

TAMPEREEN AMMATIKORKEAKOULU  
Sähkötekniikan koulutusohjelma  
Sähkövoimatekniikka

Tutkintotyö

Timo Tainio

## **KÄYTTÖKESKEYTYSTEN VÄHENTÄMINEN KESKIJÄNNITEVERKOSSA**

Työn ohjaaja  
Työn teettäjä

DI Seppo Järvi  
Vattenfall Verkkoy, valvojana verkostosuunnittelija Jarmo Mäkelä

Tampere 2006

TAMPEREEN AMMATIKORKEAKOULU

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Sähkövoimatekniikka

Tainio Timo

Käyttökeskeytysten vähentäminen keskijänniteverkossa

Tutkintotyö

83 sivua + 12 liitesivua

Työn ohjaaja

DI Seppo Järvi

Työn teettäjä

Vattenfall Verkko Oy, valvojana verkostosuunnittelija Jarmo Mäkelä

Maaliskuu 2006

Hakusanat

keskeytykset, keskijänniteverkko

## TIIVISTELMÄ

Sähkön laatu ja sen toimitusvarmuus on noussut suureen arvoon. Tietoyhteiskunta on hyvin riippuvainen sähköstä. Menneisiin vuosiin nähden myös lyhyiden keskeytysten merkitys on lisääntynyt. N. 90 % asiakkaan kokemista keskeytyksistä tapahtuu keskijänniteverkossa, joten keskeytysten vähentäminen siinä on tärkeää kokonaisuutta ajatellen.

Työssä on keskitytty vertailemaan eri menetelmiä joilla käyttökeskeytyksiä voitaisiin vähentää keskijänniteverkossa. Tarkasteluun on otettu tärkeimmät menetelmät ja niitä on vertailtu toisiinsa tekniseltä ja taloudelliselta kannalta.

Työssä kartoitettiin jokaisen menetelmän hyvät ja huonot puolet, sekä laskettiin esimerkkiverkon avulla eri rakennusmenetelmien kokonaiskustannukset. Nykyisellä keskeytysten arvostuksella, sekä investointikustannuksilla voidaan sanoa, että avojohto on vielä useissa tapauksissa kokonaisuudeltaan halvin vaihtoehto. Tosin tulevaisuutta ajatellen ei avojohtoon panostaminen ole enää toimitusvarmuuden kannalta järkevää.

TAMPERE POLYTECHNIC

Electrical Engineering

Electrical Power Engineering

Tainio Timo Reducing operation interruptions in medium voltage network

Engineering Thesis 83 pages + 12 appendices

Thesis Supervisor M.Sc. Seppo Järvi

Commissioning Company Vattenfall Verkko Oy. Supervisor: Network Planner Jarmo Mäkelä

March 2006

Keywords Interruptions, Medium voltage network

## **ABSTRACT**

The quality of electricity and the reliability of the electricity distribution are very important. Information society is very dependent on electricity. During past years also short interruptions have become a problem. About 90% of the customers interruptions happen in a medium voltage network. So reducing interruptions in a medium voltage network is very important.

In this study I have compared different methods to reduce interruptions in a medium voltage network. I have compared the most important methods from technical and economical sides.

In this study I have mapped all the good and bad sides from every method and with example network calculated the whole expense from different methods. In the present the open wire is most cost effective, but when you think of the future the open wire is not the most effective method.

## **ALKUSANAT**

Insinöörityö on tehty Vattenfall Verkko Oy:lle. Työn aiheena on käyttökeskeysten rajoittaminen keskijänniteverkossa. Työ osoittautui varsin kiinnostavaksi ja yllättävän laajaksi.

Työn tarkastajana on toiminut DI Seppo Järvi ja ohjaajana Vattenfall Verkko Oy:stä verkostosuunnittelija Jarmo Mäkelä. Heiltä olen saanut hyviä neuvoja työn aikana ja erityisesti aloituspalaveri antoi hyvän pohjan työn onnistumiselle.

Kokopäiväinen opiskeluni on viimeinkin päättymässä ja työelämä on edessä. Haluan kiittää perhettäni ja läheisiäni saadusta tuesta, ilman sitä moni asia olisi jäänyt tekemättä.

Tampereella 14. huhtikuuta 2006

---

Timo Tainio

# SISÄLLYSLUETTELO

<b>TIIVISTELMÄ</b> .....	<b>2</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>3</b>
<b>ALKUSANAT</b> .....	<b>4</b>
<b>SISÄLLYSLUETTELO</b> .....	<b>5</b>
<b>1.0 JOHDANTO</b> .....	<b>7</b>
<b>2.0 SÄHKÖN LAATU</b> .....	<b>8</b>
2.1 Jännitteen laatu .....	10
2.11 Jännitekuopat .....	11
2.2 Verkon käyttövarmuus .....	13
<b>3.0 HÄIRIÖKESKEYTYSTEN AIHEUTTAJAT</b> .....	<b>17</b>
3.1 Tuuli ja myrsky .....	19
3.2 Lumikuormat .....	21
3.3 Ukkonen .....	22
3.4 Muut häiriön aiheuttajat .....	23
<b>4.0 VATTENFALLIN SUOMEN VERKKO</b> .....	<b>24</b>
4.1 Vattenfallin omat keskeytystilastot .....	26
<b>5.0 HÄIRIÖKESKEYTYSTEN VÄHENTÄMINEN</b> .....	<b>33</b>
5.1 Häiriökeskeytysten vähentämiseen tarkoitetut menetelmät .....	33
5.1.1 Maasulkuvirran kompensointi .....	33
5.1.2 Ylijännitesuojaus .....	37
5.1.2.1 Ylijännitesuojatyypit .....	40
5.1.3 Raivaus ja verkoston kunnon valvonta .....	42
5.1.4 Eläinsuojat .....	43
5.1.5 PAS-johdot .....	44
5.1.6 Maakaapelointi .....	47
5.1.7 Johtojen sijoittaminen .....	48
5.1.8 Katkaisijat ja erottimet .....	49
5.1.9 Sähköasemat, kahden muuntajan käyttö ja lähtöjen jakaminen .....	51
5.2 1000 V:n verkko .....	53
5.2.1 Jännitetyöt .....	58
5.2.2 Yhteenvedo vaikutuksista keskeytyksiin .....	59
<b>6.0 KUSTANNUSTEN VERTAILU</b> .....	<b>61</b>
6.1 Yleistä kustannuksista .....	61
6.1.1 Investointikustannukset .....	62
6.1.2 Häviökustannukset .....	62
6.1.3 Ylläpitokustannukset .....	66
6.1.4 Keskeytyskustannukset .....	67
6.2 Eri menetelmien kustannukset .....	71
6.2.1 Maasulkuvirran kompensointi .....	71
6.2.2 Ylijännitesuojaus .....	71
6.2.3 Raivaus ja verkoston kunnon valvonta .....	71
6.2.4 Eläinsuojat .....	71
6.2.5 PAS-johto .....	71
6.2.6 Maakaapelointi .....	72
6.2.7 Johtojen sijoittaminen .....	73
6.2.8 Katkaisijat ja erottimet .....	74
6.2.9 Sähköasemat, kahden muuntajan käyttö ja lähtöjen jakaminen .....	74

6.3.0 1000 V:n verkko .....	74
<b>7.0 ESIMERKKIVERKON LASKENTA .....</b>	<b>75</b>
7.1 Tulosten tarkastelu.....	78
7.2 Päätelmät tuloksista .....	80
<b>8.0 YHTEENVETO .....</b>	<b>81</b>
<b>LÄHTEET .....</b>	<b>82</b>
<b>LIITTEET</b>	
1 Verkkokomponentit ja indeksikorjatut yksikköhinnat vuodelle 2006	
2 Elinkaarikustannuslaskenta 1000 V verkko Vs 20 kV maakaapeli	
3 Elinkaarikustannuslaskenta 20 kV avojohto Vs 20 kV maakaapeli	
4 Elinkaarikustannuslaskenta 20 kV avojohto Vs 20 kV PAS-johto	

## 1.0 JOHDANTO

Sähkön laatu ja toimintavarmuus on nykyään noussut tärkeäksi tekijäksi. Nykyinen tietoyhteiskunta on tullut erittäin riippuvaiseksi sähköstä ja sitä pitäisi olla aina saatavilla. Pienikin sähkökatkos voi saada aikaan mittavaa tuhoa, ei niinkään fyysisten laitteiden rikkoutumisena, mutta arvokasta tietoa voi hävitä lopullisesti.

Myös kotitalousasiakkaat ovat tulleet entistä kriittisemmiksi sähkön toimintavarmuuden suhteen. Etätyöntekijöiden määrä on myös lisääntynyt huomattavasti ja heidän käyttämänsä tietotekniikka on erityisen herkkää keskeytyksille. Sähkökeskeytykset eivät myöskään ole kovin hyvää mainosta yhtiölle ja tämäkin pakottaa keskeytysten määrän vähentämiseen.

Tulevaisuudesta voidaan ennustaa, että häiriökeskeytykset ovat yhä merkityksellisemmässä asemassa. Ihmisten pientenkin vikojen sietokyky on vähentynyt. Kauppa- ja teollisuusministeriö teki vuonna 2002 selvityksen sähkönjakelun turvaamisesta myrskyjen sattuessa. Sen mukaan kohtuullisena sähkönjakelun katkona pidettiin 12:ta tuntia, minkä jälkeen asiakkaalla on oikeus hakea korvauksia. Tulevaisuudessa nämä määräykset voivat hyvinkin tiukentua, joten pieni määrä keskeytyksiä merkitsee selvää rahaa yhtiölle. Totuus on kuitenkin, että keskeytyksiä ei voida nykyisellä tekniikalla kokonaan poistaa järkevillä investoinneilla, mutta niiden määrää pitäisi pystyä vähentämään.

Tässä työssä keskitytään tarkastelemaan Vattenfallin keskijänniteverkon nykytilaa keskeytysten osalta ja verrataan keinoja, joilla keskeytysten määrää voitaisiin vähentää. Aluksi kerrotaan lyhyesti sähkön laadusta ja keskeytyksistä yleisesti. Tämän jälkeen tarkastellaan Vattenfallin verkon nykytilaa ja verrataan saatuja tilastoja kansallisiin keskeytystilastoihin. Tämän jälkeen keskitytään toimenpiteisiin, joilla keskeytysten määrää voidaan vähentää ja vertaillaan näiden toimenpiteiden kustannuksia suhteessa niiden tehokkuuteen. Lopuksi vielä tehdään esimerkkiverkon laskenta ja laskentatyökalu, jolla eri menetelmien tehokkuutta voidaan vertailla.

## 2.0 SÄHKÖN LAATU

Sähkönjakelun keskeytykset ja häiriöt ovat nousseet yhä merkityksellisempään asemaan. Kun sähköisesti herkkien laitteiden määrä vain lisääntyy, tulee sähkönjakelun laadunkin olla entistä parempaa. Kauppa- ja teollisuusministeriön tekemä selvitys rajaa, että kun sähkökatkos kestää yli 12 tuntia on asiakkaalla oikeus saada korvauksia. Sähkömarkkinalain 9 §:n verkkotoiminnalle asettamien yleisten velvoitteiden mukaan asiakkaille on turvattava riittävän hyvänlaatuinen sähkö. Sähkömarkkinalain 27 f § (444/2003) kertoo vakiokorvauksesta verkkopalvelun keskeytymisen vuoksi näin:

*”Sähkönkäyttäjällä on oikeus verkkopalvelun yhtäjaksoisen keskeytymisen perusteella vakiokorvaukseen, jos jakeluverkonhaltija tai vähittäismyyjä, joka myy sähköä sähkönkäyttäjille kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän sisäisen sähköverkon kautta, ei osoita, että verkkopalvelun keskeytyminen johtuu hänen vaikutusmahdollisuuksiensa ulkopuolella olevasta esteestä, jota hänen ei kohtuudella voida edellyttää ottavan huomioon toiminnassaan ja jonka seurauksia hän ei kaikkea huolellisuutta noudattaen olisi voinut välttää tai voittaa.*

*Vakiokorvauksen määrä on sähkönkäyttäjän vuotuisesta verkkopalvelumaksusta:*

- 1) 10 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 12 tuntia mutta vähemmän kuin 24 tuntia;*
- 2) 25 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 24 tuntia mutta vähemmän kuin 72 tuntia;*
- 3) 50 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 72 tuntia mutta vähemmän kuin 120 tuntia; sekä*
- 4) 100 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 120 tuntia.*

*Vakiokorvauksen enimmäismäärä verkkopalvelun keskeytymisen johdosta on kuitenkin 700 euroa sähkönkäyttäjää kohti. Vakiokorvauksen enimmäismäärää voidaan tarkistaa valtioneuvoston asetuksella rahanarvon muutosta vastaavasti. Jos sähkönkäyttäjälle maksetaan verkkopalvelun keskeytymisen johdosta 2 momentissa tarkoitettu vakiokorvaus, hänellä ei ole oikeutta 27 d §:ssä säädettyyn*

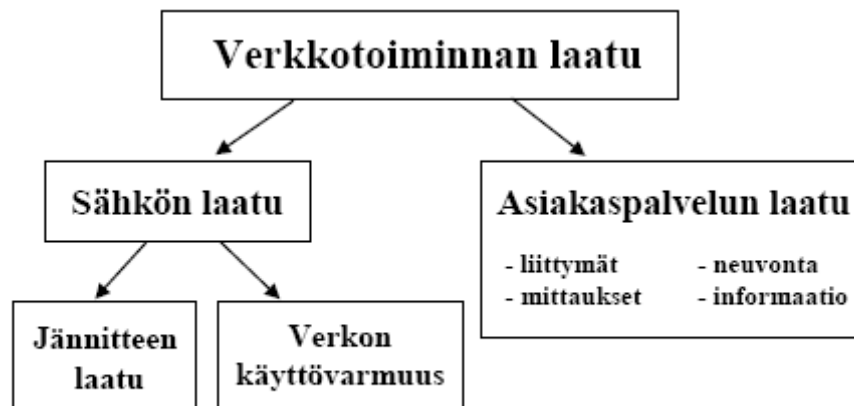


*hinnanalennukseen saman keskeytyksen johdosta. Tämän pykälän säännöksistä ei saa sopimuksin poiketa sähkönkäyttäjän vahingoksi.”*

Tämä muutos tuli voimaan 1. päivänä syyskuuta 2003. Verkkopalvelun keskeytymisen johdosta maksettavan vakiokorvauksen enimmäismäärä on 350 euroa, jos vakiokorvauksen perustana oleva keskeytys on alkanut ennen kuin kaksi vuotta on kulunut lain voimaantulosta.

Vattenfallilla on myös tehty selvityksiä, joilla pyritään takaamaan, että sähkökatkokset eivät olisi yli 24 tuntia pitkiä.

Vuonna 1995 sähkömarkkinat vapautuivat ja sen myötä syntyi kaksi erillistä liiketoiminta-aluetta, sähköverkkotoiminta ja sähkönmyynti. Nämä yhdessä muodostavat kokonaisuuden, minkä perusteella asiakas tietää, kuinka laadukasta yhtiön toiminta on. Verkkotoiminnan laadun voidaan katsoa muodostuvan kuvan 1 mukaisista asioista.



Kuva 1. Verkkotoiminnan laadun muodostuminen /1/.

Tässä työssä keskitytään pelkästään arvioimaan sähkön laatua ja jätetään asiakaspalvelun laatu käsittelyn ulkopuolelle.

Sähkön laatuun vaikuttavat sähkön tuotannon, siirron, jakeluverkon ominaisuudet sekä asiakkaiden verkkoon liittämät laitteet. Tässä työssä otetaan kantaa vain jakeluverkon ominaisuuksiin ja nimenomaan keskijänniteverkon ominaisuuksiin.

## 2.1 Jännitteen laatu

Asiakkaan havaitseman sähkön laadun kannalta käyttökeskeytykset ovat merkittävin tekijä, mutta myös jännitteen laadulla on paljon merkitystä. Jännitteen laadun keskeisimpiä tekijöitä taas ovat jännitetaso sekä jännitekuopat. Välkynät, lievät ylijännitteet, jännitteen käyrämuoto sekä jännite-epäsymmetria eivät yleensä ole kovin merkittäviä määriteltäessä asiakkaan sähkön laatua.

Standardissa EN 50160 esitetään jännitteen pääominaisuudet asiakkaan liittämiskohdassa yleisissä pien- ja keskijännitteisissä sähköjakeluverkoissa normaaleissa käyttöolosuhteissa. Standardista on myös suomenkielinen käännös, SFS-EN 50160, yleisen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet (vahvistettu 2000-01-24). Myös Sähköenergialiitto ry. Senerin suositus jakeluverkon sähkön laadun arvioinnista /2/, antaa kuvan, minkälälaatuista jännitettä kuluttajan tulisi saada. Standardeja ei kuitenkaan sovelleta erikseen määritellyissä epänormaaleissa käyttöolosuhteissa. Myös asiakkaan ja sähköntoimittajan välisellä sopimuksella standardi voidaan jättää osittain tai kokonaan huomioimatta /3/.

Standardin tarkoitus on määritellä ja kuvata jakelujännitteen ominaisuuksia:

- taajuus
- suuruus
- aaltomuoto
- kolmivaiheisen jännitteen symmetria

Standardi antaa seuraavat reunaehdot keskijänniteverkon jännitteen vaihtelulle.

Taulukko 1. Sallitut jännitteen vaihtelualueet.

Osaverkko	Jännitteen vaihtelualue		Jännitteenalenema
	Minimi	Maksimi	
Keskijänniteverkko alkupää loppupää	20 kV 19 kV	21 kV 21 kV	3-7 %
Muuntamo <sup>1)</sup>	220 V	244 V	2-4 %
Pienjänniteverkko	210 V	244 V	3-7 %
Liittymisjohto <sup>2)</sup>	207 V	244 V	1-5 %
Sähkökäyttäjän sähköasennukset	198 V	244 V	1-4 %

Tässä työssä ei niinkään keskitytä jännitteen laatuun, mutta sitä ei sivuuteta täysin, mm. jännitekuopat otetaan tarkasteluun.

## 2.11 Jännitekuopat

Jännitekuoppa on jakelujännitteen äkillinen aleneminen välille 1...90 %  $U_c$  ja jännitteen palautuminen lyhyen ajan kuluttua. Jännitekuopan kesto on tavallisesti 10 ms...1 min. Jännitekuopan suuruus määritellään vertaamalla jännitteen alinta tehollisarvoa sopimuksen mukaiseen jakelujännitteeseen. Jännitekuopiksi ei lueta jännitemuutoksia, joiden vuoksi jännite ei laske alle 90 %:n  $U_c$  /3/.

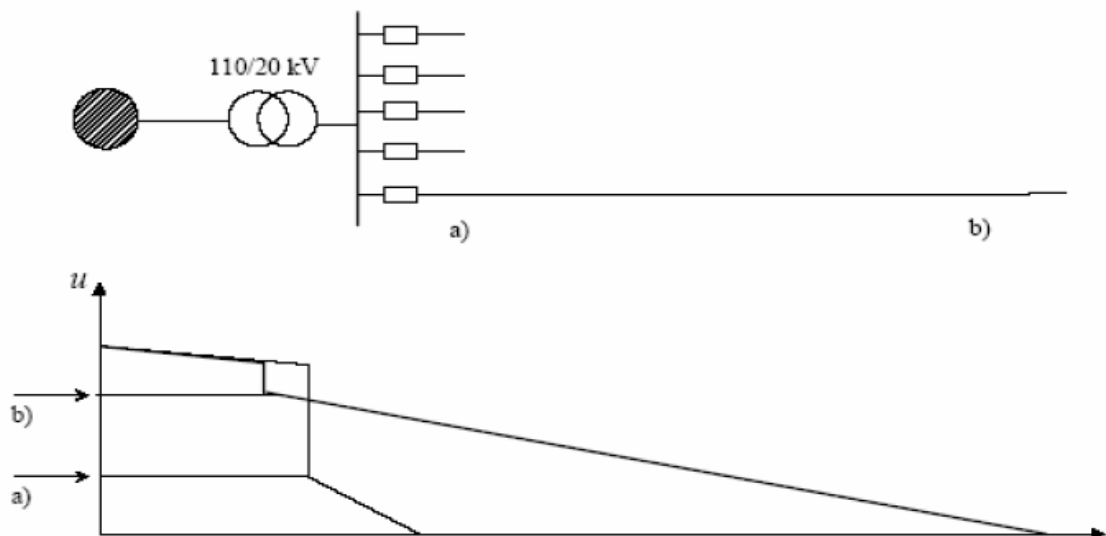
Standardissa SFS-EN 50160 ei anneta kuitenkaan jännitekuoppien määrälle tarkkoja raja-arvoja vaan ainoastaan indikaatiivisia arvoja. Tämän mukaan normaaleissa käyttöolosuhteissa jännitekuoppien odotettavissa oleva määrä vuoden aikana voi olla muutamista kymmenistä tuhanteen. Valtaosa jännitekuopista on kestoaltaan alle 1 sekuntia ja niiden suuruus on alle 60 %. Suurempia ja pidempiä jännitekuoppia voi kuitenkin silloin tällöin esiintyä. Joillakin alueilla jännitekuoppia, suuruudeltaan 10...15 %  $U_n$ , voi asiakkaan asennuksissa tapahtuvien kytkentöjen johdosta esiintyä hyvinkin usein. Edellä mainitut indikaatiiviset arvot viittaavat jännitekuopan aikaisen jännitteenaleneman suuruuteen. Jännitekuopan suuruudella tarkoitetaan kuitenkin kuopan aikaisen jäljellä olevan jännitteen arvoa.

Vioista aiheutuvat jännitekuopat ovat odottamattomia satunnaisia tapahtumia. Vuosittainen esiintymistiheys vaihtelee suuresti jakelujärjestelmän tyyppin ja havainnointipaikan mukaan. Lisäksi niiden jakaantuminen eri vuodelajoille voi olla hyvin epäsäännöllistä.

20 kV:n verkossa tapahtuva oikosulku voi aiheuttaa jännitekuopan, mutta maasulku ei sitä voi aiheuttaa. Tosin ylemmissä jännitetasoissa jännitekuopan voi aiheuttaa myös maasulku.

Keskijänniteverkon jännitekuoppa on hyvin haitallinen siksi, että se voi aiheuttaa jännitehäviöitä myös ylempien jännitetasojen verkoissa, joista syötetään edelleen muita keskijänniteverkkoja. Niinpä on mahdollista, että oikosulkuvika esim. 110/20 kV:n sähköaseman syöttämässä 20 kV:n verkossa aiheuttaa haitallisen jännitekuopan myös jonkin muun samaan ylemmän jännitetason verkkoon yhteydessä olevan sähköaseman syöttämässä keskijännite- ja pienjänniteverkoissa /3/.

Mitä lähempänä sähköasemaa vika tapahtuu, sitä nopeammin se olisi hoidettava pois. Alla näkyvästä kuvasta 2 nähdään, kuinka vikapaikan etäisyys vaikuttaa sähköaseman kiskoston jännitteeseen. Mitä lähempänä vikapaikka on, sitä alemmaksi kiskoston jännite laskee ja sitä suurempana kuoppa tuntuu myös muissa sähköaseman lähdoissä.

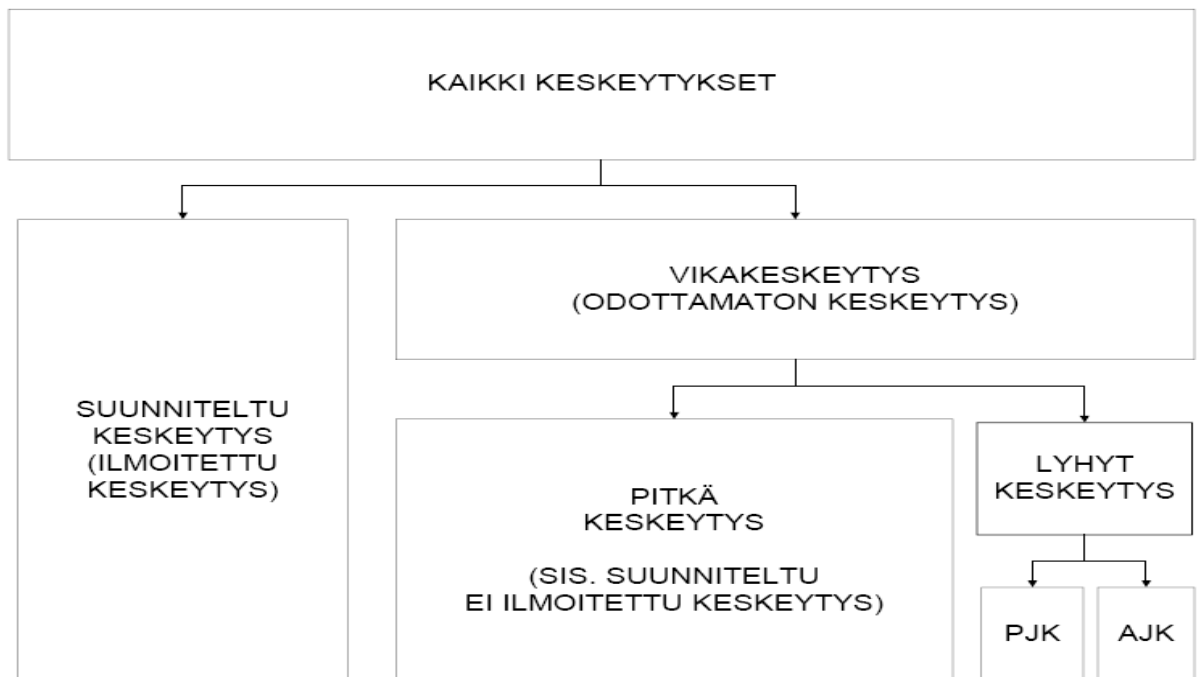


Kuva 2. Kuinka vikapaikan etäisyys sähköasemasta vaikuttaa jännitekuopan syvyyteen.

Voidaan siis todeta, että jännitekuopat ovat nykyään hyvinkin haitallisia lisääntyneen tietotekniikan ansiosta. Erityisesti 20 kV:n verkossa tapahtuva jännitekuoppa voi olla hyvin haitallinen, koska se saattaa aiheuttaa jännitteen alenemista sähköaseman muissakin lähdoissä.

## 2.2 Verkon käyttövarmuus

Sähkökäyttäjien kannalta tärkeimpiä sähkön laatutekijöitä on toimitusvarmuus. Sähkön toimituksen keskeytys on tilanne, jossa jännite on liittymiskohdassa alle 1 % nimellisestä. Keskeytykset jaetaan yleensä suunniteltuihin työkeskeytyksiin ja häiriökeskeytyksiin. Työkeskeytyksistä sähkökäyttäjille yleensä ilmoitetaan etukäteen esim. postitse. Häiriökeskeytykset aiheutuvat pysyvistä tai ohimenevistä vioista, jotka liittyvät ulkopuolisiin tapahtumiin, laitevikoihin tai -häiriöihin. Häiriökeskeytykset jaetaan pitkiin yli kolme minuuttia kestäviin keskeytyksiin ja lyhyisiin enintään kolme minuuttia kestäviin keskeytyksiin. Pitkän keskeytyksen aiheuttaa yleensä pysyvä vika, jota ei voida poistaa jälleenkytkennällä ja lyhyen keskeytyksen ohimenevä vika, joka poistuu jälleenkytkennällä.



Kuva 3. Keskeytysluokittelu /5/

Verkon toimintavarmuutta koko jakelualueella (mukaan luettuna pienjänniteverkko) pystytään kuvaamaan seuraavilla IEE 1366-2001 standardin mukaisilla tunnusluvuilla: /4/

- SAIFI (system Average Interruption Frequency Index), keskeytysten keskimääräinen lukumäärä (kpl/asiakas) tietyllä aikavälillä.
- MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index), tunnusluku lyhytaikaisen keskeytyksen raportointiin, joka ottaa siis huomioon pjk:n ja ajk:n aiheuttamat keskeytykset (kpl/asiakas) tietyllä aikavälillä.
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto-aika (h/asiakas) tietyllä aikavälillä.
- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskipituus (h/asiakas)

Nämä tunnusluvut ovat hyvin yleisesti käytössä ympäri maailmaa, kuten Yhdysvalloissa, Uudessa-Seelannissa, Kaukoidässä ja useissa Euroopan maissa.

Kyseiset tunnusluvut voidaan laskea alla olevien yhtälöiden avulla (yhtälöt (1)-(4)).

(1)

$$SAIFI = \frac{\sum n_j}{N_s}$$

missä

$\sum n_j$  = Asiakkaille olleiden keskeytysten kokonaislukumäärä

$N_s$  = Kaikkien asiakkaiden määrä.

(2)

$$MAIFI = \frac{\sum n_{js}}{N_s}$$

missä

$\sum n_{js}$  = Asiakkaille olleiden lyhyiden keskeytysten kokonaislukumäärä

$N_s$  = Kaikkien asiakkaiden määrä.

(3)

$$SAIDI = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{N_s}$$

missä

$t_{ij}$  = Asiakkaan  $j$  sähkötön aika keskeytyksen  $i$  johdosta.

$i$  = Keskeytyksien lukumäärä valitulla ajanjaksolla

$j$  = Asiakkaiden määrä

$N_s$  = Kaikkien asiakkaiden määrä.

(4)

$$CAIDI = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{\sum_j n_j}$$

missä

$t_{ij}$  = Asiakkaan  $j$  sähkötön aika keskeytyksen  $i$  johdosta.

$i$  = Keskeytyksien lukumäärä valitulla ajanjaksolla

$j$  = Asiakkaiden määrä

$n_j$  = Keskeytysten määrä

Tunnuslukujen laskentaa varten tilastoidut tiedot ovat yleensä keskijänniteverkosta muuntopiiritasolta, eivätkä ne ole todellisiin asiakaskohtaisiin tietoihin perustuvia tilastoja. Tämän takia tunnusluvut lasketaan useasti muuntopiireittäin.

Muuntopiiritason tunnusluvuissa ei ole mukana pienjänniteverkon keskeytyksiä, joiden osuus kaikista keskeytyksistä on arviolta 5...15 %. Muuntopiiritason tunnusluvut ja laskenta ovat seuraavien yhtälöiden mukaiset (yhtälöt (5)-(7)): /4/

T - SAIFI: verkon muuntopiirin keskeytysten keskimääräisen lukumäärän indeksi,  
kpl / muuntopiiri.

(5)

$$T - SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n mpk_i}{mp}$$

missä

**n** = Keskeytysten lukumäärä jakelualueella

**mpk<sub>i</sub>** = keskeytysten vaikutusalueella olleiden muuntopiirien lukumäärä

**mp** = muuntopiirien kokonaismäärä alueella.

T - SAIDI: verkon muuntopiirin keskeytysten keskimääräisen yhteenlasketun  
kestoajan indeksi, h / muuntopiiri.

(6)

$$T - SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^x mpk_{ij} xh_{ij}}{mp}$$

missä,

**n** = keskeytysten lukumäärä jakelualueella,

**x** = kunkin keskeytyksen osa-alueiden lukumäärä,

**mpk<sub>ij</sub>** = keskeytysten vaikutusalueella olleiden muuntopiirien lukumäärä,

**h<sub>ij</sub>** = keskeytysten kesto aika tietyllä osa-alueella ja

**mp** = muuntopiirien kokonaisluku jakelualueella.

T - CAIDI: muuntopiirin asiakkaan keskeytysten keskipituuden indeksi, h /  
keskeytys.

(7)

$$T - CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n mph_i}{\sum_{i=1}^n mpk_i}$$



missä

**n** = keskeytysten lukumäärä jakelualueella,

**mphi** = keskeytysten vaikutusalueella olleiden muuntopiirien yhteenlaskettu keskeytysaika

**mpki** = keskeytysten vaikutusalueella olleiden muuntopiirien yhteenlaskettu lukumäärä.

Standardi IEEE 1366-2001 määrittelee myös muita sähkön toimitusvarmuutta kuvaavia tunnuslukuja kuin edellä mainitut Suomessakin käytössä olevat tunnusluvut. Tosin näitä harvinaisempia tunnuslukuja käytetään yleisesti vain Yhdysvalloissa, joten niiden kuvaaminen tässä yhteydessä ei ole tarpeen.

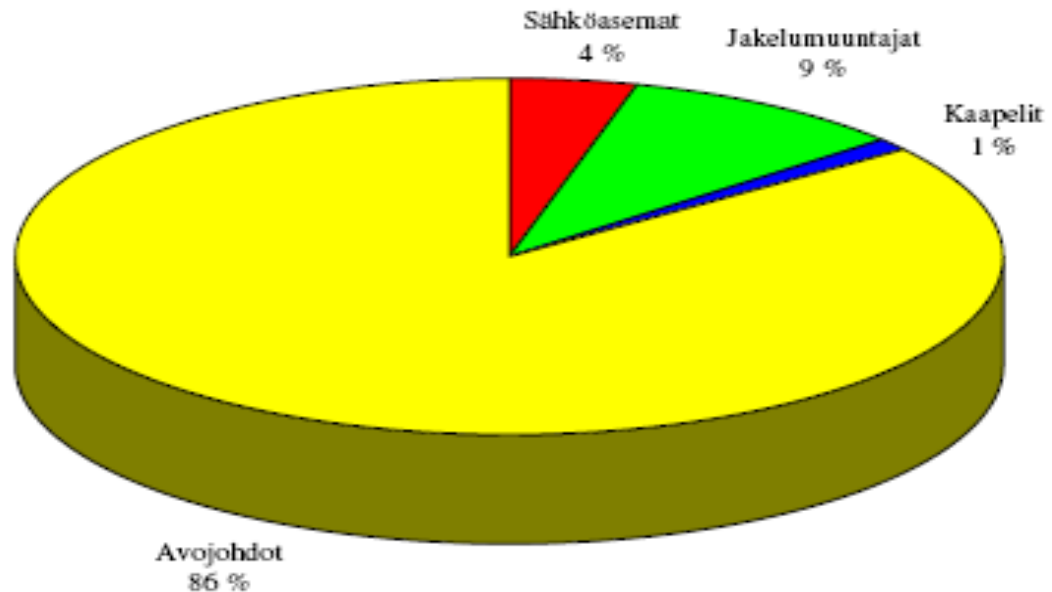
### 3.0 HÄIRIÖKESKEYTYSTEN AIHEUTTAJAT

Noin 90 % sähkökäyttäjien kokemista keskeytyksistä johtuu keskijänniteverkossa tapahtuvista keskeytyksistä. Loppuosa eli n. 10 % keskeytyksistä tapahtuu pienjänniteverkossa.

Keskijännitteisen avojohtoverkon vioista suurin osa, noin 90 %, on lyhytkestoisia ohimeneviä vikoja, joiden selvittämiseen käytetään pika- ja aikajälleenkytkentöjä. Pikajälleenkytkennät (pjk) selvittävät tyypillisesti noin 75 % vioista. Osa niistä vioista, jotka eivät häviä pjk:n avulla, poistuvat aikajälleenkytkennällä (ajk). Ajk selvittää noin 15 % vioista. Yleensä alle 10 % vioista on luonteeltaan pysyviä. /6/

Nämä luetellut tiedot perustuvat Senerin tekemään valtakunnalliseen vuosittaiseen keskeytystilastoon. Tästä tilastosta saadaan hyvää perustietoa yleisesti keskeytysten aiheuttajista ja niiden sijainnista. Myöhemmässä kappaleessa perehdytään tarkemmin Vattenfallin omiin tilastoihin verkon vioista. Senerin tilastoista on tilastot jaoteltu maaseutu- ja taajamayhtiöihin. Yhtiö on maaseutuyhtiö, jos sen keskijänniteverkossa maakaapeliin osuus on alle 10 %, ja jos osuus on 10 % tai yli, luetaan yhtiö taajamayhtiöksi. Vattenfallin verkko on vahvasti maaseutuverkko, kun v. 2005 sen maakaapelointiaste oli 4,8 %.

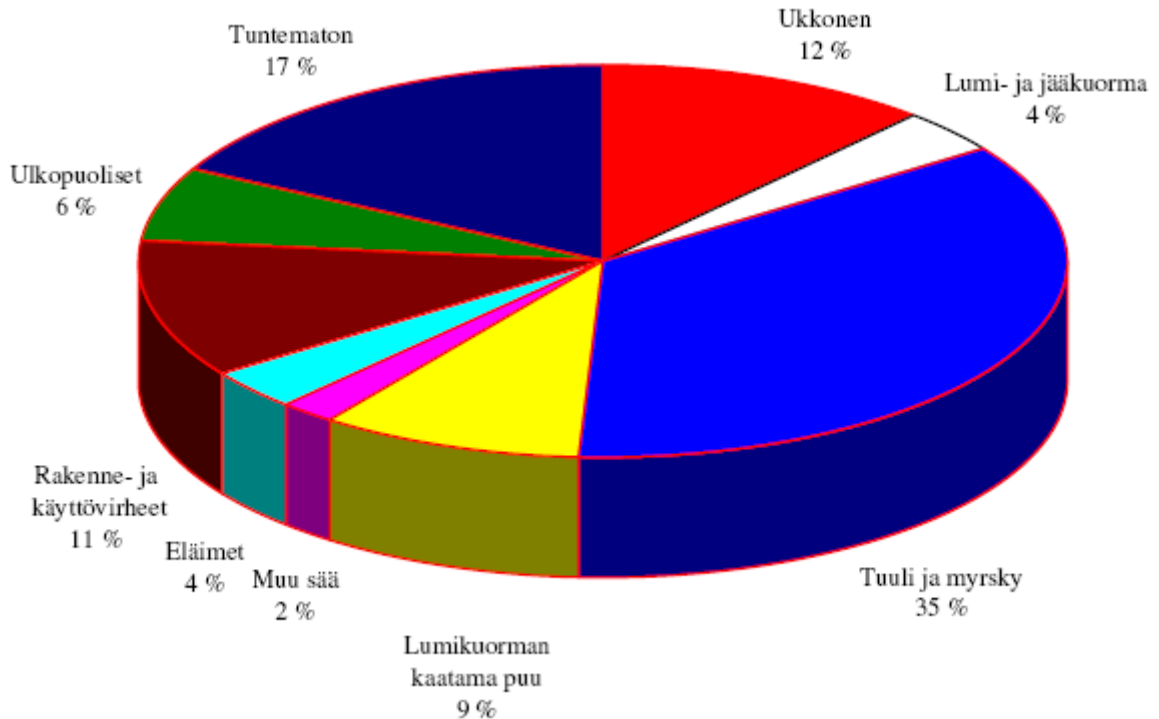
Koska Suomen keskijänniteverkosta hyvin suuri osa on herkästi vikaantuvaa avojohtoverkkoa kohdistuu myös suurin osa vioista siihen. Alla kuvasta 4 nähdään Senerin vuosittain tekemän valtakunnallisen keskeytystilaston mukaan, kuinka viat jakautuvat verkossa.



Kuva 4. Keskeytyksiä aiheuttaneiden vikojen sijainti verkossa v. 2003 /6/

Kuten kuvasta nähdään, vioista jakautuu melkein 90 % avojohtoille, ja tämä on varsin oletettavaa, kun suurin osa Suomen keskijänniteverkosta on avojohtoa, ja tiedetään, kuinka herkkä avojohto on häiriöille. Myös jakelumuuntamot aiheuttavat noin joka kymmenennen vian verkossa. On tietenkin huomattava, että nämä ovat vuoden 2003 valtakunnallisia tilastoja, mutta silti käyttökelpoisia yleiseen keskijänniteverkon vikojen tarkasteluun.

Mitkä ovat sitten yleisimmät syyt keskijänniteverkon vikoihin? Alla kuvasta 5 nähdään valtakunnallisen tilaston perusteella v. 2003 keskeytykseen johtaneiden vikojen aiheuttajat.



Kuva 5. Keskeytykseen johtaneiden vikojen aiheuttajat v. 2003 /6/

Kuten kuvasta selvästi nähdään, tuulien ja myrskyn, ukkosen ja lumikuorman aiheuttamat viat ovat yleisimmät. Myös rakenne- ja käyttövirheet aiheuttavat noin 1/10:n vuosittaisista häiriökeskeytyksistä. Prosentuaaliset osuudet voivat vaihdella vuosittain hyvinkin paljon, mutta suurimpina keskeytysten aiheuttajina ovat aina tuuli ja myrsky, ukkosen sekä lumikuorman aiheuttamat viat.

### 3.1 Tuuli ja myrsky

Kovat tuulet ja myrskyt ovat yksittäisistä häiriökeskeytysten aiheuttajista suurimmat. Esimerkiksi vuonna 2004 joulukuussa riehunut Rafael-myrsky aiheutti energiayhtiö Fortumille kaikkiaan vajaan viiden miljoonan euron vahingot. Asiakkaille hyvitettyjen vakiokorvausten summaksi tuli noin 1,5 M€. Huolestuttavaa tässä on se, että vastaavanlaisia myrskyjä ennustetaan esiintyvän noin 2-4 vuoden välein tulevaisuudessa.

Vuoden 2001 marraskuun Janika- ja Pyry-myrskyt aiheuttivat myös Vattenfallin verkolle suurta tuhoa. Pyryn-päivän myrskyssä sisämaassa 10 minuutin keskituulen nopeudet olivat kovimmillaan (14-18 m/s). Järvialueilla sijaitsevilla tuulenmittausasemilla havaittiin keskituulen nopeuksiksi jopa 16 - 22 m/s. Janikan-päivänä 15.11.2001 alkanut ja osittain seuraavana päivänä 16.11.2001 jatkunut matalapaineen aiheuttama myrsky aiheutti erityisesti maan keskiosassa, Päijänteen lähikunnissa ja Uudellamaalla laaja-alaisesti puunkaatoja ja muita aineellisia vahinkoja. Länsi-Suomen sisämaan mittausasemilla 10 minuutin keskituulet olivat voimakkaimmillaan kovia (14 - 20 m/s). Jo nämäkin tuulet olivat kyllin kovia aiheuttamaan suuria vahinkoja verkossa, mutta suurimmat vahingot puustolle aiheuttivat myrskynpuuskat, jotka olivat jopa 30 - 50 metriä/sekunnissa. Tällaiset puuskat kaatavat isotkin puut helposti. /7/

Suomessa myrskyn rajaksi on määritelty 21 m/s 10 minuutin keskituulen nopeutena. Myrskyä mitataan ainoastaan merialueillamme ja tuntureiden huipulla. /7/

Taulukko 2. Tuulen nopeuden vaikutus ympäristöön /8/

Tuulen nopeus (m/s)	Tuulen nimitys	Tuulen vaikutus maalla
<b>11-13</b>	Navakkaa	Suuret oksat heiluvat
<b>14-16</b>	Kovaa	Puut heiluvat
<b>17-20</b>	Kovaa	Katkoo puiden oksia
<b>21-24</b>	Myrsky	Katkoo puita
<b>24-28</b>	Myrsky	Kiskoo puita juurineen
<b>29-31</b>	Myrsky	Kaataa metsää
<b>32 tai enemmän</b>	Hirmumyrsky	Suurta tuhoa, rakennukset vaarassa

Yllä näkyvästä taulukosta 2 selviää varsin hyvin, kuinka tuuli vaikuttaa maastoon. Suurin vaikutus kohdistuu tietenkin linjoihin, jotka ovat metsässä. Näissä paikoissa jo navakka tuulikin voi saada lyhyitä keskeytyksiä aikaan, kun puiden oksat heiluvat ja ottavat linjoihin kiinni.

Metsän tyypillä ja sen hoidolla on hyvin suuri merkitys verkon toimintavarmuuteen. Usein kovien tuulien sattuessa, puita kaatuu puunkorjuualueiden laidoilta. Linjan lähelle jätetyt metsäkaistat ja siemenpuut

muodostavat siten selkeän uhkan sähkölinjoille. Myös lannoitetut ja harvennetut metsät ovat muita alttiimpia tuulen aiheuttamille tuhoille. Tämän takia linjat tarkistetaan ja raivataan tietyin väliajoin, jotta tuulen aiheuttamia keskeytyksiä voitaisiin edes jossain määrin vähentää. Siirtoverkkojen johtokatu rakennetaan niin leveäksi, että puiden kaatumiset eivät siellä aiheuta häiriöitä. Valitettavasti keskijänniteverkoissa tätä mahdollisuutta ei ole, joten niin kauan kuin ilmajohtoja on, aiheuttavat myrskyt niille tuhoja.

### 3.2 Lumikuormat

Lumikuormat aiheuttavat myös runsaasti häiriöitä, varsinkin metsäisillä osuuksilla. Kun ns. tykkylumi kertyy linjan vierellä oleviin puihin, saattavat oksat taipua linjalla ja aiheuttaa näin oiko- ja maasulkuja. Myös johtimille kertynyt suuri lumitaakka saattaa pahimmassa tapauksessa aiheuttaa linjan kaatumisen. Näin voi tapahtua esimerkiksi jos kyseessä on huonokuntoinen pylväs.

Tykkylumi on puissa olevaa lunta ja huurretta. Märkä lumi tarttuu puihin ja siitä seuraa, että puissa oleva tykkylumi ja huurre kerää itseensä yhä lisää lunta.

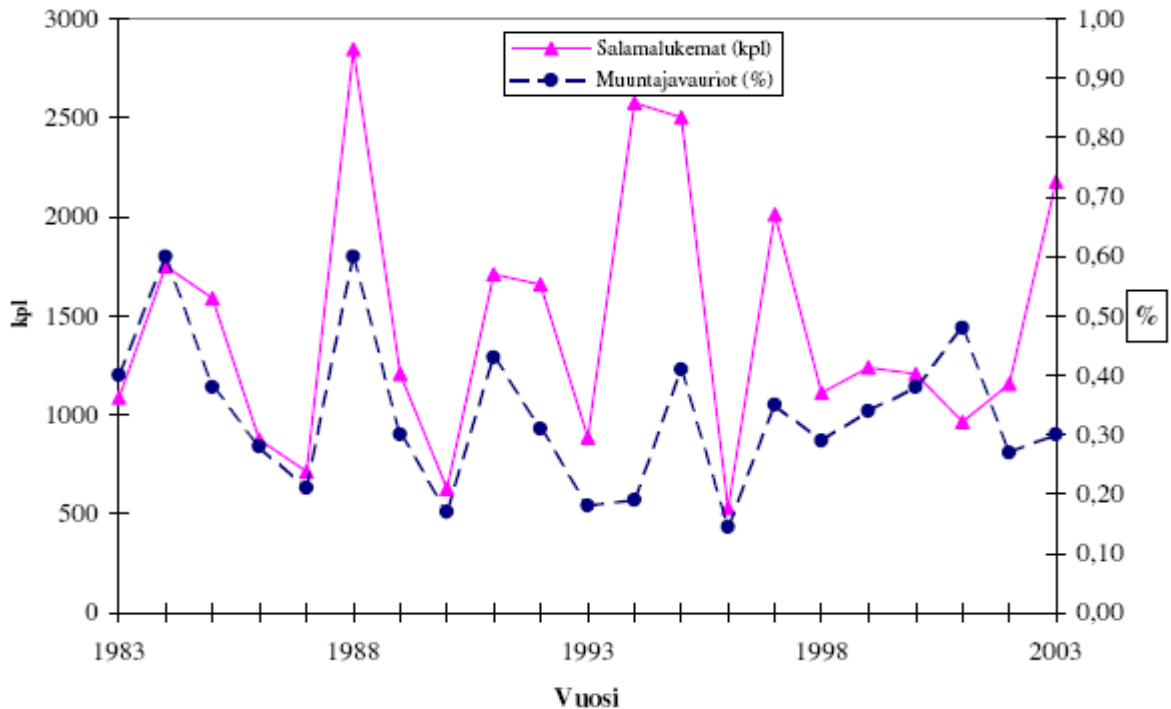
Puihin kertynyt lumi sulaa usein suojasäällä, tai tuuli pudottaa sen pois. Tykkylunta voi olla normaalikokoisessa kuudessa jopa 3 - 4 tonnia. Tällainen lumitaakka katkoo usein puita lakimetsissä, varsinkin mänty on herkkä tykkylumelle. Myös koivut ja muut lehtipuut aiheuttavat paljon ongelmia. Ne keräävät helposti suojalunta ja ovat varsin herkkiä taipumaan, niin sopivan lumikuorman alla ne taipuvat herkästi linjan päälle ja aiheuttavat häiriöitä.

### 3.3 Ukkonen

Ukkonen aiheuttaa keskeytyksiä keskijänniteverkossa salamoinnin ja puuskittaisen tuulen vuoksi. Salammat aiheuttavat sähköjohtoon rasitteita muodostamalla johtoon transienttiylijännitteitä. Ylijännitteet syntyvät kolmella eri tavalla: suorana iskuna vaihejohtimeen, johdon maadoitettuun osaan osuneen iskun aiheuttamana takaiskuna tai induktion seurauksena.

Nämä ylijännitteet aiheuttavat maa- ja oikosulkuja ja pahimmillaan rikkovat jakeluverkon komponentteja, kuten muuntajia. Oikosulut voivat aiheuttaa käyttäjille myös aiemmin mainittuja jännitekuoppia. Usein salaman aiheuttamasta viasta selvittää pjk:n avulla, mutta joskus ylijännitteet aiheuttavat pysyviä vaurioita johdoille tai muuntajille. Ukkonen on tällä hetkellä selvästi yleisin syy muuntajavaurioihin. V. 2003 n. 63 % valtakunnallisista muuntajavaurioista aiheutti ukkonen. /6/. Jakelumuuntamovioissa keskeytysaika on yleensä muutamasta tunnista ylöspäin muuntamon vioittumisen ja sen maantieteellisen sijainnin mukaan. Myös kaapeliverkot saattavat vioittua salamaniskusta. Tällöin keskeytysaika voi olla huomattavastikin pidempi, johtuen vian paikallistamisen vaikeudesta ja sen korjaamisesta.

Alla kuvasta 6 nähdään, kuinka salaman iskujen määrä vaikuttaa vaurioituneiden jakelumuuntajien määrään. Ja kuten kuvasta nähdään käyrät, seuraavat varsin hyvin toisiaan. Tosin kehitystä muuntajasuojauksessa on selvästi kehittynyt sitten 80-luvun alkupuolen.



Kuva 6. Salamanlaskijoiden vuosikeskiarvot ja ukkosen vaurioittamien jakelumuuntajien osuus (%) maaseudun jakelumuuntajista vuosina 1983-2003. /6/

### 3.4 Muut häiriön aiheuttajat

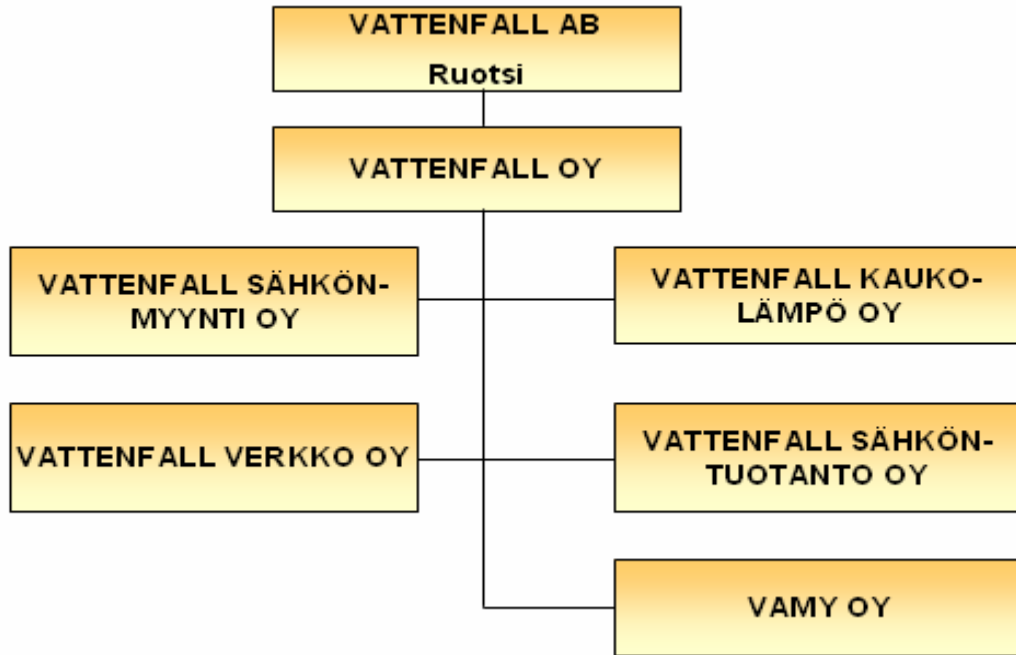
Muihin häiriöiden aiheuttajiin voidaan luokitella eläinten aiheuttamat häiriöt, kun ne liikkuvat pylväsmuuntamoiden, avojohtojen ja pylväiden orsi- ja erotinrakenteiden lähellä. Sopivaan kohtaan osuessaan voi esim. orava tai lintu aiheuttaa maasulun.

Rakenne ja käyttövirheet aiheuttavat myös häiriöitä. Esim. avojohtoverkon eristimien likaisuus ja vauriot voivat aiheuttaa ylilyöntejä vaiheen ja pylvään orren välillä, tai asentajan tekemä virhekytkentä voi myös aiheuttaa häiriötilanteita.

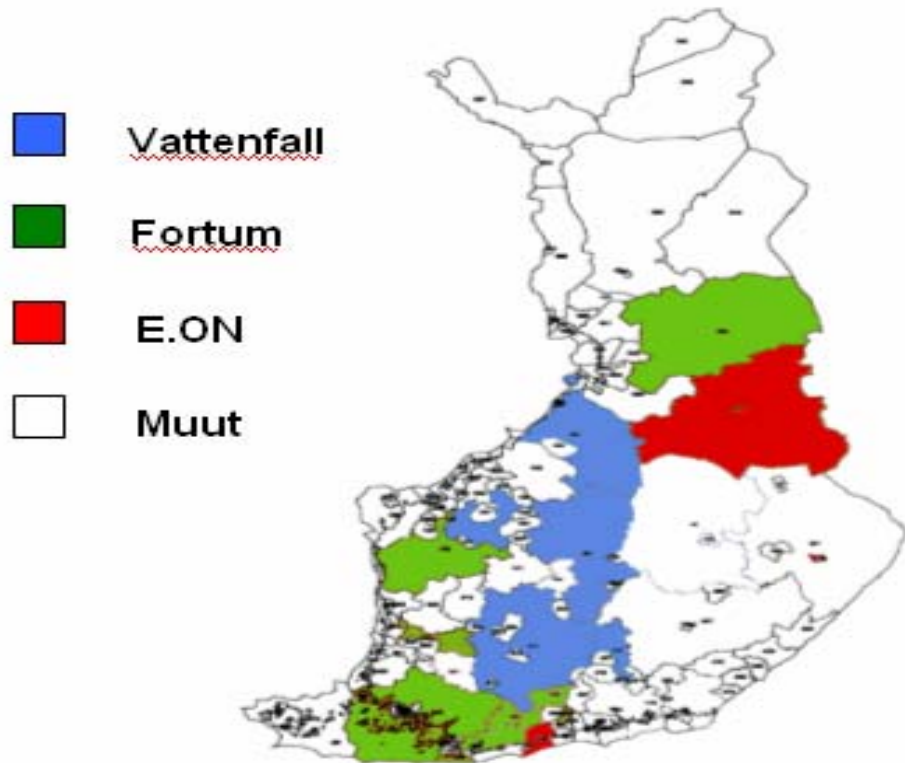
Ulkopuolisiin vian aiheuttajiin voidaan lukea mm. maankaivun aiheuttama kaapelivika tai raivauksen yhteydessä linjalle kaatunut puu.

#### 4.0 VATTENFALLIN SUOMEN VERKKO

Vattenfallin toiminta Suomessa on jakautunut alla näkyvien kuvien 7 ja 8 mukaan.



Kuva 7. Vattenfall Suomessa



Kuva 8. Suomen jakeluverkkoyhtiöt



Suomen emoyhtiö Vattenfall Oy toimii Vattenfall Ab Ruotsin alaisuudessa. Suomen emoyhtiöön on keskitetty lähinnä liiketoimintoja tukevat yksiköt kuten asiakaspalvelu ja taloushallinto. Muut toiminnot on eriytetty Vattenfallin liiketoimintamallin mukaan toisistaan. Tässä työssä olemme lähinnä kiinnostuneet Vattenfall Verkko Oy:n toiminnasta, sillä se vastaa sähköverkkoon liittyvistä asioista.

Seuraavassa on joitain tunnuslukuja Vattenfallin verkosta:

- Asiakkaita 360 000
- Liikevaihto 149 M€
- Markkinaosuus 12%
- Päätoimipaikka Tampere
- Henkilöstöä 315
- Sähköjohtoja yhteensä 59 600 km
- 110 kV:n johtoja 1000km
- 45 kV:n johtoja 400km
- 20 kV:n johtoja 21500km
- josta:
  - Avojohtoa n. 19 000 km
  - Riippukaapelia 58 km
  - Maakaapelia 952 km
  - Vesikaapelia 7 km
  - Pas-johtoa 1540 km
- 0,4 kV:n pienjännitejohtoja 36 700 km
- Jakelumuuntamoita 20 400 kpl
- Sähköasemia 113 kpl
- Maakaapelointiaste 4,8 %

**Yksityiset, kotitaloudet 305 000**

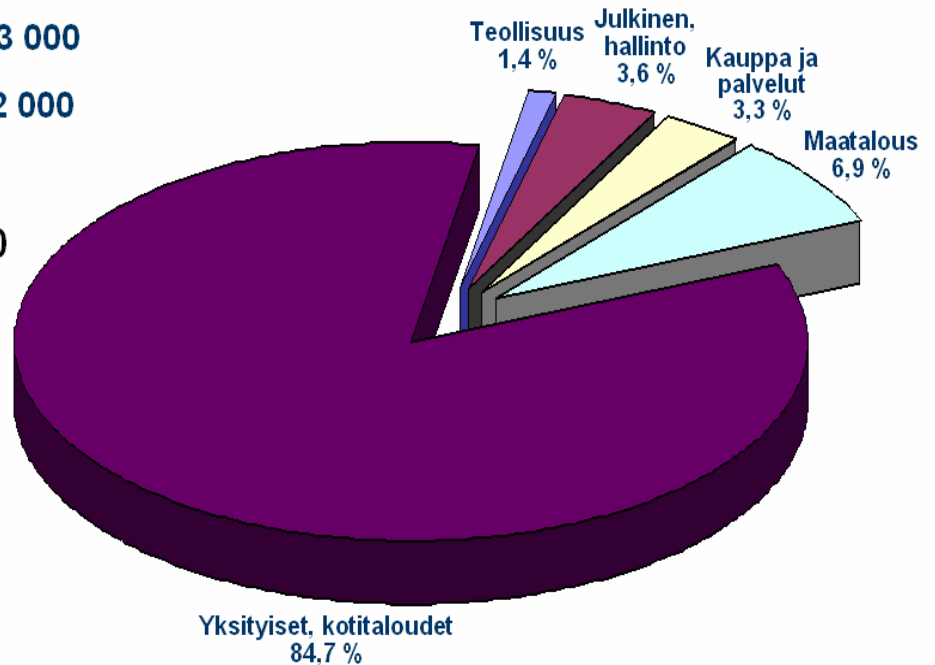
**Teollisuus 5 000**

**Julkinen, hallinto 13 000**

**Kauppa, palvelut 12 000**

**Maatalous 25 000**

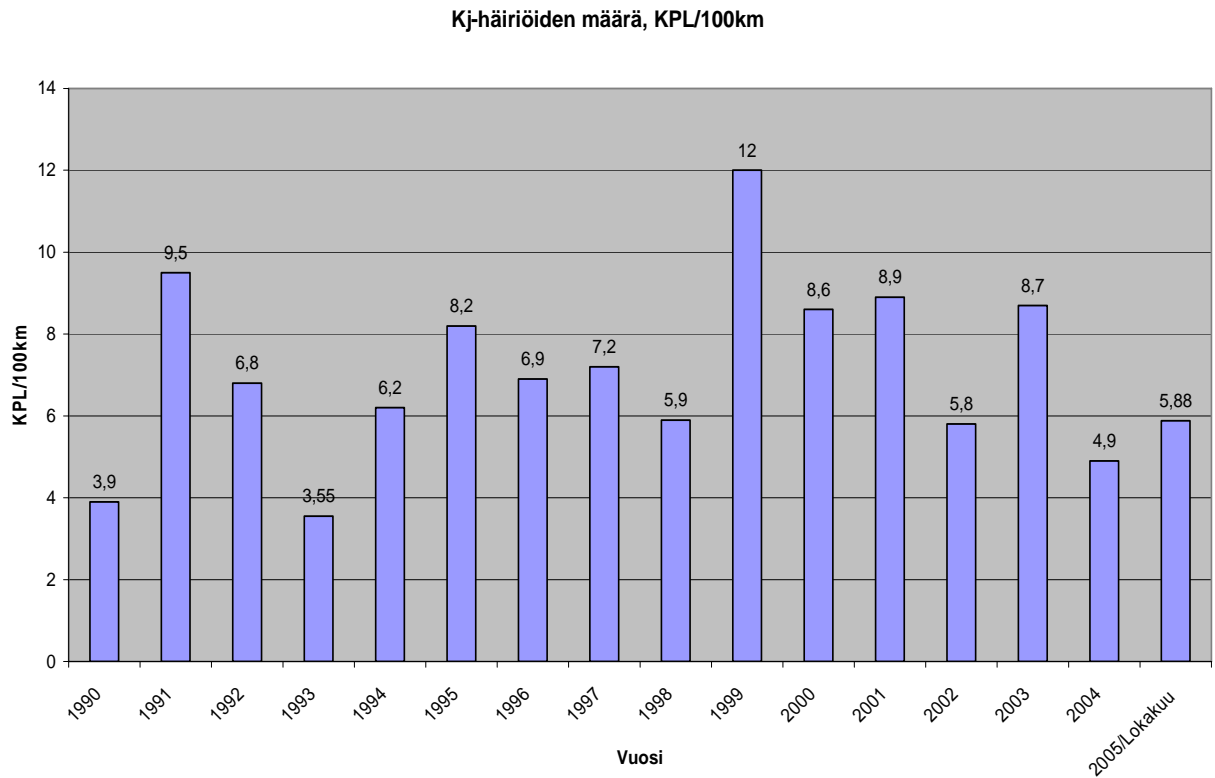
**Yhteensä 360 000**



Kuva 9. Vattenfallin verkon asiakkait

#### 4.1 Vattenfallin omat keskeytystilastot

Alla olevat taulukot on laadittu vanhojen Hämeen Sähkön tilastojen ja Vattenfallin omien tilastojen pohjalta. Vattenfall hankki Hämeen Sähkön omistukseensa v.1995. Sen aikainen Hämeen Sähkön verkko oli hyvin samantyyppinen kuin nykyinen Vattenfallin verkko eli vahvasti maaseutuverkko, jossa kaapelointiaste ei ole kovin korkea. Tästä syystä Hämeen Sähkön aikaiset keskeytyslukemat sopivat hyvin vertailupohjaksi. Toki täytyy ottaa huomioon verkkojen huima pituusero, joten jotkin tulokset on suhteutettu keskijänniteverkon pituuteen.



Kuva 10. Kj-häiriöiden määrä, kpl/100 km v.1990-2005

Yllä näkyvässä kuvassa 10 on kerätty 15 vuoden ajalta kj-verkossa tapahtuneiden häiriökeskeytyksien määrät ja suhteutettu ne kj-johdon määrään. Keskiarvo tältä 15 vuoden ajalta on n.7 kpl/100 km/vuosi. Tilastot ovat lähinnä suuntaa antavia, mutta niistä saa silti hyvän yleiskuvan häiriömäärien kehityksestä. Kuten kuvasta nähdään, ovat vuosittaiset erot hyvinkin suuria, joten voisi sanoa että 15 vuodessa ei häiriöiden määrää keskijänniteverkossa ole pystytty juurikaan vähentämään. Alla on hieman selitystä häiriöiden vuosittaisista syistä.

## 2004

Vuoden 2004 aikana sattui 3 laajaa häiriötä.

1. Heinäkuussa ukkosia Hämeessä ja Jyväskylän seudulla
2. Joulukuussa lumikuormat Oulaisten ympäristössä
3. Joulukuussa Raafael-myrsky Hämeessä ja Pirkanmaalla häiriöt vähentyivät merkittävästi aikaisempiin vuosiin nähden.

### **2003**

Vuoden 2003 aikana sattui 4 laajaa häiriötä

Tammikuussa lumi- ja pakkashäiriöt Hämeessä ja Jyväskylän seudulla

Heinäkuussa ukkoset Hämeessä ja Jyväskylän seudulla

Syyskuussa Mielikki-myrsky koko alueella

Joulukuussa talvimyrsky Hämeessä ja Jyväskylän seudulla

Häiriöitä 100 km kohden oli lähes yhtä paljon kuin v. 2001.

### **2002**

Vuosi 2002 oli perinteinen vuosi eikä suurempia vikoja ilmennyt.

### **2001**

Janika- ja Pyrymyrskyt aiheuttivat suurta tuhoa loppuvuodesta. Vikoja kpl/100 km ei tullut aikaisempiin vuosiin nähden suurta lisäystä, mutta sähkökäyttäjän kokema keskimääräinen keskeytysaika oli tänä vuonna huomattavasti isompi kuin aikaisempina vuosina.

### **2000**

Talvella lumikuormat ja muut sääolosuhteet aiheuttivat paljon vikoja.

### **1999**

Vuosi oli erittäin paha häiriövuosi. Häiriöitä oli jopa kaksinkerroin aikaisempiin vuosiin verrattuna. Kesällä ja alkusyksystä eläinten aiheuttamia jälleenkytkentöjä oli normaalia enemmän. Myös lumikuormat aiheuttivat talvella paljon vikoja. Ilmastolliset syyt aiheuttivat 72 % kj-verkon vioista.

### **1998**

Vuosi oli häiriöiden osalta aika keskimääräinen. Talvella lumi ei aiheuttanut suurta vikasummaa, mutta kesällä ukkoset ja kovat tuulet aiheuttivat suurimman osan vuoden häiriöistä.

### **1997**

Vuoteen sattui muutama suurehko vikajakso. Tammikuussa lumi ja tuulet aiheuttivat häiriöitä. Tammikuun viimeisenä päivänä myrsky oli pahin mahdollinen ja aiheutti paljon vikoja. Heinäkuussa ukonilmat aiheuttivat verkostohäiriöitä normaalia enemmän.

### **1996**

Vuosi 1996 oli perinteinen vuosi. Räntäsade aiheutti yhden suurhäiriön 13.11.1996. Häiriöitä kertyi silloin 135kpl.

### **1995**

Käyttötoiminnassa leimaa-antavina ajanjaksoina olivat Einen päivän myrsky 23.1, Tuulan-päivän myrsky 14.5 ja kesäajan ukonilmat sekä varsinkin kesäkuun rajua salamointi ja ukkospuuskat.

### **1994**

Lähinnä Lempi-myrsky aiheutti 20 kV:n verkkoon suuren määrän vikoja.

### **1993**

Vuonna 1993 oli erittäin vakaat sääolot ja hyvin vähän häiriöitä.

### **1992**

Lämmin vuosi ja sääolojen oikukas vaihtelu olivat käyttövuoden tunnusmerkkejä. Vuoden aikana riehui useahko pieni myrsky.

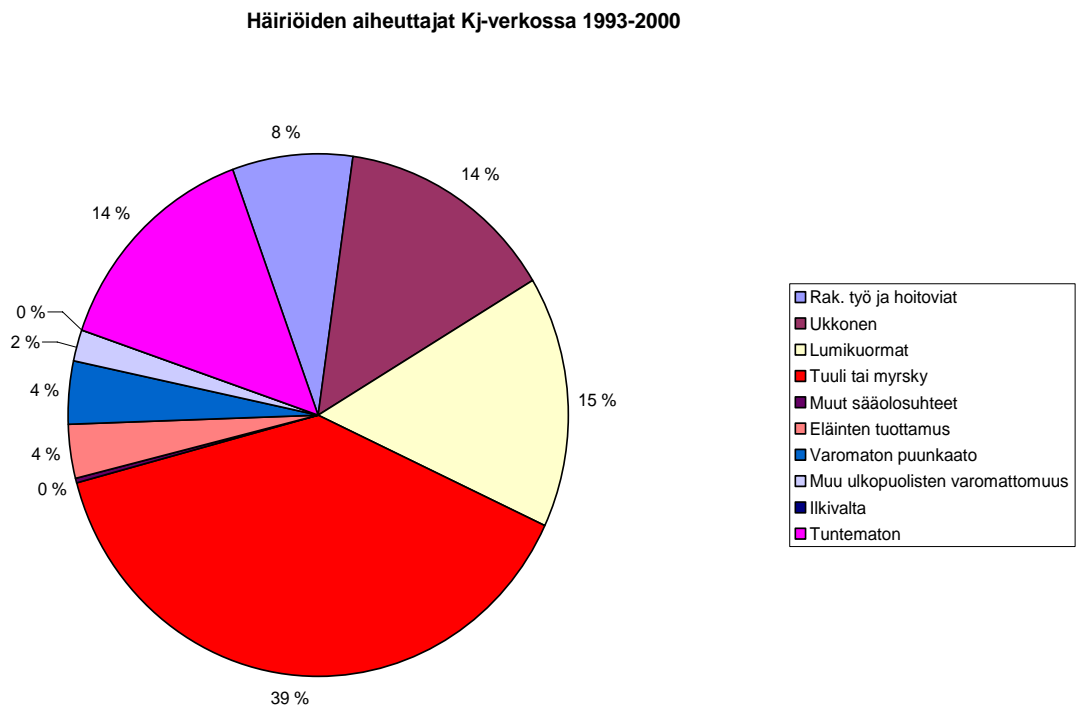
### **1991**

Vuosi alkoi suurhäiriöllä. Tammikuun aikana toimialueella vallitsi poikkeuksellinen sää, joka aiheutti pahoja lumikuormia. Normaalivuoden häiriömäärä kertyi kolmen viikon sisällä.

Loppuvuosi oli taas keskimääräistä parempi.

## 1990

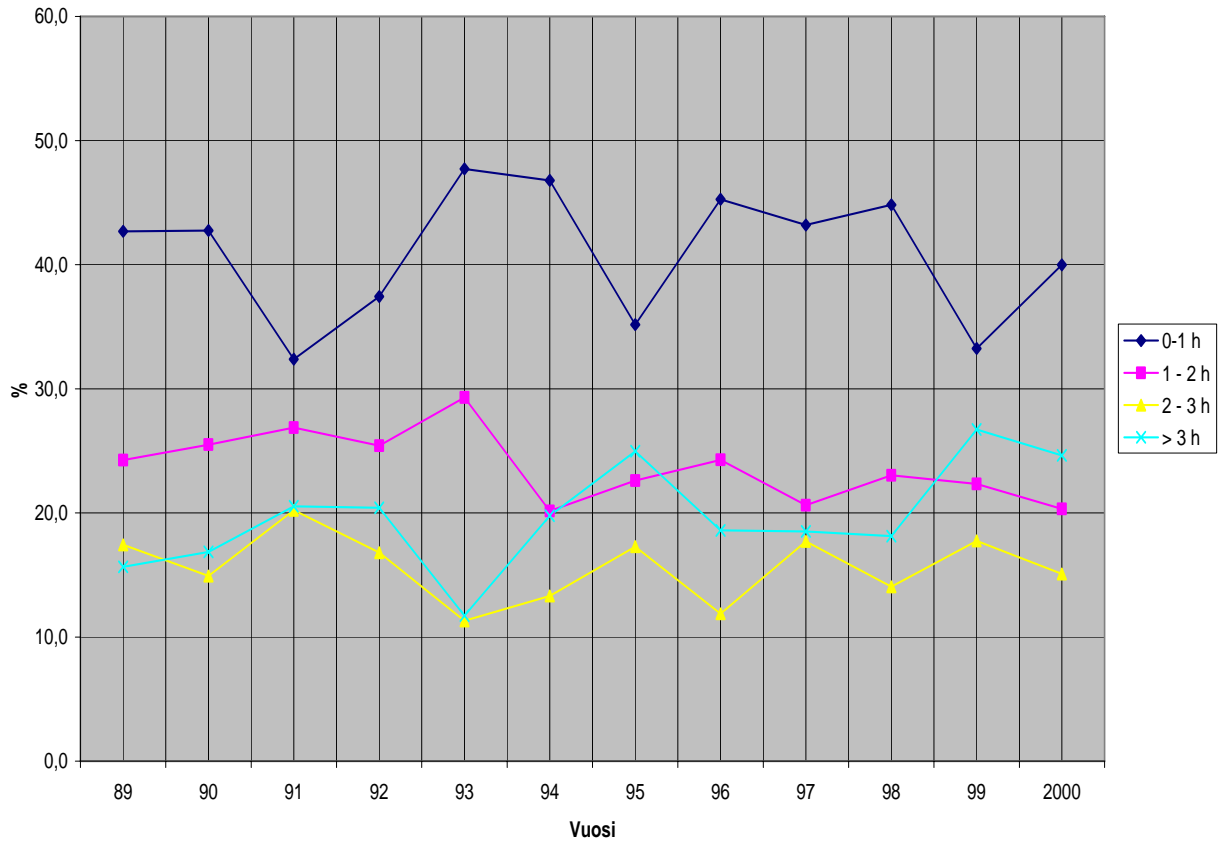
Vuosi oli häiriöiden osalta erittäin hyvä. Verkostohäiriöiden määrä jäi huomattavasti alle keskiarvojen.



Kuva 11. Häiriöiden aiheuttajat kj-verkossa.

Kuten kuvasta 11 nähdään ilmastolliset syyt aiheuttavat n. 60 % keskijänniteverkon vioista myös Vattenfallin verkossa, joten tässä ei löydy mitään poikkeusta jo tiedettyihin tosiasioihin.

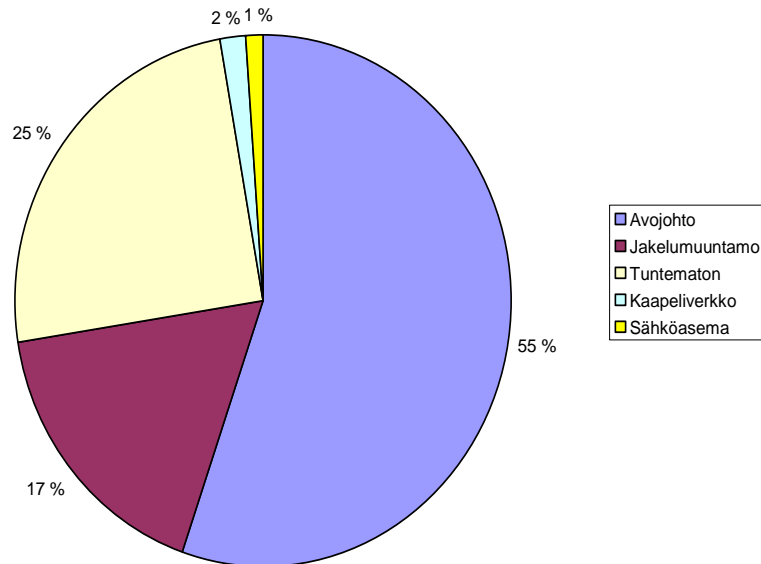
Häiriöiden kestoajan jakautuminen prosentuaalisesti



Kuva 12. Häiriöiden kestoajan jakautuminen 1989-2000

Yllä näkyvästä kuvasta voi havaita, että yhä suurempi osa häiriöistä kestää yli 3 tuntia. Tämä ei tietenkään ole sähköyhtiön kannalta toivottava tilanne tulevaisuutta ajatellen, koska sähkökatkoksista maksettavat korvausmenettelyt saattavat hyvinkin tiukentua lähivuosina.

Kj-verkon vian kohteet 1993-2000



Kuva 13. Kj-verkon vian kohteet 1993-2000

Kuvasta 13 nähdään, että yli puolet vioista osuu avojohdoille. Tämä on varsin arvattavaa, kun Vattenfallin verkosta n. 87 % on avojohtoa ja avojohto on vielä kaikkein herkin vioille



## 5.0 HÄIRIÖKESKEYTYSTEN VÄHENTÄMINEN

Kuten aiemmin jo todettiin, sähköverkkojen häiriömääriin kiinnitetään tulevaisuudessa yhä tarkempaa huomiota. Tämä pakottaa sähköyhtiöt tarkastelemaan menetelmiä, joilla häiriöitä voidaan vähentää mahdollisimman kustannustehokkaasti. Yleisesti menetelmät ovat jo olleet pitkään tiedossa, mutta niiden tehokkuutta suhteessa kustannuksiin ei tiedetä niin hyvin. Seuraavaksi tarkastellaan perusmenetelmiä, joilla häiriökeskeytyksiä voidaan vähentää. Toimenpiteet voidaan jakaa kahteen ryhmään: keskeytyksiä vähentävät toimenpiteet ja keskeytysaikaa lyhentävät toimenpiteet.

Keskeytyksiä vähentävinä toimenpiteinä voitaisiin pitää verkon topologiaa, verkon komponenttivalintoja, sähköverkon kunnan valvonta, johtokatuja raivausta, maakaapelointia, pas-johdon käyttöä ja jännitetöiden tekemistä.

Keskeytysaikaa taas saadaan lyhennettyä käyttämällä kauko-ohjattavia kytkinlaitteita, varayhteyksiä rakentamalla ja organisaatiota tehostamalla.

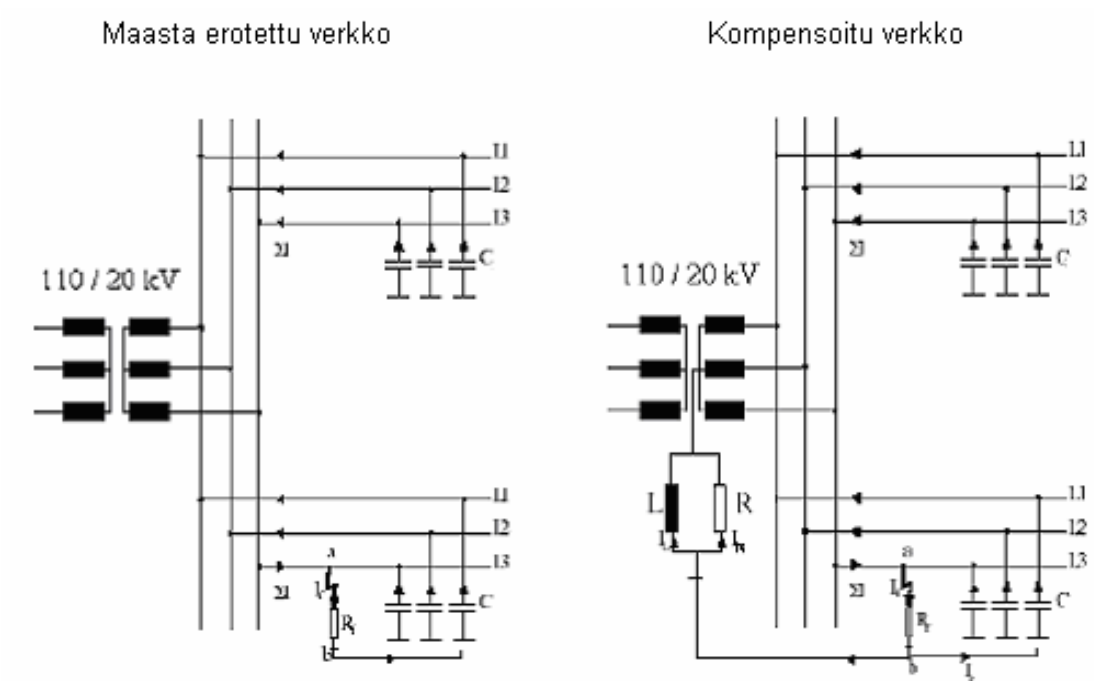
### 5.1 Häiriökeskeytysten vähentämiseen tarkoitettut menetelmät

#### 5.1.1 Maasulkuvirran kompensointi

Suomessa keskijänniteverkot ovat yleensä joko maasta erotettuja tai kompensoituja verkkoja. Maasta erotettu verkko on nimensä mukaisesti erossa maasta eli siinä ei ole johtavaa yhteyttä maahan mistään kohdasta. Jos vaihejohdin joutuu kosketukseen maan kanssa joko suoraan tai vikaimpedanssin kautta tapahtuu maasulku. Tällöin viallisen vaiheen jännite ja varausvirrat pienenevät, mutta terveiden vaiheiden jännitteet maata vasten ja varausvirrat kasvavat. Tällöin kulkee suuri maasulkuvirta. Maasulkuvirtojen pienentämiseksi on lähinnä kaksi keinoa, jotka ovat maasta erotetun verkon syöttömuuntajien syöttämien galvaanisesti yhteen kytkettyjen johtojen pituuden rajoittaminen eli jakaminen pienempiin osiin tai verkon synnyttämän maakapasitanssin kompensointi./9/

Maasulkuvirran kompensoimisen ensisijaisena tarkoituksena on maasulkuvirran pienentäminen sellaiselle tasolle, että suositeltavat maadoitusjännitearvot eivät ylittyisi kohtuullisin maadoituskustannuksin. Kompensoidulla verkolla tarkoitetaan sellaista verkkoa, jossa yhden tai useamman muuntajan tähtipisteeseen on kytketty kompensointikela eli kuristin. Kompensointi tapahtuu siten, että kuristimen induktiivinen reaktanssi pyritään mitoittamaan ja asettelemaan lähelle verkon kapasitiivisen reaktanssin suuruutta. Yksivaiheisen maasulun aikana suurin osa vikavirrasta kulkee kuristinkelan kautta ja maasulkupaikan läpi kulkee vain kuristimen epäviireydestä johtuva maasulkuvirta. Koska kuristimen induktiivinen virta kompensoi maakapasitanssin läpi kulkevaa kapasitiivista virtaa, jää maasulkuvirraksi pieni osa vastaavan maasta erotetun verkon maasulkuvirrasta, ja tämä nopeuttaa maasulkukohdassa syntyvän valokaaren sammumista ennen kuin katkaisija laukeaa. Maasulkuvirran sammutuksella voidaan estää myös maasulun muuttuminen oikosuluksi ja tällä tavalla voidaan myös vähentää jännitekuoppia.

Alla näkyvässä kuvassa 14 esitetään maasta erotetun ja kompensoidun verkon erot sekä maasulkuvirtojen kulku.



Kuva 14. Maasta erotettu ja kompensoitu verkko sekä maasulkuvirtojen kulku.

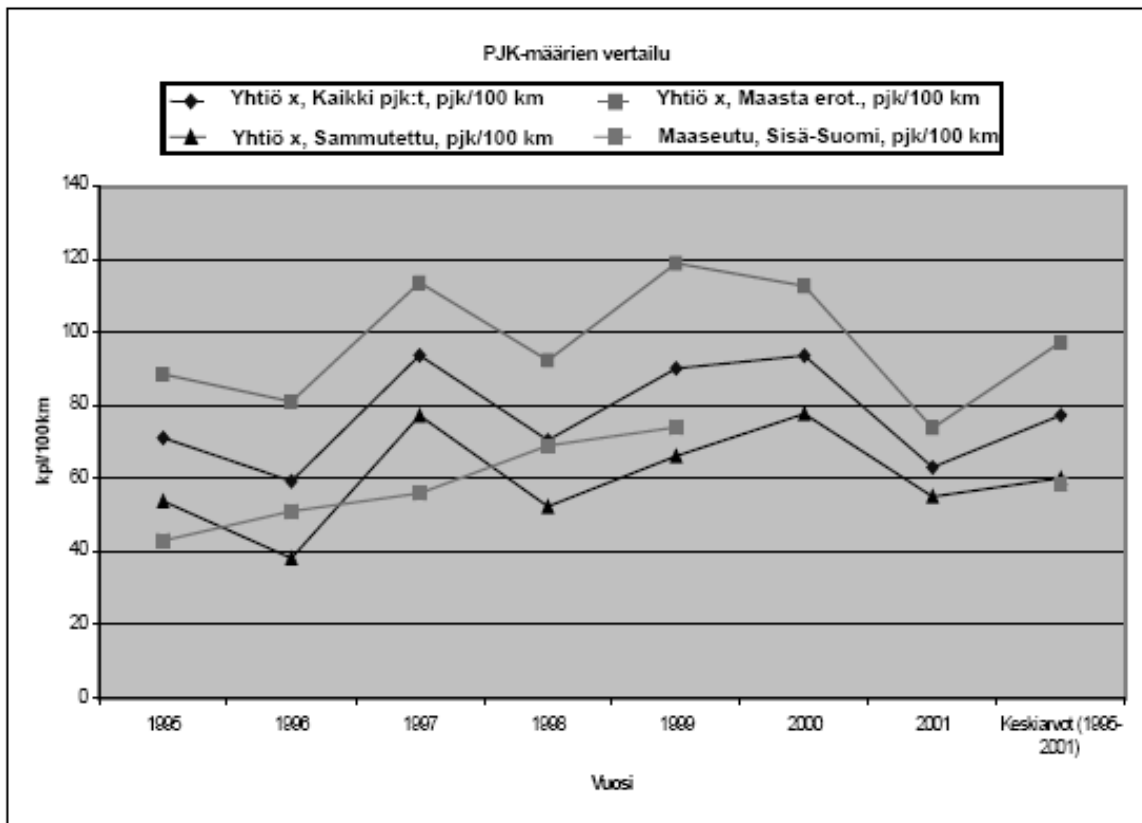
Maasulkuvirran kompensoinnilla saavutetaan seuraavia etuja: /9/

- Valokaari sammuu paremmin kuin samalla virralla maasta erotetussa verkossa, koska palaava jännite kasvaa suhteessa hitaammin.
- Maasulkukohdan läheisyydessä esiintyvä vaarajännite vähenee maasta erotettuun verkkoon nähden.
- Maasulkuvalokaarien aiheuttamat lyhytaikaiset jakelukeskeytykset vähenevät n. 50 %.
- Toimintojen väheneminen lisää katkaisijoiden kestoikää.
- Kompensoinnin suojaava vaikutus ulottuu verkon kaikkiin osiin, myös kytkinlaitoksiin.
- Verkoston komponenttien vaurioituminen vähenee maasulkuvirran vaikutusajan lyhetessä.
- Esimerkiksi vaiheen katkeamisen aiheuttama verkon epäsymmetria voidaan usein ilmaista entistä herkemmin.
- Terveiden vaiheiden ylijänniterasitus vähenee ja maasulun muuttuminen oikosuluksi yksivaiheisissa maasuluissa vähenee.

Kuitenkin maasulkuvirran kompensointiin liittyy myös seuraavia epäkohtia: /9/

- Lyhytkin kuristimen poistaminen käytöstä muuttaa maasulkuvirran suuruutta. Tämä on otettava huomioon releistyksessä ja käytön suunnittelussa.
- Galvaanisesti yhteen kytketyn verkon pitää olla sopiva, ei liian suuri eikä liian pieni. Virityksen epätarkkuuden on pysyttävä kohtuullisissa rajoissa, mikä rajoittaa verkon käyttötilannesovelluksia.
- Tarvitaan entistä suuremmat vaatimukset verkon symmetrialle, koska nollajännite nousee muuten terveelläkin verkolla liian suureksi.
- Releistyksen toteutus vaikeutuu. Asettelujen tarkkuusvaatimus on suurempi kuin maasta erotetussa verkossa.
- Kompensointi ei ole ilmaista vaan se aiheuttaa aina kustannuksia.

Maasulkuvirran kompensoinnilla pyritään siis lähinnä vähentämään lyhyiden keskeytyksien määrää. Alla olevasta kuvasta 15 nähdään erään verkkoyhtiön alueella pjk-määrien vertailu erilaisissa verkoissa.



Kuva 15. Pjk-määrien vertailu. /10/

Kuten kuvasta nähdään, ovat sammutetussa verkossa pjk-määrät selvästi pienempiä kuin perinteisessä maasta erotetussa verkossa. Voidaan arvioida että pjk-määrät ovat vähentyneet n. 40 %. Senerin vuosittaisten keskeytystilastojen pohjalta voidaan arvioida, että osittain kompensoidussa verkossa (kompensointiaste n. 70 %) vähentyvät pjk-määrät n. 40-50 %. Myös LuoVa-projektin mukaan sammutus vähentäisi pjk-määriä n. 50 % ja ajk-määriä n. 25 %. Kokemusten perusteella sammutus vähentää erityisesti avojohdolla tuulesta ja lumesta aiheutuvia jälleenkytkentöjä sekä muuntamoissa eläimistä aiheutuneita jälleenkytkentöjä. /16/

### 5.1.2 Ylijännitesuojaus

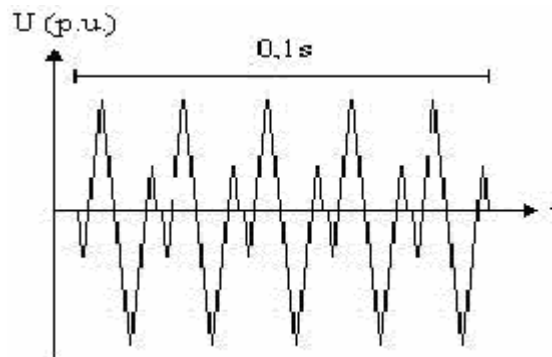
Ylijännitesuojien tehtävänä on rajoittaa suojattavaan kohteeseen saapuvien ylijännitteiden amplitudi vaarattomalle tasolle. Ylijännitteeksi lasketaan jännite, joka ylittää laitteen eristysrakenteiden käyttöjännitteen huippuarvon  $\sqrt{2} * U_m$ , missä  $U_m$  on suurin sallittu käyttöjännite.

Ylijännitteitä on muutamaa eri tyyppiä. /11/

- Pientaajuiset ylijännitteet (käyttötaajuiset ylijännitteet)
- Loivat transienttiylijännitteet (kytkentäylijännitteet)
- Jyrkät transienttiylijännitteet (ilmastolliset ylijännitteet)
- Erittäin jyrkät transienttiylijännitteet

Pientaajuiset ylijännitteet, jotka tunnetaan myös vanhalla nimellä käyttötaajuiset ylijännitteet, syntyvät yleensä seuraavista syistä:

- Maasulku
- Kuorman irtikytketyminen
- Resonanssit
- Vajaanapainen toiminta tai johdinkatkos
- Generaattoreiden itseherätys /11/

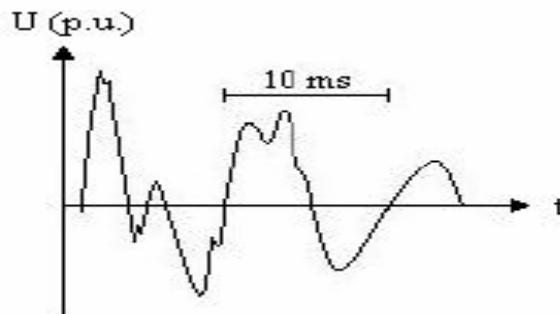


Kuva 16. 50 Hz ylijännitteen käyrämuoto. /11/

Loivat transienttilylijännitteet, vanhalta nimeltään kytkentäylijännitteet, aiheutuvat usein myös verkon muutoksista. Voidaan havaita, että samat asiat, jotka aiheuttavat pientaajuisia ylijännitteitä, aiheuttavat myös loivia transienttilylijännitteitä.

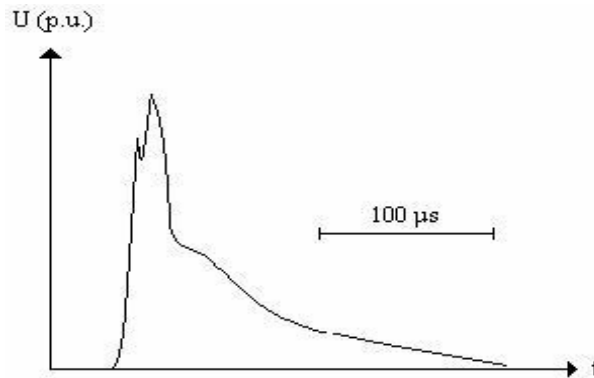
Suurimmat loivien transienttilylijännitteiden aiheuttajat ovat: /11/

- Lähivika
- Epätahdissa olevat verkot
- Kisko-oikosulku
- Pienen induktiivisen virran katkaisu
- Kapasitiivisen virran katkaisu



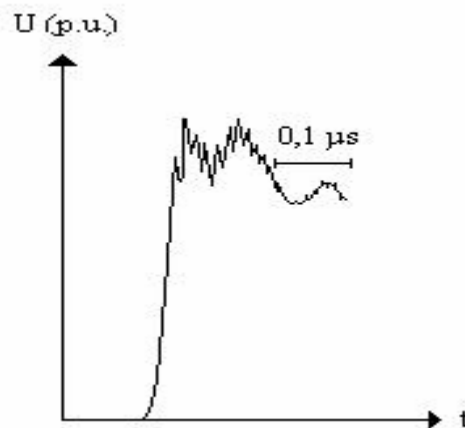
Kuva 17. Loivan transienttilylijännitteen käyrämuoto /11/

Jyrkät transienttilylijännitteet vanhalta nimeltään ilmastolliset ylijännitteet syntyvät pääasiassa salamaniskujen seurauksena. Salamaniskun aiheuttama ylijännite muodostuu verkkoon pääasiassa kolmella eri tavalla: indusoitumalla, johdon maadoitettuun osaan osuneen iskun aiheuttaman takaiskun kautta tai osumalla suoraan johtoon. /11/



Kuva 18. Jyrkän transienttiylijännitteen käyrämuoto. /11/

Erittäin jyrkän transienttiylijännitteiden hyvin tyypillinen aiheuttaja on erottimen toiminta. Kun erotin avautuu tai menee kiinni syntyy ylijännite.



Kuva 19. Erittäin jyrkän transienttiylijännitteen käyrämuoto /11/

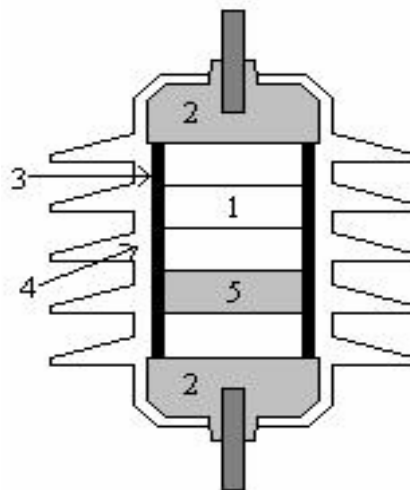
Näistä ylijännitemuodoista lähinnä vain erilaisiin transienttiylijännitteisiin voidaan vaikuttaa ylijännitesuojalla. Pientaajuisiin ylijännitteisiin voidaan vaikuttaa verkon suunnittelulla kuten maadoittamisella. Pientaajuiset ylijännitteet täytyy kuitenkin ottaa huomioon ylijännitesuojia mitoittaessa.

### 5.1.2.1 Ylijännitesuojatyypit

Ylijännitesuojatyyppejä käytetään lähinnä kahta erilaista, venttiilisuojia ja kipinävälisuojia. Kipinävälisuojat ovat hyvin yleisiä keskijänniteverkoissa, mutta niitä pyritään korvaamaan venttiilisuojilla, näiden selkeästi parempien ominaisuuksien takia. Venttiilisuojia on useampaa eri tyyppiä, kuten levykipinä-, magneettipuhallus-, ja metallioksidiventtiilisuojia (MO-suoja). Näistä MO-suoja on kaikista yleisin.

MO-suoja eli metallioksidisuoja on kohtuullisen yksinkertainen rakenteeltaan. Se koostuu sarjaan tai rinnan kytketyistä sinkkioksidilieriöistä, jotka suljetaan joko posliini- tai polymeerikuoreen. Se kuinka sinkkioksidilieriöt kytketään ja paljonko niitä on yhdessä suojassa, riippuu siitä millainen suojaustaso halutaan.

Venttiilisuoja toimii yksinkertaistetusti niin että normaalilla käyttöjännitteellä se toimii eristeenä ja muuttuu johtavaksi kun jännite kasvaa riittävän suureksi.



Kuva 20. MO-suojan rakenne, missä: 1= metallioksidilieriö, 2= Päätelektrodit, 3= Metallinen tukisylinteri, 4= kuorimateriaali, 5= Metallinen välilevy



MO-suojan edut ja haitat ovat:

Edut

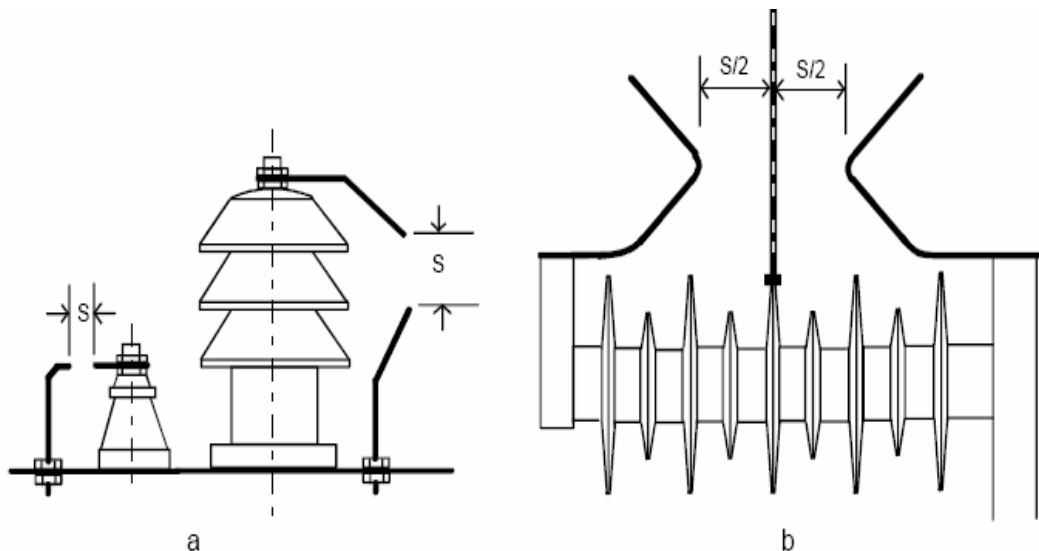
- Yksinkertainen rakenne
- Suojausvaikutus hyvä jyrkilläkin aalloilla
- Sietää lyhytaikaisia pienitaajuisia ylijännitteitä
- Ei jälkivirtaa

Haitat

- Jatkuva vuotovirta suojan läpi, lisääntyy suojan ikääntyessä ja likaantuessa

Joten ainoa haitta mikä MO-suojalla on, liittyy vastusmateriaalin ikääntymiseen ja kuinka se huomataan.

Keskijänniteverkossa käytetään myös paljon kipinävälisuoja. Alla kuvassa 21 nähdään tavallisimpien kipinävälisuojien rakenne.



Kuva 21. a) Yksivälisuoja, b) Kaksivälisuoja. Kuvassa s on elektrodivälin pituus.

/12/

Kipinävälin toimintaperiaate on hyvin yksinkertainen. Kun ylijännite ilmenee, syttyy elektrodien välille valokaari ja näin ylijännite pääsee purkautumaan. Elektrodien välimatkasta riippuu millä jännitteellä läpilyönti tapahtuu.

Kipinävälisuojiin edut ja haitat ovat:

edut:

- Yksinkertainen rakenne
- Halpa hinta

haitat:

- Toiminta saa aikaan maasulun, joka vaatii kytkinlaitteen, kuten pikajälleenkytkennän toimimisen.
- Kipinävälin toiminta aiheuttaa rajun jännitteenaleneman, mikä voi olla vaarallista muuntajan käämityksille.
- Ylilyöntijännitteillä on varsin suuri hajonta, sekä esim. salamaniskuilla ylilyöntijännite kasvaa voimakkaasti.
- Eläimet saattavat aiheuttaa läpilyöntejä kulkiessaan kipinävälin läpi.

Ylijännitesuojauksen tehoa tarkasteltaessa tukeuduttiin LuoVa-projektin tekemiin tutkimuksiin. Näistä selvisi että johtolähtö, jolta löytyi yksikin kipinävälisuoja, aiheutti huomattavan määrän jälleenkytkentöjä. Tästä pystyi päättämään, että korkealla venttiilinsuojausprosentilla on jonkin verran vaikutusta jälleenkytkentämääriin, mutta vasta täydellisellä venttiilinsuojaustasolla päästiin kunnollisiin tuloksiin jälleenkytkentöjen osalta. Toisaalta jos tarkastellaan venttiilinsuojan tehoa, muuntajavaurioiden estämisessä on sen teho todettu hyväksi. Voidaan sanoa että venttiilinsuojauksen käyttö on järkevää taloudellisesti, koska tällä tavalla muuntajavaurioita voidaan vähentää huomattavasti. /16/

### 5.1.3 Raivaus ja verkoston kunnan valvonta

Kanta- ja alueverkkojen johtokadut tehdään puuvarmoiksi, mutta keskijänniteverkolla tämä ei ole mahdollista kustannussyistä johtuen. Huomattava osa keskijännitejohdoista kulkee metsässä, ja linjojen päälle taipuvat, ja katkeavat puut ovat yksi yleisimmistä keskeytyksien syistä. Tämän takia raivaus ja verkoston kunnan valvonta on erittäin tärkeää. Nämä toimenpiteet ovat maakaapeloinnin ohella lähes ainoita toimenpiteitä, joilla voidaan vaikuttaa pysyvien vikojen määrään. Muilla toimenpiteillä saadaan vähennettyä katkaisijatoimintojen määrää, mutta niillä ei voida poistaa vian alkusyytä.

Verkoston kunnan valvonnalla on hyvin ratkaiseva merkitys verkoston kuntoon. Ainoastaan tällä tavalla voidaan löytää piilevät viat, jotka tulevaisuudessa voisivat aiheuttaa pahojakin vikoja. Samalla verkosta saadaan myös kerättyä kunnossapidon kannalta tärkeää tietoa, kuten orsityyppi, eristintyyppi ym. Olen itse ollut yhden kesän ajan tarkastamassa keskijänniteverkkoa. Omien kokemusten mukaan varsinkin piileviä eristinvikoja on yllättävän paljon ja tällä tavalla ne löydetään verkosta ajoissa. Verkoston kunnan valvonnasta ei kannata tinkiä ja myös tehostettu valvonta voi olla tietyillä kriittisillä johto-osuuksilla tarpeen.

#### 5.1.4 Eläinsuojat

Kuten kuvasta 11 nähdään aiheuttivat v. 1993-2000 eläimet Vattenfallin verkossa n.4 % vioista. Tämä ei ole mitenkään huomattava määrä, mutta tähän ei ole laskettu mukaan pjk- ja ajk-määriä, joita eläimet kuitenkin aiheuttavat enemmän kuin pysyviä vikoja. Suurelta osin syynä eläinten aiheuttamiin vikoihin on se, että vanhoilla verkon osilla eläinsuoja on hyvin puutteellinen tai se puuttuu kokonaan. Järjestelmällisellä eläinsuojien lisäämisellä saataisiin eläinten aiheuttamat viat vähennettyä hyvin pieneen.

LuoVa-projektin tutkimuksien mukaan runsaalla eläinsuojien lisäämisellä pystyttiin eräässä verkkoyhtiössä vähentämään pjk-määriä n. 20 %. /16/

### 5.1.5 PAS-johdot

Päällystetty avojohdot suurjännitteelle, eli PAS-johdon rakenne nähdään alla kuvasta 22.

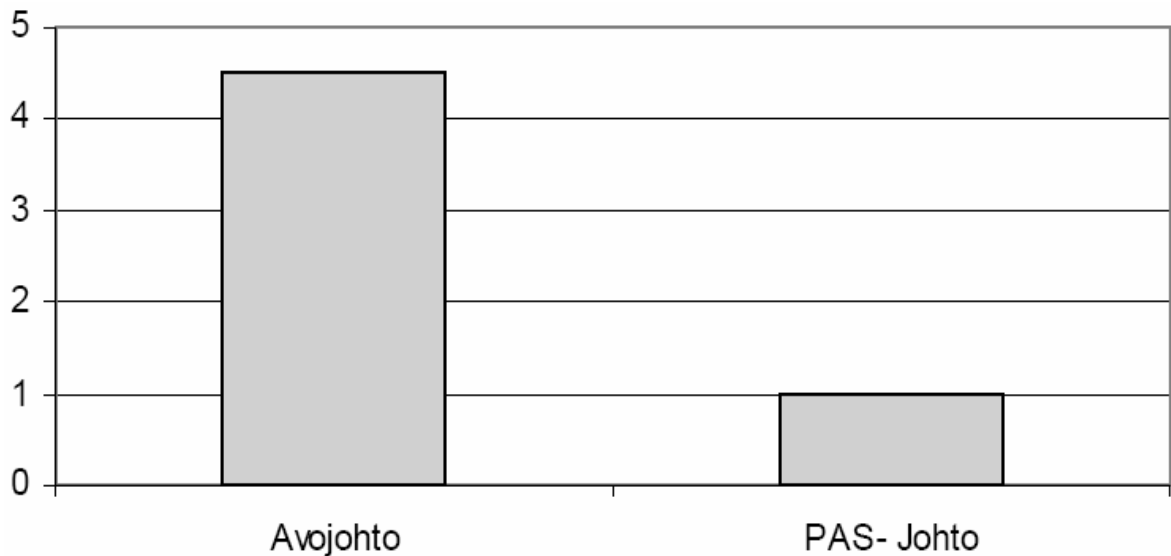


Kuva 22. Päällystetyn avojohdon johdin /13/

Erona avojohdoton on PAS-johdossa pyöreän seosalumiiniköyden ympärille suulakepuristettu PEX-muovieriste. Tällaisten johtimien kehittäminen aloitettiin, jotta johtimien yhteen lyönnit eivät aiheuttaisi käyttöhäiriöitä verkossa. Myös johtojen lankavaurioita, sekä johtokadun vaatimaa tilaa haluttiin pienentää. Ensimmäisten johtojen kehittäminen aloitettiin 1970-luvulla ja ensimmäiset johdot saatiin asennettua 1970-luvun puolivälissä Koillis-Suomeen. Alussa johtimien etäisyydet toisistaan olivat samat kuin avojohdoilla, mutta nykyään johtimien etäisyys on kolmasosa verrattuna avojohdoton. /13/

PAS-johdoilla saavutetaan useita etuja verrattuna avojohdoton ja näitä ovat:

- 1) Vikatiheys Pas-johdolla voi olla alle neljäsosa tavalliseen avojohdoton verrattuna. Varsinkin lyhytkestoiset maa- ja oikosulut ovat selvästi harvinaisempia. Alkuaikoina PAS-johdoilla oli ongelmia johdon valokaari- ja värähtelyvikojen suhteen, mutta ne on saatu kuriin rakenteita kehittämällä. Rakenteita on myös kehitetty puunkaatumistapauksia silmälläpitäen. Tämän takia PAS-johto kestää useita päiviä jännitteisenä vaikka sen päälle olisikin kaatunut puu. Alla kuvasta 23 nähdään tyypilliset vikamäärien suhteet PAS-johdoilla sekä avojohdoilla.



Kuva 23. Johtojen vikatiheyksien suhde /13/

- 2) PAS-johdolla on pienempi johtokatu eli n.6 m. PAS-johdot kestävät johtimien yhteen lyönnin ja myös jännitteisenä niiden päälle kaatuneen puun. Joten vaihevälit voidaan tehdä pienemmiksi, ja näin myös metsään tehtävä johtokatu voidaan tehdä kapeammaksi. Monien mielestä PAS-johdollinen linja on myös paremman näköinen kuin perinteinen avojohto. Nykyään PAS-johtoja saatetaan rakentaa enemmän pienemmän johtokadun takia, eikä niinkään vikatiheyksien vuoksi.
- 3) PAS-johdot parantavat huomattavasti turvallisuutta. PAS-johdoilla voidaan selvästi suojata sekä ihmisiä että eläimiä. Vaihejohdin on eristekerroksen alla, joten riski saada sähköisku on selvästi pienempi kuin avojohdoilla. Myös tilastot osoittavat, että PAS-johdoilla on vaikutusta turvallisuuteen. Viimeisen 20.v:n aikana Suomessa ei ole sattunut yhtään kuolemaan johtanutta onnettomuutta PAS-johdoilla. Vastaava luku avojohdoilla oli v. 2003 14.kpl:ta. Tosin täytyy huomata, että PAS-johtoa on rakennettu huomattavasti vähemmän kuin avojohtoa. /13/
- 4) Sähkö- ja magneettikenttien aiheuttamia ongelmia voidaan vähentää käyttämällä PAS-johtimia. Koska PAS-johtimet ovat lähempänä toisiaan kumoavat ne toistensa sähkö- ja magneettikenttiä paremmin.

PAS-johdojen ongelmia taas ovat seuraavat:

- 1) Suuri-impedanssiset viat aiheuttavat PAS-johdoilla ongelmia. Kun puu kaatuu johdolle, johto katkeaa tai putoaa maahan. Tällöin syntyy suuri-impedanssinen vika. Tavanomainen relesuojaus havaitsee maasulut  $3k\Omega$  vikaimpedanssiin asti, mutta PAS-johdolla voi vikaimpedanssi olla jopa kymmenien tai satojen megaohmien luokkaa. Kuitenkin kokemusten perusteella saadaan Suomessa n. 90 % tapauksista selvitettyä tavallisten maasulkusuojiin avulla. Kuitenkin jos vikaa ei havaita, ja esim. puu jää makaamaan linjan päälle saattaa se aiheuttaa pahoja vaurioita johdolle. Tällöin on vaarana että vuotovirrat ja osittaispurkaukset kuluttavat eristyksen vähitellen puhki. Kun eristys on rikkoutunut seuraa vaiheiden välinen valokaari ja johdinvaurio. Tämän takia on suositeltavaa että PAS-johdot tarkistetaan myrskyjen jälkeen, jotta kaatuneet puut löydettäisiin ajoissa. /13/
- 2) Kustannukset ovat kaikkein suurin este sille ettei PAS-johdoja rakenneta enemmän. PAS-johdon kustannukset ovat n. 0-40 % suuremmat kuin avojohdolla, riippuen johdon rakennuspaikasta ja rakenteista. Tosin jossain tapauksissa laskettaessa pitkäaikaisia kustannuksia saattaa PAS-johto tulla halvemmaksi, koska siinä esiintyy vähemmän häiriöitä ja keskeytyksiä. /13/
- 3) Valokaarivauriot olivat PAS-johdon alkuaikoina ongelma. Tällöin ukonilman aikana vaihejohtimet paloivat poikki. Salamanisku aiheuttaa johtimiin ylijännitteen ja ylilyönnin johtimien välissä. Ylilyönnin seurauksena syntyy valokaari, joka jää palamaan paikalleen aiheuttaen johtimen katkeamisen. Tällaisia tapauksia pystytään estämään asentamalla valokaarisuojat, jotka siirtävät valokaaren palamaan johdon ulkopuolelle.
- 4) Tuulen aiheuttamat johdinvärähtelyt saattavat aiheuttaa PAS-johdojen kiinnityskohtiin rasituksia. Tätä esiintyy myös avojohdoilla, mutta PAS-johdot värähtelevät herkemmin, johtimen päälle asennetun eristekerroksen takia. Tämä ongelma on kyllä ratkaistavissa, asentamalla erilliset värähtelysuojat.

- 5) Korroosiota on epäilty joissain tapauksissa PAS-johdon katkeilemisen syyksi, mutta ongelmaa pidetään varsin vähäisenä. Mahdollisuus tälle kuitenkin on jos vesi pääsee jostain kohti päällysteen alle, ja jää sinne seisomaan. Ratkaisuksi tälle on ehdotettu kuparin käyttämistä, mutta tähän ainakaan Suomessa ei ole vielä lähdetty.
- 6) Reikiintymistä on havaittu viime aikoina eräiden PAS-johtojen päällysteessä. Syitä saattavat olla johdolle kaatuneet puut, ilmastolliset ylijännitteet tai päällystyksen rappeutuminen. Vauriot joka tapauksessa aiheuttavat vikatiheyksien kasvamista. /13/

Joten voidaan todeta että PAS-johdoilla on selviä etuja verrattuna avojohtoihin, mutta myös joitakin haittoja, joista pahimpana voidaan pitää kustannuksia. Myös suuri-impedanssiset viat saattavat aiheuttaa ongelmia. Liitteissä mainitun raportin 13 mukaan PAS-johtojen käytössä saattaa tulevaisuudessa ilmetä selviä ongelmia, lähinnä liittyen johtojen reikiintymiseen. Tutkimuksessa havaittiin että käytössä olleilla johdoilla oli päällysteessä vaurioita muutaman metrin välein. Joissain sähköyhtiöissä PAS-johdon käytöstä on jopa luovuttu kokonaan.

### 5.1.6 Maakaapelointi

Maakaapelointia puoltavia seikkoja ilmajohtoon nähden on useita. Tärkeimpänä näistä voidaan pitää luotettavuutta. Kaapeli ei ole alttiina esim. myrskylle tai ukkoselle. Kaapeliverkolla saadaan myös lähes kokonaan poistettua kaikki lyhyet katkokset, koska kaapeliverkossa hyvin harvoin esiintyy ohimeneviä vikoja. Tällöin ei myöskään kannata käyttää jälleenkytkentäyksiköitä.

Maakaapeloinnin etuja ovat:

- 1) Luotettavuus on maakaapelilla selvästi parempi → vähemmän keskeytyksiä.
- 2) Ylijännitteitä vähemmän (ilmastolliset)
- 3) Turvallisuus hyvä (kosketussuojaus parempi ilmajohtoon nähden)
- 4) Maankäyttö vähempää ilmajohtoon nähden ja maisemallisesti parempi
- 5) Parempi sähkön laatu (jännitteenalenema)

Maakaapeloinnilla on myös selviä haittoja ilmajohtoihin nähden. Näistä suurimpina voidaan pitää seuraavia:

- 1) Rakennuskustannukset selvästi suuremmat kuin ilmajohtoissa (n. kaksinkertainen avojohtoon nähden)
- 2) Vaikeaa ja kallista tehdä muutoksi (Esim. kuormituksen kasvu vaatii isompi poikkipintaista kaapelia)
- 3) Vikojen paikallistaminen ja niiden korjaaminen vaikeaa ja kallista
- 4) Maakaapelin lisääntynyt käyttö lisää maasulkuvirtoja. (Vaatii investointeja sähköasemille ja verkkoon. Esim. avojohto kehittää maasulkuvirtaa n. 0,07 A/km ja maakaapeli n. 2,5 A/km.)

### 5.1.7 Johtojen sijoittaminen

Menneinä vuosikymmeninä johtoreittien suunnitteluun maastossa ei käytetty niin paljon aikaa. Tosin rakentamista myös sanelivat paljolti käytettävissä olevat resurssit ja linjoja rakennettiin yleensä kulutukseen mukaan pienissä paloissa. Tämän vuoksi verkoston topologia on paikoin muodostunut niin käytettävyyden kuin keskeytystenkin osalta hankalaksi. Myös tästä syystä huomattava osa Suomen keskijänniteverkosta kulkee keskellä metsää. Tästä aiheutuu useitakin ongelmia niin käytettävyyden kuin keskeytyksien osalta:

- 1) Häiriöitä aiheutuu selvästi enemmän verrattuna verkkoon joka on sijoitettu esim. tien varteen. Myrskyt voivat kaataa puita johdon päälle, talvella lumikuormat puissa taivuttavat oksia johtojen päälle.
- 2) Vikojen korjaaminen ja paikallistaminen on kallista sekä hidasta verrattuna johtoon joka sijoitettu tien varteen.
- 3) Verkoston huoltotoimenpiteet kuten tarkastukset ja raivaus ovat hidasta verrattuna tien varteen sijoitettuun verkkoon. (Kustannukset eivät yleensä muutu, koska esim. raivaushinnat ovat yleensä sidottu raivattavan matkan mukaan eikä maaston mukaan)



Nykyään uusia johto-osuuksia suunniteltaessa, myös nämä asiat otetaan huomioon eikä linjoja vain vedetä lyhintä mahdollista reittiä. Vanhoissa verkoston osissa olisi korjattavaa paljonkin topologian osalta, mutta pitkien linjojen siirtäminen esim. tien varteen voi nousta kustannuksilta hyvin korkeaksi, ja saavutettava hyöty ei vastaisi kustannuksia. Myös rakentamalla varasyöttöyhteyksiä sekä tekemällä verkosta renkaan saadaan keskeytysaika vähennettyä. Tampereen teknillisen yliopiston ja VTT:n tekemän LuoVa-projektin mukaan saatiin vikataajuudeksi linjalle joka kulkee metsässä n. 6,8 vikaa/vuosi/100 km ja muille johdoille n. 1,4 vikaa/vuosi/100 km. Tästäkin voidaan hyvin nähdä kuinka suuri merkitys nykyisillä linjoilla on minne ne on sijoitettu. Omassa työssä on oletettu, että siirrettäessä johto metsästä tien varteen pienenevät vikamäärät 50 %. /16/

#### 5.1.8 Katkaisijat ja erottimet

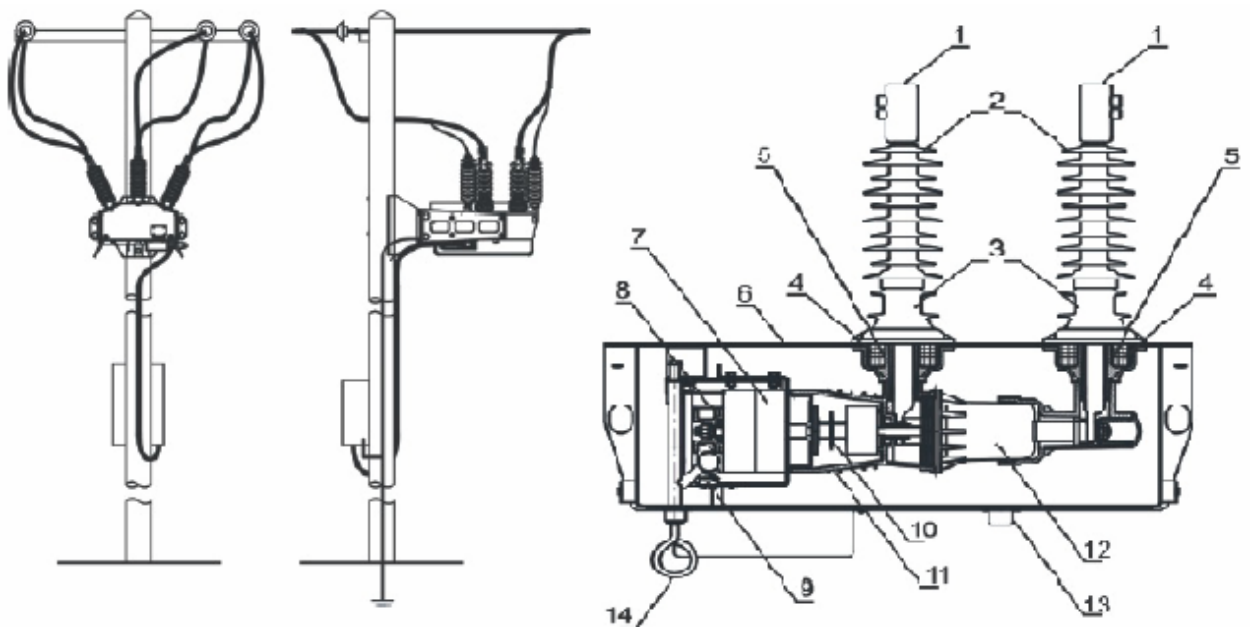
Erotin on laite jolla pystytään muodostamaan selvä jakoraja verkkoon. Erotinasemia käytetään keskijänniteverkossa muunneltavina jakorajoina muuttuvissa käyttötilanteissa, kuten vikatapauksissa ja kun jokin johto pitää saada jännitteettömäksi. Erotinasemia on sekä käsikäyttöisiä että kaukokäyttöisiä.

Käsikäyttöisellä erottimella erottimen ohjaaminen tapahtuu pylvään kylkeen sijoitetulla ohjaukahvalla. Kun kaukokäyttöisessä ohjaukahvan tilalla on moottori mitä voidaan ohjata jakeluverkon valvomosta. Sopivaan paikkaan sijoitetuilla erottimilla saadaan vikapaikka verkossa rajattua niin, että vain viallinen verkon osuus on jännitteettömänä ja muille lähdön asiakkaille saadaan syötettyä sähköä. Kaukokäyttöisen erottimen etuja käsikäyttöiseen ovat selvästi nopeampi toiminta verrattuna käsikäyttöiseen. Kaukokäyttöerottimella saadaan vikapaikan etsimiseen ja sen rajaamiseen mahdollisimman pienelle alueelle selvästi nopeutta ja näin kuluttajien kokema keskeytysaika pienenee.

Katkaisijalla tarkoitetaan yleensä keskijänniteverkossa sähköasemalla sijaitsevaa katkaisijaa jota käytetään johtolähtöjen suojaukseen ja verkkojen kytkemiseen.

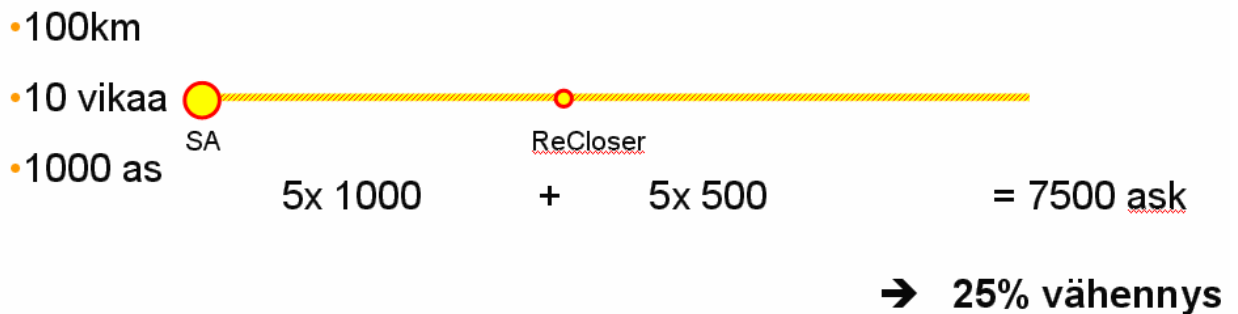
Nämä siis suorittavat pjk- ja ajk-toiminnot kun verkossa havaitaan vikaa. Tässä työssä ei näihin katkaisijoihin puututa. Sen sijaan Suomeenkin on käyttöön tulossa suoraan pylvääseen sijoitettavat pylväskatkaisijat. Periaatteena näissä on se, että verkossa tapahtuva vika ei saa enää aikaan pjk-keskeytystä koko lähdölle. Katkaisijalla pystytään siis jakamaan vika-alueita pienempiin alueisiin.

Katkaisijat pystyvät myös kommunikoimaan keskenään ja tällä tavalla rajaamaan vikapaikan kahden katkaisijan välille. Tällaisella katkaisijalla pystytään käyttökeskeytyksien määrää vähentämään selvästi ja myös vikapaikan rajaaminen helpottuu.



Kuva 24. Pylväskatkaisija. /15/

Kuvasta 24 nähdään erään pylväskatkaisijan periaatekuvat. Itse katkaisija on sijoitettu ylös pylvääseen. Katkaisijan toimintaa ohjaavat aivot on sijoitettu alas pylvään kylkeen. Täältä voidaan tehdä katkaisijan toimintaa ohjaavat asettelut.

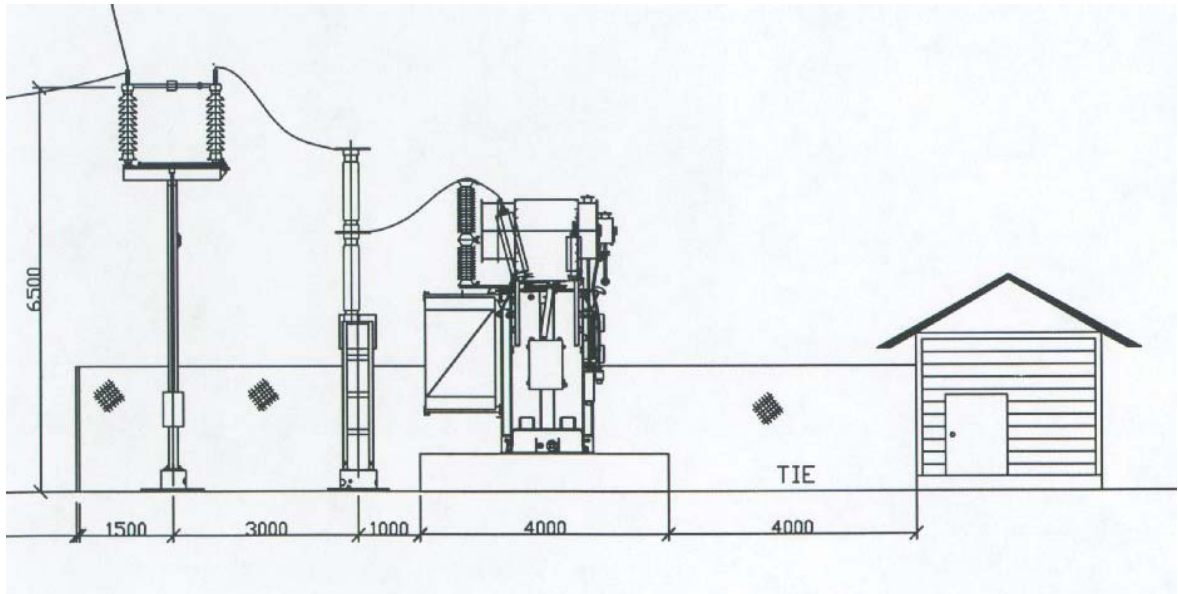


Kuva 25. Verkkokatkaisijan vaikutus teoriassa /17/

### 5.1.9 Sähköasemat, kahden muuntajan käyttö ja lähtöjen jakaminen

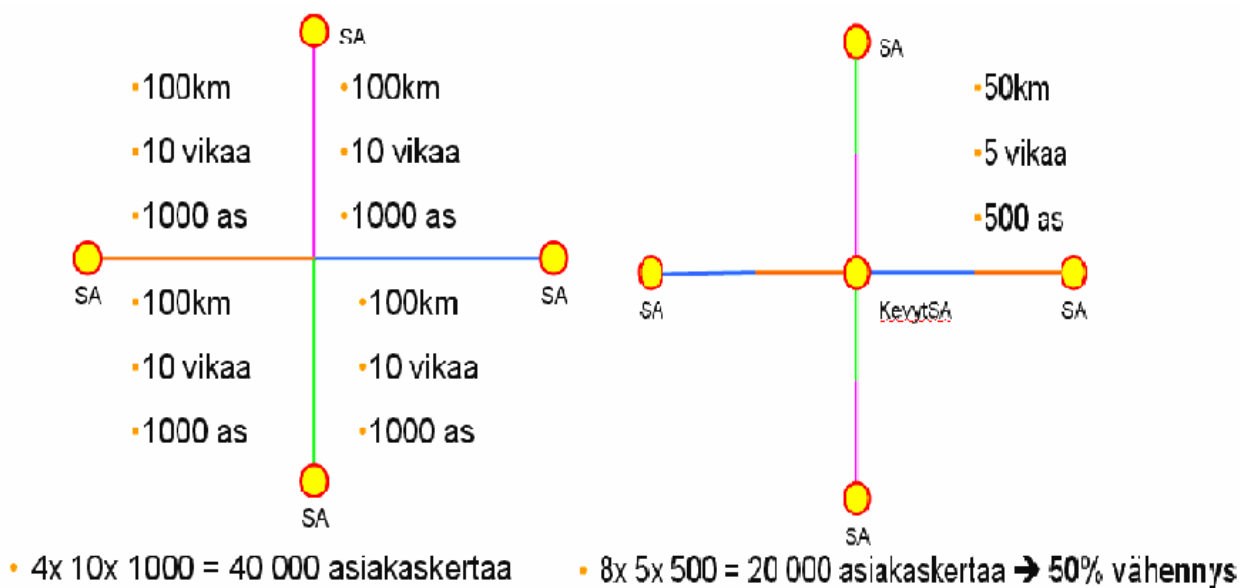
Keskijänniteverkkoa syöttävällä sähköasemalla tarkoitetaan asemaa jolla muutetaan suurempi, yleensä 100 kV:n jännite 20 kV:n tasolle. Sähköasemalla on hyvin keskeinen merkitys keskeytysten määrään. Sähköasemalla sijaitsevien katkaisijoiden tehtävä on kuormitetun virtapiirin tai johdon avaaminen ja sulkeminen. Katkaisija toiminta on yleensä seurausta ylivirrasta (maasulku tai oikosulku). Yksi hyvin keskeinen tunnusluonne, joka vaikuttaa keskeytysten määrään, on johtokilometrit/katkaisija. Tähän lukuun voidaan vaikuttaa selkeästi rakentamalla uusia sähköasemia ja uusia lähtöjä. Myös jakamalla sähköaseman lähtöjä useammalle päämuuntajalla saadaan jännitekuoppien vaikutusta rajattua selvästi, ja esimerkiksi muuntajan rikkoutuessa eivät kaikki lähdöt ole yhden muuntajan takana.

Uusin kehitysaskel sähköasemantamalla on kevyiden sähköasemien käyttöönotto. Näissä asemissa on pyritty minimoimaan aseman tilantarve ja sen investointikustannukset.



Kuva 26. Kevyen sähköaseman periaatekuva /17/

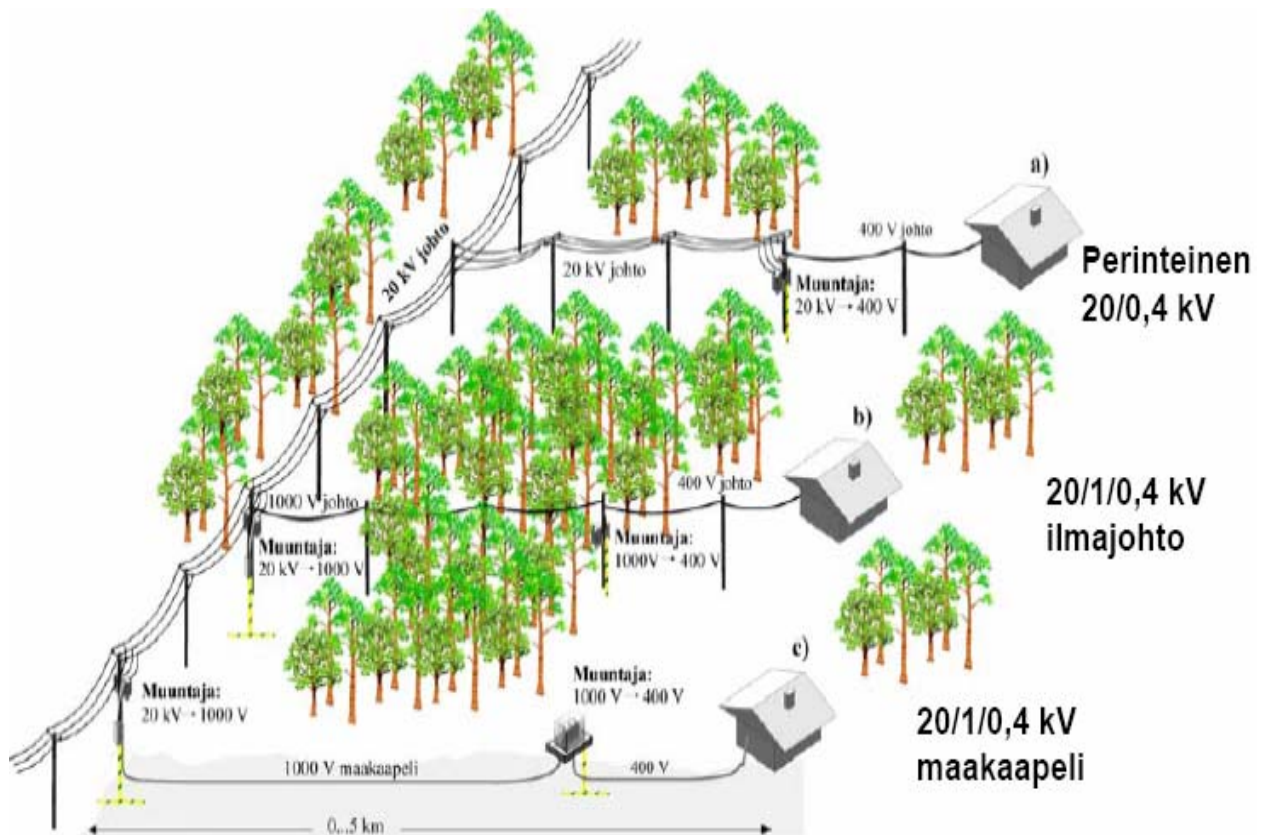
Yllä olevassa kuvassa nähdään kevyen sähköaseman periaatekuva. Asemalla on pyritty minimoimaan kustannukset mahdollisimman alhaisiksi. Kevyt sähköaseman onkin yli puolet halvempi kuin perinteinen asema. Kevyellä sähköasemalla pyritään lähinnä lyhentämään vikaherkkiä 20 kV:n johtolähtöjä. Tällä tavalla saadaan vika-alueita jaettua pienemmäksi, ja näin verkossa tapahtuvan häiriön kokee pienempi määrä asiakkaita.



Kuva 27. Kevyen sähköaseman vaikutus teoriassa /17/

## 5.2 1000 V:n verkko

V. 2000 aloitettiin 1000 V:n verkon kehittäminen Suur-Savon Sähkössä. Kehittäminen aloitettiin, koska huomattiin, että haja-asutusalueiden sähkönjakelua ei saada luotettavalle tasolle pienillä panostuksilla ja haettiin jotain uutta ratkaisua ongelmaan. Eri esimerkkejä 1000V:n verkon käyttämisestä sähkönjakelussa voi nähdä kuvasta 24. Tähän päivään mennessä Suur-Savon Sähkössä on rakennettu hieman päälle 100km 1000V:n verkkoa.



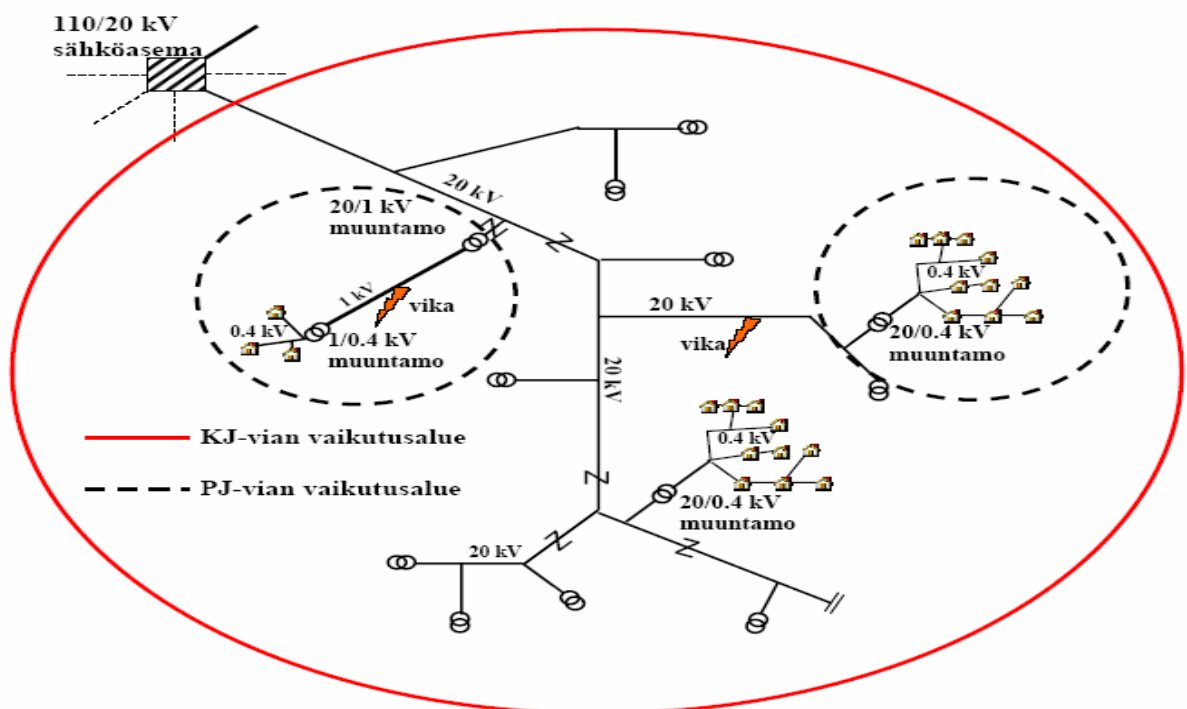
Kuva 28. Esimerkkityypit 1000V:n verkon käytöstä sähkönjakelussa /14/

Periaatteena siis yksinkertaisesti on, että nykyisen keskijännite- ja pienjänniteverkon väliin lisätään kolmas jakelujänniteporras 1000 V. 1000 V:n verkon kehittelyn lähtökohdat olivat:

- Mahdollisimman vähän komponentteja
- 20 kV:n haarajohtojen vähentäminen
- Sähkön laadun parantaminen

Yksi parhaista ominaisuuksista toteutuneessa 1000V:n verkossa onkin, että se ei tarvitse paljoakaan uutta ja kallista tekniikkaa. 1000V:n verkon rakentamisessa voidaan käyttää jo olemassa olevia pienjännitekaapeleita (AMKA, AXMK). Ainoat uudet komponentit ovat muuntaja 1/0,4 kV sekä 1000 V:n katkaisija. Koska 1000 V:n verkko rakennetaan maasta erotetuksi, ei suojaukseen riitä enää pelkät sulakkeet. Tämän takia tarvitaan katkaisija, joka suojaa ylikuormitusta, oikosulkua sekä maasulkua vastaan. Mitä tällaisella 1000 V:n verkolla sitten saavutetaan? /14/

- Käyttövarmuutta saadaan parannettua
  - Keskeytykset vähenevät ja niiden vaikutusalueita saadaan rajattua. Tämä siitä syystä, että käytetään päällystettyjä johtoja jotka eivät ole niin vikaherkkiä kuin avojohto. Myös keskeytykset saadaan rajattua vain kyseiselle 1000 V:n verkkohaaralle katkaisijan avulla. Kuten aiemmin jo todettiin, tapahtuu n.90 % asiakkaiden kokemista keskeytyksistä keskijänniteverkossa ja loput 10 % pienjänniteverkossa. 1000 V:n verkossa keskeytystiheys putoaisi pienjänniteverkon tasalle.



Kuva 29. 1000V:n järjestelmän perusidea /14/

Kuten kuvasta 26 nähdään, vian tapahtuessa perinteisessä keskijänniteverkossa putoaa kyseinen sähköaseman lähtö kokonaan jännitteettömäksi. Kun taas jos vika tapahtuu 1000 V:n verkossa, vain kyseinen 1000 V:n haara kärsii viasta. Joten sopivaan paikkaan sijoitetulla 1000 V:n verkolla saadaan keskeytyksiä vähennettyä huomattavasti verrattuna perinteiseen avojohtoverkkoon. Otollisimmat kohteet 1000 V:n verkolle ovatkin osuudet joilla vikoja on paljon.

- Taloudellisuus
  - 1000 V:n verkolla on pienemmät investointi- ja ylläpitokustannukset. Riippuen kohteista investointi kustannuksissa voidaan säästää verrattuna 20 Kv:n verkkoon, mutta suurimmat säästöt kustannuksissa tehdään ylläpitopuolella. Ylläpitokustannukset laskevat huomattavasti johtuen selvästi pienemmistä keskeytyskustannuksista.

Taulukko 3. Erään n.3 km verkon saneeraus perinteisellä ratkaisulla sekä 1000 V:n verkkoa hyödyntäen /14/

Tekijä	Raven 20 kV	AMKA70 1 kV	Kustannusero
<b>Investoinnit [k€]</b>			
Johtimet	18,2	18,7	-0,464
1/0,4 kV muuntaja	-	1,62	-1,62
20/0,4 kV tai 20/1 kV muuntaja	6,1	6,1	-
Yhteensä	24,4	26,5	-2,1
<b>Häviöt [k€]</b>			
Johtimet	0,002	0,6	-0,60
1/0,4 kV muuntaja	-	1,7	-1,7
20/0,4 kV tai 20/1 kV muuntaja	1,1	1,1	-
Yhteensä	1,1	3,4	-2,3
<b>Keskeytykset [k€]</b>	10,50	0,01	10,49
<b>Viankorjaus [k€]</b>	1,39	0,66	0,73
<b>Ylläpito [k€]</b>	1,63	0,99	0,64
<b>Yhteensä [k€]</b>	<b>39,0</b>	<b>31,5</b>	<b>7,5</b>

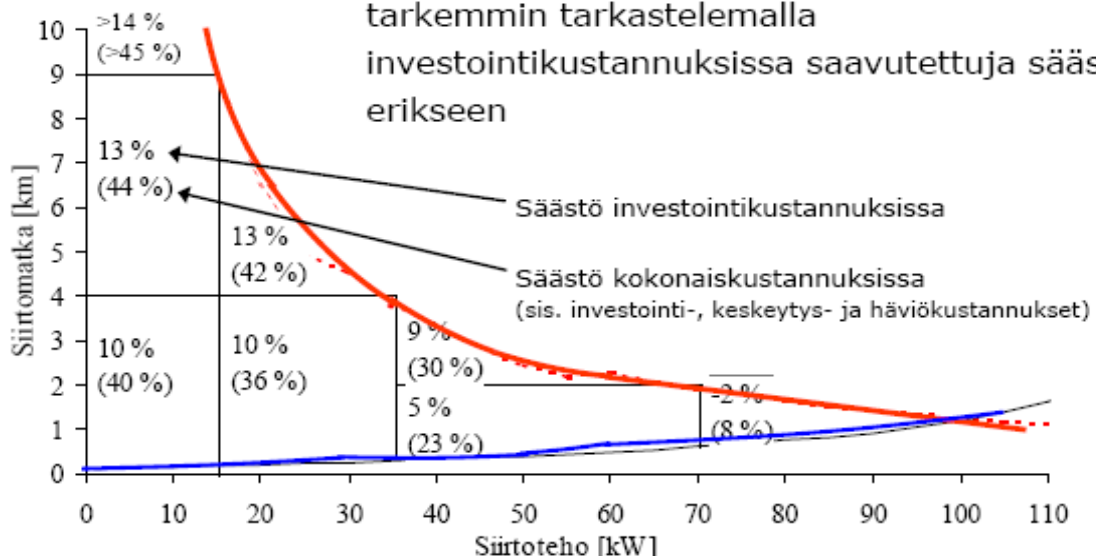
Kuten taulukosta 3 nähdään, häviää 1000V:n verkko investointikustannuksissa hieman johtuen kalliimmista johdoista, sekä yhdestä ylimääräisestä muuntajasta verrattuna 20 kV:n verkkoon. Tämän häviön se ottaa kuitenkin takaisin reilusti keskeytys-, viankorjaus- ja ylläpitokuluissa. Joten

kustannuksienkin kannalta paras hyöty 1000 V:n verkosta saadaan käyttämällä sitä osuuksilla, joilla vikoja on paljon.

- Säästää ympäristöä
  - Koska 1000 V:n verkossa käytetään päällystettyjä kierrekaapeleita (AXMK, AMCMK, AMKA) ei erillistä johtokatua tarvitse tehdä. Tällä on myös huomattava vaikutus kustannuksiin, koska johtokadun raivauskustannukset jäävät lähes kokonaan pois. Johdoille on myös helpompi saada rakennuslupia johtuen pienemmästä tilantarpeesta verrattuna perinteiseen 20 kV:n verkkoon. Monet pitävät 1000 V:n verkkoa myös esteettisesti paremman näköisenä kuin perinteistä 20 kV:n verkkoa.

Vanha 0,4 kV:n verkko on myös helppo muuttaa 1 kV:n verkoksi, koska rakenteet ovat hyvin samanlaiset. Myös maakaapeloinnin kannattavuus parantuu selvästi verrattuna 20 kV:n verkkoon, koska käytettävä kaapeli on halvempaa kuin 20 kV:n kaapeli ja myös helpompaa aurata, jolloin kalliit johto-ojan kaivuukustannukset voidaan välttää. Toki 1000 V:n verkolla on myös omat ongelmansa ja se ei myöskään sovellu rakennettavaksi joka paikkaan korvaamaan 20 kV:n linjaa.

- Teknitaloudellisen alueen sisäpuolelle jäävien kohteiden kannattavuutta voidaan arvoida tarkemmin tarkastelemalla investointikustannuksissa saavutettuja säästöjä erikseen



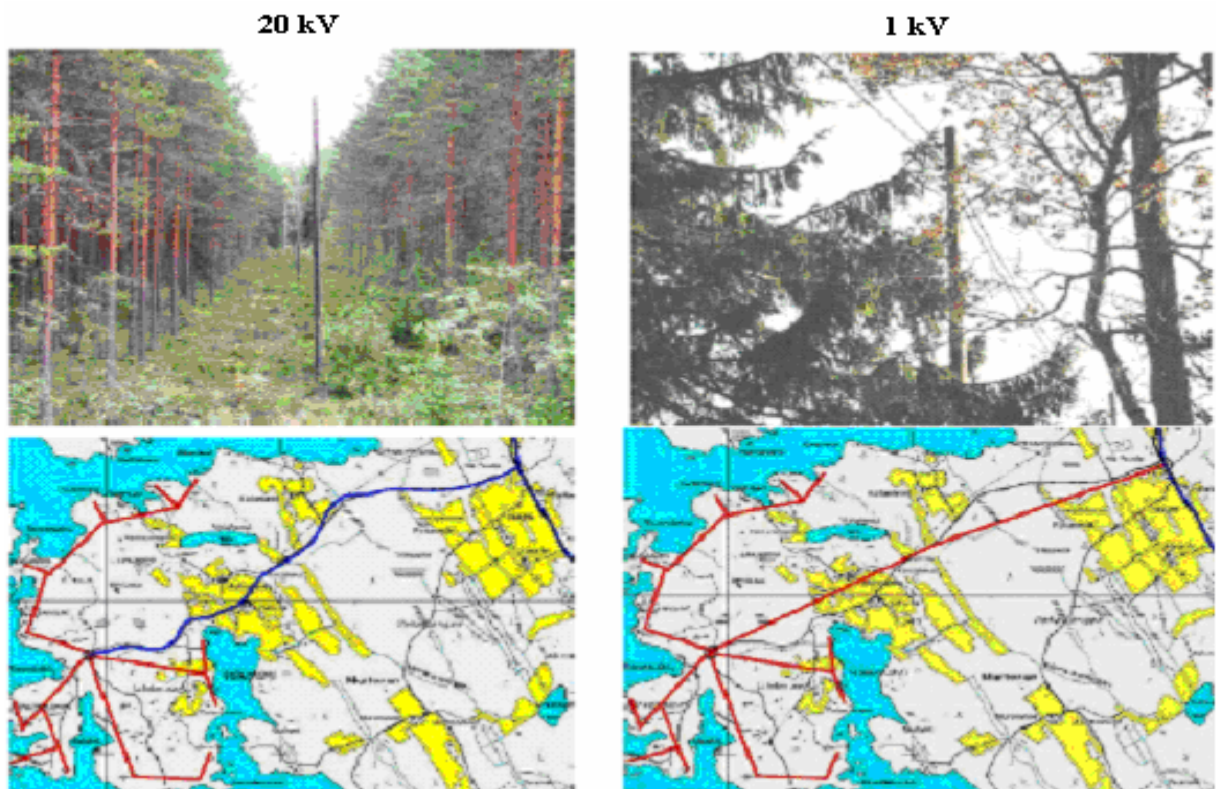
Kuva 30. 1000V:n järjestelmän teknitaloudellinen käyttöalue. /14/



Kuvasta 26 nähdään, ettäärkevimmän minimipituuden 1000V:n verkolle asettaa kustannusero 20 kV:n verkkoon kun taas maksimipituuden määrää jännitteenalenema. Kuten kuvasta voidaan todeta, soveltuu 1000 V:n verkko parhaiten käytettäväksi pienillä siirtotehoilla, koska tällöin siitä saadaan suurimmat säästöt irti verrattuna 20 kV:n verkkoon. Karkeasti voitaisiin sanoa että 1000 V:n verkkoa voi suositella käytettäväksi kun siirtoteho on alle 50 kW ja siirtomatka pidetään muutamissa kilometreissä.

Yhteenvedona, missä 1000 V:n verkosta saadaan eniten hyötyä:

- Pienikuormaiset keskijännitehaarajohdot
- Olemassa olevien pienjänniteverkkojen vahvistaminen tai laajentaminen 1000 V:n järjestelmän avulla
- Ensimmäiseksi käyttöä kannattaa harkita haarajohdoilla joilla on paljon vikoja
- Maisemallisesti herkkiin kohteisiin hyvä vaihtoehto



Kuva 31. 20 kV:n johtokatu ja rakennusreitti verrattuna 1 kV:n /14/

### 5.2.1 Jännitetyöt

V.2003 yleisesti Suomessa 14 % asiakkaan kokemista sähkön keskeytyksistä aiheutui suunnitelluista keskeytyksistä, eli verkon huolto- ja kunnostustoimenpiteistä. Tätä määrää pystytään vähentämään tekemällä enemmän jännitetöitä. Nykyään jopa kokonainen keskijännitepylväs pystytään vaihtamaan jännite päällä. Jännitetöiden huonona puolena ovat tietenkin kustannukset ja se, että työ vie yleensä enemmän aikaa kuin jännitteetön työ. Jännitetöitä tehdäänkin yleensä vain paikoissa joista sähköä ei voi jostain syystä katkaista ollenkaan.

Taulukko 4. Yksittäisen pylvään vaihto suoralla johdolla

	Jännitetyönä				Keskeytystyönä					
	Normaalityöaika				Normaalityöaika				Muuna aikana	
	Mies- tuntia [h]	Kone- tuntia [h]	Tunti- hint [€/h]	Kustan- nukset [€]	Mies- tuntia [h]	Kone- tuntia [h]	Tunti- hint [€/h]	Kustan- nukset [€]	Tunti- hint [€/h]	Kustan- nukset [€]
Suunnittelu	6		49	293	6		49	293	49	293
Työsuunnitelma	3		49	147	5		49	244	49	244
Ilmoitukset								380		380
Kytkenät	1		49	49	4		38	152	60	239
Asennus	9		49	440	6		38	228	60	358
		4	43	174		4	43	174		
Yhteensä				1102				1472		1819
Siirtotulot	180 minuuttia * 100 kW (päivä) <sup>(1)</sup>							380		272
Yrityskuva	180 minuuttia * 50 kW (yö) <sup>(2)</sup>							380		109
Kokonais- kustannukset				1102				2232		2199

Yllä taulukosta 4 on Ruotsissa tehty tutkimus pylvään vaihtamisesta jännitetyönä, keskeytystyönä normaaliaikana ja muuna aikana. Vaikeimpia arvioitavia kyseisessä tutkimuksessa on varmasti kustannukset kohdistuen yrityskuvaan. Tutkimuksesta ei voi suoraa johtopäätöstä tehdä, että jännitetyö olisi halvempaa kuin keskeytystyönä tehtävä työ, mutta kannattaa ottaa huomioon että se ei myöskään aina ole kalliimpaa.

## 5.2.2 Yhteenvedo vaikutuksista keskeytyksiin

### 1) Maasulkuvirran kompensointi

- Sammutetussa verkossa pjk-määrät n. 50 % ja ajk-määrät n. 25 % pienemmät kuin maasta erotetussa verkossa.

### 2) Ylijännitesuojaus

- Venttiilisuojien lisääminen kipinävälien tilalle vähentää salaman aiheuttamia jälleenkytkentöjä koko verkossa. Suurta parannusta ei saada aikaan jos verkossa on myös kipinävälejä, mutta täydellisellä suojauksella vaikutus huomattava. Arvioidaan että jos lähdöllä on vain venttiilisuojia putoavat jälleenkytkennät 50 %. Myös jos muuntamo on suojattu venttiilisuojalla, kipinävälin sijaan oletetaan ukkosen aiheuttamien vikojen vähenevän 50 %.

### 3) Raivaus ja verkoston kunnan valvonta

- On arvioitu, että keskitetyllä raivauksella ja kunnan valvonnalla saadaan vikoja vähennettyä n. 30 % verrattuna verkkoon, jossa raivausta ja kunnan valvontaa on vähennetty.

### 4) Eläinsuojat

- Jos verrattiin tilannetta, että lähdön kaikille muuntamoille oli asennettu eläinsuojat, niin pikalälleenkytkennät vähenivät n. 20 %.

### 5) PAS-johdot

- Vikojen ja jälleenkytkentöjen oletetaan vähenevän n. 50-80 % verrattuna avojohtoon. Tosin tähän vaikuttaa huomattavasti verrataanko avojohtoon joka sijaitsee metsässä vai tien varrella.

### 6) Maakaapelointi

- Viat vähentyvät n. 80 % verrattuna avojohtoon, myös pjk- ja ajk-kytkennät poistuvat kokonaan.

### **7) Johtojen sijoittaminen**

-LuoVa-projektin mukaan saatiin keskimääräiseksi vikataajuudeksi metsässä 9,5kpl/100km ja muualla 1,4kpl/100km. Kun suurhäiriöt kuten Pyry- ja Janikamyrskyt jätettiin pois laskuista, saatiin vikataajuudeksi metsässä 6,8kpl/100km ja muualla 1,4kpl/100km. Joten keskimääräisesti oletetaan, että siirrettäessä johto metsästä tien viereen vähenevät viat ja jälleenkytkennät n. 40-50 %.

### **8) Katkaisijat ja erottimet**

- Pylväs katkaisijoilla ja kaukokäyttö erottimilla saadaan vähennettyä asiakkaan kokemaa keskeytysaikaa. Pylväskatkaisijoilla saadaan myös vähennettyä asiakkaiden keskeytysten määrää ja rajattua keskeytyksen vaikutusalue. Katkaisijan ja erottimen vaikutus on hyvin riippuvainen paikasta mihin se sijoitetaan, joten mitään keskimääräistä arvoa ei näille voi antaa.

### **9) Sähköasemat, kahden muuntajan käyttö ja lähtöjen jakaminen**

- Rakentamalla uusia sähköasemia ja jakamalla lähtöjä useammalla katkaisijalla saadaan asiakkaiden kokemia vikoja vähennettyä. Tällöin vian tapahtuessa sen vaikutusalue jää selvästi pienemmäksi. Suurhäiriöissä uudet sähköasemat eivät suoraan vähennä vikojen määrää, mutta niiden avulla vikojen rajaaminen ja korjaaminen helpottuu. Useamman muuntajan käyttö taas vähentää asiakkaiden kokemia jännitekuoppia, kun jännitekuopat eivät pääse leviämään toisen muuntajan takana oleviin lähtöihin.

### **10) 1000 V:n verkko**

- Vikojen määrä suhteessa 20 kV:n avojohtoon putoaisi alle puoleen. Myös 1000 V:n verkossa tapahtuva vika saadaan rajattua vain kyseiselle haaralle.

## 6.0 KUSTANNUSTEN VERTAILU

### 6.1 Yleistä kustannuksista

Kun tunnetaan vikojen vähentämiseen tarkoitettut menetelmät ja niiden vaikutukset on syytä tarkastella niistä aiheutuvia kustannuksia. Hintoja on otettu mm. Vattenfallin yksikköhintaluettelosta, Vattenfallin omasta projektista sähkön toimintavarmuuden parantamiseksi ja Senerin verkostosuosituksista. Kustannukset on annettu keskimääräisinä arvioina. Tarkemmin tarkasteltaessa täytyy kustannukset laskea aina tapauskohtaisesti.

Menetelmien kokonaiskustannukset muodostuvat monesta eri osasta. Yleisesti verkon rakentamisen kustannukset eli investointikustannukset muodostuvat seuraavista asioista:

- o suunnittelukustannukset
- o tarvikekustannukset
- o asennukset
- o maankäyttökorvaukset

Pitoaikojen aikaisia kustannuksia ovat:

- o häviökustannukset
- o ylläpitokustannukset (huolto-, kunnossapito- ja tarkastuskustannukset)
- o viankorjauskustannukset
- o asiakkaalle keskeytyksistä aiheutuvat haittakustannukset (KAH-arvo)
- o yli 12 tuntia kestävien katkojen vakiokorvaukset asiakkaille
- o kyllästettyjen puupylväiden käytöstä poistamisesta maksettavat ongelmajättemaksut ja muut verkon purkukustannukset

Jos eri menetelmien kokonaiskustannukset halutaan selvittää tarkasti ja todenmukaisesti täytyy kaikki nämä asiat ottaa huomioon.

### 6.1.1 Investointikustannukset

Investointikustannukset kullekin tutkittavalle tekniikalle määräytyvät aina kohteen mukaan, ja suurena vaikuttajana on rakennetaanko uutta vai saneerataanko vanhaa. Tulevissa kappaleissa on eri tekniikoille annettu suuntaa antavat hinnat, mutta nämä saattavat vaihdella hyvinkin paljon.

### 6.1.2 Häviökustannukset

Häviökustannukset näyttelevät suurta osaa elinkaarikustannuksissa kun verkkoa tarkastellaan koko pitoajalla. Kun johtimet mitoitetaan teknistaloudellisesti oikein, voidaan saada aikaan isojakin säästöjä verrattuna tilanteeseen, jossa verkko olisi joko ali- tai ylimitoitettu. Myös tekniset reunaehdot kuten oikosulkuvirta ja jännitteenalenema täytyy ottaa huomioon johtimia mitoitettaessa.

Johdon ensimmäisen vuoden häviökustannukset voidaan laskea seuraavalla kaavalla 6.1. /17/

(6.1)

$$K_{h0} = (H_P + H_E * t_h) * \frac{P_0^2}{U^2 * (\cos \varphi)^2} * R_j$$

missä,

$H_P$  = häviötehon hinta

$H_E$  = häviöenergian hinta

$t_h$  = häviöiden huipunkäyttöaika

$P_0$  = johdolla siirrettävä teho

$U$  = pääjännite

$\cos \varphi$  = kuormituksen tehokerroin

$R_j$  = johdon resistanssi

Tällä laskulla saadaan häviökustannukset vain kyseiselle vuodelle. Kun elinkaarikustannuksia arvioidaan koko pitoajalle, täytyy kustannukset diskontata nykyarvomenetelmällä.

Koko pitoajan häviökustannukset saadaan siis kaavalla 6.2. /18/

(6.2)

$$K_h = k * K_{h0}$$

missä,

$K_{h0}$  = ensimmäisen vuoden häviökustannukset

k = diskonttauskerroin

Diskonttauskerroimen k määrittämiseksi oletetaan, että teho kasvaa tasaisesti koko pitoajan t, saadaan  $k_0$  arvo laskettua kaavalla 6.3. /17/

(6.3)

$$k_0 = \varepsilon \frac{\varepsilon^t - 1}{\varepsilon - 1}$$

Jossa kerroin  $\varepsilon$  määritellään yhtälöllä 6.4. /17/

(6.4)

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

missä,

r = vuotuinen tehonkasvuprosentti

p = laskentakorkoprosentti

Jos teho kasvaa vain osan pitoajasta ja pysyy sen jälkeen vakiona, niin tällöin kertoimeksi saadaan kaavan 6.5 mukaan. /17/

(6.5)

$$k_0 = \varepsilon \frac{\varepsilon^{t'} - 1}{\varepsilon - 1} + \varepsilon^{t'} * \varepsilon_2 * \frac{\varepsilon_2^{t-t'} - 1}{\varepsilon_2 - 1}$$

missä,

$t'$  = tehonkasvuaika

Ja kerroin  $\varepsilon_2$  lasketaan kaavalla 6.6. /17/

(6.6)

$$\varepsilon_2 = \frac{1}{1 + \frac{P}{100}}$$

Verrattaessa esimerkiksi PAS-johtoa ja avojohtoa keskenään ei muuntajista aiheutuvia tehohäviöitä oteta huomioon, koska näillä menetelmillä muuntajahäviöt pysyvät samana. Kun vertailuun otetaan mukaan 1000 V:n järjestelmä, täytyy muuntajahäviöt ottaa huomioon, koska 1000 V:n verkossa on yksi muuntaja enemmän kuin perinteisillä ratkaisuilla.

Muuntajista aiheutuvat kuormitushäviöt  $P_k$  sekä tyhjäkäyntihäviöt  $P_0$  määritellään seuraavista yhtälöistä 6.7 ja 6.8. /17/

(6.7)

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

(6.8)

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

missä,

$S$  = muuntajan läpi siirtyvä teho

$S_n$  = muuntajan nimellisteho

$P_{kn}$  = muuntajan nimelliset kuormitushäviöt

$U$  = jännite muuntajan ylänavoissa

$U_n$  = nimellisjännite muuntajan ylänavoissa

$P_{0n}$  = muuntajan nimellinen häviöteho



Muuntajasta aiheutuvat ensimmäisen vuoden kuormitushäviökustannukset  $K_{k0}$  saadaan seuraavalla kaavalla 6.9. /17/

(6.9)

$$K_{k0} = (H_p + H_E * t_h) * P_{k0}$$

missä,

$H_p$  = häviötehon hinta

$H_E$  = häviöenergian hinta

$t_h$  = häviöiden huipunkäyttöaika

$P_{k0}$  = ensimmäisen vuoden kuormitushäviöt

Muuntajan ensimmäisen vuoden tyhjäkäyntihäviökustannukset  $K_{00}$  saadaan seuraavasti kaavalla 7.0. /17/

(7.0)

$$K_{00} = (H_p + H_E * 8760) * P_{00}$$

missä,

$H_p$  = häviötehon hinta

$H_E$  = häviöenergian hinta

$P_{00}$  = ensimmäisen vuoden tyhjäkäyntihäviöteho

Joten, kun lasketaan muuntajahäviökustannuksia koko pitoajalle, saadaan se kaavalla 7.1. Kaavassa on oletettu, että muuntajan kuormituksen kasvu on samanlaista, kuin johdoillakin. Alussa teho kasvaa prosentuaalisesti ja määrätyn ajan jälkeen se tasaantuu. Kaavassa on myös otettu huomioon, että alussa muuntaja ei ole nimellisessä kuormituksessa vaan se käy jonkin verran alikuormassa. Kuormitussuhteen alkuarvona ( $S/S_n$ ) voidaan pitää suhdelukua 0.7 ja loppuarvona lukua 1.1... 1.3, muuntajan koosta ja paikasta riippuen. /17/

(7.1)

$$K_{hm} = k * K_{k0} * k_s^2 + k_y * K_{00}$$

missä,

$k_y$  = ylläpitokustannusten diskonttauskerroin (7.3, 7.4)

$k$  = diskonttauskerroin (6.5)

$k_s$  = kuormitussuhde

Muuntajissa syntyvät kuormitushäviöt ovat siis riippuvaisia huipunkäyttöajasta sekä kuormituksen kasvusta. Tyhjäkäyntihäviöt pysyvät taas samana muuntajan koko elinkaaren.

### 6.1.3 Ylläpitokustannukset

Jotta sähköverkko toimii suunnitellulla tavalla, on sen säännöllinen tarkastaminen ja huoltaminen tärkeässä osassa, myös viranomaiset asettavat vaatimuksia verkoston ylläpidolle ja tarkastuksille. Näistä toimenpiteistä aiheutuu ylläpitokustannuksia. Ylläpitokustannuksiin lasketaan yleensä:

- verkon tarkastamisesta aiheutuvat kustannukset
- huolto ja kunnossapitokustannukset
- johtokatuja raivauksesta aiheutuvat kustannukset

Nykyarvoon diskontatut ylläpitokustannukset koko pitoajalta saadaan laskettua kaavalla 7.2. /17/

(7.2)

$$K_{yp} = k_y * K_{yp,a} * l$$

missä,

$K_{yp,a}$  = vuotuiset ylläpitokustannukset

$l$  = tarkasteltavan verkoston pituus

$k_y$  = ylläpitokustannusten diskonttauskerroin

Ylläpitokustannuksia laskettaessa diskonttauskerroin  $k_y$  ei ole riippuvainen tehonkasvusta, joten laskenta on kaavan 7.3 mukainen. /17/

(7.3)

$$k_y = \varepsilon \frac{\varepsilon^t - 1}{\varepsilon - 1}$$

Jossa kerroin  $\varepsilon$  määritellään yhtälöllä 7.4. /17/

(7.4)

$$\varepsilon = \frac{1}{1 + \frac{p}{100}}$$

missä,

p = laskentakorkoprosentti

#### 6.1.4 Keskeytyskustannukset

Sähkönjakelun keskeytyksistä käyttäjälle aiheutuvaan haitta on hyvin vaikeasti määriteltävä. Aiheutuneeseen haittaan vaikuttavat useat tekijät, kuten keskeytysten lukumäärä, kesto ja tapahtumahetken (vuoden- ja vuorokaudenaika) kulutustilanne. Lisäksi suuri vaikutus on sillä onko keskeytys viasta aiheutunut vai etukäteen suunniteltu keskeytys, josta asiakas on saanut tiedon. Sähkönjakelun keskeytyksistä sähkökäyttäjälle aiheutuvat haitat voidaan jakaa kahteen osaan: jännitteen katoamisesta ja jännitteen poissaolosta aiheutuvat haitat. Lyhyetkin sähkökatkot (esim. pikajälleenkytkennät) aiheuttavat haittaa tietokoneille ja mikroprosessoripohjaisille laitteille. Toisaalta jotkin jännitteen poissaolosta aiheutuvat haitat tulevat merkittäviksi vasta tietyn ajan kuluttua, kun esimerkiksi kotitalousasiakkaan pakasteet alkavat sulaa.

Koska keskeytykset aiheuttavat eri asiakasryhmille eri tavalla kustannuksia, täytyy jonkinlainen jako näiden välillä tehdä. Tämä tehdään määrittämällä eri asiakasryhmille keskeytyksestä aiheutuva haitta, eli KAH-arvo.

Alla taulukossa 5 on asiakasryhmäkohtaiset KAH-arvot. Asiakasryhmäkohtaiset KAH-parametrien (A, [€/kW] ja B, [€/kWh]) määrittäminen on otettu lähteenä olleesta LuoVa-projektista.

Taulukko 5. Asiakasryhmäkohtaiset KAH-arvot. /16/

	Vikakeskeytytys		Suunniteltu keskeytytys		PJK	AJK
	€kW	€kWh	€kW	€kWh	€kW	€kW
<b>Kotitalous</b>	0,068	0,61	0,034	0,3	0,034	0,088
<b>Maatalous</b>	0,54	4,9	0,18	1,6	0,25	0,70
<b>Teollisuus</b>	2,6	8,7	0,80	3,8	1,1	2,9
<b>Julkinen</b>	0,65	3,4	0,23	1,5	0,23	0,73
<b>Palvelu</b>	1,9	11	0,8	7,2	0,95	2,1

Keskeytysten kokonaiskustannukset voidaan laskea yhtälöllä 7.5. /17/

(7.5)

$$K_{K,kok} = K_{vika} * k_y + (K_{KAH} + K_{pjk} + K_{ajk}) * k_K$$

missä,

$K_{vika}$  = viankorjauskustannukset

$K_{KAH}$  = asiakkaalle keskeytyksestä aiheutunut haitta

$K_{pjk}$  = pikajälleenkytkennöistä aiheutunut haitta

$K_{ajk}$  = aikajälleenkytkennöistä aiheutunut haitta

$k_K$  = häiriökustannusten diskonttauskerroin

$k_y$  = ylläpitokustannusten diskonttauskerroin (7.3, 7.4)

Keskeytykustannuksia laskettaessa diskonttauskerroin  $k_K$  määritellään samoin kuin laskettaessa häviökustannuksia. Eli diskonttauskerroin  $k_K$  lasketaan kaavan 7.6 mukaisesti. /17/

(7.6)

$$k_k = \varepsilon \frac{\varepsilon^i - 1}{\varepsilon - 1} + \varepsilon^i * \varepsilon_2 * \frac{\varepsilon_2^{t-i} - 1}{\varepsilon_2 - 1}$$

missä,

$r$  = vuotuinen tehonkasvuprosentti

$p$  = laskentakorkoprosentti

$t$  = tehonkasvuaika

Mutta kerroin  $\varepsilon_1$  määritellään seuraavasti kaavan 7.7 mukaan. Kerroin  $\varepsilon_2$  määritellään kaavan 6.6 mukaan. /17/

(7.7)

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

missä,

r = vuotuinen tehonkasvuprosentti

p = laskentakorkoprosentti

Viankorjauskustannukset  $K_{vika}$  muodostuvat kaavan 7.8 mukaan. /17/

(7.8)

$$K_{vika} = f_k * l * k_{vika}$$

missä,

$f_k$  = vikataajuus tarkasteltavalla johto-osuudella

$k_{vika}$  = viankorjauskustannus 20 kV johdolla

Keskeytyksestä aiheutuneet haitan kustannus kuluttajille, eli KAH-arvo saadaan laskettua yhtälöstä 7.9. /17/

(7.9)

$$K_{KAH} = P_k * f_k * l * t_k * \sum (y_n * k_{x,KAH})$$

missä,

$P_k$  = keskimääräinen lähdön teho

$f_k$  = vikataajuus tarkasteltavalla johto-osuudella

l = tarkasteltavan verkoston pituus

$t_k$  = keskimääräinen viasta aiheutunut keskeytysaika

$y_n$  = eri kuluttajaryhmien osuus sähköenergian kulutuksesta

$k_{x,KAH}$  = eri kuluttajaryhmien KAH-arvo tunnin keskeytykselle

Pikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan kustannus kuluttajille, saadaan yhtälöstä 8.0. /17/

(8.0)

$$K_{pjk} = P_k * f_{k,pjk} * l * \sum(y_n * k_{x,kpjk})$$

missä,

$P_k$  = keskimääräinen lähdön teho

$f_{k,pjk}$  = pikajälleenkytkentöjen vikataajuus

$l$  = tarkasteltavan verkoston pituus

$y_n$  = eri kuluttajaryhmien osuus sähköenergian kulutuksesta

$k_{x,kpjk}$  = eri kuluttajaryhmille pjk:sta aiheutunut kustannus

Aikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan kustannus kuluttajille, saadaan yhtälöstä 8.1. /17/

(8.1)

$$K_{ajk} = P_k * f_{k,ajk} * l * \sum(y_n * k_{x,kajk})$$

missä,

$P_k$  = keskimääräinen lähdön teho

$f_{k,ajk}$  = aikajälleenkytkentöjen vikataajuus

$l$  = tarkasteltavan verkoston pituus

$y_n$  = eri kuluttajaryhmien osuus sähköenergian kulutuksesta

$k_{x,ajk}$  = eri kuluttajaryhmille ajk:sta aiheutunut kustannus

Nämä yhtälöt eivät ota huomioon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutuneita kustannuksia, mutta eri menetelmiä vertaillen se ei olekaan tarpeen. Tämä siksi, että suunniteltujen keskeytysten määrää ei voida ennustaa ja niiden määrä on eri menetelmillä kohtuullisen samat.

## 6.2 Eri menetelmien kustannukset

### 6.2.1 Maasulkuvirran kompensointi

Maasulkuvirran kompensointi maksaa 100 A:lta n.110 000 €. Jos oletetaan että keskimäärin keskijännitekaapelin tuottaa maasulkuvirtaa 2,5 A/km, pystytään tällaisella kompensointi paristolla hoitamaan n. 40 km kaapeliverkkoa.

### 6.2.2 Ylijännitesuojaus

Venttiilisuojat maksaa asennuksineen n. 600 €/kpl

### 6.2.3 Raivaus ja verkoston kunnan valvonta

Raivauksen ja verkoston kunnanvalvonnan kustannukset muodostuvat joka vuosi hieman erilaisiksi, mutta yleisesti kj-ilmajohdon raivaus maksaa n.1100 €/km. Verkoston kunnan valvonta on taas hieman monimutkaisempi tapaus, koska hinta muuttuu selvästi tarkistettavan kohteen mukaan. Hinta riippuu siitä tehdäänkö pylvääille pelkkä yleistarkastus, lahoisuustarkastus tai gps-paikannus. Myös muuntamoille ja erottimille on omat tarkastukset.

### 6.2.4 Eläinsuojat

Eläinsuojaus muuntamolle maksaa n. 400 €/kpl.

### 6.2.5 PAS-johto

PAS-johdossa rakennuskustannukset muodostuvat uutta verkkoa rakennettaessa seuraavista asioista:

- johtoaluekorvaukset
- Johtoalueen viemä tila on avojohtoverkossa n. 10 m ja PAS-johdolla n. 6 m. Maa- ja metsätaloustuottajain keskusliitolla on suositussopimus korvaushinnoista, mutta

tietyissä tapauksissa korvaukset voivat olla riittämättömät ja tällöin sähköyhtiö ja maanomistaja voivat sopia korvauksista keskenään. Johtuen PAS-johdon pienemmästä johtokadusta voidaan karkeasti sanoa että sen johtoaluekorjaukset 40 %:a pienemmät.

- johtoalueen raivaus
  - Ilmajohdon rakentamiseen liittyy aina johtokadun raivaus. PAS-johdon pienemmästä tilantarpeesta myös sen raivaus kustannukset ovat n. 40 % pienemmät.
- johdot ja niiden asennus
  - PAS-johdot ovat avojohdoin verrattuna n.2-5 kertaa kalliimpia riippuen johdin poikkipinta-alasta. Myös PAS-johdon asennuskustannukset ovat hieman kalliimmat kuin avojohdolla.
- pylväät ja pylvästystyö
  - Pylvästyksen hinta PAS-johdolla ei juuri eroa avojohdoverkosta.

Karkeasti voidaan sanoa että PAS-johdon rakentaminen avojohdosta nähden tulee maksamaan 0-40 % enemmän, riippuen minkälaiseen maastoon linja rakennetaan. Tiheä metsä, jossa johtoaluekorvaukset ja johtoalueen raivaus kustannukset nousevat korkeaksi, kuroo PAS-johto avojohdon kustannukset kiinni. PAS-johdon vikatiheys on noin neljännes verrattuna avojohdosta.

PAS-johdon rakentaminen maksaa kilometriltä n.23 000 €:sta ylöspäin. Vastaava avojohdosta maksaa hieman alle 20 000 €/km. Yleensä PAS-johdon kustannukset ovat avojohdosta nähden n. 0-40 % kalliimmat.

## 6.2.6 Maakaapelointi

Kaapeliverkon rakentamiskustannukset riippuvat suuresti itse kaapelin hinnasta ja kaapeliojan kaivusta. Keski-jännitekaapelin hinta vaihtelee n.10 €:sta 17 €:n metriltä. Itse kaivukustannukset voivat vaihdella hyvinkin runsaasti riippuen kaivuolosuhteista. Kaivuolosuhteilla tarkoitetaan maaperän tyyppiä ja maaperässä olevia esteitä, kuten muita kaapeleita, vesijohtoja ja viemäreitä.

Helpossa maastossa kuten pellolla jossa maa on pehmeää ja tiedetään, että maaperässä ei ole muita esteitä voidaan maakaapelointi toteuttaa auraamalla. Sopivassa maastossa kaapeliverkon toteuttaminen saattaa olla lähes samanhintaista kuin avojohdoverkonkin rakentaminen. Suomessa keskijännitejohtoa ei ole tosin



paljoakaan aurattu, koska helpossa maastossa linja on yleensä toteutettu avojohtoverkolla.

Vaikeassa maastossa taas kaapeliverkon rakennuskustannukset voivat nousta hyvinkin korkeaksi. Esimerkiksi kaupunkialueilla kaapelointihinta voi nousta moninkertaiseksi helppoon maastoon nähden. Kaupungissa vaikeuksia aiheuttavat maahan upotetut muut kaapelit, vesijohdot, tien päällysteen paikkaaminen, teiden alitukset jne.

Kaapeliverkossa käytettävät kaapelipäätteet ovat myös huomattavasti kalliimpia kuin ilmajohdoissa käytettävät. Pitkiä kaapelointeja toteutettaessa täytyy myös ottaa huomioon maasulkuvirtojen kasvaminen. 1 km 20 kV:n keskijännitekaapeli muodostaa maasulkuvirtaa n. 2,5 A/km verrattuna ilmajohdon n.0,07 A/km. Tällöin saatetaan joutua hankkimaan lisää sammutuskeloja kompensoimaan maasulkuvirtoja.

Maakaapelia puoltavat sen vähäisemmät ylläpitokustannukset. Kaapeleilla huolto tarve on yleensä hyvin vähäistä ja koska vikatiheys on myös huomattavasti matalampi kuin avojohdolla, laskevat keskeytyskustannukset selvästi.

Verkon rakentaminen maakaapelilla maksaa keskimäärin >30 000€/km. Mutta tämäkin täytyy aina laskea tapauskohtaisesti.

### 6.2.7 Johtojen sijoittaminen

Johtojen siirtäminen esim. metsästä tien varteen aiheuttaa tietenkin vastaavat kustannukset kuin uuden johdon rakentaminen, mutta lisäksi tulevat vielä vanhasta johdosta aiheutuneet purkamiskustannukset. Vattenfallin projektin sähkön toimintavarmuuden parantamiseksi mukaan avojohtojen siirtäminen riskittömämpään ympäristöön maksaa keskimäärin 28 740 €/km. Tapauskohtaisesti tarkasteltaessa hinnat voivat tietenkin vaihdella.

### 6.2.8 Katkaisijat ja erottimet

Manuaalinen erotin maksaa n. 2900 €/kpl. Kauko-ohjattava erotinasema neljällä erottimella maksaa asennuksineen n. 45 000 €. Uudet pylväskatkaisijat maksavat n.22 000 €/kpl.

### 6.2.9 Sähköasemat, kahden muuntajan käyttö ja lähtöjen jakaminen

Kevyt sähköasema 10 MVA muuntajalla sekä neljällä 20 kV:n johtolähdöllä maksaa n.400 000 €. Vastaava perinteisen sähköaseman kustannukset ovat n. 850 000 €.

Uusi 16 MVA:n päämuuntaja sähköasemalle maksaa n. 250 000 €. Uusi 20 kV:n lähtökenno sähköasemalle maksaa n.30 000 €.

### 6.3.0 1000 V:n verkko

1000 V:n verkossa kustannukset muodostuvat samoista asioista kuin muissakin ilmajohdoverkoissa.

- johtoaluekorvaukset
  - 1000 V:n verkossa johtoaluekorvaukset ovat huomattavasti pienemmät kuin avojohdoverkolla.
- johtoalueen raivaus
  - Kun 1000 V:n verkossa käytetään AMKA-johtoja ovat johtoalueen raivauskustannukset selvästi pienemmät kuin avojohdolla tai PAS-johdolla. AMKA-johdolla ei usein tarvitse kaataa paljoakaan puita vaan pelkkä oksiminen riittää.
- johdot ja niiden asennus
  - Yleensä verrattaessa avojohdoverkkoa 1000 V:n verkkoon käytetään saneeraus esimerkeissä ravenia ja AMKA 70:n johtoa. Tällöin johtojen kustannuseroksi muodostuu n.10 % AMKA-johdon hyväksi. AMKA-johtojen pylväsrakenteen ja niiden asentaminen ovat myös halvempia ja yksinkertaisempia verrattuna perinteiseen 20 kV:n verkkoon.

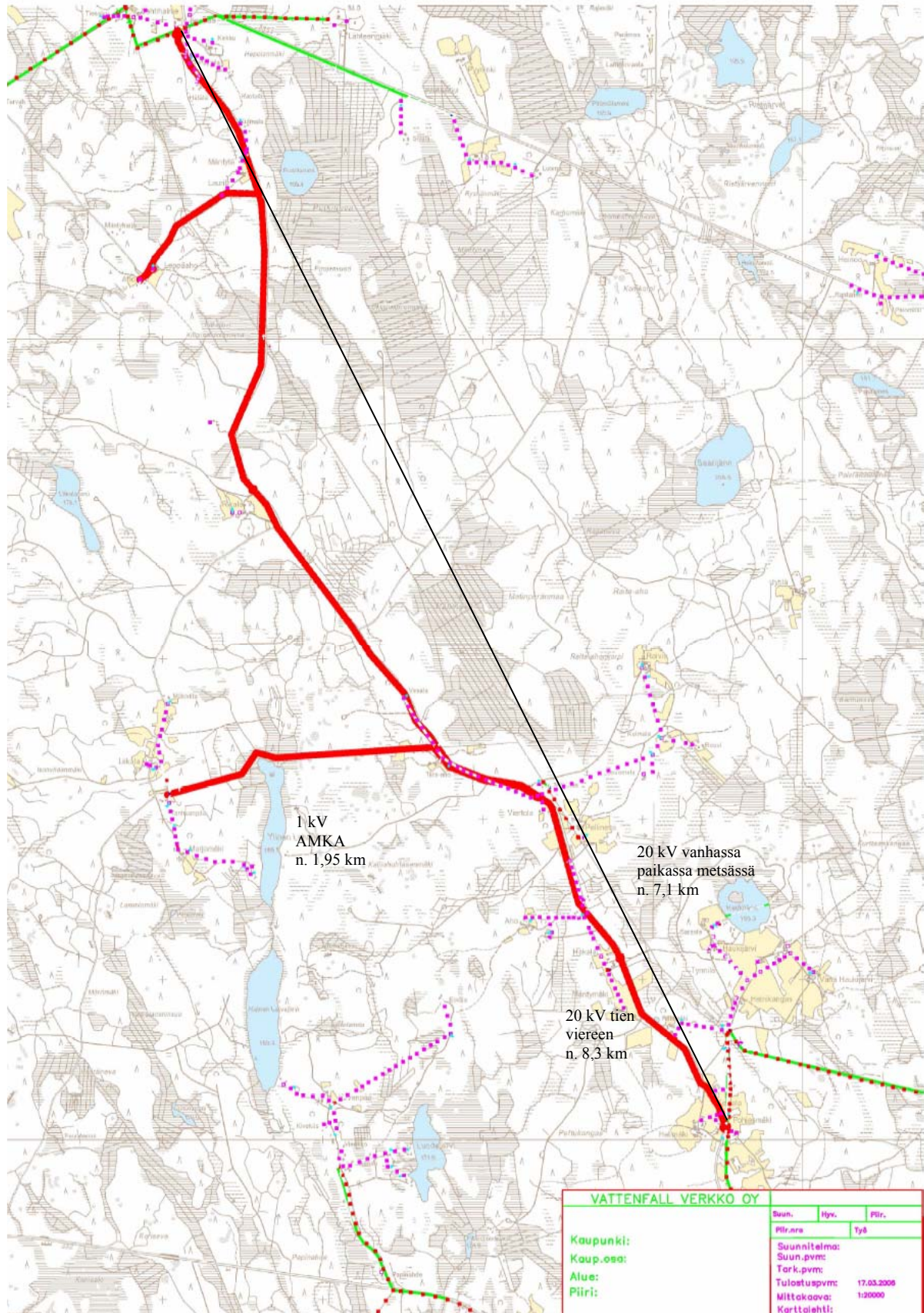
- pylväät ja pylvästystyö  
- 20 kV:n ja 1000 V:n verkoissa pylvästyskustannukset ovat hyvin samansuuruiset. 1000 V:n verkolla pylväsmäärä/km on hieman suurempi, mutta 20 kV:n verkolla taas käytetään hieman järeämpiä pylväitä.
- muuntaja  
- 1000 V:n verkossa tarvitaan yksi muuntaja enemmän verrattuna 20 kV:n verkkoon.
- häviökustannukset  
- Häviökustannukset ovat 1000 V:n verkolla selvästi suuremmat kuin perinteisellä 20 kV:n verkolla. Tämä johtuu lähinnä käytetystä johdosta ja siitä, että 1000 V:lla on yksi muuntaja enemmän. Tosin 1000 V:lla siirtomatkat ovat yleensä kohtalaisen lyhyitä, joten häviökustannukset eivät muodostu kovin merkittäviksi.
- katkaisija  
- Koska 1000 V:n verkko rakennetaan maasta erotetuksi ei suojaukseen riitä enää pelkät sulakkeet. Tämän takia tarvitaan katkaisija, joka suojaa ylikuormitusta, oikosulkua ja maasulkua vastaan. Tällainen katkaisija maksaa n. 1160 €.

Tarkalla suunnittelulla voidaan 1000 V:lla saavuttaa mittavia investointi säästöjä verrattuna normaaliin 20 kV:n avojohtoon. 1000 V:n verkon rakentaminen AM70 johtimella maksaa n. 15 700 €/km, kun vastaava ravenilla maksaa n. 20 000 €. Tosin tämäkin on hyvin tapauskohtaista.

## 7.0 ESIMERKKIVERKON LASKENTA

Laskentaa varten tehtiin oma laskentatyökalu excel-tilukkolaskenta ohjelmalla. Laskennan pohjana käytettiin Vattenfall Verkko Oy:n elinkaari laskentapohjaa, johon lisättiin keskeytyskustannusten laskenta. Laskenta perustuu työssä esitettyihin kaavoihin ja päätelmiin. Laskennassa ei oteta kantaa muuhun verkon mitoittamiseen, kuten jännitteenalenukseen ja oikosulkuvirtoihin. Esimerkiksi 1000 V:lla maksimi siirtomatka on muutamia kilometrejä, mutta laskennassa tätä ei oteta mitenkään huomioon, joten tällaiset asiat tulee selvittää ennen kuin laskentapohjaa käytetään. Vattenfallilla on valmiit keskeytyskustannukset laskettuna jokaiselle olemassa olevalle johtolähdölle, joten näitä käytettiin myös tässä työssä.

Esimerkkinä laskennassa käytetään kuvassa 32 näkyvää suunnitelmaa.



Kuva 32. Esimerkkilaskennassa käytetty suunnitelma

Tarkoitus on laskea kokonaiskustannukset pitoajalta seuraavissa tapauksissa:

Runkojohdolle:

- 1) Avojohto vanhaan paikkaan
- 2) PAS-johto tien viereen
- 3) 20 kV:n maakaapeli tienvarteen aurattuna

1000 V:n haara:

- 1) 20 kV:n maakaapeli aurattuna
- 2) 1000 V:n AMKA, vanhoihin pylväisiin asennettuna

Tällä hetkellä johto kulkee metsässä, suurinpiirtein karttaan merkityllä mustalla janalla. Vanha johto on avojohtoa. Tarkoitus on selvittää laskemalla yllä näkyvien eri menetelmien kokonaiskustannukset. Lähtötiedot laskennassa ovat taulukon 6 mukaiset. Keskeytyskustannukset on otettu Vattenfallin omasta taulukosta, johon on erikseen laskettua jokaiselle lähdölle oma hinta.

Taulukko 6. Laskennassa käytetyt lähtötiedot

<b>LÄHTÖTIEDOT</b>		
Laskennalla selvitetään kahden vaihtoehdoisen johdonrakentamisen kokonaiskustannukset nykyaikaisella laskien koko johdon elinkaarelta (myös purkaminen).		
HÄVIÖT/KESKEYTYKSET	Laskentajännite / kV	20
	Laskentakorko / %	6
	Tehonkasvu / %	1
	Tehon kasvuaika T/a	10
	Tarkasteluaika T /a	30
	Häv. hinta €/kW,a	39/49
INVEST.	Laskentakorko-%	6
	Laskentavuosi	2006
VUOSIK.	Laskenta-aika T/a	30
KESKEYTYSK.	Pjk	70,99 €
	Ajk	90,06 €
	Vika	3244,22 €

## 7.1 Tulosten tarkastelu

Tulokset on laskettu tehdyllä elinkaarilaskennalla. Kustannukset on jaoteltu seuraavanlaisesti:

- Investointi kustannukset, joka sisältää kaikki tarvittavat investoinnit linjan rakentamiseen.
- Vuosikustannukset, joka sisältää vuosittain tapahtuvia kustannuksia, kuten raivaukset, tarkastukset ja vian korjaukset.
- Keskeytyskustannukset, joka sisältää pjk:n, ajk:n ja pysyvän vian aiheuttamat kustannukset.
- Johtohäviöt, joka sisältää johdon aiheuttamat häviö kustannukset. Näitä kustannuksia ei lasketa 20 kV:lla, mutta 1000 V:lla ne lasketaan.

Ensimmäiseksi tarkastellaan lyhyttä 1,95 km:n haarajohtoa. Taulukosta 7 nähdään kuinka kustannukset muodostuisivat, jos lyhyt 1,95 km:n haarajohto rakennettaisiin 20 kV:n maakaapelilla auruamalla, tai 1000 V:n AMKA verkkona vanhoihin pylväisiin. Tarkempi laskennan kulku on nähtävissä liitteestä 2.

Taulukko 7. Haarajohdon kustannusten vertailu

	<b>20 kV:n maakaapeli aurattuna</b>	<b>1000 V:n AMKA</b>
<b>Investoinnit yhteensä</b>	53 052 €	25 982 €
<b>Vuosikustannukset yhteensä</b>	1498 €	1574 €
<b>Keskeytyskustannukset yhteensä</b>	910 €	370 €
<b>Johtohäviöt yhteensä</b>	0 €	484 €
<b>YHTEENSÄ €</b>	<b>55 460 €</b>	<b>27 049€</b>

Kuten taulukosta nähdään lyhyttä haaraa rakennettaessa investointi kustannukset nousevat merkittävimpään asemaan. Vaikka maakaapeli aurataan, ovat sen

investointikustannukset silti kaksinkertaiset 1000 V:n verkkoon nähden. Tällaisessa tapauksessa 1000 V:n verkko on ehdottomasti kannattavampi.

Seuraavaksi otetaan tarkasteluun runkojohto. Ensin otetaan vertailuun tilanne missä avojohto kulkisi metsän läpi 7,1 km:ä ja verrataan tätä tilanteeseen, jossa maakaapeli rakennetaan tien varteen auraamalla 8,3 km:n matkan. Taulukossa 8 nähdään kuinka kustannukset muodostuvat. Tarkempi laskennan kulku on nähtävissä liitteestä 3.

Taulukko 8. Runkojohdon kustannusten vertailu

	<b>20 kV:n maakaapeli aurattuna</b>	<b>Avojohto vanhalla paikalla</b>
<b>Investoinnit yhteensä</b>	221 319 €	159 415 €
<b>Vuosikustannukset yhteensä</b>	6633 €	7389 €
<b>Keskeytyskustannukset yhteensä</b>	3872 €	31 856 €
<b>Johtohäviöt yhteensä</b>	0 €	0 €
<b>YHTEENSÄ €</b>	<b>231 824 €</b>	<b>198 660 €</b>

Näin pitkällä matkalla myös keskeytyskustannuksilla alkaa jo olla merkitystä. Tulevaisuudessa keskeytysten merkitys saattaa vielä kasvaa, mutta pelkästään numeroita katsomalla avojohto on tällä hetkellä selvästi edullisempi vaihtoehto.

Viimeisenä otettiin tarkastelun alle tilanne jossa avojohto kulkee metsässä 7,1 km:n matkan ja tien varteen rakennetaan PAS-johtoa 8,3 km:a. Taulukosta 9 nähdään laskennan tulokset. Tarkempi laskennan kulku on nähtävissä liitteestä 4.

Taulukko 9. Runkojohdon kustannusten vertailu

	<b>PAS-johdo tienvarressa</b>	<b>Avojohto vanhalla paikalla</b>
<b>Investoinnit yhteensä</b>	199 952 €	159 415 €
<b>Vuosikustannukset yhteensä</b>	8347 €	7389 €
<b>Keskeytyskustannukset yhteensä</b>	6953 €	31 856 €
<b>Johtohäviöt yhteensä</b>	0 €	0 €
<b>YHTEENSÄ €</b>	<b>215 252 €</b>	<b>198 660 €</b>

PAS-johdolla tilanne onkin jo paljon tasaväkisempi. Avojohtoon rakentaminen on vielä selvästi halvempaa, mutta keskeytyskustannuksissa on niin selvä ero, että PAS-johdo on ihan harkinnan arvoinen vaihtoehto.

## 7.2 Päätelmät tuloksista

Vaikka laskentapohja ei varmasti anna 100 %:n oikeita vastauksia nähdään selvästi, että nykyisillä keskeytysten arvostuksella ja rakennuskustannuksilla avojohto on vielä useissa tapauksissa kokonaiskustannuksiltaan halvempi vaihtoehto. Täytyy kuitenkin muistaa, että sähköverkko on pitkäaikainen investointi ja tulevaisuudessa keskeytysten painoarvo tulee varmasti kasvamaan. Tätä silmälläpitäen avojohto ei useissa tapauksissa olekaan enää kokonaisuudeltaan paras vaihtoehto.

1000 V:n verkko näyttää tulostenkin perusteella kilpailukykyiseltä vaihtoehdolta lyhyille siirtomatkoille ja tulevaisuudessa sen rakentaminen tulisi ottaa tarkkaan harkintaan.



## 8.0 YHTEENVETO

Jokaisella työssä esiteltyllä menetelmällä on nykyään paikkansa ja käyttötarkoituksensa. Perinteinen avojohto puoltaa vielä paikkaansa halvan hinnan vuoksi. Vikatiheys sillä tosin kasvaa huomattavasti kun se asennetaan jonnekin muualle kuin avoimeen tilaan. Maakaapelin edut on tiedetty jo pitkään, kuten vähäinen vikamäärä, sekä maisemaystävällinen asennustapa. Maakaapelia on käytetty pääasiassa taajamissa, mutta tulevaisuudessa jos sen kokonaiskustannuksia saadaan pienennettyä voi sille löytyä käyttökohteita myös harvemmin asutuilta seuduilta. PAS-johtoa rakennetaan yhä enemmän ja tulevaisuudessa se saattaa jopa vakiinnuttaa paikkansa 20 kV:n yleisjohtona. PAS-johdon edut ovat kiistattomat eikä sen käytössä ole ilmennyt vakavia ongelmia. Uusimmista tulokkaista 1000 V:n verkko vaikuttaa erittäin lupaavalta korvaamaan lyhyet ja pienitehoiset 20 kV:n haarajohdot, jotka ovat vikaherkässä ympäristössä. Myös muut työssä esitellyt menetelmät, kuten minisähköasemat, verkkokatkaisijat ja kaukokäyttö erottimet ovat varmasti tulevaisuudessa laajemmassa käytössä.

Tärkeintä verkkoa mitoitettaessa on kuitenkin tietää jokaisen menetelmän hyvät ja huonot puolet, sekä laskemalla tarkistaa jokaisen tapauksen kokonaiskustannukset. On syytä myös muistaa, että jokaisella johtolähdöllä on aivan eri hinta keskeytykselle. Ei ole aivan sama onko johdon perässä mökkiasutusta vai tärkeä teollisuuslaitos. Tästäkin syystä ei yleispätevää ratkaisua ole olemassa, vaan jokainen tapaus täytyy mitoitaa erikseen.

Tulevaisuudessa käyttövarman sähkön saanti korostuu entisestään, ja sähköverkkoa rakennettaessa keskeytysten määrä nousee varmasti yhdeksi mitoituskriteeriksi. Jos vikamääriä aiotaan vähentää, on nyt jo aika ruveta panostamaan tulevaisuuteen, rakentamalla käyttövarmaa sähköverkkoa.

## LÄHTEET

- 1 Lehtomäki, E & Mäkinen, A & Parvio, L & Salminen, H & Seesvuori, R & Seppälä, A. 2001. Jakeluverkon sähkön laadun arviointi. Helsinki, Sähköenergialiitto ry Sener, Julkaisu 2/01, uusittu painos. 44 s.
- 2 Senerin suosittelemat sähköntoimitusehdot. Sähköenergialiitto ry Sener 1999. 10 s.
- 3 Mäkinen A., Rissanen J., Järventausta, P. Sähkönjakeluverkon jännitekuoppien seuranta osana sähkönlaadun hallintaa, TESLA raportti nro 45/2001, Tampere, 2001, 39 s.
- 4 ABB:n TTT- käsikirja 2000-07, Teknisiä tietoja ja taulukoita käsikirja, sähkön laatu, 16 s.
- 5 Keskeytystilasto-ohje 2005 V.1.0, Energiateollisuus Ry 2004, 28 s.
- 6 Keskeytystilasto 2003. Sähköenergialiitto Sener ry. Helsinki 2004. 27 s.
- 7 Ilmatieteen laitos. Saatavissa: [http://www.fmi.fi/saa/tilastot\\_21.html#](http://www.fmi.fi/saa/tilastot_21.html#)
- 8 Metsäntutkimuslaitos. Metsien terveys. Saatavissa: <http://www.metla.fi/metinfo/metsienterveys/index.htm>
- 9 Mörsky, J. Relesuojaustekniikka. Otatieto Oy. Karisto Oy. Hämeenlinna 1992. ISBN 951-672-143-5.
- 10 Pertti Järventausta, Antti Mäkinen, Ari Nikander, Kimmo Kivikko, Jarmo Partanen, Jukka Lassila, Satu Viljainen, Samuli Honkapuro. 2003 Sähkön laatu jakeluverkkotoiminnan arvioinnissa. Tampere ja Lappeenranta, Energiamarkkinavirasto, Julkaisu 1/2003, 171s.

- 11 Aro, M., Elovaara, J., Karttunen, M., Nousiainen, K., Palva, V.  
Suurjännitetekniikka. Jyväskylä, 1996, Otatieto Oy, 483 s. ISBN- 951-672-226-1
- 12 ABB:n TTT- käsikirja 2000-07, Teknisiä tietoja ja taulukoita käsikirja, ylijännite- ja häiriösuojaus, 58 s.
- 13 Vehanen, J., Hyvönen, P. Päälystetyn keskijänniteavojohdon kunnan diagnosointi, Tutkimusraportti, Teknillinen korkeakoulu 2003, Espoo  
Saatavilla www-muodossa: <http://powersystems.tkk.fi/eng/TKK-SJT-61.pdf>
- 14 Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 1000 V:n sähköjakelun seminaarimoniste,  
Saatavilla www-muodossa: [www.ee.lut.fi/fi/lab/sahkomarkkina/1kVMoniste.pdf](http://www.ee.lut.fi/fi/lab/sahkomarkkina/1kVMoniste.pdf)
- 15 Noja power switchgear, Keskijänniteverkkoon sopiva pylväskatkaisija, Saatavilla  
www-muodossa:  
[http://www.nojapower.com.au/dload/docs/OSM15\\_27%20Product%20Guide.pdf](http://www.nojapower.com.au/dload/docs/OSM15_27%20Product%20Guide.pdf)
- 16 Verho P, Pylvänäinen J, Järvinen J, Oravasaari M, Kunttu S, Sarsama J. LuoVa-  
projektin loppuraportti. Raportti versio 1.0, 5.1.2005, 139s.
- 17 Vattenfallin omat materiaalit.

## Liite 1

### Energiamarkkinavirasto

Energiamarknadsverket

### VERKKOKOMPONENTIT JA INDESIKORJATUT YKSIKKÖHINNAT VUODELLE 2006

Muuntamot	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]
1-pylväsmuuntamo	kpl	3 700
2-pylväsmuuntamo	kpl	6 390
4-pylväsmuuntamo	kpl	9 080
Puistomuuntamo, tyyppi 1	kpl	29 580
Puistomuuntamo, tyyppi 2	kpl	35 440
Kiinteistömuuntamo	kpl	38 270
Satelliittimuuntamo (enint. 315 kVA)	kpl	17 260
Satelliittimuuntamo (väh. 400 kVA)	kpl	17 140

Muuntajat	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]
16	kpl	2 540
30	kpl	2 540
50	kpl	2 900
100 – 160	kpl	3 670
200	kpl	4 470
300 - 315	kpl	5 900
500 – 630	kpl	7 970
800	kpl	9 490
1000	kpl	11 840
1250	kpl	15 470
1600	kpl	19 020

20 kV ilmajohtot	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]
Sparrow tai pienempi	km	18 020
Raven	km	19 600
Pigeon	km	21 750
AI 132 tai suurempi	km	24 080
SAXKA 70	km	32 560
SAXKA 120 tai suurempi	km	34 000
PAS 35 – 70	km	25 780
PAS 95 tai suurempi	km	30 880
Muut	km	18 020

<b>0,4 kV ilmajohtot</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]</b>
AMKA 16 – 25	km	12 370
AMKA 35 – 50	km	12 380
AMKA 70	km	16 180
AMKA 120	km	17 360
Muut	km	12 370

<b>20 kV erottimet</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]</b>
Johtoerotin, kevyt	kpl	2 920
Johtoerotin, kaasukammioin	kpl	6 100
Kauko-ohjattu erotinasema 1 erotin	kpl	12 440
Kauko-ohjattu erotinasema 2 erotinta	kpl	16 450
Kauko-ohjattu erotinasema 3-4 erotinta	kpl	40 390

<b>20 kV maakaapelit (asennus)</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]</b>
enintään 70 maakaapeli	km	32 230
95 – 120 maakaapeli	km	35 720
150 – 185 maakaapeli	km	42 640
240 – 300 maakaapeli	km	45 010
enintään 70 vesistökaapeli	km	55 710
95 – 120 vesistökaapeli	km	47 010
Kojeistopääte	kpl	1 100
Pylväspääte	kpl	2 450
Jatko	kpl	1 850

<b>0,4 kV maakaapelit (asennus)</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]</b>
enintään 25 maakaapeli	km	6 540
35 – 50 maakaapeli	km	9 100
70 maakaapeli	km	10 730
95 – 120 maakaapeli	km	12 390
150 – 185 maakaapeli	km	20 250
240 – 300 maakaapeli	km	23 410
enintään 35 vesistökaapeli	km	8 880
50 – 70 vesistökaapeli	km	16 700
95 – 120 vesistökaapeli	km	16 020
vähintään 150 vesistökaapeli	km	13 980

<b>0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]</b>
Haja-asutusalue	km	11 340
Taajama-alue	km	32 420
Kaupunkialue	km	60 690

<b>45 ja 110 kV johdot</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]</b>
45 kV puupylväsjohto	km	27 570
Puupylväsjohto, yksi virtapiiri	km	95 440
Teräsristikkopylväsjohto, yksi virtapiiri	km	206 790
Teräsristikkopylväsjohto, kaksi virtapiiriä	km	307 530
Maakaapeli	km	445 390
Johtoaluekorvaus	km	13 790

<b>Sähköasemat</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa/m<sup>2</sup>]</b>
<b>Sähköasematontit</b>		
Suurkaupunkien kaava-alueet	m <sup>2</sup>	60
Muut kaava-alueet	m <sup>2</sup>	10
Kaavoittamaton alue	m <sup>2</sup>	3

<b>Sähköasemat</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]</b>
<b>110/20 kV muuntajat [MVA]</b>		
6	kpl	102 860
10	kpl	171 790
16	kpl	275 720
20	kpl	296 930
25	kpl	318 130
31,5	kpl	371 160
40	kpl	413 570

<b>Sähköasemat</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]</b>
<b>110kV kentät</b>		
Ilmaeristeisen 1-kiskokojeiston perushinta	kpl	259 810
+ lisäkentän hinta	kpl	143 160
Ilmaeristeisen 2-kiskokojeiston perushinta	kpl	312 830
+ lisäkentän hinta	kpl	190 880
Kaasueristeisen 1-kiskokojeiston perushinta	kpl	402 970
+ lisäkentän hinta	kpl	206 790
Kaasueristeisen 2-kiskokojeiston perushinta	kpl	487 810
+ lisäkentän hinta	kpl	281 020

<b>Sähköasemat</b>	<b>Yksikkö</b>	<b>Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]</b>
<b>20 kV kojeistot</b>		
Ilmaeristeisen 1-kiskokojeiston perushinta	kpl	116 650
+ kenttäkohtainen lisähinta	kpl	18 030
Ilmaeristeisen 2-kiskokojeiston perushinta	kpl	153 760
+ kenttäkohtainen lisähinta	kpl	24 390
Kaasueristeinen 2-kiskokojeiston perushinta	kpl	212 090
+ kenttäkohtainen lisähinta	kpl	31 810
Kondensaattori 2,4 Mvar	kpl	23 330
Maasulun sammutuslaitteisto	kpl	137 860



## Vaihtoehto 2

1000 V:n verkko vanhoihin pylväisiin asennettuna

No	Nimi	km/kpl	Vuosi	Nykyarvo/€
	I-Pylväsmuuntamon rakentaminen <= 100 kVA	1	2006	2864
	I-Pylväsmuuntamon rakentaminen <= 100 kVA ilman erot.	1	2006	2002
	1000 V katkaisijan asennus	1	2006	1800
	MUUNTAJA 100 kVA	1	2006	2466
	MUUNTAJA 50 kVA	1	2006	1981
	Uusi AM70 vanhan tilalle	1,95	2006	14870
			2006	
			2006	
			2006	
			2006	
			2006	
Vapaa tekstikenttä. Lisää hinta ja vuosi				
			2006	
			2006	
			2006	
<b>Yhteensä €</b>				<b>25982</b>

### Vuosikustannukset (+) tai -tulot (-)

Nimi	km/kpl	T/a	Nykyarvo/€
Pj. ilmaj. viankorjaus	1,95	30	886
Jakelumuunt. viankorjaus	2	30	688
		30	
		30	
		30	
<b>Yhteensä €</b>			<b>1574</b>

### Keskeytyskustannukset

Nimi	km	T/a	Nykyarvo/€
1000V metsässä	1,95	30	370
<b>Yhteensä €</b>			<b>370</b>

### Johtohäviöt 1000V !!

U/kV	Johtolaji	Pit/km	P/kW	Nykyarvo/€
0,4	AM70	1,95	30	484
<b>Yhteensä €</b>				<b>484</b>
<b>VE 2 yht. €</b>				<b>28411</b>



## KUSTANNUSLASKENNAN YHTEENVETO

### Vaihtoehto 1

Laati \_\_\_\_\_

20 kV:n maakaapeli aurattuna

Investoinnit yhteensä €	53052
Vuosikustannukset yhteensä €	1498
Keskeytyskustannukset yhteensä €	910
Johtohäviöt yhteensä €	
<b>Vaihtoehto 1 yhteensä €</b>	<b>55460</b>

### Vaihtoehto 2

1000 V:n verkko vanhoihin pylväisiin asennettuna

Investoinnit yhteensä €	25982
Vuosikustannukset yhteensä €	1574
Keskeytyskustannukset yhteensä €	370
Johtohäviöt yhteensä €	484
<b>Vaihtoehto 2 yhteensä €</b>	<b>28411</b>

### Vaihtoehtojen erotus (Ve1-Ve2) €

**27049**

Tila muistiinpanoille

#### LÄHTÖTIEDOT

##### HÄVIÖT

Laskentajännite / kV	0,4	INVEST.	
Laskentakorko / %	6	Laskentakorko-%	6
Tehonkasvu / %	1	Laskentavuosi	2006
Tehon kasvuaika T/a	10	VUOSIK.	
Tarkastelu-aika T /a	30	Lask.aika T/a	30
Häv. hinta €/kW,a	39		

# Liite 3

14.04.06

## Vaihtoehto 1

Laati \_\_\_\_\_

20 kV:n avojohto vanhassa paikassa

---



---



---

Nimi	km/kpl	Vuosi	Nykyarvo/€
I-Pylväsmuuntamon rakentaminen <= 100 kVA	5	2006	14320
Muuntajan vaihto	5	2006	3875
AF63 vaihto uuteen paikkaan	7,1	2006	141220
		2006	
		2006	
		2006	
		2006	
		2006	
		2006	
		2006	
Vapaa tekstikenttä. Lisää hinta ja vuosi			
		2006	
		2006	
		2006	
<b>Yhteensä €</b>			<b>159415</b>

Vuosikustannukset (+) tai -tulot (-)			
Nimi	km/kpl	T/a	Nykyarvo/€
Kj. ilmaj. viankorjaus	7,1	30	1955
Jakelumuunt. viankorjaus	5	30	1721
Kj. raivaus ja kaatoapu	7,1	30	3714
		30	
		30	
		30	
<b>Yhteensä €</b>			<b>7389</b>

Keskeytyskustannukset			
Nimi	km	T/a	Nykyarvo/€
Avojohto metsässä	7,1	30	31856
<b>Yhteensä €</b>			<b>31856</b>

Johtohäviöt 1000V !!				
U/kV	Johtolaji	Pit/km	P/kW	Nykyarvo/€
20			30	
<b>Yhteensä €</b>				
<b>VE 1 yht. €</b>				<b>198660</b>

## Vaihtoehto 2

20 kV:n maakaapeli tienviereen aurattuna

No	Nimi	km/kpl	Vuosi	Nykyarvo/€
	I -Pylväsmuuntamon rakentaminen <= 100 kVA	5	2006	14320
	Muuntajan vaihto	5	2006	3875
	Uusi MA 50 auraamalla	8,3	2006	203124
			2006	
			2006	
			2006	
			2006	
			2006	
			2006	
			2006	
			2006	
Vapaa tekstikenttä. Lisää hinta ja vuosi				
			2006	
			2006	
			2006	
		<b>Yhteensä €</b>		<b>221319</b>

### Vuosikustannukset (+) tai -tulot (-)

Nimi	km/kpl	T/a	Nykyarvo/€
Kj. maakaap. viankorjaus	8,3	30	4913
Jakelumuunt. viankorjaus	5	30	1721
		30	
		30	
		30	
		<b>Yhteensä €</b>	<b>6633</b>

### Keskeytyskustannukset

Nimi	km	T/a	Nykyarvo/€
Maakaapeli maaseudulla	8,3	30	3872
		<b>Yhteensä €</b>	<b>3872</b>

### Johtohäviöt 1000V !!

U/kV	Johtolaji	Pit/km	P/kW	Nykyarvo/€
20				
		<b>Yhteensä €</b>		
		<b>VE 2 yht. €</b>		<b>231824</b>

## KUSTANNUSLASKENNAN YHTEENVETO

### Vaihtoehto 1

Laati \_\_\_\_\_

20 kV:n ajojohto vanhassa paikassa

Investoinnit yhteensä €	159415
Vuosikustannukset yhteensä €	7389
Keskeytyskustannukset yhteensä €	31856
Johtohäviöt yhteensä €	
<b>Vaihtoehto 1 yhteensä €</b>	<b>198660</b>

### Vaihtoehto 2

20 kV:n maakaapeli tienviereen aurattuna

Investoinnit yhteensä €	221319
Vuosikustannukset yhteensä €	6633
Keskeytyskustannukset yhteensä €	3872
Johtohäviöt yhteensä €	
<b>Vaihtoehto 2 yhteensä €</b>	<b>231824</b>

**Vaihtoehtojen erotus (Ve1-Ve2) €** **-33164**

Tila muistiinpanoille

#### LÄHTÖTIEDOT

##### HÄVIÖT

Laskentajännite / kV	20
Laskentakorko / %	6
Tehonkasvu / %	1
Tehon kasvuaika T/a	10
Tarkastelu-aika T /a	30
Häv. hinta €/kV,a	49

INVEST.	
Laskentakorko-%	6
Laskentavuosi	2006
VUOSIK.	
Lask.aika T/a	30

# Liite 4

14.04.06

## Vaihtoehto 1

Laati \_\_\_\_\_

20 kV:n avojohto vanhassa paikassa

Nimi	km/kpl	Vuosi	Nykyarvo/€
I-Pylväsmauntamon rakentaminen <= 100 kVA	5	2006	14320
Muuntajan vaihto	5	2006	3875
AF63 vaihto uuteen paikkaan	7,1	2006	141220
		2006	
		2006	
		2006	
		2006	
		2006	
		2006	
		2006	
		2006	
Vapaa tekstikenttä. Lisää hinta ja vuosi			
		2006	
		2006	
		2006	
<b>Yhteensä €</b>			<b>159415</b>

### Vuosikustannukset (+) tai -tulot (-)

Nimi	km/kpl	T/a	Nykyarvo/€
Kj. ilmaj. viankorjaus	7,1	30	1955
Jakelumuunt. viankorjaus	5	30	1721
Kj. raivaus ja kaatoapu	7,1	30	3714
		30	
		30	
		30	
<b>Yhteensä €</b>			<b>7389</b>

### Keskeytyskustannukset

Nimi	km	T/a	Nykyarvo/€
Avojohto metsässä	7,1	30	31856
<b>Yhteensä €</b>			<b>31856</b>

### Johtohäviöt 1000V !!

U/kV	Johtolaji	Pit/km	P/kW	Nykyarvo/€
20			30	
<b>Yhteensä €</b>				
<b>VE 1 yht. €</b>				<b>198660</b>

## Vaihtoehto 2

20 kV:n PAS-johto tienvarteen

No	Nimi	km/kpl	Vuosi	Nykyarvo/€
	I -Pylväsmuuntamon rakentaminen <= 100 kVA	5	2006	14320
	Muuntajan vaihto	5	2006	3875
	Uusi PAS 50-95	8,3	2006	181757
			2006	
			2006	
			2006	
			2006	
			2006	
			2006	
			2006	
Vapaa tekstikenttä. Lisää hinta ja vuosi			2006	
			2006	
			2006	
		<b>Yhteensä €</b>		<b>199952</b>

### Vuosikustannukset (+) tai -tulot (-)

Nimi	km/kpl	T/a	Nykyarvo/€
Kj. ilmaj. viiankorjaus	8,3	30	2285
Jakelumuunt. viiankorjaus	5	30	1721
Kj. raivaus ja kaatoapu	8,3	30	4341
		30	
		30	
		30	
		<b>Yhteensä €</b>	<b>8347</b>

### Keskeytyskustannukset

Nimi	km	T/a	Nykyarvo/€
PAS tien vieressä	8,3	30	6953
		<b>Yhteensä €</b>	<b>6953</b>

### Johtohäviöt 1000V !!

U/kV	Johtolaji	Pit/km	P/kW	Nykyarvo/€
20				
		<b>Yhteensä €</b>		
		<b>VE 2 yht. €</b>		<b>215252</b>

## KUSTANNUSLASKENNAN YHTEENVETO

### Vaihtoehto 1

Laati \_\_\_\_\_

20 kV:n avojohdo vanhassa paikassa

Investoinnit yhteensä €	159415
Vuosikustannukset yhteensä €	7389
Keskeytyskustannukset yhteensä €	31856
Johtohäviöt yhteensä €	
<b>Vaihtoehto 1 yhteensä €</b>	<b>198660</b>

### Vaihtoehto 2

20 kV:n PAS-johto tienvarteen

Investoinnit yhteensä €	199952
Vuosikustannukset yhteensä €	8347
Keskeytyskustannukset yhteensä €	6953
Johtohäviöt yhteensä €	
<b>Vaihtoehto 2 yhteensä €</b>	<b>215252</b>

**Vaihtoehtojen erotus (Ve1-Ve2) €** **-16592**

Tila muistiinpanoille

#### LÄHTÖTIEDOT

##### HÄVIÖT

Laskentajännite / kV	20	INVEST.	
Laskentakorko / %	6	Laskentakorko-%	6
Tehonkasvu / %	1	Laskentavuosi	2006
Tehon kasvuaika T/a	10	VUOSIK.	
Tarkastelu-aika T /a	30	Lask.aika T/a	30
Häv. hinta €/kV/a	49		