

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO
Sähkötekniikan osasto
Sähkömarkkinoiden opintosuunta
<http://www.ee.lut.fi/fi/lab/sahkomarkkina>

DIPLOMITYÖ

SÄHKÖNJAKELUVERKON SUUNNITTELUPERUSTEET

Diplomityön aihe on hyväksytty Sähkötekniikan osastoneuvoston kokouksessa
15.8.2006

Työn tarkastajat: Professori Jarmo Partanen
 Diplomi-insinööri Tuomo Hakkarainen
Työn ohjaaja: Diplomi-insinööri Tuomo Hakkarainen

Kotkassa 24.7.2006

Martti Simonen
Rauhankatu 4 E 80
48100 Kotka
puh. +358 40 7312216

TIIVISTELMÄ

Tekijä: Martti Simonen
Nimi: Sähkönjakeluverkon suunnitteluperusteet
Osasto: Sähkötekniikka
Vuosi: 2006
Paikka: Kotka

Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Sähkömarkkinat.

109 sivua, 54 kuvaa, 27 taulukkoa ja 4 liitettä

Tarkastajat: Professori Jarmo Partanen
Diplomi-insinööri Tuomo Hakkarainen

Hakusanat: Sähkönjakeluverkko, sähkönjakeluverkon suunnittelu, suunnitteluperusteet, keskijänniteverkko, pienjänniteverkko

Diplomityössä määritellään sähkönjakeluverkon suunnitteluperusteet. Suunnitteluperusteet antavat ohjeet verkostosuunnittelijoille siitä, miten sähköverkko suunnitellaan sähköteknisesti oikein, taloudelliset näkökohdat huomioiden.

Työn alussa määritellään kaikkiin suunnittelutehtäviin vaikuttavat sähkötekniset ja taloudelliset laskentaparametrit. Oikeiden parametrien käyttäminen on ehdottoman tärkeää totuudenmukaisten lopputulosten saavuttamiseksi. Eniten lopputuloksiin vaikuttaville laskentaparametreille suoritetaan työn loppuosassa herkkyysoanalyysi, jotta tulevaisuuden mahdollisesti erilaiset olosuhteet voitaisiin huomioida.

Varsinaisissa suunnitteluun liittyvissä osioissa käsitellään keski- ja pienjänniteverkkojen suunnittelun lisäksi jakelumuuntajan mitoittaminen, sekä määritellään rajat erilaisille verkoston rakenteille. Erityisesti elinkaarikustannusajattelua painotetaan suunnittelutehtävissä ottamalla huomioon komponenttien koko pitoaikana syntyvät kustannukset.

ABSTRACT

Author: Martti Simonen
Name: Planning methods for electricity distribution network
Department: Electric Engineering
Year: 2006
Place: Kotka

Master's thesis. Lappeenranta University of Technology.

109 pages, 54 figures, 27 tables and 4 appendices.

Examiners: Professor Jarmo Partanen
M.Sc. Tuomo Hakkarainen

Keywords: Electricity distribution network, electricity distribution network design, planning methods, medium voltage network, low voltage network

The aim of this thesis is to define planning methods for electricity distribution network. Planning methods should give designers instructions, of how to plan an electricity network correctly, according to technical and economic principles.

In the first part of this thesis technical and economic parameters are defined. These parameters affect all the results gained in this paper, and that is why they are so important. In actual planning method chapters focus is concentrated to: medium- and low voltage networks, distribution transformers and network structures. Especially the lifecycle costs are emphasized.

ALKUSANAT

Diplomityö on tehty Kymenlaakson Sähkö Oy:n antamasta aiheesta tammi-kesäkuun 2006 aikana. Työn ohjaajana ja toisena tarkastajana on toiminut suunnittelupäällikkö Tuomo Hakkarainen, joka on omista työkiireistään huolimatta jaksanut antaa rakentavaa palautetta ja hyviä vinkkejä työn sisällöstä. Kiitos hänelle ja muulle Kymenlaakson Sähkön henkilökunnalle avuliaisuudesta ja mielenkiinnosta tätä diplomityötä kohtaan.

Suuri kiitos kuuluu myös työn tarkastajalle professori Jarmo Partaselle, sekä oikoluvun ja laskelmien tarkastuksen tehneelle assistentti Jukka Lassilalle. Ilman heidän neuvojaan ja vinkkejään olisi tämä diplomityö ollut varsin erinäköinen.

Kotiväen ja ystävien tukea ei myöskään sovi unohtaa, joten kiitos myös heille mielenkiinnosta työtäni kohtaan. Tyttöystävälleni Susannalle kuuluu erityiskiitos jaksamisesta ja tukemisesta diplomityöni eri vaiheissa.

SISÄLLYSLUETTELO

1	Johdanto.....	1
1.1	Taustaa.....	1
1.2	Työn tavoite.....	2
2	Laskennassa käytettävät parametrit ja teknistaloudellinen laskentamethodiikka	3
2.1	Sähkötekniset parametrit.....	3
2.1.1	<i>Ilmajohtojen ja kaapeleiden sähköiset arvot.....</i>	<i>3</i>
2.1.2	<i>Jakelumuuntajien sähköiset arvot.....</i>	<i>4</i>
2.1.3	<i>Laskentajännitteet.....</i>	<i>5</i>
2.1.4	<i>Jänniteenalenemat.....</i>	<i>5</i>
2.1.5	<i>Tehokerroin.....</i>	<i>7</i>
2.1.6	<i>Häviöiden huipunkäyttöaika.....</i>	<i>8</i>
2.2	Taloudelliset parametrit ja teknistaloudellinen laskentamethodiikka.....	9
2.2.1	<i>Laskentakorko.....</i>	<i>9</i>
2.2.2	<i>Verkonrakentamisen kustannukset.....</i>	<i>10</i>
2.2.3	<i>Häviöiden hinta.....</i>	<i>10</i>
2.2.4	<i>Keskeytyksistä aiheutunut haitta.....</i>	<i>12</i>
2.2.5	<i>Pitoajat.....</i>	<i>13</i>
2.2.6	<i>Teknistaloudelliset laskentamenetelmät.....</i>	<i>14</i>
2.3	Yhteenvedo laskentaparametreista.....	16
3	Keskijänniteverkon suunnitteluperusteet.....	18
3.1	Suojaukset.....	18
3.1.1	<i>Oikosulkusuojaus.....</i>	<i>18</i>
3.1.2	<i>Maasulkusuojaus.....</i>	<i>21</i>
3.1.3	<i>Käytettävät releet.....</i>	<i>25</i>
3.1.4	<i>Releasetteluiden määrittäminen esimerkkikohteeseen.....</i>	<i>26</i>
3.2	Johtimien kuormitettavuus.....	29
3.3	Johtimissa syntyvät häviöt.....	31
3.3.1	<i>Teho- ja energiahäviöt.....</i>	<i>31</i>
3.3.2	<i>Jännitehäviöt.....</i>	<i>32</i>
3.4	Johtimien taloudelliset käyttöalueet.....	32
3.5	Keskijännitejohdon vahvistaminen.....	34
3.6	Keskijänniteilmajohtoverkon luotettavuuden parantaminen.....	36
3.6.1	<i>Kauko-ohjatut erotinasemat.....</i>	<i>38</i>
3.6.2	<i>Varayhteydet.....</i>	<i>40</i>
3.6.3	<i>Uusi sähköasema.....</i>	<i>41</i>
3.6.4	<i>Tien varteen siirto.....</i>	<i>42</i>
3.6.5	<i>Maastokatkaisijoiden käyttö.....</i>	<i>42</i>
3.7	Ylijännitesuojaus.....	45

3.7.1	<i>Jakelumuuntajien ylijännitesuojaus</i>	45
3.7.2	<i>Kaapeleiden ylijännitesuojaus</i>	48
3.7.3	<i>PAS-johtojen ylijännitesuojaus</i>	48
3.8	1000 V jakelujärjestelmän käyttö	50
4	Jakelumuuntajan mitoittaminen	54
5	Pienjänniteverkon suunnitteluperusteet	57
5.1	Kuormitusmallit ja mitoitusenergiat	57
5.2	Johtimien mitoittaminen	59
5.2.1	<i>Johtimien sähkötekniset käyttöalueet</i>	59
5.2.2	<i>Johtimien taloudelliset käyttöalueet</i>	61
5.2.3	<i>Esimerkki johtimien mitoituksesta</i>	62
5.3	Suojausmenetelmät	63
5.3.1	<i>Pienjännitemuuntopiirin maadoitukset</i>	63
5.3.2	<i>Ylikuormitussuojaus</i>	66
5.3.3	<i>Oikosulkusuojaus</i>	67
5.3.4	<i>Esimerkki AMKA-verkon sulakesuojauksesta</i>	71
5.3.5	<i>Esimerkki kaapeliverkon sulakesuojauksesta</i>	73
5.4	Jännitteen laatu	76
6	Verkoston rakennevalinnat	78
6.1	Keskijänniteverkko.....	78
6.1.1	<i>Käytettävien johdinpoikkipintojen valinta</i>	78
6.1.2	<i>PAS-johtojen käyttö</i>	80
6.1.3	<i>Kaapeloinnin kannattavuus KAH-arvojen perusteella</i>	83
6.1.4	<i>Kaapelointi ympäristötekijöiden avulla tarkasteltuna</i>	84
6.2	Jakelumuuntamot.....	87
6.3	Pienjänniteverkko	89
6.3.1	<i>Käytettävien johdinpoikkipintojen valinta</i>	89
6.3.2	<i>Pienjänniteverkon kaapelointi</i>	90
7	Herkkyysanalyysi	92
7.1	KAH-arvot.....	92
7.2	Pitoajat.....	95
7.3	Laskentakorko	98
7.4	Kuormituksen kasvu	102
8	Yhteenveto	104
	LÄHDELUETTELO	106

LIITTEET

- Liite 1 Verkostokomponenttien yksikköhinnat ja tekniset parametrit
- Liite 2 Artjärven lähdön releasetteluiden laskenta
- Liite 3 Rajatehoyhtälöiden johtaminen
- Liite 4 Elinkaarikustannusten laskeminen 20/0,4 kV ja 20/1/0,4 kV vaihtoehdoille

Käytetyt merkinnät ja lyhenteet

AJK	aikajälleenkytkentä
CAPM	Capital Asset Pricing Model
JK	jakokaappi
KAH	keskeytyksestä aiheutuva haitta
KJ	keskijännite
KSOY	Kymenlaakson Sähkö Oy
MO	Metallioksidi
PAS	päällystetty avojohto suurjännitteelle
PJ	pienjännite
PJK	pikajälleenkytkentä
VTT	valtion teknillinen tutkimuskeskus
WACC	Weighted Average Cost of Capital
C	kapasitanssi
c	annuiteettikerroin
$\cos \varphi$	tehokerroin
E	energia
f	taajuus, vikataajuus
H	hintaa
I	virta
L	induktanssi
l	pituus
n	lukumäärä
P	päätöteho
p	laskentakorkoprosentti
Q	loisteho
R	resistanssi
r	ominaisresistanssi, kuormituksen kasvuprosentti
S	näennäisteho
T	pitoaika, tarkasteluväli
t	aika, kuormituksen kasvuaika
U	jännite
X	reaktanssi
x	ominaisreaktanssi
Z	impedanssi
z	ominais-/oikosulkuimpedanssi, normaalijakauman todennäköisyyskerroin

Roomalaiset

α	apukerroin
β	apukerroin
φ	vaihesiirtokulma
ε	diskonttauskerroimen apukerroin
κ	diskonttauskerroin, joka huomio myös kuormituksen kasvun
σ	hajonta
τ	jäähtymisaikavakio
ω	kulmataajuus

Alaindeksit

E	energia, maadoitus
f	vika
h	häviö, huipunkäyttö, havahtuminen
I	investointi
j	johto
K	keskeytys
k	oikosulku, kuormitus
m	muuntaja
max	maksimi, suurin sallittu
min	minimi
n	nimellinen
r	rele
TP	kosketus
v	vaihe
Y	ylläpito
0	alkuhetki, tyhjäkäynti, nollajohdin

1 Johdanto

1.1 Taustaa

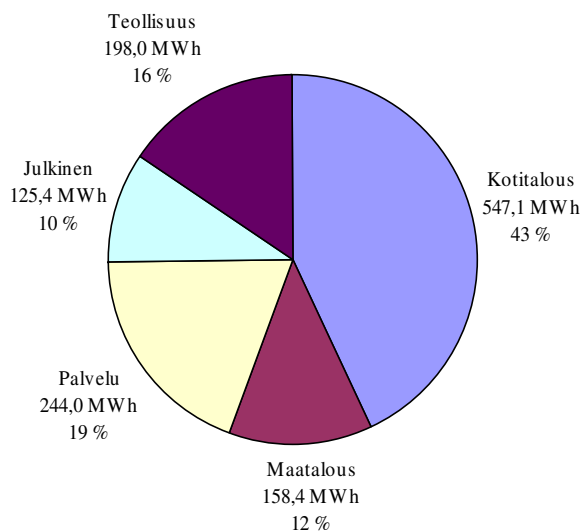
Suomen sähkönjakeluverkko on rakennettu pääosin 1950-1970 -luvuilla ja näin on myös tämän tutkimuksen kohdeyhtiössä Kymenlaakson Sähkö Oy:ssä (KSOY). Verkosto on siis suurelta osin jo yli 40 vuotta vanhaa ja näin ollen lähellä pitoaikansa loppua. Lähitulevaisuus tuokin tullessaan mittavan verkoston perusparantamishjelman, johon on syytä paneutua huolella.

KSOY:n jakeluverkoston rakenne oli vuonna 2005 taulukon 1.1 mukainen. Keskijännitekaapeleiden määrä on normaalia maaseutuyhtiötä hieman korkeampi verkostoon vuonna 2003 liitetyn Kotkan alueen ansiosta. Ilmajohtojen suuri määrä puolestaan on tyypillistä maaseutuyhtiölle.

Taulukko 1.1 KSOY:n verkoston rakenne vuonna 2005.

Komponentti	Määrä
Sähköasemat	27 kpl
110 kV johdot	192 km
Keskijännitejohdot	4 701 km
Ilmajohdot	4 346 km
Kaapelit	355 km
Jakelumuuntamot	4 583 kpl
Pienjännitejohdot	7 468 km
Avojohdot	196 km
AMKA-johdot	6 108 km
Kaapelit	1 164 km

Kuvassa 1.1 esitetään Kymenlaakson Sähkö Oy:n koko jakeluverkon asiakasjakauma kulutettujen vuosienergioiden mukaan lajiteltuna vuoden 2004 tiedoilla. Kotitalouksien, sisältäen loma-asunnot, ja palveluiden havaitaan olevan suurimmat sähköenergian kuluttajat. Maatalouden kohtuullisen suuri osuus on tyypillistä maaseutuyhtiölle.



Kuva 1.1 KSOY:n asiakasjakauma kulutetun sähköenergian mukaan jaoteltuna vuoden 2004 tiedoilla.

1.2 Työn tavoite

Tämän työn tavoitteena on tehdä sähköjakeluverkon suunnittelua helpottava ja yhtenäistävä ohjeistus siitä, miten verkosto mitoitetaan sähköteknisesti. Verkoston suunnittelun tavoitteena on luoda sähköjakeluverkko, joka on teknistaloudellisesti optimaalinen täyttäen kuitenkin sähköturvallisuusmääräykset ja sähkölaatukriteerit.

Tulevien mittavien jakeluverkon perusparantamisen vuoksi on syytä tarkastella millaisilla suunnitteluperusteilla sähköjakeluverkkoja KSOY:n alueella rakennetaan. Suunnitteluohjeistuksella voidaan vaikuttaa merkittävästi tulevan uudelleenrakentamisen kustannuksiin ottamalla huomioon sähköverkon komponenttien taloudellisen mitoittamisen näkökohdat.

Tutkimuksen lähtöajatus onkin tarkastella ja määrittää verkoston suunnitteluperusteet, jotta sähköjakeluverkko olisi rakenteeltaan ja käyttövarmuudeltaan yhtäläinen. Suunnitteluperusteiden tulisi tarjota keinot jakeluverkon suunnitteluun riippumatta siitä, missä päin KSOY:n alueella suunniteltava kohde sijaitsee.

2 Laskennassa käytettävät parametrit ja teknistaloudellinen laskentamethodiikka

Erilaisten laskentaparametrien määrittäminen on erittäin tärkeää verkostosuunnittelun kannalta, sillä ne määräävät erilaisten mitoittavien laskelmien tulokset. Kaikkien parametrien kohdalla ei kuitenkaan ole mahdollista saavuttaa absoluuttista totuutta, vaan on tyydyttävä hyvin perusteltuun arvioon. Lisäksi jotkin parametrit muuttuvat herkästi ajan kuluessa. Tällöin on tärkeää päivittää laskentaparametreja riittävän usein ja huolehtia että uusia arvoja myös käytetään.

Laskelmissa käytettävät vakiot voidaan jakaa sähkötekniisiin ja taloudellisiin parametreihin. Sähkötekniisiä parametreja ovat esimerkiksi käytettävien johdinten ja jakelu-
muuntajien resistanssit ja reaktanssit. Sähkötekniisten parametrien lisäksi on valittava teknistaloudellisia tarkasteluja varten mm. laskentakorko ja häviöiden hinnat. Seuraavissa kappaleissa käydään lävitse tärkeimmät laskentaparametrit määrittäen niille KSOY:n jakeluverkkoon soveltuvat arvot. Myös jokaisen parametrin vaikutuksia verkoston suunnitteluun pyritään kuvailemaan mahdollisimman havainnollisesti.

Laskentaparametrien lisäksi esitellään verkostosuunnittelun teknistaloudellisissa laskelmissa tarvittavat laskentamenetelmät ja –yhtälöt.

2.1 Sähkötekniset parametrit

2.1.1 Ilmajohtojen ja kaapeleiden sähköiset arvot

KSOY:ssä uusissa suunnitelmissa käytettävien yleisimpien johtimien poikkipinta-alat ja sähköiset parametrit on esitetty taulukoituna liitteessä 1, jaoteltuna pien- ja keskijänniteverkkojen kesken. Resistanssit ja reaktanssit ovat 20 °C lämpötilan arvoja ja niitä käytetään jännitteenaleneman, maasulkuvirran sekä häviöiden laskemisessa. Oikosulkulaskelmia varten käytetään 40 °C arvoja, jotka ilmoitetaan tarvittaessa erikseen.

Arvot on otettu verkkotietojärjestelmästä ja ne ovat resistanssi- ja reaktanssiarvoiltaan hieman valmistajien arvoja (Prysmian 06) suurempia, kun taas kuormitettavuus- ja oikosulkukestoisuudet ovat samansuuruisia tai hieman pienempiä. Ominaisresistanssien

eroavuudet johtuvat eri valmistajien ilmoittamista arvoista. Reaktanssiarvojen suuruuteen puolestaan vaikuttaa johtimien välinen etäisyys, eli käytännössä orsirakenne. Asettamalla kuormitus- ja oikosulkuvirta hieman valmistajan arvoja pienemmäksi, voidaan vähentää erityisesti kaapelien ikääntymistä. Johtimien ominaisarvot ovat kuitenkin niin lähellä toisiaan, ettei niiden eroavuuksilla ole juurikaan merkitystä käytännön laskelmiin. Tärkeintä on muistaa käyttää suurempia arvoja oikosulkulaskelmissa johtimien lämpenemisen vuoksi.

2.1.2 Jakelumuuntajien sähköiset arvot

Kymenlaakson Sähkö Oy:n sähkönjakeluverkossa käytettävät yleisimmät 20/0,4 kV muuntajakoot ja niiden alajännitepuolelle redusoidut oikosulkuresistanssi- ja oikosulkureaktanssiarvot on esitetty taulukossa 2.1. Tarkemmat tiedot muuntajien sähköisistä arvoista ja yksikköhinnoista on esitetty liitteessä 1.

Taulukko 2.1 KSOY:ssä käytettävät jakelumuuntajakoot ja niiden sähköiset arvot (ABB 06a)

S_n [kVA]	R_m [Ω]	X_m [Ω]
16	0,34	0,21
30	0,15	0,15
50	0,070	0,11
100	0,028	0,058
160	0,015	0,037
200	0,011	0,030
315	0,0064	0,019
500	0,0035	0,012



Muuntajakoot noudattavat Suomessa yleisesti käytössä olevia teholuokkia. Jakelumuuntajista on olemassa myös parannellut versiot, joiden häviöitä on pienennetty. Näiden muuntajien impedanssit ovat myös hieman pienemmät, ja ne ilmoitetaan tarvittaessa erikseen.

Jakelumuuntajien sähköiset parametrit vaikuttavat pienjänniteverkon oikosulkuvirtoihin ja tätä kautta myös vikojen poiskytkentäehtojen toteutumiseen. Mikäli muuntajan syöttämässä PJ-verkossa oikosulkuvirta jää liian pieneksi, on yksi mahdollisuus vaihtaa muuntaja pienempi-impedanssiseksi. Tämä saattaa olla joissain tapauksissa edullisempi vaihtoehto kuin johdinvahvistus, ja samalla häviökustannukset pienenevät. Sähköisten arvojen vaikutus muuntajan häviöiden suuruuteen käsitellään luvussa 4.

2.1.3 Laskentajännitteet

Sähköaseman keskijännitekiskoston jännitteen arvoa käytetään jännitteenalenema-, oikosulku- ja maasulkulaskelmissa. Tästä johtuen kiskojännitteen arvo vaikuttaa releasetteluihin ja johtimien mitoittamiseen. KSOY:ssä keskijännitekiskoston jännitteenä käytetään arvoa $U_{\text{kisko}} = 20,6 \text{ kV}$, mikä perustuu päämuuntajien jännitesäätäjien keskimääräiseen arvoon. Yleisesti kiskojännite pyritään pitämään mahdollisimman suurena häviöiden vähentämiseksi. Verkostosuosituksissa KJ-verkon alkupään jännitteeksi suositellaan 20 - 21 kV (SA 2:92).

Jakelumuuntajien alajännitepuolen lähtöjännitteeksi oletetaan laskelmissa $U_{\text{PJ}} = 400 \text{ V}$. Todellisuudessa jännite vaihtelee riippuen muuntamon etäisyydestä sähköasemalta ja väliottokytkimen asennosta, jolla jännitetasoa voidaan muuttaa muuntajan ollessa virraton. Laskentajännitteen suuruus vaikuttaa pienjänniteverkon jännitteenalenema- ja oikosulkulaskelmiin. Myös PJ-verkossa muuntajan jännite pyritään pitämään mahdollisimman korkeana jännitteen laadun varmistamiseksi ja häviöiden pienentämiseksi. Verkostosuositus ehdottaa muuntamon vaihejännitteen vaihtelualueeksi 220 - 244 V (SA 2:92).

Verkkotietojärjestelmä laskee keskijänniteverkon tehonjakolaskennassa kaikkien muuntamoiden jännitteet, mutta käyttää pienjänniteverkon tehonjaossa oletusjännitteenä muuntajan yläjännitenavoissa arvoa 20,3 kV. Tämä on syytä huomioida PJ-verkkoja laskettaessa. Tarkempia tuloksia haluttaessa on syytä laskea ensin KJ-verkon tehonjaolla todellinen muuntajan yläjännitenavoissa vaikuttava jännite.

2.1.4 Jännitteenalenemat

KSOY:n keskijänniteverkoissa jännitteenaleneman suurimmaksi arvoksi U_{hmax} sallitaan 5 %. Tämä arvo on valittu selkeyttämään verkon suunnittelua koskien uusia kohteita. On kuitenkin syytä pitää mielessä, että jännitteenaleneman pienentäminen edellyttää verkostoon lisäinvestointeja (Lakervi 96). Tästä johtuen edellä mainittua arvoa ei pidä noudattaa orjallisesti poikkeuksellisissa tilanteissa, koska saavutettava hyöty jää usein pieneksi suhteessa tarvittavaan investointiin. Häiriötilanteissa, käytettäessä varasyötötyhteyksiä, sallitaan 10 % jännitteenalenema. 10 % jännitteenalenemalla suurimmalla

osalla PJ-asiakkaista jännitteet ovat vielä sallituissa rajoissa, mutta heikoimmilla alueilla saatetaan mennä alle 207 voltin.

Pienjänniteverkoissa jännitteenaleneman määräävät viime kädessä standardit. Suomessa on voimassa jännitestandardi SFS-EN 50160, jonka mukaan liittymiskohdan vaihejännite on oltava välillä 207 - 253 V. Kymenlaakson Sähkö Oy:ssä on lisäksi käytössä sääntö, jonka mukaan uusien liittymien vaihejännite ei saa olla alle 215 V. Käyttämällä liittymän jännitteenä $U_{PJmin} = 215$ V ja muuntajan lähtöjännitteenä 230 V, saadaan sallituksi jännitteenalenemaksi PJ-verkoissa 6,9 %. Prosentuaalinen jännitteenalenema antaa hyvän nyrkkisäännön PJ-verkkojen suunnitteluun.

Johtimien lisäksi jännitteenalenemaa aiheuttavat myös jakelumuuntajat, joissa jännitehäviö on tyypillisesti nimelliskuormituksella luokkaa 2 - 4 %. Jännitehäviö pienenee muuntajan nimellistehon kasvaessa ja on riippuvainen kuormituksen suuruudesta. Muuntajan jännitehäviön laskentakaavat esitetään luvussa 4.

KSOY:n keskijänniteverkon suurimmat jännitteenalenemat esiintyvät Askolan sähköaseman Pukkilan lähdöllä ja Virojoen sähköaseman Kattilaisen lähdöllä. Molemmat ovat haja-asutusalueen lähtöjä. Seuraavaksi voidaan tutkia, onko jännite riittävä lähtöjen lopussa sijaitsevien muuntopiirien 3860 (Kattilainen) ja 2834 (Pukkila) asiakkailta. Taulukossa 2.2 on esitetty prosentuaaliset jännitteenalenemat jakeluverkon eri osissa sekä muuntopiirissä esiintyvä alin jännite.

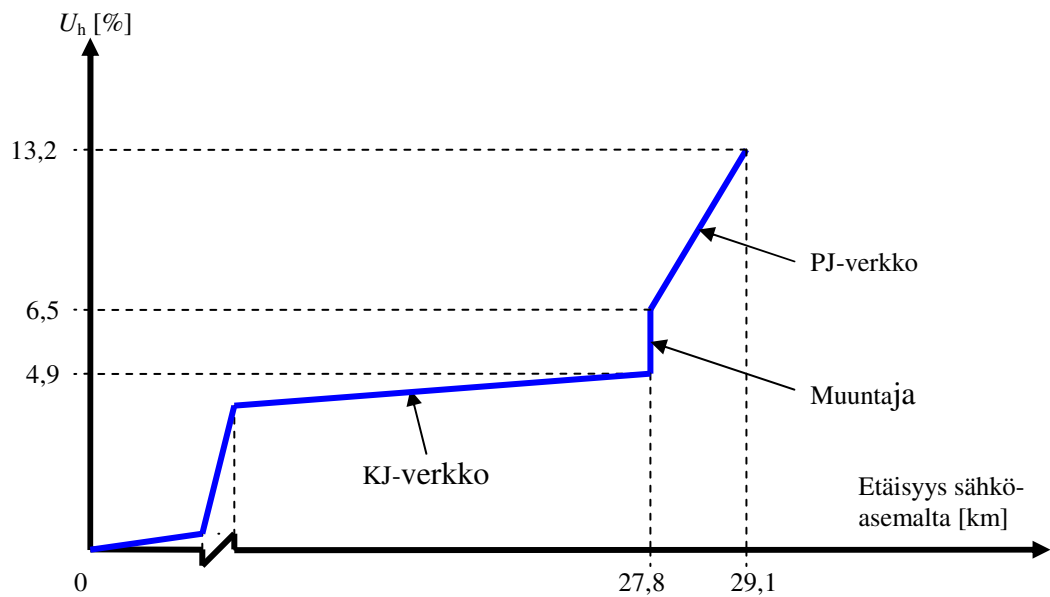
Taulukko 2.2 Jännitteenalenemat jakeluverkon eri osissa sähköasemalta asiakkaalle asti.

Lähtö	Muuntopiiri	Etäisyys sähköasemalta [km]	Asiakkaan etäisyys muuntamolta [m]	U_{hKJ} [%]	U_{hm} [%]	U_{hPJ} [%]	U_{min} [V]
Kattilainen	3860	27,8	1 294	4,9	1,6	6,7	208
Pukkila	2834	22,8	48	4,3	1,7	0,4	223

Taulukon tuloksista havaitaan PJ-verkkojen olevan varsin erilaiset jännitteenalenemaltaan. Muuntopiirissä 2834 on vain yksi asiakas, kun taas muuntopiiri 3860 käsittää laajemman kulutuskeskittymän. Jännite ei alita standardissa vaadittua 207 V, joten voidaan todeta keskijänniteverkolle valitun 5 % jännitehäviörajan olevan sopiva, sillä tarkastellut kohteet kuvaavat KSOY:n verkon pahinta tilannetta. Suurin osa keskijänni-

teverkkoa on nykykuormituksilla jännitteenaleneman suhteen hyvässä mallissa. Lisäksi on vielä mainittava kyseisten kohteiden olevan jo olemassa olevia kulutuksia; uutta muuntopiiriä suunniteltaessa on jännitteen oltava vähintään 215 V.

Muuntopiirin 3860 suurimman jännitehäviön muodostuminen sähköasemalta asiakkaalle asti on esitetty kuvassa 2.1. Vaaka-akseli on pyritty skaalaamaan siten, että se havainnollistaisi KJ- ja PJ-verkoissa syntyviä jännitteenalenemien osuuksia.



Kuva 2.1 Jännitehäviön muodostuminen kauimmaiselle asiakkaalle asti Kattilaisen lähdöllä muuntopiirissä 3860.

Vastaavanlaisia tarkasteluja voidaan suorittaa myös muille haja-asutusalueiden lähdöille ja muuntopiireille, jolloin havaitaan valitun jännitteenalenematason olevan sopiva pienistä kuormituksista johtuen. Kaupunki- ja taajamaverkoissa muuntopiirien kuormitukset ovat suurempia, mutta siirtomatkat vastaavasti lyhyempiä.

2.1.5 Tehokerroin

Tehokerroin $\cos \varphi$ ilmoittaa kuinka induktiivista tai kapasitiivista verkoston kuormitus on. Induktiivinen kuormitus aiheutuu sähkökoneiden käämityksissä, minkä vuoksi jakeluverkkojen kuormat ovatkin lähes aina induktiivisia. Poikkeuksen muodostavat pitkät KJ-kaapelilähdöt pienen kuormituksen aikana, jolloin varausvirta aiheuttaa kapasitiivisen kuormituksen. (SA 5:94)

Mikäli kuormitus on voimakkaasti induktiivista, voidaan tehokerrointa parantaa käyttämällä kompensointikondensaattoreita. Kondensaattoripatteriston avulla tarvittu

loisteho voidaan tuottaa lähellä sen kulutusta, eikä sitä tarvitse siirtää koko lähdön pituudelta. Tämä vähentää merkittävästi jännitteenaleneman suuruutta ja häviöitä.

Verkkotietojärjestelmä määrittää tehokertoimen aina kuormitusmallien avulla, mutta keski- ja pienjänniteverkoille käytetään laskelmissa tehokertoimen arvona $\cos \varphi = 0,95$. Kuormat oletetaan induktiivisiksi, jolloin vaihekulman φ arvo on negatiivinen.

2.1.6 Häviöiden huipunkäyttöaika

Eri verkostokomponenttien häviökustannuksia arvioitaessa on käytettävä häviöiden huipunkäyttöaika t_h . Tätä parametria tarvitaan muunnettaessa häviöenergia tehoksi ja laskettaessa sille hinta. Häviöiden huipunkäyttöaika voidaan määrittellä erikseen KJ- ja PJ-johdoille, sekä jakelumuuntajille verkkotietojärjestelmän avulla. Sen suuruus riippuu kuormituksen ajallisesta vaihtelusta ja huippujen esiintymistiheydestä. Mitä vähemmän huippukuormaa esiintyy, sitä pienempi on huipunkäyttöaika. (Lakervi 06)

Taulukossa 2.3 on esitetty Kymenlaakson Sähkön sähköasemien häviöiden huipunkäyttöaikojen keskiarvo, mediaani ja vaihteluväli keskijännitejohdoille. Arvot on määritetty suoraan verkkotietojärjestelmästä saatavien johtolähtökohtaisten häviöhuipun käyttöaikojen perusteella. Taulukon arvojen mukaan voidaan valita laskelmissa käytettäväksi KJ-lähtöjen häviöiden huipunkäyttöajaksi 2250 h. Tarvittaessa jokaiselle lähdölle on siis mahdollista määrittää yksilöllinen häviöiden huipunkäyttöaika kuormitusmallien avulla, mikä onkin suositeltavaa tarkkojen tulosten saamiseksi.

Taulukko 2.3 KSOY:n kaikkien sähköasemien lähtöjen häviöiden huipunkäyttöaikojen arvot ja vaihteluväli.

	t_h [h]
Keskiarvo	2288
Mediaani	2201
Minimi	1080
Maksimi	3745

20/0,4 kV jakelumuuntajien häviöiden huipunkäyttöajat vaihtelevat välillä 1000 - 4000 h. Suuremmat arvot ovat ominaisia kaupunkiverkoille ja pienemmät vastaavasti haja-asutusalueille. Muuntajien suuren määrän ja hyvin erilaisten kuormitusolosuhteiden vuoksi yksiselitteistä arvoa häviöiden huipunkäyttöajalle on vaikea arvioida. Tämän

työn laskelmissa käytetään arvoa 1800 h jakelumuuntajille, koska KSOY:llä on suuri määrä muuntopiirejä haja-asutusalueilla.

Pienjännitejohtojen (0,4 - 1 kV) häviöiden huipunkäyttöajaksi valitaan yleisesti käytetty arvo 1000 h, koska verkkotietojärjestelmä ei laske PJ-johtojen häviöhuippujen käyttöaikaa. Kyseistä arvoa voidaan perustella PJ-verkkojen yleensä melko vähäisellä kuormitusasteella verrattuna huipputehoihin. (Lakervi 06; Partanen 05; Lohjala 05)

2.2 Taloudelliset parametrit ja teknistaloudellinen laskentamethodiikka

2.2.1 Laskentakorko

Laskentakorko kuvaa joko investoinnilta vaadittavaa reaalista minimituottoa tai vaihtoehtoisesti investoinnin reaalisia rahoituskuluja. Korkotaso peilaa myös investoinnin riskiä ja nykyisten valvontamallien mukaan suurin osa verkkoyhtiöiden investoinneista on lähes riskittömiä. Sen sijaan valvontamalleihin liittyvä epävarmuus on melko suuri, sillä ne vaihtuvat muutaman vuoden välein, kun verkostoinvestointien pitoaika on kymmeniä vuosia. (Lakervi 06)

Sähkölaitoksessa käytettävä laskentakorko vaikuttaa oleellisesti investointien kannattavuuteen ja ajankohtaan. Korkean koron vallitessa on taloudellisempaa siirtää suuret investoinnit, kuten uusi sähköasema, myöhemmäksi ja koettaa pärjätä esimerkiksi johdinvaihdoin. Matala korkokanta puolestaan suosii suurten investointien nopeaa toteuttamista. Laskelmissa käytettävä korkokanta perustuu verkostoinvestointien pitkiin pitoaikoihin ja pieneen riskiin. Tällöin korkona voidaan käyttää esimerkiksi valtion 5 tai 10 vuoden obligaation tuottoa, joka on tyypillisesti 4 - 6 %. (Lakervi 06; BOF 06)

Korkokanta voidaan määrittää myös rahoitusteorian menetelmin käyttämällä esimerkiksi WACC- ja CAPM-malleja. Yrityksen pääoma muodostuu yleensä vieraasta ja omasta pääomasta. Painotettu keskimääräinen pääoman kustannus eli WACC ilmaisee tuottovaatimuksen yrityksen eri rahoituslähteille, joka on samalla koko pääoman tuottovaatimus (Leppiniemi 96). CAPM-mallia käytetään yleisesti kuvaamaan arvopapereiden hintojen määräytymistä markkinoilla. CAPM:n perusidean mukaan riskiä sisältävien sijoituskohteiden tuotto-odotuksen on oltava korkeampi kuin riskittömän tuoton ja

vaaditun tuoton on kasvettava riskin kasvaessa, jotta riskiä karttavat sijoittajat suostuisivat niihin sijoittamaan (Niskanen 03; FIM 04).

Tämän työn laskentakorkokannaksi on valittu edellä esitettyjen seikkojen nojalla $p = 5$ %.

2.2.2 Verkonrakentamisen kustannukset

Verkostotöiden kustannuksina käytetään tässä työssä Kymenlaakson Sähkö Oy:n omia sisäisiä hintoja. Mikäli jollekin komponentille tai työlle ei löydy yhtiön sisäistä hintaa, käytetään Senerin verkostosuosituksen (KA 2:03) mukaisia arvoja korotettuna rakennuskustannusindeksillä. Indeksikorotus on 7,45 % ja sillä pyritään kuvaamaan yleistä kustannustason nousua. Tarkasteltaessa 1000 V järjestelmän kannattavuutta, on käytetty myös tutkimusraportin -20/1/0,4 Sähkönjakelujärjestelmä- arvoja 1/0,4 kV muuntajille (Partanen 05).

Yleisesti sähkönjakeluverkon rakentamisen kustannukset muodostuvat pääpiirteittäin seuraavista osa-alueista:

- suunnittelu
- maankäyttö
- materiaali
- rakentaminen
- dokumentointi

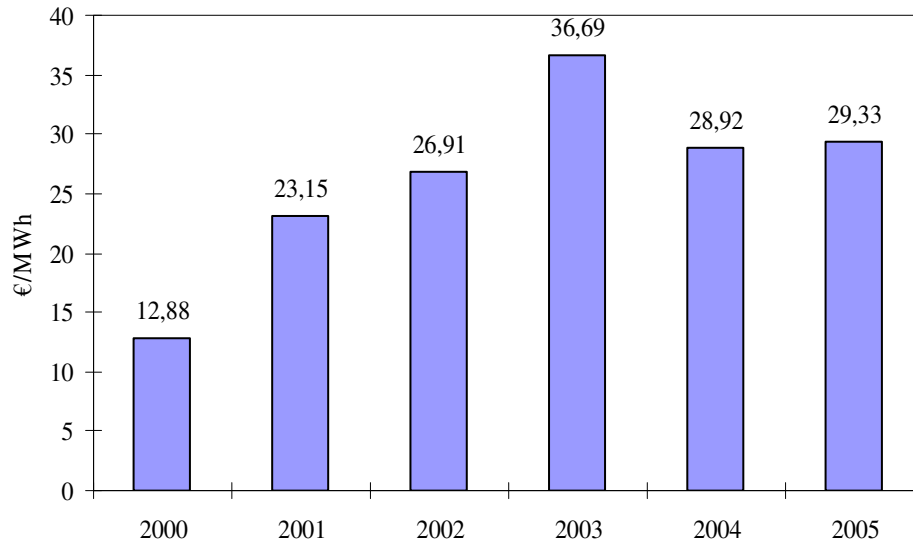
Näistä osa-alueista on koottu kustannusluettelo, jossa on esitetty tuotteen/työn hinta kappaletta tai kilometriä kohden. Kustannusluettelo on esitetty liitteessä 1.

2.2.3 Häviöiden hinta

Verkoston häviöt muodostavat merkittävän osan jakeluverkon käyttömenoista; sähköyhtiön on hankittava johtimissa ja muissa komponenteissa lämmöksi muuttuva energia. Usein sähköyhtiö on esimerkiksi KJ-johtolähdön syöttöalueen suurin yksittäinen sähkönkuluttaja häviöenergiansa vuoksi (Lakervi 06).

Häviöenergian hintaa voidaan arvioida sähköpörssin pitkän aikavälin hintakehityksen avulla. Kuvassa 2.2 on esitetty sähköenergian keskihinnat vuosilta 2000 - 2005 Nord-

pool-sähköpörssissä. Sähköenergian hinta näyttäisi tämän kuvan mukaan vakiintuneen tasolle 30 €/MWh.



Kuva 2.2 Sähköenergian keskihinnat Nordpool-sähköpörssissä vuosina 2000 - 2005. (Nord Pool 06)

Vuosien 2005 ja 2006 sähköenergian hintaa voidaan arvioida ENOYR-08 vuositermiinin avulla, minkä hintakehitys on esitetty kuvassa 2.3. Vuoden 2005 aikana sähkön hinta on noussut tasaisesti vuoden vaihteeseen saakka, jonka jälkeen on tapahtunut jyrkkä nousu tätä kirjoitettaessa vallitsevalle 42 €/MWh tasolle. Termiinin hinnan lisäksi sähköyhtiölle aiheutuu ns. profiilikustannus, joka muodostuu tuntikohtaisen sähkömarkkinoilta hankittavan häviöenergian mukaan. KSOY:ssä profiilikustannus on noin 3,5 €/MWh.

Tämän hetken tilanne viittaisi siihen, että sähköenergian hinta tulisi myös jäämään aiempaa korkeammalle tasolle. Nousupaineita sähköenergian hintaan aiheuttavat päästökauppa ja kulutuksen jatkuva kasvu. Edellä esitettyjen seikkojen nojalla häviöenergian pitkän aikavälin hintana voidaan käyttää $H_{hE} = 35 \text{ €/MWh} = 0,035 \text{ €/kWh}$, mihin sisältyy myös häviötehon arvostus.

Häviötehon hintaa käytettäessä siihen sisällytetään energian osuus käyttämällä häviöiden huipunkäyttöaika t_h . Esimerkiksi keskijännitejohdoille saadaan kohdan 2.1.6 mukaisesti häviöiden huipunkäyttöajaksi 2250 h, jolloin häviötehon hinnaksi muodostuu $H_{hE} * t_h = 79 \text{ €/kW,a}$.



Kuva 2.3 ENOYR-08 tuotteen hintakehitys sähköpörssissä tammikuusta 2005 lähtien.

2.2.4 Keskeytyksistä aiheutunut haitta

Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuu asiakkaalle monenlaista haittaa, mikä tulisi pystyä hinnoittelemaan jollain menetelmällä. Tämä siksi, että olisi olemassa jonkinlainen mittari verkoston luotettavuusinvestointien kannattavuuden arviointiin. Esimerkiksi yhdysjohdon rakentaminen kahden runkojohdon väliin on kannattavaa, jos saavutettava vuotuinen keskeytyskustannussäästö on suurempi kuin investointikustannuksen annuiteetti.

Tässä työssä käytettävät arviot keskeytyksestä aiheutuneelle haitalle (KAH) perustuvat aiempiin tutkimuksiin (Järventausta 03; Silvast 05). Kyseisissä tutkimuksissa KAH-arvoja on selvitetty asiakaskyselyä hyväksi käyttäen ja oleelliset tulokset on esitetty taulukossa 2.4. Tutkimuksen (Silvast 05) tulokset on normeerattu huipunkäyttöaikojen avulla vastaamaan vanhemman tutkimuksen tuloksia (Partanen 06b). Tuloksista voidaan havaita vuoden 2005 tutkimuksen antavan huomattavan suuria arvoja KAH-arvoille, joten on syytä käyttää laskelmissa myös vanhemman tutkimuksen arvoja ja tehdä ratkaisut näiden väliltä.

Taulukko 2.4 Asiakasryhmittäiset keskimääräiset KAH-arvot keskeytyksen tyyppin mukaan. (Järventausta 03; Silvast 05)

Asiakasryhmä	Vikakeskeytykset, 0...1h [€/kWh]		Keskeytykset, PJK [€/kW]		Keskeytykset, AJK [€/kW]	
	Järventausta 03	Silvast 05	Järventausta 03	Silvast 05	Järventausta 03	Silvast 05
Kotitaloudet	0,61	2,01	0,034	0,09	0,088	0,32
Maataloudet	4,9	7,25	0,27	0,26	0,70	0,68
Palvelu	11	25,53	0,95	1,84	2,10	2,97
Julkinen	3,4	11,77	0,23	1,91	0,73	2,6
Teollisuus	8,7	15,00	1,1	1,91	2,90	2,5

Jotta KAH-arvoista päästään keskeytyksekustannuksiin, on tiedettävä eri keskeytystyyppien esiintymistiheydet. Taulukossa 2.5 on esitetty keskijänniteverkon onnistuneiden pikajälleenkytkentöjen ja aikajälleenkytkentöjen lukumäärät, sekä pysyvien vikojen lukumäärät ja kestoajat vuosilta 1996 - 2005. Vuoden 2001 arvot on jätetty huomioimatta, sillä Pyryn ja Janikan päivien myrskyt vääristävät tilastoja.

Taulukko 2.5 Eri keskeytystyyppien kestoajat ja lukumäärät KSOY:n keskijänniteverkossa vuosina 1996 - 2005.

Vuosi	Kestoajaika [h]	Lukumäärä [kpl/a]		
	Pysyvä vika	PJK	AJK	
1996	0,91	170	2614	601
1997	0,63	148	2661	456
1998	0,89	148	2834	658
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	1,63	314	3089	861
2004	1,75	191	3004	712
2005	4,28	432	1971	456
Keskiarvo	1,54	229	2901	686

Vuonna 2005 KSOY:n KJ-ilmajohtoverkon pituus oli 4 346 km, joten vikataajuuksiksi saadaan ilmajohtoverkoissa: pysyvät viat $f_{vika} = 0,0527$ 1/km,a , PJK:t $f_{PJK} = 0,669$ 1/km,a ja AJK:t $f_{AJK} = 0,158$ 1/km,a. Pysyvien vikojen kestoajaksi saadaan $t_{vika} = 1,54$ h. Lisäksi laskelmissa tarvitaan keskimääräistä johtolähdön pituutta l_{keski} , joka KSOY:n verkossa on noin 36 km.

2.2.5 Pitoajat

Verkoston komponenttien tarkkaa pitoaika on vaikea ennustaa, sillä esimerkiksi pylvää lahoavat eri nopeudella riippuen maaperästä ja kyllästysaineesta. Lisäksi jakeluverkossa on komponentteja eri valmistajilta ja eri aikakausilta, mikä myös

aiheuttaa epävarmuutta pitoajan arviointiin. Kokemuksen ja verkkotietojärjestelmästä kerättyjen tietojen perusteella on kuitenkin mahdollista muodostaa yleispätevä arvio verkostokomponenttien pitoajaksi. Tämän tutkimuksen laskelmissa käytetään taulukon 2.6 mukaisia komponenttien pitoaikoja.

Taulukko 2.6 Verkostokomponenttien arvioidut pitoajat.

Verkostokomponentti	Pitoaika T [a]
Jakelumuuntamot	40
AMKA-johdot	35
Keskijännitejohdot	45
Maakaapelit (PJ ja KJ)	50

AMKA-johtojen muihin nähden lyhyt pitoaika selittyy sillä, että niiden paikkaa joudutaan siirtämään muita helpommin tai johtimet vaihtamaan olosuhteiden muuttuessa. AMKA-verkon siirto ja purkaminen on paljon helpompaa kuin kaapeliverkon tapauksessa, missä aina on edessä kaapelin paikantaminen ja ylöskaivaminen. Kaapeliverkot myös rakennetaan yleensä kohteisiin, jotka jo valmiiksi ovat kuormitustiheydeltään suuria, joten kaapelin vaihtamistarve kuormituksen kasvun vuoksi on epätodennäköisempää. AMKA-johdoilla sähkötekninen mitoitus tehdään usein minimikustannusperiaatteella ja ajatellaan, että johtimet voidaan tarvittaessa vaihtaa paksumpiin.

Keskijännitejohdoilla ja jakelumuuntamoilla yksittäisten asiakkaiden lisääminen tai poistaminen ei niiden sijoittumiseen juurikaan vaikuta, joten myös pitoajat ovat AMKA-verkkoja pidempiä. Koska keskijännitejohdolla on useita muuntamoita, on niiden pitoajaksi valittu vielä jakelumuuntamoakin pidempi aika.

2.2.6 Teknistaloudelliset laskentamenetelmät

Eri investointien nykyarvoja määritettäessä tarvitaan diskontauskerroin, jolla koko pitoajan vuotuiset kustannukset voidaan siirtää nykyhetkeen ottamalla huomioon laskentakorko ja mahdollisesti myös kuormituksen kasvu.

Vuotuisten häviökustannusten nykyarvo koko pitoajalta saadaan kertomalla vuotuiset häviökustannukset kertoimella κ , joka ottaa huomioon häviökustannusten neliöllisen riippuvuuden kuormituksen kasvusta. Kuormituksen kasvaessa vakioprosentilla pitoajan loppuun saakka diskonttauskerroin κ saadaan yhtälöillä (Lakervi 96)

$$\kappa = \frac{\varepsilon \cdot (\varepsilon^T - 1)}{\varepsilon - 1} \quad (2.1)$$

$$\varepsilon = \frac{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^2}{1 + \frac{p}{100}} \quad (2.2)$$

missä ε = apukerroin
 r = kuormituksen vuotuinen kasvuprosentti
 p = laskentakorko
 T = pitoaika

Jakeluverkoille on kuitenkin yleistä, että kuormitus kasvaa ensimmäisten vuosien aikana, jonka jälkeen se jää vakiotasolle. Tämä on tyypillistä esimerkiksi omakotitalo-alueille joiden rakentaminen valmiiksi kestää useita vuosia. Tällaisissa tapauksissa on käytettävä diskonttauskerroimelle κ seuraavia yhtälöitä (Lakervi 96)

$$\kappa = \varepsilon_1 \cdot \frac{\varepsilon_1^{t'} - 1}{\varepsilon_1 - 1} + \frac{\beta^{2t'}}{\alpha^{t'+1}} \cdot \frac{\varepsilon_2^{T-t'} - 1}{\varepsilon_2 - 1} \quad (2.3)$$

missä

t' = kuormituksen kasvuaika

$$\varepsilon_1 = \frac{\beta^2}{\alpha} = \frac{(1 + r/100)^2}{1 + p/100}$$

$$\varepsilon_2 = \frac{1}{\alpha} = \frac{1}{1 + p/100}$$

Keskeytykustannukset eivät riipu kuormituksen kasvusta neliöllisesti, joten nykyarvon laskemiseksi käytetään kerrointa κ_K , joka saadaan yhtälöillä

$$\kappa_K = \frac{\varepsilon \cdot (\varepsilon^T - 1)}{\varepsilon - 1} \quad (2.4)$$

$$\varepsilon = \frac{1 + \frac{r}{100}}{1 + \frac{p}{100}} \quad (2.5)$$

Keskeytyskustannusten nykyarvo saadaan tässäkin tapauksessa kertomalla vuotuinen keskeytyskustannus kertoimella κ_K .

Vuotuisten ylläpitokustannusten ja muuntajan tyhjäkäyntikustannusten nykyarvoa laskettaessa käytetään kerrointa κ_Y , joka ei riipu lainkaan kuormituksen kasvusta. Tällöin kertoimelle κ_Y voidaan kirjoittaa

$$\kappa_Y = \frac{\varepsilon \cdot (\varepsilon^T - 1)}{\varepsilon - 1} \quad (2.6)$$

$$\varepsilon = \frac{1}{1 + \frac{p}{100}} \quad (2.7)$$

Johtimien vaihdon ajankohtaa tarkastellessa on tarpeen muuttaa alkuhetken investointi vuotuisiksi kustannuksiksi. Tällöin investointi kerrotaan annuiteettikertoimella c , joka jakaa investoinnin vuotuisiksi tasaeriksi ottaen huomioon laskentakoron. Annuiteetti-kerroin c saadaan yhtälöllä

$$c = \frac{1}{\kappa_Y} = \frac{p/100}{1 - (1 + p/100)^{-T}} \quad (2.8)$$

Tilanteen niin vaatiessa, on mahdollista käyttää annuiteettimenetelmää myös kuormituksen kasvu huomioiden. Tällöin annuiteettitekijä c saadaan aina kertoimen κ käänteislukuna.

2.3 Yhteenveto laskentaparametreista

Edellisissä kappaleissa määritetyt parametrit, joita ei vielä ole esitetty taulukoituina, on syytä koota yhteen. Tärkeimmät yksittäiset laskentaparametrit esitetään taulukossa 2.7, mistä arvot on helppo poimia laskelmiin mukaan.

Taulukko 2.7 Laskennassa käytettäviä parametreja.

Parametri	Arvo	Selite
U_{kisko}	20,6 kV	Sähköaseman kiskon jännite
U_{PJ}	400 V	Jakelumuuntajan PJ-puolen jännite
U_{PJmin}	215 V	PJ-liittymän alin sallittu jännite
$U_{\text{h}\%}$	5 %	Sallittu jännitteenalenema KJ-verkossa
$U_{\text{h}\%,\text{vika}}$	10 %	Häiriötilanteen sallittu jännitteenalenema KJ-verkossa
$U_{\text{h}\%}$	5 %	Sallittu jännitteenalenema KJ-verkossa
$\cos \varphi$	0,95	Tehokerroin
t_{h}	2 250 h	Häviöiden huipunkäyttöaika
p	5 %	Laskentakorko
H_{hE}	35 €/MWh	Häviöiden hinta sähköenergialle
f_{vika}	0,0527 1/km,a	Pysyvien vikojen esiintymistiheys
f_{PJK}	0,668 1/km,a	PJK:n esiintymistiheys
f_{AJK}	0,158 1/km,a	AJK:n esiintymistiheys
t_{vika}	1,54 h	Pysyvän vian kestoaika

3 Keskijänniteverkon suunnitteluperusteet

Keskijänniteverkkoa voidaan hyvällä syyllä pitää sähkönjakelujärjestelmän selkärangana. Yhdellä KJ-johdolla voidaan siirtää muutaman megawatin teho kilometrien päähän, mikä tarkoittaa satoja pienjänniteasiakkaita. Esimerkiksi Raven-johdolla voidaan siirtää 1 MW teho noin 30 km päähän sallittaessa 5 % jännitteenalenema. Tästä johtuen keskijänniteverkon vikaantuminen voi vaikuttaa suureen asiakasmäärään laajalla alueella. Tutkimuksissa onkin todettu, että pienjänniteasiakkaiden kokemista jakelukeskeytyksistä noin 90 % aiheutuu keskijänniteverkon vioista (Lohjala 05).

Edellä mainituista seikoista johtuen verkkoyhtiöissä keskijänniteverkon suunnitteluun tulee käyttää resursseja kohtalaisen paljon. Seuraavissa kappaleissa esitetään keskijänniteverkon mitoittamiseen, suojaamiseen ja kustannuksiin kuuluvat tekijät.

3.1 Suojaukset

Keskijänniteverkkojen suojauksilla saavutetaan viranomaisten asettamat sähköturvallisuusvaatimukset ja parannetaan sähkönjakelun luotettavuutta. Sähköturvallisuusmääräyksissä vaaditaan yli 1000 V järjestelmille suojaus maa- ja oikosuluilta (A4 93). Sähkönjakelun luotettavuutta voidaan myös parantaa määräyksiä paremmalla suojausten toiminnalla ja vikapaikan nopealla erottamisella.

Suomessa keskijänniteverkot on suojattu maa- ja oikosuluilta sähköasemalle sijoitetuilla vakioaikaylivirtareleillä (Lakervi 96). Jokaisella sähköaseman lähdöllä on oma releensä, joka sijaitsee ko. lähdön kennossa. Seuraavissa kohdissa käsitellään releasettelujen määrittämiseen ja sähköturvallisuusmääräysten mukaisen suojauksen toteutukseen tarvittavat laskelmat.

3.1.1 Oikosulkusuojaus

Oikosulkusuojauksen tehtävänä on ehkäistä johtimen liiallinen lämpeneminen ja vaarallisen kosketusjännitteen muodostuminen katkaisemalla virta vialliselta johtolähdöltä. Oikosulkusuojaus perustuu virran mittaamiseen, jolloin asetteluarvon ylittävä virta aiheuttaa releen havahtumisen. Kolmivaiheinen oikosulkuvirta voidaan laskea yhtälön 3.1 mukaisesti

$$I_k = \frac{U_{\text{kisko}}}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \quad (3.1)$$

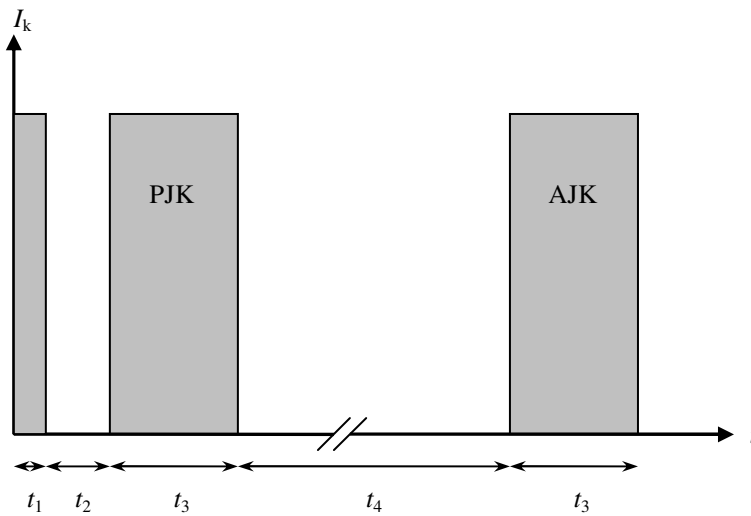
missä I_k = kolmivaiheinen oikosulkuvirta
 U_{kisko} = laskentajännite
 Z_k = vikavirtapiirin impedanssi

Kolmivaiheinen oikosulkuvirta on mitoittava tekijä johtimen oikosulkukestoisuudelle varmennetuilla johdoilla. Valmistajat ilmoittavat johtimille suurimman sallitun yhden sekunnin oikosulkuvirran I_{k1s} arvon. Koska nykyaikaiset releet ja katkaisijat kykenevät katkaisemaan vikavirran jopa 0,1 sekunnissa, voidaan niihin asetella aikahidastusta jolla varmistetaan aikaselektiivisyys. Selektiivisyys täyttyy 0,3 – 0,5 sekunnin aikahidastuksella peräkkäisten releiden välillä riippuen käytettävistä reletyypeistä. (Lakervi 03) Aikahidastusta ei saa kuitenkaan olla liikaa, jottei johdin lämpene yli sallitun arvon. Suurin sallittu oikosulkuvirta vian keston ollessa erisuuri kuin 1 s voidaan laskea yhtälöllä

$$I_{kt} = \frac{I_{k1s}}{\sqrt{t}} \quad (3.2)$$

missä I_{kt} = sallittu oikosulkuvirta
 I_{k1s} = yhden sekunnin oikosulkuvirta
 t = oikosulun kesto aika sekunteina

Nykyaikaisilla releillä voidaan lisäksi toteuttaa pika- ja aikajälleenkytkentöjä, joilla voidaan poistaa itsestään sammuvat ja ohimenevät viat. Jälleenkytkentöjä käytetään vain ilmajohtoverkoissa, sillä kaapeliverkoissa johtimet kuumentuvat liikaa pitkien jäähtymisaikavakioden vuoksi (Lakervi 96). Kaapeliverkkojen viat eivät myöskään yleensä poistu itsestään. Kuvassa 3.1 on esitetty releen pika- ja aikajälleenkytkennän kytkentäsekvenssin periaate.



Kuva 3.1 Kytentäsekvenssi aika- ja pikajälleenkytkennälle, missä $t_1 \hat{=}$ releen toiminta-aika, $t_2 \hat{=}$ pikajälleenkytkennän jännitteetön aika, $t_3 \hat{=}$ aikahidastus + t_1 ja $t_4 \hat{=}$ aikajälleenkytkennän jännitteetön aika. (Lakervi 96)

KSOY:ssä PJK:n jännitteetön aika on 0,5 s ja AJK:lle 2 minuuttia. Aikahidastuksen arvo vaihtelee välillä 0,3 – 0,8 s kohteesta riippuen ja kaapeliverkoissa pikajälleenkytkentöjä ei käytetä.

Kuvan 3.1 mukaista releen kytentäsekvenssiä käytettäessä johdinta lämmittävä oikosulun kesto aika voidaan laskea yhtälöstä

$$t_{\text{ekv}} = (t_1 + t_3) \cdot e^{-\frac{t_4}{\tau}} + t_3 \quad (3.3)$$

missä t_{ekv} = oikosulun ekvivalenttinen vaikutusaika
 τ = jäähtymisaikavakio

Yhtälöt (3.2) ja (3.3) yhdistämällä voidaan ratkaista releeseen aseteltavalle aikahidastukselle suurin sallittu arvo.

Varmennettujen johtojen tapauksessa releen on myös havahduttava johtolähdön lopussa tapahtuvassa kaksivaiheisessa oikosulussa. Kaksivaiheinen oikosulkuvirta saadaan kertomalla yhtälöstä (3.1) saatava kolmivaiheinen oikosulkuvirta lähdön lopussa termillä $\sqrt{3}/2$. Releen havahtumisen asetteluarvoksi kelpaa arvo, joka on suurempi kuin maksimi kuormitusvirta, mutta alle pienimmän kaksivaiheisen oikosulkuvirran.

Mikäli katkaisijoita on peräkkäin verkostossa, on syöttösuunnassa syvemmillä verkossa olevan katkaisijan aikahidastuksen oltava vähintään 0,3 s lyhyempi, jotta suojaus toimisi selektiivisesti. Tämä on huomioitava esimerkiksi päämuuntajan katkaisijan releasette- luissa. (Lakervi 96)

3.1.2 Maasulkusuojaus

Kymenlaakson Sähkö Oy:n keskijänniteverkko on toteutettu suurimmaksi osaksi maasta erotettuna järjestelmänä. Tulevaisuudessa on kuitenkin mahdollista, että sammutuksen käyttö yleistyy jälleenkytkentöjen vähentämiseksi, tai kaapeloinnin lisääntyessä kasvattaen maasulkuvirtoja. Tästä johtuen seuraavissa kohdissa käsitellään sekä maasta erotetun että sammutetun verkon maasulkulaskennan periaatteet.

Maasulku ilmiönä on täysin erilainen kuin oikosulku. Vikavirran suuruudesta ei voida laskea vikapaikan etäisyyttä sähköasemalta ja vikavirrat ovat usein hyvin pieniä –vain muutamia ampeereja avojohtoverkoissa. Vikavirtaa kulkeutuu vikapaikkaan kaikilta sähköaseman lähdöiltä, minkä vuoksi vian paikannus ei onnistu virran suuruuden perusteella.

Maasulkuvirran suuruuden määrää sähköaseman lähtöjen yhteen laskettu maaka- pasitanssi ja mahdollisen vikaresistanssin suuruus. Maakapasitanssin suuruus riippuu verkoston pituudesta ja kaapelointiasteesta, sillä maakaapeleilla kapasitanssi on moninkertainen verrattuna ilmajohtoihin. Maasta erotetun verkon maasulkuvirta voidaan laskea yhtälöllä (Lakervi 03)

$$\underline{I}_f = \frac{j3\omega C_0}{1 + j3\omega C_0 R_f} \underline{U}_v \quad (3.4)$$

missä \underline{I}_f = maasulkuvirta
 C_0 = maakapasitanssi vaihetta kohden
 R_f = vikaresistanssi
 \underline{U}_v = vaihejännite
 ω = kulmataajuus

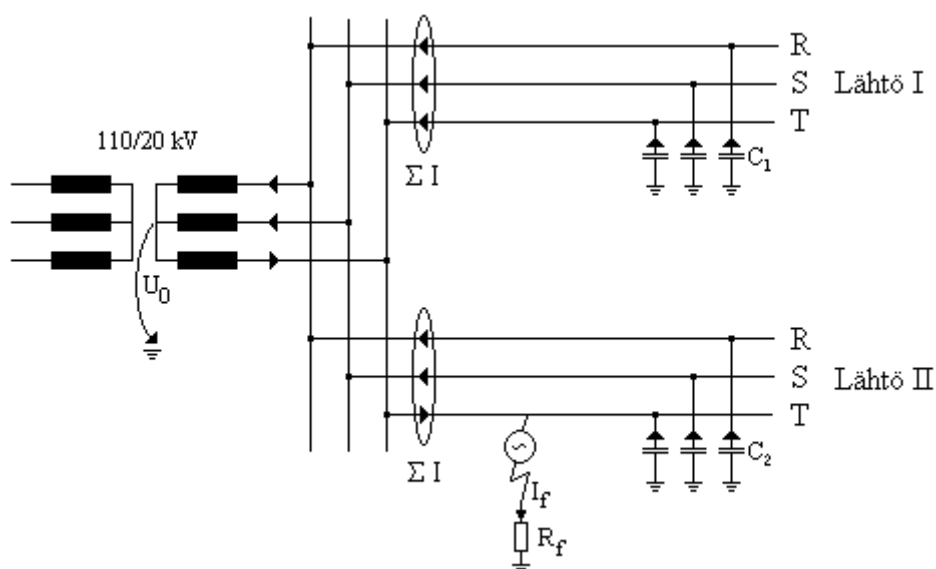
Maasulkuvirta saattaa usein olla pienempi kuin kuormitusvirta, mutta se aiheuttaa vaarallisia kosketusjännitteitä. Sähköturvallisuusmääräykset edellyttävät suo- jien toimivan aina 500 Ω vikaresistanssiin saakka (A1 93). Maasulun havaitsemiseen

käytettävät releet mittaavat virran lisäksi tähtipistejännitettä, joka saadaan sammutetussa verkossa lausekkeesta (Lakervi 03)

$$\underline{U}_0 = \frac{-\underline{U}_v}{1 + j3\omega C_0 R_f} \quad (3.5)$$

missä \underline{U}_0 = tähtipiste- eli nollajännite

Yhtälöiden (3.4) ja (3.5) muuttujat on ilmoitettu kompleksilukumuodossa, sillä maasulun havainnointiin käytetään vaihekulmasuuntarelettä, joka mittaa myös nollajännitteen ja summavirtamuuntajan läpi kulkevan virran vaihe-eroa. Vaihejännitteen kulmaksi voidaan olettaa 0° . Kuvassa 3.2 esitetään yksivaiheinen maasulku maasta erotetulle järjestelmälle.



Kuva 3.2 Maasulku kolmivaiheisessa maasta erotetussa järjestelmässä. Symboli ΣI kuvaa summavirtamuuntajan mittaamaa virtaa. (Lakervi 03)

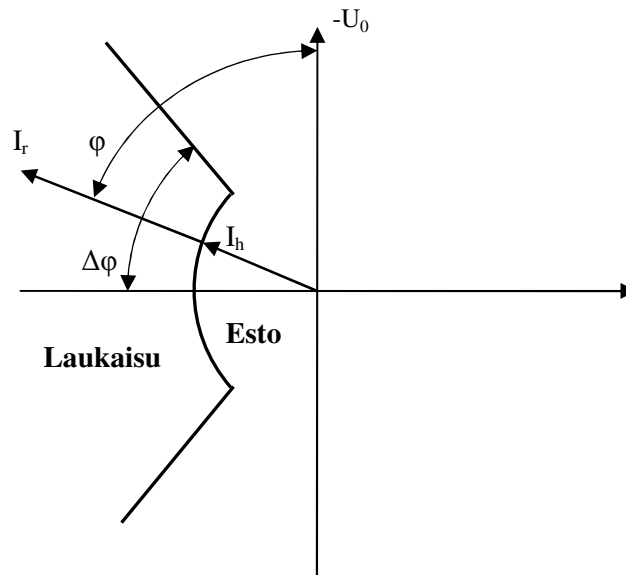
Kuvassa 3.2 vika on lähdöllä II, joten kyseisen lähdön releen tulisi toimia. Vaihekulmasuuntareleen toiminta perustuu nollapistejännitteen U_0 ja viallisen lähdön kennon kautta kulkevan virran I_f mittaamiseen. Virta I_f saadaan lausekkeesta (Lakervi 96)

$$I_r = \frac{C - C_j}{C} \cdot I_f \quad (3.6)$$

missä C = koko verkon kapasitanssi
 C_j = viallisen lähdön kapasitanssi

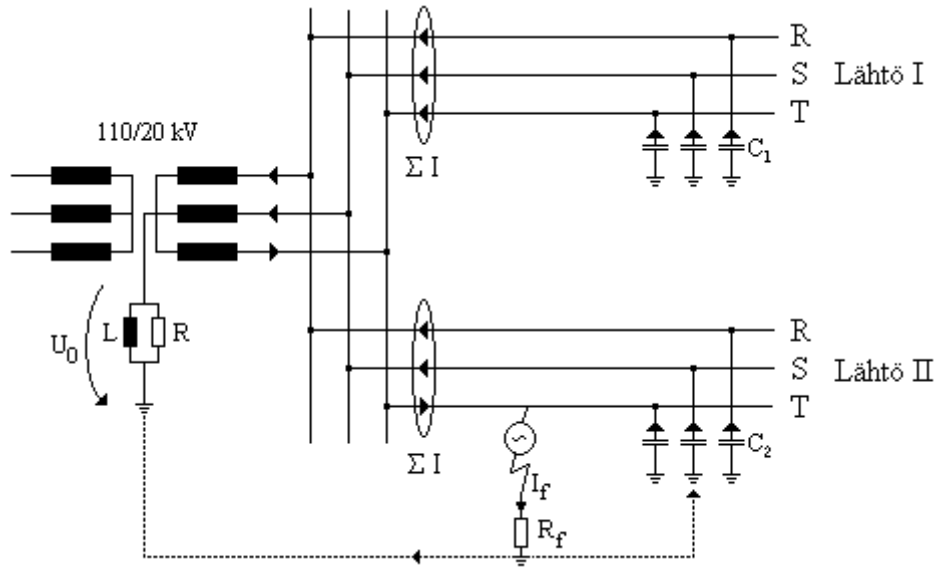
Tähtipistejännitteen U_0 ja virran I_r itseisarvojen lisäksi vaihekulmasuuntarele mittaa näiden välisen vaihe-eron, jonka perusteella saadaan selville vikaantunut lähtö. Puhdas kapasitanssi aiheuttaa virran I_r osoittimeen $+90^\circ$ vaihesiirron maasta erotetussa järjestelmässä. Ottamalla huomioon vuotovirrat ja johtimien resistanssit, jotka aiheuttavat toleranssin $\pm\Delta\varphi$, saadaan releen kolmanneksi toimintaehdoksi $90^\circ - \Delta\varphi < \varphi < 90^\circ + \Delta\varphi$ (Lakervi 03). Vaihekulman vaihteluväli on tyypillisesti luokkaa $\pm 75^\circ$.

Kun tähtipistejännite U_0 , virta I_r ja niiden välinen vaihekulma φ tiedetään, voidaan piirtää kuvassa 3.3 esitetyn kaltainen diagrammi vaihekulmasuuntareleelle. Diagrammista voidaan nähdä releen toiminta-alue ja asetteluarvot.



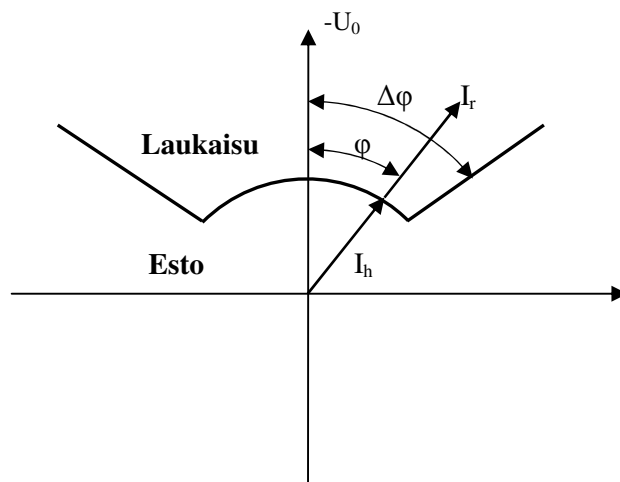
Kuva 3.3 Virtakulmadiagrammi vaihekulmasuuntareleelle maasta erotetussa verkossa. $I_h \hat{=}$ releen havahtumisvirta. (Lakervi 03)

Sammutetuissa verkoissa maakapasitanssien aiheuttama kapasitiivinen maasulkuvirta pyritään kumoamaan mahdollisimman tarkasti käyttämällä kompensointireaktoreita, eli kuristimia verkossa. Mikäli kompensointiin käytetty kuristin on asennettu sähköasemalle, on kyseessä keskitetty kompensointi. Kompensointikuristimien sijaitessa verkossa verkoston valituissa kohteissa, tarkoitetaan hajautettua kompensointia. Kuvassa 3.4 esitetään keskitetyllä kompensoinnilla varustetun verkon maasulkuilmiö. (Lakervi 03)



Kuva 3.4 Maasulku kolmivaiheisessa sammutetussa verkossa. (Lakervi 03)

Kompensointikuristimen induktanssi mitoitetaan siten, että se kumoaa mahdollisimman tarkasti verkostossa syntyvän maakapasitanssin. Kela asennetaan aina tähtipisteen ja maan väliin mahdollisen rinnankytketyn vastuksen kanssa. Kompensointikelan induktanssi aiheuttaa maasulkuvirran vaiheen kääntymisen 90° , jolloin virtakulmadiagrammista tulee kuvan 3.5 kaltainen.



Kuva 3.5 Sammutetun verkon virtakulmadiagrammi vaihekulmasuuntareleelle. (Lakervi 03)

Maasulkuvirta sammutetussa verkossa on yleensä niin pieni, että valokaari sammuu itsestään ilman jälleenkytkentöjä. Näin ollen sammutuksella voidaan vähentää PJK- ja AJK-määriä. Sammutetun verkon maasulkuvirta saadaan yhtälöllä (Lakervi 96)

$$\underline{I}_f = \frac{\underline{U}_v}{R_f + \frac{R}{1 + jR\left(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L}\right)}} \quad (3.7)$$

missä R_f = vikaresistanssi
 R = sammutuskuristimen resistanssi
 L = sammutuskuristimen induktanssi

Tähtipistejännitteelle puolestaan saadaan lauseke (Lakervi 96)

$$\underline{U}_0 = \frac{-R}{R_f + R + jR \cdot R_f \cdot \left(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L}\right)} \cdot \underline{U}_v$$

3.1.3 Käytettävät releet

Tässä kappaleessa luodaan katsaus yleisimpiin Kymenlaakson Sähkö Oy:ssä käytössä oleviin releytyyppeihin ja niiden ominaisuuksiin sekä asetteluarvoihin. Releet sijoitetaan sähköasemalle suojaamaan päämuuntajaa, kiskostoa ja keskijännitelähtöjä. Tässä työssä keskitytään johtolähtöjen suojauksessa käytettäviin relemalleihin.

KSOY:n käyttämät releet ovat suurimmaksi osaksi ABB:n (entinen Strömberg) valmistamia ja verkosta löytyy lähes kaikkia SP-sarjan tuotteita. Kuvassa 3.6 on esimerkkinä SPAA 341 C johdonsuojarele ja SPAC 534 C kennoterminaali. Kyseisiä releitä on asennettu sähköasemille KSOY:ssä kohtuullisen paljon 1980 - 90 -luvulla.



Kuva 3.6 ABB:n valmistamat releet: a) SPAC 534 C kennoterminaali ja b) SPAA 341 C johdonsuoja. (ABB 06b)

Kuvan 3.6 releiden perusominaisuudet ja asettelumahdollisuudet on esitetty taulukossa 3.1.

Taulukko 3.1 Releiden ominaisuudet ja asettelut. (ABB 06b)

Rele		Symboli	Selite
SPAA 341 C	SPAC 534 C		
x	-	$I \gg \gg$	Ylivirta-asettelut
x	x	$I \gg$	
x	x	$I >$	
x	-	$I_0 \gg$	Maasulkuasettelut, ei suunnattu
x	-	$I_0 >$	
-	x	$U_0 >$	
x	-	$I_{01} >$	Maasulkuasettelut, suunnattu
x	-	$I_{02} >$	
x	-	$U_0 >$	
x	-	$\varphi_b \pm \Delta\varphi$	
-	x	$U >$	Yli- ja alijännite- suojaus
-	x	$U <$	

Rakennettaessa uusia sähköasemia tai vanhoja uusittaessa on suojarleinä käytetty ABB:n REF-tuotesarjaa ja VAMP Oy:n 255-tuotetta. Näille moderneille releille on ominaista suuri määrä erilaisia toimintoja sisältäen kaikki taulukon 3.1 asettelut. Lisäksi molempiin on mahdollista ohjelmoida erilaisia jälleenkytkentä- ja suojaustoimintoja (ABB 06b; VAMP 06). Kuvassa 3.7 on esitetty ABB:n ja VAMPin johdonsuojaksi ja kennotermiinaaliksi soveltuvat tuotteet.



a)



b)

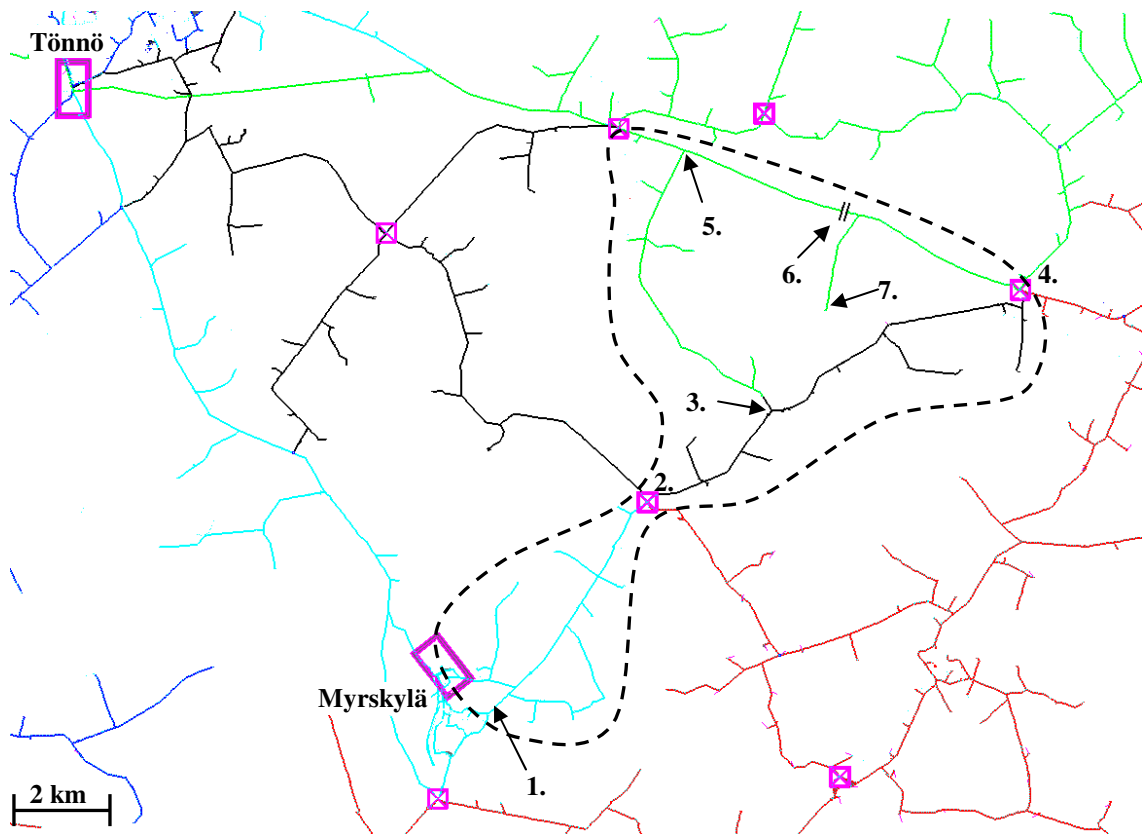
Kuva 3.7 Johdonsuojiksi sekä kennotermiinaaleiksi soveltuvat releet: a) VAMP 255 ja b) ABB REF 541. (ABB 06b; VAMP 06)

3.1.4 Releasetteluiden määrittäminen esimerkkikohteeseen

Seuraavassa esitellään releasettelujen määrittämiseen tarvittavat laskelmat Myrskylään rakennettavan uuden sähköaseman Artjärven lähdölle, minkä syöttämä alue on esitetty

kuvassa 3.8 katkoviivalla. Uusi lähtö muodostuu Tönnön sähköaseman kolmen lähdön osista. Lähdöt näkyvät kuvassa 3.8 eri väreinä. Valitun syöttöalueen valintaa puoltavat kolme kauko-ohjattua erotinasemaa, joiden mukaisesti jakorajat on luonnollista valita. Erotinasemien avulla varasyöttö on mahdollista järjestää monelta eri sähköasemalta ja lähdöltä.

Releasetteluiden määrittäminen aloitetaan laskemalla oikosulkuvirrat solmupisteissä ja lähdön lopussa. Laskettavat pisteet on merkitty kuvaan 3.8 numeroin 1 – 7. Runkojohtojen johtolajit ja pituudet solmupisteiden välissä, sekä oikosulkuvirrat esitetään taulukossa 3.2. Runkojohtimien johdinlajien oletetaan säilyvän ennallaan ainakin alkuvaiheessa. Raven johdot on tarkoitus vahvistaa myöhemmin Al 132:ksi. Oikosulkuvirtojen laskeminen ja lähtötiedot on esitetty liitteessä 2.



Kuva 3.8 Myrskylän sähköaseman Artjärven lähdön suunniteltu alue ja nykyisen Tönnön sähköaseman syöttämät lähdöt. Oikosulkuvirrat lasketaan kuvaan merkityissä solmupisteissä.

Taulukko 3.2 Artjärven lähdön johtolajit eri solmuväleillä ja lähdön alkuosalla, sekä oikosulkuvirrat solmupisteissä.

Solmuväli	Johtolaji	Pituus [km]	Solmupiste	Oikosulkuvirta [kA]
Alkuosa	AHX-W 120	1,4	Kiskosto	3,7
	PAS 150	0,47	PAS	3,4
1 - 2	Raven	5,9	1	3,3
2 - 3	Raven	3,3	2	1,7
3 - 4	Raven	9,6	3	1,3
3 - 5	Sparrow	6,7	4	0,77
5 - 6	Pigeon	3,6	5	0,78
4 - 6	Pigeon	3,7	6	0,60*
6 - 7	Sparrow	2,1	7	0,53*
	Yhteensä	36,8		

* 2-vaiheinen oikosulkuvirta

Oikosulkukestoisuuden havaitaan olevan suurin ongelma Raven johdon alussa solmupisteessä 1. Raven johdolle sallitaan 5,1 kA:n yhden sekunnin oikosulkuvirta, kun oikosulkuvirta kyseisessä solmussa on 3,3 kA. Tällöin releen aikahidastuksen suurimmaksi arvoksi saadaan yhtälöiden (3.2) ja (3.3) avulla 1,2 s. Käytännössä näin pitkää aikahidastusta ei käytetä, vaan arvoksi voidaan asetella yleisesti käytetty 0,5 s.

Suurella virralla tapahtuvaa pikalaukaisua ei välttämättä tarvita, sillä kaikki johtimet kestävät niiden alussa esiintyvät oikosulkuvirrat. Jos pikalaukaisu kuitenkin halutaan ottaa käyttöön, esimerkiksi jännitekuopista aiheutuvien häiriöiden välttämiseksi muilla lähdöillä, sopiva asetteluarvo voisi olla 2 kA. Tällöin lähellä sähköasemaa tapahtuva oikosulku aiheuttaisi pikalaukaisun, eivätkä pikajälleenkytkennät aiheuttaisi jännitekuoppia muille lähdöille.

Lähdön huipputehoksi saadaan verkkotietojärjestelmän avulla noin 1,6 MW, mitä vastaava kuormitusvirta on 49 A laskettuna 20 kV jännitteellä. Pienin kaksivaiheinen oikosulkuvirta esiintyy pisteessä 7 ja on suuruudeltaan 0,53 kA. Näin ollen havahtumisvirta voidaan valita väliltä 0,05 – 0,53 kA. Raven johtimen sallittu kuormitusvirta on kuitenkin vain 280 A, joten sopiva asettelu voisi olla esimerkiksi 0,25 kA. Mikäli virtamuuntajan ensiön nimellisvirta on 200 A, saadaan asettelukseksi $1,25 \times I_n$.

Maasulkuasettelut

Maasulkuasetteluita laskettaessa tulisi tietää sähköaseman kaikkien lähtöjen ilmajohtoja ja kaapelipituudet. Pienin maasulkuvirta, mikä releen tulisi havaita, saadaan valitsemalla tarkasteltavan lähdön pariin pienimmän maakapasitanssin omaava lähtö. Vastaavasti pienin havaittava nollapistejännite lasketaan kaikkien lähtöjen ollessa kytkettyinä.

(Lakervi 96) Tätä kirjoitettaessa ei kuitenkaan ole vielä tiedossa kaikkien lähtöjen pituuksia ja jakorajoja, joten on tyydyttävä arvioimaan maasulkulaskennassa tarvittavat arvot.

Oletetaan, että pienin maakapasitanssi syntyy lähdöllä, joka koostuu 15 km avojohdosta. Avojohtoon maakapasitanssi vaihetta kohden on 6 nF/km ja kaapelilla 230 nF/km. Tällöin pienin maasulkuvirta, millä releen tulee havahtua, saadaan yhtälöstä (3.6). Virraksi I_r saadaan liitteen 2 mukaisesti noin 0,9 A, joten releen havahtumisvirraksi I_h voidaan asetella esimerkiksi 0,5 A.

Määritellään seuraavaksi yleinen nollapistejännitteen minimiarvo, mitä voidaan käyttää kaikkien sähköasemien releasetteluiden määrittämiseen. Pienin nollapistejännite esiintyy kaikkien lähtöjen ollessa kytkettyinä. Oletetaan kaikkien lähtöjen yhteispituudeksi 400 km ilmajohtoa, mikä kuvaa KSOY:n keskijänniteverkon pahinta tilannetta. Tällöin koko verkoston maakapasitanssi vaihetta kohden on 2400 nF. Nollapistejännitteen U_0 arvoksi saadaan yhtälön (3.5) mukaisesti 3 k Ω vikaresistanssilla 1,7 kV, eli noin 8 % vaihejännitteestä. Releen asetteluarvoksi voidaan laittaa esimerkiksi $U_{oh} = 5 \%$.

Releasetteluiksi Artjärven lähdölle saadaan edellä olevien laskelmien perusteella taulukon 3.3 mukaiset arvot.

Taulukko 3.3 Artjärven lähdön releasettelut.

Aseteltava suure		Arvo
Oikosulkuasettelut	t	0,5 s
	$I_k \gg$	$10 \times I_n$
	$I_k >$	$1,25 \times I_n$
Maasulkuasettelut	I_h	0,5 A
	U_{oh}	5 %
	φ_0	90°

3.2 Johtimien kuormitettavuus

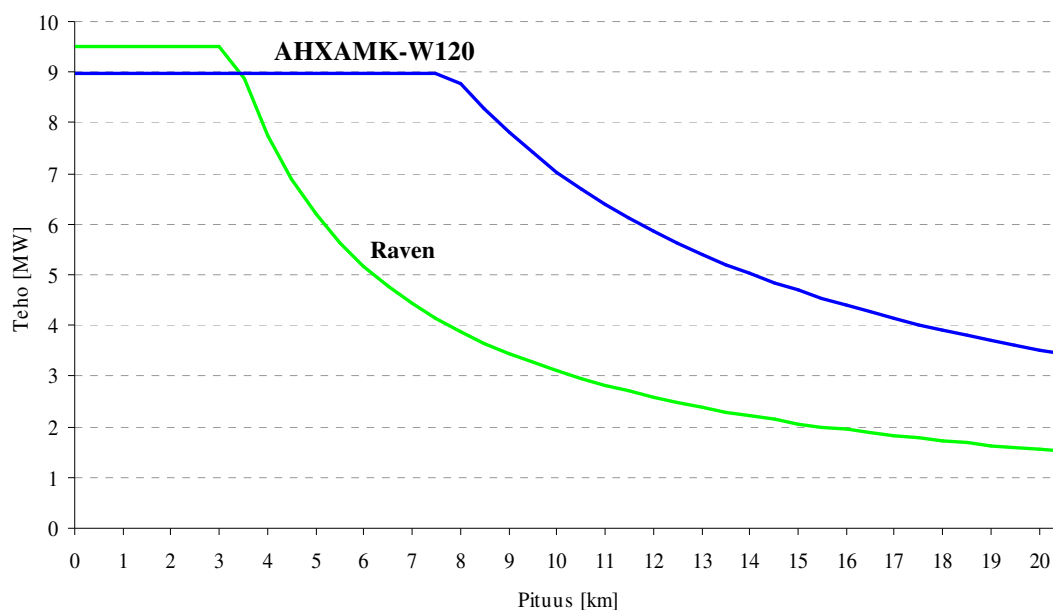
Keskijännitejohtojen kuormitettavuuden määrää kuormitusvirran aiheuttama lämpenemä. Suomessa noudatettavat standardit määräävät ilmajohtojen suurimmiksi sallituiksi lämpötiloiksi taulukon 3.4 mukaiset arvot, joihin perustuen valmistajat määrittävät enimmäiskuormitusvirrat. Maksimilämpötilan rajaamisella ehkäistään johtimien mekaanisten ominaisuuksien, kuten venymän ja vetolujuuden, liiallista

muuttumista. Johdinkohtaiset kuormitettavuudet on esitetty liitteen 1 taulukoissa. Keskiännitekaapeleille valmistaja ilmoittaa suurimmaksi jatkuvaksi kuormituslämpötilaksi 90 °C (Prysmian 06).

Taulukko 3.4 Ilmajohdojen enimmäislämpötilat kuormitusvirralla (A4 93)

Johdin	Lämpötila kuormitusvirralla [°C]
Teräsvahvisteinen alumiinijohdin Al/Fe	80
Teräsvahvisteinen alumiiniseosjohdin AlMgSi/Fe	80
Alumiinijohdin Al	80
Alumiiniseosjohdin AlMgSi	80
Teräsjohtin Fe	80
Kuparijohtin Cu	70

Johtimien kuormitettavuus ei ole yleensä ongelma ilmajohdoverkoissa, sillä jännitteenalenema kasvaa yli sallitun ennen termisen kuormitettavuuden rajaa. Lisäksi ilmajohdot jäähtyvät tehokkaasti luonnollisella konvektiolla. Ainoastaan varasyöttötilanteissa lyhyttä siirtomatkaa käytettäessä saattaa kuormitettavuus ylittyä. Kuvassa 3.9 on esitetty Raven- ja AHXAMK-W120-johtimille siirtoteho siirtoetäisyyden funktiona sallitun jännitteenaleneman ollessa 5 %. Kuvasta nähdään, että kuormitettavuus on rajoittava tekijä Raven-johtolla vasta teholla 9,49 MW, jolloin siirtoetäisyys jää 3,1 kilometriin jännitteenaleneman vuoksi.



Kuva 3.9 Raven- ja AHXAMK-W120 -johtimien siirtoteho johdon pituuden funktiona sallitun jännitteenaleneman ollessa 5 %.

Kaapeliverkoissa kuormitettavuus muodostuu helpommin ongelmaksi, sillä suljetun rakenteensa vuoksi kaapelit jäähtyvät hitaasti. Lisäksi kuormitustiheys on usein suuri kaapeliverkkojen käyttöalueilla. Kuvan 3.9 mukaisesti AHXAMK-W120 -kaapelin kuormitettavuus rajoittaa siirtotehon tasolle 8,98 MW, joka voidaan siirtää enintään 7,4 km päähän 5 % jännitteenalenemalla.

Johtimien ylikuormitussuojaukseen käytetään keskijänniteverkoissa samoja releitä kuin oikosulkusuojaukseen. Johdonsuojareleisiin asetellaan minimihavahtumisvirraksi hieman suurinta sallittua kuormitusvirtaa pienempi arvo.

3.3 Johtimissa syntyvät häviöt

Keskijänniteverkoissa syntyy teho- ja energiahäviöitä sekä jännitehäviöitä. Nämä häviötyypit ovat läheisesti kytköksissä toisiinsa, sillä johtimien poikkipinta-alan muuttaminen vaikuttaa molempiin samansuuntaisesti. Johtimen poikkipinta-alaa kasvattamalla voidaan siis vähentää sekä häviökustannuksia että jännitteenalenemaa.

3.3.1 Teho- ja energiahäviöt

Keskijännitejohtojen resistanssien läpi kulkeva kuormitusvirta aiheuttaa tehohäviöitä ohmin lain mukaisesti. Kolmivaihejohdon häviöteho voidaan laskea yhtälöllä

$$P_h = 3 \cdot R_j \cdot I^2 = \left(\frac{P}{U \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot l \cdot r_j \quad (3.9)$$

missä R_j = vaihejohtimen resistanssi
 I = johtimen virta
 P = johtimessa kulkeva pätöteho
 U = laskentajännite
 $\cos \varphi$ = tehokerroin
 l = johtimen pituus
 r_j = johtimen ominaisresistanssi

Kun tiedetään johtimen häviötehon maksimiarvo ja huipunkäyttöaika, voidaan laskea häviökustannukset koko pitoajalta. Tehohäviöistä aiheutuneet ensimmäisen vuoden kustannukset lasketaan häviöenergian hinnan avulla seuraavasti

$$K_{h0} = P_{h,\max} \cdot H_{hE} \cdot t_h \quad (3.10)$$

missä K_{h0} = häviökustannus ensimmäiseltä vuodelta
 $P_{h,\max}$ = häviötehon maksimiarvo

t_h = häviötehon huipunkäyttöaika

Häviökustannukset koko pitoajalta saadaan käyttämällä diskonttauskerrointa κ , mikä huomioi myös kuormituksen kasvun. Koko pitoajan häviökustannukset saadaan nyt yhtälöstä

$$K_h = \kappa \cdot K_{h0} \quad (3.11)$$

Kuormituksen kasvun suuruus vaikuttaa merkittävästi diskonttauskertoimeen κ ja täten myös häviökustannusten suuruuteen.

3.3.2 Jännitehäviöt

Myös jännitteenalenema aiheutuu johtimessa kulkevasta virrasta, joka puolestaan on riippuvainen kuormituksen suuruudesta. Näin ollen kuormituksen kasvu suurentaa jännitehäviötä. Jännitehäviö pääjännitetasolla saadaan lausekkeesta

$$|\underline{U}_h| = \sqrt{3} \cdot \underline{I} \cdot l \cdot (r + jx) \quad (3.12)$$

missä l = johtimen pituus [km]
 r = johtimen vaiheresistanssi [Ω /km]
 x = johtimen vaihereaktanssi [Ω /km]

Itse johtimen lisäksi jännitehäviöitä aiheutuu muista verkoston sähköisistä komponenteista, kuten liittimistä ja eristimistä. Lisäksi jännitteenalenemaa aiheuttavat myös jakelumuuntajat, joiden laskentakaavat on esitetty luvussa 4. Johtimien jännitehäviöitä pienennetään kasvattamalla niiden poikkipinta-alaa, jolloin resistanssi- ja reaktanssiarvot pienenevät. Prosentuaalinen jännitteenalenema voidaan laskea yhtälöllä

$$U_{h\%} = \frac{U_h}{U_{\text{kisko}}} \cdot 100 \% \quad (3.13)$$

Jännitteenaleneman suurimmaksi arvoksi KJ-verkossa valittiin 5 %.

3.4 Johtimien taloudelliset käyttöalueet

Suunniteltaessa uutta keskijännitejohtoa on valittava kohteeseen parhaiten soveltuva johdinpoikkipinta. Suunnittelun helpottamiseksi on mahdollista muodostaa rajakäyriä, joiden avulla on helppo valita taloudellisin poikkipinta, kun tiedetään alkuketken teho ja kuormituksen kasvu. Lisäksi on tarkistettava jännitteenalenema ja oikosulkukestoisuus.

Johtimen poikkipinnan kasvattamisella saavutetaan häviökustannussäästöjä, mutta samalla investointikustannukset kasvavat. Suurempi poikkipinta on kannattava, jos seuraava epäyhtälö toteutuu (Lakervi 03)

$$K_{h1} - K_{h2} > K_{I2} - K_{I1} \quad (3.14)$$

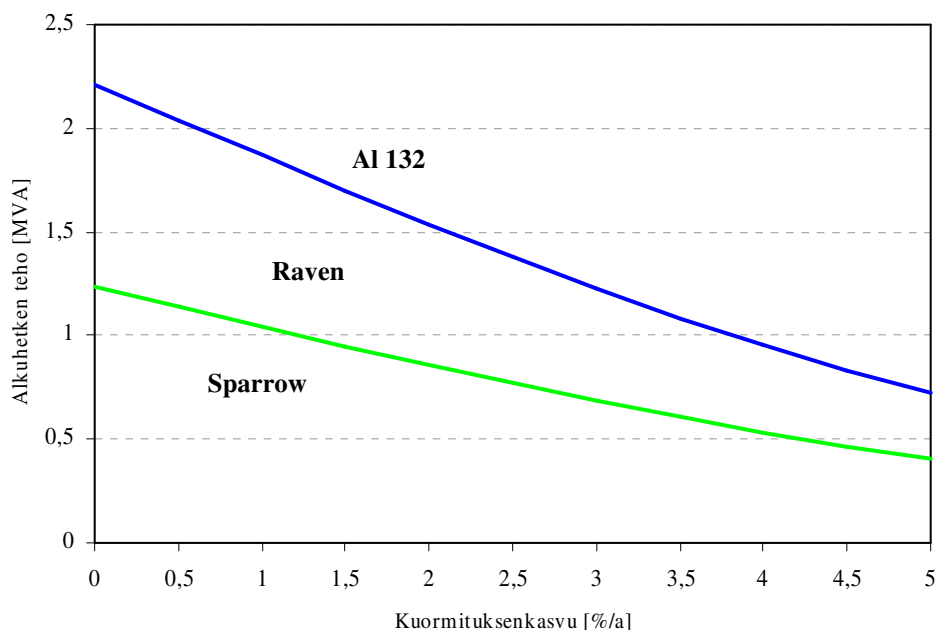
missä K_{h1} = diskontatut häviökustannukset pienemmälle poikkipinnalle [€/a]
 K_{h2} = diskontatut häviökustannukset suuremmalle poikkipinnalle [€/a]
 K_{I1} = investointikustannukset pienemmälle poikkipinnalle [€/km]
 K_{I2} = investointikustannukset suuremmalle poikkipinnalle [€/km]

Yhtälöstä (3.14) voidaan johtaa, liitteen 3 mukaisesti, lauseke johtimen taloudelliselle rajateholle

$$S_0 > U \cdot \sqrt{\frac{K_{I2} - K_{I1}}{\kappa \cdot H_h \cdot (r_1 - r_2)}} \quad (3.15)$$

missä S_0 = alkuhetken teho
 r_1 = johtimen 1 resistanssi (pienempi poikkipinta) [Ω /km]
 r_2 = johtimen 2 resistanssi (suurempi poikkipinta) [Ω /km]

Kuvassa 3.10 on esitetty kolmen eniten KSOY:ssä käytetyn KJ-ilmajohdon taloudelliset käyttöalueet, kun kuormitus kasvaa vakioprosentilla koko pitoajan 45 a loppuun saakka. Häviöiden hintana on käytetty arvoa $H_h = 79$ €/kW,a , mikä sisältää myös häviöenergian osuuden huipunkäyttöajalla 2250 h.



Kuva 3.10 KJ-ilmajohdtejen taloudelliset käyttöalueet, kun kuormitus kasvaa vakioprosentilla pitoajan $T = 45$ a loppuun asti. Häviöiden hintana on käytetty arvoa 79 €/kW,a ja johtimien investointikustannuksina KSOY:n hinnastoa.

Kuvan 3.10 mukaisia käyrästäjä voidaan piirtää kaikille käytettäville johdintyyteille ja ne esitetään myöhemmin luvussa 6. Myös johtolähdöittäisiä rajatehokäyriä voidaan tehdä käyttämällä kunkin lähdön häviöiden huipunkäyttöaika, joka vaikuttaa häviöiden hintaan. Käyrien muotoon vaikuttavat eniten: laskentakorko, johdinsarjan peräkkäisten johtimien investointikustannusero ja häviöiden hinta. Edellä mainittujen parametrien muuttuessa ajan myötä on käyrästäjä päivitettävä vastaamaan muuttunutta tilannetta.

3.5 Keskijännitejohdon vahvistaminen

Kuormituksen kasvaessa voimakkaasti jo olemassa olevalla KJ-johdolla, tulee vastaan tilanne, jolloin se on vahvistettava suurempaan poikkipintaan. Ratkaistavaksi jäävät johdinvaihdoksen ajankohta ja poikkipinta-ala. Jotta johtimien vahvistaminen olisi taloudellisesti kannattavaa, on investointikustannusten vuotuiserän oltava pienempi tai yhtä suuri, kuin saavutettava vuotuinen häviösäästö. Tällöin voidaan johtaa (Liite 3) johdinvaihdoksen rajateholle lauseke (Lakervi 03)

$$S = U \cdot \sqrt{\frac{c \cdot K_{\text{inv}}}{H_h \cdot (r_1 - r_2)}} \quad (3.16)$$

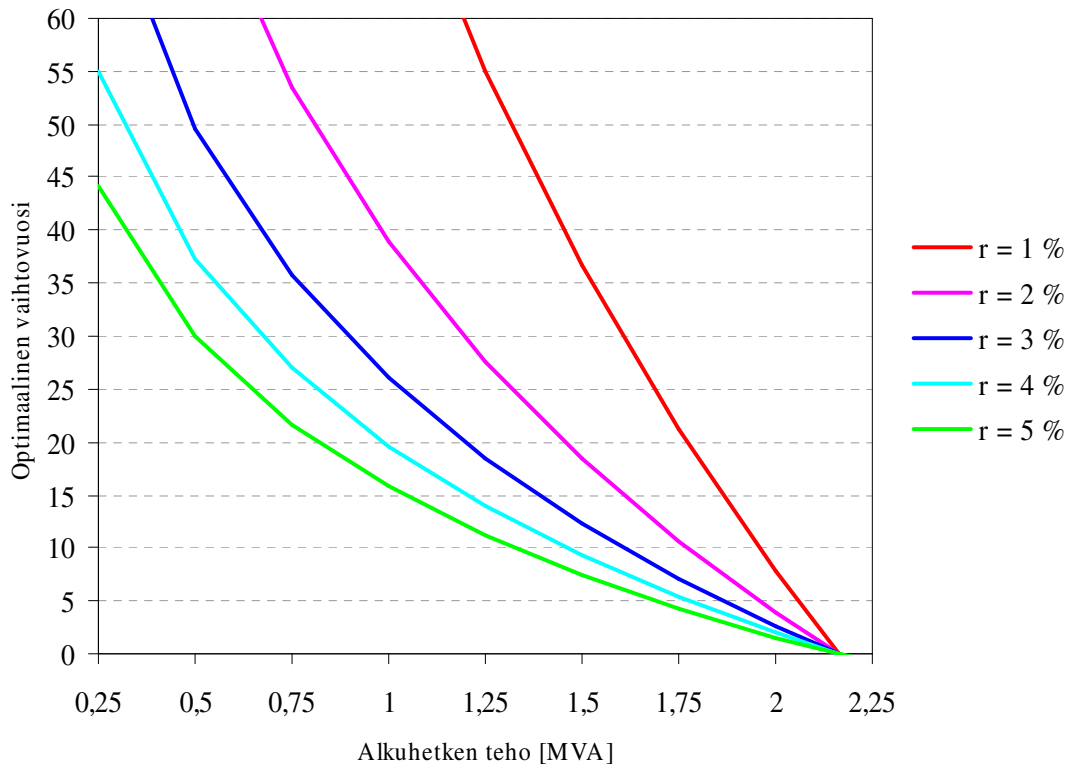
missä $c = \frac{p/100}{1 - (1 + p/100)^{-T}}$ = annuiteettikerroin
 K_{inv} = investointikustannus vaihdettaessa johdin 1 johtimeen 2

Toisaalta alkuhetken tehon S_0 kasvulle rajatehohon S asti voidaan kirjoittaa

$$S = S_0 \cdot (1 + r/100)^t \quad (3.17)$$

missä r = kuormituksen kasvuprosentti
 t = kuormituksen kasvu-aika

Yhdistämällä lausekkeet (3.16) ja (3.17) voidaan selvittää optimaalinen johdinvahvistuksen ajankohta. Kuvassa 3.11 on esitetty johdinvaihdoksen Sparrow → Al 132 ajankohta alkuhetken tehon funktiona eri kuormituksen kasvuprosenteilla.



Kuva 3.11 Johdinvaihdoksen Sparrow → Al 132 optimaalinen ajankohta alkuhetken tehon funktiona, eri kuormituksen kasvuprosenteilla. Häviöiden hintana on käytetty arvoa 79 €/kW, ja johtimien vaihtokustannuksina KSOY:n arvoja.

Kuvassa 3.11 käyrät leikkaavat vaaka-akselin pisteessä $S = 2,16$ MVA, mikä on johdinvaihdoksen rajateho. Optimaalinen johdinvaihdoksen ajankohta, jos $S_0 = 1,0$ MVA ja $r = 3$ %/a voidaan lukea käyrästä, ja tuloksena saadaan noin 26 vuotta. Lisäksi on huomioitava sallittu jännitteenalenema 5 %, joka rajoittaa siirtoetäisyyden rajateholla

Sparrow-johtimen tapauksessa noin 10 kilometriin, kun Al 132-johtimella päästään noin 23 kilometriin.

Johdon vahvistamisen ajankohdan lisäksi on selvitettävä sopivin poikkipinta-ala. Poikkipinnan kasvattaminen parantaa oikosulkukestoisuutta uusittavalla johtosuudella, mutta se myös kasvattaa oikosulkuvirran suuruutta syvemmällä verkossa. Oikosulkukestoisuudet onkin aina tarkistettava johdinvaihtoja suunniteltaessa. Uudeksi johdon poikkipinnaksi valitaan investointikustannuksiltaan edullisin vaihtoehto, joka on oikosulkukestoinen, ja jonka jännitteenalenema on sallituissa rajoissa. Taulukossa 3.5 esitetään johdinvaihdon rajatehot vaihdettaessa Swan-johto suurempaan poikkipintaan. Taulukon 3.5 tuloksista havaitaan, että Swan-johto kannattaa vaihtaa suoraan Raveniin tai Al 132:een.

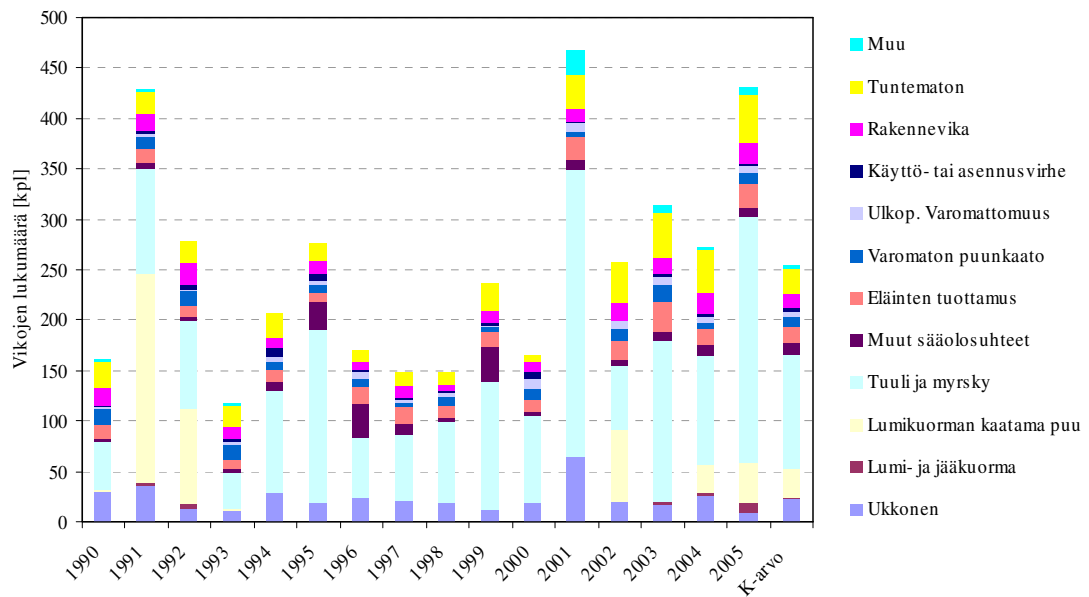
Taulukko 3.5 Johdinvaihdon rajatehot vaihdettaessa Swan-johto suurempaan poikkipintaan häviöiden hinnan ollessa 79 €/kW,a. Johdinvaihdon kustannukset ovat KSOY:n sisäisiä hintoja.

Johdinvaihto	Rajateho [MVA]
Swan → Sparrow	1,81
Swan → Raven	1,56
Swan → Al 132	1,61

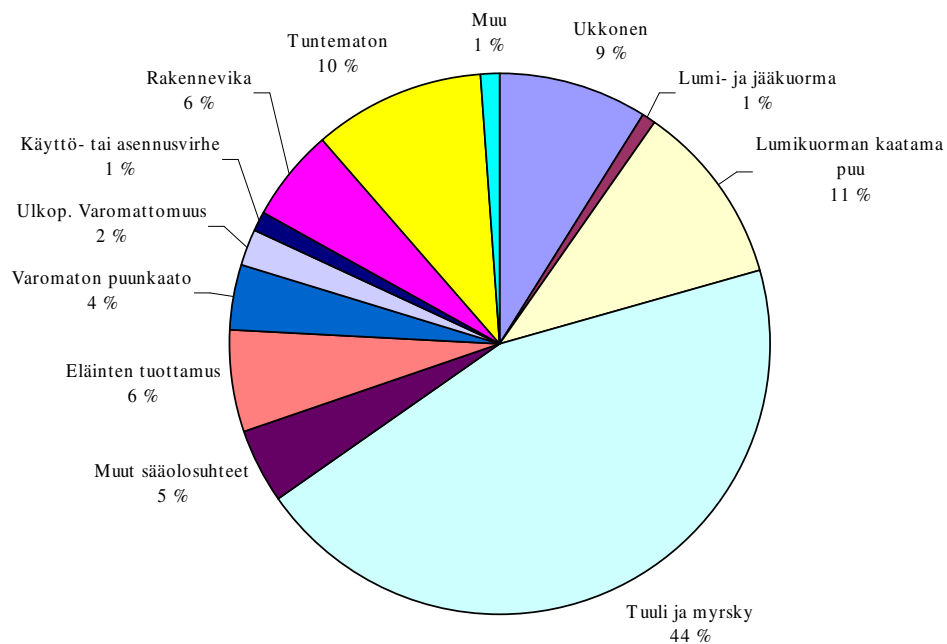
3.6 Keskiänniteilmajohtoverkon luotettavuuden parantaminen

Verkkoyhtiöiden asiakkaiden kokemista keskeytyksistä suurin osa aiheutuu keskijänniteverkkojen vioista. Tämän hetken kuuma puheenaihe onkin ollut sähkönjakelun luotettavuuden parantaminen, sillä pitkiä keskeytyksiä on aiheutunut Suomessa mm. tykkylumen ja myrskyjen seurauksena. Erityisesti Ruotsissa on Gudrun myrskyn laajojen tuhojen jälkeen ryhdytty massiivisiin toimenpiteisiin vastaavan katastrofin ehkäisemiseksi.

Kymenlaakson Sähkö Oy:n alueella vikoja on esiintynyt vuosina 1990 - 2005 kuvan 3.12 mukaisesti aiheuttajittain lajiteltuna. Suurimmat keskeytysten aiheuttajat ovat tuuli ja myrsky, ukkonen, sekä lumikuormat. Nämä kolme vian aiheuttajaa tulevat kysymykseen yleensä vain ilmajohtoverkoissa.



a)



b)

Kuva 3.12 Vikojen lukumäärät KSOY:n KJ-verkossa: a) aiheuttajittain vuosina 1990 - 2005 ja b) keskiarvona.

Keskijänniteverkkojen vikojen vähentämiseen on kyllä olemassa useita keinoja, mutta niiden kustannukset ovat useissa tapauksissa hyvin suuret. Esimerkiksi kaapeloimalla koko keskijänniteverkko vikataajuutta saataisiin kyllä pienennettyä, mutta kustannukset olisivat kohtuuttomat. Kaapelointi on kustannuksiltaan noin kaksinkertainen ilmajohton rakentamiseen verrattuna, ja ilmajohtoverkkoa on KSOY:n jakelualueella 4346 km kaapelin osuuden ollessa 355 km (tilanne 2005).

Kymenlaakson Sähkö Oy:ssä, kuten monessa muussakin suomalaisessa verkkoyhtiössä sähköjakeluverkko on rakennettu pääosin 1950 – 1970 –luvulla. Näin ollen verkosto alkaa olla pitoaikansa lopussa. Verkoston uusimista tehtäessä on loistava mahdollisuus parantaa jakeluverkon luotettavuutta ja käytettävyyttä, esimerkiksi siirtämällä johtokaadut teiden varsille ja lisäämällä automaation määrää. Seuraavissa kohdissa käsitellään yleisimmät ilmajohtoverkkojen luotettavuuden parantamiseen liittyvät menetelmät.

3.6.1 Kauko-ohjatut erotinasemat

Erotinasemien kaukokäytöllä voidaan lyhentää vikatilanteiden aiheuttamia keskeytyksiä. Vikaantuneen verkonosan erottamiseen tarvittavat erottimien kytkennät hoituvat muutamassa minuutissa valvomosta käsin, kun käsikäytöllä aika riippuu erottimen sijainnista ja henkilöstön valmiudesta. Kaukokäyttöiset, kuten myös tavalliset erottimet, sijoitellaan keskijänniteverkon solmukohtiin ja jakorajoille. Tällöin on mahdollista erottaa vikaantunut haara ja/tai muuttaa syöttö toiselle lähdölle. (Lakervi 06)

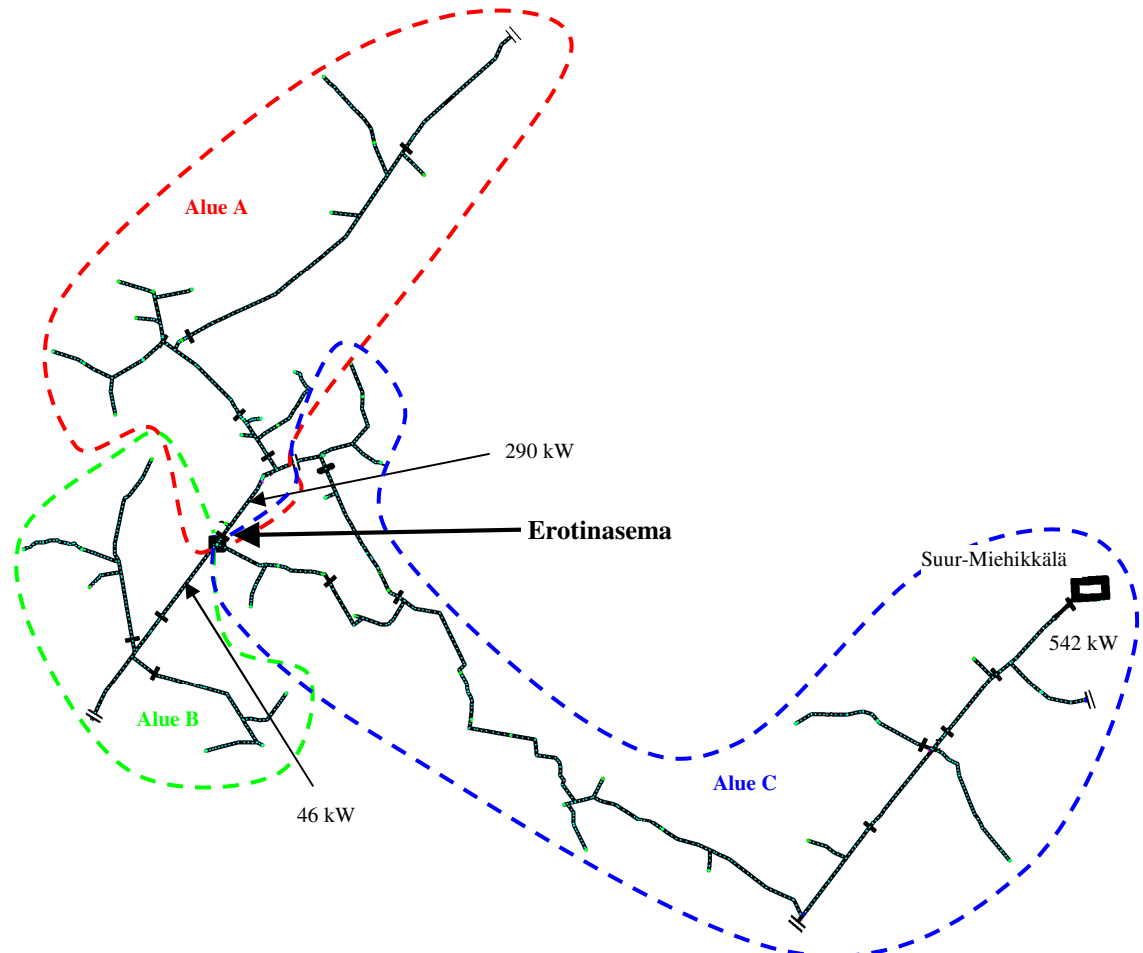
Erottimien sijoituspaikan ja lukumäärän määrää yleensä verkon käytön helpottuminen, ei niinkään taloudellisuus. Tavallinen kevyt pylväserotin maksaa tyypillisesti noin 2900 €, sen sijaan kauko-ohjatun erotinaseman kustannukset saattavat nousta yli 40 000 euron, joten niiden rakentamisen taloudellisuutta on syytä tarkastella lähemmin. (KA 2:03)

Erotinaseman rakentamisella saavutetaan säästöjä keskeytyskustannuksissa kytkentäaika-kojen lyhentymisen vuoksi. Erotinaseman investointikustannusten annuiteetin on siis oltava pienempi tai yhtä suuri kuin vuotuisten keskeytyskustannuksista saatavien säästöjen. Lisäksi kytkentätilan optimointi ja työkeskeytysten järjestyminen helpottuvat, mutta niitä on vaikea huomioida taloudellisuutta tarkasteltaessa. Keskeytyskustannus-säästöt voidaan laskea, jos tiedetään tarkasteltavien erotinalueiden: KAH-arvot, keskitehot, pituudet ja kytkentäaika-kojen lyhentymisen. (Partanen 04)

Esimerkkilaskelma

Tarkastellaan kuvassa 3.13 esitetyn Suur-Miehikkälän sähköaseman Onkamaan lähdöllä sijaitsevan kaukokäyttöisen erotinaseman taloudellisuutta. Oletetaan, että erotinaseman paikalla on ollut aikaisemmin kolme tavallista erotinta, jotka nyt korvataan kaukokäyt-

töisillä. Tällöin kytkentäajat lyhenevät vikatilanteissa tunnista 0,2 tuntiin, jos varayhte-
yttä ei tarvita ja tunnista 0,6 tuntiin, jos varayhteys on kytkettävä. Vikataajuudeksi
alueella oletetaan 5,28 vikaa/100 km,a.



Kuva 3.13 Suur-Miehikkälän sähköaseman Onkamaan lähdön kauko-ohjattu erotinasema ja sen vaikutusalueet sekä keskitehot verkon eri osissa.

Onkamaan lähdön asiakasjakauma ja energiapainotetut KAH-arvot tutkimuksen (Silvast 05) mukaisesti on esitetty taulukossa 3.6. Suluissa olevat arvot ovat tutkimuksen (Järventausta 03) mukaisia.

Taulukko 3.6 Onkamaan lähdön asiakasjakauma ja vuosienergialla painotetut KAH-arvot tutkimuksen (Järventausta 03) mukaisesti. Suluissa olevat arvot ovat tutkimuksesta (Silvast 05).

Asiakasryhmä	lkm	Vuosienergia [MWh]	Energia-painotettu osuus [%]	Energiapainotettu KAH-arvo, 0...1h keskeytys [€/kWh]
Kotitalous	256	2 244,4	47,94	0,30 (1,00)
Maatalous	72	1 422,9	30,39	1,49 (2,20)
Palvelu	11	109,2	2,33	0,26 (0,60)
Julkinen	11	466,0	9,95	0,34 (1,17)
Teollisuus	6	343,3	7,33	0,64 (1,10)
Summa	468	4 682,2	100,00	3,03 (6,07)

Koska tarvittavat lukuarvot vuotuisten keskeytyskustannussäästöjen laskemiseksi ovat tiedossa, voidaan ne laskea yhtälöllä (Partanen 04)

$$Kust.säästö = f_j \cdot l \cdot P_{keski} \cdot \Delta t \cdot KAH \quad (3.18)$$

missä f_j = KJ-avojohdon vikataajuus [1/km,a]
 l = tarkasteltavan johto-osan pituus [km]
 P_{keski} = tarkasteltavan johto-osan keskiteho [kW]
 Δt = kytkentäajassa saavutettava hyöty [h]
 KAH = tarkasteltavan johtolähdön keskeytyksestä aiheutuva haitta [€/kWh]

Alueittaiset keskeytyskustannussäästöt on esitetty taulukossa 3.7. Vuotuiset säästöt ovat yhteensä noin 4 200 €/a tutkimuksen (Silvast 05) mukaan, joten kauko-ohjattavan erotinaseman investoinnin vuosierä ei saa olla tätä suurempi. Laskemalla keskeytyskustannussäästöt tutkimuksen (Järventausta 03) mukaisesti, saadaan energiapainotetulle KAH-arvolle $KAH = 3,03$ €/kWh ja vuotuiseksi säästökseksi noin 2 100 €/a. Ero on merkittävä eri keskeytyshaitan arvoilla laskettaessa. Olettamalla kauko-ohjatun erotinaseman hinnaksi 40 000 € ja pitoajaksi 30 vuotta, saadaan investoinnin vuotuiseräksi noin 2 600 €/a.

Taulukko 3.7 Kauko-ohjatun erotinaseman aiheuttamat vuotuiset keskeytyskustannussäästöt. (Partanen 04)

Vika alueella	Alueen keski-teho [kW]	Alueen johtopituus [km]	Vian vaikutusalue	Kytkentäajan muutos [h]	Keskeytyskustannussäästö [€/a]
A	290	20,32	A	-	-
			B	0,8	120 (240)
			C	0,8	540 (1 070)
B	46	12,06	A	0,8	450 (900)
			B	-	-
			C	0,8	320 (640)
C	206	32,29	A	0,4	600 (1200)
			B	0,4	100 (190)
			C	-	-
				Yhteensä	2 130 (4 240)

3.6.2 Varayhteydet

Keskijänniteverkot on tavallisesti rakennettu silmukoiduiksi, mutta niitä käytetään säteittäisinä, kuten kuvasta 3.13 voidaan nähdä. Silmukkaverkon etuna on säteittäistä parempi käyttövarmuus, koska tällöin syöttö voidaan vikatilanteessa järjestää vaihtoehtoista reittiä. Silmukoitu verkko saadaan helpoimmin muodostettua rakentamalla

yhdysjohto kahden rinnakkaisen johtolähdön välille. Yhdistettävät johdot voivat olla myös kahden eri sähköaseman lähtöjä.

Varayhteyden ansiosta keskeytyskustannukset pienenevät, koska osalla verkkoa keskeytysaika pienenee korjausajasta erottimien kytkentäajaksi. Korjausaika on tyypillisesti muutamia tunteja, kun erottimen avaaminen/sulkeminen kestää keskimäärin yhden tunnin riippuen sijainnista. Yhdysjohto on kannattavaa rakentaa, jos sen investoinnin vuotuiserä on pienempi kuin keskeytyskustannuksista saatava vuosittainen säästö. Tarkasteltaessa tulevaisuudessa verkon jälleenrakennuskohteita, voidaan em. kriteereillä perustella yhtä hyvin myös vanhan varayhteyden purkamisen kannattamattomana. Keskeytyskustannussäästöt voidaan laskea yhtälön (3.18) mukaisesti jakamalla tarkasteltava verkko yhdysjohdon vaikutusalueisiin. Yhdysjohdon investoinnin vuotuiserä saadaan annuiteettimenetelmällä.

Vikatilanteissa varayhteytenä toimivan johtolähdön kuormitus saattaa lisääntyä huomattavasti, tällöin voidaan sallia normaalia suuremmat jännitteenalenemat. KSOY:ssä käytetään varasyöttötilanteissa jännitteenaleneman ylärajana 10 %. Lähtökohtana on kuitenkin pidettävä riittävää jännitetasoa asiakkaalla. On parempi katkaista syöttö, kuin antaa jännitteen laskea liian alas, jolloin herkimmät laitteet saattavat vaurioitua. Tästä johtuen myös varayhteyden siirtokapasiteettia on rajoitettava esim. 70 %:iin suurimmasta kuormituksesta.

3.6.3 Uusi sähköasema

Uuden sähköaseman rakentamisella saadaan jakeluverkon suojausalueita pienennettyä. Tällöin lyhenee yhden katkaisijan takana oleva johtopituus ja näin ollen sähköjakelun luotettavuus paranee, sillä katkokset vaikuttavat pienempään asiakasmäärään. Sähköaseman rakentaminen on hyvin kallis investointi, joten pelkästään luotettavuuden parantamisella sitä ei yleensä voi perustella. Mainittakoon kuitenkin, että pieniä ja rakenteeltaan yksinkertaisia sähköasemia saa nykyään noin 500 000 € hintaan (Lakervi 06). Tämä saattaa avata uusia mahdollisuuksia sähköasemien rakentamiselle.

Sähköaseman rakentamisen tarve määritellään yleissuunnitelmassa. Useimmiten uusi sähköasema päätetään rakentaa teknisten reunaehtojen, kuten siirtokapasiteetti ja jännitteenalenema, tullessa rajoitteeksi. Lisäksi myös verkon käytön helpottuminen

vaikuttaa rakennuspäätökseen. KSOY:ssä uuden sähköaseman rakentaminen käsitellään aina omana projektinaan, joten suunnitteluperusteiden osalta ei ole tarpeellista tutkia aihetta lähemmin.

3.6.4 Tien varteen siirto

Vanhan johtokadun tien varteen siirtämisellä voidaan vähentää vikojen määrää noin puoleen, verrattuna metsässä kulkevaan johtoon. Erityisesti johdot kannattaa sijoitella teiden itä- ja pohjoispuolelle, sillä Suomessa vallitsevat tuulet puhaltavat yleensä luoteisesta, jolloin puut todennäköisemmin kaatuvat sähkölinjasta pois päin. (Lohjala 05)

Teiden varsiin sijoittamisella voidaan myös nopeuttaa vikojen paikantamista ja korjaamista. Tien vieressä johdot on helppo tarkistaa myrskyjen jälkeen, mikä on tärkeää erityisesti PAS-johdoja käytettäessä. Haittapuolena teiden varteen siirtämisestä on yleensä johtomäärän kasvu runkojohdoilla, sekä kulmarakenteista aiheutuva kustannusten kasvu. Toisaalta nykyään kuormitukset ovat siirtyneet lähemmäs teiden varsia, mikä lyhentää haarajohtojen pituutta. (Lohjala 05)

Aiemmista tutkimuksista (Lohjala 05; Matikainen 06) saatujen tulosten nojalla voidaan todeta, että vanhojen johtoreittien siirtäminen teiden varsiin on elinkaarikustannusten perusteella kannattavaa. Kyseisissä tutkimuksissa ei ole huomioitu vanhan verkoston purkamisesta aiheutuvia kustannuksia, sillä vanhat pylväät on purettava joka tapauksessa, vaikka verkko rakennettaisiin samalle paikalle.

Näin ollen myös KSOY:ssä verkostoa uusittaessa kannattaa siirtää vanhat metsissä kulkevat johtoreitit teiden varsiin. Kuitenkin tapauksissa, joissa uusi johto voidaan rakentaa vanhan käytössä olevan johdon viereen, ei tien varteen siirtäminen ole yleensä kannattavaa. Pelloilla kulkeviin keskijännitelinjoihin ei kannata puuttua, ellei maankäytösopimuksien kanssa tule ongelmia.

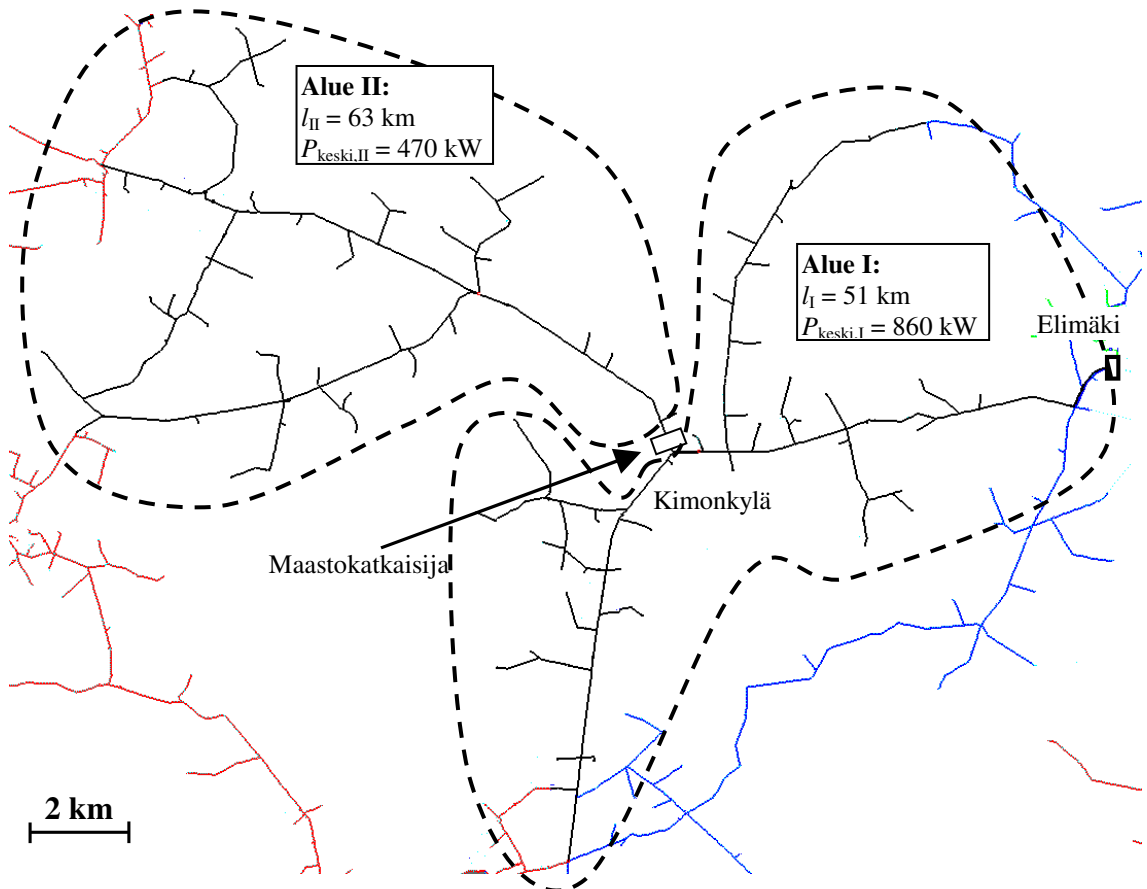
3.6.5 Maastokatkaisijoiden käyttö

Kiinnostus maastokatkaisijoiden käyttöön on jälleen heräämässä, sillä katkaisija- ja tiedonsiirtotekniikka ovat kehittyneet ratkaisevasti. Nykyiset tyhjäkatkaisijat ovat huomattavasti huoltovapaampia, kuin entiset vähäöljykatkaisijat. Lisäksi kaukokäytön

edellyttämät tiedonsiirtoyhteydet ovat jo suurilta osin olemassa kauko-ohjatuilla erotinasemilla. (Laatikainen 05)

Haittapuolena välikatkaisijoiden käytöstä on lähdön alkuosan pidentyvät laukaisuajat, mikä saattaa aiheuttaa oikosulkukestoisuusongelmia ja maadoitusten parantamistarvetta. Laukaisuaikoja on pidennettävä sähköaseman suojilla selektiivisen toiminnan takaamiseksi. (Laatikainen 05)

Maastokatkaisijalla voidaan jakaa keskijännitelähtö kahteen suojausalueeseen. Vika johdon lopussa olevalla alueella ei tällöin aiheuta keskeytystä johtolähdön alkuosalle. Erityisen suurta hyötyä tällä savutetaan, mikäli kuormituksen painopistealue on lähdön alkuosalla ja vikaherkkä osuus sen lopussa. Maastokatkaisijan sovelluskohteeksi kannattaa valita ensisijaisesti pitkiä ja kohtuullisen vikaherkkiä lähtöjä, joita KSOY:ssä voisivat edustaa esimerkiksi Elimäen sähköaseman Kimonkylän lähtö ja Virojoen sähköaseman Kattilaisen lähtö. Kuvassa 3.14 esitetään Kimonkylän lähdölle mahdollinen maastokatkaisijan sijoituspaikka ja alueiden kuormitustiedot.



Kuva 3.14 Elimäen sähköaseman Kimonkylän lähtö ja sen mahdollinen maastokatkaisijan sijoituspaikka, sekä vyöhykkeiden tehot ja johtopituudet.

Koko lähdön keskitheho on noin 1,3 MW, josta 860 kW kulutetaan alueella I ja 470 kW alueella II. Taulukossa 3.8 esitetään Kimonkylän lähdön asiakasjakauma ja energiapainotetut KAH-arvot.

Taulukko 3.8 Kimonkylän lähdön asiakasjakauma ja energiapainotetut KAH-arvot.

Ryhmä	Energia [MWh]	%	KAH, painotettu [€/kWh]		PJK, painotettu [€/kW]		AJK, painotettu [€/kW]	
			Järventausta	Silvast	Järventausta	Silvast	Järventausta	Silvast
Kotitalous	3965	37	0,23	0,74	0,013	0,033	0,033	0,12
Maatalous	4549	42	2,08	3,08	0,12	0,11	0,30	0,29
Palvelu	1258	12	1,29	3,00	0,11	0,22	0,25	0,35
Julkinen	432	4	0,14	0,48	0,009	0,08	0,029	0,10
Teollisuus	500	5	0,41	0,70	0,051	0,09	0,14	0,12
Yht.	10 704	100	4,14	8,00	0,30	0,53	0,74	0,98

Keskeytyskustannussäästö lasketaan siten, että alueen I keskeytykset vähenevät alueella II esiintyvien vikamäärien verran. Taulukon 3.8 mukaisilla tuloksilla, kun vian erotusaika on 15 min, saadaan laskettua keskeytyskustannussäästöt pysyville vioille,

$$K_{KAH} = l_{II} \cdot f_{vika} \cdot KAH_{vika} \cdot t_{vika} \cdot P_{keski,I} = 2960 \text{ €/a} , \quad (3.19)$$

pikajälleenkytkennöille

$$K_{PJK} = l_{II} \cdot f_{PJK} \cdot KAH_{PJK} \cdot P_{keski,I} = 10860 \text{ €/a} \quad (3.20)$$

ja aikajälleenkytkennöille

$$K_{AJK} = l_{II} \cdot f_{AJK} \cdot KAH_{AJK} \cdot P_{keski,I} = 6330 \text{ €/a} \quad (3.21)$$

Yhteensä keskeytyskustannussäästöä siis muodostuu noin 20 200 €/a tutkimuksen (Järventausta 03) mukaisilla KAH-arvoilla. Jälleenkytkentöjen muodostamat säästöt ovat noin 85 % kokonaisuudesta, joten välikatkaisijan kannattavuus perustuu pitkälti lähdön alkuosan lyhyiden katkojen vähentymiseen.

Mikäli maastokatkaisijan pitoajaksi oletetaan 25 a, saa sen hinta olla enintään 284 000 € laskettuna annuiteettimenetelmällä 5 % korolla. Maastokatkaisijan sijoittaminen tarkasteltuun kohteeseen on kannattavaa, sillä sen hinnaksi on arvioitu 28 000 – 30 000 €. Lisäkustannuksia aiheutuu ylläpito- ja korjauskustannuksista, sekä mahdollisesta maadoitusten parantamistarpeesta. Ylläpitokustannuksiksi on arvioitu aiemmissa

tutkimuksissa noin 1 000 €/a, mutta maadoitusten lisääminen saattaa olla varsin kallis investointi. (Laatikainen 05) Lisäkustannukset eivät kuitenkaan uhkaa maastokatkaisijan kannattavuutta tarkastellussa kohteessa.

3.7 Ylijännitesuojaus

Keskijänniteverkoissa ylijännitesuojia käytetään suojaamaan jakelumuuntajia, kaapeleita ja PAS-johtoja. Ylijännitesuojina käytetään nykyään kipinävälejä eri muodoissaan tai metallioksidisuoja (MO-suoja). PAS-johdot ja pienet muuntajat on perinteisesti suojattu käyttämällä kipinävälejä, kun taas suurempien muuntajien ja kaapeleiden suojaamiseen on käytetty MO-suoja. Uutena suojatyypinä on markkinoille tullut ns. More-suoja, jossa on yhdistettynä kipinäväli ja MO-suoja samassa tuotteessa.

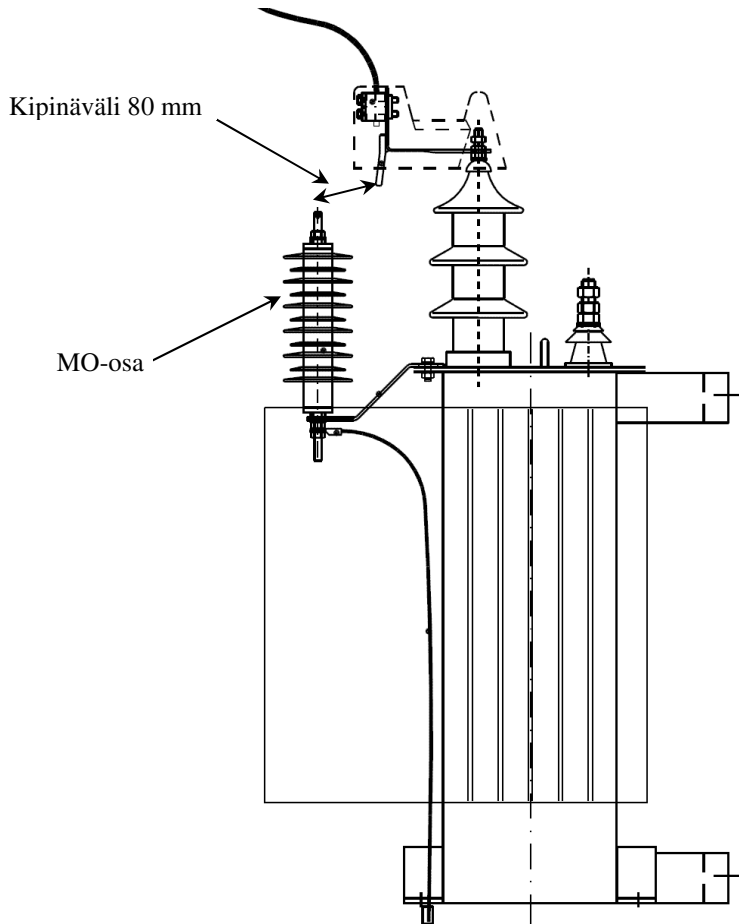
Ylijännitesuojauksen tavoitteena on leikata esim. salamasyöksyjännitteestä korkein piikki pois siten, että jännitetaso jää alle suojattavan laitteen kestotason. Tämä pyritään toteuttamaan suojien oikealla mitoituksella ja sijoittamisella. Ylijännitesuojauksen avulla voidaan myös parantaa sähkönjakelun laatua käyttämällä pikajälleenkytkentöjä vähentäviä metallioksidi- tai More-suoja. Luonnollisesti myös laitevauriot vähenevät tehokkaan ylijännitesuojauksen avulla.

3.7.1 Jakelumuuntajien ylijännitesuojaus

KSOY:ssä 20/0,4 kV jakelumuuntajat suojataan MO-suojin nimellistehon ollessa 200 kVA tai enemmän. Pienempien muuntajien suojaukseen on käytetty kipinävälejä. Uutena tuotteena pienten muuntajien suojaukseen on viime vuosien aikana tullut markkinoille More-suoja, eli virtaa rajoittava suoja, jossa on sarjaan kytkettyinä kipinäväli ja MO-suoja. Vaikka ylijännitesuojia onkin olemassa eri tyyppisiä, muuntamalla ei saa käyttää kuin yhtä. Muutoin on todennäköistä että huonompi suoja estää paremman suojan oikean toiminnan (RM 5:03). Seuraavissa kohdissa tutkitaan tarkemmin More-suojan käyttämiseen liittyviä kysymyksiä.

Virtaa rajoittava, eli More-suoja toimii siten, että kipinävälin syttyessä myös sarjassa oleva MO-suoja siirtyy johtavaan tilaan ja purkaa ylijännitteen maahan. Kipinävälin ansiosta metallioksidi-osan läpi ei kulje normaalitilassa lainkaan vuotovirtaa ja kipinävälin syttyessä MO-osa purkaa virran nopeasti, jolloin vältytään jälleenkytkennän aiheuttavalta maasululta. Haittapuolena on suojan toimiessa kipinävälistä aiheutuva

jyrkkä jännitepulssi, joten suojausten kohteena olevan muuntajan on oltava koestettu jyrkälle ylijännitepulssille. Kuvassa 3.15 on esitetty More-suojan rakenne ja sijoittaminen muuntajan kannelle.



Kuva 3.15 More-ylijännitesuojien sijoittaminen muuntajan kannelle kuvattuna sivulta. (Lähde: KSOY:n rakennekuvat)

KSOY:ssä More-suojia on jo käytetty vuodesta 2004 lähtien alle 200 kVA muuntamoilla seuraavissa erityistapauksissa:

- 2-pylväsmuuntamo (päätyvä tai läpimenevä), joka on yhdensuuntainen 20 kV johdon kanssa
- 2-pylväsmuuntamo, jossa on johtoerotin

Edellä mainituissa tapauksissa rakenne estää kipinävälisuojan käyttämisen, joten on käytettävä More-suojaa.

Tarkastellaan seuraavaksi, millaisia kustannusvaikutuksia virtaa rajoittavien ylijännitesuojien käyttöön ottaminen aiheuttaisi keskimääräisellä johtolähdöllä. More-suojien materiaalikustannukset ovat noin 270 €/muuntaja perinteistä kipinävälisuojaan korkeammat (Salonen 06). Lisäksi on otettava huomioon kasvavat työkustannukset, sillä

suojan asentamiseen kuluu aikaa noin tunti. Keskeytyskustannuksissa saavutettavia säästöjä More-suojia käytettäessä voidaan arvioida KSOY:n ilmajohtoverkoston tunnuslukuja käyttämällä. Johtolähtöjen keskimääräinen keskiteho on noin 750 kW, keskimääräinen johtopituus noin 36 km ja asiakasjakauma sekä energiapainotetut KAH-arvot taulukon 3.9 mukaiset.

Taulukko 3.9 KSOY:n jakeluverkon asiakasjakauma ja energiapainotetut KAH-arvot eri tutkimuksien mukaisesti.

Ryhmä	Energia [GWh]	%	KAH, painotettu [€/kWh]		PJK, painotettu [€/kW]		AJK, painotettu [€/kW]	
			Järventausta	Silvast	Järventausta	Silvast	Järventausta	Silvast
Kotitalous	547,1	43	0,26	0,86	0,015	0,04	0,04	0,14
Maatalous	158,4	12	0,61	0,90	0,034	0,03	0,09	0,08
Palvelu	244,1	19	2,11	4,90	0,18	0,35	0,40	0,57
Julkinen	125,4	10	0,33	1,16	0,023	0,19	0,07	0,26
Teollisuus	198,0	16	1,35	2,33	0,17	0,30	0,45	0,39
Yht.	1273	100	4,67	10,15	0,42	0,91	1,05	1,44

Yhden pikajälleenkytkennän kustannukseksi saadaan (Järventausta 03) mukaan

$$K_{\text{PJK},0} = KAH_{\text{PJK}} \cdot P_{\text{keski}} = 0,42 \text{ €/kW} \cdot 750 \text{ kW} \approx 315 \text{ €/kpl, a} \quad (3.22)$$

Alle 200 kVA muuntajia on tätä kirjoitettaessa KSOY:n verkossa 4 049 kpl, mikä tarkoittaa KJ-ilmajohtopituudella jaettuna noin 0,9 muuntajaa kilometriä kohden. Näin ollen yhtä lähtöä kohden on $0,9 \text{ kpl/km} \cdot 36 \text{ km} = 32 \text{ kpl}$ alle 200 kVA muuntajia. Arvioidaan More-suojan pitoajaksi 20 a, jolloin vuotuisesti investointikustannukseksi saadaan annuiteettimenetelmällä noin 690 €/a.

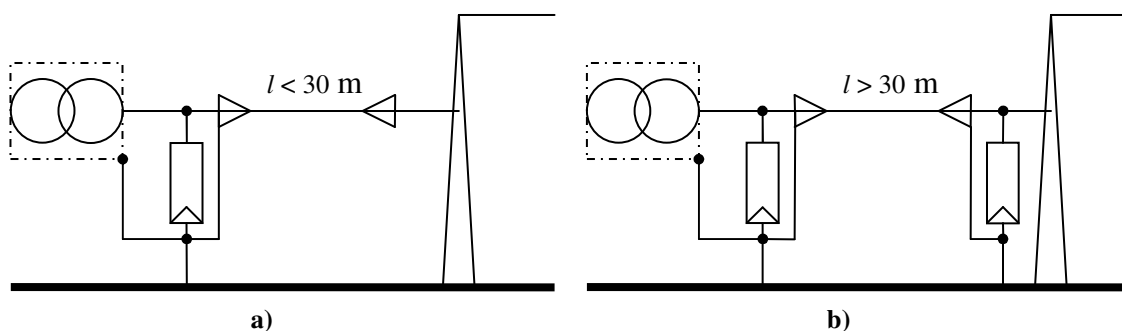
Pikajälleenkytkentöjen tulisi näin ollen vähentyä $690 \text{ €/a} / 315 \text{ €/kpl} \approx 3 \text{ kpl/a}$ lähtöä kohden. Tutkimuksen (Silvast 05) mukaisilla arvoilla PJK-määrän pitäisi vähentyä noin 2 kpl/a lähtöä kohden. Keskimäärin pikajälleenkytkentöjä esiintyy KJ-lähdöillä noin 26 kpl/a, joten More-suojien käyttäminen on perusteltua. On hyvin todennäköistä, että ilmastollisten ylijännitteiden aiheuttamat PJK:t vähenevät enemmän kuin vaaditut kolme kappaletta vuodessa, mikäli More-suojat vain toimivat ongelmitta.

Yhteenvedon voidaan suositella More-suojien käyttämistä kaikilla alle 200 kVA uusilla muuntamoilla, sillä uusien sovelluskohteiden vähäisen määrän vuoksi tarvittava lisäinvestointi on kohtuullisen pieni. Vanhoille alle 200 kVA muuntamoille More-suojat kannattaa asentaa muun työn yhteydessä, sillä kaikkien muuntamoiden varustaminen

ylijännitesuojilla olisi valtavan suuri urakka. Virtaa rajoittavan suojan käyttöä puoltavat vähentyvät jälleenkytkentämäärät ja sitä kautta saavutettava sähköjaketun laadun parantuminen. Lisäksi myös riski muuntajavaurioihin ilmastollisten ylijännitteiden vaikutuksesta pienenee.

3.7.2 Kaapeleiden ylijännitesuojaus

Keskijänniteverkon kaapelit suojataan MO-suojilla, sillä niiden eristys ei kestä kipinävälin tai More-suojan jäännösjännitettä. Pääsääntöisesti ylijännitesuojat sijoitetaan kaapelin molempiin päihin. Kuvassa 3.16 esitetään ylijännitesuojien sijoittaminen kaapeleiden suojaamiseksi sen liittyessä ilmajohtoon. Kuvattu muuntaja voi olla sähköaseman päämuuntaja tai tavallinen jakelumuuntaja.



Kuva 3.16 Ylijännitesuojien sijoittaminen kaapeleita suojaattaessa: a) kaapelin pituus alle 30 m ja b) kaapelin pituus yli 30 m. (Aro 96)

Kaikkissa tapauksissa kaapelin vaippa on kytkettävä samaan maadoitukseen metallioksidisuojan kanssa ja muuntajan päässä olevan suojan maadoitus kytketään yhteen muuntajan suojamaadoituksen kanssa. Tärkeää on myös muistaa, että MO-suoja on aina kytkettävä mahdollisimman lähelle suojattavaa kohdetta. (Aro 96)

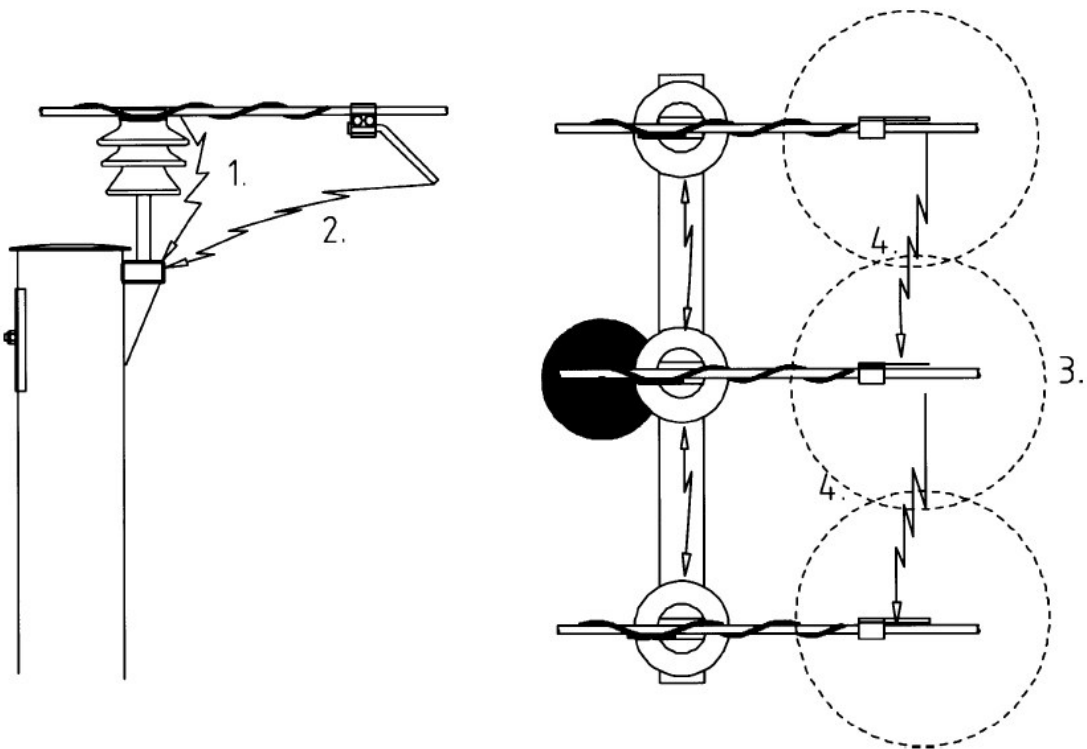
Mikäli sähköasemalla muuntajan puoleiseen päähän ei voida asentaa MO-suojaa, on avojohto varustettava ukkosköysillä kaapelin pituuteen nähden kaksinkertaiselta matkalta. (Aro 96) Mikäli muuntaja syöttää pelkkää kaapeliverkosta, ei ylijännitesuojausta tarvita ilmastollisia ylijännitteitä vastaan, mutta mahdolliset siirtyvät ylijännitteet tulee huomioida (TTT 00).

3.7.3 PAS-johdojen ylijännitesuojaus

PAS-johdot on suojattava ylijännitteen aiheuttamalta valokaarelta, sillä muutoin paikoilleen jäävä valokaari polttaa johtimen poikki. Tähän tarkoitukseen on kehitetty

valokaarisuojaksi ns. kipinäsarvi, joka ohjaa valokaaren palamaan riittävän etäälle johtimesta. Valokaari ohjataan palamaan eristimen ja kipinäsarven väliin, jolloin se edelleen syttyy myös vaihevälisiin aikaansaaden oikosulun, mikä aiheuttaa suojauksen toimimisen. Kipinäsarvet asennetaan kuvan 3.17 mukaisesti vaihevälisiin etäisyydelle eristimestä. Rengasverkkojen tapauksessa suojat asennetaan molemmille puolille ja muutoin vain kuorman puolelle. Kipinäsarvet voidaan myös asentaa haaroituskohtiin ja vetoeristimiin. (SFS 5790; Ensto 06)

PAS-johdon ylijännitesuojauks voidaan toteuttaa myös virtaa rajoittavilla More-suojilla, mikä vähentää jälleenkytkentöjen määrää. More-suojat asennetaan kipinäsarvien paikalle siten, että MO-osa on kiinnitetty orteen ja kipinäsarvi johtimeen. Orsi on tällöin maadoitettava, mutta syöttösuunnalla ei ole asennuksen kannalta merkitystä. (Ensto 06)



Kuva 3.17 PAS-johdinten ylijännitesuojauks kipinäsarvien avulla: 1) Valokaari syttyy orren ja johtimen välille, 2) Valokaari ohjautuu lankojen avulla palamaan orren ja kipinäsarven välille, 3) Valokaari ionisoi vaihevälisen ilman, 4) Vaihevälisiin syttyy valokaari joka aiheuttaa oikosulun ja releiden havahtumisen. (Ensto 06)

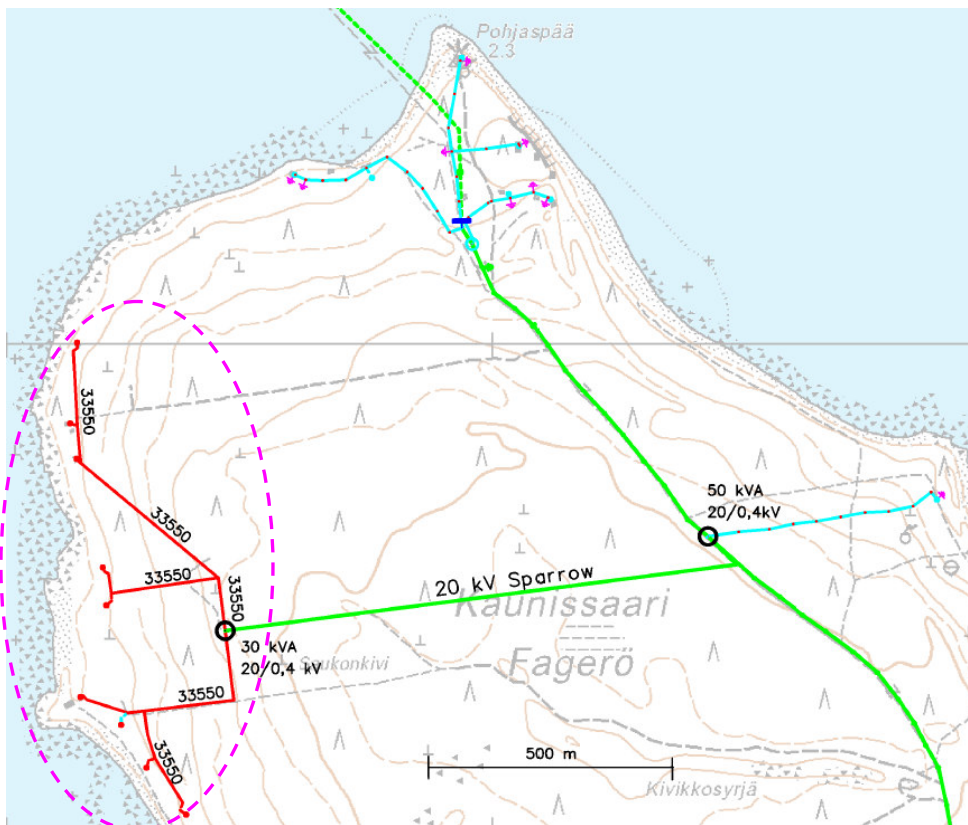
PAS-johdinten ylijännitesuojauks on asennettava ukkoselle alttiille paikoille, kuten pellot ja korkeat maaston kohdat. Myös alueille, joilla ihmisiä liikkuu tai oleskelee paljon, on asennettava ylijännitesuojauks. Tällaisia alueita ovat mm. teiden varret, piha-alueet ja rakennukset. (SFS 5790; Ensto 06)

3.8 1000 V jakelujärjestelmän käyttö

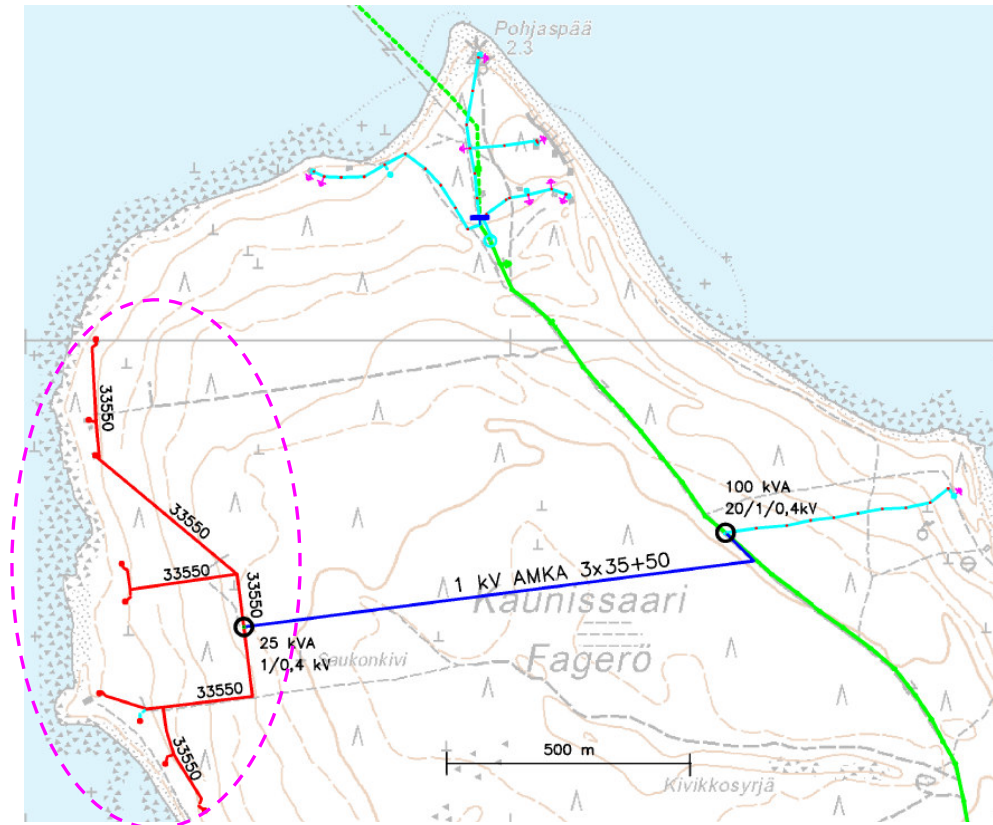
1000 V jakelujärjestelmän käytön taloudellisuutta tutkitaan tässä työssä yhden esimerkkikohteen avulla laskemalla sille elinkaarikustannukset sekä 20/0,4 kV että 20/1/0,4 kV tekniikoilla. Tarkasteltava alue sijaitsee Pyhtään Kaunissaarella ja sen piiriin tulisi 9 vapaa-ajan asuntoa, joiden yhteenlaskettu mitoitus-teho on noin 18 kW. Muuntopiiri liittyisi Siltakylän sähköaseman Purolan lähtöön. Kaunissaaren läpi kulkee jo 20 kV linja, josta olisi rakennettava haarajohto uudelle muuntopiirille. Uuden muuntopiirin sähköistämiseksi on olemassa vaihtoehdot:

- 1) Perinteinen 20/0,4 kV tekniikka.
- 2) Suunniteltu 20 kV johto-osa korvataan 1000 V johdolla ja käytetään 20/1/0,4 kV kolmikäämimuuntajaa syöttöpäässä ja 1/0,4 kV muuntajaa johdon lopussa.

Esimerkkikohteen sähköistys eri menetelmillä on esitetty kuvissa 3.18 ja 3.19.



Kuva 3.18 Kaunissaaren sähköistettävä alue ja sille suunniteltu 20 kV johtoreitti ja 30 kVA muuntamo.



Kuva 3.19 Kaunissaaren sähköistettävä alue ja sille suunniteltu 20/1/0,4 kV järjestelmällä toteutettava sähköistys.

Tarkastellaan seuraavaksi vaihtoehtojen aiheuttamia elinkaarikustannuksia, joihin sisällytetään: investointi-, ylläpito, maankäyttö-, häviö- ja keskeytyskustannukset. Elinkaarikustannusten vertailemiseen käytetään nykyarvomenetelmää. (Laatikainen 05) Investointi- ja maankäyttökustannuksia ei tarvitse diskontata nykyhetkeen, sillä pääoma sitoutuu niihin ajanhetkellä nolla. Johtimien häviökustannukset voidaan laskea kohdan 3.3.1 mukaisesti ja muuntajien häviökustannusten laskenta esitetään luvussa 4.

Keskeytyskustannusten laskemiseksi on määritettävä kyseisen KJ-lähdön, mihin haarajohto rakennetaan, KAH-arvot lähdön asiakasjakauman perusteella. Tämä voidaan tehdä kuten kohdassa 3.6.1. Keskeytyskustannuksia laskettaessa 1000 V haarajohdon vikataajuus oletetaan nolaksi. Keskeytyskustannusten nykyarvon laskemiseksi tarvitaan diskonttauskerroin κ_K , joka saadaan aiemmin esitettyjen yhtälöiden (2.4) ja (2.5) mukaisesti.

Ylläpitokustannukset puolestaan eivät riipu lainkaan kuormituksen kasvusta, joten ne voidaan diskontata nykyhetkeen kertoimella κ_Y , joka saadaan yhtälöillä (2.6) ja (2.7).

Kokonaiskustannusfunktioksi saadaan

$$K_{\text{kok}} = K_{\text{Inv}} + K_{\text{Maa}} + K_{\text{Y}} - K_{\text{K}} + K_{\text{H}} \quad (3.23)$$

missä K_{kok} = kokonais-elinkaarikustannukset
 K_{Inv} = investointikustannukset
 K_{Maa} = maankäyttökustannukset
 K_{Y} = ylläpitokustannukset
 K_{K} = keskeytyskustannussäästö
 K_{H} = häviökustannukset

Liitteessä 4 esitetään elinkaarikustannusten laskeminen eri vaihtoehdoille ja laskennan lähtötiedot. 400 V verkkoa ei ole otettu tarkasteluun mukaan, sillä se on samanlainen molemmissa vaihtoehdoissa. Vaihtoehdoille 1 ja 2 saadaan taulukon 3.10 mukaiset kustannukset.

Taulukko 3.10 20/0,4 kV ja 20/1/0,4 kV sähköistysvaihtoehtojen kustannukset. Suluissa olevat arvot on laskettu tutkimuksen Silvast 05 mukaisilla KAH-arvoilla.

Vaihtoehto	Kustannuserä	Kustannus [€]
20/0,4 kV	20 kV-johto, Sparrow, 1060 m	20 371
	20/0,4 kV 1-pylväsmuuntamo, 30 kVA	5 940
	Ylläpitokust. 20 kV (KJ)	1 788
	Maankäyttökust. 20 kV	320
	Häviökust. 20 kV	818
	Yhteensä	29 200
20/1/0,4 kV	1 kV-johto, AMKA 35, 1138 m	13 838
	20/1/0,4 kV 1-pylväsmuuntamo, 100 kVA	7 250*
	1/0,4 kV 1-pylväsmuuntamo, 25 kVA	1 620
	Ylläpitokust. 1 kV (PJ)	1 545
	Maankäyttökust. 1 kV (PJ)	69
	Häviökust. 1kV	3 104
	Keskeytyskust.säästö	-4 223 (-7 131)
	Yhteensä	23 200 (20 300)

* lasketaan 20/1kV muuntajan hinnalla, koska vanhan 20/0,4 kV muuntajan jäännösarvoa ei huomioida

Tämän tarkastelun yhteenvedona voidaan todeta, että 20/1/0,4 kV jakelujärjestelmän käyttäminen kannattaa tarkastellussa kohteessa. Elinkaarikustannukset ovat uudella järjestelmällä noin 21 % pienemmät ja investointikustannukset ovat noin 14 % pienemmät kuin perinteinen 20/0,4 kV toteutus. Häviökustannukset puolestaan kasvavat lähes nelinkertaisiksi. 1000 V järjestelmän suurin etu on johtohaaran rakentaminen pienjännitteisenä keskijännitejohdon sijaan, jolloin vikaantunut haara ei katkaise sähköjä koko lähdöltä. Tämä näkyy keskeytyskustannussäästönä. Myös maisemalliset näkökohdat puoltavat voimakkaasti 1000 V järjestelmän käyttöä erityisesti tarkastellussa loma-

asuntokohteessa. Kolmijänniteportainen jakelujärjestelmä kuitenkin lisää verkostokomponenttien määrää, joten investointi- ja varastointikustannukset nousevat. Henkilöstöä on myös koulutettava ja verkkotietojärjestelmää päivitettävä, jotta uuden järjestelmän käyttöönotto voisi onnistua.

Mikäli tulevaisuudessa keskeytyksistä aiheutuneet kustannukset edelleen kasvavat, kuten uusien tutkimus antaa olettaa, on syytä vakavasti pohtia 20/1/0,4 kV järjestelmän käyttöönottoa. On kuitenkin huomioitava, että tarkastelu suoritettiin vain yhdelle kohteelle. Kokonaiskuvan saamiseksi tulisi tarkastella useampia kohteita erilaisissa olosuhteissa.

4 Jakelumuuntajan mitoittaminen

Jakelumuuntajan mitoittamisen lähtökohtana on siihen liittyvän pienjänniteverkon kuormituksen suuruus. Kuormituksen suuruus ja ajallinen vaihtelu saadaan yleensä suoraan verkkotietojärjestelmästä, mikä laskee muuntopiirin asiakkaiden yhteenlasketun huipputehon kuormitusmallien avulla. Huipputehon selvittämisen jälkeen voidaan arvioida jakelumuuntajan kuormitettavuutta.

Muuntajan käyttöäksi arvioidaan se aika, jonka muuntaja kestää 20 °C lämpötilassa nimelliskuormituksella. Muuntajien kuormitus kuitenkin vaihtelee yleensä voimakkaasti ajan funktiona, ja pienellä kuormituksella eristykset vanhenevat normaalia hitaammin. Näin ollen muuntajia voidaan ylikuormittaa huippukuormien aikana taulukon 4.1 mukaisilla kertoimilla, mikäli huippu ajoittuu talviaikaan. (SA 2:92)

Taulukko 4.1 Jakelumuuntajien ylikuormituskertoimia. (SA 2:92)

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
Teollisuusalue	1,4	1,3	1
Maaseutualue	1,5	1,4	1,2

Jakelumuuntaja voidaan nyt mitoittaa seuraavan yhtälön mukaisesti (Lohjala 05)

$$P \cdot \left(1 + \frac{r}{100}\right)^t < k \cdot S_n \cdot \cos \varphi \quad (4.1)$$

missä P = muuntopiirin maksimiteho
 r = kuormituksen kasvuprosentti
 t = kuormituksen kasvuaika
 k = taulukon 4.1 mukainen kerroin 1...1,5
 S_n = muuntajan nimellisteho

Kuormitettavuuden lisäksi jakelumuuntajien mitoittamisessa tulee huomioida niiden aiheuttamat häviökustannukset. Valmistajilla on usein tarjolla pienemmät häviöt omaava vaihtoehto yleisimpiin kokoluokkiin, mutta paranneltu versio on myös kalliimpi.

Jakelumuuntajan kuormitushäviö riippuu kuormituksen suuruudesta seuraavasti

$$P_k = \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \cdot P_{kn} \quad (4.2)$$

missä P_{kn} = muuntajan nimelliskuormitushäviö

Vastaavasti tyhjäkäyntihäviön suuruus riippuu muuntajan jännitteestä seuraavan yhtälön mukaisesti

$$P_0 = \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \cdot P_{0n} \quad (4.3)$$

missä P_{0n} = muuntajan nimellistyhjäkäyntihäviö

Nyt jakelumuuntajan koko pitoajan häviökustannusten nykyarvo voidaan laskea yhtälöllä (Laatikainen 05)

$$K_{h,m} = \kappa \cdot P_{k0} \cdot H_{hE} \cdot t_h + \kappa_Y \cdot P_{00} \cdot H_{hE} \cdot 8760 \text{ h} \quad (4.4)$$

missä P_{k0} = alkuhetken kuormitushäviö

P_{00} = alkuhetken tyhjäkäyntihäviö

Jotta pienemmät häviöt omaava muuntaja kannattaisi valita, on koko pitoaikana häviökustannuksissa saavutettavan säästön oltava suurempi kuin muuntajien hintaero.

Teho- ja energiahäviöiden lisäksi jakelumuuntajissa syntyy jännitteenalenemaa, mikä on riippuvainen muuntajan kuormituksesta seuraavan yhtälön mukaisesti (Partanen 06)

$$U_h = \frac{P}{S_n} \cdot (u_r + u_x \cdot \tan \varphi) \quad (4.5)$$

missä P = muuntajan pätöteho

S_n = muuntajan nimellisteho

u_r = muuntajan oikosulkuresistanssi

u_x = muuntajan oikosulkureaktanssi

Esimerkki

Valitaan muuntaja kohteeseen, jonka mitoitustehoksi on saatu $P = 80 \text{ kW}$. Muuntopiiri sijaitsee haja-asutusalueella ja kuormituksen kasvu on 1 %/a koko pitoajan 40 a. Tehokerroin on $\cos \varphi = 0,95$ ja laskentajännite $U = 19,8 \text{ kV}$.

Koska muuntamo sijaitsee haja-asutusalueella ja on rakenteeltaan pylväsmuuntamo, saadaan kertoimelle k arvoksi 1,5 taulukon 4.1 mukaisesti. Yhtälön 4.1 mukaisesti muuntajan nimellistehoksi saadaan 83,6 kVA, joten voidaan valita käytettävästä muuntajasarjasta 100 kVA tehoinen muuntaja. Muuntajasta on olemassa taulukon 4.2 mukaiset vaihtoehdot.

Taulukko 4.2 Muuntajien häviöt. (ABB 06a)

Nimellisteho [kVA]	Tyhjäkäyntihäviö [W]	Kuormitushäviö [W]
100	320	1750
	210	1475

Häviötehoiksi saadaan yhtälöiden (4.2) ja (4.3) mukaisesti

$$P_{k0} = 1,22 \text{ kW ja } 1,03 \text{ kW}$$

$$P_{00} = 0,314 \text{ kW ja } 0,206 \text{ kW}$$

Häviökustannuksiksi koko pitoajalta saadaan suurempihäviöiselle muuntajalle yhtälön (4.4) mukaisesti

$$K_{h,m} = 23,374 \cdot 1,22 \text{ kW} \cdot 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 1800 \text{ h} \\ + 17,159 \cdot 0,314 \text{ kW} \cdot 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 8760 \text{ h} = 3\,449 \text{ €}$$

Vastaavasti pienempihäviöisen muuntajan pitoajan häviökustannuksiksi saadaan 2 600 €, jolloin häviökustannuseroksi muodostuu 850 €. Näin ollen pienempihäviöinen muuntaja saa olla maksimissaan noin 850 € kalliimpi, kuin tavallinen muuntajakone.

5 Pienjänniteverkon suunnitteluperusteet

Pienjänniteverkkojen suunnittelufilosofia eroaa keskijänniteverkon suunnittelusta jonkin verran. Koska siirrettävät energiamäärät ovat usein paljon pienempiä, on myös keskeytyshaitta PJ-verkossa pienempi kuin KJ-verkoissa. Asiakasmäärä KJ-lähdöllä on tyypillisesti useita satoja, kun pienjännitemuuntopiirin asiakasmäärät jäävät usein kymmeneen. On siis selvää, ettei PJ-verkkojen suojauksiin ja käyttövarmuuteen kannata satsata yhtä paljon kuin keskijänniteverkoissa. Sen sijaan johtimien sähköinen ja taloudellinen mitoittaminen voidaan tehdä samoin laskentaperiaattein, kuin KJ-verkoissa.

5.1 Kuormitusmallit ja mitoitusenergiat

Verkoston suunnittelussa oleellisinta on saada selville tarkastellun verkko-osuuden huippu- tai keskiteho. Yleensä huipputeho ei ole tiedossa kuin keskijännitelähdöiltä ja suurimmilta asiakkailta, joilla on reaaliaikainen tehomittaus. Muissa tapauksissa tehot on arvioitava vuosienergian perusteella. Aiemmin mitoitusvahvuudet arvioitiin Velanderin kaavan avulla, joka antaa tarkkoja tuloksia yleensä vain suurten sähkökäyttäjajoukkojen huipputehoille. 1990 –luvun alusta lähtien on käytetty kuormitusmalleihin perustuvia menetelmiä, joiden avulla on mahdollista selvittää eri ajankohtien tehot. (Partanen 05b)

Nykyään käytettävät kuormitusmallit pohjautuvat Sähkölaitosyhdistyksen vuonna 1992 julkaisemaan sähkön käytön kuormitustutkimukseen ja kyseiset mallit ovat pääpiirteittäin käytössä vieläkin KSOY:n X-Power –verkkotietojärjestelmässä. Kuormitusmalleja on päivitetty VTT:n toimesta vuosina 2000 - 2003 vastaamaan paremmin nykyisiä kulutuksia, mutta verkkotietojärjestelmään niitä ei vielä ole siirretty. Tämän vuoksi verkkotietojärjestelmän käyttämät vuosienergiatiedot eivät täysin vastaa nykyhetken kulutuksia. Käsin laskennassa on syytä käyttää Kuormitustutkimus R10:n mukaisia vuosienergioita ja kuormituskäyriä. (SLY 92; Jalonen 00)

Kuormitusmalleista saadaan selville käyttäjärühmäkohtaiset 2-viikko- ja tunti-indeksit, joiden avulla voidaan ratkaista keskituntiteho yhtälöllä (SLY 92)

$$P_{ri} = \frac{E_r}{8760} \cdot \frac{Q_{ri}}{100} \cdot \frac{q_{ri}}{100} \quad (5.1)$$

missä P_{ri} = käyttäjäryhmän r ajanhetken i keskituntiteho
 E_r = vuosienergia käyttäjäryhmälle r
 Q_{ri} = 2-viikkoindeksi käyttäjäryhmälle r ajanhetkellä i
 q_{ri} = tunti-indeksi käyttäjäryhmälle r ajanhetkellä i

Yhtälön (5.1) mukainen keskiteho antaa arvion suuren käyttäjäjoukon tehosta, mutta yksittäisellä sähkökäyttäjällä huipputeho on suurempi. Olettamalla asiakasjoukon olevan normaalijakauman mukainen, voidaan usean samantyyppisen kuluttajan huipputeho laskea yhtälöllä (Partanen 05b)

$$P_{\max} = n \cdot \bar{P} + z_a \cdot \sqrt{n} \cdot \sigma \quad (5.2)$$

missä n = sähkökäyttäjien lukumäärä
 \bar{P} = keskiteho
 z_a = kerroin sille, että huipputeho ei ylitä laskettua arvoa a prosentin todennäköisyydellä
 σ = hajonta

Yleensä laskelmissa käytetään 1 % ($z_{99} = 2,32$) tai 5 % ($z_{95} = 1,65$) ylitystodennäköisyyttä kuormitettavuuslaskelmissa, 10 % ($z_{90} = 1,30$) jännitteenalenemataarkasteluissa ja 50 % eli keskitehoa häviölaskelmissa. (Partanen 05b)

Eri tyyppisillä sähkön käyttäjillä huipputehot esiintyvät usein eri aikaan, joten yhteen laskettu kuormitusten huipputeho tällöin pienempi kuin yksittäisten huipputehojen summa. Huipputeho eri tyyppisille sähkökäyttäjille voidaan laskea yhtälöllä (Partanen 05b)

$$P_{\max} = \sum_i (n_i \cdot \bar{P}_i) + z_a \sqrt{\sum_i (n_i \cdot \sigma_i^2)} \quad (5.3)$$

missä \bar{P}_i = käyttäjäryhmän i keskiteho
 n_i = käyttäjäryhmän i kuluttajien lukumäärä

Kuormitustutkimus R10 sisältää kuormituskäyrälaskennan lisäksi lämpötilakorjausmenetelmän, minkä avulla voidaan huomioida lämpötilan vaikutus alueellisesti kuormituk-

sien suuruuteen. Lämpötilakorjauksen avulla estimoidun huipputehon virhe on saatu pienenemään ko. tutkimuksessa 20 %:sta 5,8 %:iin. (Jalonen 00)

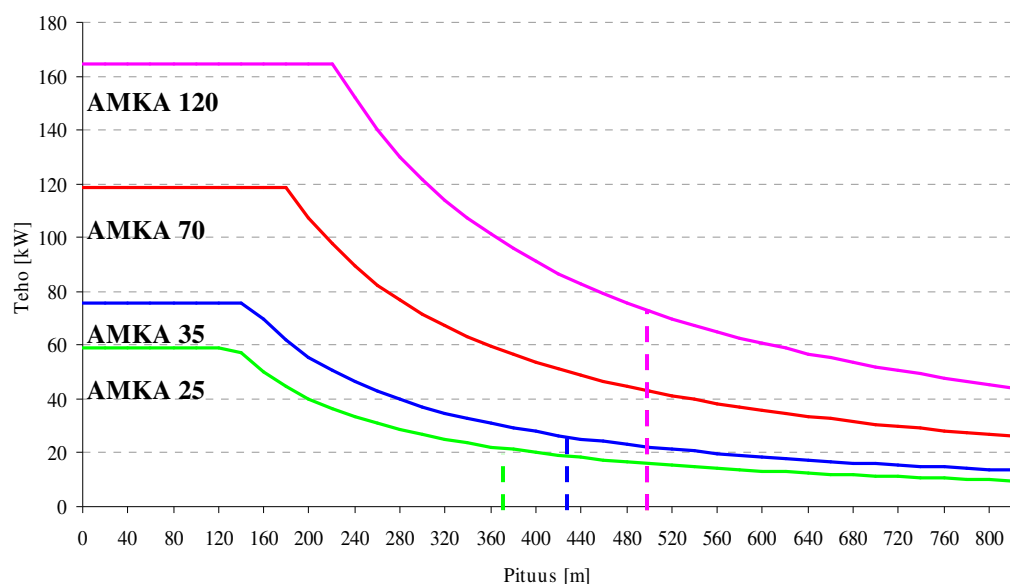
5.2 Johtimien mitoittaminen

Pienjänniteverkoissa johtimien mitoittaminen tehdään samoin periaattein, kuin kappaleessa 3 keskijänniteverkoille. Mitoituksessa on huomioitava johtimien kuormitettavuus, jännitteenalenema ja oikosulkukestoisuus, sekä taloudellisuus pitoaikana syntyvien häviöiden avulla.

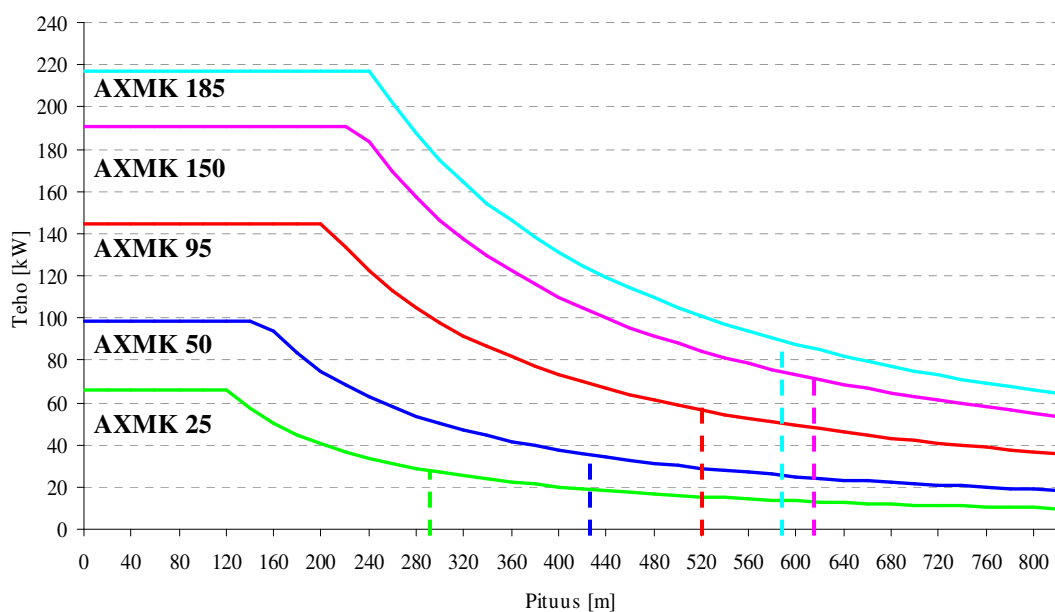
5.2.1 Johtimien sähkötekniset käyttöalueet

Sähkötekniset rajoitteet eri johtimille aiheutuvat PJ-verkoissa kuormitettavuudesta, jännitteenalenemasta ja syötön nopeasta poiskytkennästä, sekä jännitejähkytyksestä. Johtimien kuormitettavuudet ja sähköiset arvot on esitetty liitteessä 1. Kuvassa 5.1 on esitetty eri poikkipintaisten AMKA-johtojen ja kuvassa 5.2 AXMK-kaapeleiden sähkötekniset käyttöalueet.

Vaakasuora raja syntyy johtimen kuormitettavuudesta, ja pystysuora katkoviivalla merkitty rajoitus syötön nopean poiskytkennän vaatimuksesta. Minimioikosulkuvirta syötön nopealle poiskytkennälle saadaan luvun 5.3.3 taulukosta 5.4 ja se lasketaan myöhemmin esitettävän yhtälön (5.6) mukaisesti. On siis olemassa maksimipituus, minkä jälkeen yksivaiheinen oikosulkuvirta menee liian pieneksi, jotta suurin johtimelle sallittu sulake palaisi riittävän nopeasti. Luonnollisesti pienempää sulaketta käyttämällä päästään suurempiin johtopituuksiin. Kuvassa 5.1 AMKA 70 ja AMKA 120 johtojen maksimipituudet ovat hyvin lähellä toisiaan, joten niiden kohdalla näkyy vain yksi viiva. Kaareva osuus on jännitteenaleneman aiheuttama yläraja siirtomatkan funktiona.



Kuva 5.1 AMKA-johtimien sähkötekniset käyttöalueet sallitun jänniteenaleneman ollessa 6,9 %. Nopean poiskytkennän maksimietäisyydet on laskettu 100 kVA muuntajaa käytettäessä.

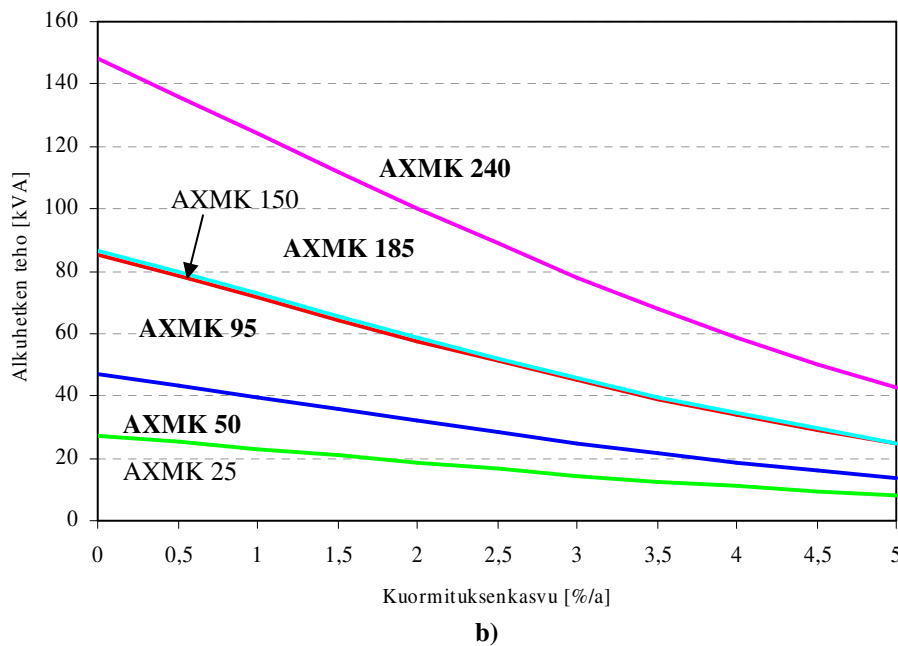
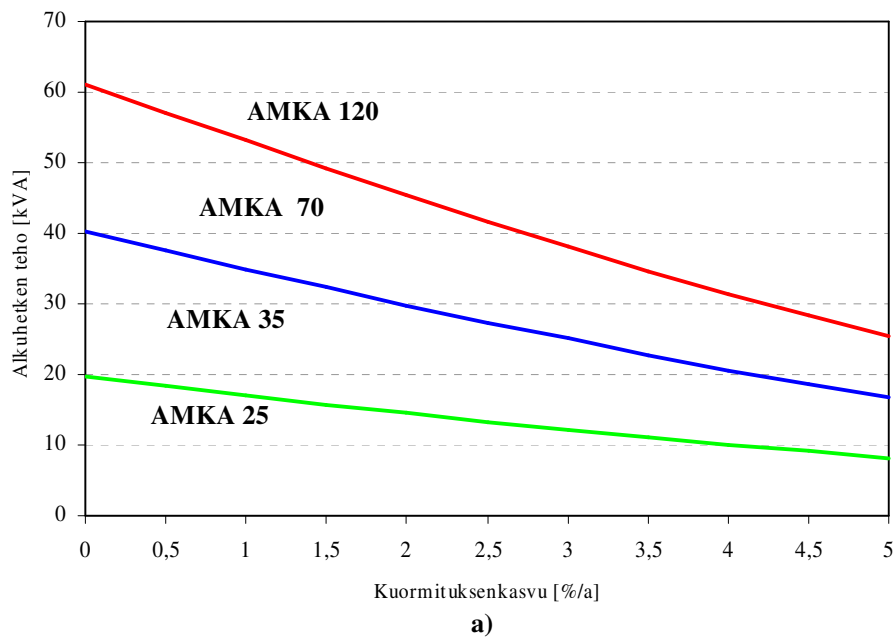


Kuva 5.2 AXMK-kaapeleiden sähkötekniset käyttöalueet jänniteenalenemalla 6,9 %. Poiskytkentäehdon maksimietäisyydet on laskettu poikkipinnoille 25 – 95 315 kVA muuntajalle ja poikkipinnoille 150 - 185 500 kVA muuntajalle.

AXMK-kaapeleiden siirtoetäisyydet suurimmilla sallituilla sulakkeilla ovat hieman AMKA-johtoja lyhyemmät, johtuen suuremmista sulakkeista. Sallitut sulakekoot eri poikkipinnoille esitetään myöhemmin taulukoissa 5.2 ja 5.3.

5.2.2 Johtimien taloudelliset käyttöalueet

Pienjännitejohtojen taloudelliset rajatehot voidaan laskea samalla tavalla kuin tehtiin luvussa 3.4. Esimerkkinä johtimien taloudellisista käyttöalueista kuvassa 5.3 on esitetty KSOY:ssä tällä hetkellä käytössä olevien AMKA- ja AXMK-johtimien rajatehokäyrät, kun kuormituksen oletetaan kasvavan vakioprosentilla koko pitoajan ja häviöenergian sisältävän häviötehon hinta on $H_h = H_{hE} * t_h = 0,035 \text{ €/kWh} * 1000 \text{ h} = 35 \text{ €/kW,a}$.

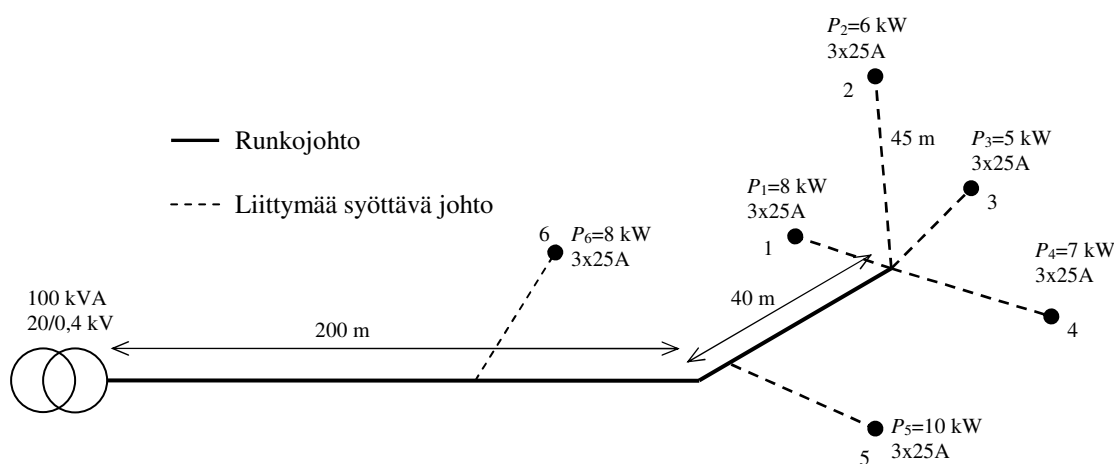


Kuva 5.3 a) AMKA-riippukierrejohtimien ja b) AXMK-kaapeleiden taloudelliset käyttöalueet kuormituksen kasvuprosentin funktiona, kun kuormitus kasvaa koko pitoajan vakioprosentilla. Häviöiden hintana on käytetty arvoa 35 €/kW,a. Johtimien hinnat ovat KSOY:n sisäisiä.

Rajatehokäyristä havaitaan kaikille AMKA-johtojen poikkipinnoille löytyvän selkeät käyttöalueet, mutta AXMK-kaapeleilla poikkipinnan 150 käyttöalue on käytännössä olematon, joten kyseistä poikkipintaa ei ole taloudellisessa mielessä järkevää käyttää.

5.2.3 Esimerkki johtimien mitoituksesta

Mitoitetaan kuvan 5.4 mukaiselle muuntopiiriin lähdölle johtimet siten, että ne täyttävät tekniset reunaehdot ja ovat myös häviökustannuksiltaan mahdollisimman alhaiset. Kyseinen haja-asutusalue on tarkoitus sähköistää AMKA-johtimin ja sitä syöttää 100 kVA muuntaja. Pitoaika on 35 a ja vuotuisen kuormituksen kasvun oletetaan olevan 1 %/a koko pitoajan loppuun saakka.



Kuva 5.4 Muuntopiiriin asiakkaiden mitoitusohdot ja sulakekoot.

Valitaan aluksi 200 m runkojohto-osuudelle sopiva johdin. PJ-lähdön alkuketken mitoitusohdot on noin 46,3 kVA tehokertoimella $\cos \varphi = 0,95$. Kuvan 5.3 mukaisesti 1 %/a kuormituksen kasvulla ollaan AMKA 70-johtimen käyttöalueella. Tarkistetaan seuraavaksi jännitteenalenema. Kuormitus pitoajan lopussa on $46,3 \text{ kVA} * 1,01^{35} = 65,6 \text{ kVA}$, mikä tarkoittaa 200 m AMKA 70-johtimella noin 4,2 % jännitteenalenemaa. AMKA 70-johtimen suurin sallittu siirtoetäisyys syötön nopean poiskytkennän puitteisissa, 160 A sulaketta käyttäen, on kuvan 5.1 mukaisesti 493 m nimellisteholtaan 100 kVA muuntajalla.

Seuraavaksi on valittava 40 m runkojohdon osalle johdinpoikkipinta. Tämän johto-osan alkuketken teho on noin 27,4 kVA, koska alkupään liittymä 5:n vaikutus koko johdon kuormitukseen on vähäinen, eikä sitä huomioida. Näin ollen johtimeksi voidaan valita AMKA 35 kuvan 5.3 käyrästä, jolloin jännitteenalenema tarkasteluvälin lopussa

johdolla on noin 1 %. Sähköteknisesti tarkastellulle johto-osalle riittäisi AMKA 35-johdin, mutta käytännössä näin lyhyt osa toteutettaisiin samalla poikkipinnalla kuin alkuosa. Näin vältetään aikaa vievältä kelan vaihtamiselta ja johtimien jatkamiselta.

Liittymiä syöttäviksi johdoiksi voidaan valita KSOY:ssä yleisesti käytetyt AMKA 25 riippukierrehdot tai AMCMK 25/16 kaapelit. Tällöin jännitetaso olisi huonoimmillaan tarkastelujakson lopussa liittymällä 2 noin 220 V AMKA 25 johtoa käyttäen, joten jännitteenalenema ei muodostu ongelmaksi. Ohuemmatkin poikkipinnat soveltuisivat pienistä etäisyyksistä ja kuormituksista johtuen, mutta ne eivät ole nykyään varastoitavia komponentteja. Lisäksi pienten poikkipintojen, kuten AMKA 16, käyttäminen aiheuttaisi helposti oikosulkukestoisuusongelmia ja välisulakkeiden lisääntymistä.

5.3 Suojausmenetelmät

PJ-verkkojen suojaukset toteutetaan sulakkein, kun KJ-verkoissa on käytössä releistys ja katkaisijat. Seuraavissa kappaleissa esitetään sulakesuojauksen toimivuuden kannalta tärkeä maadoittaminen, sulakesuojauksen toteuttamisen periaate ja laskentakaavat. PJ-verkkojen sulakesuojauksista on olemassa tarkat määräykset, mitkä pitkälti sanelevat suojauksen toteutustavan.

5.3.1 Pienjännitemuuntopiirin maadoitukset

Käsitellään aluksi muuntamoiden maadoitukset standardin SFS 6001 mukaisesti. Kyseinen standardi on ollut voimassa vuoden 2003 alusta lähtien. Lähtökohtana muuntamon maadoituksia suunniteltaessa on maadoitusjännite U_E , mikä voidaan laskea yhtälöillä (SFS 6001; RJ 19:02)

$$U_E \leq k \cdot U_{TP} \quad (5.4)$$

$$U_E = I_E \cdot Z_E \quad (5.5)$$

missä k = asennuksen mukaan määräytyvä kerroin
 U_{TP} = sallittu kosketusjännite
 I_E = maasulkuvirta
 Z_E = maadoitusimpedanssi

Sallitulle kosketusjännitteelle U_{TP} saadaan arvo laukaisuajan perusteella taulukon 5.1 mukaisesti. (RJ 19:02) Taulukko perustuu standardin (SFS 6001) mukaiseen käyrään, jossa on esitetty kosketusjännite U_{TP} virran kestoajan funktiona.

Taulukko 5.1 Sallittujen kosketusjännitteiden arvot laukaisuajan mukaisesti. (RJ 19:02)

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

Tavoitetasolla kerroin k saa arvon 2, jolloin muuntamon maadoituksen lisäksi PJ-verkko maadoitetaan kohdan - Pienjänniteverkon maadoitukset - mukaisesti. Muuntamalla KJ- ja PJ-verkkojen maadoitukset yhdistetään, jos se on mahdollista. Mikäli muuntamolle ei voida tehdä riittävää maadoitusta, on jokainen PJ-lähtö maadoitettava enintään 200 m päässä muuntamosta. (RJ 19:02)

Kun teknisten tai taloudellisten seikkojen vuoksi ei voida saavuttaa tavoitetasoa, käytetään arvoa $k = 4$. Ehtoina suuremman arvon käyttämiselle ovat: huonot maadoitusolosuhteet, muuntamolle tehtävä potentiaalinhojaus tai jokaisen PJ-johtohaaran maadoittaminen. (RJ 19:02)

Mikäli koko muuntopiirin alue on huonosti johtavaa, esim. kalliota tai soraa, voidaan käyttää arvoa $k = 5$. Tällöin on noudatettava seuraavia ehtoja: (RJ 19:02)

- muuntamolle on tehtävä potentiaalinhojaus
- liittymillä pitää olla maadoitus
- jos edellistä ei voida varmentaa, tehdään liittymän rakennuksen ympärille potentiaalinhojaus

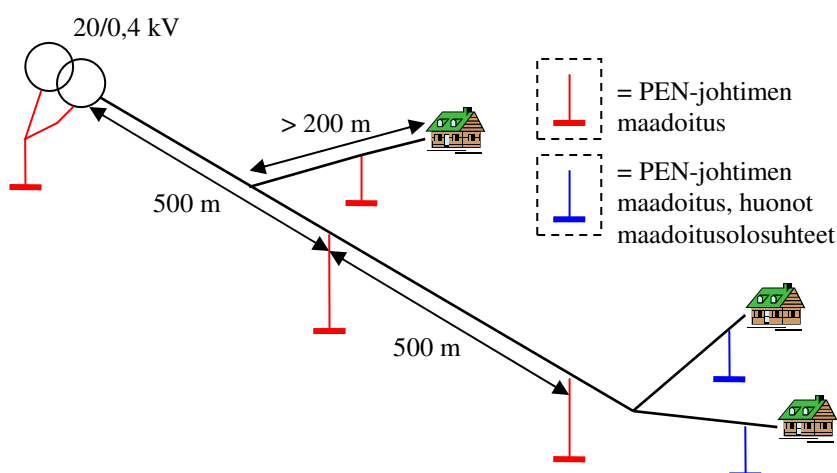
Esimerkiksi, jos muuntamolla maasulkuvirta on 15 A ja poiskytkentä tapahtuu 0,4 sekunnissa, saadaan yhtälöiden (5.4) ja (5.5) mukaisesti maadoitusimpedanssin minimiarvoksi $Z_E = 37 \Omega$. Mikäli maasulkuvirta olisi vain 10 A saadaan arvoksi $Z_E = 56 \Omega$, joten KJ-verkon maasulkuvirralla on suuri vaikutus muuntopiirin maadoitusvaatimukseen. Maadoitus- ja potentiaalintasausjohtimien poikkipinnat on oltava vähintään 16 mm² kuparia, 35 mm² alumiinia tai 55 mm² terästä (SFS 6001). Alumiini tai teräsjohtimia ei kuitenkaan käytetä maadoitusten tekemiseen KSOY:ssä.

Pienjänniteverkon maadoitukset

Suomessa pienjännitejakeluverkko on toteutettu TN-C –järjestelmänä, jossa on yhdistetty nolla- ja suojajohdin eli PEN-johdin. Tällöin sähköliittymään on tehtävä maadoitus standardin SFS-6000 mukaisesti. Maadoituksen määräysten mukainen rakentaminen on tärkeää sähköturvallisuuden kannalta, mutta se on liittymän haltian vastuulla, ei verkkoyhtiön. Jakeluverkon ja liittymän haltian sähkölaitteistojen raja on päävarokkeita käytettäessä pääsulakkeen verkon puoleisissa liittimissä. Yleisesti tämä raja on sähköliittymän mittauskeskuksessa ja se tarkoittaa siis eri asiaa kuin liittämiskohta. (SFS 144)

Jakeluverkon PEN-johdin on maadoitettava syöttöpisteessä (muuntaja tai generaattori) tai korkeintaan 200 m päässä siitä. Lisäksi jokainen yli 200 m pitkä johto tai johtohaara on maadoitettava loppupäästään tai enintään 200 m päässä siitä. AMKA-johdoilla suositellaan maadoittamista vähintään 500 m välein ylijännitesuojauksen toimivuuden vuoksi. Siellä missä on käytettävissä maadoituselektrodi, suositellaan PEN-johtimen maadoittamista, kuten myös kaapelijakokaapeilla. Maadoituselektrodien maadoitusimpedanssin tulisi olla olosuhteiden salliessa alle 100 Ω , mikäli tämä arvo ylittyy on toimittava huonojen maadoitusolosuhteiden mukaisesti. Huonojen maadoitusolosuhteiden vallitessa tulee maadoitus tehdä jokaiselle johtohaaralle erikseen. (SFS 144; RJ 19:02)

Mikäli kaikkien liittymien maadoitus on tehty määräysten mukaisesti, voidaan yli 200 m johtohaara jättää ilman erillistä maadoitusta (SFS 144). Tämä ei kuitenkaan ole kovin suotavaa, sillä koskaan ei voida olla täysin varmoja liittymien maadoitusten toteuttamisesta. Näin ollen KSOY:ssä maadoitukset tehdään aina yli 200 m johdoille. Muuntopiirin maadoitusten toteuttaminen esitetään kuvassa 5.5.



Kuva 5.5 PJ-muuntopiirin maadoittaminen normaaleissa ja huonoissa maadoitusolosuhteissa.

Mikäli muuntopiirissä on vain yksi lähtö, on siihen tehtävä muuntamon maadoituksen lisäksi PJ-verkon maadoitus. Muutoin esimerkiksi maadoitusjohtimen katkettua muuntamolta, saattaa koko PJ-verkko jäädä ilman maadoitusta. (RJ 19:02)

5.3.2 Ylikuormitussuojaus

Ylikuormitussuojauksella estetään johtimien liiallinen kuumentuminen kuormitusvirran vaikutuksesta, eli terminen tuhoutuminen ja palovaaran aiheutuminen. Eri johdintyyppi- en suurimmat sallitut kuormitusvirrat on esitetty liitteessä 1. Ylikuormitussuojausta ei vaadita jakeluverkoissa maakaapeleilta, eikä paljailta tai itsestään sammuvilta johtimil- ta. AMKA-johdot sen sijaan tulee suojata ylikuormitukselta. (SFS 144) KSOY:ssä maakaapelit on kuitenkin yleensä suojattu ylikuormitukselta, mikä ehkäisee niiden vaurioitumista.

Maakaapeliverkot ovat sähkölaitoksissa yleensä asennettu palonkestävästi, jolloin ylikuormitussuojausta ei vaadita. Ainoastaan liittymiskaapelit saattavat vaatia parem- man suojauksen. Näin ollen pienjännitekaapeleiden suojaaminen voidaan toteuttaa taulukon 5.2 mukaisia sulakkeita käyttäen, jolloin kaapeleiden kuormitettavuus käytetään tarkoin hyödyksi ilman vaurioitumisriskiä. (SA 2:92)

Taulukko 5.2 Pienjännitekaapeleiden suurimmat ylivirtasuojan nimellisvirrat gG-sulakkeita käytettäessä. (SA 2:92)

Kaapeli	Liittymisjohdot		Runkojohdot
	Kuluttajan pääsulake [A]	Liittymisjohdon oikosulkusulake [A]	Sulake [A]
AXMK 4x25	80	160	100
AXMK 4x35	100	250	125
AXMK 4x50	125	315	125
AXMK 4x70	125	400	160
AXMK 4x95	160	500	200
AXMK 4x120	200	630	250
AXMK 4x150	200	630	250
AXMK 4x185	250	800	315
AXMK 4x240	315	1000	400
AMCMK 3x25/16	80	160	100
AMCMK 3x35/16	80	200	125

AMKA-johdoilla ylikuormitussuojaukseen vaikuttaa huomattavasti kuormitushuipun ajankohta. Huipun ajoituksessa kesäkuukausille, voi ympäristön lämpötila olla jopa 40 °C. AMKA-johtojen ylikuormitussuojaukseen käytettävien gG-sulakkeiden nimellisvirrat eri ympäristön lämpötiloissa esitetään taulukossa 5.3. (SJ 1:94) Standardeissa ja tämän työn laskelmissa sulakearvoina käytetään 20 °C lämpötilan arvoja.

Taulukko 5.3 AMKA-johtojen ylikuormitussuojana toimivan gG-sulakkeen enimmäiskoko eri lämpötiloissa. (SJ 1:94)

AMKA	Nimellisvirta I_N [A]		
	Ympäristön lämpötila [°C]		
	20	25	40
3x16+25	63	50	50
3x25+35	80	63	63
3x35+50	100	80	80
3x50+70	125	100	100
3x70+95	160	125	125
3x120+95	200	200	160

Ylikuormitussuojaus voidaan toteuttaa myös johdon loppupäässä sijaitsevilla sulakkeilla. Tällöin ylikuormitussuojana voidaan käyttää liittymien pääsulakkeita, joiden yhteenlaskettu nimellisvirta ei ylitä johtimen kuormitettavuutta. Ylikuormitus- ja oikosulkusuojauksen toteutus esimerkki esitetään myöhemmin kuvassa 5.7.

5.3.3 Oikosulkusuojaus

Pienjänniteverkoissa syötön nopean poiskytkennän on tapahduttava määrättyssä ajassa, pienimmän yksivaiheisen oikosulkuvirran vaikutuksesta. Vikavirran tulee toisin sanoen

olla niin suuri, että sulake palaa riittävän nopeasti, ja toisaalta sulakkeen nimellisvirta ei saa olla liian suuri. Yksivaiheinen oikosulkuvirta voidaan laskea yhtälöllä (SA 2:92)

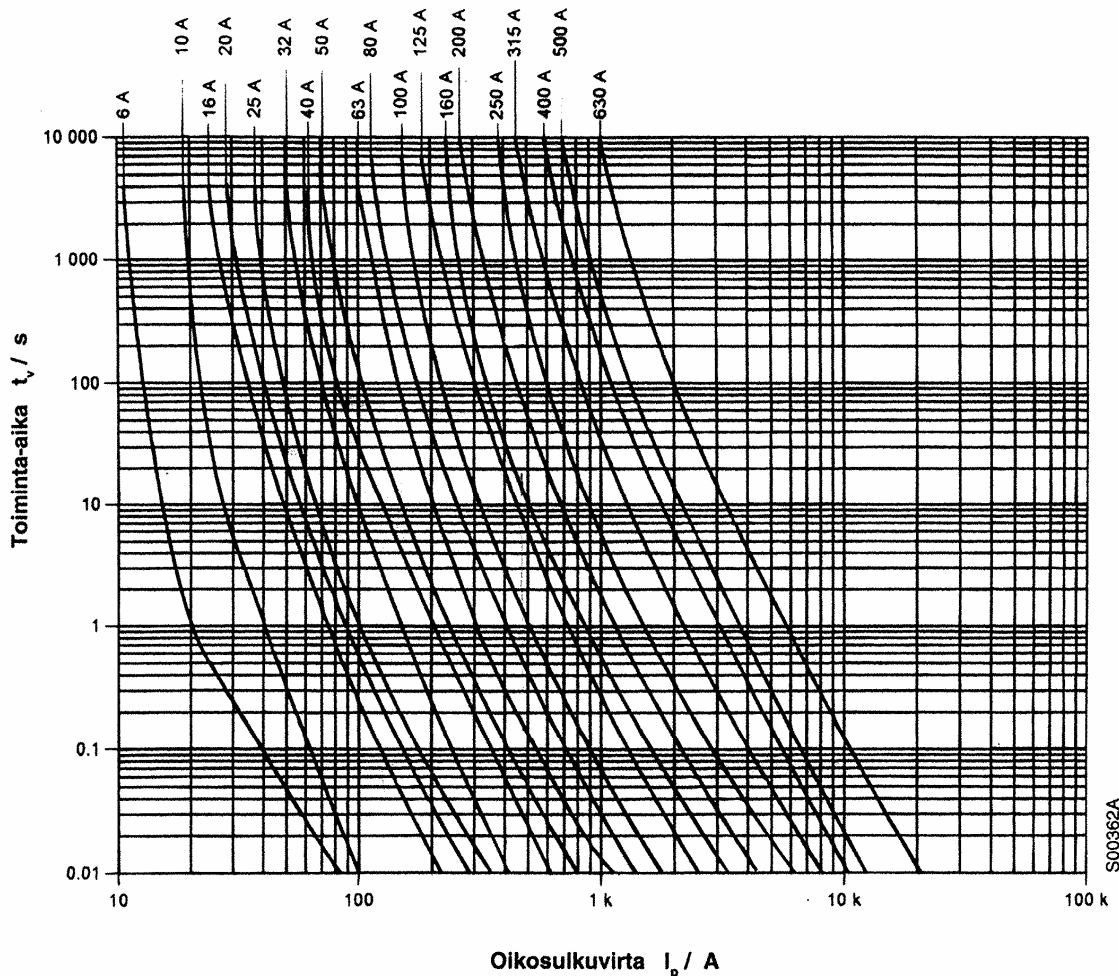
$$I_{k1v} = \frac{3 \cdot U_v}{\sqrt{(2R_m + R_{m0} + 3l(r_j + r_0))^2 + (2X_m + X_{m0} + l(2x_j + x_{j0} + 3x_0))^2}} \quad (5.6)$$

missä	U_v	= vaihejännite	r_j	= vaihejohtimen resistanssi
	R_m	= muuntajan oikosulkuresistanssi	x_j	= vaihejohtimen reaktanssi
	X_m	= muuntajan oikosulkureaktanssi	x_{j0}	= vaihejohtimen nolhareaktanssi
	X_m	= muuntajan oikosulkureaktanssi		
	R_{m0}	= muuntajan nolaresistanssi	r_0	= nolajohtimen resistanssi
	X_{m0}	= muuntajan nolareaktanssi	x_0	= nolajohtimen reaktanssi
	l	= johdon pituus		

Kun tiedetään oikosulkuvirta, voidaan sulakkeen toiminta-aika lukea käyrästä. Kuvassa 5.6 on esitetty OFAA-mallisten gG-kahvasulakkeiden toimintakäyrät. Kyseisiä kahvasulakkeita käytetään yleisesti jakeluverkkojen suojaamiseen. Selektiivinen suojaus saavutetaan jättämällä verkon peräkkäisten sulakkeiden nimellisvirtojen väliin yksi porras väliä. Selektiivistä toimintaa ei PJ-verkoissa vaadita, mutta siihen tulisi mahdollisuuksien mukaan pyrkiä (SFS 144).

PJ-verkoissa oikosulku on kytkettävä pois enintään viidessä sekunnissa. Jakeluverkoissa voidaan verkonhaltijan harkinnan mukaan käyttää myös pidempiä poiskytkentäaikoja, mutta 15 s toiminta-aikaa ei saa ylittää. Taulukossa 5.4 esitetään jakeluverkon automaattisen poiskytkennän suorittavan sulakkeen nimellisvirran I_N suhde verkon pienimpään oikosulkuvirtaan. Kyseisillä arvoilla poiskytkentäaika saattaa ylittää 5 sekuntia eikä johtimien, erityisesti kaapeleiden, terminen kestoisuus ole varmaa. Mikäli taulukon 5.4 arvot eivät ole voimassa, vian aikainen jännite maahan nähden ei saa ylittää 75 V. (SFS 144)

KSOY:ssä on käytössä lisäksi uusien standardien suosittama, yksivaiheisen oikosulkuvirran 250 A:n minimivaatimus PJ-verkoissa. Poikkeuksena sallitaan 180 A yksivaiheinen oikosulkuvirta 3 x 25 A:n pääsulakkeen loma-asunnoilla ja kohteissa joissa verkon vahvistaminen AMKA 70-johtimeksi ei riitä, eikä sähkönlaatuongelmia ole havaittu.



Kuva 5.6 OFAA-mallisten gG-kahvasulakkeiden toiminta-ajat virran funktiona. (ABB 06c)

Taulukko 5.4 Jakeluverkon automaattisen poiskytkennän minimoikosulkuvirrat gG-sulakkeille. (SFS 144)

Ylivirtasuojaja	Pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta jakeluverkossa
gG-sulake $I_N \leq 63$ A	$2,5 \times I_N$
gG-sulake $I_N > 63$ A	$3,0 \times I_N$

Uuden sähköliittymän liittyminen vanhaan jakeluverkkoon

Uuden sähköliittymän liittyessä aiemmin rakennettuun sähkölaitoksen jakeluverkkoon, saa pääsulakkeet mitoittaa taulukon 5.5 mukaisesti pienimmän yksivaiheisen oikosulkuvirran perusteella, mutta perusvaatimus on kuitenkin 5 sekunnin palamisaika. Aikaisemmin rakennetulla jakeluverkolla tarkoitetaan muita, kuin kokonaan uuden PJ-verkon ja muuntamon käsittäviä muuntopiirejä. (SFS 144)

Mikäli uusi asiakas liittyy muuntopiiriin, jonka käyttöönotto on tapahtunut ennen päivämäärää 1.7.1997, saadaan noudattaa (A1 93) mukaisia määräyksiä, eli taulukon 5.4

mukaisia arvoja. Käyttöönottopäivämäärän ollessa 1.7.1997 tai sitä myöhempi, noudatetaan (A2 94) määräyksiä, eli 5 sekunnin sääntöä. Pienillä, pääsulake ≤ 35 A, liittymillä ei ole merkitystä kumpaa sääntöä käytetään, mikäli oikosulkuvirta on vähintään KSOY:ssä vaadittu 250 A.

Taulukko 5.5 Liittymän pääsulakkeen nimellisvirran suhde verkon pienimpään yksivaiheiseen oikosulkuvirtaan. (SFS 144)

Liittymän pääsulake	Pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta jakeluverkossa
gG-sulake $I_N \leq 63$ A	$3,5 \times I_N$
gG-sulake $I_N > 63$ A	$4,5 \times I_N$

Liittymisjohdon suojaus

Sulakesuojauksen suunnittelussa liittymisjohdolla tarkoitetaan liittymää syöttävää, yksittäistä runkojohdosta lähtevää haaraa. Liittymisjohdossa ei saa olla haaroituksia ja sen on syötettävä liittymää suoraan jakeluverkon runkojohdosta. (SFS 144) Asiakkaan omistama ja rakennuttama liittymisjohto puolestaan on liittymän pääkeskuksen ja jakeluverkon välinen johto-osa, joka kuitenkin on mitoitettava sähköteknisesti verkonhaltijan toimesta.

Mikäli liittymää syöttävä johto on suojattu jakeluverkon oikosulkusuojalla, jonka toiminta-aika on enintään 5 s liittymisjohdon lopussa tapahtuvassa yksivaiheisessa oikosulussa, riittää ylikuormitussuojaksi liittymän pääsulakkeet ja oikosulkusuojaksi jakeluverkon ylivirtasulake. Käytettäessä taulukon 5.4 mukaisia mitoituksia, saattaa oikosulkusuojan toiminta-aika ylittää 5 s. Tällöin on noudatettava seuraavia vaatimuksia: (SFS 144)

- Liittymiskaapelin poikkipinta on vähintään 10 mm^2 kuparia tai 16 mm^2 alumiinia ja ylikuormitussuojaus johdon lopussa esim. liittymän pääsulakkein.
- Läpivienti tehtävä vähintään lujusluokan 4 asennusputkella, ellei seinän rakenne ole paloturvallinen, esim. tiili tai betoni. Lisäksi liittymiskaapeli on suojattava mekaaniselta rasitukselta.
- Rakennuksen sisällä liittymiskaapelin asennus on tehtävä paloturvallisesti, eikä se saa koskettaa muita kaapeleita.
- Ulkoseinällä ja rakennuksen sisällä liittymiskaapelin pituus rajoitettava mahdollisimman lyhyeksi.

Taulukoissa 5.6 ja 5.7 esitetään liittymisjohtona toimivien maakaapeleiden ja AMKA-johtojen oikosulkusuojasulakkeiden suurimmat sallitut nimellisvirrat. Taulukossa 5.7 mainittava 15 sekunnin toiminta-aika luetaan kuvan 5.6 käyriltä. Näiden ehtojen mukaisesti mitoitettun liittymisjohdon kunto on tarkistettava oikosulun tapahduttua. (SFS 144)

Taulukko 5.6 Kaapeloidun liittymisjohdon oikosulkusuojauksen suurimmat sallitut nimellisvirrat toiminta-ajan ollessa enintään 15 s taulukon 5.3 mukaisilla oikosulkuvirroilla. (SFS 144; SJ 1:94)

Kaapelin poikkipinta [mm ²]		gG-tyyppin sulakkeen suurin sallittu nimellisvirta [A]
Kupari	Alumiini	
6*	10*	80
10*	16*	125
16	25	160
25	35	200

*Poikkipinnat käytössä vain vanhoissa verkoissa

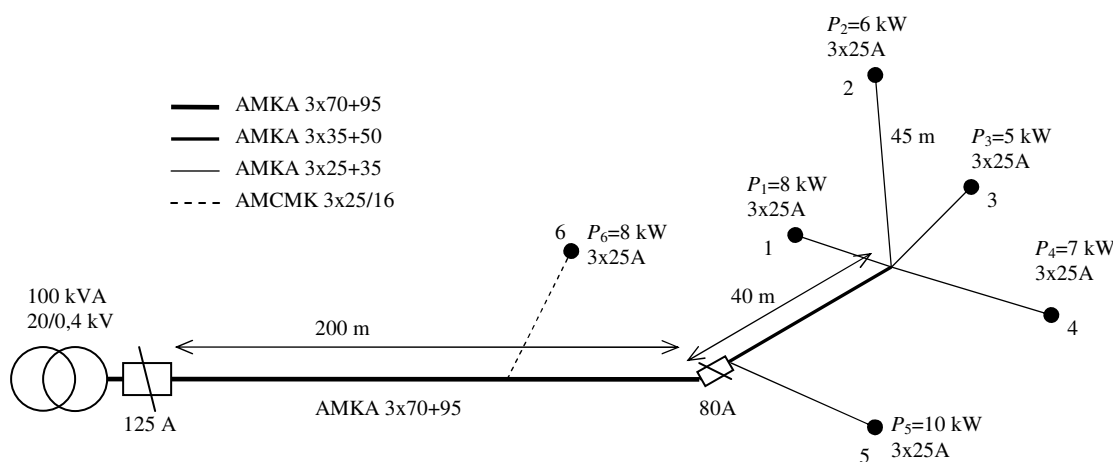
Taulukko 5.7 AMKA-johdolla toteutetun liittymisjohdon tai runkojohdon haaran oikosulkusuojauksen suurimmat sallitut nimellisvirrat. (SFS 144)

AMKA-johdin [mm ²]	gG-tyyppin sulakkeen suurin sallittu nimellisvirta [A]	
	Sulake ei täytä 15 s ehtoa	Sulake täyttää 15 s ehdon
1	2	3
3 x 16 + 25*	80	125
3 x 25 + 35	100	160
3 x 35 + 50	160	200
3 x 50 + 75	200	250
3 x 70 + 95	250	315
3 x 95 + 95	315	400
3 x 120 + 95	400	500

*Poikkipinnat käytössä vain vanhoissa verkoissa

5.3.4 Esimerkki AMKA-verkon sulakesuojauksesta

Seuraavassa esitetään esimerkkikohteen avulla sulakesuojauksen toteuttamisen periaatteet AMKA-verkolle. Kuvassa 5.7 on esitetty AMKA-verkon sulakesuojaus, kun kuormitushuipun aikaiseksi lämpötilaksi oletetaan 20 °C ja mitoitustehot sekä liittymien sulakkeet ovat kuvan mukaiset. Johdinpoikkipinnat on määritelty aiemmin kohdassa 5.2.3 pitoajan ollessa 35 a ja kuormituksen kasvun 1%/a.



Kuva 5.7 AMKA-verkon sulakesuojauksen esimerkki. Kuormitushuipun aikaiseksi lämpötilaksi on oletettu 20 °C.

Mitoitustehoksi pienjännitelähdölle saadaan tarkasteluajan lopussa 62 kW, mitä vastaava kuormitusvirta on noin 94 A. Tällöin lähdön sulakkeeksi voidaan valita epätarkkuudet huomioiden nimellisvirraltaan $I_N = 125$ A sulake, mikä toimii AMKA 70-runkojohdon ylikuormitussuojana. Pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta esiintyy liittymällä 2 ja on suuruudeltaan $I_{k1v} = 592$ A, kaavan (5.1) mukaisesti. AMKA 70-johdolle valittu 125 A sulake käy myös syötön nopean poiskytkennän puolesta, sillä taulukon 5.4 mukainen vaatimus $I_{k1v} \geq 3 \times I_N$ täyttyy. Virralla 592 A kyseinen 125 A gG-sulake toimii kuvan 5.6 käyrän mukaisesti alle kolmessa sekunnissa.

Liittymien 1 - 5 pääsulakkeiden nimellisvirtojen summa 125 A on suurempi kuin AMKA 35-johtimen maksimikuormitettavuus 115 A, joten on käytettävä enintään 100 A välisulaketta. Välisulakkeen jälkeisen verkonosan suurin kuormitusvirta tarkasteluajaksi on noin 77 A, joten voidaan valita 80 ampeerin sulake, jolla myös selektiivisyys toteutuu. Muutoin verkoston ylikuormitussuojaus hoituu tässä tapauksessa liittymien pääsulakkeilla ja PJ-lähdön sulakkeella, sillä jakeluverkon 125 A sulake palaa alle viidessä sekunnissa.

125 ampeerin sulake runkojohdolla rajoittaa liittymää syöttävän johdon poikkipinnaksi liittymällä 6 vähintään 16 mm² alumiinia tai 10 mm² kuparia oikosulkukestoisuuden vuoksi (taulukot 5.6 ja 5.7). KSOY:ssä käytettävät pienimmät poikkipinnat ovat nykyään 25 mm² alumiinia ja 16 mm² kuparia, mutta vanhemmista verkoista löytyy pienempiäkin poikkipintoja, mikä tulee huomioida suunnittelussa. Mikäli jokin

liittymisjohto olisi 6 mm^2 kuparia tai 10 mm^2 alumiinia, ei näiden oikosulkusuojana toimiva sulake saisi olla kuin 80 A.

Edellä esitetyn perusteella AMKA-verkon sulakesuojauksen suunnittelu voidaan jakaa seuraaviin vaiheisiin:

- 1) *Valitaan runkojohdolle sulake*, joka on suurempi kuin maksimikuormitusvirta kuormituksen kasvu huomioiden ja pienempi kuin taulukon 5.3 arvo.
- 2) *Lasketaan verkon pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta*. Taulukon 5.4 ja 250 A (180 A) oikosulkuvirtaehdot tulee täyttyä. Mikäli ehdot eivät täyty on verkkoa vahvistettava, runkojohdon sulaketta pienennettävä tai käytettävä välisulaketta.
- 3) Tarkistetaan liittymisjohtojen ja mahdollisten ohuempien runkojohtojen *kuormitusketoisuus*. Tarvittaessa on käytettävä välisulakkeita tai vahvistettava runkojohtoja.
- 4) *Liittymisjohtojen oikosulkusuojana* toimiva sulake ei saa olla taulukoiden 5.6 ja 5.7 arvoja suurempi. Tarvittaessa liittymisjohtoa on vahvistettava tai sille on asennettava sopiva välisulake.

5.3.5 Esimerkki kaapeliverkon sulakesuojauksesta

Taajamissa ja kaupunkialueilla pienjänniteverkko kaapeloidaan lähes poikkeuksetta. Kuvassa 5.8 esitetään tyypillinen kaapeloitu omakotitaloalue Kotkan Mussalosta. Alue on jo lähes valmiiksi rakennettu, joten kuormituksen oletetaan kasvavan vielä 10 vuotta 3 %/a. Kaikkien liittymien pääsulakkeet ovat $3 \times 25 \text{ A}$ ja PJ-lähtöjen alkuketken maksimitehot ovat verkkotietojärjestelmän mukaan: $P_{JK1} = 24 \text{ kW}$, $P_{JK2} = 37 \text{ kW}$ ja $P_{JK3} = 78 \text{ kW}$. Johtimet on mitoitettu, kuten kohdassa 5.1.3, vastaamaan nyt 10 vuoden ja 3 %/a kuormituksen kasvua. Poikkeuksena tähän on AXMK 185-kaapelin valinta lähdölle JK1 mahdollista rivitalon rakentamista varten luoteiskulman tontille.



Kuva 5.8 Kotkan Mussalossa sijaitseva muuntopiiri 4273.

Kaapeliverkkojen sulakesuojaus eroaa hieman AMKA -verkoista. Erona kaapeliverkoissa on jakokaapeilla käytettävät välisulakkeet. Niitä käytetään, jotta vältetään kaapeleiden vioittumiselta ja parannetaan selektiivisyyttä. Usein myös käytetään silmukayhteyksiä jakokaappien välillä, jolloin vikatilanteissa syöttö voidaan ohjata toista reittiä. Vikatilanteet tulee huomioida sulakesuojauksissa, jotta kaapeleiden kuormitettavuus saataisiin käytettyä tarkkaan hyödyksi ilman vaurioitumisriskiä.

Valitaan aluksi runkojohdoille sulakkeet. JK 3:a syöttävän runkojohdon suurin kuormitusvirta on tehon avulla laskien noin 120 A. Olettaen että kuormitus kasvaa alueella vielä 10 vuotta 3 % vuodessa, on maksimivirta loppuhetkellä noin 161 A. Taulukon 5.2 mukaisesti AXMK 185-runkojohdon sulake voisi olla nimellisvirraltaan 315 A, mutta nyt voidaan valita kuormitusvirran pienuuden vuoksi 200 A sulake lähdölle JK 3. Lähdöllä JK2 kuormitusvirta on kuormituksen kasvu huomioiden noin 75 A ja AXMK 95-kaapelin suurin sallittu sulake 200 A. Näin ollen voidaan valita lähdön JK2 sulak-

keen nimellisvirraksi 100 A. Lähdöllä JK 1 kuormitus on alkuhetkellä pieni, mutta luoteiskulman suurelle tontille saatetaan tulevaisuudessa rakentaa rivitalo. Näin ollen voidaan valita tulevan kuormituksen kasvun varalle esim. 200 A sulake, koska lähdön pienin oikosulkuvirta $I_{k1v} = 1\,268$ A on riittävän suuri kyseiselle sulakkeelle.

Jakokaapeille asennetaan liittymäkohtaiset välisulakkeet, joiden suurin sallittu nimellisvirta on taulukon 5.2 mukaisesti AMCMK 25/16-liittymiskaapeleille 160 A. Nyt ei kuitenkaan ole järkevää valita näin suuria välisulakkeita, koska liittymien pääsulakkeet ovat nimellisvirraltaan vain 25 A. Selektiivisyys, ylikuormitus- ja oikosulkusuojaus täyttyvät 63 A välisulakkeilla kaikilla jakokaapeilla. Mikäli runkojohto kulkee jakokaappin lävitse, asennetaan sillekin välisulake ylivirtasuojaksi. JK 3:n ja JK 4:n välillä kulkee AXMK 95-runkojohto, jonka välisulakkeeksi voidaan valita 100 A sijoitettavaksi JK3:lle. Tällöin JK4:n liittymiä syöttäville johdoille voidaan valita selektiivisyyden täyttävät 63 A:n sulakkeet.

Lopuksi tarkistetaan syötön nopean poiskytkentäehdon täyttyminen. Verkon pienin oikosulkuvirta esiintyy kuvan 5.8 mukaisesti JK 3:n kauimmaisella asiakkaalla ja on suuruudeltaan 694 A. Taulukon 5.4 mukainen ehto syötön nopealle poiskytkennälle täyttyy JK 3:n 63 ampeerin välisulakkeen ansiosta. Koska myös muille jakokaapeille valittiin 63 A välisulakkeet ja oikosulkuvirrat ovat muualla verkossa suuremmat, ei poiskytkentäehto aiheuta ongelmia.

Pienjännitekaapeliverkon sulakesuojauksen suunnittelu voidaan jakaa seuraaviin kohtiin:

- 1) *Valitaan runkojohdolle sulake*, joka on suurempi kuin maksimikuormitusvirta otettaessa huomioon kuormituksen kasvu ja pienempi kuin taulukon 5.2 arvo. Lisäksi on huomioitava rengasyhteyksien vaikutukset vikatilanteissa.
- 2) *Määritetään jakokaapeille sopivat välisulakkeet* kaapeleiden suojaamiseen ylikuormitukselta ja pyrkien selektiivisiin sulakekokoihin mahdolliset varasyöttötilanteet huomioiden.
- 3) Jakokaappien välisulakkeiden ansiosta liittymisjohtojen *oikosulku- ja ylikuormitussuojaus* on kunnossa yleisesti käytetyillä johdinpoikkipinnoilla.

- 4) *Tarkistetaan syötön nopean poiskytkennän täytyminen valituilla välisulakkeilla.*
Verkon pienin yksivaiheinen oikosulkuvirta on oltava taulukon 5.4 mukainen, tai vähintään 250 A.

5.4 Jännitteen laatu

Suomessa on voimassa jännitestandardi SFS-EN 50160, jonka mukaisesti liittymispisteen jännite on oltava $230 \text{ V} \pm 10 \%$, eli välillä 207 - 253 V. Tämän tulee olla voimassa jokaisen viikon aikana 95 % jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvoista. Jakelujännitteen tulee olla välillä $230 \text{ V} +10/-15 \%$ kaikkina aikoina 10 minuutin tehollisarvon keskiarvona mitattuna.

Jännitetason lisäksi jännitteen laatuun vaikuttaa merkittävästi jakeluverkon jännitejähkyys. Hyvä jännitejähkyys ehkäisee jännitteen heilahteluja asiakkaalla, esimerkiksi lämmityspattereiden tai muun suuremman kuormituksen kytkeytyessä päälle tai pois. Viimeaikoina suuria kuormituspiikkejä aiheuttavat laitteet, kuten painepesurit, paineilmakompressorit ja lämpöpumput, ovat yleistyneet voimakkaasti. Jännitejähkyys ilmoitetaan yleensä prosentteina jännitteen muutoksen ΔU suhteena pätötehon muutokseen ΔP tai loistehon muutokseen ΔQ . Jännitejähkyys johto-osalle lasketaan yhtälöillä (Partanen 06)

$$\frac{\Delta U_{\text{hP}}}{\Delta P} = \frac{R}{U^2} \cdot 100\% \quad (5.7)$$

$$\frac{\Delta U_{\text{hQ}}}{\Delta Q} = \frac{X}{U^2} \cdot 100\% \quad (5.8)$$

missä ΔU_{hP} = jännitejähkyys pätöteholle
 ΔU_{hQ} = jännitejähkyys loisteholle
 R = verkon kokonaisresistanssi
 X = verkon kokonaisreaktanssi

Muuntajan jännitejähkyys puolestaan saadaan yhtälöillä (Partanen 06)

$$\frac{\Delta U_{\text{hP}}}{\Delta P} = \frac{u_r}{S_n} \cdot 100\% \quad (5.9)$$

$$\frac{\Delta U_{\text{HP}}}{\Delta Q} = \frac{u_x}{S_n} \cdot 100\% \quad (5.10)$$

missä u_r = muuntajan oikosulkuresistanssi
 u_x = muuntajan oikosulkureaktanssi
 S_n = muuntajan nimellisteho

KSOY:ssä käytettävä 250 A minimoikosulkuvirran arvo liittymillä on paitsi sula-kesuojauksen, myös jännitejäykkyyden kannalta suotuisa. Yleensä kyseisen säännön mukaan mitoitetuilla asiakkailla ei jännitejäykkyys ole ongelma.

Loistehon vaikutuksen jännitejäykkyyteen voidaan todeta olevan varsin vähäinen, johtuen pienjännitejohtojen pienestä reaktanssista. Sen sijaan suuri pätötehon muutos saattaa heikossa verkossa aiheuttaa jännitteen laskemisen niin alas, ettei esimerkiksi oikosulkumoottorin käynnistäminen onnistu. Jännitejäykkyyden alarajana pidetään 1,0 %/kW, jolloin 10 kW kuorman lisääminen pudottaa jännitettä 10 %. Tällöin jännitteeksi jää asiakkaalla 207 volttia, mikäli alkupään jännite on 230 V.

Esimerkiksi kuvan 5.6 verkossa asiakkaalla 2 jännitejäykkyydeksi saadaan AMKA-verkolle 0,12 %/kW ja muuntajalle 0,025 %/kW. Jos kyseinen asiakas kytkee esimerkiksi 10 kW kiukaan päälle, tarkoittaisi se 1,45 % jännitteenalenemaa ko. liittymällä, mikä on varsin hyvä tulos PJ-verkolle.

6 Verkoston rakennevalinnat

Sähköverkon rakennevalinnoissa otetaan kantaa käytettäviin johdinpoikkipintasarjoihin, avojohtojen, PAS-johtojen ja maakaapeleiden käyttöön ja muuntamotyyppin valintaan. Osaa rakennevalinnoista pyritään perustelemaan alueiden kaavoituksen avulla. Tavoitteena on saavuttaa rakenteeltaan yhtenäinen ja teknistaloudellisesti järkevä sähkönjakeluverkko.

6.1 Keskijänniteverkko

KJ-verkon osalta tarkasteluun otetaan käytettävät johdinpoikkipinnat ilmajohto- ja kaapeliverkoissa, sekä PAS-johtojen ja maakaapeleiden käyttö. PAS-johtojen kohdalla keskitytään erityisesti uuden BLL-johtotyyppin tutkimiseen.

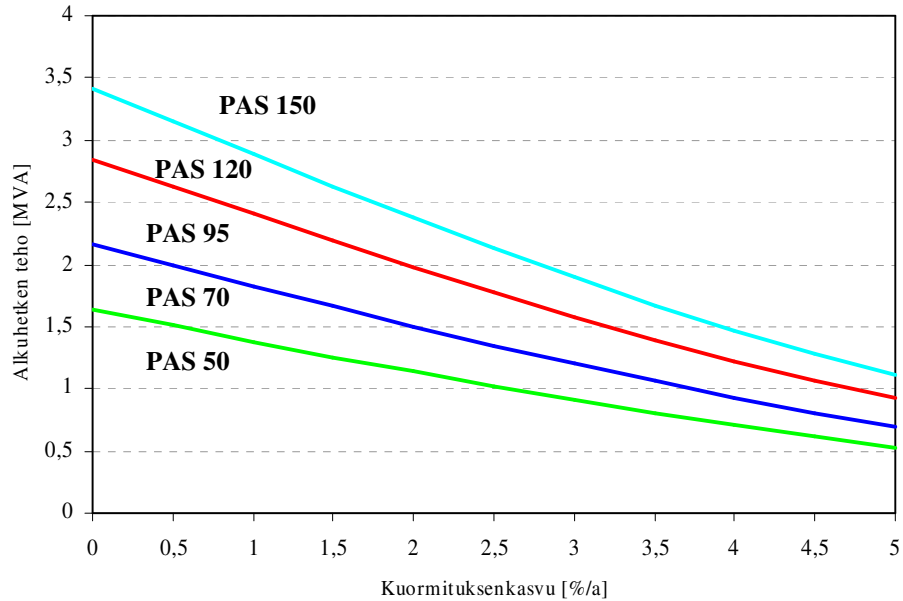
6.1.1 Käytettävien johdinpoikkipintojen valinta

Sopivalla poikkipintasarjan valinnalla voidaan selkeyttää verkoston rakennetta, kun käytettävien johdintyyppien määrä rajoitetaan muutamaa teknistaloudellisesti järkevään poikkipintaan. Seuraavassa tarkastellaan ilmajohto- ja kaapeliverkkojen johtimien teknistaloudellisia käyttöalueita aiemmin esitellyn rajatehoyhtälön (3.15) avulla.

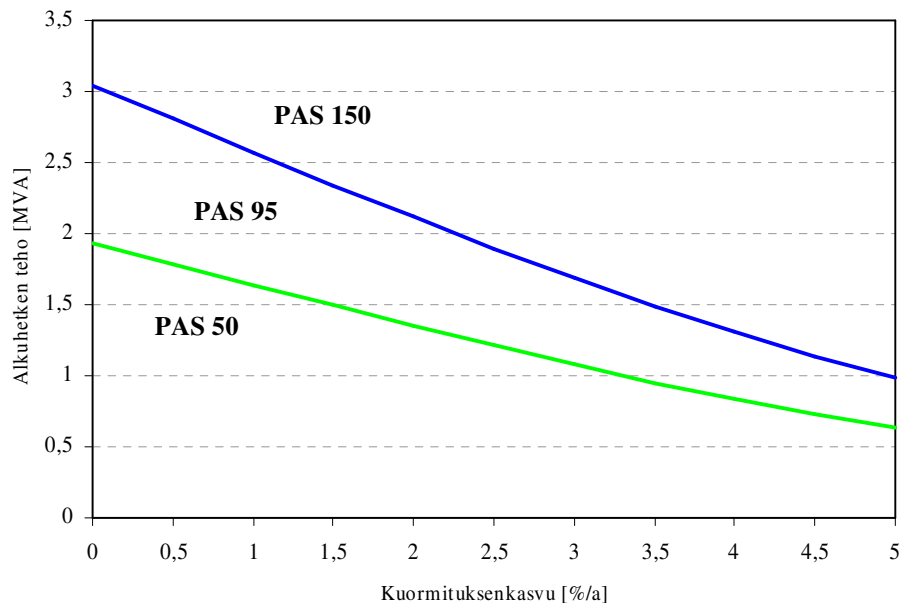
KJ-ilmajohtojen rajatehokäyrät on esitetty aiemmin kuvassa 3.10, mistä voidaan havaita kaikille tarkastelluille johtimille löytyvän käyttöalueet. Kyseisten johdintyyppien käyttämisestä on pitkä kokemus ja ne tiedetään toimiviksi vaihtoehtoiksi. Myöskään oikosulkukestoisuus ei ole yleensä ongelma, kun valitaan runkojohdoksi Raven tai Al 132 johdin. Näin ollen käytettäviksi ilmajohtoiksi voidaan valita sarja: Sparrow, Raven, Al 132.

Kuvassa 6.1 esitetään PAS-johtojen ja kuvassa 6.2 KJ-maakaapeleiden rajatehokäyrät. Kuvasta 6.1 havaitaan PAS-johtojen rajatehokäyrien olevan melko lähellä toisiaan, joten on syytä jättää pois joka toinen poikkipinta. PAS-johtoja rakennetaan kohtalaisen harvoin, joten ei ole syytä käyttää kaikkia esitettyjä poikkipintoja. Tällöin PAS-johtojen käytettäviksi poikkipinnoiksi jää sarja 50, 95, 150 mm², mitkä ovat jo muutoinkin käytössä KSOY:ssä. Valittujen poikkipintojen rajatehot ovat korkeahkosta hinnasta johtuen varsin korkeat (kuva 6.1 b), joten rajatehoilla jännitteenalenema rajoittaa

johtimien siirtoetäisyydet PAS 50 ja PAS 95 -johtimilla 14 kilometriin ja PAS 150 johtimella 18 kilometriin.



a)

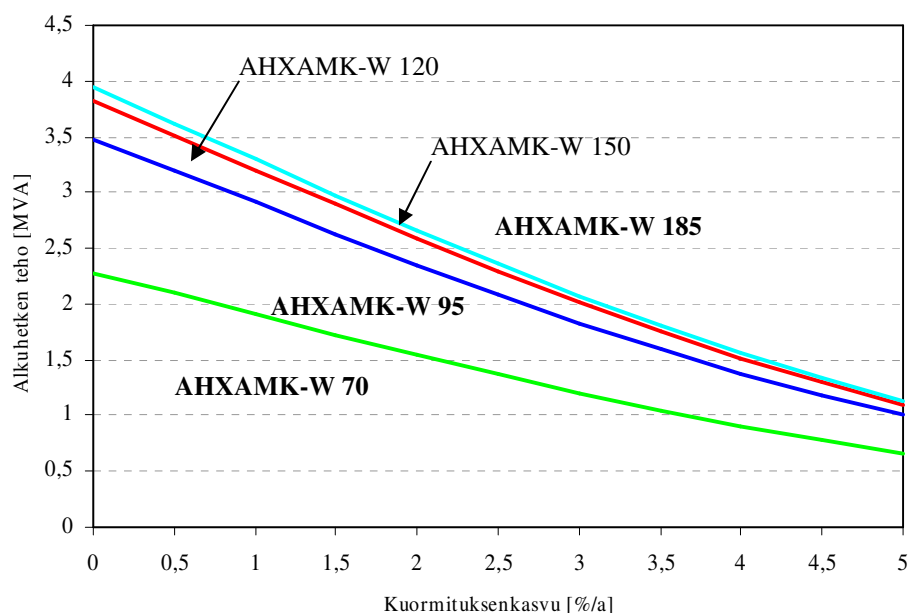


b)

Kuva 6.1 PAS-johtojen rajatehokäyrät, kun $T = 45$ a, $H_h = 79$ €/kW,a ja johtimien hinnat KSOY:n sisäiset: a) kaikki vaihtoehdot ja b) valitut poikkipinnat. Kuormituksen oletetaan kasvavan vakioprosentilla pitoajan loppuun saakka.

Keskijännitekaapeleiden rajatehokäyrät esitetään kuvassa 6.2. Kuvasta voidaan havaita AHXAMK-W 120 ja -150 kaapeleiden käyttöalueiden olevan varsin suppeat, joten niiden käyttö ei ole taloudellisessa mielessä järkevää. Näin ollen käytettäväksi poikkipinnoiksi valitaan sarja 70, 95, 185 mm², joiden käyttöalueet ovat lähes identtiset kuvan

6.2 kanssa. Kaapeliverkkoja syötetään usein suuritehoisilla päämuuntajilla, $S_n > 16$ MVA, jolloin oikosulkukestoisuus saattaa asettaa rajoituksia AHXAMK-W 70 – kaapelin käytölle.



Kuva 6.2 AHXAMK-W-kaapeleiden rajatehokäyrät, kun $T = 50$ a, $H_h = 79$ €/kW,a ja johtimien hinnat KSOY:ltä. Kuormituksen oletetaan kasvavan vakioprosentilla pitoajan loppuun saakka.

Johtimien poikkipintasarjoja valittaessa voi huomata helposti sen, ettei kaikkia valmistajien tarjoamia poikkipintoja kannata käyttää. Monesti poikkipinta-alan kasvaessa rakennuskustannukset eivät enää kasva yhtä nopeasti kuin pelkän johtimen metrihinta, mikä näkyy erityisesti kaapeleiden kohdalla. Tällöin saavutettu häviökustannussäästö ajaa johtimen metrihinnan edelle ja käyttöalueet supistuvat.

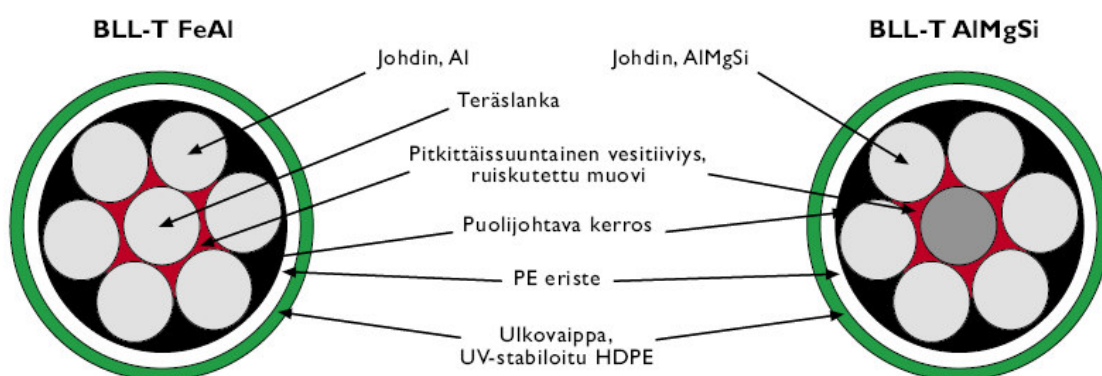
6.1.2 PAS-johtojen käyttö

PAS-johdolla (päällystetty avojohto suurjännitteelle) voidaan tarkoittaa myös muita kuin suomalaisten kehittelemää PAS-johdinta, kuten ruotsalaisvalmisteista BLL-T - johdinsarjaa. Tässä työssä aiemmin mainitut PAS-johdot tarkoittavat juuri kotimaista johdinta. Yleisesti PAS-johdoilla tarkoitetaan päällystettyä johdinrakennetta, joka sallii vaihejohtimien lyhytaikaisen kosketuksen toisiinsa tai esim. oksaan ilman läpilyöntiä. Näin ollen PAS-johdoilla on mahdollista parantaa sähköverkon luotettavuutta. KSOY:n keskijänniteverkossa PAS-johtoja on tällä hetkellä noin 106 km, mikä on varsin vähäinen määrä verrattuna koko ilmajohtoverkon pituuteen 4 346 km.

Perinteisen Suomessa kehitetyn PAS-johdon rinnalle on tullut ruotsalaisvalmisteinen BLL-T –johdintyyppi, joka on rakenteeltaan vankempi ja paremmin eristetty. Paremman eristyksen ansiosta johdin ei pala yhtä helposti poikki vaihejohdinten jäädessä kosketamaan toisiaan suoraan, tai esim. oksan välityksellä. BLL-T –johdot ovat sisäiseltä rakenteeltaan perinteisiä avojohtoja, Raven (BLL-T 62) ja Pigeon (BLL-T 99), jotka on päällystetty puolijohtavalla kerroksella ja kahdella muovikerroksella. Näin ollen ne sisältävät teräslangan (62 ja 99) ja ovat siten vetolujuudeltaan parempia kestäen paremmin puun kaatumisen johdolle.

Huonoina puolina päällystetyillä johdoilla on niiden pidempi viankorjausaika verrattuna tavalliseen avojohtoon ja myrskyjen jälkeen vaadittava johtojen tarkistus. Katkenneen PAS-johdon korjaamiseksi johdin on ensin kuorittava, tämän jälkeen liitettävä ja lopuksi vielä päällystettävä kutistesukalla. Tavallisella avojohdolla pelkkä liitos riittää. Lisäksi PAS-järjestelmää koskeva standardi suosittelee johtojen tarkastamista myrskyjen jälkeen mahdollisten johdoille kaatuneiden puiden ja muiden vaurioiden havaitsemiseksi (SFS 5790). Päällystettyjen johtojen partioinnista aiheutuu luonnollisesti lisäkustannuksia.

Kuvassa 6.3 on esitetty BLL-T –johtimien rakenne. FeAl –rakennetta käytetään BLL-T 62 ja BLL-T 99 –johtimissa, jotka vastaavat sähköisiltä ominaisuuksiltaan Raven ja Pigeon –johtimia. Suurin on BLL-T 157 –johdin, jossa käytetään AlMgSi –seosta. (Onninen 05)



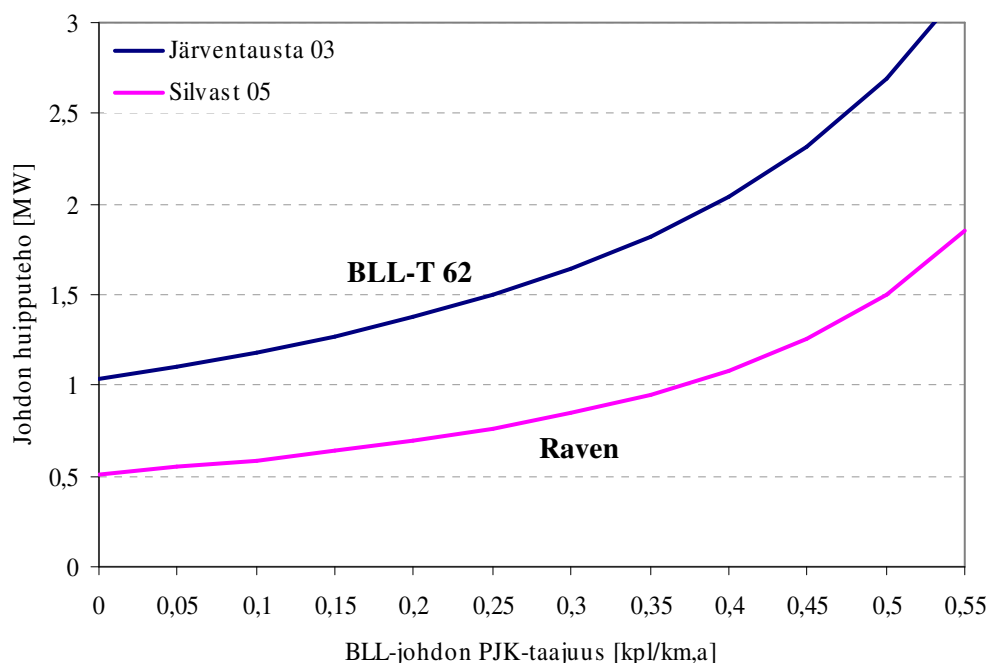
Kuva 6.3 BLL-T –johtimien rakenne. (Onninen 05)

BLL-T -johdoilla saadaan oletettavasti PAS-johdoilla havaittuja vikoja vähennettyä vankemman rakenteen ansiosta. Vastaavasti kuitenkin kilometrihintana on hieman korkeampi kuin perinteisellä PAS-johdolla. BLL-T –johtojen eduksi voidaan kuitenkin

laskea se, että ne voidaan asentaa samaan rakenteeseen kuin vanhat PAS-johdot. Näin ollen työkustannukset ovat samansuuruiset kuin tavallisella PAS-johdolla.

Tukkurilta saatujen tarjousten perusteella BLL-T 62 ja BLL-T 99 –johtimien metrihinat ovat noin 52 % ja 13 % suuremmat verrattuna PAS 50 ja PAS 95 –johtimiin. Kokonaiskustannuksissa ero on vähäisempi, koska pelkkä johtimen hinta suhteessa työkustannuksiin on melko pieni. Rakennuskustannuksia kilometriä kohti laskettaessa BLL-T 62 ja PAS 50 -johtimien välinen hintaero on 7 % ja BLL-T 99 ja PAS 95 –johtimilla eroa on 2 %. (Salonen 06)

Keskeytyskustannusten perusteella BLL-T 62 –johtimelle saadaan kuvan 6.4 mukainen käyttöalue verrattuna Raven –johtimeen. Pitoaikana, $T = 45$ a, saavutettavien keskeytyskustannusten on oltava vähintään yhtä suuret kuin johtimien välinen hintaero. Keskeytyskustannuksista on otettu mukaan aika- ja pikajälleenkytkennät, koska ne vähenevät eniten päällystettyjä johtimia käytettäessä. Pysyvien vikojen oletetaan olevan yhtä yleisiä kuin avojohdoilla. AJK-määrän oletetaan vähenevän 0,1:een kappaleeseen kilometriä kohden vuodessa. KAH-arvot ovat KSOY:n asiakasjakauman mukaiset (taulukko 3.9). Kuormituksen kasvuksi on oletettu 1 %/a koko pitoajalle ja keskijännitelähdön huipunkäyttöajaksi 3800 h. PJK-taajuuden voidaan olettaa olevan vähintään yhtä pieni kuin tavallisilla PAS-johdoilla, eli välillä 0,2 – 0,4 kpl/km,a. Tällöin BLL-T johdin on kannattava lähdön huipputehon ollessa suurempi kuin 1 – 1,5 MW, kun valitaan arvot käyrien välistä. Rakenteen valinnan rajatehon johtaminen esitetään liitteessä 3.



Kuva 6.4 BLL-T 62 ja Raven –johtimien käyttöalueet lähdön huipputehon mukaan PJK-taajuuden funktiona. Pitoajaksi on oletettu $T = 45$ a, kuormituksen kasvuksi $r = 1$ %/a ja lähdön huipunkäyttäjäksi $t = 3800$ h. Johtimien hinnat ovat KSOY:n sisäisiä.

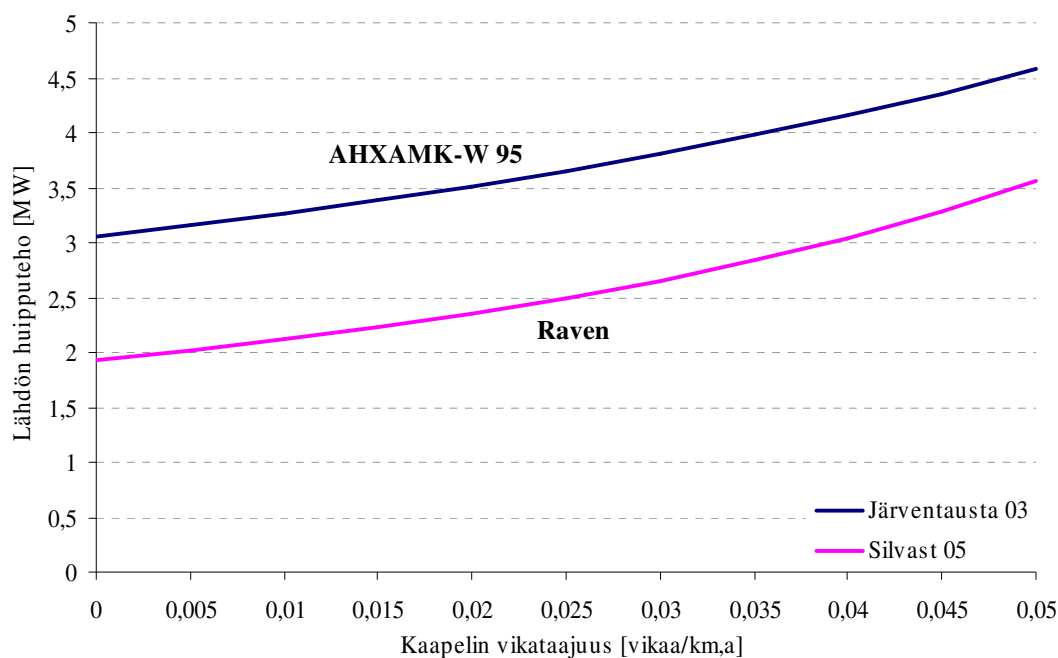
Koska BLL-T –johtojen investointikustannukset ovat vain hieman perinteistä PAS-johtoa suuremmat, voidaan niiden käyttämistä suositella tavallisen PAS-johdon tilalla. Tavallista PAS-johtoa vankempi rakenne suurella todennäköisyydellä vähentää vikojen määrää ja sitä kautta pienentää elinkaarikustannuksia. BLL-T 62 –johtoja kannattaa käyttää Ravenin tilalla johdon huipputehon ollessa suurempi kuin 1 MW, tai kun johdon asiakaskunta muodostuu pääosin palvelu- ja teollisuusasiakkaista, joille PJK:t aiheuttavat suurempaa haittaa. Lisäksi päällystetyt johdot vaativat kapeamman johtokadun, mikä saattaa olla ratkaiseva tekijä johtoreittiä suunniteltaessa.

6.1.3 Kaapeloinnin kannattavuus KAH-arvojen perusteella

Keskijänniteverkon kaapelointia voidaan perustella keskeytyskustannuksissa saatavan säästön perusteella. Tällöin keskeytyskustannussäästö koko pitoajalta on oltava suurempi kuin investointikustannusten ero. Kuvassa 6.5 esitetään AHXAMK-W 95 kaapelin ja Raven avojohdon arvoilla lasketut käyttöalueet, kun lähtöarvot ovat samat kuin edellisessä kohdassa.

Laskennassa on huomioitu avojohdolle pysyvät viat ja jälleenkytkennät, kun kaapelille on laskettu vain pysyvien vikojen aiheuttamat keskeytyskustannukset, sillä kaapeliverkoissa jälleenkytkentöjä ei yleensä käytetä. Avojohtoilla vian erottamisajaksi on

oletettu 0,5 h ja kaapeleilla 1 h, koska vian paikantaminen ja korjaaminen on kaapeli-verkossa varsin hidasta. Kaapeliverkoissa yhden tunnin erotusaika pätee vain, jos verkko on silmukoitu, tai kaapelihaaran pituus on alle 0,5 km. Alle 0,5 km haaroilla vika voidaan ohittaa korjauskumikaapeleiden avulla. Muutoin vian korjaaminen voi kestää jopa useita vuorokausia.



Kuva 6.5 AHXAMK-W 95 ja Raven –johtimien käyttöalueet lähdön huipputehon mukaan kaapelin vikataajuuden funktiona. Pitoajaksi on oletettu $T = 45$ a, kuormituksen kasvuksi $r = 1\%/a$ ja lähdön huipunkäyttöajaksi $t = 3800$ h. Johtimien hinnat ovat KSOY:n sisäisiä. (Lakervi 06)

Kaapeleiden vikataajuus on yleensä 20 – 50 % avojohtoihin verrattuna, mikä tarkoittaa KSOY:n arvoilla laskien 0,01 – 0,027 vikaa/km,a. Tällöin KJ-lähdön huipputeho on kuvan 6.5 mukaisesti välillä 2,7 – 3,3 MW valittaessa KAH-arvo käyrien puolivälistä. Näin ollen johtolähtö kannattaa kaapeloida, kun huipputeho on suurempi kuin 3 MW, tai lähdön kuormitus koostuu pääosin palvelusta ja/tai teollisuudesta. Suuri palvelun tai teollisuuden kuormitus kasvattaa voimakkaasti keskeytyskustannuksia. (Lakervi 06)

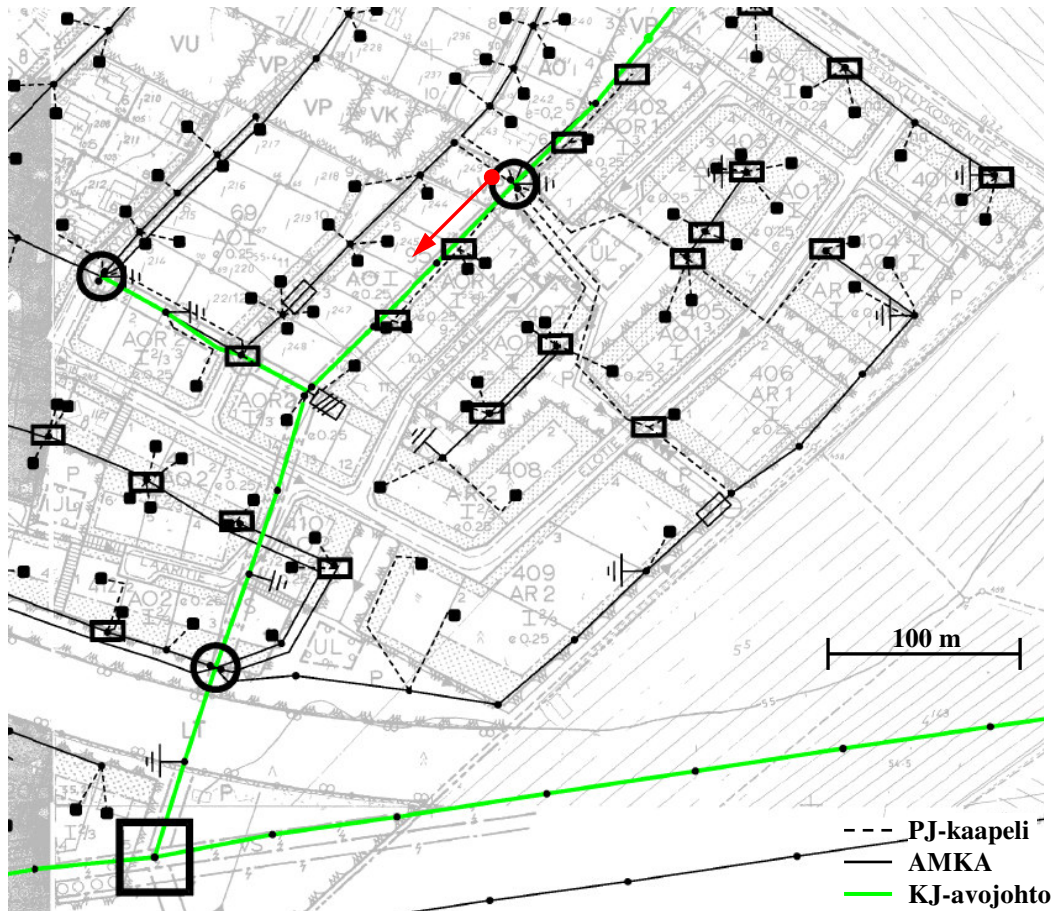
6.1.4 Kaapelointi ympäristötekijöiden avulla tarkasteltuna

Keskijänniteverkon kaapeloimista tulee pohtia myös muiden kuin taloudellisten näkökohtien kautta, sillä ympäristötekijät monesti puoltavat verkon kaapeloimista ilmajohdon rakentamisen sijaan. Ympäristötekijöillä tässä tarkoitetaan turvallisuutta ja ympäristöön sopivuutta. Ympäristöön sopivuutta lähdetään tutkimaan kaavoituksen tarjoamien tietojen avulla.

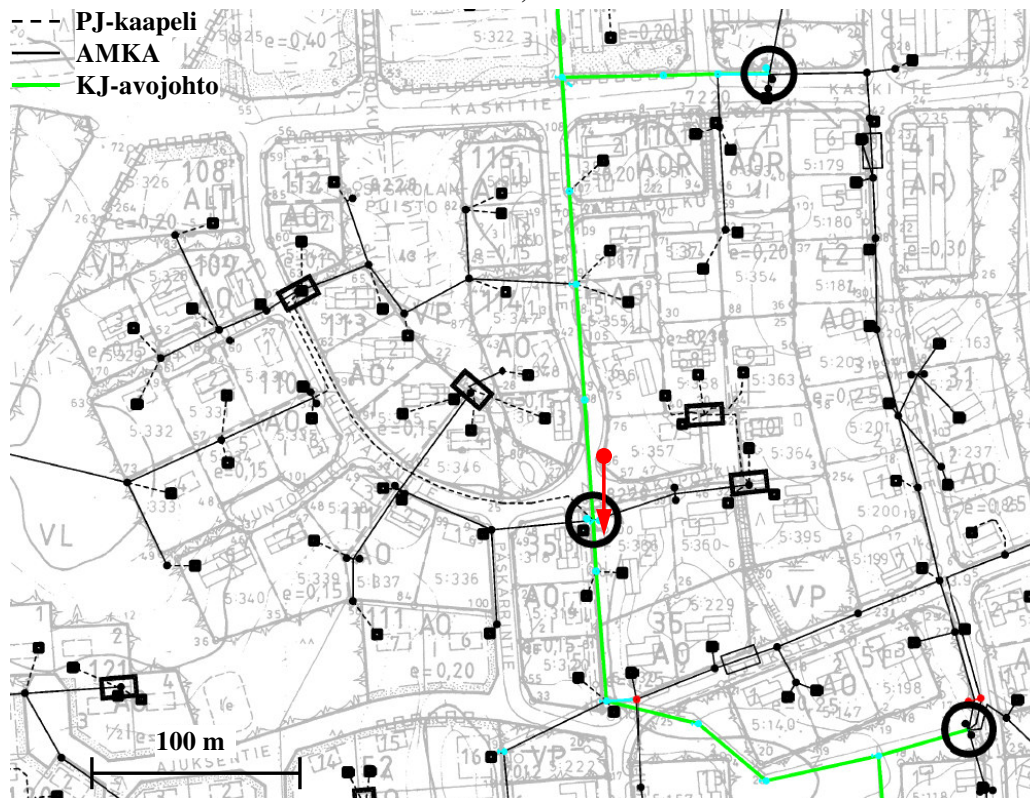
Kaavoitus voidaan jakaa kolmeen eri tasoon: maakuntakaavoitus, yleiskaavoitus ja asemakaavoitus. Näistä oleellisimmat verkoston suunnittelun kannalta ovat yleis- ja asemakaavat. Kunnat ja kaupungit laativat alueelleen yleiskaavan, jolla määritellään kehityksen suuret linjat ja kaava-alueiden käyttö suurpiirteisesti, kuten asuinalueiden, työpaikkojen ja liikenneväylien sijainti. Asemakaava puolestaan määrittelee yksityiskohtaisesti sen, mitä millekin alueelle saa rakentaa ja kuinka paljon.

Asemakaavoista selviää millaisia rakennuksia millekin tontille saa rakentaa, kuten kerros- rivi- ja omakotitalot. Tärkein asemakaavasta löytyvä parametri verkoston suunnittelun kannalta on kuitenkin rakentamisen tehokkuusluku. Tehokkuusluku kertoo kuinka paljon tontin pinta-alasta saa käyttää rakentamiseen ja se siis määritellään kerrosalan ja tontin pinta-alan suhteena. Tehokkuusluvulla on siis suora yhteys tarkasteltavan alueen suurimpaan mahdolliseen kuormitustiheyteen. On tietysti muistettava, ettei kaikkia alueita aina rakenneta täyteen, vaikka niille olisikin varattu kaavoituksessa tilaa.

Aiemman suunnitteluohjeistuksen mukaan KSOY:ssä keskijänniteverkko on kaapeloitu, jos tehokkuusluku on yli 0,3 – 0,4 ja alueella on yli 300 asuntoa. Kyseinen ohjeistus kuitenkin aiheuttaa jonkin verran ongelmia, sillä avojohtoja on rakennettu kohtalaisen tiheästikin rakennetuille alueille. Tästä esimerkkeinä Hiivurin asuntoalue Korialta ja Uusi-Summan asuntoalue Summasta, jotka on esitetty kuvassa 6.6. On kuitenkin mahdollista, että tarkastellut alueet on kaavoitettu vasta johtoreitin rakentamisen jälkeen. Tätä kirjoitettaessa on siis helppoa olla jälkiviisas, mutta vastaavia tilanteita on mahdollisuuksien mukaan vältettävä olemalla aktiivinen kaavoituksesta vastaavien tahojen suuntaan.



a)



b)

Kuva 6.6 Keski- ja pienjänniteverkot a) Hivurin asuntoalueelta Korhialta ja b) Uusi-Summan asuntoalueelta Summasta esitettynä asemakaavassa.

Kuvan alueilla tonttien tehokkuusluvut ovat asemakaavan mukaan välillä 0,20 – 0,40 ja asuntoja on useita kymmeniä. Hiivurin asuntoalueen kolmea muuntopiiriä syöttävä keskijännitejohto on rakennettu ilmajohtona, joten se kulkee varsin lähellä omakotitalotontteja. Ympäristönäkökohtien puolesta olisi ollut parempi rakentaa alueen lävitse kaapeli kuvan 6.6 a) alareunassa näkyvältä erotinasemalta. Hieman vastaavanlainen tilanne on Uusi-Summassa, missä KJ-ilmajohto puikkelehtii lähellä pihapuita. Paikan päällä otetut valokuvat on esitetty kuvassa 6.7. Kuvauspaikat ja kuvaussuunnat on merkitty karttapohjiin, kuvassa 6.6, punaisella nuolella.



a)

b)

Kuva 6.7 Paikan päällä kuvatut johtoreitit a) Hiivurin ja b) Uusi-Summan asuinalueilta.

Jotta tulevaisuudessa vastaavanlaisilta ongelmatilanteilta voitaisiin välttyä, keskijännitejohto kaapeloidaan kaava-alueilla, joilla tehokkuusluku on suurempi kuin 0,2. Tämä pätee silloin, kun johto joudutaan rakentamaan alueen lävitse. Käytännössä tehokkuusluku 0,2 tarkoittaa kaupunkia, taajamaa tai asuntoaluetta. Asiakkaiden lukumäärän alarajaa ei em. tapauksissa rajoiteta, mutta KJ-johdon kulkiessa useamman tontin tai muun yleisen oleskelualueen läheisyydessä, on syytä harkita kaapelointia. Tällöin voidaan välttyä harmia aiheuttavalta pihapuiden karsimiselta.

Jyrkkiä rajoja ilmajohtojen ja kaapeloinnin käytölle on vaikea määrittää, joten tapauskohtainen harkinta on aina tärkeää verkkoa suunniteltaessa. Useimmiten maalaisjärki ja suunniteltavaan alueeseen tutustuminen antavat parempia tuloksia, kuin pelkkiin lukuarvoihin turvautuminen.

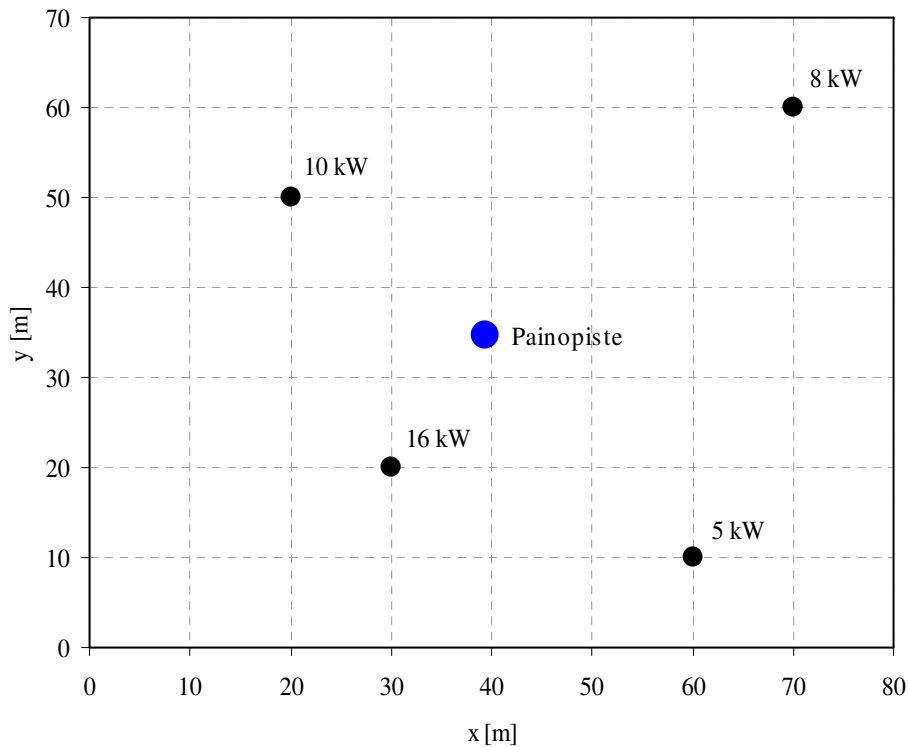
6.2 Jakelumuuntamot

Muuntopiirin mitoitustehon määrittämisen ja muuntajan nimellistehon valitsemisen jälkeen on edessä muuntamon paikan valitseminen. Teknisessä mielessä muuntamon

optimaalisin sijoituspaikka on muuntopiirin kuormitusten painopisteessä, jolloin häviöt minimoituvat. Kuvan 6.8 mukaisesti sijoittuneiden kuormitusten mukaiset painopisteen koordinaatit X ja Y lasketaan yhtälöillä

$$X = \frac{\sum_i P_i \cdot x_i}{\sum_i P_i} = \frac{10 \text{ kW} \cdot 20 \text{ m} + 16 \text{ kW} \cdot 30 \text{ m} + 8 \text{ kW} \cdot 70 \text{ m} + 5 \text{ kW} \cdot 60 \text{ m}}{(10 + 16 + 8 + 5) \text{ kW}} \approx 40 \text{ m} \quad (6.1)$$

$$Y = \frac{\sum_i P_i \cdot y_i}{\sum_i P_i} = \frac{10 \text{ kW} \cdot 50 \text{ m} + 16 \text{ kW} \cdot 20 \text{ m} + 8 \text{ kW} \cdot 60 \text{ m} + 5 \text{ kW} \cdot 10 \text{ m}}{(10 + 16 + 8 + 5) \text{ kW}} \approx 35 \text{ m} \quad (6.2)$$



Kuva 6.8 Muuntamon paikan valinta kuormitusten painopisteeseen.

Muuntamo siis kannattaa sijoittaa mahdollisimman lähelle kuvan 6.7 mukaista kuormituksen painopistettä. Maasto-olosuhteet ja olemassa olevat rakennukset kuitenkin usein määräävät muuntamon lopullisen sijainnin.

Muuntamon sijainnin jälkeen on valittava muuntamon rakenne. Jakelumuuntamoiden rakennetyypin valinta tehdään yleensä muuntajakoneen koon perusteella. Muuntajan tehon ollessa suurempi kuin 315 kVA, käytetään puistomuuntamoita ja koon ollessa 315

kVA tai pienempi, valitaan pylväsmuuntamo. Pylväsmuuntamoita käytettäessä valitaan olosuhteiden salliessa 150 kVA ja sitä pienemmillä muuntamoilla 1-pylväs rakenne, ja muutoin käytetään 2-pylväsmuuntamoita. Tiheään asutuilla alueilla voidaan käyttää puistomuuntamoita myös pienemmillä muuntajatehoilla. Puistomuuntamoita on käytettävä myös, mikäli keskijänniteverkko on kaapeloitu.

Muuntamo voidaan tehdä päättyväksi tai läpimeneväksi riippuen siitä, jatkuuko syöttävä KJ-johto muuntamon jälkeen. Muuntamon sijoittuminen maastoon ja odotettavissa oleva kuormituksen kasvu ovat tässä määrääviä tekijöitä. Jos muuntamo rakennetaan esimerkiksi kaavoitetun asuuntoalueen keskelle, voidaan tehdä päättyvä muuntamo, sillä keskijännitejohtoa on tällöin vaikea jatkaa. Mikäli muuntamon sijainniksi on valittava asutusalueen reuna ja lähistöllä on muita kaavoitettuja alueita, on syytä varautua tulevaan rakentumiseen valitsemalla läpimenevä rakenne.

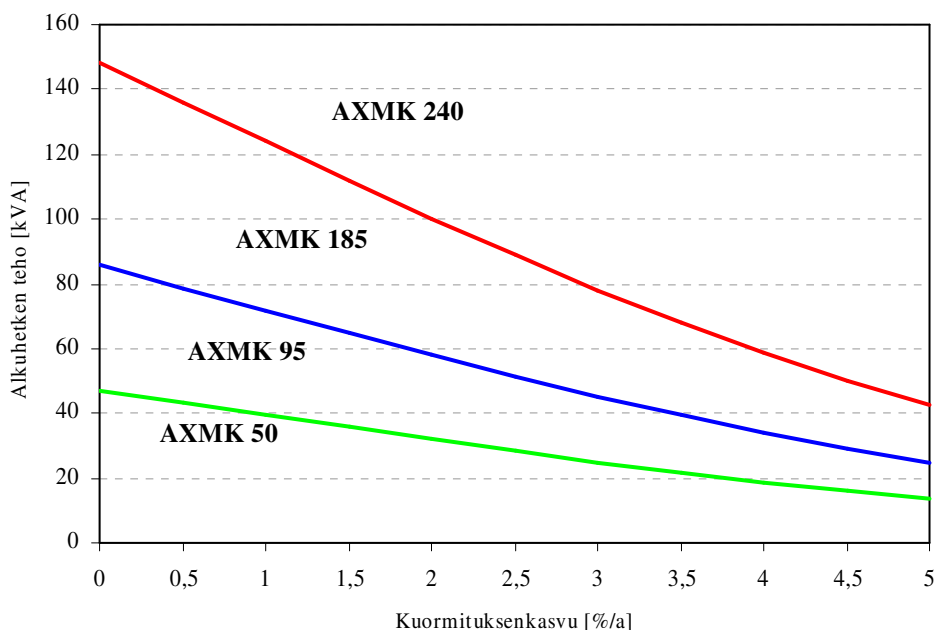
6.3 Pienjänniteverkko

Myös pienjänniteverkkojen osalta on valittava käytettävät johdinpoikkipinnat AMKA-johdoille ja kaapeleille. Lisäksi on syytä määritellä AMKA-verkon ja PJ-kaapeleiden käyttökohteet teknisessä mielessä ja ympäristönäkökohtien avulla.

6.3.1 Käytettävien johdinpoikkipintojen valinta

Johdinpoikkipinnat voidaan valita myös pienjänniteverkoissa rajatehokäyrien avulla. AMKA-johdoille ja AXMK-kaapeleille on esitetty aiemmin kuvassa 5.3 rajatehokäyrät, mistä voidaan havaita kaikille esitetyille AMKA-johdoille löytyvän järkevät käyttöalueet. Näin ollen AMKA-johtojen poikkipintasarjaksi voidaan valita 25, 35, 70, 120 mm².

Sen sijaan AXMK-kaapeleista poikkipinnan 150 käyttöalue on käytännössä olematon, joten se on syytä jättää pois valikoimasta. Myös AXMK 25 -kaapelin tilalla kannattaa käyttää KSOY:ssä liittymisjohtona käytettävää AMCMK 25/16 -johdinta ja valita runkojohdoille mieluummin poikkipinnaksi 50 mm². Näin ollen runkojohtoina käytettävien AXMK -kaapeleiden poikkipintasarja on 50, 95, 185, 240 mm² ja valittujen johtimien käyttöalueet ovat kuvan 6.9 mukaiset.



Kuva 6.9 Valittujen AXMK-kaapeleiden käyttöalueet pitoajan ollessa 50 a ja kuormituksen oletetaan kasvavan vakioprosentilla pitoajan loppuun saakka. Häviöiden hintana on käytetty arvoa 35 €/kW, a ja johtimien hinnat ovat KSOY:n sisäiset.

6.3.2 Pienjänniteverkon kaapelointi

Pienjänniteverkkojen osalta kaapelointia ei ole mielekästä perustella keskeytyskustannuksien avulla, sillä keskeytyshaitta on varsin pieni johtuen vähäisestä asiakasjoukosta. Sen sijaan ympäristöolosuhteet vaikuttavat paljolti kaapeloinnin valitsemiseen. PJ-johdot ovat aina lähellä loppukäyttäjää ja siten varsin näkyvässä roolissa sähkönjakeluverkoissa. Tämän vuoksi on järkevää kaapeloida PJ-verkko tiheämmin asutuilla alueilla.

Pienjänniteverkon kaapelointi on mahdollista tehdä myös auraamalla, mikäli maaperä on riittävän pehmeää. Auraamisella saavutetaan merkittäviä säästöjä kaapeloimiskustannuksissa; auratun PJ-kaapelin rakentamiskustannukset ovat parhaimmillaan vain puolet kaivamalla asennettuun kaapeliin verrattuna. Hyvissä olosuhteissa pienjännitekaapelin auraaminen on jopa selvästi AMKA-johdon rakentamista edullisempaa. (Lakervi 06)

Keskijänniteverkkojen osalta päädyttiin kaapelin käyttöön kaava-alueilla, joilla tehokkuusluku on yli 0,2. Pienjänniteverkkojen puolella kaapelointi on edullisempaa mahdollisen auraamisen ja säteittäisen verkkomuodon vuoksi, joten PJ-verkko kannattaa kaapeloida aina kaavoitetuilla alueilla, kun muuntopiiriin liittyy useampia asiakkaita.

Esimerkiksi aiemmin kuvassa 6.6 esitettyjen asuntoalueiden PJ-verkot kaapeloitaisiin nykyohjeistuksen mukaisesti. Talojen välissä kulkevat AMKA-johdot eivät ole esteettisesti oikea valinta tiheästi rakennettuun taajamaan. Jälleen on kuitenkin syytä painottaa tapauskohtaisen harkinnan tärkeyttä tässäkin suunnittelutehtävässä, sillä jyrkkää rajaa kaapeleiden ja AMKA-johtojen käytölle on mahdoton asettaa.

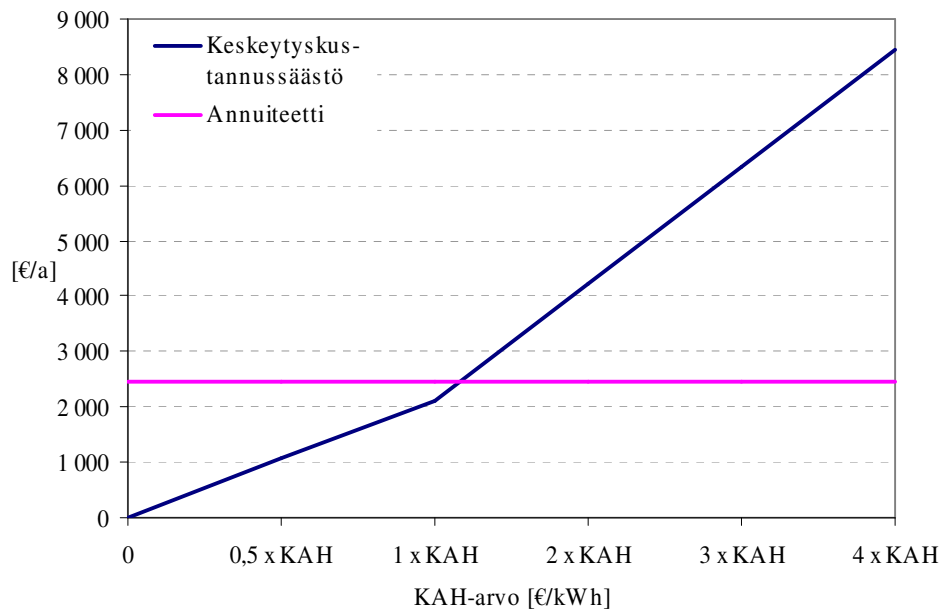
7 Herkkyysanalyysi

Kappaleessa 2 määriteltyihin laskentaparametreihin liittyy epävarmuutta, minkä vuoksi on syytä tarkastella, kuinka tärkeimpien parametrien muuttuminen vaikuttaa saatuihin tuloksiin. Seuraavassa esitetään herkkyysanalyysit varioimalla KAH-arvoja, pitoaikoja, laskentakorkoa ja kuormituksen kasvua investointien rajakustannuslaskelmissa.

7.1 KAH-arvot

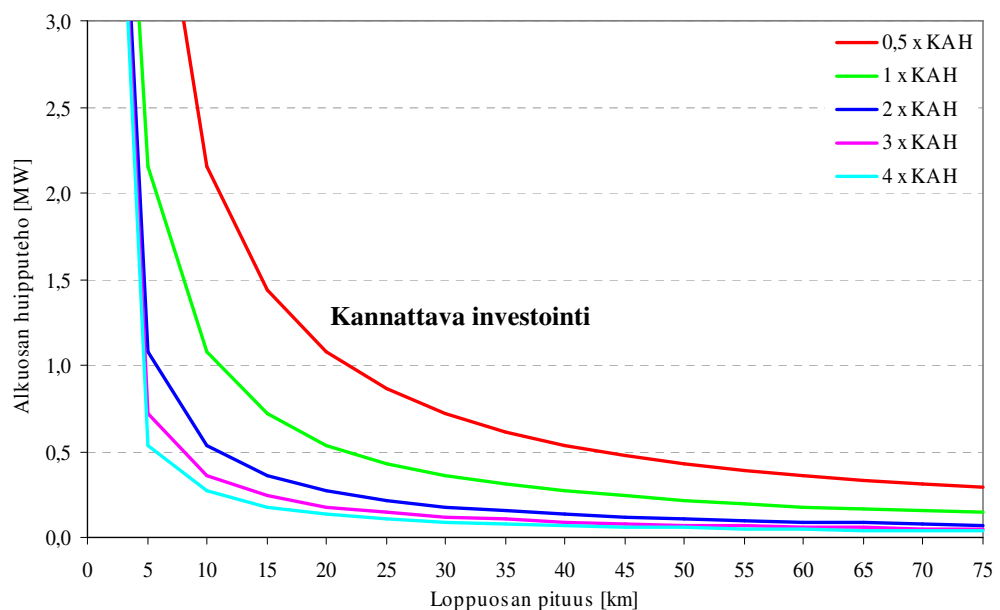
Keskeytyksestä aiheutuneen haitan arvostaminen on tärkein parametri luotettavuuden parantamiseksi tehtäviä investointeja tarkasteltaessa. KAH-arvot ovat suurin piirtein kaksinkertaistuneet tutkimusten (Järventausta 03) ja (Silvast 05) välillä, joten on syytä tarkastella kuinka KAH-arvojen radikaalimpi muuttuminen vaikuttaa käyttövarmuusinvestointien kannattavuuteen. Vertailukohdaksi valitaan tässä tutkimuksen (Järventausta 03) mukaiset KAH-arvot, eli merkintä ”1 x KAH” tarkoittaa kyseisen tutkimuksen arvoja. Herkkyysanalyysi suoritetaan 0,5 - 4-kertaisille keskeytyskustannuksille.

Kauko-ohjatun erotinaseman rakentaminen Suur-Miehikkälän sähköaseman Onkamaan lähdölle on kannattavaa, jos investointikustannuksen annuiteetti on vähintään yhtä suuri kuin vuotuinen keskeytyskustannussäästö. Kuvassa 7.1 on esitetty vuotuiset keskeytyskustannussäästöt KAH-arvon funktiona, verrattuna annuiteetikustannukseen pitoajalla 35 a ja laskentakorolla 5 %. Kauko-ohjattu erotinasema on kannattavaa rakentaa kuvan perusteella, kun KAH-arvo on vain hieman nykyistä suurempi.



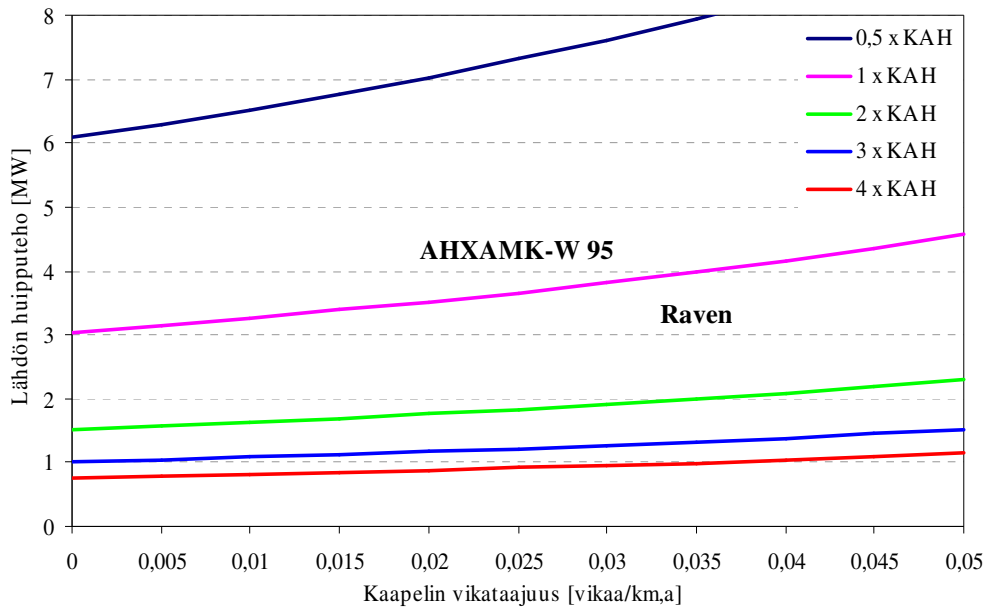
Kuva 7.1 Onkamaan lähdön kauko-ohjatun erotinaseman keskeytykskustannussäästöt KAH-arvon funktiona verrattuna annuiteetikustannukseen pitoajalla 35 a ja korkoprosentilla 5 %. Merkintä 1 x KAH tarkoittaa tutkimuksen (Järventausta 03) mukaisia arvoja.

Maastokatkaisijan kannattavalle käyttöalueelle voidaan johtaa yhtälö, jossa ennen katkaisijaa oleva lähdön alkuosan teho on katkaisijan jälkeisen verkon osan pituuden funktiona. Tällöin saadaan eri KAH-arvoilla kuvan 7.2 mukaiset käyrät maastokatkaisijan käyttöalueille Kimonkylän lähdön KAH-arvoilla, olettaen katkaisijan hinnaksi 28 k€. KAH-arvojen kaksinkertaistuksessa samalla alkuosan teholla vaaditaan vain puolet alkuperäisestä lähdön loppuosan pituudesta, jotta välikatkaisija olisi kannattava.



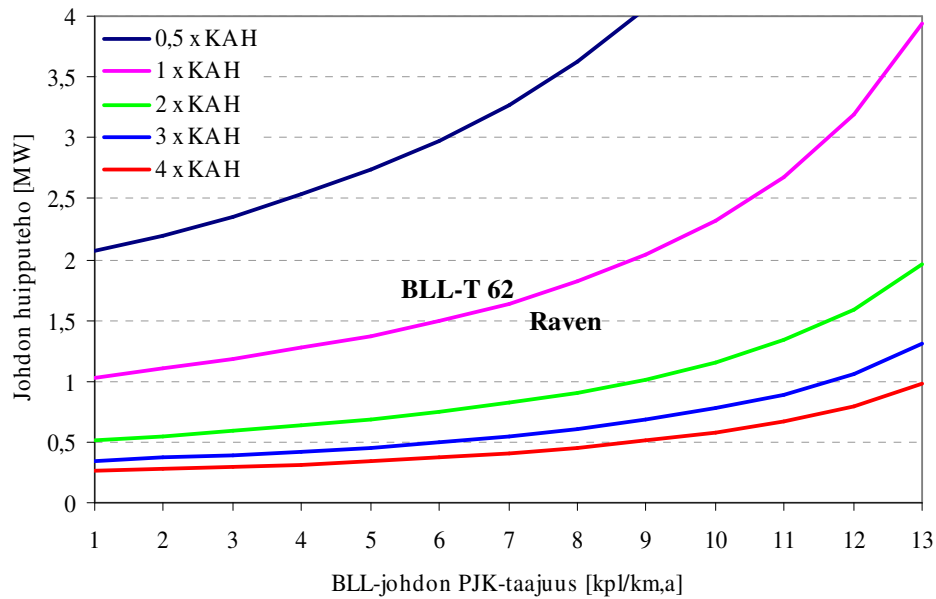
Kuva 7.2 Maastokatkaisijan kannattavuusalueet eri KAH-arvoilla Kimonkylän lähdölle. Merkintä 1 x KAH tarkoittaa tutkimuksen (Järventausta 03) mukaisia arvoja.

KAH-arvojen vaikutus kaapeloinnin tai ilmajohdon valintaan esitetään kuvassa 7.3. Esimerkiksi, jos KAH-arvot kolminkertaistuvat tulevaisuudessa, on kannattavaa kaapeloida lähdöt joiden huipputeho on vain kolmasosa tutkimuksen (Järventausta 03) mukaisesta. Toisaalta KAH-arvojen puolittuessa vaadittava lähdön huipputeho kaksinkertaistuu.



Kuva 7.3 KAH-arvojen vaikutus kaapeloinnin kannattavuuteen. Merkintä 1 x KAH tarkoittaa tutkimuksen (Järventausta 03) mukaisia arvoja.

Vastaavanlainen tarkastelu, kuin tehtiin kaapeleille, voidaan suorittaa myös avo- ja BLL-T -johtojen rajakäyrille. KAH-arvoista varioidaan tällöin vain PJK:n arvoja ja tuloksena saadaan kuvan 7.4 mukaiset käyrät, kun vertailukohtaksi otetaan tutkimuksen (Järventausta 03) mukaiset arvot.



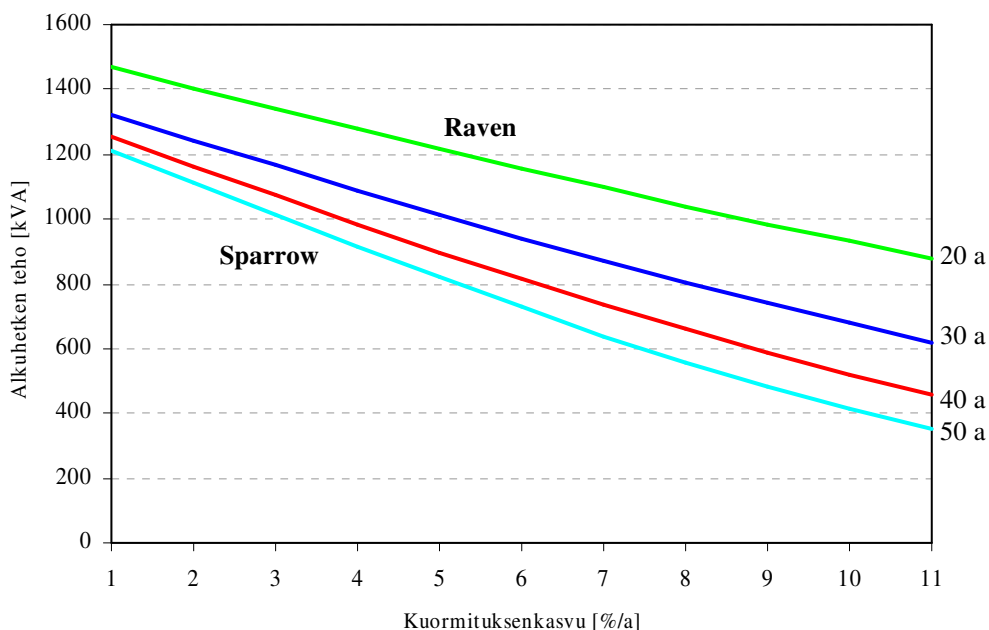
Kuva 7.4 Raven ja BLL-T 62 -johtojen käyttöalueet. Merkintä 1 x KAH tarkoittaa tutkimuksen (Järventausta 03) mukaisia arvoja.

Mikäli tulevaisuudessa KAH-arvot kasvavat voimakkaasti, on sillä suuri merkitys verkoston luotettavuusinvestointien kannattavuudelle. Esimerkiksi kaapelointi kannattaa jo alle 2 MW huipputeholla, jos KAH-arvot kaksinkertaistuvat. Tällöin kaapelointi lisääntyisi myös kaupunkien ja taajamien ulkopuolella runkojohdoilla.

7.2 Pitoajat

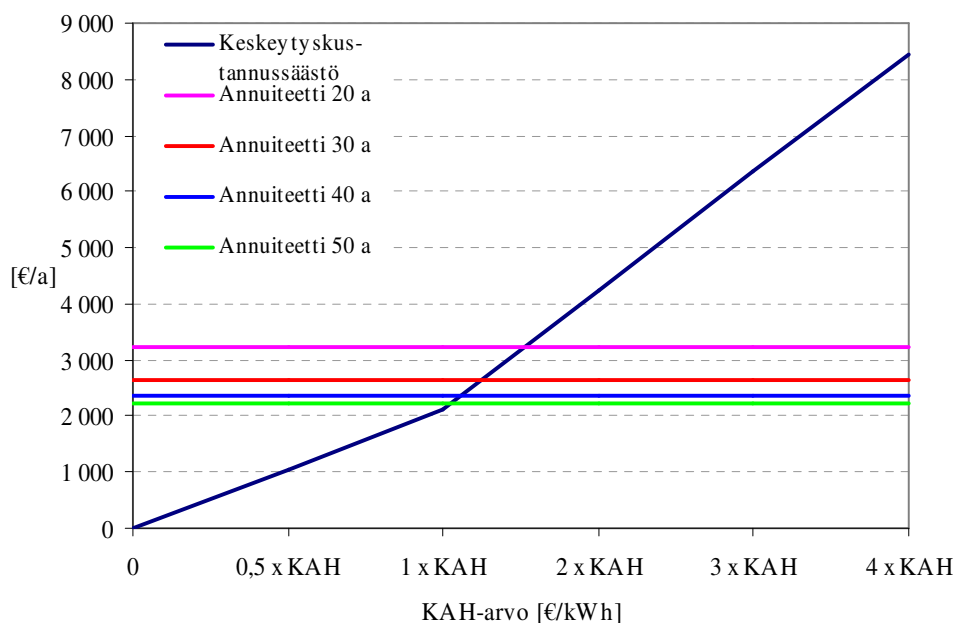
Pitoaikojen tarkka arviointi on monesti hankalaa ja perustuukin usein kokemusperäisiin havaintoihin. Seuraavassa tarkastellaan, kuinka pitoajan muuttuminen vaikuttaa johtimien taloudellisiin käyttöalueisiin ja verkoston käyttövarmuusinvestointeihin. Pitoajan vaihteluväliksi valitaan 20 – 50 a, sillä 20 a on lähellä kirjanpidollista pitoaikaa ja 50 a on pylväiden pisin tekninen pitoaika hyvissä olosuhteissa.

Pitoajan vaikutusta johtimien taloudellisiin käyttöalueisiin tarkastellaan tässä Sparrow ja Raven johtimien rajatehokäyrien avulla, mitkä on esitetty kuvassa 7.5. Laskentakorkona on käytetty arvoa 5 % ja johtimien hinnat ovat KSOY:n hintoja. Pitoajan muuttuminen 20:stä 30:een vuoteen vaikuttaa rajatehokäyrään paljon enemmän kuin muutos 40:stä 50:een. Tämä johtuu siitä, että häviökustannusten nykyarvo kaukana tulevaisuudessa on varsin pieni.



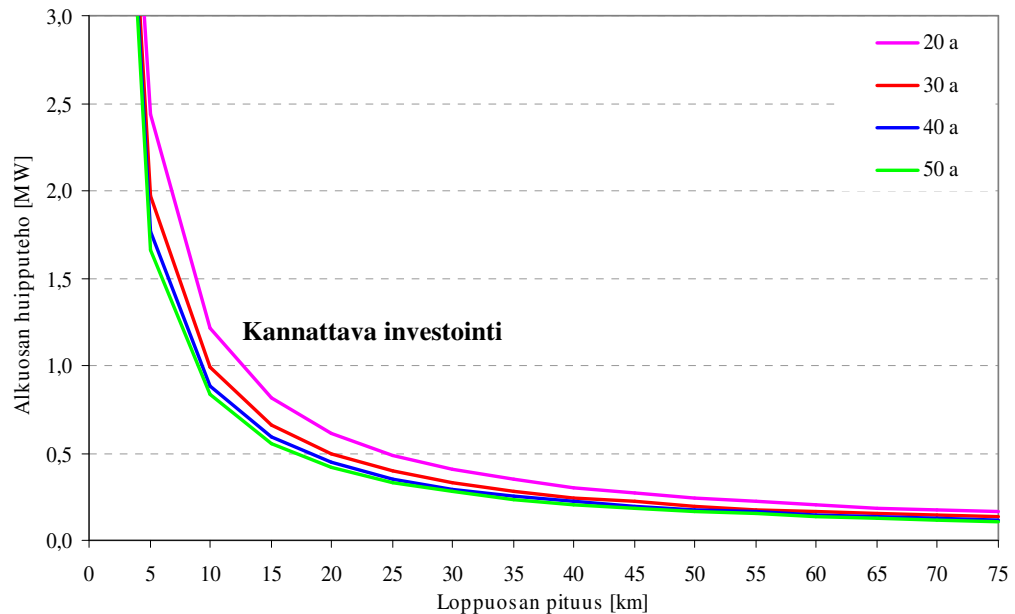
Kuva 7.5 Sparrow ja Raven johtimien taloudelliset käyttöalueet pitoajoilla 20 – 50 a. Laskentakorkona on käytetty arvoa 5 % ja johtimien hintoina KSOY:n sisäisiä hintoja.

Onkamaan lähdön kauko-ohjatun erotinaseman kannattavuuteen on pitoajalla kuvan 7.6 mukainen vaikutus, käytettäessä tutkimuksen (Järventausta 03) mukaisia KAH-arvoja. Investoinnin annuiteetti pienenee tässäkin tapauksessa enemmän pitoajan muuttuessa 20:stä 30:een, kuin 40:stä 50:een vuoteen. Käytännössä ero 40 ja 50 a pitoaikojen välillä on merkityksetön.



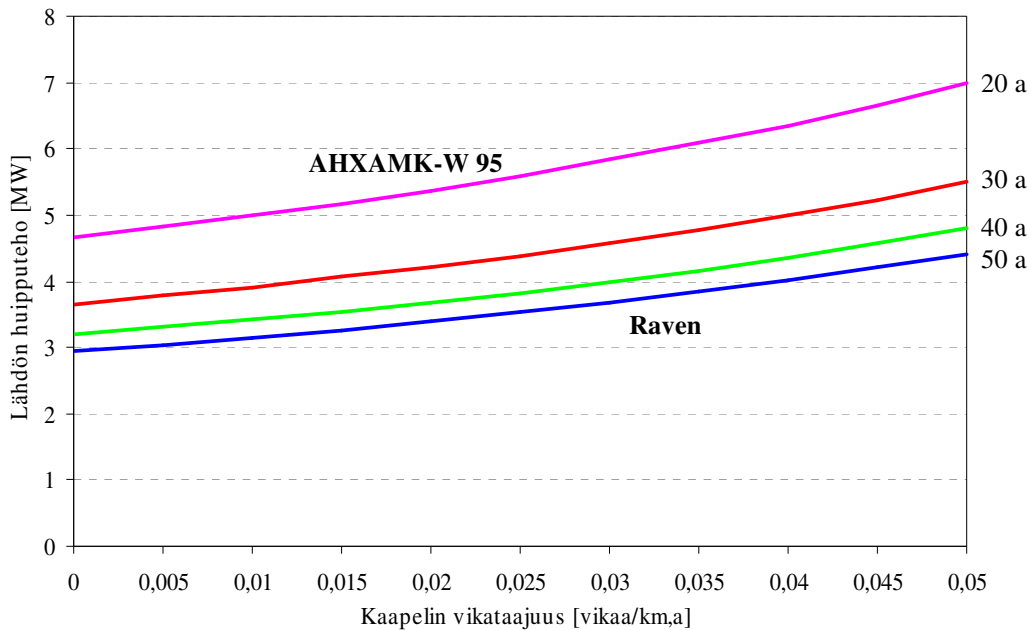
Kuva 7.6 Onkamaan lähdön kauko-ohjatun erotinaseman vuosittainen keskeytykskustannussäästö suhteessa investoinnin annuiteettiin pitoajoilla 20 – 50 a.

Maastokatkaisijan kannattavuudelle Kimonkylän lähdöllä saadaan kuvan 7.7 mukaiset rajakäyrät, kun KAH-arvoina käytetään tutkimuksen (Järventausta 03) mukaisia arvoja. Tässäkin tapauksessa lyhyemmillä pitoajoilla erot korostuvat enemmän, kun taas 40 ja 50 vuoden pitoaikojen välinen ero on merkityksetön.



Kuva 7.7 Kimonkylän lähdön maastokatkaisijan kannattavuusrajat pitoajan arvoilla 20 – 50 a, kun maastokatkaisijan hinnaksi on oletettu 28 k€.

Kaapeloinnin ja ilmajohdon rakentamisen taloudellisuutta tarkasteltaessa huomataan, kuvan 7.8 mukaisesti, että lyhyt pitoaika heikentää kaapeloinnin kannattavuutta merkittävästi. Jälleen voidaan kuitenkin todeta pitkien pitoaikojen välisen eron olevan varsin marginaalinen. Kuvan 7.8 käyrät on piirretty (Järventausta 03) mukaisia KAH-arvoja käyttäen. BLL-T 62 ja Raven avojohdon väliset käyttöalueet käyttäytyvät samalla tavoin pitoajan muuttuessa.

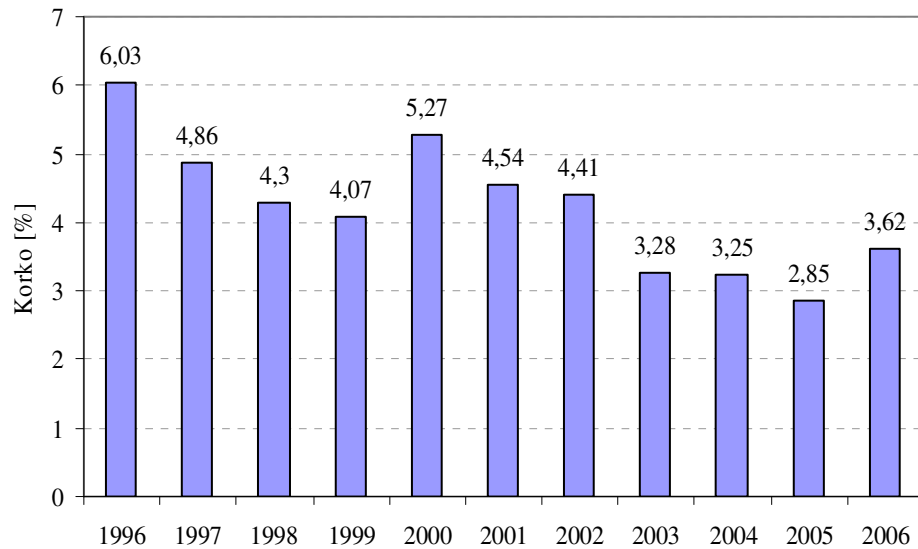


Kuva 7.8 Kaapelin ja avojohdon käyttöalueet kaapelin vikataajuuden funktiona pitoajan arvoilla 20 – 50 a.

Yhteenvedona pitoaikojen vaikutuksesta voidaan todeta, että mitä lyhyempi komponentin odotettavissa oleva pitoaika on sitä tarkemmin se tulisi kyetä arvioimaan. Pitkillä pitoajoilla vaikutus investoinnin nykyarvoon tai annuiteettiin vähenee voimakkaasti pitoajan kasvaessa. Esimerkiksi keskijänniteavojohdojen taloudellisten käyttöalueiden kohdalla ei ole suurta merkitystä, onko pitoaika 40 vai 50 vuotta.

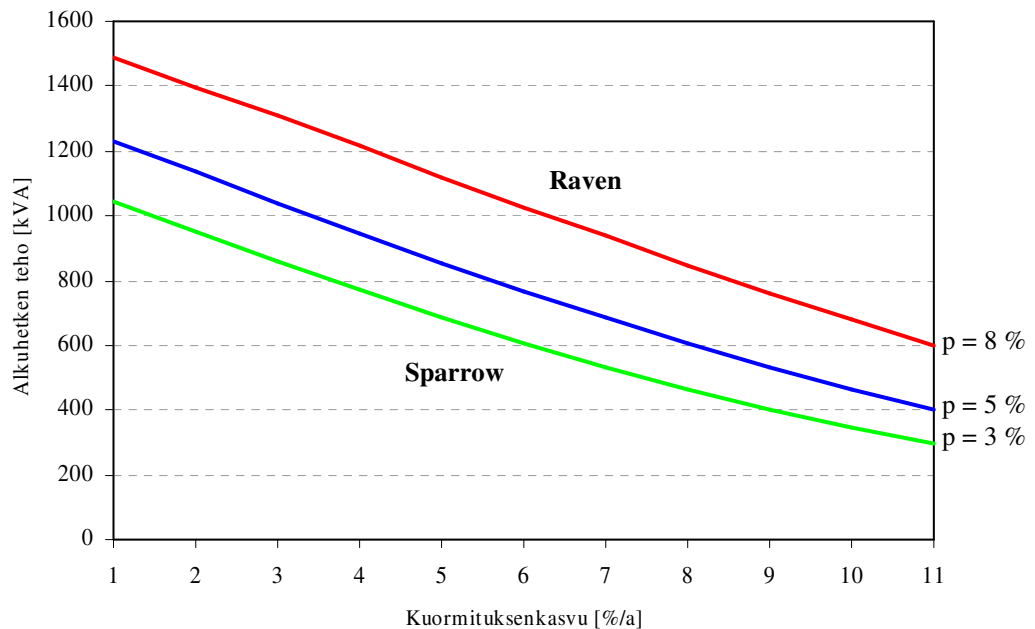
7.3 Laskentakorko

Laskentakoroksi valittiin tähän tutkimukseen 5 % luvussa 2 mainituilla perusteilla. Koron suuruus kuitenkin vaihtelee markkinoiden ja taloudellisen tilanteen mukaisesti ajan kuluessa. Kuvassa 7.9 on esitetty Suomen valtion viiden vuoden obligaation korot vuodesta 1996 vuoden 2006 huhtikuuhun saakka, mistä voidaan havaita koron vaihdelleen kolmen ja kuuden prosentin välillä. Korko on kuitenkin pahimmillaan käynyt yli 10 % tasolla. (BOF 06) Näillä perusteilla herkkyyksianalyysiin valitaan korkotasot 3, 5 ja 8 %, millä pyritään kuvaamaan tulevaisuuden mahdollisia korkotason muutoksia.



Kuva 7.9 Suomen valtion viiden vuoden obligaation korko vuosina 1996 – 2006. (BOF 06)

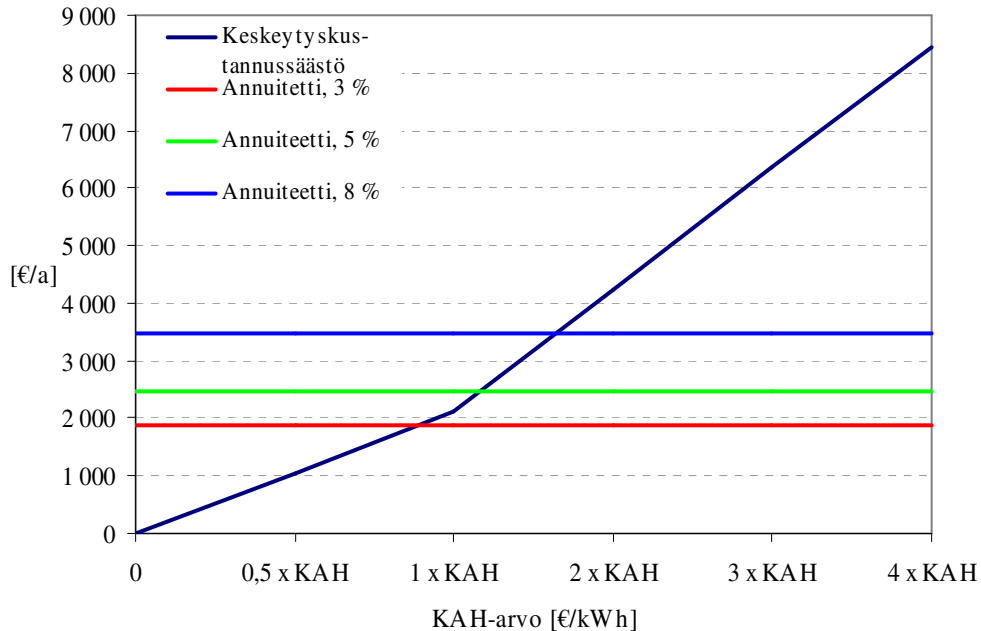
Sparrow ja Raven johtimien taloudelliset käyttöalueet eri korkoprosenteilla esitetään kuvassa 7.10. Kuvan mukaisesti korkoprosentin nousu kasvattaa rajatehoa voimakkaasti. Näin ollen matala korkotaso suosii paksumpia ja kalliimpia johtimia, kun taas korkea korko puoltaa ohuempien johtimien käyttöä.



Kuva 7.10 Sparrow ja Raven johtimien taloudelliset käyttöalueet eri korkoprosenteilla laskettuna.

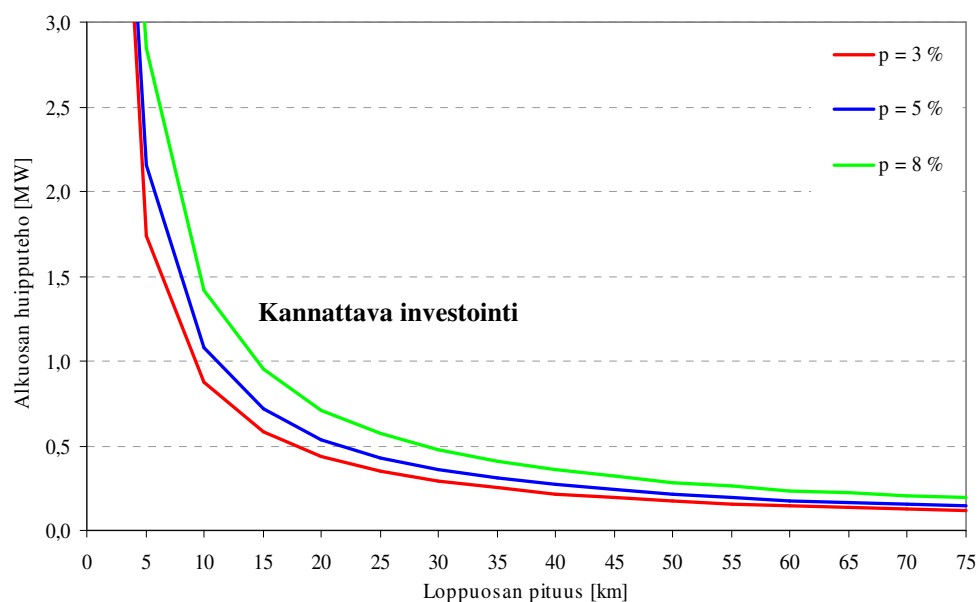
Kauko-ohjatun erotinaseman investointiin korkokanta vaikuttaa kohtalaisen paljon, mutta vaikutus on melko suoraviivainen; investoinnin annuiteetti kasvaa lineaarisesti korkokannan kasvaessa. Kuvassa 7.11 on esitetty Onkamaan lähdön erotinaseman

keskeytykustannussäästö KAH-arvon funktiona, verrattuna eri korkoprosenttein laskettuun annuiteettiin. Vuoden 2005 korkotasolla 2,9 % investointi on kannattava, mutta koron kasvaessa 8 %:iin, tulisi myös KAH-arvon suurentua noin 1,7-kertaiseksi, jotta investointi kannattaisi.



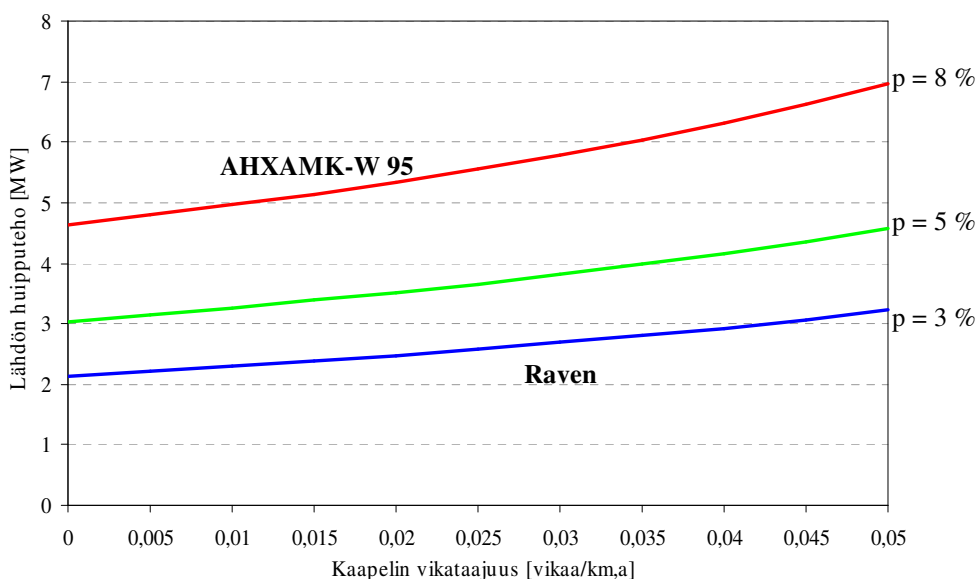
Kuva 7.11 Onkamaan lähdön kauko-ohjatun erotinaseman vuosittainen keskeytykustannussäästö suhteessa investoinnin annuiteettiin eri laskentakoroilla.

Kimonkylän lähdölle sijoitettavalle välikatkaisijalle saadaan kuvan 7.12 mukaiset kannattavuusrajat. Korkoprosentin kasvaessa viidestä kahdeksaan, pitää johdon loppuosan pituuden kasvaa 23:sta 31 kilometriin, jos alkuosan keskiteho on 200 kW. Näin ollen korkoprosentin kasvaminen heikentää investoinnin kannattavuutta. Tosin erot ovat pieniä suurilla loppuosan pituuksilla.



Kuva 7.12 Kimonkylän lähdön maastokatkaisijan kannattavuusrajat eri laskentakoroilla, kun maastokatkaisijan hinnaksi on oletettu 28 k€.

Keskijänniteverkon kaapeloinnin kannattavuutta tarkasteltaessa huomataan laskentakoron vaikuttavan merkittävän paljon lopputulokseen. Kuvassa 7.13 esitetään AHXAMK-W 95 ja Raven johtimien käyttöalueet tutkimuksen (Järventausta 03) KAH-arvojen perusteella. Mikäli korko nousisi 8 %:iin, kaapelointi olisi kannattavaa vasta yli 5 MW teholla. Laskentakorolla 3 % puolestaan kaapelointi kannattaisi jo yli 2,5 MW lähdön teholla. Samanlaisesta laskentatavasta johtuen vastaavanlaiset vaikutukset voidaan havaita BLL-T 62 ja Raven johtimien käyttöalueita verrattaessa eri laskentakoroilla.



Kuva 7.13 AHXAMK-W 95 -kaapelin ja Raven avojohdon käyttöalueet tutkimuksen (Järventausta 03) KAH-arvojen perusteella eri korkoprosentein laskettuna.

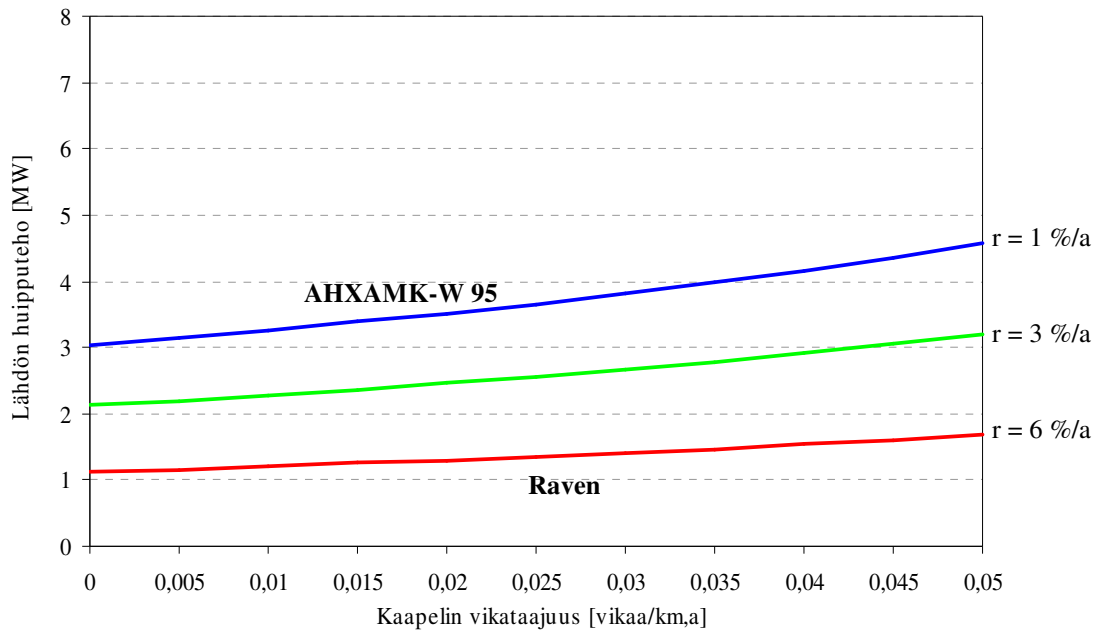
Laskentakoron vaikutuksista johtimien käyttöalueille ja käyttövarmuusinvestoinneille voidaan todeta, että korkea korko heikentää suuren alkuhetken investoinnin vaatimien vaihtoehtojen kannattavuutta. Vaikutuksen suunnan lisäksi on syytä huomioida sen usein varsin merkittävä suuruus.

7.4 Kuormituksen kasvu

Kuormituksen kasvun arviointi pitkällä aikavälillä on usein varsin hankalaa ja suurpiirteistä. Yleensä on tyydyttävä kuntien tai kaupunkien väestönkasvuennusteisiin, mitkä monesti antavat liian positiivisen kuvan alueiden kehittymisestä. Vaikkakin kuormituksen kasvu on vaikeaa määrittää tarkasti, on sillä varsin merkittävä vaikutus verkoston suunnitteluun.

Johtimien taloudellisen käytön rajatehokäyrissä kuormituksen kasvu on jo muuttujana ja erotinaseman, sekä maastokatkaisijan tarkasteluissa sitä ei tarvitse vuosikustannusmenetelmää käytettäessä huomioida. Näin ollen tarkasteltavaksi jäävät vain kaapeloinnin ja ilmajohdon, sekä päällystetyn- ja avoilmajohdon taloudellisten käyttöalueiden tarkastelu eri kuormituksen kasvuprosenteilla.

Herkkyysanalyysi suoritetaan kuormituksen kasvuprosenteilla 1, 3 ja 6 %/a. Valituilla arvoilla saadaan jo varsin hyvä kuva niiden vaikutuksesta kaapeloinnin tai BLL-T – johtimen käyttöön. Kuvassa 7.14 on esitetty AHXAMK-W 95 -kaapelin ja Raven avojohdon taloudelliset käyttöalueet eri kuormituksen kasvuprosenteilla. Kuormituksen kasvun voidaan havaita parantavan voimakkaasti kaapeloinnin kannattavuutta. Esimerkiksi, jos alueen alkuhetken mitoitusteho on 1,5 MW, kannattaa sitä syöttävä johto-osa kaapeloida kuormituksen kasvun ollessa 6 %/a.



Kuva 7.14 AHXAMK-W 95 –kaapelin ja Raven avojohdon käyttöalueet tutkimuksen (Järventausta 03) KAH-arvojen perusteella eri kuormituksen kasvuprosenteilla laskettuna.

8 Yhteenveto

Tutkimuksen tavoitteena oli tehdä verkostosuunnittelijoiden käyttöön ohjeistus siitä, miten Kymenlaakson Sähkö Oy:ssä sähköjakeluverkkoja suunnitellaan. Työssä painotettiin erityisesti elinkaarikustannusten huomioimista erilaisissa suunnittelutehtävissä. Elinkaarikustannusajattelu on pitkällä tähtäimellä ehdottoman järkevää myös sähköjakeluverkkojen suunnittelussa.

Työn alussa määriteltiin sähkötekniset ja taloudelliset laskentaparametrit. Sähkötekni-
sen parametrien määrittäminen oli suurimmaksi osaksi kohtuullisen helppoa selkeiden
fysikaalisten arvojen osalta. Kuitenkin esimerkiksi jännitteenalenemaraajojen asettami-
nen ja niiden perustelu osoittautui hankalaksi. Taloudellisten parametrien valitseminen
verkostosuunnittelua varten on varsin epävarmaa pitkistä pitoajoista johtuen. Esimer-
kiksi häviöenergian hintaa on vaikea ennustaa neljäksikymmeneksi vuodeksi eteenpäin,
kun jo vuodessakin sähkön pörssihinta saattaa heilahdella voimakkaasti. Epävarmuuk-
sista huolimatta laskentaparametrit saatiin määriteltyä ja eniten lopputuloksiin vaikutta-
ville parametreille suoritettiin työn loppuosassa herkkyysoanalyysi.

Kolmannessa kappaleessa käsiteltiin tärkeimmät keskijänniteverkkojen suunnitteluun
liittyvät seikat. KJ-verkkojen suunnittelussa painotettiin erityisesti taloudellisten
seikkojen, kuten häviö- ja keskeytyskustannusten huomioimista, unohtamatta kuiten-
kaan sähkötekniisiä reunaehtoja. Teoriaosioita pyrittiin havainnollistamaan laskuesimer-
kein, joiden tuloksia ei niinkään kannata ottaa absoluuttisena totuutena, vaan tärkeintä
on niiden sisältämä laskentamethodiikka.

Jakelumuuntajan mitoittamisen osalta käsiteltiin olosuhteiden vaikutus ylikuormitetta-
vuuteen ja kuormituksen kasvu. Lisäksi tässäkin osiossa otettiin huomioon häviökus-
tannusten vaikutus muuntajan pitoaikana vertailemalla tavallista ja pienihäviöistä
muuntajaa. Tuloksista voitiin havaita pienten häviöiden ajavan helposti hieman
kalliimman hankintahinnan edelle.

Pienjänniteverkon suunnittelu käsiteltiin luvussa viisi painottaen johtimien teknistalou-
dellista mitoittamista ja sähköturvallisuusmääräysten mukaista sulakesuojausta.

Tässäkin teorian ja määräysten esittelyn jälkeen käytettiin esimerkkilaskelmia, missä aluksi mitoitettiin johtimet ja tämän jälkeen suunniteltiin sulakesuojaus määräysten mukaiseksi. Lisäksi työn tässä osassa esiteltiin kuormitusmallilaskennan teoriaa ja jännitteen laatuun liittyviä määräyksiä ja suosituksia. Verkkotietojärjestelmän käyttämät vanhat kuormitusmallit tulisi päivittää mahdollisimman pian vastaamaan uusia tutkimustuloksia, kun ne kerran ovat jo olemassa. Nykyisellään käyttäjäryhmien vuosienergiat ovat kokemusten perusteella liian pieniä, mikä vaikuttaa myös mitoitustehojen laskentaan.

Verkoston rakennevalinnat –osassa määritettiin käytettävät johdinsarjat ja annettiin ohjeita keski- ja pienjänniteverkkojen kaapelointiin, muuntamon sijoittamiseen ja rakenteeseen, sekä tarkasteltiin BLL-T –johtojen käytön kannattavuutta. Tuloksina saatiin valittua poikkipintasarjat ilmajohdoille, kaapeleille ja päällystetyille avojohdoille. Keski-jänniteverkon kaapelointi todettiin kannattavaksi KAH-arvojen perusteella yli 3 MW tehoisilla lähdöillä ja muutoin KJ-verkko kaapeloidaan kaava-alueilla tehokkuusluvun ylittäessä 0,2. BLL-T –johtojen käyttäminen todettiin kannattavaksi nykyisten PAS-johtojen tilalla, johdon tehon ylittäessä 1 MW. Pienjänniteverkon osalta ohjeeksi annettiin verkoston kaapeloiminen kaava-alueilla, kun asiakkaita on useampia.

Tämän tutkimuksen jälkeen on edessä tiiviimmän, yksikäsitteisiä ohjeita sisältävän, ohjekirjaseen tekeminen. Kyseiseen suunnitteluohjeistukseen tulee sisällyttää vain tärkeimmät ja yleisimmin tarvittavat ohjeet ja määräykset. Tarkemmat tiedot voi tarvittaessa katsoa tästä teoksesta. Tulevaisuudessa on myös tärkeää tiedottaa ja opastaa suunnittelijat käyttämään uusia suunnitteluohjeita, jottei jokaisella ole esimerkiksi erilaisia laskentaparametreja käytössään. Hieman pidemmällä tähtäimellä on muistettava myöskin suunnitteluperusteiden päivittäminen riittävän usein vastaamaan vallitsevia olosuhteita.

LÄHDELUETTELO

- (A1 93) Sähkötarkastuskeskus. Sähköturvallisuusmääräykset A1 1993. Jyväskylä, 1994, Gummerus kirjapaino Oy, 297 s. ISBN 951-8921-69-5.
- (A4 93) Sähkötarkastuskeskus. Vahvavirtailmajohtomääräykset A4 1993. Jyväskylä, 1993, Gummerus kirjapaino Oy, 102 s. ISBN 951-8921-63-6.
- (ABB 06a) ABB Oy, internet sivut. Polku: tuotteet ja palvelut, muuntajat, jakelumuuntajat. [Viitattu 27.1.2006]. Saatavilla www-muodossa: <http://www.abb.fi/>
- (ABB 06b) ABB Oy, internet sivut. Polku: tuotteet ja palvelut, keskijännite-tuotteet, distribution protection and control. [Viitattu 21.2.2006]. Saatavilla www-muodossa: <http://www.abb.fi/>
- (ABB 06c) ABB Oy, internet sivut. Polku: tuotteet ja palvelut, pienjännite-tuotteet, kytkin- ja varoketuotteet. [Viitattu 27.3.2006]. Saatavilla www-muodossa: <http://www.abb.fi/>
- (Aro 96) Aro, M., Elovaara, J., Karttunen, M., Nousiainen, K., Palva, V. Suurjännitetekniikka. Jyväskylä, 1996, Otatiето Oy, 483 s. ISBN-951-672-226-1.
- (BOF 06) Suomen Pankki. Rahoitusmarkkinat – tilastokatsaus 5/2006. Verkkojulkaisu. ISSN 1795-7583. Viitattu 30.5.2006. Saatavilla www-muodossa: http://www.bof.fi/fin/5_tilastot/5.2_Tilastojulkaisut/index.stm
- (Ensto 06) Ensto Oy, internet sivut. PAS-suunnitteluohjeet. [Viitattu 9.3.2006]. Saatavilla www-muodossa: <http://www.ensto.com/files/523Iv9ZPx/Attachment/PAS-suunnittelu.pdf>
- (FIM 04) Corporate Finance Oy. Lausunto pääoman keskimääräiskustannuksen määrittämisestä sähkö- ja maakaasuverkkoliiketoiminoille. 2004. [Viitattu 24.02.2006]. Saatavilla www-muodossa: http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/FIM_lausunto_20040525.pdf

- (Jalonen 00) Jalonen, M., Lehtonen Maija, Lehtonen Matti. Kuormitustutkimus R10. Raportti, VTT Energia 2000. Espoo. Luottamuksellinen.
- (Järventausta 03) Järventausta, P. & al. Sähkönlaatu jakeluverkkotoiminnan arvioinnissa. Tutkimusraportti, LTY, TTY 2003. [Viitattu 15.3.2006]. Saatavilla www-muodossa:
<http://www.ee.lut.fi/fi/lab/sahkomarkkina/>
- (Laatikainen 05) Laatikainen, A. Elinkaarikustannusten ja toimitusvarmuuden analysointi sähkönjakelun saneerausmenetelmille. Diplomityö, LTY 2005. [10.03.2006]. Saatavilla www-muodossa:
<http://www.ee.lut.fi/fi/lab/sahkomarkkina/>
- (Lakervi 06) Lakervi, E. Partanen, J. Sähkönjakelutekniikka. Keskeneräinen oppikirja, 2006. Ei julkinen.
- (Lakervi 03) Lakervi, E. Holmes, E. J. Electricity distribution network design, 2nd edition. Exeter, England, 2003, Short Run Press Ltd., 325 s. ISBN 0-86341-309-9.
- (Lakervi 96) Lakervi, E. Sähkönjakeluverkkojen suunnittelu. Helsinki, 1996, Otatieto OY, 110 s. ISBN 951-672-220-2.
- (Leppiniemi 96) Leppiniemi, J., Puttonen, V. Yrityksen rahoitus. Porvoo, 1996, WSOY, 185 s. ISBN 951-0-21148-6.
- (Lohjala 2005) Lohjala, J. Haja-asutusalueiden sähkönjakelujärjestelmien kehittäminen – erityisesti 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet. Lappeenranta, 2005, Digipaino, 201 s. ISBN 952-214-020-1.
- (Niskanen 03) Niskanen, J., Niskanen, M. Yritysrahoitus. Helsinki, 2003, Edita Prima Oy, 420 s. ISBN 951-37-3162-6.
- (Onninen 05) Onninen Oy, internet sivut. BLL-T –tarvikkeet, 2005. [Viitattu 24.4.2006]. Saatavissa www-muodossa:
<http://www.onninen.fi/teollisuus-+ja+infra-asiakkaat/tuotteet/energia-+ja+tietoliikenneverkot/blltesite1.pdf>
- (Partanen 04) Partanen, J. Sähkönjakelutekniikka-kurssin luento- ja laskuharjoitusmateriaali. LTY, 2004.

- (Partanen 05) Partanen, J. & al. 20/1/0,4 kV Sähkönjakelujärjestelmä. Tutkimusraportti, LTY, TTY 2005. [Viitattu 15.3.2006]. Saatavilla www-muodossa: <http://www.ee.lut.fi/fi/lab/sahkomarkkina/>
- (Partanen 05b) Partanen, J. & al. Sähkömarkkinat – opetusmoniste. LTY 2005. [Viitattu 16.5.2006]. Saatavilla www-muodossa: <http://www.ee.lut.fi/fi/lab/sahkomarkkina/>
- (Partanen 06) Partanen, J. Sähköverkkotekniikan peruskurssi. Luentomateriaali. LTY, 2006. [Viitattu 3.4.2006]. Saatavilla www-muodossa: <http://www.ee.lut.fi/fi/lab/sahkomarkkina/>
- (Partanen 06b) Partanen, J. Sähköposti- ja puhelinkeskustelut 7 - 10.4.2006.
- (Prysmian 06) Prysmian. Energy – tuotteet. [Viitattu 25.1.2006]. Saatavilla www-muodossa: http://www.fi.prysmian.com/fi_FI/cables_systems/energy/product_families/index_tuotteet_fi.jhtml?s1=25800005&s2=25800009&s3=9600009&s4=-1
- (RJ 19:02) Sähköenergialiitto Sener ry. Verkostosuositus RJ 19:02. Pylväserotinasemien ja muuntamopiirien maadoitukset standardin SFS 6001 mukaan. Helsinki 2002.
- (RM 5:03) Sähköenergialiitto Sener ry. Verkostosuositus RM 5:03. Pylväsmuuntamon maadoitusjohtimet, ylijännitesuojaus ja eläinsuojaus. Helsinki 2003.
- (Salonen 06) Ilkka Salonen, materiaaliesimies, Kymenlaakson Sähkö Oy. Sähköposti- ja puhelinkeskustelut, 7 - 8.3.2006.
- (SA 2:92) Suomen sähkölaitosyhdistys ry. Verkostosuositus SA 2:92, Pienjänniteverkon ja jakelumuuntajan sähköinen mitoittaminen. Helsinki, 1992.
- (SA 5:94) Sähköenergialiitto ry. Verkostosuositus SA 4:94, Keskijänniteverkon sähköinen mitoittaminen. Helsinki, 1994.
- (SFS 144) Suomen Standardisoimisliitto SFS. SFS-käsikirja 144. Pienjännitesähköasennukset ja sähkötyöturvallisuus 2005. Helsinki, 2005, 560 s. ISBN 952-5420-81-7.
- (SFS 5790) Suomen Standardisoimisliitto SFS. 12/20 kV ilmajohdot. PAS-järjestelmä. Helsinki, 1995.

- (SFS 6001) Suomen Standardisoimisliitto SFS. Suurjännitesähköasennukset. Helsinki, 2001.
- (Silvast 05) Silvast, A. Heine, P. Lehtonen, M. Kivikko, K. Mäkinen, A. Järventausta, P. Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta. Espoo, 2005, 175 s. ISBN 951-22-8031-0.
- (SLY 92) Suomen sähkölaitosyhdistys ry. Sähkön käytön kuormitustutkimus 1992. Helsinki 1992. Julkaisusarja 5/92.
- (TTT 00) ABB Oy. Teknisiä tietoja ja taulukoita, 2000. [viitattu 8.3.2006]. Saatavilla www-muodossa: <http://www.abb.fi/>
- (VAMP 06) Vamp Ltd. VAMP 255/245/230 Johtolähtö- ja moottorisuojat. Käyttö- ja konfigurointiohje. 2004. [Viitattu 21.2.2006]. Saatavilla www-muodossa: <http://www.vamp.fi/english/support/products/documentation/VM255FI.pdf>

Verkostokomponenttien yksikköhinnat ja tekniset parametrit

Taulukko 1. 20 kV ilmajohtojen tiedot

20 kV ilmajohtot	Tekniset parametrit		Kuormitettavuus [A]	Ik1s [kA]
	r [Ω /km]	x [Ω /km]		
Sparrow	0,847	0,383	210	3,2
Raven	0,535	0,368	280	5,1
Pigeon	0,337	0,354	360	8,0
Al 132	0,218	0,344	495	11,6
PAS 50	0,720	0,312	200	3,2
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	11,0
PAS 150	0,236	0,277	485	13,5
BLL-T 62	0,535	?	259	5,2
BLL-T 99	0,336	?	348	8,2
BLL-T 157	0,193	?	480	15,3

Taulukko 2. 20 kV kaapeleiden tiedot

20 kV kaapelin asennus	Tekniset parametrit		Kuormitettavuus [A]	Ik1s [kA]
	r [Ω /km]	x [Ω /km]		
AHXAMK-W 3x70	0,443	0,138	200	6,6
AHXAMK-W 3x95	0,326	0,133	235 / 190	8,9 / 8,7
AHXAMK-W 3x120	0,256	0,129	265	11,3 / 9,8
AHXAMK-W 3x185	0,169	0,119	330	17,4

Taulukko 3. 0,4...1 kV johtojen tiedot

0,4...1 kV ilmajohtot	Tekniset parametrit [Ω /km]					Kuormitettavuus [A]
	r	x	r_0	x_0	x_{j0}	
AMKA 3x25+35	1,30	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	0,070	0,045	180
AMKA 3x120+95	0,273	0,092	0,392	0,078	0,030	250

*hinnat KSOY:ltä

Taulukko 4. 0,4...1 kV kaapeleiden tiedot

0,4...1 kV kaapelin asennus	Tekniset parametrit [Ω /km]					Kuormitettavuus [A]
	r	x	r_0	x_0	x_{j0}	
AXMK 4x25	1,30	0,089	1,30	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	330 / 325
AXMK 4x240	0,135	0,079	0,135	0,079	0,079	375
AMCMK 3x25/16	1,30	0,077	1,24	0,120	0	100
AMCMK 3x35/16	0,937	0,085	0,534	0,085	0	125

Liite 1.2

Taulukko 5. Muuntamoiden hinnat (KA 2:03; Partanen 05)

Muuntamot	Yksikköhinta [€/kpl]
1-pylväs	3 700
1-pylväs 1/0,4 kV	700
2-pylväs	6 390
4-pylväs	9 080
Puisto, tyyppi 1	29 580
Puisto, tyyppi 2	35 440
Kiinteistö	38 270
Satelliitti, ≤ 315 kVA	17 260
Satelliitti, > 400 kVA	17 140

Taulukko 6. Muuntajakoneiden tiedot (KA 2:03; Partanen 05)

Muuntajat	Yksikköhinta [€/kpl]	Tekniset parametrit			
		R_m [Ω]	X_m [Ω]	R_{m0}	X_{m0}
20/0,4 16 kVA	820	0,34	0,21	0,14	0,013
20/0,4 30 kVA	2 540	0,14	0,16	0,059	0,011
20/0,4 50 kVA	2 900	0,07	0,11	0,073	0,011
20/0,4 100 kVA	3 670	0,025	0,063	0,029	0,058
20/0,4 150 kVA	3 670	0,015	0,037	0,02	0,042
20/0,4 200 kVA	4 470	0,011	0,03	0,012	0,035
20/0,4 315 kVA	5 900	0,0064	0,019	0,0062	0,025
20/0,4 500 kVA	7 970	0,0035	0,012	0,0036	0,016
20/0,4 800 kVA	9 490	0,0016	0,012	0,0021	0,011
1/0,4 16 kVA	780	0,029	0,30	-	-
1/0,4 25 kVA	920	0,027	0,16	-	-
1/0,4 50 kVA	1 720	0,07	0,11	-	-

Taulukko 7. 20 kV erottimien hinnat (KA 2:03)

20 kV Erottimet	Yksikköhinta [€/kpl]
Johtoerotin, kevyt	2 920
Johtoerotin, kaasukammioin	6 100
Kauko-ohj. 1 erotin	12 440
Kauko-ohj. 2 erotinta	16 450
Kauko-ohj. 3-4 erotinta	40 390

Artjärven lähdön releasetteluiden laskenta

Taulukko 1. Laskennan lähtötiedot

Komponentti	Parametri	Selite	Arvo	Yksikkö
KJ-johto	r 40°C	AHX-W 120	0,275	Ω/km
		PAS 150	0,253	
		Pigeon	0,365	
		Raven	0,580	
		Sparrow	0,919	
KJ-johto	x	AHX-W 120	0,129	Ω/km
		PAS 150	0,277	
		Pigeon	0,354	
		Raven	0,368	
		Sparrow	0,383	
KJ-kaapeli	c_k	Maakapasitanssi/vaihe	230	nF/km
KJ-avojohto	c	Maakapasitanssi/vaihe	6,0	nF/km
Päämuuntaja	z_k	Muuntajan suhteellinen oikosulkuimpedanssi	10	%
	U_{n2}	Muuntajan nimelliskäyttöjännite toisiossa	21	kV
	S_n	Muuntajan nimellisteho	16	MVA
Syöttävä verkko	Z_{sv}	Syöttävän verkon oikosulkuimpedanssi	0,49	Ω

Kuvassa 3.8 esitetyn solmupisteen 2. impedanssi muodostuu syöttävän verkon, päämuuntajan ja johtimien impedansseista. Syöttävän verkon oikosulkureaktanssin arvo $\underline{X}_{sv} = j0,49 \Omega$ saatiin suoraan Fingridiltä arvioituna.

Päämuuntajan oikosulkuimpedanssin voidaan olettaa olevan puhtaasti reaktiivista ja se lasketaan lausekkeella

$$\underline{Z}_m = z_k \cdot \frac{U_{n2}^2}{S_n} = 0,10 \cdot \frac{(21 \text{ kV})^2}{16 \text{ MVA}} = j2,76 \Omega \quad (1)$$

Johtimissa syntyvä impedanssi puolestaan saadaan yhtälöllä

$$\underline{Z}_j = (1,4 \cdot 0,275 + 0,47 \cdot 0,253 + 5,9 \cdot 0,580) + j(1,4 \cdot 0,129 + 0,47 \cdot 0,277 + 5,9 \cdot 0,368) \Omega = (3,93 + j2,48) \Omega \quad (2)$$

Liite 2.2

Yhteensä solmupisteen 2. oikosulkuimpedanssiksi siis saadaan $Z = (3,93 + j5,73) \Omega \approx 6,9 \Omega$, jolloin kolmivaiheiseksi oikosulkuvirraksi saadaan yhtälön (3.1) mukaisesti noin 1,7 kA. Vastaavalla tavalla laskien saadaan myös muiden solmupisteiden oikosulkuvirrat selville. Kaksivaiheinen oikosulkuvirta saadaan kertomalla kolmivaiheinen oikosulkuvirta termillä $\sqrt{3}/2$.

Maasulkuasetteluita varten on laskettava lähtöjen maakapasitanssit vaihetta kohden. Tarkasteltavalle lähdölle voidaan kirjoittaa

$$\begin{aligned} C_1 &= l_{\text{kaap}} \cdot c_{\text{kaap}} + l_{\text{ilmaj}} \cdot c_{\text{ilmaj}} \\ &= 1,4 \text{ km} \cdot 230 \text{ nF/km} + 35,4 \text{ km} \cdot 6 \text{ nF/km} = 534 \text{ nF/vaihe} \end{aligned} \quad (4)$$

Vastaavalla tavalla voidaan laskea myös muiden lähtöjen maakapasitanssit.

Artjärven lähdön ja 15 km avojohtolähdön ollessa kytkettyinä maasulkuvirralle saadaan

$$\begin{aligned} I_f &= \frac{3\omega C}{\sqrt{1 + (3\omega CR_f)^2}} \cdot \frac{U}{\sqrt{3}} \\ &= \frac{3 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 624 \cdot 10^{-9} \text{ F}}{\sqrt{1 + (3 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 624 \cdot 10^{-9} \text{ F} \cdot 500 \Omega)^2}} \cdot \frac{20000 \text{ V}}{\sqrt{3}} = 6,52 \text{ A} \end{aligned} \quad (5)$$

Artjärven lähdön kennon kautta kulkevalle virralle puolestaan saadaan

$$I_r = \frac{C - C_1}{C} \cdot I_f = \frac{(624 - 534) \text{ nF}}{624 \text{ nF}} \cdot 6,52 \text{ A} = 0,94 \text{ A} \quad (6)$$

Johtimen taloudellisen käytön rajateho

Suurempi poikkipintaisen johtimen valinta on kannattavaa, jos seuraava epäyhtälö toteutuu

$$K_{h1} - K_{h2} > K_{I2} - K_{I1} \quad (1)$$

missä K_{h1} = diskontatut häviökustannukset pienemmälle poikkipinnalle [€/a]
 K_{h2} = diskontatut häviökustannukset suuremmalle poikkipinnalle [€/a]
 K_{I1} = investointikustannukset pienemmälle poikkipinnalle [€/km]
 K_{I2} = investointikustannukset suuremmalle poikkipinnalle [€/km]

Johtimen ensimmäisen vuoden häviökustannukset saadaan yhtälöstä

$$K_{h0i} = 3 \cdot l \cdot r_i \cdot I^2 \cdot H_h = \frac{S_0^2}{U^2} \cdot l \cdot r_i \cdot H_h \quad (2)$$

missä K_{h0i} = johtimen i ensimmäisen vuoden häviökustannukset [€/a]
 l = johtimen pituus [km]
 r_i = johtimen i resistanssi kilometriä kohden [Ω /km]
 H_h = häviöiden hinta sisältäen energian osuuden [€/W,a]
 S_0 = ensimmäisen vuoden näennäisteho [VA]

Nykyhetken diskontatut häviökustannukset saadaan kertoimen κ avulla

$$K_{hi} = \kappa \cdot K_{h0i} \quad (3)$$

Sijoittamalla lausekkeet (2) ja (3) epäyhtälöön (1) saadaan rajateholle

$$S_0 > U \cdot \sqrt{\frac{K_{I2} - K_{I1}}{\kappa \cdot H_{hp} \cdot (r_1 - r_2)}} \quad (4)$$

Johtimen vaihdon rajateho

Johtimen vaihtamisella saavutettavan vuotuisen häviösäästön on oltava suurempi tai yhtä suuri kuin aiheutuvien investointikustannusten annuiteetti. Saadaan epäyhtälö

$$\frac{S^2}{U^2} \cdot (r_1 - r_2) \cdot l \cdot H_h \geq c \cdot K_{inv} \cdot l \quad (5)$$

missä $c = \frac{p/100}{1 - (1 + p/100)^{-T}}$ = annuiteettikerroin

K_{inv} = investointikustannus vaihdettaessa johdin 1 johtimeen 2

Yhtälöstä (5) voidaan nyt ratkaista rajateholle lauseke

$$S = U \cdot \sqrt{\frac{c \cdot K_{inv}}{H_h \cdot (r_1 - r_2)}} \quad (6)$$

Rakenteen valinnan rajatehon johtaminen

Rakenteen x (esim. BLL-johto) käyttäminen verrattuna rakenteeseen y (esim. ilmajohto) on kannattavaa, jos investointikustannusero $\Delta Inv = Inv_x - Inv_y$ on pienempi kuin keskeytyskustannuksissa koko pitoaikana saatava hyöty. Koko pitoajan keskeytyskustannukset voidaan laskea yhtälöllä

$$K_{kesk} = \kappa_K \cdot P_{keski} \cdot l \cdot (f_{PJK} \cdot KAH_{PJK} + f_{AJK} \cdot KAH_{AJK} + f_{vika} \cdot KAH_{vika} \cdot t_{vika}) \quad (7)$$

Johtimen x käyttö on kannattavaa, kun

$$\Delta Inv \leq K_{kesk, y} - K_{kesk, x} \quad (8)$$

Yhtälöt (7) ja (8) yhdistämällä saadaan ratkaistua pienin keskiteho, jolla johtimen x valinta on kannattavaa. Keskitehosta saadaan edelleen ratkaistua huipputeho, jos tiedetään huipunkäyttöaika t_{huippu} . Rajateholle saadaan yhtälö

$$P_{max} \geq \frac{\Delta Inv}{\kappa_K \cdot (KAH_{PJK} \cdot (f_{PJK, y} - f_{PJK, x}) + KAH_{AJK} \cdot (f_{AJK, y} - f_{AJK, x}) + KAH_{vika} \cdot t_{vika} \cdot (f_{vika, y} - f_{vika, x}))} \cdot \frac{8760 \text{ h}}{t_{huippu}} \quad (9)$$

Liite 4.1

Elinkaarikustannusten laskeminen 20/1/0,4 kV ja 20/0,4 kV järjestelmille

Lähtötiedot:	pitoaika	T	= 35 a
	20 kV johto-osan pituus	l_{20kV}	= 1,060 km
	1 kV johto-osan pituus	l_{1kV}	= 1,138 km
	400 V AMKA 35 johdon pituus	l_{35}	= 1,627 km
	Maankäyttökorvaus	H_{maa}	= 302 €/ha
	Alkuhetken keskiteho	P_0	= 5,99 kW
	20/0,4 kV muuntajan nimellisteho	S_n	= 30 kVA
	20/0,4 kV muuntajan nimellisjännite	U_n	= 20 kV
	20/0,4 kV muuntajan nimellishäviöteho	P_{kn}	= 0,585 kW
	20/0,4 kV muuntajan tyhjäkäyntihäviö	P_{0n}	= 0,100 kW
	20/0,4 kV muuntajan hinta	H_m	= 2360 €
	20/1/0,4 kV muuntajan nimellisteho	S_n	= 100 kVA
	20/1/0,4 kV muuntajan nimellisjännite	U_n	= 20 kV
	20/1/0,4 kV muuntajan nimellishäviöteho	P_{kn}	= 1,550 kW
	20/1/0,4 kV muuntajan tyhjäkäyntihäviö	P_{0n}	= 0,250 kW
	20/1/0,4 kV muuntajan hinta	H_m	= 5590 € (SLO)
	1/0,4 kV muuntajan nimellisteho	S_n	= 25 kVA
	1/0,4 kV muuntajan nimellisjännite	U_n	= 1000 V
	1/0,4 kV muuntajan nimellishäviöteho	P_{kn}	= 0,625 kW (Partanen 05)
	1/0,4 kV muuntajan tyhjäkäyntihäviö	P_{0n}	= 0,125 kW (Partanen 05)
	1/0,4 kV muuntajan hinta	H_m	= 920 € (Partanen 05)
	laskentajännitteet	U	= 20 kV, 1000 V, 400 V
	KJ-lähdön keskiteho	P_{keski}	= 836 kW
	vikojen esiintymistiheys KJ-verkossa	f_{KJ}	= 0,0528 1/km,a
	PJK:n esiintymistiheys	f_{PJK}	= 0,669 1/km,a
	AJK:n esiintymistiheys	f_{AJK}	= 0,158 1/km,a
	vian erotusaika	t_{vika}	= 0,5 h
	keskeytyskustannus PJK	KAH_{PJK}	= 0,18 (0,31) €/kW
	keskeytyskustannus AJK	KAH_{AJK}	= 0,46 (0,63) €/kW
	keskeytyskustannus pysyvä vika	KAH_{vika}	= 2,32 (4,62) €/kWh
	ylläpitokustannus KJ-verkko	Y_{KJ}	= 103 €/km,a
	ylläpitokustannus PJ-verkko	Y_{PJ}	= 89 €/km,a

Liite 4.2

Vaihtoehto 1)

Investointikustannukset:

$$K_{\text{inv},20\text{kV}} = 20\,371 \text{ €}$$

$$K_{\text{inv},m} = 1\text{-pylväsmuuntamo} + 30 \text{ kVA muuntaja} \\ = 3\,580 \text{ €} + 2\,360 \text{ €} = 5\,940 \text{ €}$$

$$K_{\text{inv}} = K_{\text{inv},20\text{kV}} + K_{\text{inv},m} = 26\,311 \text{ €}$$

Maankäyttökustannukset:

$$K_{\text{Maa}} = 1060 \text{ m} \times 10 \text{ m} \times 0,0302 \text{ €/m}^2 = 320 \text{ €}$$

Häviökustannukset:

Johtimien ensimmäisen vuoden häviöt saadaan yhtälöstä

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

Tällöin saadaan 20 kV-johdolle

$$K_{\text{h0}} = 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 2250 \text{ h} \cdot \left(\frac{18 \text{ kW}}{20 \text{ kV} \cdot 0,95} \right)^2 \cdot \\ 1,060 \text{ km} \cdot 0,847 \text{ Ω/km} = 0,063 \text{ €/a}$$

20/0,4 kV muuntajan ensimmäisen vuoden häviötehot saadaan yhtälöillä

$$P_{\text{k0}} = \left(\frac{S_0}{S_n} \right)^2 \cdot P_{\text{kn}} = \left(\frac{18,95 \text{ kVA}}{30 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 0,585 \text{ kW} = 0,23 \text{ kW}$$

$$P_{\text{00}} = \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \cdot P_{\text{0n}} = \left(\frac{20 \text{ kV}}{20 \text{ kV}} \right)^2 \cdot 0,100 \text{ kW} = 0,10 \text{ kW}$$

Ensimmäisen vuoden muuntajahäviökustannukset saadaan seuraavasti

$$K_{\text{k0}} = H_{\text{hE}} \cdot t_{\text{h}} \cdot P_{\text{k0}} \\ = 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 1800 \text{ h} \cdot 0,23 \text{ kW} = 14,49 \text{ €/a}$$

$$K_{\text{00}} = H_{\text{hE}} \cdot 8760 \text{ h} \cdot P_{\text{00}} = 30,66 \text{ €/a}$$

Koko pitoajalta johtimien ja muuntajan häviökustannuksiksi saadaan

Liite 4.3

$$\begin{aligned}K_H &= \kappa \cdot (K_{h0} + K_{k0}) + \kappa_Y \cdot K_{00} \\ &= 21,705 \cdot (0,063 + 14,49) \text{ €} + 16,374 \cdot 30,66 \text{ €} = 818 \text{ €}\end{aligned}$$

Ylläpitokustannukset:

$$K_{Y,PJ} = \kappa_Y \cdot Y_{KJ} \cdot l_{20kV} = 16,374 \cdot 103 \text{ €/km, a} \cdot 1,060 \text{ km} = 1788 \text{ €}$$

Yhteensä:

$$K = K_{inv} + K_{maa} + K_H + K_Y = (26\,311 + 320 + 818 + 1\,788) \text{ €} = \mathbf{29\,237 \text{ €}}$$

Vaihtoehto 2)

Investointikustannukset:

$$K_{inv,1kV} = 13\,838 \text{ €}$$

$$\begin{aligned}K_{inv,m1} &= 1\text{-pylväsmuuntamo} + 20/1 \text{ kV, } 100 \text{ kVA muuntaja} \\ &= 3\,580 \text{ €} + 3\,670 \text{ €} = 7\,250 \text{ €}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}K_{inv,m2} &= 1\text{-pylväsmuuntamo} + 1/0,4 \text{ kV, } 25 \text{ kVA muuntaja} \\ &= 700 \text{ €} + 920 \text{ €} = 1\,620 \text{ €}\end{aligned}$$

$$K_{inv} = K_{inv,20kV} + K_{inv,m1} + K_{inv,m2} = 22\,708 \text{ €}$$

Maankäyttökustannukset:

$$K_{Maa} = 1138 \text{ m} \times 2 \text{ m} \times 0,0302 \text{ €/m}^2 = 69 \text{ €}$$

Häviökustannukset:

Johtimet:

$$K_{h0} = 0,035 \text{ €/kWh} \cdot 2250 \text{ h} \cdot \frac{(18 \text{ kW})^2}{1,0 \text{ kV}^2 \cdot 0,95^2}$$

$$1,138 \text{ km} \cdot 0,938 \text{ Ω/km} = 30,18 \text{ €}$$

20/1 kV muuntaja:

$$P_{k0} = \left(\frac{S_0}{S_n} \right)^2 \cdot P_{kn} = \left(\frac{18,95 \text{ kVA}}{100 \text{ kVA}} \right)^2 \cdot 1,550 \text{ kW} = 0,055 \text{ kW}$$

$$P_{00} = \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \cdot P_{0n} = 0,250 \text{ kW}$$

$$K_{k0} = H_{hE} \cdot t_h \cdot P_{k0} = 3,47 \text{ €}$$

Liite 4.4

$$K_{00} = H_{hE} \cdot 8760 \text{ h} \cdot P_{00} = 76,65 \text{ €}$$

1/0,4 kV muuntaja, $t_h = 1000 \text{ h}$:

$$P_{k0} = 0,359 \text{ kW}$$

$$P_{00} = 0,125 \text{ kW}$$

$$K_{k0} = 22,62 \text{ €}$$

$$K_{00} = 38,33 \text{ €}$$

Koko pitoajalta johtimien ja muuntajien häviökustannuksiksi saadaan

$$\begin{aligned} K_H &= \kappa \cdot (K_{h0} + K_{k0, kok}) + \kappa_Y \cdot K_{00, kok} \\ &= 21,705 \cdot (30,18 + 26,09) \text{ €} + 16,374 \cdot 114,98 \text{ €} = 3104 \text{ €} \end{aligned}$$

Keskeytyskustannussäästö verrattuna 20/0,4 kV järjestelmään:

PJK- ja AJK-määrät, sekä pysyvät viat vähenevät 1000 V johto-osuuden ansiosta seuraavasti, kun oletetaan 1 kV johto-osan vikataajuudeksi nolla:

$$\Delta f_{PJK} = l_{20kV} \cdot f_{PJK} = 1,060 \text{ km} \cdot 0,668 \text{ 1/km, a} = 0,708 \text{ 1/a}$$

$$\Delta f_{AJK} = l_{20kV} \cdot f_{AJK} = 1,060 \text{ km} \cdot 0,158 \text{ 1/km, a} = 0,167 \text{ 1/a}$$

$$\Delta f_{vika} = l_{20kV} \cdot f_{vika} = 1,060 \text{ km} \cdot 0,0527 \text{ 1/km, a} = 0,056 \text{ 1/a}$$

Vikamäärien vähenemisen aiheuttama säästö koko pitoajalta saadaan lausekkeella

$$\begin{aligned} K_{kesk} &= \kappa_K \cdot (K_{PJK} + K_{AJK} + K_{vika}) \\ &= \kappa_K \cdot (\Delta f_{PJK} \cdot KAH_{PJK} + \Delta f_{AJK} \cdot KAH_{AJK} + \Delta f_{vika} \cdot KAH_{vika} \cdot t_{vika}) \cdot P_{keski} \\ &= 18,765 \cdot (0,708 \text{ 1/a} \cdot 0,18 \text{ €/kW} + 0,167 \text{ 1/a} \cdot 0,46 \text{ €/kW} \\ &\quad + 0,056 \text{ 1/a} \cdot 2,32 \text{ €/kWh} \cdot 0,50 \text{ h}) \cdot 836 \text{ kW} \\ &= 4223 \text{ €} \end{aligned}$$

Ylläpitokustannukset:

$$K_{Y,PJ} = \kappa_Y \cdot Y_{PJ} \cdot l_{20kV} = 16,374 \cdot 89 \text{ €/km, a} \cdot 1,060 \text{ km} = 1545 \text{ €}$$

Yhteensä:

$$\begin{aligned} K &= K_{inv} + K_{maa} + K_H - K_{kesk} + K_Y = \\ &(22708 + 69 + 3104 - 4223 + 1545) \text{ €} = \mathbf{23203 \text{ €}} \end{aligned}$$

