva 4.10. 1000 V jännitteen taloudelliset käyttökohteet verrattuna 400 V jännitteeseen (Partanen 2005).

4.7 1000 V käyttöönoton vaikutukset varastoon

Uuden jännitetason käyttöönotto tuo uusia lisähaasteita myös verkostokomponenttien varastointiin. 1000 V jännitetason käyttöönotossa jakelumuuntajien määrän kasvaminen on suurin muutos verrattuna 20/0,4 kV sähkönjakelutekniikkaan. Käytettävien johdinten vaikutus varastoon on vähäinen, sillä samoja johtimia käytetään 400 V pienjännitteellä. Uutena komponenttina muuntajien lisäksi tulee myös 1000 V jakeluverkon suojausyksikkö.

Jakelumuuntajien varastoinnissa tulee kiinnittää erityistä huomiota muuntajien määrän lisääntymisen lisäksi myös 20/0,4 kV, 20/1 kV ja 1/0,4 kV jakelumuuntajien erottamiseen toisistaan. Aikaisemmasta poiketen valittavana on yhden jännitesuhteen (20/0,4 kV) muuntajien sijasta kolme eri vaihtoehtoa. KSOY-V:llä 20/0,4 kV muuntajat ovat varastoituna kuuteen eri varastoon. Varastojen koot vaihtelevat siten, että kesäisin varastoja pidetään suurempina. 1000 V jännitteen muuntajien varastot tulee sijoittaa lähelle rakennettavia 20/1/0,4 kV kohteita. Varastossa pidettävää varamuuntajakojeiden määrää tulee kasvattaa rakennettavien kohteiden lisääntyessä. Eri jännitetasojen muuntajien erottamisessa tulee käyttää selkeitä merkintöjä tai sijoittaa muuntajat varastoissa eri paikkoihin, jotta sekaannusta ei pääse tapahtumaan edes työskenneltäessä väsyneenä ja kiireellisissä olosuhteissa. (Salonen 2009)

Eri AMKA- ja maakaapeleiden varaston kokoon 1000 V käyttöönotolla ei aluksi ole merkitystä, sillä rakennettavat johtopituudet eivät ole merkittäviä PJ-verkon pituuden lisääntymisen kannalta. Tulevaisuudessa, mikäli 1000 V käyttö lisää PJ-verkon pituutta merkittävästi, tulee vaikutus näkymään myös varastoinnissa.

1000 V verkossa käytettäviä suojausyksiköitä tulee olla varastossa, mahdollisten vikaantumisten varalta. Suojausyksiköiden varaston koko ei tarvitse 1000 V käyttöönottovaiheessa olla suuri, mutta 1000 V kohteiden lisääntyessä varaston kokoa tulee kasvattaa. Vikatilanteessa suojausyksikkö vaihdetaan kokonaisuutena pakettina ja mahdolliset suojausyksikön sisäiset korjaustoimenpiteet tehdään myöhemmin sähkölaitekorjaamolla.

5 1000 V KOMPONENTTIEN MERKITSEMINEN

1000 V jakelujännitteen käyttöönotossa on komponenttien merkitseminen hyvin tärkeässä roolissa kaikkien verkkoon yhteydessä olevien henkilöiden turvallisuuden kannalta. Merkintöjen tulee olla niin selkeät, ettei 1000 V ja 400 V sekoittamista voi tapahtua minkäänlaisissa olosuhteissa. Merkintöjen pysyvyyteen ja säänkestävyyteen tulee kiinnittää erityistä huomiota, sillä merkintöjen tulee kestää koko kyseisen asennuksen pitoajan. (YJ 7:06)

Sähköturvallisuuden kannalta on erityisen tärkeää, että 1000 V merkintäjärjestelmä on sama koko valtakunnassa. Tekniikan mahdollisesti laajentuessa muihin lähimaihin myös näissä maissa on käytettävä samaa merkintäjärjestelmää. Merkintäkäytännöt perustuvat pääosin 1310-1 IEC:1995 standardin suosituksiin. (YJ 7:06)

5.1 Ilmajohtopylväs

Ilmajohtopylväässä 400 V ja 1000 V AMKA-johtojen väliin asennetaan kuvan 5.1 mukaisesti 100 mm leveä keltainen panta. Johtojen etäisyydet määräytyvät pienjänniteilmajohdot SFS 6003 etäisyysvaatimusten mukaan. 100 mm leveä panta asennetaan 1000 V pylväisiin aina, vaikka yhteiskäyttöä muiden jännitteiden kanssa ei olisikaan.(YJ 7:06)

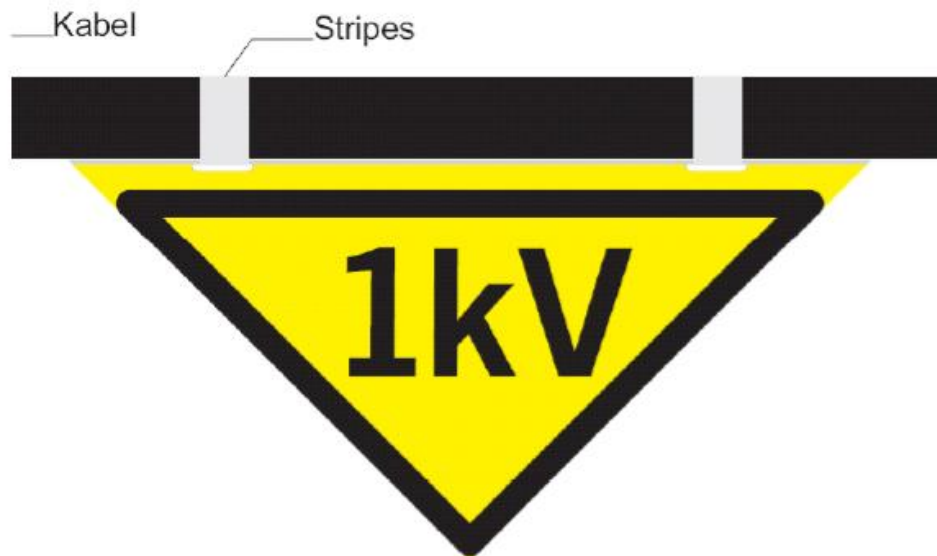


Kuva 5.1. 1 kV pylvään merkintä (YJ 7:06).

5.2 AMKA-johto

1000 V AMKA-johto merkitään jokaisen pylvään välittömässä läheisyydessä kuvan 5.2 mukaisella kolmion mallisella keltaisella kilvellä, jossa on mustalla tunnusmerkintä 1 kV. Tekstin koko on oltava vähintään 40 mm. Kolmiomuoto ja keltamusta väritys ovat IEC:n varoitusmerkintöjen mukaiset, erona on ainoastaan, ettei varoituskilpi ole suorakaide. Kolmiomuotoa perustelee se, että varoitusmerkin sanoma säilyy, vaikka ilmasto-olosuhteet hävittäisivätkin tekstin merkistä. (YJ 7:06)

Häiriönselvityksessä ja uudisrakentamisessa on mahdollista sekoittaa 400 V ja 1000 V toisiinsa samanlaisten materiaalien vuoksi. Kolmion muotoinen kilpi erottuu huonommissakin olosuhteissa ja kertoo, että kyseessä on 1000 V:n kohde. (YJ 7:06)



Kuva 5.2. AMKA-johtoon kiinnitettävä 1 kV kilpi (Onninen 2007).

5.3 Jakelumuuntajat

Muuntajan merkinnöistä tulee käydä selvästi ilmi muuntajan jännitteet 20/1 kV, 20/1/0,4 kV tai 1/0,4 kV. Muuntajan 1000 V merkintänä käytetään kelta-mustaa suorakaiteen muotoista 1 kV kilpeä (kuva 5.3). Kilven tulee olla nähtävissä muuntamon lähestymissuunnasta. 2-pylväsmuuntamoissa merkintä tulee laittaa muuntajan leveille sivuille molemmille puolille ja yksipylväsmuuntamoissa sekä puistomuuntamoissa muuntajan uloimmalle leveälle sivulle. Tarvittaessa muuntajan sivuille ja alaosaan voidaan maalata lisämerkintöjä jännitetasojen erottamiseksi. Puistomuuntamoissa myös muuntamon ulkopuolelle 1000 V puolelle ja muuntamon varokekytkimiin kiinnitetään kuvan 5.4 mukainen kilpi. (YJ 7:06)

1000 V jännitteen omaavat muuntajat tulee merkitä ja erottaa tavanomaisista muuntajista jo varastointivaiheessa. Kiireellisissä tilanteissa muuntajat voivat muuten helposti sekaantua ja aiheuttaa vakavia vaaratilanteita. (YJ 7:06)



Kuva 5.3. 1000 V muuntajan merkintäkilpi.

5.4 Kaapelit ja kytkentäjohtimet

1000 V jännitteellä käytettäviin syöttö- ja lähtökaapeleihin tulee merkintä, josta käy ilmi kaapelityyppi, poikkipinta ja osoitetieto, esimerkiksi 1kVAXMK4*120, mmo2274. Mikäli 400 V ja 1000 V kytkentäjohtimilla on sekaantumisvaara esimerkiksi muuntajan kannella, merkitään 1000 V johtimet selkeästi erottuviksi 400 V johtimista. Kytkentäjohtimissa merkintänä käytetään ruskeaa muovisukkaa, kutistemuovisukkaa, teippiä tai muuta luotettavaa tapaa. (YJ 7:06)

5.5 Katkaisijakaappi ja erotuskytkimet

1000 V verkkoa suojaavan katkaisijakaapin oveen laitetaan kuvan 5.4 mukainen kelta-musta 1 kV kilpi, jossa tekstin korkeus on oltava vähintään 45 mm. 1000 V erotuskytkin merkitään myös kuvan mukaisella 5.4 kilvellä. (YJ 7:06)



Kuva 5.4. Katkaisijakaapin, erotuskytkimen ja muuntamon merkintäkilpi (YJ 7:06).

5.6 Jako- ja haaroituskaapit

Jako- ja haaroituskaappeihin merkitään etupuolelle yhtiökohtainen jakokaappitunnus ja kiinnitetään kuvan 5.4 mukainen kilpi, josta käy selville, että kaapin jännite on 1000 V. 1000 V ja 400 V jännitteitä ei tule sijoittaa samaan kaappiin mahdollisen jännitteiden sekoittamisen takia. Kaapit voidaan kuitenkin sijoittaa vierekkäin, kunhan ne merkitään asianmukaisesti. (YJ 7:06)

5.7 Merkinnät verkkokartoissa

Verkko- ja työkartoissa, sekä piirustuksissa 1000 V jännitteellä käytettävät johdot merkitään Energiateollisuus ry:n verkostosuosituksen YA6:04 ”Johtotunnukset” ja RUB1:05 ”Työkartat ja piirustukset” mukaan. Nimellisjännite merkitään pienjänniteverkkokartoilla, jos käyttöjännite ei ole 400 V. Esimerkiksi 1 kV AMKA-riippukierrekaapeli 3x70+95 merkitään 1kVAM70. (YJ 7:06)

Työkarttoihin, joissa on useampaa jännitetasoa, merkitään tarvittaessa ne nimellisjännitteet, joita on vähemmän. Mikäli työkartan alueella on vain yhtä jännitetasoa, merkitään se joko kartan otsikkotauluun tai työkohtaiseen selostukseen. (YJ 7:06)

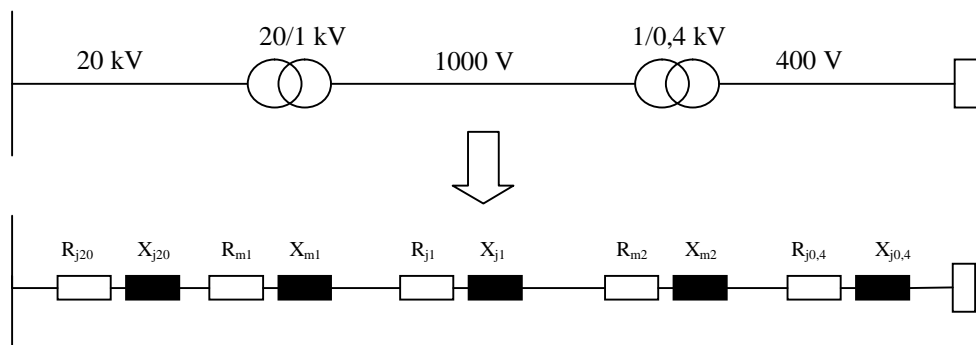
5.8 Muuntamotunnusten merkitseminen

20/1 kV ja 1/0,4 kV verkostotunnusten on erotuttava selkeästi muista tunnuksista niin verkostokartoissa kuin maastossakin. Verkkoyhtiöissä tunnusikäytäntö eroaa niin paljon toisistaan, ettei valtakunnallista suositusta tunnusten käytöstä ole tehty.

Muuntamoiden merkitseminen voidaan suorittaa esimerkiksi niin, että 20/1 kV muuntamolle annetaan numero 9501 ja tämän syöttämille 1/0,4 kV tytärmuuntamoille numerot 95011, 95012. (YJ 7:06)

6 1000 V JÄRJESTELMÄN SÄHKÖTEKNINEN LASKENTA JA VIKATILANTEET

Verkon mitoituksessa teknisen rajoitteen luovat verkossa syntyvä jännitteenalenuma ja johdinten terminen kesto. Kun suunniteltava kohde on saatu sähkötekniisesti toimivaksi, voidaan ryhtyä tarkastelemaan verkossa tapahtuvia vikatilanteita. Jännitehäviön ja vikavirtojen määrittämiseksi on tiedettävä verkon komponenttien aiheuttamat resistanssit ja reaktanssit. Kuvassa 6.1 on esitetty yksivaiheinen sijaiskytkentä 20/1/0,4 kV järjestelmästä. (Partanen 2005)



Kuva 6.1. 1000 V haarajohdon yksivaiheinen sijaiskytkentä (Partanen 2005).

Vikatilanteiden tarkastelu aloitetaan laskemalla verkon eri osien oikosulkuvirrat. Oikosulkuvirtojen laskemisella pystytään määrittämään verkostokomponenteille oikosulkuvirran aiheuttamien termisten rasitusten kestoisuus. Tietämällä oikosulkuvirtojen suuruudet pystytään määrittämään oikosulkusuojauksen asetteluarvot. Pienjänniteverkossa oikosulkuvirtojen arvojen pitää olla riittävän suuria, jotta maadoitetun 400 V järjestelmän sulakesuojauksa saadaan toimimaan oikein. Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n uudisrakennuskohteessa asiakkaan liittymispisteen yksivaiheisen oikosulkuvirran tulee olla vähintään 250 A, poikkeustapauksissa voidaan sallia myös pienempi oikosulkuvirta. Verkon suojausta varten tulee laskea myös 1000 V verkon maasulunaikaiset vikavirrat ja vaikutus järjestelmän nollopotentiaaliin. Myöskään kosketusjännitteet eivät saa aiheuttaa vaaratilannetta.

6.1 Jännitteenaleneman laskeminen

Jännitteenalenemalle on asetettu rajat jännitestandardi SFS-EN 50160:ssä. Standardin mukaan verkkoyhtiön toimittaman sähkön asiakkaan liittymiskohdan vaihejännitteen on oltava vähintään 207 V 95 % tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvoista. Verkossa tapahtuva jännitehäviö saadaan laskettua yhtälön (6.1) mukaisesti.

$$U_h = \left(\frac{P}{U_{as}} \right) \cdot (R + X \cdot \tan \varphi) \quad (6.1)$$

missä P = mitoituspäätöteho
 U_{as} = jännite asiakkaalla
 R = vaiheresistanssi
 X = vaihereaktanssi

Yhtälöstä (6.1) saadaan määritettyä prosentuaalinen jännitteenalenema jakamalla saatu tulos pääjännitteellä. Laskettaessa koko järjestelmän jännitteenalenemaa, tulee muistaa redusoida eri jännitetasossa syntyvät resistanssit ja reaktanssit samaan jännitetasoon, yleensä asiakkaan liittymätapteen jännitteeseen. Mitoitustehona jännitteenaleneman laskemisessa käytetään yleisesti 5 % ylitystodennäköisyyttä vastaavaa huipputehoa. Jos laskennallinen jännitteenalenema ylittää sallitun arvon, saadaan sitä pienennettyä kasvattamalla johtimen poikkipintaa tai muuttamalla jakelumuuntaja suuremmaksi. (Partanen 2005)

6.2 Vikatilanteet 1000 V verkossa

20/1 kV muuntajalla sijaitseva 1000 V verkon suojaus asetellaan havahtumaan kaksivaiheisen oikosulkuvirran suuruuden mukaan ja verkon suurin kolmivaiheinen oikosulkuvirta taas määrittää nopeimman suojausportaan pisimmän laukaisuajan, jonka verkossa olevat komponentit kestävät vikaantumatta. 1000 V verkon suojaus ylivirtareleistyksen saadaan aseteltua kolme eri havahtumisporrasta.

Ensimmäinen havahtumisporras on pikalaukaisulle, joka toimii suurilla oikosulkuvirroilla, toinen porras taas asetellaan toimimaan pidemmällä laukaisuajalla

kaksivaiheisen oikosulkuvirran mukaan ja kolmas porras toimii ylikuormituksella, 1/0,4 kV muuntajan suojana ja 400 V verkon varasuojana. 1000 V suojaus ei vaikuta 400 V suojaukseen, vaan 400 V verkon suojaus toteutetaan kuten aiemmin 20/0,4 kV järjestelmässäkin. 1000 V suojalaitteen kolmas aikaporras asetellaan niin pitkäksi, että 400 V verkkoa suojaavat sulakkeet toimivat ennen 1000 V suojalaitteen katkaisijaa. (Partanen 2005)

6.2.1 Kolmivaiheinen oikosulku

Kolmivaiheisessa oikosulussa syntyy vikatilanteista suurimmat vikavirrat. Pikalaukaisuportaan jännitteen poiskytkentäaika tuleekin mitoittaa kolmivaiheisen oikosulkuvirran mukaan niin, ettei mikään verkon komponentti vaurioidu. Kolmivaiheinen oikosulku on symmetrinen vika eikä näin ollen aiheuta vaaratilannetta asiakkaalle. Kolmivaiheinen oikosulkuvirta 1000 V järjestelmässä saadaan laskettua yhtälön (6.2) mukaan. (Partanen 2005)

$$I_{k3v} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \left(Z''_{sv} + \sqrt{(R'_{j20} + R'_{m1} + R_{j1})^2 + (X'_{j20} + X'_{m1} + X_{j1})^2} \right)} \quad (6.2)$$

missä U = verkon pääjännite

Z''_{sv} = 1000 V jännitetasoon redusoitu syöttävän verkon impedanssi

R'_{j20} = 1000 V jännitetasoon redusoitu 20 kV johdon vaiheresistanssi

R'_{m1} = 1000 V jännitetasoon redusoitu 20/1 kV muuntajan vaiheresistanssi

R_{j1} = 1000 V johdon vaiheresistanssi

X'_{j20} = 1000 V jännitetasoon redusoitu 20 kV johdon vaihereaktanssi

X'_{m1} = 1000 V jännitetasoon redusoitu 20/1 kV muuntajan vaihereaktanssi

X_{j1} = 1000 V johdon vaihereaktanssi

Redusoitu syöttävän verkon impedanssi saadaan laskettua esimerkiksi syöttävän verkon oikosulkuvirrasta yhtälön (6.3) mukaan.

$$Z'_{sv} = \frac{U_{sv}}{\sqrt{3} \cdot I_{ksv}} \cdot \left(\frac{U_{2n}}{U_{1n}} \right)^2 \quad (6.3)$$

missä U_{sv} = syöttävän verkon jännite liityntäpisteessä
 I_{ksv} = syöttävän verkon oikosulkuvirta liityntäpisteessä

400 V verkon kolmivaiheinen vikavirta lasketaan vastaavalla tavalla kuin 1000 V verkossakin, mutta verkostokomponenttien impedanssit redusoidaan 400 V jännitetasoon.

6.2.2 Kaksivaiheinen oikosulku

Kaksivaiheinen oikosulku on epäsymmetrinen vika, jonka laskentaan tarvitaan myötäverkon lisäksi myös vastaverkon tiedot. Yleisesti vastaverkon impedanssit oletetaan yhtä suuriksi myötäverkon impedanssien kanssa ja kaksivaiheisen oikosulun vikavirrat saadaan laskettua riittävän tarkasti yhtälön (6.4) avulla. (Lohjala 2005)

$$I_{k2v} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3v} \quad (6.4)$$

Kaksivaiheisen oikosulun aikaiset vikavirrat lasketaan samalla tavoin myös 400 V verkolle. 400 V verkossa tapahtunut kaksivaiheinen oikosulku havaitaan 1000 V verkossa kasvaneena kuormituksena. Kuormitus kasvaa kuitenkin epäsymmetrisesti siten, että kahdessa vaiheessa virta kasvaa 0,5 kertaa oikosulkuvirran verran ja yhdessä vaiheessa oikosulkuvirran verran. (Lohjala 2005)

6.2.3 Yksivaiheinen oikosulku

Yksivaiheisen oikosulun syntyminen 1000 V verkossa ei ole mahdollista, sillä yksivaiheinen oikosulku voi syntyä vain tehollisesti maadoitetussa verkossa (20/1/0,4 kV järjestelmässä 400 V jännitetasossa) vaihejohtimen kosketuksesta nollajohtoon tai muuhun maadoitettuun osaan. Verkko määritellään tehollisesti maadoitetuksi, mikäli maasulkukerroin on pienempi kuin 1,4. Yksivaiheisessa oikosulussa vikavirta kulkee nollajohtoa pitkin muuntajan tähtipisteeseen. Oikosulkuvian aikana terveiden vaiheiden jännitteet nousevat, nousun määrä riippuu maasulkukertoimesta. Nollajohtimeen aiheutuu oikosulun aikana kosketusjännite,

jonka suuruus riippuu vikavirrasta, nollajohtimen impedanssista ja maadoitusimpedanssista. Yksivaiheisen oikosulkuvirran suuruus 400 V verkossa saadaan laskettua yhtälöillä (6.5), (6.6) ja (6.7). (Lohjala 2005)

$$I_{k1v} = \frac{3 \cdot U_v}{2 \cdot Z_{SV20,1} + \sqrt{(R_{K1})^2 + (X_{K1})^2}} \quad (6.5)$$

$$R_{K1} = 3R_f + 3R_j + 3R_{jN} + 2R_{m2} + R_{m2N} \quad (6.6)$$

$$X_{K1} = 2X_j + X_{j0} + 3X_{jN} + 2X_{m2} + X_{m2N} \quad (6.7)$$

missä U_v = vaihejännite

$Z_{SV20,1}$ = syöttävän verkon impedanssi (20 kV ja 1000 V verkko)

R_{jf} = vikaresistanssi

R_{jN} = nollajohdon resistanssi

R_{m2} = 1/0,4 kV muuntajan vaiheresistanssi

R_j = 400 V johdon vaiheresistanssi

R_{m2N} = 1/0,4 kV muuntajan nolaresistanssi

X_{jN} = nollajohdon reaktanssi

X_{m2} = 1/0,4 kV muuntajan vaihereaktanssi

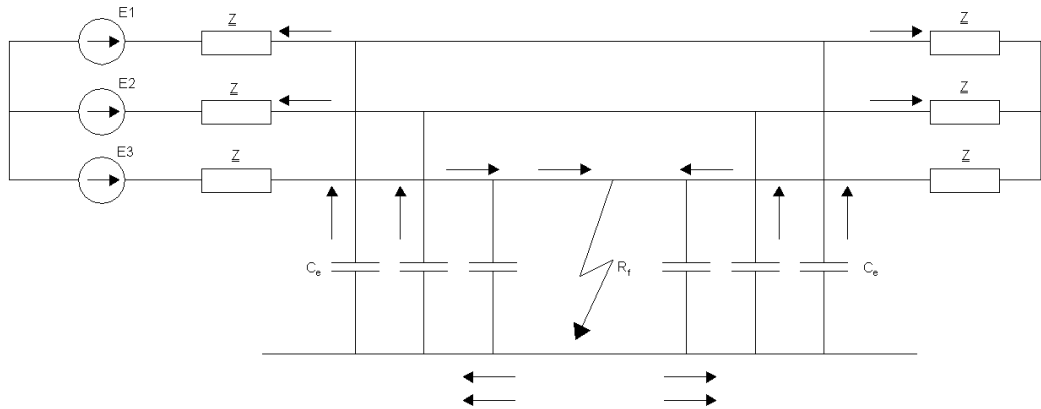
X_j = 400 V johdon vaihereaktanssi

X_{j0} = 400 V johdon vaihejohtimen nolareaktanssi

X_{m2N} = 1/0,4 kV muuntajan nolareaktanssi

6.2.4 Yksivaiheinen maasulku

Yksivaiheista oikosulkua vastaava vikatilanne maasta erotetussa järjestelmässä on yksivaiheinen maasulku. Vika aiheutuu yhden vaiheen jännitteisen osan koskettaessa maadoitettua osaa, esimerkiksi AMKA-johdossa vaihejohtimen koskettaessa kannatinköyteen. Kuvassa 6.2 on esitetty yksivaiheinen maasulku ja vikavirtojen kulku maasulkuvian aikana.



Kuva 6.2. Yksivaiheinen maasulku maasta erotetussa 1000 V järjestelmässä (Lohjala 2005).

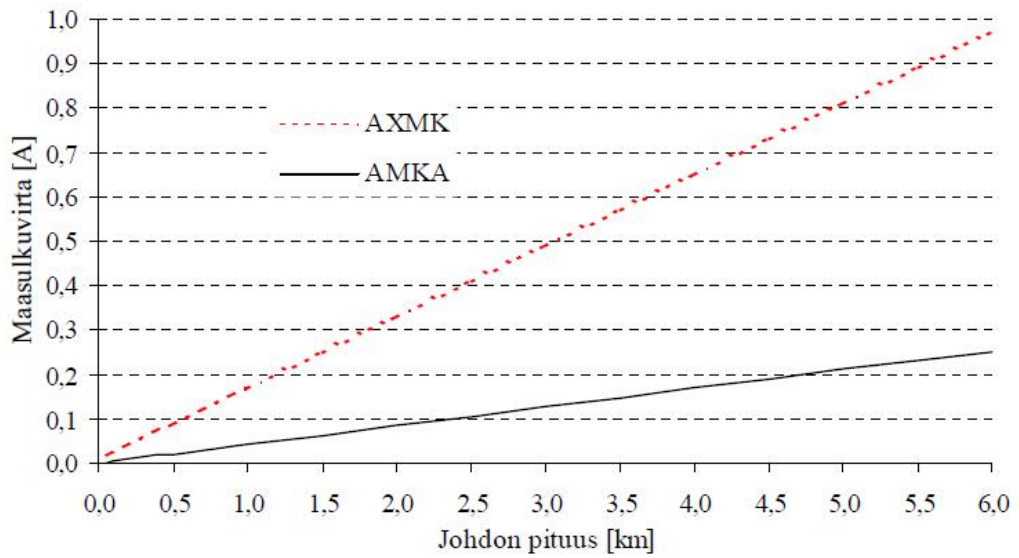
1000 V jakeluverkot muodostuvat galvaanisesti erillisistä johtohaaroista, jolloin syöttöpisteestä lähtee yleisesti vain yksi haara. Näin ollen syöttöpisteen kautta ei kulje taustaverkon aiheuttamia maasulkuvirtoja. Terveiden vaiheiden maakapasitanssien kautta tuleva maasulkuvirta pääsee vikapaikkaan joko 20/1 kV muuntajan tai 1/0,4 kV muuntajan käämien kautta. Maasulkuvirran itseisarvon suuruus vian aikana saadaan laskettua yhtälöllä (6.8). (Lohjala 2005)

$$I_e = \frac{\sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_0 \cdot U}{\sqrt{1 + (3 \cdot \omega \cdot C_0 \cdot R_f)^2}} \quad (6.8)$$

missä C_0 = verkon yhden vaiheen maakapasitanssi

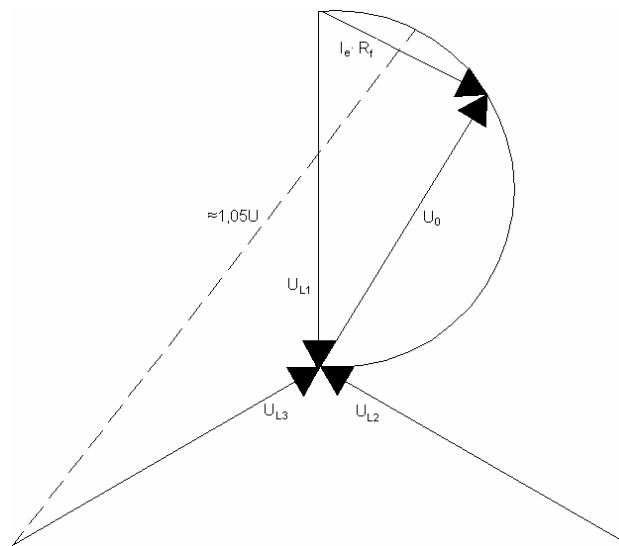
ω = kulmataajuus, $2\pi f$

Maasukuvirta 1000 V verkoissa ei yleensä nouse edes kaapeliverkossa 1 A suuruuteen. Pienestä maasulkuvirrasta johtuen myöskään vikaresistanssin vaikutus nollajännitteen suuruuteen ei ole merkittävä. Kuvassa 6.3 on esitetty 1000 V AMKA- ja AXMK-verkkojen maasulkuvirrat johtopituuden funktiona.



Kuva 6.3. Maasulkuvirrat 1000 V AMKA- ja AXMK-verkoissa vikaresistanssin ollessa nolla (Lohjala 2005).

Maasulun aiheuttaman verkon jännite-epäsymmetrian vaikutuksesta muuntajan tähtipisteen potentiaali poikkeaa maan potentiaalista, joten syntyy nolajännite. Kuvassa 6.4 on esitetty jännitteiden käyttäytyminen maasta erotetussa verkossa maasulkuvian aikana. (Lohjala 2005)



Kuva 6.4. Jännitteiden käyttäytyminen maasta erotetussa verkossa maasulkuvian aikana (Lakervi 1996).

Nollajännite saadaan laskettua kaavalla (6.9).

$$U_0 = \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_0} \cdot I_e \quad (6.9)$$

6.2.5 Kaksoismaasulku 1000 V järjestelmässä

Maasta erotetussa 1000 V järjestelmässä kaksoismaasulku syntyy esimerkiksi kahden eri vaihejohtimen kosketuksesta AMKA-johdon kannatinköyteen. Kaksoismaasulussa syntyvät oikosulkuvirrat ylittävät kaksivaiheisen oikosulkuvirran suojaukseen asetellut rajat. Tähtipistejännitteen mittaukseen perustuvassa maasulkusuojauksessa suojauksen toimivuus kaksoismaasulussa on toimivuuden rajalla käytettäessä 67–115 % mitoitusarvoa vaihejännitteestä. Kaksoismaasulun aiheuttama nollajännite on pienimmillään vikaresistanssien ollessa yhtä suuria. Nollajännite saadaan laskettua yhtälöllä (6.10). (Lohjala 2005)

$$U_0 = \frac{1}{\sqrt{4 + (3 \cdot \omega \cdot C_0 \cdot R_f)^2}} \cdot U_v \quad (6.10)$$

7 1000 V SOVELTUVUUS KSOY-V:N SÄHKÖNJAKELUVERKKOON

Pohdittaessa mahdollisia 1000 V käyttökohteita Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n sähköjakeluverkossa, Luumäellä sijaitsevan Uron sähköaseman syöttämä sähköjakelualue todettiin potentiaalisimmaksi aloituskohteeksi. Muuallakin jakelualueella verkko sisältää paljon lähivuosina saneeraukseen tulevia lyhyitä keskijännitehaarajohtoja, joista potentiaalia 1000 V käytölle varmasti löytyy, mutta tarkempi tutkiminen aloitetaan Uron alueen verkosta. Uron alueella keskitytään olemassa olevien pitoaikansa lopussa olevien keskijännitehaarojen tutkimiseen. Esimerkkinä tässä työssä esitellään Hiekkaharjun ja Kähölän muuntopiirien saneeraus erilaisilla verkostoratkaisuilla.

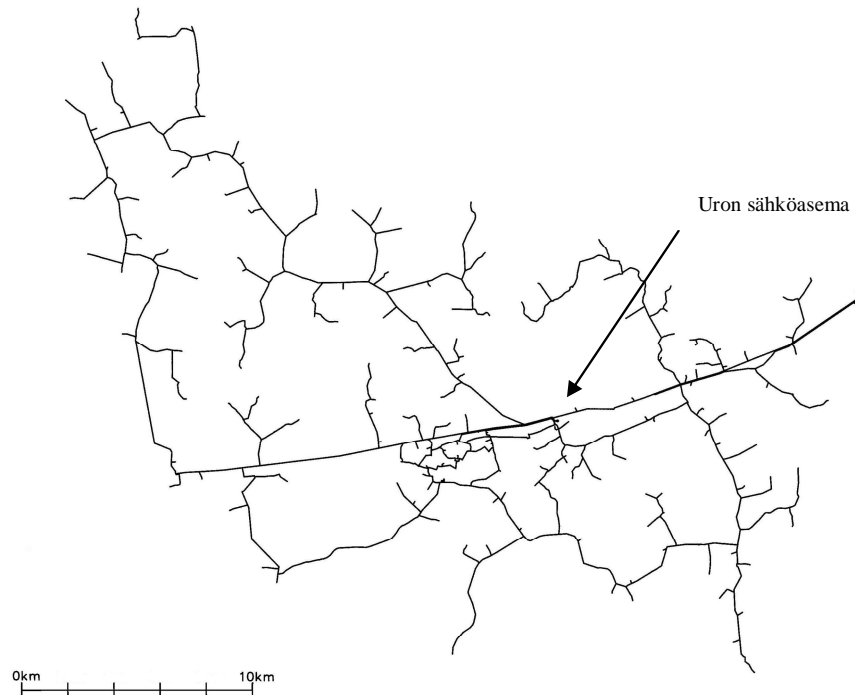
1000 V jakelujännitteen käytölle soveltuvien uudisrakennuskohteiden tutkiminen tulee pääasiassa asiakkaiden kyselyiden perusteella, joten niiden ennakoiminen on vaikeaa. Esimerkiksi Luumäen Kivijärvellä on paljon saarissa olevia sähköistämättömiä vapaa-ajankohteita, joiden sähköistämisessä 20/1/0,4 kV järjestelmällä pystyttäisiin saavuttamaan hyötyä niin kustannuksissa kuin sähkön laadussakin.

Kahtena uudisrakennuskohteena 20/1/0,4 kV järjestelmän käytölle tässä työssä käsitellään Luumäellä Jokilahdella sijaitsevan vapaa-ajankohteita sisältävän muuntopiirin saneeraus ja laajentaminen sekä Ruotsinpyhtäällä Dragmossenin suolla sijaitsevan suonkuivatuspumppaamon sähköistäminen. Dragmossenin suon kohteesta tuli myös KSOY-V:n 1000 V jakelujännitteen pilottikohde, joka toteutettiin tämän diplomityön aikana.

7.1 Uron verkon nykytila

Uron sähköaseman syöttämä sähköjakeluverkko on rakennettu pääosin 1950–1970-luvuilla. Verkko on toteutettu suurimmaksi osaksi avojohdoin ja keskijännitejohdot sijaitsevat pääasiallisesti metsissä, ollen alttiita vikaantumisille myrskyjen ja tykkylumen aikaan. Keskijännitejohtohaarojen tehot haja-asutusalueella eivät ole kovin suuria, joten niiden sisältävä potentiaali 1000 V jakelujännitteen käytölle

kannattaa tutkia. Kuvassa 7.1 on esitetty Uron sähköasema ja sen syöttämä 20 kV keskijänniteverkko.

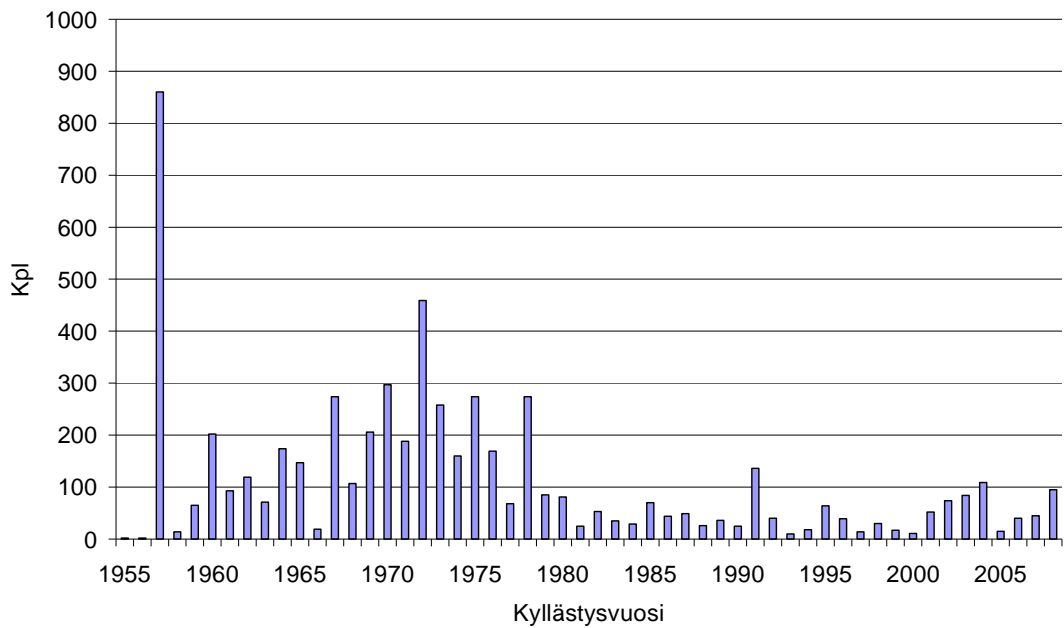


Kuva 7.1. Uron sähköaseman syöttämä 20 kV verkko.

Kuvasta 7.1 havaitaan Uron sähköaseman keskijänniteverkon haaraisuus. Verkossa on todella paljon 1–4 kilometrin pituisia haarajohtoja. Luumäellä on paljon järviä ja vapaa-ajan asuntoja (Luumäki 2009), joten verkossa pystyttäisiin varmasti hyödyntämään 20/1/0,4 kV tekniikan tuomia etuja niin olemassa olevan verkon saneerauksessa kuin uudisrakentamisessakin. Sähköteknisesti keskijänniteverkko on pääosin hyvässä kunnossa, sillä verkon suurimmat jännitteenalenemat ovat Rantsilanmäen johtolähdön 2,0 % ja Jurvalan johtolähdön 2,6 %.

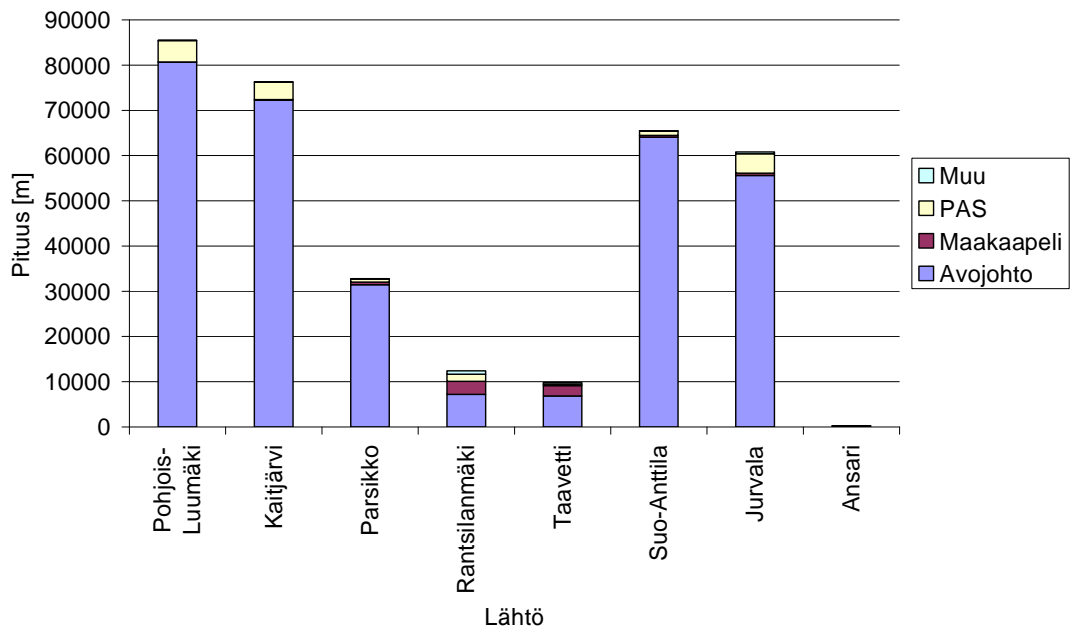
Uron alueen 1950–1970-luvuilla rakennettu keskijänniteverkko tulee vaatimaan perusparannusta lähivuosina verkostokomponenttien pitoajan lähestyessä loppuaan. Kuvaan 7.2 on kerätty Uron sähköaseman KJ-johtolähtöjen pylväiden kyllästysvuodet. Pylväskanta on iäkstä, varsinkin vuoden 1957 pylväitä on huomattavan paljon. Pylväiden ikäjakaumasta voidaan todeta pylvässaneerauksia

tulevan lähitulevaisuudessa varmasti. Pylväistä noin 35 % on jo yli 40 vuotta vanhoja. Yhteensä alueella on keskijännitepylväitä noin 6000 kpl. Vanhojen pylväiden saneerausten yhteydessä myös keskijännitelinjojen sijainti tulee varmasti muuttumaan, sillä nykyiset linjat on rakennettu pääasiassa suorilla linjauksilla ja lyhintä mahdollista reittiä. Nykyisen verkostostrategian mukaan linjoja pyritään siirtämään mahdollisuuksien mukaan teiden läheisyyteen.



Kuva 7.2. Uron sähköaseman 20 kV jakeluverkon pylväiden kyllästysvuodet.

Kuvaan 7.3 on eritelty Uron 20 kV johtolähtöjen pituudet johdinrakenteittain. Kuvasta voidaan havaita avojohtorakenteen olevan ylivoimaisesti käytetyin rakenne. Uron sähköaseman keskijänniteverkon kaapelointiaste on noin 2 %. Päällystetyn avojohdon (PAS) käyttö on lisääntynyt viime vuosikymmeninä, varsinkin tienvarsirakentamisessa. Kuvassa 7.3 oleva lyhyt Ansarin johtolähtö on kokonaan maakaapeloitu sähköaseman vieressä olevalle Oy Ansari-Yhtymän taimipuutarhalle menevä keskijännitekaapeli.



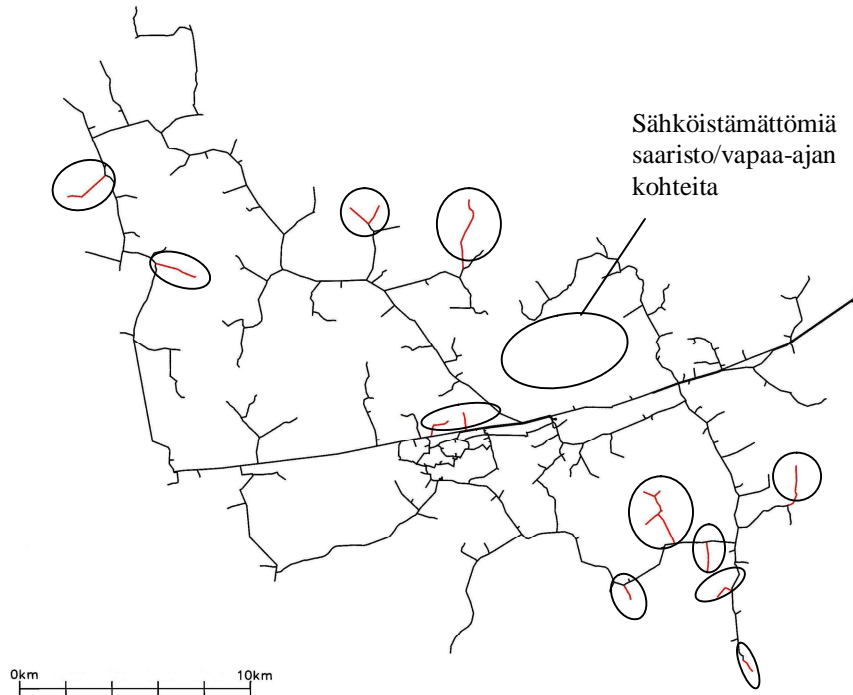
Kuva 7.3. Uron johtolähtöjen rakenteet.

7.2 1000 V potentiaali

Xpower-verkkotietojärjestelmän avulla määritettiin Uron jakelualueen mahdollisia 1000 V jännitteelle soveltuvia kohteita lähitulevaisuudessa saneeraukseen tulevista 20 kV johtohaaroista. Kuvaan 7.4 on ympyröity ja korostettu punaisella 10 vuoden sisällä pitoajan loppuun tulevat 1–4 km pituiset keskijännitejohtohaarat, jotka syöttävät yhtä tai kahta 30 kVA tai 50 kVA 20/0,4 kV muuntajaa. Tällaisissa kohteissa kannattaa saneerauksen yhteydessä huomioida 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet. Mikäli alueelle ei ole odotettavissa suurta kuormituksen kasvua, voidaan 1000 V käytöllä poistaa mahdollinen metsässä kulkeva 20 kV verkon ”vika-antenni”. Yhteensä 10 vuoden sisällä saneerattaviksi tulevia 1000 V käytölle soveltuvia kohteita löytyi noin 6 % (20 km) Uron keskijänniteverkon kokonaispituudesta.

Suurimmassa osassa kuvan 7.4 korostetuissa kohteissa on käytetty myös linjalle kaatuvia puita heikosti kestävää Swan-keskijänniteavojohtoa, joka Kymenlaakson Sähköverkko Oy:ssä on pylvässaneerausten yhteydessä vaihdettu paksumpaan poikkipintaan, esimerkiksi Sparrow-johtoon. Kuvaan 7.4 on merkitty myös

Kivijärven sähköistämätön alue, joka sisältää paljon vapaa-ajankohteita. Kivijärven saarissa sijaitsevat vapaa-ajan kohteet ovat myös potentiaalisia 1000 V käyttökohteita.



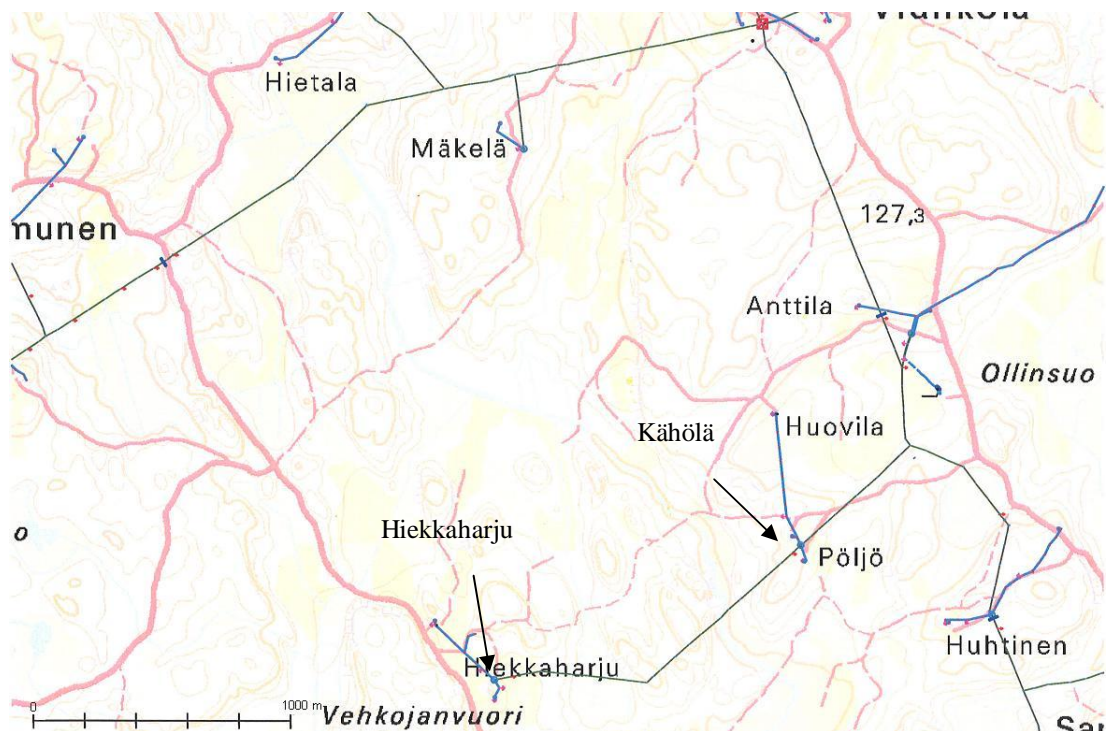
Kuva 7.4. Uron alueen lähivuosien mahdolliset 1000 V saneerauskohteet.

Keskijännitejohtopituus Uron sähköaseman johtolähdöillä on yhteensä noin 350 km. Pisin johtolähtö on Pohjois-Luumäen lähtö, joka käsittää lähes 90 km keskijännitejohtoa. Verkkotietojärjestelmään tehtyjen keskijännitepylväiden sijaintitietojen mukaan alueen 6000 keskijännitepylvästä noin 55 % sijaitsee metsässä, 25 % tienvieressä ja 20 % pellolla. Kaikista alueen pylväistä ei ole merkitty sijaintitietoa verkkotietojärjestelmään, mutta voidaan kuitenkin todeta pääosan keskijännitelinjoista kulkevan metsissä. Metsissä kulkevat keskijänniteavojohdot ovat ongelmallisia vikaherkkyytensä takia. Mikäli tällaiset kohteet pystytään korvaamaan 1000 V tekniikalla, siirtämällä tienvarteen tai kaapeloimaan kohtuullisilla kustannuksilla, saadaan merkittävää hyötyä keskeytyksistä aiheutuvan haitan vähentyessä. Näistä kolmesta saneerausvaihtoehdosta 1000 V jakelujännitteen käyttäminen on

investointikustannuksiltaan huomattavasti 20 kV tienvarteen siirtoa ja 20 kV kaapelointia edullisempaa.

7.3 Hiekkaharjun ja Kähölän muuntopiirien saneeraus

Tutkittaessa 20/1/0,4 kV tekniikan soveltuvuutta pienitehoisen keskijännitehaaran saneerauksessa, otetaan tarkasteluun Uron sähköaseman Kaitjärven johtolähdöllä sijaitseva Hiekkaharjun ja Kähölän muuntopiirejä syöttävä kaksi kilometriä pitkä 20 kV Swan-johtohaara (kuvassa 7.4 vasemmassa reunassa punaisella), joka on lähivuosina saneerauksen tarpeessa. Vuonna 1972 ja 1974 kyllästetyt pylväävät ovat koko johtohaaran pituudelta latvasta lahoja ja Hiekkaharjun muuntopiirin 30 kVA muuntaja on huonossa kunnossa. Johtohaara sijaitsee pääosin metsässä, joten se on altistuva myrskyvioille. Johtohaaran kahden muuntopiirin tämänhetkinen maksimiteho (P_{max}) on 32 kW. Kuvassa 7.5 on esitetty Hiekkaharjua ja Kähölää syöttävä 20 kV johtohaara.



Kuva 7.5. Hiekkaharjun ja Kähölän saneerattava johto-osuus.

Tarkasteltavat saneerausvaihtoehdot Hiekkaharjun ja Kähölän kohteessa ovat: 20 kV saneeraus entiselle paikalleen, saneeraus entiselle paikalle käyttäen 20/1/0,4 kV tekniikkaa tai 20 kV linjan rakentaminen lounaasta Hiekkaharjuun tulevan tien varteen. 400 V muuntopiirit pysyvät jokseenkin samanlaisina saneerataan sitten 20/0,4 kV tai 20/1/0,4 kV tekniikalla. 400 V pienjännitesaneeraus voidaan jättää huomiotta, sillä sen vaativat investoinnit ovat samansuuruisia kaikilla vaihtoehdoilla.

Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n verkostostrategian mukaan metsässä sijaitsevat keskijännitelinjat siirretään pois metsästä tienvarteen, mikäli investointikustannus ei kasva yli 1,5-kertaiseksi verrattuna vanhalle paikalle saneeraukseen. Käytettäessä 1000 V tekniikkaa saneeraus voidaan kuitenkin tehdä metsään, sillä 1000 V:lla käytettävä AMKA-riippukierrekaapeli soveltuu myös metsään asennettavaksi, eikä ole altis vikaantumiselle metsässäkään. AMKA-johto ei tarvitse myöskään leveää johtokatua, vaan johto voidaan sijoittaa siten, etteivät pystyssä olevien puiden oksat tai runko voi vahingoittaa johtoa (A4 1993).

7.4 Saneerausvaihtoehdot 20 kV ja 1 kV tekniikoilla

Tutkitaan elinkaarikustannuksia kolmelle eri saneerausvaihtoehdolle Hiekkaharjun ja Kähölän kohteessa:

- 1) Linjan saneeraus entiselle paikalleen 20 kV tekniikalla
- 2) Linjan saneeraus tienvarteen 20 kV tekniikalla
- 3) Linjan saneeraus entiselle paikalleen 1000 V tekniikalla

Liitteessä 2 on esitetty elinkaarikustannusten laskenta eri saneerausvaihtoehdoille.

7.4.1 Hiekkaharju ja Kähölä 20/0,4 kV

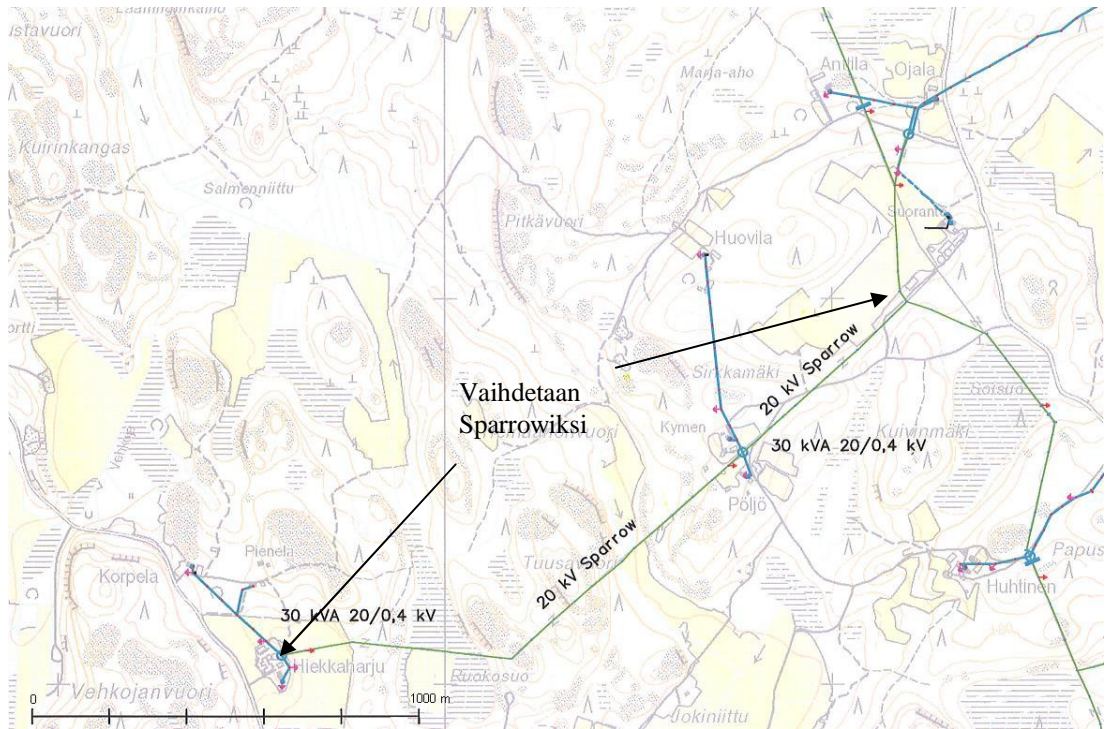
Saneerattaessa 20 kV linja entiselle paikalleen investointikustannuksia aiheuttaa 2 km pitkän Sparrow-johdon rakentaminen vanhan Swan-johdon tilalle. KSOY-V:n strategian mukaisesti Swan-johdot muutetaan suurempi poikkipintaisiksi johdoiksi myös haarajohdoilla. Vanhan linjan purkamisesta aiheutuvia kustannuksia ei tarvitse huomioida, sillä ne ovat samat kaikissa saneerausvaihtoehdoissa. Kähölän ja

Hiekkaharjun muuntamot muuntajineen tulee uusia johtosaneerauksen yhteydessä. Investointikustannuksiksi kertyy yhteensä 65 k€

Häviökustannuksia aiheutuu 20/0,4 kV tekniikalla Sparrow-johdossa ja lisäksi kahdessa 20/0,4 kV jakelumuuntajassa. Häviöitä laskettaessa Sparrow-johdolle huipunkäyttöaikana on käytetty 2250 tuntia. Jakelumuuntajien kuormitushäviöille huipunkäyttöaikana on käytetty 2000 tuntia ja tyhjäkäyntihäviöille 8760 tuntia. 400 V pienjänniteverkon häviöitä ei huomioida. Häviökustannuksiksi koko pitoajalta nykyhetken diskontattuna saadaan yhteensä 1,6 k€

Keskeytyskustannukset laskettiin KSOY-V:n keskijänniteverkon keskimääräisillä keskeytystaajuuksilla. Maasulkuvirran kompensoinnin oletettiin vähentävän jälleenkytkentöjä 40 %. Kaitjärven johtolähdön energiapainotetut KAH-arvot ovat: PJK 0,499 €/kW, AJK 1,068 €/kW ja vika 12,127 €/kWh. Keskeytyskustannusten elinkaarikustannuksiksi 35 vuoden pitoalalla 2 km pitkälle 20 kV avojohdolle saadaan 17 k€ ja sammutetulle verkolle 13 k€

Lisäksi kustannuksia aiheuttavat verkon ylläpitokustannukset. Keskijänniteverkon ylläpitokustannusarvona (Y_{KJ}) tässä työssä on käytetty 105 €/km,a. 2 km Sparrow-johdon ylläpitokustannuksiksi saadaan 3,4 k€. Yhteensä vaihtoehdon 1 elinkaarikustannuksiksi ($K = K_{inv} + K_h + K_K + K_Y$) saadaan 86 k€ ja sammutetulle verkolle 83 k€. Kuvassa 7.6 on esitetty Sparrow-johdoksi muutettava Swan-johto.



Kuva 7.6. Linjan saneeraus entiselle paikalleen (vaihtoehto 1).

7.4.2 Hiekkaharju ja Kähölä 20/0,4 kV tienvarteen

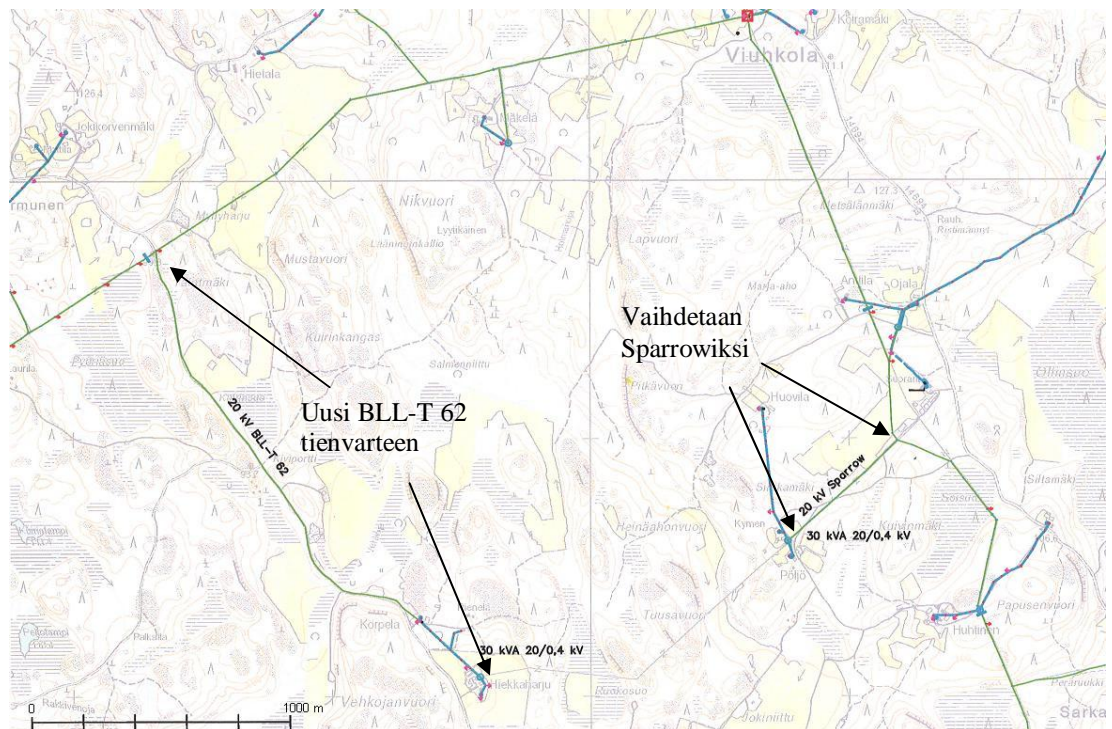
Siirrettäessä 20 kV linja tienvarteen, tarvitsee uutta 20 kV linjaa rakentaa 2,2 km. Tienvarteen siirryttäessä johtorakenteena käytetään päällystettyä avojohtoa, tässä tapauksessa BLL-T 62:a. Kähölän muuntamolle asti vanha Swan-johto (0,6 km) muutetaan Sparrow-johdoksi. Lisäksi sekä Kähölän että Hiekkaharjun muuntamoiden 30 kVA 20/0,4 kV muuntajat uusitaan. Näillä toimenpiteillä investointikustannukset ovat 96 k€

Häviökustannuksia aiheuttavat BLL-T 62- ja Sparrow-johdot sekä 20/0,4 kV jakelumuuntajat. 35 vuoden pitoajalla syntyviksi häviökustannuksiksi saadaan 1,6 k€

Käytettäessä tienvarressa päällystettyä avojohtoa 2,2 km matkalla, voidaan olettaa saatavan säästöä keskeytyskustannuksissa. BLL-T-johtoa käytettäessä oletetaan PJK-, AJK- ja vikataajuuden pienentyvän 50 % KSOY-V:n keskijänniteverkon keskimääräisistä arvoista. Tienvarsiratkaisulla uusi 20 kV johto liitettäisiin Kaipiaisten sähköaseman Kannuskosken johtolähtöön. Kannuskosken lähdön

energiapainotetut KAH-arvot ovat: PJK 0,530 €/kW, AJK 1,074 €/kW ja vika 11,323 €/kWh. Tällöin 2,2 km pitkän BLL-johdon 35 vuoden pitoajalta aiheutuvat keskeytyskustannukset ovat 7,4 k€ Lisäksi keskeytyskustannuksia aiheuttaa entiselle paikalleen jäävä Sparrowiksi muutettava 0,6 km pitkä johto. Sparrow-johdon keskeytyskustannuksiksi saadaan 4,9 k€ Yhteensä keskeytyskustannuksiksi pitoajalla kertyy 12 k€ ja sammutetulle verkolle 9,6 k€, olettaen sammutuksen vähentävän jälleenkytkentöjä 40 %.

20 kV verkon ylläpitokustannuksiksi 2,8 km matkalla kertyy 4,8 k€ Siirrettäessä 20 kV linja tievarteen kokonaiskustannuksiksi ($K = K_{inv} + K_h + K_K + K_Y$) saadaan 115 k€ Kuvassa 7.7 on esitetty vaihtoehdon 2 saneeraustoimet 20 kV johdoille. Sammutetulle verkolle kokonaiselinkaarikustannukset ovat 112 k€



Kuva 7.7. 20 kV linjan siirto tienvarteen (vaihtoehto 2).

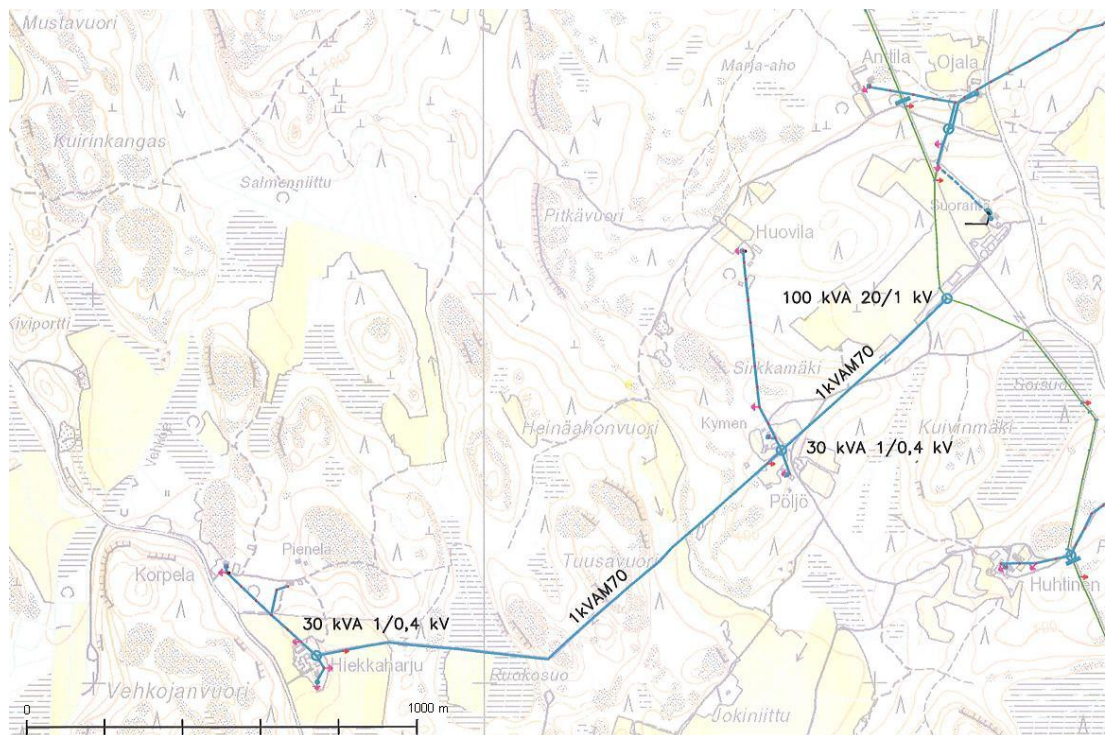
7.4.3 Hiekkaharju ja Kähölä 20/1/0,4 kV

1000 V tekniikalla saneerattaessa tarkasteltavana vaihtoehtona on Swan-johdon korvaaminen AMKA 70 -riippukierrekaapelilla. Uusia jakelumuuntajia tarvitaan kolme, yksi 100 kVA 20/1 kV muuntaja ja kaksi 30 kVA 1/0,4 kV muuntajaa.

Kuvassa 7.8 on esitetty saneeraussuunnitelma 20/1/0,4 kV tekniikalla. Investointikustannuksissa huomioidaan myös 1000 V verkon suojauslaitteisto. Investointikustannuksiksi saadaan 58 k€ 1000 V maakaapelointi olisi kustannusten kannalta tutkimisen arvoinen, mutta tässä kohteessa maaperä on niin kivikkoinen ja kallioinen, ettei auraaminen ole käytännössä mahdollista, joten kaapelointikustannukset nousisivat niin korkeiksi, ettei kaapelointivaihtoehtoa tutkita.

Häviökustannukset 1000 V tekniikalla nousevat suuremmiksi verrattuna 20 kV tekniikkaan. Koko pitoajalta AMKA-johdossa ja kolmessa jakelumuuntajassa syntyviksi häviökustannuksiksi saadaan 5,1 k€

Ylläpitokustannuksia laskettaessa PJ-verkolla käytetään ylläpitokustannusarvoa (Y_{PJ}) 90 €/km,a. Koko pitoajalta 2 km AMKA-johdon ylläpitokustannuksiksi saadaan 2,9 k€ Yhteensä kustannuksiksi 1000 V järjestelmällä vanhalle paikalle saneerattaessa ($K = K_{inv} + K_h + K_Y$) saadaan 66 k€



Kuva 7.8. 20 kV linjan saneeraus 1000 V tekniikalla (vaihtoehto 3).

7.4.4 Yhteenvedo Hiekkaharjun ja Kähölän kohteesta

Taulukkoon 7.1 on yhteenvedona kasattu kustannustiedot kolmesta eri vaihtoehdosta. Tässä kohteessa 20/1/0,4 kV tekniikka on kustannuksiltaan edullisin. Laskennassa ei kuitenkaan ole otettu huomioon 1000 V jännitetaso käyttönoton lisäämiä varastointikustannuksia, eikä 1000 V suojalaitteiston vaatimia koestus- ja ylläpitokustannuksia. 1000 V AMKA-johdon keskeytyskustannukset ovat myös jätetty huomiotta. Sammutetun verkon vaikutus kustannuksiin on laitettu sulkuihin, sillä sammutuksen vaikutusta yksittäisessä kohteessa on hyvin vaikea ennustaa. Sammutus tulee kuitenkin vähentämään tienvarsiratkaisulla ja 1000 V käytöllä saavutettavia hyötyjä keskeytyskustannussäästöissä.

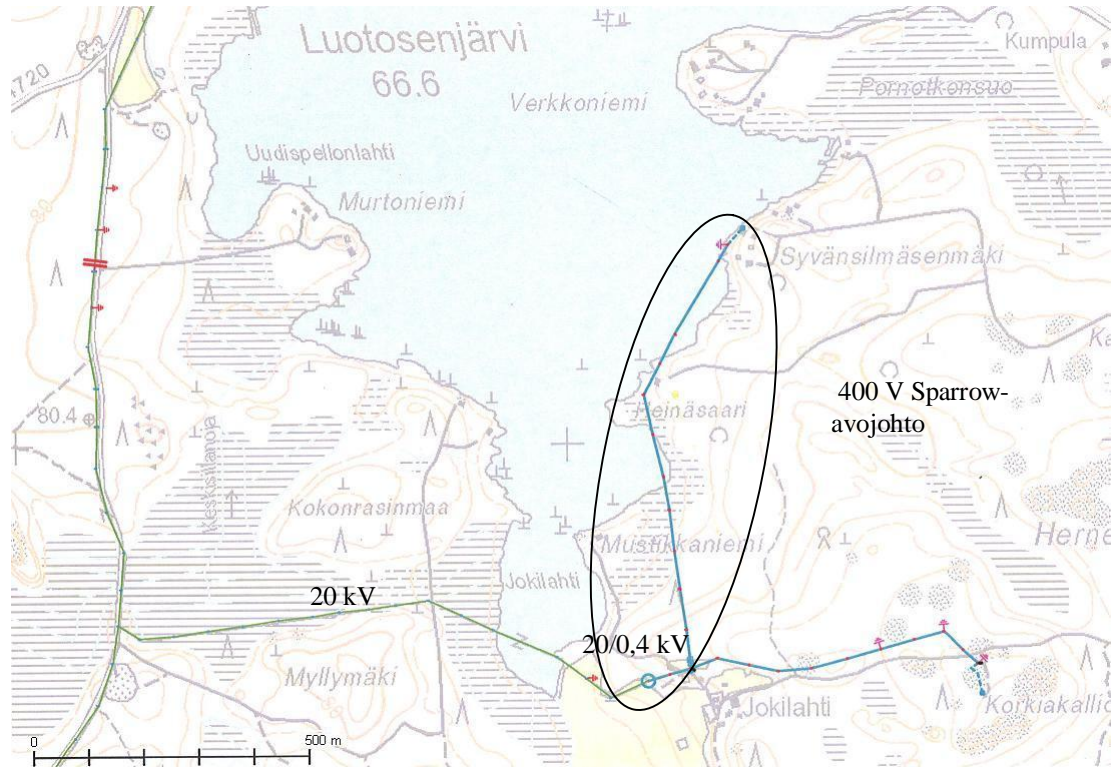
Taulukko 7.1. Saneerausvaihtoehtojen kustannukset (suluissa sammutettu verkko).

Vaihtoehto	Kustannuserä	Kustannus [€]
20/0,4 kV	Investointikustannus	64 754
	Häviökustannus	1 588
	Keskeytyskustannus	16 805 (13 250)
	Ylläpitokustannus	3 439
	Yhteensä	86 586 (83 031)
20/0,4 kV tienvarsi	Investointikustannus	89 963
	Häviökustannus	1 587
	Keskeytyskustannus	12 361 (9 617)
	Ylläpitokustannus	4 814
	Yhteensä	114 695 (111 951)
20/1/0,4 kV	Investointikustannus	58 007
	Häviökustannus	5 064
	Keskeytyskustannus	-
	Ylläpitokustannus	2 947
	Yhteensä	66 018

7.5 400 V kohteen muuttaminen 1000 V kohteeksi

Toisena saneeraus-/uudisrakennuskohteena tutkitaan 400 V jännitteellä toteutetun kohteen muuttamista 1000 V kohteeksi. Kuvassa 7.9 on esitetty Uron ja Suurmiehkälän 110/20 kV sähköasemien välissä sijaitseva Jokilahden saneerattava muuntopiiri. Muutoksen avulla pystytään parantamaan alueen sähkön laatua ja

samalla saneerattua vanha ja pitkä avojohtotekniikalla toteutettu huonokuntoinen pohjoiseen päin menevä 400 V Sparrow-johto. Kuvasta 7.9 havaitaan myös Verkkoniemessä olevat sähköistämättömät vapaa-ajan asunnot, jotka olisi mahdollista sähköistää saneerauksen yhteydessä.



Kuva 7.9. Jokilahden saneerattava johtohaara.

7.6 Saneerausvaihtoehdot 20/0,4 kV ja 20/1/0,4 kV tekniikoilla

Tutkitaan elinkaarikustannuksia kahdelle eri saneerausvaihtoehdolle Jokilahden kohteessa. Kummassakin saneerausvaihtoehdossa käytetään samaa verkkorakennetta. Suunnittelussa huomioidaan myös Verkkoniemessä olevien kohteiden sähköistäminen.

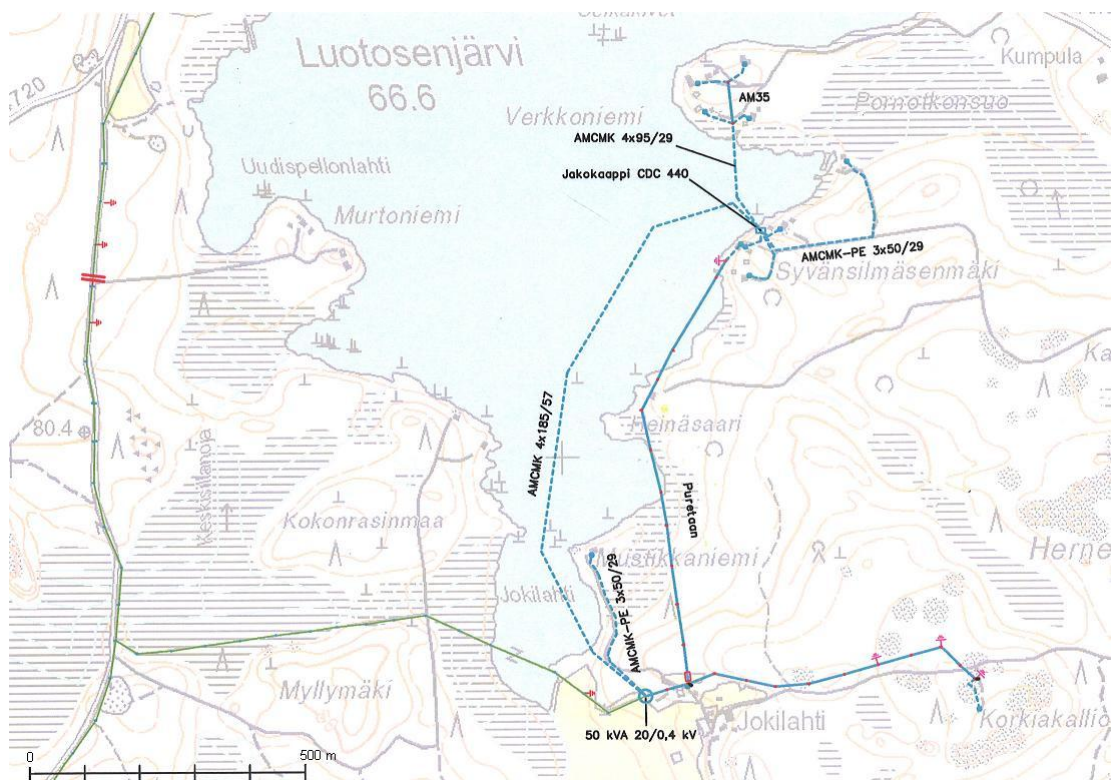
- 1) Linjan saneeraus käyttäen 20/0,4 kV tekniikkaa
- 2) Linjan saneeraus käyttäen 20/1/0,4 kV tekniikkaa

Liitteessä 3 on esitetty kummankin vaihtoehdon elinkaarikustannusten laskenta.

7.6.1 Jokilahti 20/0,4 kV

Saneerattaessa Sparrow-johto perinteistä 20/0,4 kV tekniikkaa käyttäen, puretaan vanha avojohto pois ja tilalle rakennetaan 1,2 km pitkä 400 V AMCMK 4x185/57 vesikaapeli Jokilahden muuntamolta Syvänsilmäsenmäelle, johon asennetaan CDC 440 jakokaappi. Jakokaapilta kaapeloidaan läheiset liittymät ja viedään AMCMK 4x95/29 vesikaapeli Verkkoniemeen. Verkkoniemessä rakennetaan yksi pylväsväli AMKA 35 -riippukierrekaapelia, josta mahdollisten uusien liittymien sähköistys hoidetaan. Kaksi liittymää, joista toinen on Mustikkaniemessä noin 300 m päässä Jokilahden 20/0,4 kV muuntamolta ja toinen Pornotkonsuon lahdelmassa 200 m päässä uudelta jakokaapilta, sähköistetään mahdollisuuksien mukaan auraamalla AMCMK-PE 3x50/29 kaapelilla.

20/0,4 kV muuntamo jätetään vanhalle paikalleen, mutta lähes 40 vuotta vanha jakelumuuntaja uusitaan. Vanhan 30 kVA muuntajan tilalle kuormituksen kasvaessa vaihdetaan 50 kVA muuntaja. Muuntajan suurentamisella pystytään parantamaan myös muuntajalta itään lähtevän johtolähdön sähkönlaatua. Kuvassa 7.10 on esitetty saneeraussuunnitelma 400 V tekniikalla.



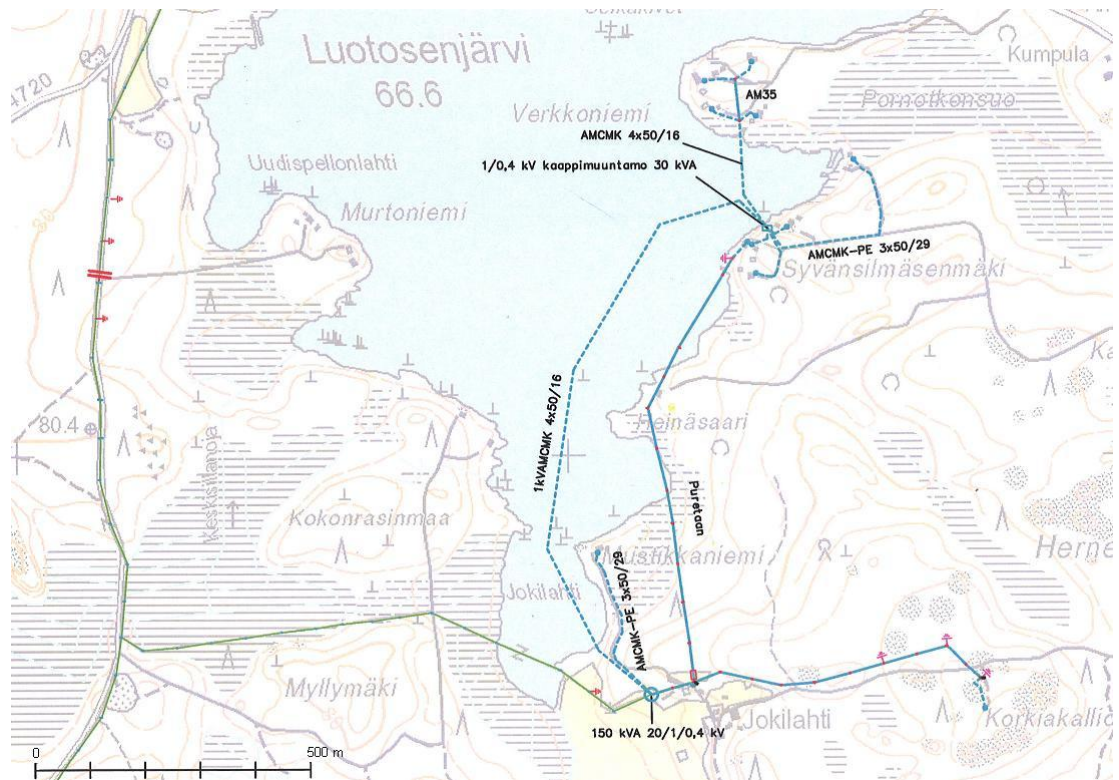
Kuva 7.10. Jokilahden saneeraussuunnitelma 20/0,4 kV tekniikalla.

Elinkaarikustannukset koostuvat investointi-, häviö- ja ylläpitokustannuksista. Investointikustannuksia kertyy AMCMK 185 ja 95 vesikaapeleista, AMCMK-PE 50 aurakaapelista kahdelle liittymälle, AMKA 35 -riippukierrekaapelista, 20/0,4 kV muuntajasta ja CDC 440 jakokaapista. Yhteensä investointikustannuksiksi kertyy noin 60 k€

Laskettaessa häviökustannuksia 400 V verkolle otetaan huomioon ainoastaan 20/0,4 kV muuntaja sekä muuntajalta jakokaapille menevä vesikaapeli, sillä 1000 V saneerausvaihtoehdossa tämä johto-osuus toteutetaan 1000 V jännitteellä. Muuntajan kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöiden sekä AMCMK 4x185/57 kaapelissa tapahtuvien häviöiden elinkaarikustannuksiksi 35 vuoden pitoajalla saadaan noin 1,7 k€ Ylläpitokustannuksia 2,42 km pitkälle pienjänniteverkolle kertyy noin 3,6 k€ Yhteensä elinkaarikustannuksiksi 400 V tekniikalla saneerattaessa saadaan noin 65 k€

7.6.2 Jokilahti 20/1/0,4 kV

Saneerattaessa Jokilahden muuntopiirin pohjoiseen lähtevä 400 V haara 1000 V tekniikalla käytetään samaa verkkorakennetta kuin vaihtoehdon yksi 400 V tekniikallakin, mutta 20/0,4 kV muuntaja korvataan 20/1/0,4 kV kolmikäämimuuntajalla (150 kVA) ja CDC 440 jakokaapin tilalle asennetaan 1/0,4 kV kaappimuuntamo (30 kVA). Käytettäessä kaappimuuntamolle menevässä vesikaapelissa 1000 V jännitettä voidaan vaihejohtimen poikkipinta pienentää 185 mm²:stä 50 mm²:iin. Myös kaappimuuntamolta Verkkoniemeen menevän kaapelin poikkipinta voidaan pienentää 95 mm²:stä 50 mm²:iin. Kuvassa 7.11 on esitetty saneeraussuunnitelma 20/1/0,4 kV tekniikalla.



Kuva 7.11. Jokilahden saneeraussuunnitelma 20/1/0,4 kV tekniikalla.

1000 V tekniikalla investointikustannukset verrattuna 400 V tekniikkaan muuttuvat 20/1/0,4 kV muuntajan, 1000 V suojalaitteiston, ohuemman vesikaapelin ja kaappimuuntamon osalta. Yhteensä investointikustannuksiksi 1000 V tekniikalla saadaan 48 k€

Häviökustannusten laskennassa huomioidaan 20/1/0,4 kV kolmikäämimuuntaja, 1kVAMCMK-PE 3x50/29 vesikaapeli ja 1/0,4 kV kaappimuuntamo. Häviökustannukset on laskettu 35 vuoden pitoajalla kuten 400 V ratkaisussakin. Yhteensä häviökustannuksiksi saadaan 3,6 k€ Ylläpitokustannuksia kertyy samat 3,6 k€ kuin vaihtoehdossa yksi. Yhteensä elinkaarikustannuksiksi saadaan 56 k€

Taulukkoon 7.2 on tiivistetty Jokilahden muuntopiirin saneerauksen elinkaarikustannukset sekä 20/0,4 kV että 20/1/0,4 kV ratkaisuilla. Suurin ero elinkaarikustannuksissa aiheutuu käytettävän vesikaapelin investointikustannuksista. 1000 V jännitteellä käytettävä ohuempi poikkipintainen kaapeli on huomattavasti 400 V kaapelia edullisempi. Elinkaarikustannuksissa ei ole huomioitu 1000 V suojalaitteiston vaatimia koestus- ja ylläpitokustannuksia.

Taulukko 7.2. Jokilahden saneerausvaihtoehtojen kustannukset.

Vaihtoehto	Kustannuserä	Kustannus [€]
20/0,4 kV	Investointikustannus	60 062
	Häviökustannus	1 690
	Ylläpitokustannus	3 566
	Yhteensä	65 318
20/1/0,4 kV	Investointikustannus	48 406
	Häviökustannus	3 587
	Ylläpitokustannus	3 566
	Yhteensä	55 559

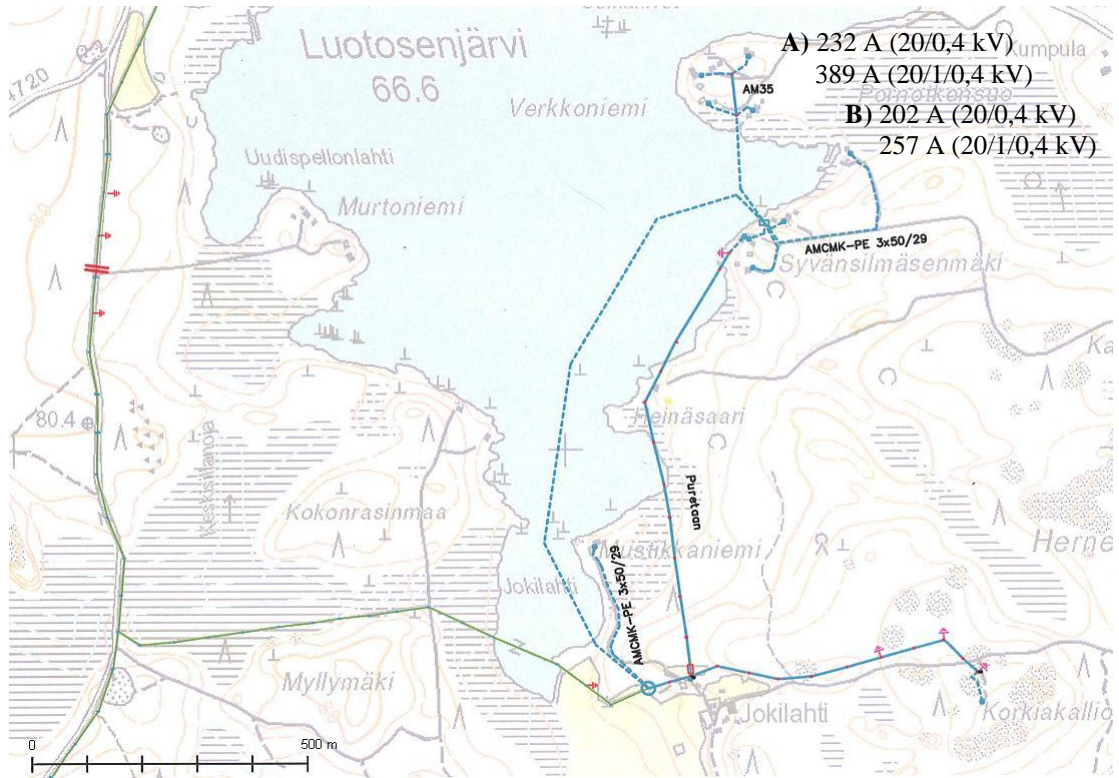
7.6.3 Jokilahden muuntopiirin sähkötekniinen toimivuus

Liitteessä 3 on laskettu sähkötekniinen toimivuus Jokilahden muuntopiirille käytettäessä 20/1/0,4 kV tekniikkaa. Mitoitustehona on käytetty 3 kW/liittymä. 20/0,4 kV vaihtoehdon sähkötekniinen toimivuus on laskettu Xpower-verkkotietojärjestelmällä. Saneerausvaihtoehdoissa yksi verkon pienin liittymän vaihejännite on 226 V ja vaihtoehdossa kaksi 221 V. Pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta kummassakin vaihtoehdossa tulee kuvan 7.12 liittymälle B. 20/0,4 kV tekniikalla pienimmäksi oikosulkuvirraksi saadaan 202 A ja 20/1/0,4 kV tekniikalla 257 A.

20/1/0,4 kV vaihtoehdossa 1000 V verkon suurin kolmivaiheinen oikosulkuvirta verkon alkupäässä on 5,9 kA. Pienin kaksivaiheinen oikosulkuvirta, joka suojauksen tulee havaita, on 1000 V verkon loppupisteessä 552 A. Jänniteenalenema 1000 V johdolla on 2 %. Laskennassa ei ole huomioitu muuntajien väliottokytkimien vaikutusta, joilla pystyttäisiin tarvittaessa parantamaan 400 V liittymien vaihejännitettä suuremmaksi.

Suojarele asetellaan havahtumaan siten, ettei yhdenkään 1000 V verkkoon kytketyn komponentin oikosulkuvirran kestoisuus ylitä. Pikalaukaisuportaan toiminnalle ei aseteta aikaviivettä. AMCMK-PE 3x50/29 kaapelin suurin sallittu 1 s oikosulkuvirta on 3,8 kA. Oikosulkusuojaus asetellaan toimimaan siten, että vika saa olla päällä maksimissaan 5 sekuntia. Oikosulkuporras asetellaan havahtumaan 80 % 1000 V

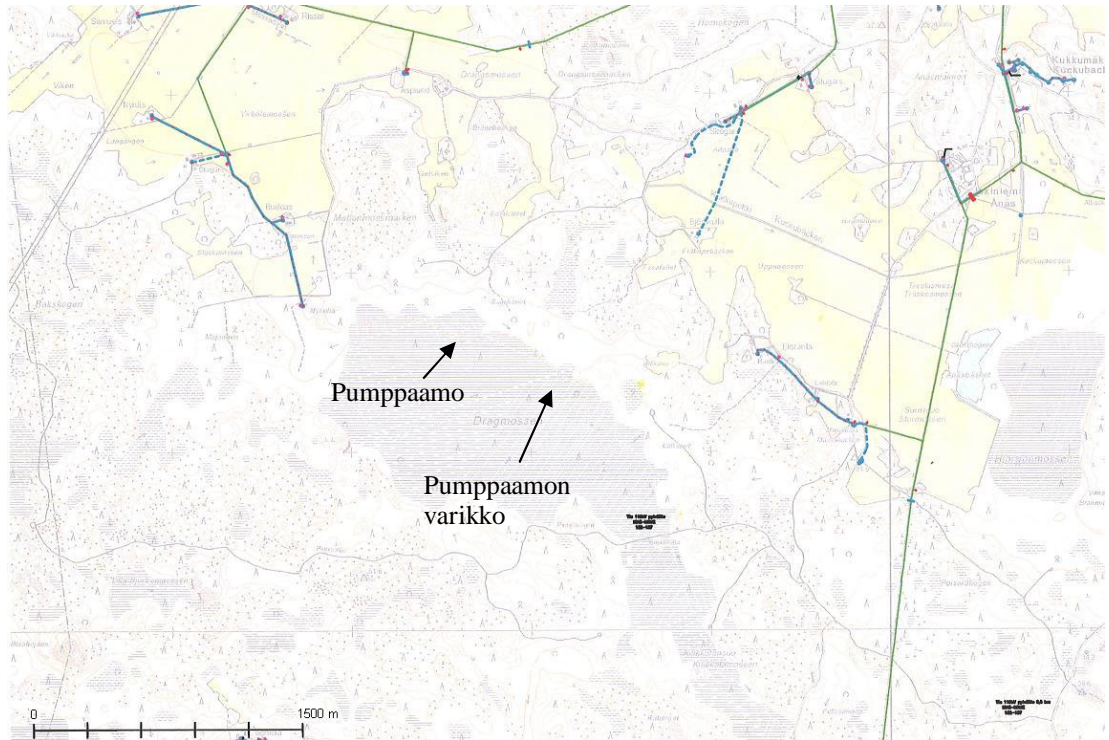
verkon pienimmän kaksivaiheisen oikosulkuvirran arvosta, eli asetteluarvoksi saadaan 447 A. Ylikuormitussuojaus asetellaan katkaisemaan viat, joiden vikavirta on suurempi kuin 2,5 kertaa verkon suurin kuormitusvirta eli asetteluarvoksi saadaan 36 A.



Kuva 7.12. Jokilahden pienimmät vikavirrat yksivaiheisessa oikosulussa.

7.7 Ruotsinpyhtään Dragmossenin uudisrakennuskohde

Uudisrakennuskohteeksi ja ensimmäiseksi toteutettavaksi 1000 V kohteeksi valittiin Ruotsinpyhtäälle Dragmossenin suolle tulevan suonkuivatuspumppaamon sähköistäminen. Kohde on otollinen 1000 V käytölle, johtuen pistemäisestä tehontarpeesta ja noin kahden kilometrin etäisyydestä lähimpään 20 kV linjaan. Kohde on suomaastossa, jossa tulevaisuuden kuormituksenkasvu ei ole todennäköistä. Suonkuivatuspumppaamon pitoaikaa ei myöskään tiedetä tarkkaan, mutta todennäköisesti se ei ole yli 20 vuotta, joten sähköistyksen investointikustannuksia tulee pohtia entistä tarkemmin. Kuvassa 7.13 on esitetty Dragmossenin sähköistettävä kohde.



Kuva 7.13. Dragmossenin suonkuivatuspumppaamo.

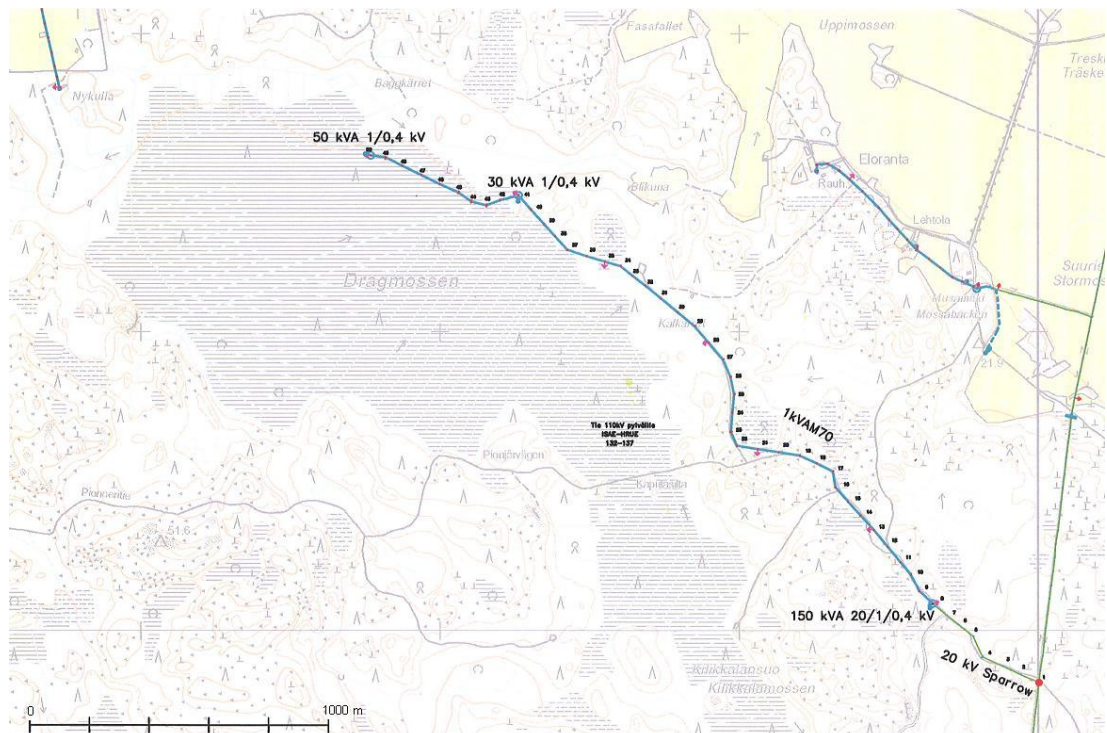
7.7.1 Dragmossen 20/1/0,4 kV tekniikalla

Dragmossenin pumppaamon sähköistämiseksi päädyttiin rakentamaan 1000 V pienjännitelinja idässä olevalta 20 kV keskijännitejohtoalta. Vaikka tällä vaihtoehdolla 1000 V johtoa joudutaan rakentamaan pidempi matka verrattuna pohjoisen 20 kV linjaan, päästään koko johto-osuus rakentamaan tievarteen. Lähdettäessä olemassa olevalta 20 kV runkojohtoalta, rakennetaan aluksi 470 m 20 kV Sparrow-johtoa ja 150 kVA 20/1/0,4 kV kolmikäämimuuntamo. Kolmikäämimuuntamo rakennetaan Ruotsinpyhtään kunnan pumppaamoa varten, joka tulee aivan 20/1/0,4 kV muuntamon viereen. Uuden johtohaaran alkuun rakennettava 20 kV johto-osuus tehdään valmiutena vuonna 1957 rakennetun 20 kV Swan-runkojohdon tulevan saneerauksen ja mahdollisen linjansiirron johdosta. 1000 V johtona käytetään AMKA 70 -riippukierrekaapelia. 1000 V johdon kulkiessa tienvarressa myös kaapelointi auraamalla olisi ollut mahdollista, mutta johtuen suopumppaamon pitoajan epävarmuudesta päädyttiin tekemään ilmajohtoratkaisu. 1/0,4 kV muunto suoritetaan varikolla 30 kVA ja pumppaamolla 50 kVA 1/0,4 kV pylväsmuuntamoissa. Varikolla 400 V liittymisen tehdään AMCMK 3x25/16

kaapelilla suoraan muuntajalta ja pumppaamalla AXMK 4x50 kaapelilla. Kuvassa 7.14 on esitetty sähköistämisuunnitelma Dragmossenin kohteesta.

1000 V tekniikalla investointikustannukset aiheutuvat tarvittavasta AMKA 70 -riippukierrekaapeleista, 20/1/0,4 kV ja 1/0,4 muuntamoista muuntajineen sekä 1000 V suojalaitteistosta. Suurin kustannus tulee noin 2,6 km pitkstä 1000 V AMKA 70 -riippukierrekaapelista. Yhteensä investointikustannuksiksi 20/1/0,4 kV tekniikalla tulee noin 87 k€

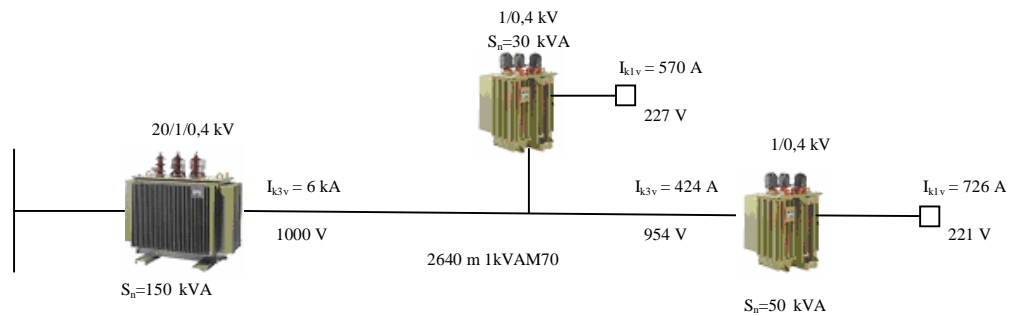
Investointikustannuksien lisäksi kustannuksia aiheuttavat johtimissa ja muuntajissa tapahtuvat häviöt sekä verkon ylläpitokustannukset. 20 vuoden pitoajalla johtimissa ja muuntajissa tapahtuvien häviökustannusten hinnaksi saadaan 3,9 k€ 1000 V ilmajohtoverkon ylläpitokustannuksiksi koko pitoajalla kertyy 3 k€ Elinkaarikustannukset koko pitoajalta ovat yhteensä 94 k€ Elinkaarikustannusten laskenta on esitetty liitteessä 4.



Kuva 7.14. Dragmossenin suonkuivatuspumppaamon sähköistäminen 20/1/0,4 kV tekniikalla.

7.7.2 Drammossenin sähkötekkinen toimivuus

Sähkötekisessä laskennassa mitoitustehona suopumppaamon liittymälle on käytetty 20 kW ja varikkoalueen liittymälle 5 kW. 1000 V verkon pienimmäksi kolmivaiheiseksi oikosulkuvirraksi johdon loppupisteessä saadaan 424 A ja jännitteenalenemäksi 4,6 %. 1000 V verkon alkupisteessä kolmivaiheinen oikosulkuvirta on 6 kA. 400 V verkon pienimmäksi yksivaiheiseksi oikosulkuvirraksi varikon liittymällä saadaan 570 A ja 726 A pumppaamon liittymällä. Mikäli muuntajien väliottokytkimiä ei käytetä, varikon liittymän vaihejännitteeksi saadaan 227 V ja pumppaamolla 221 V. Sähkötekisen laskennan keskeisimmät tulokset on esitetty kuvassa 7.15 ja laskenta on esitetty myös liitteessä 4. Laskennassa 20/1 kV muuntajan PJ-puolen jännitteeksi on oletettu 1000 V.



Kuva 7.15. Dragmossenin sähkötekkinen laskenta.

1000 V verkon katkaisijan suojariele asetellaan havahtumaan siten, ettei yhdenkään 1000 V verkkoon kytketyn komponentin oikosulkuvirran kestoisuus ylitä. AMKA 70 -riippukierrekaapelin suurin sallittu 1 s oikosulkuvirta on 4,5 kA. Pikalaukaisuportaan toiminnalle ei aseteta aikaviivettä. Oikosulkusuojaus asetellaan toimimaan siten, että vika saa olla on päällä maksimissaan 5 sekuntia. Oikosulkuporras asetellaan havahtumaan 80 % 1000 V verkon pienimmän kaksivaiheisen oikosulkuvirran arvosta, joten asetteluarvoksi saadaan 294 A. Ylikuormitussuojaus asetellaan katkaisemaan viat, joiden vikavirta on suurempi kuin 2,5 kertaa verkon suurin kuormitusvirta eli asetteluarvoksi saadaan 58 A.

7.8 Johtopäätökset 1000 V soveltuvuudesta

Esimerkkikohteiden ja Uron sähköaseman sähkönjakeluverkon ikäjakautaman, rakenteen ja tämänhetkisen tehontarpeen tutkimisen perusteella voidaan todeta 1000 V jakelujännitteen käyttöönoton olevan perusteltua Kymenlaakson Sähköverkko Oy:ssä. Tarkastelluissa esimerkkikohteissa elinkaarikustannukset verrattuna perinteiseen 20/0,4 kV järjestelmään ovat pienempiä ja sähkönlaatua pystytään parantamaan viemällä 1/0,4 kV muuntaja lähemmäksi kuluttajia. 1000 V käyttöönotto tuo verkostosuunnitteluun yhden uuden työkalun, jonka avulla pystytään vastaamaan sähkönlaadun kasvaviin vaatimuksiin ja pienentämään verkon elinkaarikustannuksia.

Hiekkaharjun ja Kähölän saneerauskohteessa tutkittiin kolme eri saneerausvaihtoehtoa, joista 1000 V jakelujännitteen käyttäminen osoittautui taloudellisesti kannattavimmaksi. 20 kV ilmajohtojen korvaajana 1000 V kannattavuutta tukee jatkuvasti kasvavat KAH-arvot ja metsissä sijaitsevien avojohtojen vikaherkkyys. Hiekkaharjun ja Kähölän kohteen keskeytyskustannuksissa saavutettava säästö 35 vuoden pitoajalla kompensoidussa verkossa on noin 13 k€ 20 kV linjan siirtäminen tienvarteen ei tässä kohteessa ole kannattavaa, sillä tienvarteen siirto lisää tarvittavaa johtopituutta huomattavasti, minkä johdosta verkon rakentamisen investointikustannukset nousevat muita vaihtoehtoja korkeammiksi.

1000 V jännitteen käytön kannattavuus 400 V jännitteen korvaajana riippuu paljon tarvittavan pienjännitejohdon pituudesta ja tarvittavan johdon poikkipinnasta. Taloudellisia käyttökohteita, kuten luvussa 4.5 todettiin, on hyvin vähän, mutta jokainen kohde on aina tarkasteltava erikseen. Jokilahden kohteen esimerkissä 1000 V jännitteellä voidaan käyttää niin paljon pienempää johdinpoikkipintaa, että tarvittavan lisämuuntamon ja 1000 V suojalaitteiston vaatimat investoinnit saadaan katettua tarvittavan vesikaapelin investointikustannuksissa. Varsinkin pitkissä ja suurta poikkipintaa vaativissa 400 V kohteissa 1000 V kannattavuutta tulee tarkastella. Pitkillä 400 V johdoilla asetettujen sähkönlaatuvaatimusten täyttäminen on vaikeaa, varsinkin jos ei käytetä kahdennettuja johtimia. Varsinkin

uudisrakennuskohteissa kahdennettujen 400 V johtojen käyttäminen ei ole suositeltavaa.

Dragmossenin uudisrakennuskohteessa vaihtoehtona 1000 V käytölle oli 20 kV keskijännitelinjan rakentaminen. 1000 V käyttöön päädyttiin teknistaloudellisen laskennan perusteella. 1000 V AMKA-linja ei myöskään vaadi leveää johtokatua ympärilleen. Kuvasta 4.8 voidaan havaita kohteen olevan tehon ja johtopituuden kannalta lähes optimaalisimpia kohteita 1000 V jakelujännitteen käytölle. Dragmossenin kohteessa myös 400 V verkon pituus saadaan minimoitua todella pieneksi, koska kummatkin 1/0,4 kV muuntamot voidaan sijoittaa aivan kulutuspaikkojen läheisyyteen.

8 KÄYTTÖÖNOTTO JA TARKASTUKSET

Sähkölaitteistot tulee tarkastaa aina ennen käyttöönottoa ja tietyin väliajoin käyttöönoton jälkeen. Tarkastuksilla varmistetaan, ettei ihmisille, eläimille tai ympäristölle aiheudu vaaraa mahdollisista asennusvirheistä tai ajan kuluessa komponenttien kulumisesta ja vikaantumisesta. Verkko-yhtiön toimesta suoritettavia tarkastuksia ovat käyttöönottotarkastus ennen verkon käyttöönottoa ja kunnossapitotarkastukset käyttöönoton jälkeen erillisen suunnitelman mukaan.

8.1 Käyttöönottotarkastus

Käyttöönottotarkastus tehdään aina ennen uuden tai saneeratun kohteen käyttöönottoa. Tarkastuksessa varmistetaan, että verkko on määräysten mukainen ja siten turvallinen. Käyttöönottotarkastukseen kuuluu sekä aistinvaraisesti että mittaamalla todettavia asioita. Verkon rakentaja huolehtii käyttöönottotarkastuksesta ja tarkastuksesta on laadittava haltian käyttöön pöytäkirja. Tarkastuspöytäkirjasta tulee käydä ilmi kohteen yksilöintitiedot, selvitys sähkölaitteiston säännösten ja määräysten mukaisuudesta, yleiskuvaus käytetyistä tarkastusmenetelmistä sekä tarkastusten ja testausten tulokset. (TA 1:97)

Pienjänniteverkolle tehdään ennen mittauksia ja jännitteiseksi kytkemistä aistinvarainen tarkastus. Aistinvaraisessa tarkastuksessa tarkastetaan ilmajohtojen mekaaniset rakenteet, kuten johdinten mekaaninen kunto, asennuskorkeudet, pylväiden kunto ja upotussyvyys, harusten kunto ja merkinnät ja oikeat johtimien poikkipinnat. Tarkastuksessa todetaan myös johtokaturien riittävyys, sekä maa- ja vesikaapelien asennussyvyudet ja mekaaniset suojaukset. Aistinvaraista tarkastusta tehdään periaatteessa koko rakentamisen ajan ja havaittuja puutteita korjataan aina tarvittaessa. (D1 2006; SFS 600)



Kuva 8.1. Aistinvaraisen tarkastuksen kohteita ovat mm. johdinten asennuskorkeudet, harukset ja merkinnät.

400 V pienjänniteverkosta poiketen 1000 V verkon tarkastamisessa tulee huomioida myös suojalaitteisto, jota ei ole käytössä 400 V järjestelmässä. Käyttöönototarkastuksessa on kiinnitettävä erityistä huomiota ylivirta- ja maasulkusuojien luotettavaan toimintaan. Suojareleasettelut on tarkistettava vastaamaan kulloista verkon kytkentätilannetta. 1000 V järjestelmälle tulee tehdä myös eristysvastusmittaus, jolla varmistetaan, että kytkentä on maasta erotettu, eikä johdinten eristeissä ole vikoja. Eristevikoja voi löytyä varsinkin käytettäessä jo aiemmin käytössä olleita johtoja. Kiertosuunnan, jännitteen ja vikavirtojen mittaukset tehdään samoin kuten 400 V verkossa. (TA 1:97)

8.2 Kunnossapitotarkastukset

Käyttöönoton jälkeen sähkölaitteistolle verkonhaltijan toimesta suoritettavilla kunnossapitotarkastuksilla tarkoitetaan säännöllisin väliajoin tehtäviä tarkastuksia,

joilla varmistetaan laitteiston kunnossapito ja turvallinen käyttö (SFS 600). Tarkastusten perusteellisuus ja tiheys riippuvat mm. laitteiston tai sen osan iästä, mahdollisen vian syntymiseen ja sen aiheuttaman vaaran suuruuteen vaikuttavista olosuhteista sekä vaara-alueen laajuudesta. Esimerkiksi jos ilmajohto on toisen johdon, rakennuksen, varaston tai liikenneväylän läheisyydessä ja erityisesti kosketukselle alttiina sijaitsevassa paikassa, jonka läheisyydessä liikkuu paljon ihmisiä tai jos se on tärkeä runkojohto, vaaditaan perusteellisempi ja tiheämmin välein suoritettu tarkastus kuin asumattomassa maastossa sijaitsevalla ilmajohtolla. (TA 1:97)

Tarkastuksessa on kiinnitettävä erityistä huomiota sähkölaitteiston sellaisiin osiin, joissa esiintyvät puutteet tai viat voivat välittömästi aiheuttaa hengen-, terveyden- tai omaisuudenvaaraa. Kunnossapitotarkastukseen kuuluu myös kojeiden puhtauden ja sähkötilojen asiallisen siisteyden tarkastus. (TA 1:97)

Kaikista tarkastuksista on pidettävä kirjaa lomakkeita, kortteja, tiedostoja tms. käyttäen. Niihin on merkittävä mm. tarkastajan nimi, tarkastusaika, mahdolliset mittaustulokset, havaitut viat ja niiden korjaukset. Tarkastuspöytäkirjat, tiedostot yms. on vaadittaessa esitettävä määräaikaistarkastajalle tai turvallisuusviranomaiselle. Tarkastus voidaan tehdä myös osatarkastuksina edellyttäen, että näistä pidetään kirjaa edellä esitetyllä tavalla. Verkonhaltija voi harkintansa mukaan suorittaa ilmajohtoverkoston tarkastuksen joko maasta tai ilmasta. Tarkastukset ovat perusteena jakeluverkon kunnossapito-ohjelman laatimisessa. (TA 1:97)

8.3 Kunnossapitotarkastusten suoritusiheys

Verkostosuositus TA 1:97:ssä on annettu enimmäisvälejä kunnossapitotarkastusten suorittamiselle, eikä näistä suosituksista tule ilman erityistä syytä poiketa. Pienjänniteverkoston ja jakokeskusten kunnan sekä ylivirta ja maasulkusuojausten tarkastusväli on 6 vuotta. Pienjänniteverkon ylivirtasuojauksen tarkastuksessa on huomioitava myös, että verkosto ja sen ylivirtasuojaus on määräysten ja ohjeiden mukainen. Liittymien ilmajohtojen tarkastus on tarkoituksenmukaista tehdä jakeluverkon tarkastusten yhteydessä. (TA 1:97)

Kesällä 2008 Suur-Savon Sähkö Oy:ssä tehdyissä 1000 V katkaisijoiden koestuksissa havaittiin merkittävästi ongelmia suojauksen toimivuudessa. Koestetuissa kohteissa tuli vastaan katkaisijoita, jossa katkaisija ei lauennut minkäänlaisessa vikatapauksessa. Koestuksesta saatujen tulosten perusteella päätettiin koestaa kaikki 1000 V katkaisijat riippumatta niiden asennusajankohdasta, jotta voidaan varmistua niiden toimivuudesta vikatilanteessa. Kuuden vuoden välein suoritettava tarkastus 1000 V katkaisijoille ja releistyksen toimivuudelle on sähköturvallisuuden kannalta oikea tarkastusväli. Katkaisijapakettien tuotekehittäminen vaatii vielä töitä, jotta katkaisija saadaan täysin toimintavarmaksi myös Suomen vaativissa olosuhteissa.

9 YHTEENVETO

Diplomityön tavoitteena oli tutkia kolmiportaisen 20/1/0,4 kV sähköjakelujärjestelmän soveltuvuutta, mahdollisia käyttökohteita ja käyttöönoton vaatimia käytännön toimenpiteitä Kymenlaakson Sähköverkko Oy:ssä. Työssä perehdyttiin kolmiportaiseen 20/1/0,4 kV sähköjakelujärjestelmään, 1000 V jakelujännitteellä käytettäviin verkostokomponentteihin ja niiden merkitsemiseen sekä verkkoyhtiön toimesta tehtäviin verkon tarkastuksiin. Suunnitteluesimerkeiksi otettiin kolme erilaista kohdetta, joista Dragmossenin suonkuivatuspumppaamon sähköistäminen päädyttiin toteuttamaan 20/1/0,4 kV järjestelmällä.

Työn alussa esiteltiin 20/1/0,4 kV järjestelmän toteutus ja sen erot verrattuna perinteiseen 20/0,4 kV sähköjakelujärjestelmään. Suurimpana erona 1000 V ja 400 V tekniikoiden välillä on 1000 V järjestelmän rakentaminen maastaerotetuksi järjestelmäksi ja suojauksessa käytettävä releistetty kompaktikatkaisija. Katkaisijan käytöllä saadaan vikatilanteessa kaikkinaikainen laukaisu, sekä pystytään toteuttamaan maasulkusuojaus, jonka toteutus sulakesuojauksella on mahdotonta johtuen maasulun aiheuttamista pienistä vikavirroista. Työssä käytiin läpi 1000 V teknistaloudelliset käyttökohteet ja käytettävien johdinten ja muuntajien valinta. 1000 V järjestelmässä käytetyimmät johtimet ovat AMKA 70 -riippukierrekaapeli ja maakaapeleina 50 ja 95 mm² poikkipintaisten pienjännitekaapelit. 1000 V tekniikalla käytettävät jakelumuuntajat ovat kokoluokiltaan pääasiassa samoja kuin 20/0,4 kV järjestelmässäkkin. Muuntajissa erona perinteiseen 20/0,4 kV järjestelmään ovat 20/1/0,4 kV kolmikäämimuuntajat, joiden toisioista saadaan sekä 1000 V että 400 V pienjännitteet.

Käytännön esimerkkikohteissa vertailtiin erilaisilla verkstoratkaisuilla aiheutuvia verkon elinkaarikustannuksia. Sähkötekninen laskenta tehtiin Jokilahden saneeraus-/uudisrakennuskohteeseen ja Dragmossenin uudisrakennuskohteeseen. Hiekkaharjun ja Kähölän kohteessa tutkittiin erilaisia vaihtoehtoja huonokuntoisen 20 kV haarajohdon saneerauksessa. Esimerkkikohteissa 20/1/0,4 kV järjestelmän käyttö havaittiin kannattavaksi, mutta jokainen suunniteltava saneeraus- tai uudisrakennuskohde tulee tarkastella aina tapauskohtaisesti.

1000 V jakelujännitteen käyttöönoton onnistumisen kannalta tärkeässä roolissa on 1000 V kanssa tekemisissä olevan henkilöstön kouluttaminen. Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n henkilöstön koulutus suoritetaan Dragmossenin pilottikohteen rakentamisen yhteydessä, jonka lisäksi järjestetään 1000 V koulutustilaisuuksia. Koulutustilaisuuksissa käsitellään 1000 V järjestelmän käyttöön, merkitsemiseen ja sähköturvalliseen toimintaan liittyviä asioita verkon rakentamis-, huolto- ja kunnossapitotehtävissä. Verkoston suunnittelijoille laaditaan tämän työn pohjalta 1000 V suunnitteluohje, josta selviävät 1000 V potentiaaliset käyttökohteet sekä käytettävät verkstorakenteet ja verkon mitoittaminen.

LÄHDELUETTELO

- (A4 1993) Sähkötarkastuskeskus. Vahvavirtailmajohtomääräykset A4 1993. Vaajakoski, 2007, 6. painos, Gummerus kirjapaino Oy, 102 s. ISBN 978-951-8921-63-2.
- (D1 2006) Käsikirja rakennusten sähköasennuksista 2006. Espoo, 2008, 23. painos, Esa Print Oy, Tampere, 365 s. ISBN 978-952-5600-29-2.
- (EMV 2005) Energiamarkkinavirasto. Verkonhaltijan sähköverkon komponenttien määrä-, pitoaika- ja keski-ikä tiedot 1.1.2005 – kyselylomake, viitattu 9.3.2009. Saatavilla [www-muodossa: http://www.energiamarkkinavirasto.fi](http://www.muodossa: http://www.energiamarkkinavirasto.fi)
- (EMV 2009) Energiamarkkinavirasto. Sähköjakeluverkon komponenttien yksikköhinnat vuodelle 2009, viitattu 12.5.2009. Saatavilla [www-muodossa: http://www.energiamarkkinavirasto.fi](http://www.muodossa: http://www.energiamarkkinavirasto.fi)
- (Kaipia 2004a) Kaipia, T., Lohjala, J., Partanen, J., Lassila, J. Overview to economical efficiency of 1000 V low voltage distribution. Tutkimusraportti LTY. Lappeenranta 2004, viitattu 19.2.2009. Saatavilla [www-muodossa: http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/research/networkbusiness/Sivut/Default.aspx](http://www.muodossa: http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/research/networkbusiness/Sivut/Default.aspx)
- (Kaipia 2004b) Kaipia, T. 1000 V sähköjakelujärjestelmän teknistaloudellisen kannattavuuden tarkastelu. Diplomityö LTY. Lappeenranta 2004, 116 s., viitattu 15.5.2009. Saatavilla [www-muodossa: http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/publications/Documents/Diplomityöt/Dtyo_Kaipia.pdf](http://www.muodossa: http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/publications/Documents/Diplomityöt/Dtyo_Kaipia.pdf)
- (Lakervi 1996) Lakervi, E. Sähköjakeluverkkojen suunnittelu. Helsinki, 1996, Otatieto Oy, 110 s. ISBN 951-672-220-2.
- (Lakervi 2008) Lakervi, E., Partanen, J. Sähköjakelutekniikka. Helsinki, 2008, Otatieto, 284 s. ISBN 978-951-672-357-3.

- (Lohjala 2005) Lohjala, J. Haja-asutusalueiden sähkönjakelujärjestelmien kehittäminen - erityisesti 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet. Väitöskirja LTY. Lappeenranta, 2005, Digipaino, 201 s. ISBN 952-214-020-1, viitattu 20.1.2009. Saatavilla [www-muodossa: http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/](http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/)
- (Luumäki 2009) Luumäen kunnan internetsivut, viitattu 1.6.2009. Saatavilla [www-muodossa: www.luumaki.fi](http://www.luumaki.fi).
- (LVD 2006) Pienjännitedirektiivi, viitattu 20.1.2009. Saatavilla [www-muodossa: tukes http://www.tukes.fi/fi/Toimialat/Sahko-jahissit/Pienjannitedirektiivi--/](http://www.tukes.fi/fi/Toimialat/Sahko-jahissit/Pienjannitedirektiivi--/)
- (Nummenpää 2009) Nummenpää Harri, käyttöpäällikkö, Kymenlaakson Sähköverkko Oy, KSOY-V häiriötilastot.
- (Onninen 2007) Onninen Oy. Onninen Oy 1 kV tuotteet. Esite. 2007.
- (Partanen 2004) Partanen, J., Lohjala, J., Kaipia, T., Lassila, J., Rissanen, A., 1000 V sähkönjakelujärjestelmän teknistaloudellinen tarkastelu. Tutkimusraportti LTY. Lappeenranta 2005, 90 s.
- (Partanen 2005) Partanen, J., Lohjala, J., Kaipia, T., Rissanen, A., Lassila, J., Lahti, K., Kärnä, A. 20/1/0,4 kV sähkönjakelujärjestelmä. Tutkimusraportti LTY. Lappeenranta 2005, 82 s., viitattu 20.1.2009. Saatavilla [www-muodossa: 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)
- (Partanen 2007a) Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T., Haakana, J. Verkostostrategia 2020 verkostotekniikat, Tutkimusraportti LTY. Lappeenranta 2007, 61 s. Ei julkinen.
- (Partanen 2007b) Partanen, J. Sähkönjakelutekniikka-kurssin luento- ja laskuharjoitusmateriaali. LTY, 2007.
- (SA 2:08) Energiateollisuus ry. Verkostosuositus SA 2:08, Pienjänniteverkon ja jakelumuuntajan sähköinen mitoittaminen. Helsinki, 2008.
- (SA 5:94) Sähköenergialiitto ry. Verkostosuositus SA 5:94, Keskijänniteverkon sähköinen mitoittaminen. Helsinki, 1994.
- (Salonen 2009) Salonen Ilkka, materiaaliesimies, Kymenlaakson Sähkö Oy. Puhelin- ja sähköpostikeskustelut.

- (SFS 600) Suomen Standardisoimisliitto SFS ry. SFS-käsikirja 600. Pienjännitesähköasennukset ja sähkötyöturvallisuus 2007. Helsinki 2007, 664 s. ISBN 978-952-5650-43-3.
- (Simonen 2006) Simonen, M. Sähkönjakeluverkon suunnitteluperusteet. Diplomityö LTY. Lappeenranta 2006, 109 s., viitattu 17.2.2009. Saatavilla www-muodossa: http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/publications/Documents/Diplomityöt/Diplomityo_Simonen_Martti.pdf.
- (SSS 2009) Suur-Savon Sähkö-Yhtiöt. Yritysvierailu, tutustuminen 1000 V sähkönjakelujärjestelmään 13.5.2009.
- (TA 1:97) Sähköenergialiitto ry. Verkostosuositus TA 1:97, Verkonhaltijan toimesta tehtävät sekä omat käyttöönottotarkastukset.
- (YJ 7:06) Energiateollisuus ry. Yleisohjeet YJ 7:06, 1 kV sähkönjakelujärjestelmän merkinnät. Helsinki 2006.

LIITE 1.1

VERKOSTOKOMPONENTTIEN TEKNISET PARAMETRIT

Taulukko 1. 20 kV ilmajohtojen ominaisuudet.

20 kV ilmajohtot	r [Ω/km]	x [Ω/km]	Kuormitettavuus [A]	I _{k1s} [kA]
Swan	1,36	0,398	155	2
Sparrow	0,848	0,383	210	3,7
Raven	0,536	0,368	280	5,8
Pigeon	0,337	0,354	360	9,2
Al 132	0,219	0,344	495	11,8
PAS 50	0,72	0,312	245	4,3
PAS 70	0,493	0,302	310	6,4
PAS 95	0,363	0,292	370	8,6
PAS 120	0,288	0,284	430	11
PAS 150	0,236	0,277	485	13,5
BLL-T 62	0,535	0,3	259	5,2
BLL-T 99	0,336	0,351	348	8,2

Taulukko 2. 20 kV kaapeleiden ominaisuudet.

20 kV kaapelin asennus	r [Ω/km]	x [Ω/km]	Kuormitettavuus [A]	I _{k1s} [kA]
AHXAMK-W 3x70	0,446	0,138	200	5,7
AHXAMK-W 3x95	0,32	0,14	235	8,9
AHXAMK-W 3x120	0,253	0,14	265	11,3
AHXAMK-W 3x185	0,16	0,119	330	17,4

Taulukko 3. Pienjänniteilmajohtojen ominaisuudet.

0,4-1 kV ilmajohtot	r [Ω/km]	x [Ω/km]	r ₀ [Ω/km]	x ₀ [Ω/km]	x _{j0} [Ω/km]	Kuormitettavuus [A]
AMKA 3x25+35	1,3	0,106	1,07	0,073	0,045	90
AMKA 3x35+50	0,938	0,104	0,746	0,073	0,045	115
AMKA 3x70+95	0,479	0,097	0,392	0,07	0,045	180
AMKA 3x120+95	0,273	0,092	0,392	0,078	0,03	250

Taulukko 4. Pienjännitekaapeleiden ominaisuudet.

0,4-1 kV kaapelin asennus	r [Ω/km]	x [Ω/km]	r ₀ [Ω/km]	x ₀ [Ω/km]	x _{j0} [Ω/km]	Kuormitettavuus [A]
AXMK 4x25	1,3	0,089	1,3	0,089	0,089	100
AXMK 4x50	0,694	0,086	0,694	0,086	0,086	150
AXMK 4x95	0,347	0,086	0,347	0,086	0,086	220
AXMK 4x150	0,224	0,082	0,224	0,082	0,082	290
AXMK 4x185	0,182	0,082	0,182	0,082	0,082	325
AMCMK 3x25/16	1,3	0,082	1,24	0,12	0,082	100
AMCMK-PE 3x50/29	0,693	0,078	0,691	0,001	0,078	125
AMCMK-PE 3x95/57	0,320	0,082	0,320	0,082	0,082	220

LIITE 1.2

Taulukko 5. Muuntamoiden hinnat (EMV 2009).

Muuntamot	Yksikköhinta [€/kpl]
1-pylväs	4850
2-pylväs	6630
4-pylväs	7220
Puisto, tyyppi 1	27490
Puisto, tyyppi 2	35010
Kiinteistö	47620
Satelliitti	16800
1000 V suojalaitteet	1580

Taulukko 6. Jakelumuuntajien ominaisuudet.

Jakelumuuntajat	r_k [%]	x_k [%]
20/1 30 kVA Elin	2,67	2,98
20/1 50 kVA Elin	2,20	3,34
20/1 100 kVA Elin	1,75	3,60
20/1 200 kVA Elin	1,40	3,75
20/1 315 kVA Elin	1,24	3,80
1/0,4 30 kVA Elin	2,67	2,98
1/0,4 50 kVA Elin	2,20	3,34
1/0,4 100 kVA Elin	1,75	3,60

LIITE 2.1

KÄHÖLÄN JA HIEKKAHARJUN SANEERAUSVAIHTOEHTOJEN ELINKAARIKUSTANNUKSET

LÄHTÖTIEDOT:

Pitoaika	$T = 35 \text{ a}$
Kuormituksen kasvu	$r = 1 \%$
20 kV johtopituus	$l_{20\text{kV}} = 2 \text{ km} / 2,2 \text{ km} / 0,6 \text{ km}$
1 kV johtopituus	$l_{1\text{kV}} = 2 \text{ km}$
Alkuhetken teho	$P_0 = 32 \text{ kW}$
Laskentajännite	$U = 20 \text{ kV} / 1 \text{ kV}$
KJ-lähdön keskiteho	$P_{\text{keski}} = 500 \text{ kW} / 400 \text{ kW}$
20/0,4 kV muuntajan nimellisteho	$S_n = 30 \text{ kVA}$
20/0,4 kV muuntajan nimellishäviöteho	$P_{\text{kn}} = 0,585 \text{ kW}$
20/0,4 kV muuntajan tyhjäkäyntihäviö	$P_{0n} = 0,100 \text{ kW}$
20/1 kV muuntajan nimellisteho	$S_n = 100 \text{ kVA}$
20/1 kV muuntajan nimellishäviöteho	$P_{\text{kn}} = 1,75 \text{ kW}$
20/1 kV muuntajan tyhjäkäyntihäviö	$P_{0n} = 0,210 \text{ kW}$
1/0,4 kV muuntajan nimellisteho	$S_n = 30 \text{ kVA}$
1/0,4 kV muuntajan nimellishäviöteho	$P_{\text{kn}} = 0,800 \text{ kW}$
1/0,4 kV muuntajan tyhjäkäyntihäviö	$P_{0n} = 0,105 \text{ kW}$
Vikojen esiintymistiheys KJ-verkossa	$f_{\text{vika}} = 0,07 \text{ 1/km,a}$
PJK:n esiintymistiheys	$f_{\text{PJK}} = 0,61 \text{ 1/km,a} / 0,37 \text{ 1/km,a}$
AJK:n esiintymistiheys	$f_{\text{AJK}} = 0,15 \text{ 1/km,a} / 0,09 \text{ 1/km,a}$
Vian erotusaika	$t_{\text{vika}} = 0,5 \text{ h}$
Keskeytyskustannus PJK	$KAH_{\text{PJK}} = 0,499 \text{ €kW}$
Keskeytyskustannus AJK	$KAH_{\text{AJK}} = 1,068 \text{ €kW}$
Keskeytyskustannus vika	$KAH_{\text{vika}} = 12,127 \text{ €kWh}$
Ylläpitokustannus KJ-verkko	$Y_{\text{KJ}} = 105 \text{ €km,a}$
Ylläpitokustannus PJ-verkko	$Y_{\text{PJ}} = 90 \text{ €km,a}$

ELINKAARIKUSTANNUSTEN LASKEMINEN:**20/0,4 kV tekniikka****Saneeraukseen tarvittavien komponenttien investointikustannukset:**

2000 m 20 kV Sparrow:

$$K_{\text{inv,SP}} = 49\,634 \text{ €}$$

2 · 20/0,4 kV 1-pylväsmuuntamo + 30 kVA muuntaja:

$$K_{\text{inv,m20/0,4}} = 2 \cdot 4\,877 \text{ €} + 2 \cdot 2\,683 \text{ €} = 15\,120 \text{ €}$$

Investointikustannukset yhteensä:

$$K_{\text{inv}} = K_{\text{inv,SP}} + K_{\text{inv,m20/0,4}} = \underline{64\,754 \text{ €}}$$

Lasketaan 20 kV johtimissa ja 20/0,4 kV muuntajissa tapahtuvat häviökustannukset:

Johdinhäviöt ensimmäisenä vuotena (Sparrow):

$$K_{\text{h0}} = H_{\text{h}} \cdot t_{\text{h}} \cdot \left(\frac{P_0}{U \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot l \cdot r_{\text{j}}$$

$$K_{\text{h0}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 2250 \text{ h} \cdot \left(\frac{32 \text{ kW}}{20 \text{ kV} \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 0,58 \text{ km} \cdot 0,848 \text{ Ω/km} = 0,11 \text{ €}$$

$$K_{\text{h0}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 2250 \text{ h} \cdot \left(\frac{19 \text{ kW}}{20 \text{ kV} \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 1,42 \text{ km} \cdot 0,848 \text{ Ω/km} = 0,09 \text{ €}$$

20/0,4 kV muuntajien häviötehot ensimmäisenä vuotena:

$$P_{\text{k0}} = \left(\frac{S_0}{S_{\text{n}}} \right)^2 \cdot P_{\text{kn}}$$

$$P_{\text{k0,1}} = \left(\frac{20 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 0,585 \text{ kW} = 0,26 \text{ kW}$$

$$P_{\text{k0,2}} = \left(\frac{13,7 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 0,585 \text{ kW} = 0,122 \text{ kW}$$

$$P_{\text{00}} = \left(\frac{U}{U_{\text{n}}} \right)^2 \cdot P_{\text{0n}}$$

LIITE 2.3

$$P_{00} = \left(\frac{20 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 \cdot 0,100 \text{ kW} = 0,100 \text{ kW}$$

Ensimmäisen vuoden muuntajahäviöistä aiheutuvat kustannukset (20/0,4 kV):

$$K_{k0} = H_h \cdot t_h \cdot P_{k0} = 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 2000 \text{ h} \cdot (0,26 \text{ kW} + 0,122 \text{ kW}) = 26,74 \text{ €}$$

$$K_{00} = H_h \cdot t_h \cdot P_{00} = 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 8760 \text{ h} \cdot (0,100 \text{ kW} + 0,100 \text{ kW}) = 61,32 \text{ €}$$

Johdin ja muuntajien häviökustannuksiksi koko pitoajalta saadaan:

$$K_h = \kappa \cdot (K_{h0} + K_{k0}) + \kappa_Y \cdot K_{00}$$

$$= 21,705 \cdot (0,2 \text{ €} + 26,74 \text{ €}) + 16,374 \cdot 61,32 \text{ €} = \underline{1\,589 \text{ €}}$$

Keskeytyskustannukset:

Suluissa sammutettu verkko

$$\Delta f_{\text{PJK}} = l_{20\text{kV}} \cdot f_{\text{PJK}} = 2 \text{ km} \cdot 0,61 \text{ 1/km,a} = 1,22 \text{ 1/a} \quad (0,73 \text{ 1/a})$$

$$\Delta f_{\text{AJK}} = l_{20\text{kV}} \cdot f_{\text{AJK}} = 2 \text{ km} \cdot 0,15 \text{ 1/km,a} = 0,30 \text{ 1/a} \quad (0,18 \text{ 1/a})$$

$$\Delta f_{\text{vika}} = l_{20\text{kV}} \cdot f_{\text{vika}} = 2 \text{ km} \cdot 0,07 \text{ 1/km,a} = 0,14 \text{ 1/a}$$

$$K_K = \kappa_K \cdot (K_{\text{PJK}} + K_{\text{AJK}} + K_{\text{vika}})$$

$$= \kappa_K \cdot (\Delta f_{\text{PJK}} \cdot \text{KAH}_{\text{PJK}} + \Delta f_{\text{AJK}} \cdot \text{KAH}_{\text{AJK}} + \Delta f_{\text{vika}} \cdot \text{KAH}_{\text{vika}} \cdot t_{\text{vika}}) \cdot P_{\text{keski}}$$

$$= 18,79 \cdot (1,22 \text{ 1/a} \cdot 0,499 \text{ €/kW} + 0,3 \text{ 1/a} \cdot 1,068 \text{ €/kW} + 0,14 \text{ 1/a} \cdot 12,127 \text{ €/kWh} \cdot 0,5 \text{ h}) \cdot 500 \text{ kW} = \underline{16\,705 \text{ €}}$$

Sammutettu 13 204 €

2 km pitkän 20 kV linjan ylläpitokustannukset:

$$K_Y = \kappa_Y \cdot Y_{\text{KJ}} \cdot l_{20\text{kV}} = 16,374 \cdot 105 \text{ €/km,a} \cdot 2 \text{ km} = \underline{3\,439 \text{ €}}$$

KUSTANNUKSET YHTEENSÄ:

$$K = K_{\text{inv}} + K_h + K_K + K_Y = 64\,754 \text{ €} + 1\,589 \text{ €} + 16\,705 \text{ €} + 3\,439 \text{ €} =$$

$$\underline{\underline{86\,487 \text{ €}}}$$

Sammutettu verkko (82 986 €)

20/0,4 kV tekniikka tienvarsi**Investointikustannukset siirrettäessä 20 kV linja tienvarteen:**

2200 m 20 kV BLL-T 62:

$$K_{\text{inv,BLL-T62}} = 65\,923 \text{ €}$$

600 m 20 kV Sparrow:

$$K_{\text{inv,SP}} = 14\,890 \text{ €}$$

2 · 20/0,4 kV 1-pylväsmuuntamo + 30 kVA muuntaja:

$$K_{\text{inv,m20/0,4}} = 2 \cdot 4\,877 \text{ €} + 2 \cdot 2\,683 \text{ €} = 15\,120 \text{ €}$$

Investointikustannukset yhteensä:

$$K_{\text{inv}} = K_{\text{inv,BLL-T62}} + K_{\text{inv,SP}} + K_{\text{inv,m20/0,4}} = \underline{95\,933 \text{ €}}$$

Lasketaan 20 kV johtimissa ja 20/0,4 kV muuntajissa tapahtuvat häviökustannukset:

Johdinhäviöt ensimmäisenä vuotena (BLL-T 62):

$$K_{\text{h0}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 2250 \text{ h} \cdot \left(\frac{19 \text{ kW}}{20 \text{ kV} \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 2,2 \text{ km} \cdot 0,535 \text{ Ω/km} = 0,093 \text{ €}$$

Johdinhäviöt ensimmäisenä vuotena (Sparrow):

$$K_{\text{h0}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 2250 \text{ h} \cdot \left(\frac{13 \text{ kW}}{20 \text{ kV} \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 0,6 \text{ km} \cdot 0,848 \text{ Ω/km} = 0,019 \text{ €}$$

20/0,4 kV muuntajien häviötehot ensimmäisenä vuotena:

$$P_{\text{k0,1}} = \left(\frac{20 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 0,585 \text{ kW} = 0,26 \text{ kW}$$

$$P_{\text{k0,2}} = \left(\frac{13,7 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 0,585 \text{ kW} = 0,122 \text{ kW}$$

$$P_{\text{00}} = \left(\frac{20 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 \cdot 0,100 \text{ kW} = 0,100 \text{ kW}$$

Ensimmäisen vuoden muuntajahäviöistä aiheutuvat kustannukset (20/0,4 kV):

$$K_{\text{k0}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 2000 \text{ h} \cdot (0,26 \text{ kW} + 0,122 \text{ kW}) = 26,74 \text{ €}$$

$$K_{\text{00}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 8760 \text{ h} \cdot (0,100 \text{ kW} + 0,100 \text{ kW}) = 61,32 \text{ €}$$

LIITE 2.5

Johdin ja muuntajien häviökustannuksiksi koko pitoajalta saadaan:

$$\begin{aligned} K_h &= \kappa \cdot (K_{h0} + K_{k0}) + \kappa_Y \cdot K_{00} \\ &= 21,705 \cdot (0,112 \text{ €} + 26,74 \text{ €}) + 16,374 \cdot 61,32 \text{ €} = \underline{1\,587 \text{ €}} \end{aligned}$$

Keskeytyskustannukset:

Suluissa sammutettu verkko

$$\begin{aligned} \Delta f_{\text{PJK}} &= l_{20\text{kV}} \cdot f_{\text{PJK}} / 2 = 2,2 \text{ km} \cdot 0,61 / 2 \text{ 1/km,a} = 0,67 \text{ 1/a} \text{ (0,40 1/a)} \\ \Delta f_{\text{AJK}} &= l_{20\text{kV}} \cdot f_{\text{AJK}} / 2 = 2,2 \text{ km} \cdot 0,15 / 2 \text{ 1/km,a} = 0,17 \text{ 1/a} \text{ (0,10 1/a)} \\ \Delta f_{\text{vika}} &= l_{20\text{kV}} \cdot f_{\text{vika}} / 2 = 2,2 \text{ km} \cdot 0,07 / 2 \text{ 1/km,a} = 0,08 \text{ 1/a} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} K_K &= \kappa_K \cdot (K_{\text{PJK}} + K_{\text{AJK}} + K_{\text{vika}}) \\ &= \kappa_K \cdot (\Delta f_{\text{PJK}} \cdot KAH_{\text{PJK}} + \Delta f_{\text{AJK}} \cdot KAH_{\text{AJK}} + \Delta f_{\text{vika}} \cdot KAH_{\text{vika}} \cdot t_{\text{vika}}) \cdot P_{\text{keski}} \\ &= 18,79 \cdot (0,67 \text{ 1/a} \cdot 0,530 \text{ €kW} + 0,17 \text{ 1/a} \cdot 1,074 \text{ €kW} + 0,08 \text{ 1/a} \cdot 11,323 \\ &\text{ €kWh} \cdot 0,5 \text{ h}) \cdot 400 \text{ kW} = \underline{7\,445 \text{ €}} \\ \text{Sammutettu verkko } &\underline{5\,805 \text{ €}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta f_{\text{PJK}} &= l_{20\text{kV}} \cdot f_{\text{PJK}} = 0,6 \text{ km} \cdot 0,61 \text{ 1/km,a} = 0,37 \text{ 1/a} \text{ (0,22 1/a)} \\ \Delta f_{\text{AJK}} &= l_{20\text{kV}} \cdot f_{\text{AJK}} = 0,6 \text{ km} \cdot 0,15 \text{ 1/km,a} = 0,09 \text{ 1/a} \text{ (0,05 1/a)} \\ \Delta f_{\text{vika}} &= l_{20\text{kV}} \cdot f_{\text{vika}} = 0,6 \text{ km} \cdot 0,07 \text{ 1/km,a} = 0,04 \text{ 1/a} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} K_K &= \kappa_K \cdot (K_{\text{PJK}} + K_{\text{AJK}} + K_{\text{vika}}) \\ &= \kappa_K \cdot (\Delta f_{\text{PJK}} \cdot KAH_{\text{PJK}} + \Delta f_{\text{AJK}} \cdot KAH_{\text{AJK}} + \Delta f_{\text{vika}} \cdot KAH_{\text{vika}} \cdot t_{\text{vika}}) \cdot P_{\text{keski}} \\ &= 18,79 \cdot (0,37 \text{ 1/a} \cdot 0,499 \text{ €kW} + 0,09 \text{ 1/a} \cdot 1,068 \text{ €kW} + 0,04 \cdot 12,127 \\ &\text{ €kWh} \cdot 0,5 \text{ h}) \cdot 500 \text{ kW} = \underline{4\,916 \text{ €}} \\ \text{Sammutettu verkko } &\underline{3\,812 \text{ €}} \end{aligned}$$

2,8 km pitkän 20 kV linjan ylläpitokustannukset:

$$K_Y = \kappa_Y \cdot Y_{\text{KJ}} \cdot l_{20\text{kV}} = 16,374 \cdot 105 \text{ €km,a} \cdot 2,8 \text{ km} = \underline{4\,814 \text{ €}}$$

KUSTANNUKSET YHTEENSÄ:

$$\begin{aligned} K &= K_{\text{inv}} + K_h + K_K + K_Y = 95\,933 \text{ €} + 1\,587 \text{ €} + 12\,361 \text{ €} + 4\,814 \text{ €} \\ &= \underline{114\,695 \text{ €}} \\ \text{Sammutettu verkko } &\underline{(111\,951 \text{ €})} \end{aligned}$$

20/1/0,4 kV tekniikka**Investointikustannukset käytettäessä 20/1/0,4 kV tekniikkaa:**

2000 m 1 kV AMKA 70:

$$K_{\text{inv,AM70}} = 39\,464 \text{ €}$$

20/1 kV 1-pylväsmuuntamo + 100 kVA muuntaja:

$$K_{\text{inv,m20/1}} = 4\,850 \text{ €} + 4\,007 \text{ €} = 8\,857 \text{ €}$$

2 · 1/0,4 kV 1-pylväsmuuntamo + 30 kVA muuntaja:

$$K_{\text{inv,m1/0,4}} = 2 \cdot 1500 \text{ €} + 2 \cdot 2\,553 \text{ €} = 8\,106 \text{ €}$$

1 kV suojaus:

$$K_{\text{inv,1kVsuoja}} = 1\,580 \text{ €}$$

Investointikustannukset yhteensä:

$$K_{\text{inv}} = K_{\text{inv,AM70}} + K_{\text{inv,m20/1}} + K_{\text{inv,m1/0,4}} + K_{\text{inv,1kVsuoja}} = \underline{58\,007 \text{ €}}$$

Lasketaan 1000 V johtimissa ja 20/1 kV ja 1/0,4 kV muuntajissa tapahtuvat häviökustannukset:

Johdinhäviöt ensimmäisenä vuotena (AMKA 70):

$$K_{\text{h0}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 2250 \text{ h} \cdot \left(\frac{32 \text{ kW}}{1 \text{ kV} \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 2 \text{ km} \cdot 0,479 \text{ Ω/km} = 85,60 \text{ €}$$

20/1 kV muuntajan häviötehot ensimmäisenä vuotena:

$$P_{\text{k0}} = \left(\frac{33,68 \text{ kVA}}{100 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 1,75 \text{ kW} = 0,199 \text{ kW}$$

$$P_{\text{00}} = \left(\frac{20 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 \cdot 0,210 \text{ kW} = 0,210 \text{ kW}$$

Ensimmäisen vuoden muuntajahäviöistä aiheutuvat kustannukset (20/1 kV):

$$K_{\text{k0}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 2000 \text{ h} \cdot 0,199 \text{ kW} = 13,93 \text{ €}$$

$$K_{\text{00}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,210 \text{ kW} = 64,39 \text{ €}$$

1/0,4 kV muuntajan häviötehot ensimmäisenä vuotena:

$$P_{\text{k0,1}} = \left(\frac{20 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 0,800 \text{ kW} = 0,356 \text{ kW}$$

LIITE 2.7

$$P_{k0,2} = \left(\frac{13,7 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 0,800 \text{ kW} = 0,167 \text{ kW}$$

$$P_{00} = \left(\frac{1 \text{ kV}}{1 \text{ kV}} \right)^2 \cdot 0,105 \text{ kW} = 0,105 \text{ kW}$$

Ensimmäisen vuoden muuntajahäviöistä aiheutuvat kustannukset (1/0,4 kV):

$$K_{k0} = 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 2000 \text{ h} \cdot (0,356 \text{ kW} + 0,167 \text{ kW}) = 36,61 \text{ €}$$

$$K_{00} = 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 8760 \text{ h} \cdot (0,105 \text{ kW} + 0,105 \text{ kW}) = 64,39 \text{ €}$$

Johdin ja muuntajien häviökustannuksiksi koko pitoajalta saadaan:

$$K_h = \kappa \cdot (K_{h0} + K_{k0}) + \kappa_Y \cdot K_{00}$$

$$= 21,705 \cdot (85,60 \text{ €} + (13,93 \text{ €} + 36,61 \text{ €})) + 16,374 \cdot (64,39 \text{ €} + 64,39 \text{ €}) =$$

$$\underline{5\,064 \text{ €}}$$

2 km pitkän 1000 V johdon ylläpitokustannukset:

$$K_Y = \kappa_Y \cdot Y_{PJ} \cdot l_{1kV} = 16,374 \cdot 90 \text{ €/km,a} \cdot 2 \text{ km} = \underline{2\,947 \text{ €}}$$

KUSTANNUKSET YHTEENSÄ:

$$K = K_{inv} + K_h + K_Y = 58\,007 \text{ €} + 5\,064 \text{ €} + 2\,947 \text{ €} = \underline{\underline{66\,018 \text{ €}}}$$

LIITE 3.1

JOKILAHDEN SANEERAUSVAIHTOEHTOJEN ELINKAARIKUSTANNUKSET

LÄHTÖTIEDOT:

Pitoaika	$T = 35 \text{ a}$
Kuormituksen kasvu	$r = 1 \%$
1 kV johtopituus	$l_{1\text{kV}} = 1,4 \text{ km}$
Alkuhetken teho	$P_0 = 24 \text{ kW}$
Laskentajännite	$U = 20 \text{ kV} / 1 \text{ kV}$
20/0,4 kV muuntajan nimellisteho	$S_n = 50 \text{ kVA}$
20/0,4 kV muuntajan nimellishäviöteho	$P_{\text{kn}} = 0,885 \text{ kW}$
20/0,4 kV muuntajan tyhjäkäyntihäviö	$P_{0n} = 0,140 \text{ kW}$
20/1 kV muuntajan nimellisteho	$S_n = 100 \text{ kVA}$
20/1 kV muuntajan nimellishäviöteho	$P_{\text{kn}} = 1,95 \text{ kW}$
20/1 kV muuntajan tyhjäkäyntihäviö	$P_{0n} = 0,320 \text{ kW}$
1/0,4 kV muuntajan nimellisteho	$S_n = 30 \text{ kVA}$
1/0,4 kV muuntajan nimellishäviöteho	$P_{\text{kn}} = 0,800 \text{ kW}$
1/0,4 kV muuntajan tyhjäkäyntihäviö	$P_{0n} = 0,105 \text{ kW}$
Ylläpitokustannus PJ-verkko	$Y_{\text{PJ}} = 90 \text{ €/km,a}$

ELINKAARIKUSTANNUSTEN LASKEMINEN:**20/0,4 kV tekniikka****Saneeraukseen tarvittavien komponenttien investointikustannukset:**

1 400 m vesikaapeli + 4 kpl rantautuminen:

$$K_{\text{inv,vkaap}} = 42\,418 \text{ €}$$

20/0,4 kV jakelumuuntaja 50 kVA

$$K_{\text{inv,m20/0,4}} = 2\,935 \text{ €}$$

940 m auraten AMCMK-PE 3x50/29:

$$K_{\text{inv,AMC50}} = 11\,211 \text{ €}$$

80 m AMKA 35:

$$K_{\text{inv,AM35}} = 1\,351 \text{ €}$$

CDC 440 jakokaappi:

$$K_{\text{inv,jk}} = 2\,147 \text{ €}$$

Investointikustannukset yhteensä:

$$K_{\text{inv}} = K_{\text{inv,vkaap}} + K_{\text{inv,m20/0,4}} + K_{\text{inv,AMC50}} + K_{\text{inv,AM35}} + K_{\text{inv,jk}} = \underline{60\,062 \text{ €}}$$

Häviökustannukset 1,2 km pitkällä 400 V vesikaapelilla ja 20/0,4 kV muuntajassa 35 a pitoajalla:

Johdinhäviöt ensimmäisenä vuotena (AMC185/57):

$$K_{\text{h0}} = H_{\text{h}} \cdot t_{\text{h}} \cdot \left(\frac{P_0}{U \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot l \cdot r_{\text{j}}$$

$$K_{\text{h0}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 1000 \text{ h} \cdot \left(\frac{24 \text{ kW}}{0,4 \text{ kV} \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 1,2 \text{ km} \cdot 0,177 \text{ Ω/km} = 29,65 \text{ €}$$

20/0,4 kV muuntajan häviötehot ensimmäisenä vuotena:

$$P_{\text{k0}} = \left(\frac{S_0}{S_{\text{n}}} \right)^2 \cdot P_{\text{kn}}$$

$$P_{\text{k0}} = \left(\frac{25,26 \text{ kVA}}{50 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 0,885 \text{ kW} = 0,226 \text{ kW}$$

LIITE 3.3

$$P_{00} = \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \cdot P_{0n}$$

$$P_{00} = \left(\frac{20 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 \cdot 0,140 \text{ kW} = 0,140 \text{ kW}$$

Ensimmäisen vuoden muuntajahäviöistä aiheutuvat kustannukset (20/0,4 kV):

$$K_{k0} = H_h \cdot t_h \cdot P_{k0} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 2000 \text{ h} \cdot 0,226 \text{ kW} = 15,82 \text{ €}$$

$$K_{00} = H_h \cdot t_h \cdot P_{00} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,140 \text{ kW} = 42,92 \text{ €}$$

Johdin ja muuntajien häviökustannuksiksi koko pitoajalta saadaan:

$$K_h = \kappa \cdot (K_{h0} + K_{k0}) + \kappa_Y \cdot K_{00}$$
$$= 21,705 \cdot (29,65 \text{ €} + 15,82 \text{ €}) + 16,374 \cdot 42,92 \text{ €} = \underline{1\,690 \text{ €}}$$

400 V verkon ylläpitokustannukset:

$$K_Y = \kappa_Y \cdot Y_{PJ} \cdot l_{PJ} = 16,374 \cdot 90 \text{ €km,a} \cdot 2,42 \text{ km} = \underline{3\,566 \text{ €}}$$

KUSTANNUKSET YHTEENSÄ:

$$K = K_{inv} + K_h + K_Y = 60\,062 \text{ €} + 1\,690 \text{ €} + 3\,566 \text{ €} = \underline{65\,318 \text{ €}}$$

20/1/0,4 kV tekniikka

Saneeraukseen tarvittavien komponenttien investointikustannukset:

1 400 m vesikaapeli AMCMK-PE 3x50/29 + 4 kpl rantautuminen:

$$K_{inv,AMC50} = 22\,572 \text{ €}$$

940 m auraten AMCMK-PE 3x50/29:

$$K_{inv,AMC50} = 11\,211 \text{ €}$$

80 m AMKA 35:

$$K_{inv,AM35} = 1\,351 \text{ €}$$

20/1/0,4 kV 150 kVA muuntaja:

$$K_{inv,m20/1/0,4} = 6\,192 \text{ €}$$

1/0,4 kV 30 kVA jakokaappimuuntamo:

$$K_{inv,m1/0,4} = 5\,500 \text{ €}$$

1 kV suojaus:

$$K_{inv,1kVsuoja} = 1\,580 \text{ €}$$

LIITE 3.4

Investointikustannukset yhteensä:

$$K_{\text{inv}} = K_{\text{inv,AMC50}} + K_{\text{inv,AMC50}} + K_{\text{inv,AM35}} + K_{\text{inv,m20/1/0,4}} + K_{\text{inv,m1/0,4}} +$$

$$K_{\text{inv,1kVsuoja}} = \underline{48\,406\text{ €}}$$

Lasketaan 1000 V johtimissa ja 20/1 kV ja 1/0,4 kV muuntajissa tapahtuvat häviökustannukset 35 a pitoajalla:

Johdinhäviöt ensimmäisenä vuotena (AMCMK-PE 3x50/29):

$$K_{\text{h0}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 1000 \text{ h} \cdot \left(\frac{24 \text{ kW}}{1 \text{ kV} \cdot 0,95} \right)^2 \cdot 1,2 \text{ km} \cdot 0,693 \Omega/\text{km} = 18,58 \text{ €}$$

20/1 kV muuntajan häviötehot ensimmäisenä vuotena:

$$P_{\text{k0}} = \left(\frac{25,26 \text{ kVA}}{100 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 1,95 \text{ kW} = 0,124 \text{ kW}$$

$$P_{\text{00}} = \left(\frac{20 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 \cdot 0,320 \text{ kW} = 0,320 \text{ kW}$$

Ensimmäisen vuoden muuntajahäviöistä aiheutuvat kustannukset (20/1 kV):

$$K_{\text{k0}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 2000 \text{ h} \cdot 0,124 \text{ kW} = 8,68 \text{ €}$$

$$K_{\text{00}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,320 \text{ kW} = 98,11 \text{ €}$$

1/0,4 kV muuntajan häviötehot ensimmäisenä vuotena:

$$P_{\text{k0}} = \left(\frac{25,26 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 0,800 \text{ kW} = 0,567 \text{ kW}$$

$$P_{\text{00}} = \left(\frac{1 \text{ kV}}{1 \text{ kV}} \right)^2 \cdot 0,105 \text{ kW} = 0,105 \text{ kW}$$

Ensimmäisen vuoden muuntajahäviöistä aiheutuvat kustannukset (1/0,4 kV):

$$K_{\text{k0}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 2000 \text{ h} \cdot 0,567 \text{ kW} = 39,69 \text{ €}$$

$$K_{\text{00}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,105 \text{ kW} = 32,19 \text{ €}$$

Johdin ja muuntajien häviökustannuksiksi koko pitoajalta saadaan:

$$K_{\text{h}} = \kappa \cdot (K_{\text{h0}} + K_{\text{k0}}) + \kappa_{\text{Y}} \cdot K_{\text{00}}$$

$$= 21,705 \cdot (18,58 \text{ €} + (8,68 \text{ €} + 39,69 \text{ €})) + 16,374 \cdot (98,11 \text{ €} + 32,19 \text{ €})$$

$$= \underline{3\,587 \text{ €}}$$

LIITE 3.5

Ylläpitokustannukset:

$$K_Y = \kappa_Y \cdot Y_{PJ} \cdot l_{1kV} = 16,374 \cdot 90 \text{ €/km,a} \cdot 2,42 \text{ km} = \underline{3\,566 \text{ €}}$$

KUSTANNUKSET YHTEENSÄ:

$$K = K_{inv} + K_h + K_Y = 48\,406 \text{ €} + 3\,587 \text{ €} + 3\,566 \text{ €} = \underline{55\,559 \text{ €}}$$

Sähkötekniinen laskenta 20/1/0,4 kV verkolle**Lasketaan suojauksen asetteluille tarvittavat vikavirrat 1000 V verkossa:****Impedanssit:**

1 kV AMCMK-PE 3x50/29:

$$R_{AMC50} = 0,693 \Omega/\text{km} \cdot 1,2 \text{ km} = 0,8316 \Omega$$

$$X_{AMC50} = 0,078 \Omega/\text{km} \cdot 1,2 \text{ km} = j0,0936 \Omega$$

Syöttävä 20 kV verkko: 0,5 km A1132, 16,5 km Pigeon, 1 km Sparrow

$$R = 0,219 \Omega/\text{km} \cdot 0,5 \text{ km} + 0,337 \Omega/\text{km} \cdot 16,5 \text{ km} + 0,848 \Omega/\text{km} \cdot 1 \text{ km} = 6,52 \Omega$$

$$X = 0,344 \Omega/\text{km} \cdot 0,5 \text{ km} + 0,354 \Omega/\text{km} \cdot 16,5 \text{ km} + 0,383 \Omega/\text{km} \cdot 1 \text{ km} = j6,40 \Omega$$

Redusoituna 1 kV tasoon

$$R^{\wedge} = 0,016 \Omega$$

$$X^{\wedge} = j0,016 \Omega$$

Syöttävä 110 kV verkko:

redusoituna 1 kV tasoon

$$Z^{\wedge}_{sv} = 0,012 \Omega$$

Kolmivaiheinen oikosulkuvirta 1000 V verkon alkupisteessä yhtälöllä (6.2):

$$I_{k3v} = \frac{1 \text{ kV}}{\sqrt{3} \left(0,012 \Omega + \sqrt{\left((0,016 + 0,031)^2 + (0,016 + 0,056)^2 \right) \Omega} \right)} = 5892 \text{ A}$$

Kolmivaiheinen oikosulkuvirta 1000 V verkon loppupisteessä:

$$I_{k3v} = \frac{1 \text{ kV}}{\sqrt{3} \left(0,012 \Omega + \sqrt{\left((0,016 + 0,031 + 0,8316)^2 + (0,016 + 0,056 + 0,0936)^2 \right) \Omega} \right)} = 637 \text{ A}$$

Kaksivaiheinen oikosulkuvirta 1000 V verkon loppupisteessä yhtälöllä (6.4):

$$I_{k2v} = 637 \text{ A} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 552 \text{ A}$$

Jännitteenalenema 1000 V verkon loppupisteessä:

100 kVA 20/1 kV muuntajan jännitteenalenema:

LIITE 3.7

$$U_h = \frac{P}{S_N} \cdot (u_r + u_x \cdot \tan \varphi)$$

$$U_h = \frac{24 \text{ kW}}{100 \text{ kVA}} \cdot (1,75\% + 3,60\% \cdot 0,33) = 0,7\%$$

1 kV AMCMK-PE 3x50/29 vesikaapelissa tapahtuva jännitteenalenema yhtälöllä (6.1):

$$U_h = \frac{24 \text{ kW}}{1 \text{ kV}} (0,693 \Omega / \text{km} \cdot 1,2 \text{ km} + 0,078 \Omega / \text{km} \cdot 1,2 \text{ km} \cdot 0,33) = 20,7 \text{ V}$$

Jännite 1000 V verkon loppupisteessä on 972 V, jännitteenalenema 2,8 %.

Lasketaan pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta 400 V verkossa kuvan 7.11 kohteissa A ja B yhtälöllä (6.5):

$$\text{kohde A} \quad I_{k1v} = \frac{3 \cdot 235 \text{ V}}{2 \cdot 0,1747 \Omega + \sqrt{(2,047 \Omega)^2 + (0,407 \Omega)^2}} = 289 \text{ A}$$

$$\text{kohde B} \quad I_{k1v} = 257 \text{ A}$$

Lasketaan pienimmät jännitteet 400 V verkossa:

1/0,4 kV muuntajan jännitteenalenema:

$$U_h = \frac{24 \text{ kW}}{30 \text{ kVA}} \cdot (2,26\% + 2,98\% \cdot 0,33) = 2,6\%$$

Jännite muuntajalla on 388 V

Sijoittamalla johto-osuuksien tehot ja johdinten arvot jännitteenaleneman U_h lausekkeeseen (6.1) voidaan laskea jännitteet kuluttajilla.

Kohteen A vaihejännitteeksi saadaan 220 V

Kohteen B vaihejännitteeksi saadaan 223 V

LIITE 4.1

DRAGMOSSENIN UUDISRAKENNUSKOHTTEEN ELINKAARIKUSTANNUKSET

LÄHTÖTIEDOT:

Pitoaika	$T = 20 \text{ a}$
Kuormituksen kasvu	$r = 1 \%$
1 kV johtopituus	$l_{1\text{kV}} = 2,64 \text{ km}$
Alkuhetken teho	$P_0 = 25 \text{ kW}$
Laskentajännite	$U = 20 \text{ kV} / 1 \text{ kV}$
20/1 kV muuntajan nimellisteho	$S_n = 100 \text{ kVA}$
20/1 kV muuntajan nimellishäviöteho	$P_{\text{kn}} = 1,95 \text{ kW}$
20/1 kV muuntajan tyhjäkäyntihäviö	$P_{0n} = 0,320 \text{ kW}$
1/0,4 kV muuntajan nimellisteho	$S_n = 50 \text{ kVA}$
1/0,4 kV muuntajan nimellishäviöteho	$P_{\text{kn}} = 1,1 \text{ kW}$
1/0,4 kV muuntajan tyhjäkäyntihäviö	$P_{0n} = 0,125 \text{ kW}$
1/0,4 kV muuntajan nimellisteho	$S_n = 30 \text{ kVA}$
1/0,4 kV muuntajan nimellishäviöteho	$P_{\text{kn}} = 0,800 \text{ kW}$
1/0,4 kV muuntajan tyhjäkäyntihäviö	$P_{0n} = 0,105 \text{ kW}$
Ylläpitokustannus PJ-verkko	$Y_{\text{PJ}} = 90 \text{ €/km,a}$

Tarvittavien komponenttien investointikustannukset:

470 m 20 kV Sparrow:

$$K_{\text{inv,SP}} = 11\,664 \text{ €}$$

2 640m 1kVAMKA 70:

$$K_{\text{inv,AM70}} = 52\,092 \text{ €}$$

20/1/0,4 kV 150 kVA muuntamo:

$$K_{\text{inv,m20/1/0,4}} = 13\,374 \text{ €}$$

1/0,4 kV 30 kVA muuntamo:

$$K_{\text{inv,m1/0,4}} = 4\,053 \text{ €}$$

1/0,4 kV 50 kVA muuntamo:

$$K_{\text{inv,m1/0,4}} = 4\,435 \text{ €}$$

1 kV suojaus:

$$K_{\text{inv,1kVsuoja}} = 1\,580 \text{ €}$$

Investointikustannukset yhteensä:

$$K_{\text{inv}} = K_{\text{inv,SP}} + K_{\text{inv,AM70}} + K_{\text{inv,m20/1/0,4}} + K_{\text{inv,m1/0,4}} + K_{\text{inv,m1/0,4}} + K_{\text{inv,1kVsuoja}} = \underline{87\,198 \text{ €}}$$

Lasketaan 1000 V johtimissa ja 20/1 kV ja 1/0,4 kV muuntajissa tapahtuvat häviökustannukset 20 a pitoajalla:

Johdinhäviöt ensimmäisenä vuotena (AMKA 70):

$$K_{\text{h0}} = H_{\text{h}} \cdot t_{\text{h}} \cdot \left(\frac{P_0}{U \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot l \cdot r_j$$

$$K_{\text{h0}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 2250 \text{ h} \cdot \left(\frac{25 \text{ kW}}{1 \text{ kV} \cdot 0,83} \right)^2 \cdot 2,1 \text{ km} \cdot 0,479 \text{ Ω/km} = 71,87 \text{ €}$$

$$K_{\text{h0}} = 0,035 \text{ €kWh} \cdot 2250 \text{ h} \cdot \left(\frac{20 \text{ kW}}{1 \text{ kV} \cdot 0,8} \right)^2 \cdot 0,54 \text{ km} \cdot 0,479 \text{ Ω/km} = 12,73 \text{ €}$$

20/1 kV muuntajan häviötehot ensimmäisenä vuotena:

$$P_{\text{k0}} = \left(\frac{S_0}{S_n} \right)^2 \cdot P_{\text{kn}}$$

LIITE 4.3

$$P_{k0} = \left(\frac{30,12 \text{ kVA}}{100 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 1,95 \text{ kW} = 0,177 \text{ kW}$$

$$P_{00} = \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \cdot P_{0n}$$

$$P_{00} = \left(\frac{20 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 \cdot 0,320 \text{ kW} = 0,320 \text{ kW}$$

Ensimmäisen vuoden muuntajahäviöistä aiheutuvat kustannukset (20/1 kV):

$$K_{k0} = H_h \cdot t_h \cdot P_{k0} = 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 2000 \text{ h} \cdot 0,177 \text{ kW} = 12,39 \text{ €}$$

$$K_{00} = H_h \cdot t_h \cdot P_{00} = 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,320 \text{ kW} = 98,11 \text{ €}$$

1/0,4 kV (30 kVA) muuntajan häviötehot ensimmäisenä vuotena:

$$P_{k0} = \left(\frac{5,15 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 0,800 \text{ kW} = 0,024 \text{ kW}$$

$$P_{00} = \left(\frac{1 \text{ kV}}{1 \text{ kV}} \right)^2 \cdot 0,105 \text{ kW} = 0,105 \text{ kW}$$

Ensimmäisen vuoden muuntajahäviöistä aiheutuvat kustannukset (1/0,4 kV):

$$K_{k0} = 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 2000 \text{ h} \cdot 0,024 \text{ kW} = 1,68 \text{ €}$$

$$K_{00} = 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,105 \text{ kW} = 32,19 \text{ €}$$

1/0,4 kV (50 kVA) muuntajan häviötehot ensimmäisenä vuotena:

$$P_{k0} = \left(\frac{25,32 \text{ kVA}}{50 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 1,1 \text{ kW} = 0,282 \text{ kW}$$

$$P_{00} = \left(\frac{1 \text{ kV}}{1 \text{ kV}} \right)^2 \cdot 0,125 \text{ kW} = 0,125 \text{ kW}$$

Ensimmäisen vuoden muuntajahäviöistä aiheutuvat kustannukset (1/0,4 kV):

$$K_{k0} = 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 2000 \text{ h} \cdot 0,282 \text{ kW} = 19,74 \text{ €}$$

$$K_{00} = 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,125 \text{ kW} = 38,33 \text{ €}$$

LIITE 4.4

Johdin ja muuntajien häviökustannuksiksi koko pitoajalta saadaan:

$$\begin{aligned} K_h &= \kappa \cdot (K_{h0} + K_{k0}) + \kappa_Y \cdot K_{00} \\ &= 14,973 \cdot (84,60 \text{ €} + (12,39 \text{ €} + 1,68 \text{ €} + 19,74 \text{ €})) + 12,462 \cdot (98,11 \text{ €} + \\ &32,19 \text{ €} + 38,33 \text{ €}) = \underline{3\,874 \text{ €}} \end{aligned}$$

Ylläpitokustannukset:

$$K_Y = \kappa_Y \cdot Y_{PJ} \cdot l_{1kV} = 12,462 \cdot 90 \text{ €/km,a} \cdot 2,64 \text{ km} = \underline{2\,961 \text{ €}}$$

KUSTANNUKSET YHTEENSÄ:

$$K = K_{inv} + K_h + K_Y = 87\,198 \text{ €} + 3\,874 \text{ €} + 2\,961 \text{ €} = \underline{94\,033 \text{ €}}$$

Lasketaan suojausten asetteluille tarvittavat vikavirrat 1000 V verkossa:

Impedanssit:

1 kV AMKA 70:

$$\begin{aligned} R_{AM70} &= 0,479 \text{ Ω/km} \cdot 2,64 \text{ km} = 1,26 \text{ Ω} \\ X_{AM70} &= 0,097 \text{ Ω/km} \cdot 2,64 \text{ km} = j0,26 \text{ Ω} \end{aligned}$$

Syöttävä 20 kV verkko: 8,7 km A1132, 3,97 km Raven, 3,3 km Swan, 0,5 km Sparrow

$$\begin{aligned} R &= 0,219 \text{ Ω/km} \cdot 8,7 \text{ km} + 0,536 \text{ Ω/km} \cdot 3,97 \text{ km} + 1,36 \text{ Ω/km} \cdot 3,3 \text{ km} + \\ &0,848 \text{ Ω/km} \cdot 0,5 \text{ km} = 8,95 \text{ Ω} \\ X &= 0,344 \text{ Ω/km} \cdot 8,7 \text{ km} + 0,368 \text{ Ω/km} \cdot 3,97 \text{ km} + 0,398 \text{ Ω/km} \cdot 3,3 \text{ km} + \\ &0,383 \text{ Ω/km} \cdot 0,5 \text{ km} = j5,96 \text{ Ω} \end{aligned}$$

Redusoituna 1 kV tasoon

$$\begin{aligned} R^{\wedge} &= 0,022 \text{ Ω} \\ X^{\wedge} &= j0,015 \text{ Ω} \end{aligned}$$

Syöttävä 110 kV verkko:

redusoituna 1 kV tasoon

$$Z^{\wedge}_{sv} = 0,007 \text{ Ω}$$

Kolmivaiheinen oikosulkuvirta 1000 V verkon alkupisteessä yhtälöllä (6.2):

$$I_{k3v} = \frac{1kV}{\sqrt{3} \left(0,007 \text{ Ω} + \sqrt{\left((0,022 + 0,031)^2 + (0,015 + 0,056)^2 \right) \text{ Ω}} \right)} = 6039 \text{ A}$$

Kolmivaiheinen oikosulkuvirta 1000 V verkon loppupisteessä:

$$I_{k3v} = \frac{1 \text{ kV}}{\sqrt{3} \left(0,007 \Omega + \sqrt{\left((0,022 + 0,031 + 1,26)^2 + (0,015 + 0,056 + 0,26)^2 \right) \Omega} \right)} = 424 \text{ A}$$

Kaksivaiheinen oikosulkuvirta 1000 V verkon loppupisteessä:

$$I_{k2v} = 424 \text{ A} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 367 \text{ A}$$

Jännitteenalenema 1000 V verkon loppupisteessä:

100 kVA 20/1 kV muuntajan jännitteenalenema:

$$U_h = \frac{P}{S_N} \cdot (u_r + u_x \cdot \tan \varphi)$$

$$U_h = \frac{25 \text{ kW}}{100 \text{ kVA}} \cdot (1,75 \% + 3,60 \% \cdot 0,67) = 1,0 \%$$

AMKA 70 -riippukierrekaapelissa tapahtuva jännitteenalenema yhtälöllä (6.1):

$$U_h = \frac{25 \text{ kW}}{1 \text{ kV}} \cdot (0,479 \Omega / \text{km} \cdot 2,1 \text{ km} + 0,097 \Omega / \text{km} \cdot 2,1 \text{ km} \cdot 0,67) = 28,6 \text{ V}$$

$$U_h = \frac{20 \text{ kW}}{1 \text{ kV}} \cdot (0,479 \Omega / \text{km} \cdot 0,54 \text{ km} + 0,097 \Omega / \text{km} \cdot 0,54 \text{ km} \cdot 0,75) = 7,4 \text{ V}$$

Jännite 1000 V verkon loppupisteessä on 954 V, jännitteenalenema 4,6 %.

Lasketaan pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta 400 V verkossa (varikko) yhtälöllä (6.5):

$$I_{k1v} = \frac{3 \cdot 235 \text{ V}}{2 \cdot 0,201 \Omega + \sqrt{(0,77 \Omega)^2 + (0,32 \Omega)^2}} = 570 \text{ A}$$

Lasketaan pienimmät jännitteet 400 V verkossa:

1/0,4 kV muuntajan jännitteenalenema:

$$U_h = \frac{5 \text{ kW}}{30 \text{ kVA}} \cdot (2,67 \% + 2,98 \% \cdot 0,25) = 0,6 \%$$

Jännite 1/0,4 kV muuntajalla on 394 V

LIITE 4.6

50 m pitkällä AMCMK 3x25/16 tapahtuva jännitteenalenema:

$$U_h = \frac{5 \text{ kW}}{394 \text{ V}} \cdot (0,05 \text{ km} \cdot 1,3 \Omega / \text{km} + 0,05 \text{ km} \cdot 0,082 \Omega / \text{km} \cdot 0,25) = 0,8 \text{ V}$$

Liittymän vaihejännitteeksi saadaan 227 V

Lasketaan pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta 400 V verkossa (pumppaamo) yhtälöllä (6.5):

$$I_{\text{kiv}} = \frac{3 \cdot 235 \text{ V}}{2 \cdot 0,240 \Omega + \sqrt{(0,38 \Omega)^2 + (0,31 \Omega)^2}} = 726 \text{ A}$$

Lasketaan pienimmät jännitteet 400 V verkossa:

1/0,4 kV muuntajan jännitteenalenema

$$U_h = \frac{20 \text{ kW}}{50 \text{ kVA}} \cdot (2,2 \% + 3,34 \% \cdot 0,75) = 1,9 \%$$

Jännite 1/0,4 kV muuntajalla on 384 V

30 m pitkällä AXMK 4x50 tapahtuva jännitteenalenema:

$$U_h = \frac{20 \text{ kW}}{384 \text{ V}} \cdot (0,03 \text{ km} \cdot 0,694 \Omega / \text{km} + 0,03 \text{ km} \cdot 0,086 \Omega / \text{km} \cdot 0,62) = 1,2 \text{ V}$$

Liittymän vaihejännitteeksi saadaan 221 V