

**VAASAN YLIOPISTO**

**TEKNIIKAN JA INNOVAATIOJOHTAMISEN YKSIKKÖ**

**SÄHKÖTEKNIikka**

Einari Jänisoja

**TUULIPUISTON SÄHKÖJÄRJESTELMÄN MITOITUS**

Diplomityö

Vaasassa 4.5.2018

Työn valvoja

Prof. Kimmo Kauhaniemi

Työn ohjaaja

DI Mika Jantunen

Työn tarkastaja

Prof. Timo Vekara

## ALKULAUSE

Tämä diplomityö on tehty Ampner Oy:n toimeksiannosta. Ampner Oy on vaasalainen johtava asiantuntijayritys uusiutuvien energianlähteiden sekä sähkötekniikan aloilla. Yritys tarjoaa sähköverkkojen ja energiantuotantolaitosten todennus-, suunnittelu-, ja asiantuntijapalveluita sekä valmistaa testaus- ja tehonmuokkauslaitteita.

Kiitän Ampner Oy:n Mika Jantusta tämän diplomityön aiheen ja erinomaisen oppimistilaisuuden tarjoamisesta. Haluan myös kiittää Ampnerin muuta henkilökuntaa avusta työni parissa. Erityiskiitokset haluan antaa opiskelutovereilleni, sekä perheelleni heidän antamastaan tuesta tämän urakan parissa.

## SISÄLLYSLUETTELO

ALKULAUSE	2
SISÄLLYSLUETTELO	3
SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO	6
TIIVISTELMÄ	11
ABSTRACT	12
1 JOHDANTO	13
2 TUULIVOIMAPUISTOJEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄT	15
2.1 Päämuuntajat	15
2.2 Kojeistot	16
2.2.1 Erottimet ja katkaisijat	17
2.2.2 Omakäyttömuuntajat	18
2.2.3 Virtamuuntajat	19
2.2.4 Jännitemuuntajat	21
2.3 Keskijännitekaapelointi	24
2.3.1 Keskijännitekaapelit	24
2.3.2 Jakokaapit	25
2.4 Kompensointilaitteet	26
2.4.1 Maasulkuvirran kompensointi	26
2.4.2 Loistehon kompensointi	27
3 KESKIJÄNNITEKAAPELOINNIN MITOITUS	29

3.1	Kaapelityyppi	29
3.2	Asennustapa	31
3.3	Kaapelikoko	37
3.4	Kaapelikoon optimointi kustannusten suhteen	44
3.4.1	Kaapelointikustannukset	45
3.4.2	Häviökustannukset	47
3.4.3	Kaapelikoon optimointi	49
4	TUULIPUISTON SISÄISEN SÄHKÖVERKON RAKENNEVAIHTOEHDOT	52
4.1	Sähköaseman sijainti	52
4.2	Voimaloiden ryhmittely johtohaaroille	53
4.2.1	Voimaloiden ketjuttaminen	54
4.2.2	Voimaloiden yhdistäminen jakokaapeilla	55
4.2.3	Ryhmittelymenetelmien vertailu	56
4.3	Voimaloiden lukumäärä haarassa	59
4.4	Jakokaappien sijoitus	75
5	SÄHKÖASEMAN LAITTEIDEN MITOITUS	79
5.1	Päämuuntajat	79
5.2	Kojeistot	84
5.2.1	Erottimet ja katkaisijat	84
5.2.2	Omakäyttömuuntajat	85
5.2.3	Virtamuuntajat	86
5.2.4	Jännitemuuntajat	87
5.3	Maasulkuvirtojen kompensointilaitteet	88
5.4	Loistehon kompensointilaitteet	90

6	JOHTOPÄÄTÖKSET	93
7	YHTEENVETO	96
	LÄHDELUETTELO	97
	LIITTEET	102
	Liite 1.    Komponenttien ja kaivuutyön hinnat.	102
	Liite 2.    SFS 5636-standardissa määritetyt kaapelien korjauskertoimet.	104

## SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

*Kreikkalaiset symbolit*

$\Delta P$	keskimääräinen menetetty tuotantokapasiteetti
$\Delta P_{\text{korjaus}}$	menetetyn tuotannon keskimääräinen teho vian korjauksen aikana
$\Delta P_{\text{paikannus}}$	menetetyn tuotannon keskimääräinen teho vian paikannuksen aikana
$\varepsilon$	annuiteetti
$\varepsilon_0$	yhdistetty virhe
$\mu_n$	nimellinen muuntosuhde
$\omega$	verkon kulmataajuus

*Muut symbolit*

$a$	kuvien 6 ja 9 esimerkin kaapelireittien risteyspiste
$b$	kuvan 9 esimerkin kaapelireittien risteyspiste
$c$	kapasiteettikerroin
$C_0$	vaihemaakapasitanssi
$E$	tuottamatta jäänyt energia
$E_{\text{häviö}}$	kaapelien häviöenergia
$E_{\text{korjaus}}$	tuottamatta jäänyt energia vian korjauksen aikana
$E_{\text{paikannus}}$	tuottamatta jäänyt energia vian paikannuksen aikana
$f$	kaapelin vikataajuus
$F_s$	mittavarmuuskerroin

$G1, G2, G3$	kuvien 6 ja 9 esimerkin voimaloiden tunnuks
$H$	jakokaapin hinta
$I$	kokonaisvirta
$I_0$	tyhjäkäyntivirta
$I_e$	virtavirhe
$I_E$	maasulkuvirta
$I_f$	kompensoidun verkon maasulkuvirta
$I_k''$	alkuoikosulkuvirta
$I_{np}$	mittamuuntajan nimellinen ensiövirta
$I_p$	todellinen ensiövirta
$I_r$	kaapelin nimellinen kuormitettavuus referenssiolosuhteissa
$I_s$	todellinen toisiovirta
$I_{th}$	ekvivalenttinen terminen oikosulkuvirta
$I_z$	kaapelin kuormitettavuus
$k$	korjauskerroin
$k_k$	korjaustyön kustannukset
$k_R$	mitoitusjännitekerroin
$K_h$	tehohäviöiden tai keskeytyskustannusten vuotuiserien nykyarvo
$K_{häviö}, K_{h1}$	tehohäviöistä aiheutuvat ensimmäisen vuoden kustannukset
$K_{korjaus}$	vian korjauksen ensimmäisen vuoden keskeytyskustannukset yhtä keskeytystuntia kohden
$K_{loss}$	kuormitushäviökerroin
$K_{paikannus}$	vian paikantamisen ensimmäisen vuoden keskeytyskustannukset yhtä keskeytystuntia kohden
$K_{työ}$	ensimmäisen vuoden korjauskustannukset
$K_{työ,k}$	vian korjaustyön ensimmäisen vuoden kustannukset

$K_{\text{työ,p}}$	vian paikantamistyön ensimmäisen vuoden kustannukset
$l$	jakokaapin kannattava etäisyys pisteestä $a$
$L$	induktanssi
$L_k$	kaapeloinnin kokonaispituus
$L_n$	johtohaaran $n$ pituus
$L1, L2, L3, L4$	kuvien 6 ja 9 esimerkin kaapelireittien pituuksien tunnuksset
$m$	tasavirtatekijä
$n$	vaihtovirtatekijä
$p$	korko
$P$	nimellisteho
$P_0$	päämuuntajan tyhjäkäyntihäviöt
$P_h$	pätötehohäviö
$P_k$	päämuuntajan kuormitushäviöt
$P_{\text{max}}$	voimalaitoksen nimellinen maksimiteho
$P_{\text{min}}$	voimalaitoksen minimiteho
$P_{\text{häviö, c}}$	kaapelien täyden kapasiteetin tehohäviöt
$P_{\text{häviö, k}}$	vuoden keskimääräinen tehohäviö
$P_n$	johtohaaraan $n$ kytkeytyvä tuotantokapasiteetti
$Q$	loisteho
$Q_R$	nimellinen loisteho
$r$	kuormituksen vuotuinen kasvu
$R$	resistanssi
$R_f$	vikaresistanssi
$S$	rinnan käyvien päämuuntajien yhdistetty kuormitettavuus
$S_n$	mittamuuntajan mitoitustaakka



$S_R$	päämuuntajan nimellinen näennäisteho
$t$	keskeytysaika
$t_k, T$	oikosulun kesto
$t_f$	maasulun kesto
$t_1$	investoinnin pitoaika
$u_k$	päämuuntajan oikosulkujännite
$U$	pääjännite
$U_e$	jännitevirhe
$U_R$	nimellisjännite
$U_{np}$	nimellinen ensiöjännite
$U_p$	todellinen ensiöjännite
$U_{PCC}$	voimalaitoksen liittymispisteen jännite
$U_s$	todellinen toisiojännite
$U_{tp}$	kosketusjännite
$U_v$	vaihejännite
$X$	reaktanssi
$Z_f$	vikaimpedanssi
$Z_k$	päämuuntajan oikosulkuimpedanssi
$Z_k''$	alkutilan verkon impedanssi

*Lyhenteet*

CLC	CORINE Land Cover, CORINE maanpeite
ELY	Elinkeino- liikenne- ja ympäristökeskus
EPR	eteenipropeenikumi
PE	polyeteenimuovi
PVC	polyvinyylikloridi, eräs muovityyppi
VJV	voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset
WTG	wind turbine generator, tuuliturbiinin generaattori
XLPE	ristisilloitettu polyeteenimuovi

---

**VAASAN YLIOPISTO****Tekniikan ja innovaatiojohtamisen yksikkö**

<b>Tekijä:</b>	Einari Jänisoja	
<b>Diplomityön nimi:</b>	Tuulipuiston sähköjärjestelmän mitoitus	
<b>Valvoja:</b>	Professori Kimmo Kauhaniemi	
<b>Ohjaaja:</b>	DI Mika Jantunen	
<b>Tarkastaja:</b>	Professori Timo Vekara	
<b>Tutkinto:</b>	Diplomi-insinööri	
<b>Oppiaine:</b>	Sähkötekniikka	
<b>Opintojen aloitusvuosi:</b>	2013	
<b>Diplomityön valmistumisvuosi:</b>	2018	<b>Sivumäärä: 106</b>

---

**TIIVISTELMÄ**

Tuulivoimateollisuuden muuttuessa yhä enemmän markkinaehtoisemmaksi suunnittelua on keskitettävä vahvemmin tuulipuistojen teknillistaloudelliseen optimointiin. Suurimmat optimoinnilla saavutettavat säästöpotentiaalit puistojen sähköjärjestelmässä piilevät sisäisen sähköverkon rakenteessa ja keskijännitekaapeloinnin sekä päämuuntajien mitoituksessa.

Tämä diplomityö tehtiin vaasalaisen Ampner Oy:n toimeksiannosta ja sen tavoitteena on selkeyttää tuulipuiston turbiinimuuntajien yläjännitenapojen sekä liittymispisteen välisen sähköverkon komponenttien mitoitukseen sekä teknillis-taloudelliseen optimointiin liittyviä periaatteita. Työssä käsitellyissä laskelmissa ja esimerkkitarkasteluissa hyödynnetään DigSilent Powerfactory -verkkosimulointiohjelmistoa sekä Microsoft Excel -taulukkolaskentaohjelmistoa.

Komponenttien mitoitusperiaatteiden lisäksi työn tutkimuksissa havaitaan, että päämuuntajan valinnassa tulee pyrkiä teholtaan mahdollisimman suureen muuntajakokoon. Kaapeliverkon rakenteen suunnittelussa puolestaan todetaan, että mahdollisimman suuri voimalamäärä johtohaaralla tulee todennäköisimmin edullisimmaksi syöttökenttien lukumäärän ja häviökustannusten pienentymisen vuoksi, mutta tapauskohtainen tarkastelu on suositeltavaa. Yleinen johtopäätös optimointia käsittelevissä luvuissa on, että keskeytyskustannuksien pienentämiseen pohjautuva suunnittelumetodi ei todennäköisesti saa aikaan edullisinta lopputulosta.

Työn lopputuloksena saatiin kustannusten optimointiin liittyvän tietopaketin lisäksi erilaisia laskentatyökaluja, joita voidaan hyödyntää tulevaisuuden projekteissa.

---

**AVAINSANAT:** Tuulipuisto, sähköjärjestelmä, mitoittaminen, keskijännitekaapelointi

---

**UNIVERSITY OF VAASA****School of Technology and Innovations**

<b>Author:</b>	Einari Jänisoja
<b>Topic of the Thesis:</b>	Electrical System Dimensioning of a Wind Farm
<b>Supervisor:</b>	Professor Kimmo Kauhaniemi
<b>Instructor:</b>	M. Sc. Mika Jantunen
<b>Evaluator:</b>	Professor Timo Vekara
<b>Degree:</b>	Master of Science in Technology
<b>Major of Subject:</b>	Electrical Engineering
<b>Year of Entering the University:</b>	2013
<b>Year of Completing the Thesis:</b>	2018

---

**Pages: 106****ABSTRACT**

As the wind power industry becomes more and more market-oriented, planning needs to be more focused on the technical optimization of wind parks. The biggest savings achieved by optimization in the park's electrical system are hidden in the structure of the internal power grid and in the dimensioning of the medium voltage cabling and the main transformers.

The thesis was commissioned by Vaasa's Ampner Oy and its main purpose is clarification of dimensioning as well as the techno-economical optimization principles of the components of the electrical grid between the low voltage connections of the turbine transformers and the connection point of the wind park. In the calculations and examinations discussed in the work, DigSilent Powerfactory power grid simulation software and Microsoft Excel spreadsheet software are utilized.

In addition to demonstrating the design principles for the components, it is found in the studies made that the choice of the main transformer should be aimed at the maximum possible transformer size. In designing of the cable grid structure, it is found that the largest possible amount of wind turbines in the cable branch would most likely be the most advantageous because of smaller amount of cable feeders and lower power losses but case specific studies are recommended so that the best solution can be found. The general guideline in the optimization chapters is that the design method based on the reduction of outage costs is unlikely to produce the most favorable outcome.

In addition to the cost-optimization information package, the end result of this thesis included various computing tools that can be used in future projects.

---

**KEYWORDS:** Wind park, electrical system, dimensioning, medium voltage cabling

## 1 JOHDANTO

Tukijärjestelmämuutoksien myötä tuulivoimatuotanto on siirtynyt vahvasti tukiin perustuvasta mallista aiempaa kilpailullisempaan markkinaympäristöön. Tämän vuoksi pelkkä hankkeiden nopea toteutus ei ole enää yhtä suuressa roolissa kuin ennen. Suunnittelutyötä keskitetään yhä enemmän tuulipuistojen teknillis-taloudelliseen optimointiin, jotta tuulivoimahankkeiden kannattavuus pysyisi hyvällä tasolla. Itse voimalat ovat merkittävin osa kokonaiskustannuksista, mutta myös sähkönsiirtojärjestelmään liittyvät investoinnit ovat kustannuksien kannalta huomattavat. Merkittäviä tuulipuistojen sähkönsiirtojärjestelmiin liittyviä investointeja ovat keskijännitekaapeliverkko, sähköasema ja sen laitteistot sekä kantaverkkoon liittyvät suurjännitelinjat. Suurimmat säästöt puolestaan saavutetaan optimoimalla kaapeliverkon rakennetta, päämuuntajien lukumäärää sekä sähköaseman paikkaa.

Tämän diplomityön tarkoituksena on selkeyttää maatuulipuistojen turbiinimuuntajien yläjännitenapojen ja puiston liityntäpisteen välisen sähköverkon pääkomponenttien mitoitusperiaatteita. Työ keskittyy tuulipuistojen keskijännitekaapeliverkon rakenteen ja kaapelien mitoittamiseen sekä päämuuntajien koon teknistaloudelliseen mitoitukseen. Työssä käydään läpi myös sähköasemalaitteistojen mitoitusperiaatteita, mutta vain pintapuolisesti, sillä kyseisten laitteiden mitoitus on yleensä sähköasemasuunnittelijoiden vastuulla. Suurjännitelinjojen mitoittamista työssä ei käsitelty, mutta niihin pätevät säännöt ovat samankaltaisia kuin keskijännitekaapeleilla.

Toisessa luvussa esitellään lyhyesti mitoituksen kohteena olevat komponentit kuvaten niiden rakenteita ja käyttötarkoituksia. Kolmannessa luvussa käsitellään kaapelityypin ja -koon valintaa. Luvussa tarkastellaan myös asennusolosuhteita sekä kaapeliojien kustannuksia. Luvun lopussa selvitetään, mitkä ovat kustannuksien mukaan optimaalisimmat kaapelikoot eri kuormituksilla. Neljännessä luvussa tarkastellaan tuulipuiston sisäisen kaapeliverkon rakennevaihtoehtoja sekä vertaillaan niitä keskenään. Tässä luvussa tutkitaan myös, mitkä ominaisuudet ja muuttujat vaikuttavat optimaalisen kaapeliverkon rakenteen valintaan. Viidennessä luvussa keskitytään päämuuntajakoon sekä sähköasemalaitteistojen mitoitukseen. Käsiteltäviä laitteistoja ovat erottimet ja katkaisijat sekä

omakäyttö- ja mittamuuntajat. Luvussa selvennetään myös lyhyesti maasulku- ja loistehokompensoinnin taustoja sekä mitoitusperiaatteita. Kuudennen luvun johtopäätökset sisältävät keskijännitekaapeloinnin ja päämuuntajien teknistaloudellisen optimoinnin tarkkuuteen liittyvää pohdintaa sekä yleisesti suunnittelutyössä huomioitavia asioita. Lisäksi viimeisessä luvussa tuodaan esille mahdollisia jatkotutkimuskohteita.

## 2 TUULIVOIMAPUISTOJEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄT

### 2.1 Päämuuntajat

Päämuuntajat toimivat tuulipuiston keskijänniteverkon sekä sähköaseman suurjännitepuolen välisenä liitoksena. Niiden tehtävänä on siirtää tehoa eri jännitetasojen välillä sekä pitää puiston keskijänniteverkon jännite halutulla tasolla. Käämikytkin säätelee keskijännitepuolen jännitettä  $\pm 9 \times 1,67 \%$  -porrastuksella pitäen jännitteen tavoitearvossaan. Tyypillisesti tuulipuistoissa käytetään öljyeristeisiä päämuuntajia, joiden yläjännite on 110 kV ja alajännite 21 kV tai 33 kV. Nimellistehoiltaan päämuuntajat ovat yleensä 10–63 MVA luokkaa. Joiltakin valmistajilta on saatavilla myös 80 MVA sekä 100 MVA muuntajia. Suomessa on käytössä osittain maadoitettu suurjänniteverkko ja maasta erotettu keskijänniteverkko, joten muuntajat asennetaan yleensä Ynd11-kytkennällä, eli suurjännitepuoli on kytketty tähteen ja keskijännitepuoli kolmioon. Tunnettuja muuntajavalmistajia ovat esimerkiksi ABB ja Siemens. (Elovaara & Haarla 2011b: 16)

Merkittävä osa tuulipuiston pätötehohäviöistä koostuu päämuuntajien sekä turbiinimuuntajien kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöistä. Käytännön suunnittelutyön perusteella päämuuntajien osuus koko puiston pätötehohäviöistä on tyypillisesti noin 10–20 % puiston rakenteesta riippuen. Lisäksi päämuuntajien vaikutus puiston loistehotuotantoon on huomattava. Taulukossa 1 on listattuna yleisimpien ABB:n valmistamien 110 kV päämuuntajakokojen näennäistehot  $S_R$ , tyhjäkäyntihäviöt  $P_0$  ja kuormitushäviöt  $P_k$  sekä oikosulkuimpedanssit  $Z_k$ .

**Taulukko 1.** 110 kV muuntajien nimellistehot, tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöt sekä oikosulkuimpedanssit. (ABB 2000: 319)

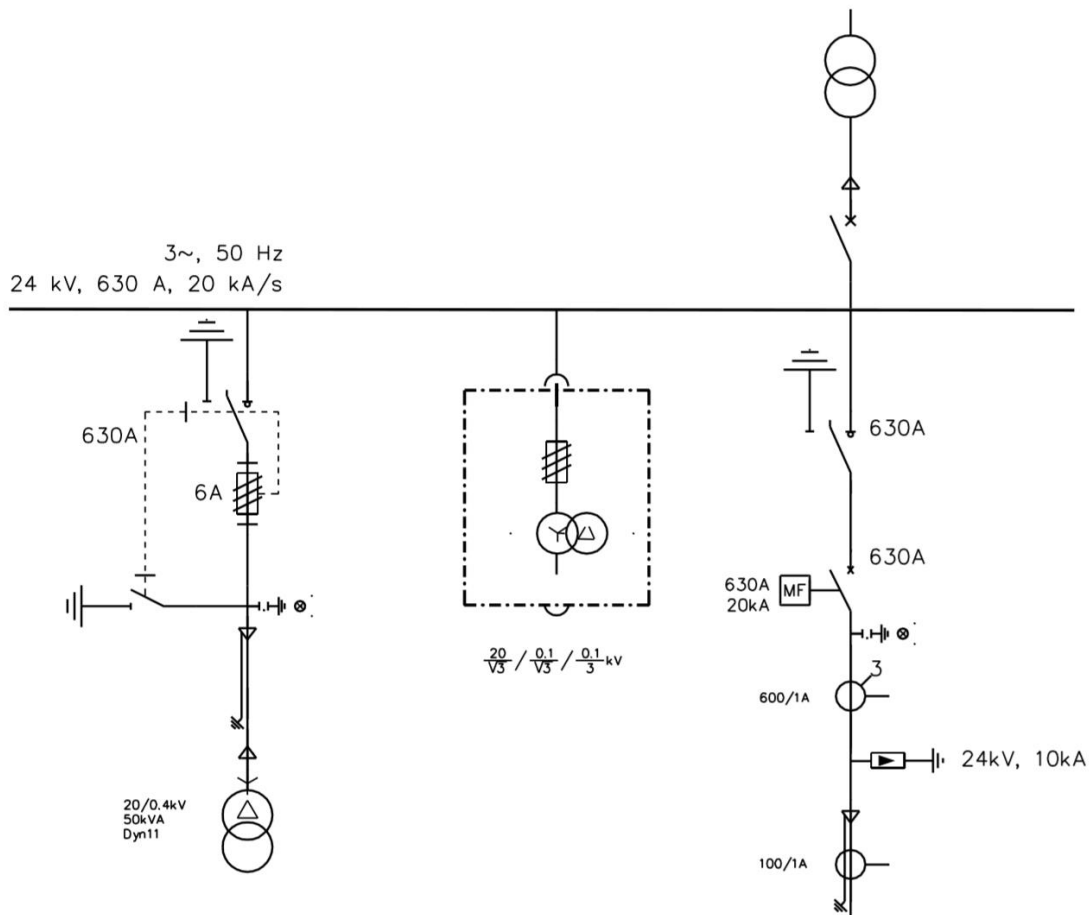
$S_R$ (MVA)	$P_0$ (kW)	$P_k$ (kW)	$Z_k$ (%)
25	15,5	100	10
31,5	18,0	122	10
40	23,5	146	12
50	27,0	175	12
63	32,0	210	12

Päämuuntajan valinta on merkittävä osa tuulipuiston kaapelointi- sekä sähköasemasuunnittelua. Kantaverkkoon tai vanhaan sähköasemaan sopivien muuntajien nimellisteho vaikuttaa vahvasti esimerkiksi voimaloiden ryhmittelyyn keskijänniteverkon johtohaaroille tai puiston loistehon tuotantoon. Päämuuntajien hankintahinnat ovat korkeat, minkä vuoksi mitoituksen avulla saavutetaan kymmenien tai jopa satojen tuhansien eurojen säästöt.

## 2.2 Kojeistot

Sähköasemilla on pää- ja omakäyttömuuntajien sekä kiskostojen lisäksi eri laitteistojen muodostamia kokonaisuuksia, joita kutsutaan kojeistoiksi. Näitä laitteita ovat esimerkiksi kuorma- ja maadoituserottimet, katkaisijat sekä jännite- ja virtamuuntajat. Maa-kaapeleihin kytkeytyviä kojeistoja kutsutaan syöttökentiksi. Syöttökenttiin sisältyy tyypillisesti erottimia, katkaisija, mittamuuntajia, ylijännitesuoja, jänniteindikaattori sekä kaapelipääte. Kuvassa 1 on havainnollistava esimerkki tuulipuiston sähköaseman pääpiirikaaviosta. (Elovaara & Haarla 2011b: 76)





**Kuva 1.** Sähkösaman yksinkertaistettu esimerkki-kaavio. Kuvassa vasemmalta oikealle: omakäyttömuuntaja erottimeen ja suojalaitteineen, jännitemittamuuntaja ja sitä suojaava sulake sekä syöttökenttä, jossa on maadoituskytkin, katkaisija, virtamuuntajia, ylijännitesuoja ja kaapelipäätte.

### 2.2.1 Erottimet ja katkaisijat

Erotin on kytkinlaite, jonka avulla voidaan luoda näkyvä avausväli eri virtapiirien välille esimerkiksi johtojen ja muuntajien turvallisen huolto- ja korjaustyön varmistamiseksi. Erottimissa tulee olla joko näkyvä avausväli tai muu luotettava asennonosoitin ja niitä voidaan käyttää kauko-ohjauksella. Erottimien katkaisukyky on heikko, mutta niillä voidaan kytkeä esimerkiksi tyhjäkäyvä johto tai muuntaja irti verkosta. Kuormanerotimella puolestaan voidaan katkaista myös kuormitusvirtoja sekä sulkea pieniä vikavirtoja. Kuormaerottimien yhteydessä on useimmiten maadoituserottimet, jolloin puhutaan maadoituskytkimestä. Erottimia voidaan käyttää ohituserottimena, mikä mahdollistaa

käytön myös sähkötyön aikana. Maadoituserotin mahdollistaa työmaadoitusvälineitä huomattavasti helpomman ja turvallisemman työmaadoituksen. Sähköjärjestelmää voidaan suojata käyttövirheiltä käyttämällä kuormaerottimia tavallisten erottimien tilalla sekä katkaisuun kykeneviä maadoituserottimia. Tunnettuja erottimien valmistajia ovat esimerkiksi ABB, Schneider Electric ja Siemens. (ABB 2000: 328–334; Työturvallisuuskeskus 2009; Elovaara & Haarla 2011b: 190–191; Sesko ry 2015: 72)

Katkaisija puolestaan on kytkinlaite, joka kykenee katkaisemaan ja sulkemaan kaikki verkossa esiintyvät kuormitus- ja oikosulkuvirrat. Katkaisijoilla pyritään toteuttamaan selektiivinen suojaus, joka tarkoittaa vain vikaantuneen verkon osan irrottamista sekä kaikkien verkon osien suojaamista. Verkon suojaukseen tarkoitettut katkaisijat ovat tyypillisesti releohjattuja. Rele suorittaa ohjauksen mittamuuntajien antamien arvojen perusteella. Katkaisija avaa virtapiirin erottamalla koskettimet toisistaan sekä sammuttamalla syntyvän valokaaren. Valokaaren sammutuksessa hyödynnetään katkaisukammi-  
on väliainetta, kaaren pidennystä ja jäähtytystä sekä vaihtovirran nollakohtia. Katkaisijatyyppejä ovat esimerkiksi ilma-, öljy-, tyhjiö- sekä kaasukatkaisimet. Tunnettuja valmistajia ovat ABB, Schneider Electric ja Siemens. (Elovaara & Haarla 2011b: 161, 166, 169 & 342)

### 2.2.2 Omakäyttömuuntajat

Omakäyttömuuntajilla tarkoitetaan sähköaseman 0,4 kV pienjännitejärjestelmää syöttävää jakelumuuntajaa. Sähköaseman pienjännitejärjestelmään kuuluvat esimerkiksi lämmityslaitteet, valaistus sekä suojalaitteiden apuvirtajärjestelmät. Omakäyttömuuntajan suojaus voidaan toteuttaa esimerkiksi varokekuormanerottimella. Muuntajan tyypistä riippuen sille rakennetaan oma erillinen tila aseman viereen tai itse aseman rakennukseen. Omakäyttömuuntajan tyyppin valinta on pääasiassa sähköasemarakennuksen rakentajan tai suunnittelijan vastuulla, joten sitä ei tarkastella syvällisesti tässä työssä. Omakäyttömuuntajan tyyppin määrittäminen keskittyy yleensä sähköaseman palo- ja sähköturvallisuuteen sekä aseman kustannusten optimointiin. Tunnettuja valmistajia ovat esimerkiksi ABB, Schneider ja Siemens (Kotola 2010).

### 2.2.3 Virtamuuntajat

Mittamuuntajat mittaavat tyypistään riippuen kojeistojen sekä johtolähtöjen eri suureita. Näitä muuntajatyyppejä ovat esimerkiksi vaihevirtamuuntaja, kaapelivirtamuuntaja ja jännitemuuntaja. Virtamuuntajien tehtävänä on muuntaa kaapeleissa kulkeva virta suoja- ja mittalaitteille sopivalle tasolle, jotta laitteet pystyvät mittaamaan kaapelien kuormitus- ja vikavirtoja. Mittauksissa käytetään käyttötarkoituksesta riippuen joko vaihevirtamuuntajia tai kaapelivirtamuuntajia. Vaihevirtamuuntajia käytetään kuormitusvirtojen sekä vikavirtojen suuruuden mittaamiseen. Kaapelivirtamuuntajalla voidaan mitata hyvin pieniä maasulkuvirtoja. Maasulkuvirtojen valvonta voidaan toteuttaa myös vaihevirtamuuntajien summakytkennällä. Virtamuuntajien mitoituksen kannalta tärkeitä ominaisuuksia ovat esimerkiksi mitoitusensiövirta ja -toisiovirta, mitoitustaakka sekä mittatarkkuusluokitus. (ABB 2000: 286; Elovaara & Haarla 2011b: 221)

Virtamuuntajien standardisoidut ensiövirrat  $I_{np}$  ovat 10 A, 12,5 A, 15 A, 20 A, 25 A, 30 A, 40 A, 50 A, 60 A ja 75 A. Lisäksi on saatavilla näiden arvojen kymmenkerrannaiset virrat. Standardisoidut toisiovirrat ovat 1 A, 2 A sekä 5 A. Näistä 1 A ja 5 A ovat kaikkein käytetyimpiä. Digitaalisten mittarien pienen taakan vuoksi 1 A toisiovirta on yleinen. (ABB 2000: 286)

Virtamuuntajan taakka tarkoittaa suurinta kuormaa, joka voidaan kytkeä muuntajan toisioon. Tähän kuormaan kuuluvat esimerkiksi johdot, liittimet ja mittarit. Taakka ilmoitetaan tyypillisesti yksikössä VA. Virtamuuntajien standardisoidut mitoitustaakat  $S_n$  ovat 2,5 VA, 5 VA, 10 VA, 15 VA ja 30 VA. Järjestelmästä riippuen voidaan käyttää myös suurempia mitoitustaakan arvoja. (ABB 2000: 286; Sähköinfo Oy 2014)

Mittaussydämen tarkkuutta käsitellään virtavirheen  $I_e$  sekä kulmavirheen avulla. Virtavirhe ilmoittaa, miten paljon nimelliseen muuntosuhteeseen perustuva ensiövirta, jossa tyhjäkäyntivirtaa ei huomioida, eroaa todellisesta ensiövirrasta ja se lasketaan yhtälöllä

$$I_e = \frac{\mu_n I_s - I_p}{I_p} \cdot 100 \%, \quad (1)$$

missä  $\mu_n$  on nimellinen muuntosuhde,  $I_s$  on todellinen toisiovirta ja  $I_p$  on todellinen ensiövirta.

Kulmavirhe on kääntäen verrannollinen kulmanopeuden sekä toisioaikavakion tuloon ja se ilmoittaa ensiön ja toision välisen vaihesiirron. Suurin sallittu virta- ja kulmavirhe määräytyy taulukossa 2 esitettyjen mittatarkkuusluokkien sekä todellisen ja nimellisen ensiövirran suhteen mukaan. (ABB 2000: 287; Elovaara & Haarla b 2011: 200)

**Taulukko 2.** Mittaussydämien tarkkuusluokat. (ABB 2000: 287)

Luokka	$I_e$ (%)					Kulmavirhe (min)			
	$I_p = I_{np} x$					$I_p = I_{np} x$			
	0,05	0,2	0,5	1,0	1,2	0,05	0,2	1,0	1,2
0,1	±0,4	±0,2	-	±0,1	±0,1	±15	±8	±5	±5
0,2	±0,75	±0,35	-	±0,2	±0,2	±30	±15	±10	±10
0,5	±1,5	±0,75	-	±0,5	±0,5	±90	±45	±30	±30
1	±3,0	±1,5	-	±1,0	±1,0	±180	±90	±60	±60
3	-	-	±3,0	-	±3,0	-	-	-	-
5	-	-	±5,0	-	±5,0	-	-	-	-

Taulukon 2 luokkien lisäksi mittaussydämille on määritelty tarkkuusluokat 0,2S ja 0,5S, joiden mitoitusvirta toisiossa on 5 A ja joiden tarkkuudet on määritelty myös 0,01-kertaisille nimellisvirran arvoille. (ABB 2000: 287; Elovaara & Haarla 2011b: 203)

Suojaussydämen tarkkuusluokat sekä suurimmat sallitut virheet esitetään taulukossa 3.

**Taulukko 3.** Suojaussydämien tarkkuusluokat. (ABB 2000: 288)

<b>Luokka</b>	<b><math>I_e</math> (%)</b>	<b>Kulmavirhe (min)</b>
5P	±1	±60
10P	±3	Linearisoidulla muuntajalla: ±150

5P-luokkaa käytetään ylikuormitussuojaukseen ja 10P-luokkaa ylivirtasuojaukseen. (ABB 2000: 290)

Mitattaessa sydämien tarkkuutta, taakan tehokerroin tulee olla 0,8 ind, kun taakka on yli 5 VA ja 1, kun taakka on alle 5 VA. (ABB 2000: 287–288)

Tarkkuusrajakerroin tarkoittaa tarkkuusrajavirran ja ensiövirran suhdetta. Standardisoituja tarkkuusrajakertoimia ovat 5, 10, 15, 20 sekä 30. Tarkkuusrajakerroin ilmoitetaan yleensä muuntajan tyypissä tarkkuusluokan jälkeen. Muuntajan toimiessa tarkkuusrajavirralla sen yhdistetty virhe  $\varepsilon_0$  on 10P-luokassa enintään 10 % ja 5P-luokassa enintään 5 %. Yhdistetty virhe voidaan laskea yhtälöllä

$$\varepsilon_0 \approx \frac{I_0}{I_p} \cdot 100 \%, \quad (2)$$

missä  $I_0$  = virtamuuntajan tyhjäkäyntivirta. Yhdistetystä virheestä on olemassa tarkempikin määritelmä, joka huomioi muuntajan magnetointikäyrän epälineaarisuuden. (ABB 2000: 288)

#### 2.2.4 Jännitemuuntajat

Jännitemittamuuntajat muuntavat kiskostojen jännitteen muille laitteille soveltuvaksi. Jännitemuuntajan avulla voidaan valvoa esimerkiksi kojeiston jännitetasoa ja nollajän-

nitteitä. Jännitemuuntaja voi olla joko kapasitiivinen tai induktiivinen, joista induktiivinen on yleinen vaihtoehto keskijännitteellä. Tyypillisesti kytkinasemien jännitemuuntajissa on kaksi toisiokäämiä, joista toinen on mittaus- tai suojauskäämi ja toinen avokolmiokäämi. Mittaukseen voidaan käyttää joko mittauskäämiä tai suojauskäämiä. Suojauskäämiä käytetään suojauksessa. Avokolmiokäämiä hyödynnetään maasulkujen valvonnassa. Merkittäviä jännitemuuntajan valintaan liittyviä piirteitä ovat ensiö- ja toisiojännitteet, mitoituskaakka sekä tarkkuusluokitus. (ABB 2000: 292; Elovaara & Haarla 2011b: 217)

Jännitemuuntajan ensiön kytkennästä ja verkon maadoitustavasta riippuen muuntajan nimellisjännite on voitava ylittää tietyn ajan. Tätä nimellisen jännitteen ylitystä kuvataan mitoitusjännitekertoimella  $k_R$ . Taulukossa 4 esitetään eri verkon maadoitustapojen sekä ensiön kytkentätapojen ylikuormitusaikoja ja nimellisjännitekertoimia. (ABB 2000: 292; Elovaara & Haarla 2011b: 216)

**Taulukko 4.** Mitoitusjännitekertoimet eri ylikuormituksen kestoilla sekä maadoitus- ja kytkentätavoilla. (Elovaara & Haarla 2011b: 216)

$k_R$	Ylikuormituksen kesto	Maadoitus- ja kytkentätapa
1,2	Jatkuva	Kaikilla maadoitustavoilla vaiheiden välissä sekä tehomuuntajan tähtipisteen ja maan välissä
1,2	Jatkuva	Tehollisesti maadoitetuissa verkoissa vaiheen ja maan välissä
1,5	30 s	
1,2	Jatkuva	Ei-tehollisesti maadoitetuissa verkoissa, joissa on automaattinen maasulun laukaisu, vaiheen ja maan välissä
1,9	30 s	
1,2	Jatkuva	Sammutetuissa verkoissa, joissa ei ole automaattista maasulun laukaisua tai maasta erotetuissa verkoissa vaiheen ja maan välissä
1,9	8 h	

Jännitemuuntajien toisiokäämit voivat olla joko suojaus-, mittaus- tai avokolmiokäämejä. Suojaus- ja mittauskäämejä käytetään nimiensä mukaisesti verkon suojaukseen ja energian mittaamiseen. Avokolmiokäämillä voidaan havaita verkossa tapahtuvia maasulkuja. Käämityyppien standardisoidut nimelliset toisiojännitteet ensiökäämin eri kytkentätavoilla esitetään taulukossa 5.

**Taulukko 5.** Standardisoidut toisiokäämin nimelliset jännitteet. (ABB 2000: 293)

Käämityyppi	Ensiökäämi tähtipisteen ja maan välissä tai vaiheiden välissä	Ensiökäämi vaiheen ja maan välissä
Suoja- ja mittauskäämi	100 V, 110 V sekä 200 V	$100/\sqrt{3}$ V, $110/\sqrt{3}$ V sekä $200/\sqrt{3}$ V
Avokolmiokäämi	-	$100/3$ V, $110/3$ V sekä $200/3$ V

Jännitemuuntajien standardisoidut mitoitusastat vaihtelevat välillä 10–500 VA, joista suositellut taakat ovat 10 VA, 25 VA, 50 VA, 100 VA, 200 VA sekä 500 VA. (ABB 2000: 293)

Jännitemuuntajien tarkkuusluokat pohjautuvat muuntajien häviöistä aiheutuviin jännitevirheeseen  $U_e$  ja kulmavirheeseen. Jännitevirhe kuvaa, miten paljon todellinen jännite eroaa nimellisen muuntosuhteen perusteella lasketusta jännitteestä ja se voidaan laskea yhtälöllä

$$U_e = \frac{\mu_n U_s - U_p}{U_p} \cdot 100 \%, \quad (3)$$

missä  $U_s$  on todellinen toisiojännite ja  $U_p$  on todellinen ensiöjännite.

Kulmavirhe vastaa jännitemuuntajan ensiö- ja toisiojännitteiden välistä vaihesiirtoa. (ABB 2000: 293; Elovaara & Haarla 2011b: 215)

Taulukossa 6 esitetään suurimmat sallitut jännite- ja kulmavirheen määräävät mitta-, suoja- sekä avokolmiokäämien eri tarkkuusluokat.

**Taulukko 6.** Mitta- suoja- ja avokolmiokäämien tarkkuusluokat. (Elovaara & Haarla 2011b: 217)

<b>Luokka</b>	<b><math>U_e</math> (%)</b>	<b>Kulmavirhe (min)</b>
0,1	$\pm 0,1$	$\pm 5$
0,2	$\pm 0,2$	$\pm 10$
0,5	$\pm 0,5$	$\pm 20$
1	$\pm 1,0$	$\pm 40$
3	$\pm 3,0$	-
3P	$\pm 3,0$	$\pm 120$
6P	$\pm 6,0$	$\pm 240$

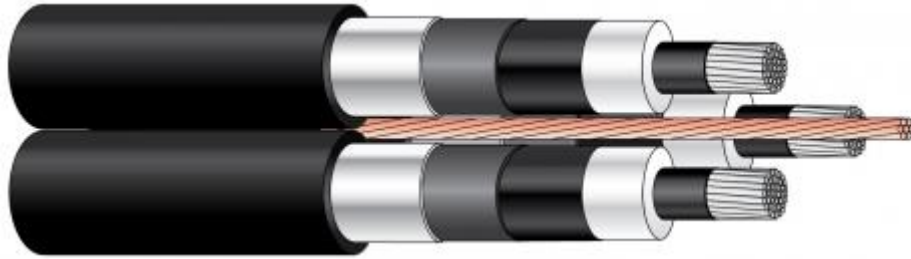
Tarkkuusluokkien 0,1–3 tulee täytyä, kun jännite on 0,8–1,2 -kertainen nimellisjännitteeseen nähden. Suojuskäämien tulee täyttää lisäksi myös luokkien 3P ja 6P vaatimukset, kun jännite on 0,02, 0,05, 1 sekä  $k_R$ -kertainen nimelliseen nähden. Suojuskäämiä voidaan käyttää myös mittaukseen. Avokolmiokäämiä koskevat ainoastaan tarkkuusluokkien 3P ja 6P vaatimukset. (Elovaara & Haarla 2011b: 216)

## 2.3 Keskiännitekaapelointi

### 2.3.1 Keskiännitekaapelit

Keskiännitekaapelien avulla voimalat liitetään tuulipuiston sähköverkkoon, ja sen myötä Suomen kantaverkkoon. Tyypillisesti tuulipuistoissa käytetään kuvan 2 kaltaista AHXAMK-W-kolmi- tai yksivaihekaapeleita.





**Kuva 2.** 20 kV AHXAMK-W-keskijännitekaapeli. (Reka 2017b)

Keskijännitekaapelien uloin kerros, eli vaippa on tyypillisesti PE- (polyeteeni) tai PVC-muovia (polyvinyylidikloridi). Vaipan alla on alumiinimuovi-laminaatista tai kuparista valmistettu maadoitusjärjestelmään kytkettävä kosketussuoja. Kosketussuojan alla on puolijohtavia kerroksia sekä yleisimmin XLPE-muovista (ristisilloitettu polyeteeni) valmistettu eristekerros. Johdinmateriaalina käytetään normaalisti alumiinia. Lisäksi kaapelin mukana asennetaan keskusköysi maadoituskytkentöjä varten. (Reka 2017a)

Keskijännitekaapeloinnin suunnittelu on tärkeä osa tuulipuiston sähköjärjestelmän suunnittelua. Suuren kaapelointimäärän vuoksi kaapeloinnin investointi- ja häviökustannukset ovat merkittäviä. Pienetkin muutokset keskijänniteverkon rakenneperiaatteissa voivat saada aikaan merkittäviä säästöjä.

### 2.3.2 Jakokaapit

Kaapelijakokaapit ovat kuvan 3 tapaisia kaapelireiteillä sijaitsevia maakaapelien kytkentäpisteitä, jotka voivat kaapeliliitäntöjen lisäksi sisältää kiskostoja sekä kytkin- ja mittalaitteita.



**Kuva 3.** Kaapelijakokaappi. (ABB 2015)

Tyypillisesti tuulivoimapuistoihin asennettavat jakokaapit sisältävät vain kiskot ja kaapeliliitokset, sillä johtolähtöjen suojaus ja energiamittaus toteutetaan yleensä sähköasemalla. Jakokaappien ominaisuudet vaihtelevat hyvin vahvasti valmistajan mukaan. Tällä hetkellä maatuulipuistojakokaappien yleisin nimellisvirta markkinoilla on 630 A, mutta kaappeja on saatavilla myös 250 A. Merituulipuistosovelluksiin jakokaappeja on tarjolla 1250 A nimellisvirtoihin saakka. Pääosin kaappeihin voidaan kytkeä 3–4 kaapelia ja kytkettävien kaapelien poikkipinnat ovat yleisimmin 150–630 mm<sup>2</sup> välillä. Jotkut valmistajat tekevät erikoistilauksesta jakokaappeja myös 800 mm<sup>2</sup> ja 1000 mm<sup>2</sup> -kaapeleille. Tällöin kuitenkin kaapelien lukumäärää voidaan joutua rajoittamaan. Osa valmistajista tekee kaappeja tietyille jännitteille, kuten 24 kV, mutta tiettyjen valmistajien kaappeja voidaan soveltaa aina 42 kV jännitteille saakka. (ABB 2015; Nexans 2017)

## 2.4 Kompensointilaitteet

### 2.4.1 Maasulkuvirran kompensointi

Suomen keskijänniteverkot ovat pääosin maasta erotettuja, jolloin maasulun aikaiset vikavirrat koostuvat pääosin kaapelien syöttämästä varausvirrasta. SFS 6001 -standardien turvallisuusmääräysten asettamien rajojen vuoksi vikojen aikaisia kosketus-

jännitteitä voidaan joutua alentamaan eri menetelmillä. Näitä ovat esimerkiksi järjestelmän maadoitusresistanssin pienentäminen, maasulkusuojauksen toiminnan nopeuttaminen tai kompensointilaitteiston asentaminen. Näistä vaihtoehdoista suojauksen toiminnan nopeuttaminen on suositeltavin vaihtoehto edellyttäen, että lyhyemmän katkaisuaian käyttäminen on mahdollista. Epäedullisten maadoitusolosuhteiden vuoksi maasulkuvirran kompensointi kuristimella voi olla ainoa vaihtoehto standardivaatimusten täyttämiseksi. (Lakervi & Partanen 2009: 189; Elovaara & Haarla 2011a: 210)

Kompensointikuristin asennetaan verkon tähtipisteen ja maan väliin joko keskitetysti asemalle tai hajautetusti johtolähdöittäin. Maasta erotetussa verkossa kuristin asennetaan hakatähtikytketyn maadoitusmuuntajan tähtipisteen ja maan väliin. Erillisen muuntajan tarve tekee hankinnasta suhteellisen kalliin. Kuristimen tulee olla säädettävä siten, että induktanssi saadaan vastaamaan kytkentätilanteiden mukaan muuttuvaa maakapasitanssia. Sääto voi tapahtua esimerkiksi kuristimen ilmarakoa muuttamalla. Maasulkuvirran kompensointikuristimia on saatavilla 6–145 kV jännitteille 125 kVar– 30 MVar tehoilla. (ABB 2000: 254; ABB 2011; Elovaara & Haarla 2011a: 210)

#### 2.4.2 Loistehon kompensointi

Suomen kantaverkkojen stabiilisuuden ylläpitämiseksi voimaloiden järjestelmäteknisissä vaatimuksissa on määritelty vähimmäisvaatimukset loistehon tuotannolle ja kulutukselle. Mikäli loistehoa ei kyetä tuottamaan tai kuluttamaan riittävän paljon, joudutaan puiston sähköverkkoon asentamaan kondensaattoriparistoja tai kuristimia, jotka tuottavat tai kuluttavat tarvittavan määrän loistehoa. Rinnakkaiskompensointilaitteet ovat sarjaan asennettuja laitteita kokonaisuutena yksinkertaisempia, sillä erillisiä ohituserottimia ja -katkaisijoita tai haastavia ylijännitesuojauksia ei tarvita. (Elovaara & Haarla 2011b: 232)

Kondensaattoriparistot koostuvat monista sarjaan- ja rinnankytketyistä kondensaattoriryksiköistä, suoja- ja kytkinlaitteistoista sekä purkausvastuksista. Pariston nimellisjännite ja sen tuottama loisteho määräytyy yksikköjen sarja- ja rinnakkaisytkentöjen lukumäärän perusteella. Suomen keskijänniteverkoissa rinnakkaiskondensaattoriparistot

ovat loistehoiltaan 1–5 MVar. Paristojen kondensaattorit ovat yleensä suojattu sisäisillä sulakkeilla, mutta niiden lisäksi vaaditaan myös pääsulakkeen tai relesuojauksen käyttöä. Keskijännitteellä purkausvastusten tulee purkaa kondensaattorin varaus siten, että sen jännite on 75 V kymmenen minuutin kuluttua kytkennästä. (ABB 2000: 280; Elovaara & Haarla 2011b: 228–229)

Rinnakkaiskuristimien yleisin käyttötarkoitus on pienellä kuormituksella toimivien joihtojen ja kaapelien tuottaman loistehon kompensointi, mutta niitä voidaan soveltaa myös riittävän loistehokapasiteetin saavuttamiseen. Suomen keskijänniteverkoissa käytetyt rinnakkaiskuristimet ovat tyypillisesti öljyeristeisiä ja rautasydämettömiä. Öljyeristeiset rinnakkaiskuristimet soveltuvat hyvin sähköasema-asennuksiin pienen tilantarpeensa vuoksi. (Elovaara & Haarla 2011b: 225 & 227)

### 3 KESKIJÄNNITEKAAPELOINNIN MITOITUS

#### 3.1 Kaapelityyppi

Tuulipuistojen keskijänniteverkko on lähes poikkeuksetta toteutettu maakaapeloinnilla, ilmajohtoverkon vika-alttiuden ja suuren tilatarpeen vuoksi. Maakaapelit voidaan asentaa tienpientareeseen yksityisten omistajien maiden sijaan, jolloin lupa-asiat helpottuvat huomattavasti. Kaapelityyppiä valittaessa tulee varmistaa, että kaapelin nimellisjännite vastaa puiston keskijännitetasoa.

Tuulipuistoissa käytetyt kaapelit ovat suurimmaksi osin kolmijohdinkaapeleita, mutta suuret kaapelikoot ovat usein yksijohtimisia. Nimestään huolimatta kaapelivalmistajien toimittamat kolmijohdinkaapelit ovat tyypillisesti keskusköyden ympärille kerrattuja yksivaihekaapeleita. Kaapelien johdinmateriaali on usein alumiini. Yleisin Suomen tuulipuistojen keskijänniteverkossa käytetty kaapelityyppi on hyvän tarjonnan takia AHXAMK-W-kolmi- tai yksijohdinkeskijännitekaapeli. Muita yleisesti saatavilla olevia kaapelityyppejä ovat esimerkiksi AHXAMK-WM, AHXAMK-WP, AHXAMK-WPL ja AHXCMK-WTC. (Reka 2017)

Kaapelin uloin kerros eli vaippa on tyypillisesti PE tai PVC-muovia. Yleisin eristemateriaali on XLPE-muovi. Sen lisäksi eristeenä käytetään PE:tä ja EPR:ää (eteeni-propeenikumi) sekä vanhoissa keskijännitekaapeleissa öljypaperia. XLPE on kehittyneempi versio PE-muovista. Se kestää paremmin mekaanisia rasituksia ja lämpenemistä. Tuulipuistojen kaapeloinnissa kaksi potentiaalisinta eristetyyppiä ovat XLPE ja EPR. Taulukossa 7 vertaillaan XLPE ja EPR-eristeisten kaapelien ominaisuuksia keskenään. (Chan, Hartley & Hiivala 1993; Nexans 2008)

**Taulukko 7.** XLPE- ja EPR-eristetyyppien vertailu (Anixter 2017: 55)

<b>XLPE</b>	<b>EPR</b>
Alhaisempi hinta	Parempi lämpökestoisuus
Pienemmät dielektriset häviöt	Kestää paremmin taivuttelua
Vastustaa paremmin kemikaaleja	Pienempi lämpölaajeneminen
Mekaanisesti lujempi	Sietää kosteutta paremmin
-	Kestää paremmin auringon säteilyä

Taulukon 7 perusteella tuulipuistojen keskijännitekaapeloinnissa olisi suositeltavaa käyttää XLPE-eristeisiä kaapeleita alhaisemman hinnan, paremman mekaanisen kestävyuden sekä pienempien häviöiden vuoksi, sillä puistojen kaapelointimäärä on suuri ja asennus tehdään maahan. EPR kestää kosteutta paremmin, jolloin sen voisi olettaa vikaantuvan harvemmin, mutta myöhemmin tässä työssä esiteltävien vikataajuuksien ja laskelmien perusteella ero ei tule olemaan merkittävä taloudellisesta näkökulmasta.

Kaapelien mukana tulee yleensä kuparinen tai alumiininen keskusköysi maadoitusta varten. Köysi kytketään voimalan tai sähköaseman maadoituskiskolle, jolloin verkon osat muodostavat yhden ison potentiaalintausjärjestelmän. Maadoitussuunnittelun yhteydessä tulee varmistaa, että keskusköyden poikkipinta-ala on riittävä. Kaapelin kosketussuojana toimii tyypillisesti kuparilankakerros tai alumiini-muovilaminaatti, ja sen tehtävänä on kosketussuojauksen lisäksi sähkökenttien hallinta. Kosketussuojan tarkoituksena on myös toimia vika- ja varausvirtojen pitkittäissuuntaisena kulkureittinä sekä häiriösuojana esimerkiksi kaapelin läheisyyteen osuvia salamaniskuja vastaan. Kuparilankakerros kestää suurempia maasulkuvirtoja, mutta ei ole poikittaissuunnassa yhtä vesi- ja kosteustiivis, kuin alumiini-muovilaminaatti, jolla varustetut kaapelit sopivat erinomaisesti tuulipuistojen keskijännitekaapelointiin. Hyvän kosteussuojan ansiosta eristevaurioista syntyvät vesipuut eivät pääse aiheuttamaan vikatilanteita. Lisäksi tuuli-

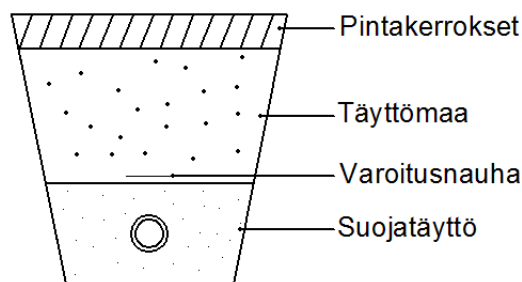
puistoalue on yleensä hyvin laaja, jolloin maasto-olosuhteet voivat vaihdella paikallisesti hyvinkin paljon ja sisältävät esimerkiksi suoalueita tai muita kosteita maastoja. Kosketussuoja kytketään yleensä vain yhdestä päästä maadoitusjärjestelmään, jotta siihen indusoituvat virrat eivät laske kaapelin kuormitettavuutta. Kosketussuoja tulee kytkeä kummastakin päästä, mikäli kaapeli on yli 300 metriä pitkä. (Heinhold 1990: 45; Elovaara & Laiho 1999: 375; ABB 2000: 100; Reka 2017)

Suurin osa keskijännitekaapeleista on suojattu kosteudelta pitkittäis- ja poikittaissuunnassa. Kosteussuojattuun kaapeliin ei pääse muodostumaan vaurioita, jolloin kaapelin elinikä pitenee. Vesistöihin tai erittäin märkiin olosuhteisiin asennettavia kaapeleita on saatavilla erikseen. Näitä ovat esimerkiksi Prysmianin AHXAMKPJ-W -kaapelit. Syviin vesistöihin asennettavat kaapelit tulee olla vahvistettu armeerauksella kaapelilaskun aikaisten vetorasitusten, jäärasitusten, laiva- ja veneliikenteen sekä pohjavirtauksien aiheuttamien mekaanisten rasitusten vuoksi. Tarvittaessa kaapeliin on kiinnitettävä myös upotuspainoja. (Energiateollisuus 2012: 15; Prysmian 2017)

Kaapelityyppi on hyvä valita kaikista helpoimmin saatavilla olevista kaapeleista. Tällöin hankintahinta on alhainen ja asentaminen yksinkertaisempaa.

### 3.2 Asennustapa

Kaapelien asennustavalla on suuri vaikutus kaapelin kuormitettavuuteen sekä muihin kaapelin ominaisuuksiin. Asennustapaa päätettäessä tulee huomioida maaperän tyyppi sekä erilaiset ympäristölliset vaatimukset. Kaapelit voidaan asentaa mekaanisesti suojaavaan putkeen tai kouruun. Kaapeliojat voidaan tehdä joko kaivamalla, auraamalla tai jyrsimällä. Tyypillisesti kaapelit asetetaan maakaapeliojaan kuvan 4 tapaisesti.



**Kuva 4.** Kaivetun keskijännitemaakaapeliojan rakenne.

Ojan pohjalle asetetaan tarvittaessa asennusalusta tai maalajien sekoittumisen estävä suodatinkangas. Tämän jälkeen kaapeli peitetään kaapelia mekaanisesti suojaavalla hiekalla. Kaapelin yläpuolelle suojatäytön ja täyttömaan puoliväliin tai 0,3 m syvyydelle asetetaan varoitusnauha ja ylempi kerros täytetään täyttöaineksella. Kaapelin asennussyvyys on oltava vähintään 0,7 m. Olosuhteista ja asiakkaasta riippuen voidaan edellyttää suurempaakin asennussyvyyttä, mutta esisuunnittelussa on hyvä lähteä asennussyvyydestä 0,7 m. (Energiateollisuus 2012: 8; Rakennustietosäätiö 2015)

Mikäli ojaan on tarkoitus laittaa useampi kaapeli, on niiden välinen etäisyys toisistaan oltava vähintään kaapelin halkaisijan suuruinen. Asennettaessa kaapeleita putkeen, on putkien pienin sallittu etäisyys toisistaan 5 cm. Mikäli kaapelit asennetaan suojakouruihin, voivat kourut olla kosketuksissa toisiinsa. Yksijohtimiset kaapelit asennetaan joko taso- tai kolmioasennuksena, jolloin niiden kuormitettavuudet ja induktanssit muuttuvat. Jotkut valmistajat ilmoittavat arvot erikseen kummallekin asennustavalle. Kaapelien asettaminen kolmioon säästää huomattavasti tilaa, mistä on hyötyä alueilla, joissa leveämmän ojan kaivaminen on kallista tai vaikeaa. Tasoon asennettaessa puolestaan maakaapelien kuormitettavuutta on helppo parantaa kasvattamalla yksittäisten kaapelien välimatkaa toisiinsa nähden tai asentamalla kaapelit erillisiin ojiin. (Energiateollisuus 2012: 19–20)

Kaapelireitin valintaa ja maakaapeliojien hinnan laskemista on helpotettu jakamalla kaivuolosuhteet neljään eri ympäristöolosuhdeluokkaan: helppo, tavallinen, vaikea ja



erittäin vaikea olosuhde. Luokat on määritelty CORINE Land Cover (CLC) -aineiston perusteella Energiaviraston julkaisussa seuraavasti:

### **Helppo olosuhde**

- kaikki asemakaavan ulkopuoliset harvaan asutut omakotitaloalueet
- liikenne on vähäistä, teitä on vähän eivätkä ne ole yleensä päällystettyjä
- muita virtapiirejä ei ole paljon

### **Tavallinen olosuhde**

- asemakaava-alueet, kuten taajama, keskustojen reuna-alueet sekä aluekeskusten keskustat
- tiet ovat päällystettyjä
- sisältää palvelukeskuksia sekä urheiluun varattuja rakennuksia ja alueita
- enemmän virtapiirejä, kuin helpossa olosuhteessa

### **Vaikea olosuhde**

- tiiviisti rakennetut asuinalueet, kuten keskustojen reuna-alueet
- paljon liikennettä ja pysäköintiä
- suurin osa teistä päällystettyjä tai erikoispäällystettyjä
- sisältää teollisuus- sekä palvelu- ja toimistoalueita
- sisältää liikenne-, satama- ja lentokenttäalueita

- sisältää kalliomaita
- kaivutyö edellyttää ojamiehen käyttöä ja/tai massan siirtoa
- useita muita virtapiirejä

### **Erittäin vaikea olosuhde**

- hyvin tiiviisti rakennetut alueet, kuten suurten kaupunkien ydinkeskustat
- paljon liikennettä, pysäköintiä ja kalliita liikenteen erityisjärjestelyitä
- kaikki tiet ovat päällystettyjä ja erikoispäällystettyjä katuja on hyvin paljon
- sisältää teollisuus- sekä palvelu- ja toimistoalueita
- kaivutyö edellyttää ojamiehen käyttöä ja/tai massan siirtoa
- projekti edellyttää yötoita
- useita muita virtapiirejä
- maanalaisia tiloja, kuten parkkihalleja.

Tyypillisin tuulipuistojen ympäristöolosuhdeluokka on helppo olosuhde, sillä puistot sijaitsevat useimmiten asemakaavan ulkopuolisilla maaseuduilla. Näillä alueilla tavallisen olosuhteen hintaa tulee käyttää päällystetyillä tielinjoilla sekä rakennettujen alueiden läheisyydessä. Tuulivoimaloita voidaan rakentaa lähelle teollisuusalueita, jolloin kaapeleita joudutaan vetämään vaikean ympäristöolosuhteen alueiden lävitse. Tuulipuistoja ei kuitenkaan juuri koskaan rakenneta tiheästi rakennetuille taajama- tai keskusta-alueille, joten erittäin vaikea ympäristöolosuhde tulee hyvin harvoin vastaan. Luokitus valitaan helpomman olosuhteen mukaan, mikäli kaapelireitti kulkee kahden eri ympäristöolosuhdeluokan läheisyydessä. Maakaapeliojan pituutta voidaan arvioida jakamalla

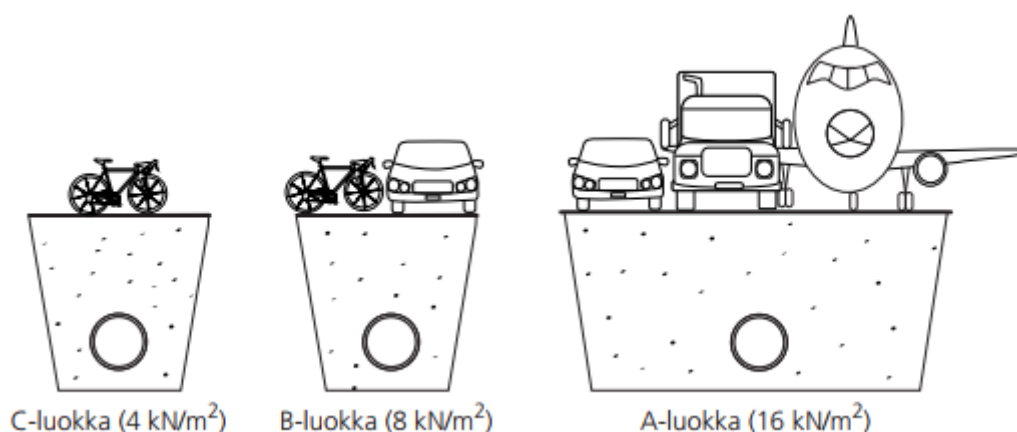
kaapelimäärä samassa ojassa kulkevien kaapelien keskimääräisellä lukumäärällä eli yhteiskäyttösuuskertoimella. (Energiavirasto 2011)

Maakaapelioiden ympäristöolosuhdeluokkien yksikköhinnat ovat liitteessä 1. Huomion arvoista on, että vaikeaan ja erittäin vaikeaan olosuhteeseen kaivetun maakaapelioiden yksikköhinta on moninkertainen helppoon ja tavalliseen olosuhteeseen kaivettuun maakaapelioiden nähden. Yksi maakaapeliokilometri vaikeassa ympäristöolosuhteessa vastaa noin 7,2 maakaapeliokilometriä helppossa ja 3,2 maakaapeliokilometriä tavallisessa olosuhteessa. Erittäin vaikeaan olosuhteeseen verrattuna luvut ovat noin kaksinkertaiset. Tästä johtuen on harkittava hyvin tarkkaan eri kaapelireittivaihtoehtoja. Haastavien alueiden kiertäminen voi olla kannattavampaa, vaikkakin kaapelireitti venyisi huomattavasti.

Kaapelireittiä suunniteltaessa tulee varmistua siitä, että reitin varrella oleviin maihin on hankittu maankäyttöluvat yms. sopimukset. Luvat tarvitaan, kun kaapelit asennetaan yksityisen omistajan, yhteisön tai kunnan alueille, tiehoitokunnan tai yksityisen tahon omistamien teiden varteen ja vesialueille. Museovirastoon tai ELY -keskukseen on otettava yhteyttä, mikäli kaapelireitti on suunniteltu muinaismuisto-, perinnemaisema-, suojelu- tai ammattikalastusalueelle. Erityisluvat on haettava myös rautateiden, kaasu- ja vesiputkien sekä laivaväylien alituksille. Lupahakemuksien käsittelyajat voivat olla hyvinkin pitkiä, minkä vuoksi on syytä suunnitella kaapelireitit puiston tieverkoston rinnalle, jolloin erillisiä hakemuksia ei tarvitse tehdä kaapelireittejä varten. (Energiateollisuus 2012: 13)

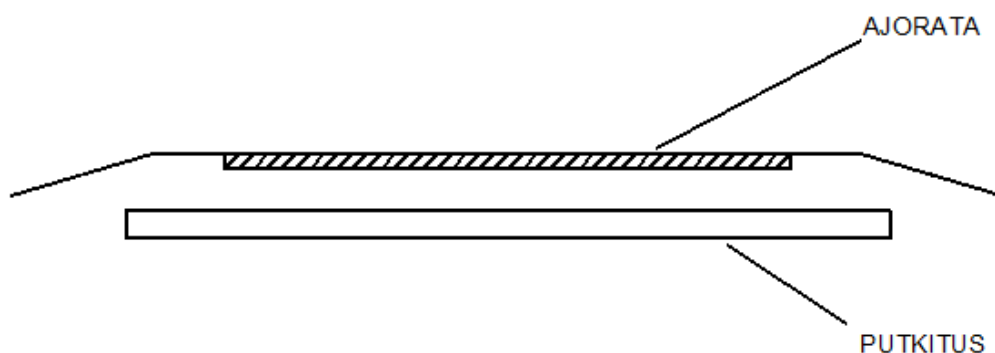
Puiston tieverkoston rakenteesta riippuen voi olla kannattavaa asentaa kaapelit maastoon, mikäli tien varrella kulkevan kaapelin pituus muodostuisi liian pitkäksi eikä kyseessä ole suojeltu alue. Tällöin reitin maastotyyppi tulee selvittää, jotta saavutetaan mahdollisimman hyvä ratkaisu. Optimoinnissa tulee tässä tapauksessa arvioida mahdollisten lupa-asioiden käsittelyn, vesistöalueiden ylittämisen, pelto- tai metsämaan lunastamisen tai metsätilan puuston korvaamisen tuomat haitat ja esteet.

Asennusympäristön mekaanisista suojausvaatimuksista riippuen kaapelit voidaan asentaa suojaputkeen tai -kouruun, tai niiden ylle voidaan asettaa suojalevy. Näitä ympäristöjä ovat esimerkiksi ajoratojen ja rautateiden alitukset sekä liikenneväylien alla kulkevat kaapelireitit. Suojaputket luokitellaan iskulujuuden sekä rengasjäykkyyden mukaan standardissa SFS 5608. Suojaputki tulee valita liikenteen raskauden mukaan kuvan 5 suojaluokkien perusteella. (Pipelife 2012)



**Kuva 5.** Kaapelisuoja putkien lujuusluokitukset. (Pipelife 2012)

Kevyesti liikennöidyillä alueella, kuten jalkakäytävillä, rengasjäykkyys tulee olla vähintään 4 kN/m<sup>2</sup>. Keskiraskaasti liikennöidyillä autoilla jäykkyys tulee olla vähintään 8 kN/m<sup>2</sup> ja raskaasti liikennöidyillä 16 kN/m<sup>2</sup>. Ajoratojen ja rautateiden alitukset voidaan toteuttaa putkittamalla kuvan 6 mukaisesti. Mikäli putkeen asennetaan yksi kaapeli, on putken halkaisijan oltava vähintään 1,5-kertainen kaapelin halkaisijaan nähden. Jos putkeen on tarkoitus asentaa useampi kaapeli, on suoja putken halkaisijan oltava vähintään kaksinkertainen kaapelien halkaisijoiden summaan nähden. Tavoitteena kuitenkin on, että jokaiseen putkeen asennetaan vain yksi kaapeli. (Energiateollisuus 2012: 20–21; Pipelife 2012)



**Kuva 6.** Ajoradan alittaminen putkittamalla. (Rakennustietosäätiö 2015)

Putki voidaan asentaa esimerkiksi kaivamalla tai tunkkaamalla olosuhteista riippuen ja sen tulee ulottua vähintään 0,3 m tienpientareen puolelle. Tuulipuistoissa alitusputkien suojausluokaksi voidaan suositella vähintään A-luokkaa, sillä putkien on suojattava kaapeleita tuulipuiston rakennuksen yhteydessä kulkevan raskaan liikenteen aiheuttamalta mekaaniselta rasitukselta. Rautateiden sekä isojen päällystettyjen ajoratojen alitusten määrä on hyvä pitää mahdollisimman vähäisenä asennuskustannusten pienentämiseksi. (Rakennustietosäätiö 2015)

Mikäli kaapelivalmistaja ei ole erikseen ilmoittanut pienimpiä sallittuja taivutussäteitä, on taivutussäde kaapelin halkaisijaan nähden monijohtimisilla kaapeleilla 12-kertainen ja yksijohtimisilla 15-kertainen. (Energiateollisuus 2012: 21)

### 3.3 Kaapelikoko

Kaapelikoon eli kaapelin johtimien poikkipinnan valinta on tärkein toimenpide keski-jännitekaapeloinnin suunnittelussa. Valitun kaapelin tulee täyttää seuraavat vaatimukset

- Kuormitettavuuden tulee olla riittävä ja sen määrittämisessä tulee huomioida ympäristöolosuhteet sekä kuormituksen mahdollinen kasvu.
- Kaapelin tulee kestää termisen ja dynaamisen oikosulkuvirran aiheuttamat rasitukset kaikissa ennustetilanteissa.

- Kaapelin mekaanisen kestoisuuden tulee olla riittävä.
- Jännitteen alenema ei saa ylittää asetettuja rajoja.

Kaapelin tulee kestää voimaloiden syöttämän kuormitusvirran aiheuttama lämpeneminen eristevaurioiden välttämiseksi. Lisäksi suurimmat termiset ja dynaamiset oikosulkuvirrat eivät saa vaurioittaa kaapelin rakenteita missään tilanteissa. Kaapelin mekaaninen kestoisuus tulee huomioida esimerkiksi vesistöasennuksissa ja taivutusta vaativissa paikoissa. Kaapeloinnin suunnittelussa tulisi huomioida myös jännitteenalenemat, mutta tuulipuistojen keskijännitepuolen johtolähdöt ovat tyypillisesti lyhyitä (alle 10 km), minkä vuoksi alenemat eivät yleensä aiheuta ongelmia. (ABB 2000: 501)

Lähtökohtaisesti kaapelin kuormitettavuuden tulee olla suurempi, kuin sen lävitse kulkeva suurin kuormitusvirta. Tämän ehdon tulee täytyä kaikissa järjestelmän käyttöolosuhteissa. Tällöin kuormitusvirtana käytetään pienimmällä tehokertoimella syötettävää kuormitusvirtaa. Mitoituksessa tulee myös huomioida mahdollisesti esiintyvän jännitteenaleneman aiheuttama virran kasvu voimaloiden kuluttaessa loistehoa verkkoyhtiön tarpeen vaatiessa.

Kuormitettavuuden määrittää kaapelin rakenteiden lämpenemä. Suurin sallittu lämpötila vaihtelee eristetyypin mukaan, ja sen ylittäminen lyhentää kaapelin elinikää. XLPE-eristeisen kaapelien suurin sallittu normaalitoiminnan lämpötila on erityisolosuhteissa 90 °C, mutta maaperän kuivumisesta johtuvan ylikuormittumisvaaran vuoksi rajaksi suositellaan 65 °C. Kaapelien kuormitettavuus voidaan määrittää erilaisten IEC-standardeihin perustuvien laskentamallien avulla, mutta kaapelin rakennekerroksien ja eri asennustapojen lämmönsiirto-ominaisuuksien tarkka määrittäminen on erittäin aikaa vievää, mikäli lämpömallien simulointiin soveltuvia ohjelmistoja ei ole käytettävissä. Tästä johtuen tehokkain menetelmä on standardoitujen kertoimien hyödyntäminen kaapelin kuormitettavuutta  $I_Z$  laskettaessa yhtälöllä (Heinhold 1990: 194; ABB 2000: 505–506)

$$I_Z = I_r \cdot \prod k, \quad (4)$$

missä  $I_r$  on kaapelin nimellinen kuormitettavuus referenssiolosuhteissa ja  $\prod k$  on korjauskertoimien tulo.

Kaapelivalmistajan antama tai standardissa määritelty nimellinen kuormitettavuus  $I_r$  on yleensä laskettu tietyissä referenssiolosuhteissa, minkä vuoksi sen käytön kanssa on oltava tarkkana, jotta oikea kuormitettavuus voidaan määrittää vaikeuksista.  $\prod k$  on useamman eri ympäristö- ja asennusolosuhteen ominaisuuden määräämän korjauskertoimen  $k_n$  tulo. Näitä ominaisuuksia ovat esimerkiksi maan lämpötila ja virtapiirien etäisyys toisistaan. Kertoimet tulee valita epäedullisimman asennusreitien perusteella.

XLPE-eristeisten keskijännitekaapelien korjauskertoimet voidaan valita esimerkiksi Suomessa käytössä olevan SFS 5636 -standardin tai Eurooppalaisen CENELEC HD 620 -standardin mukaan. Liitteessä 2 esitetään SFS 5636 -standardissa määritetyt kuormitettavuudet sekä korjauskertoimet XLPE -eristeisille 20 kV sekä 30 kV kaapeleille. Liitteen taulukoissa 22 ja 23 esitetään SFS 5636 -standardissa ilmoitetut kaapelien kuormitettavuudet, jotka perustuvat seuraaviin referenssiolosuhteisiin:

- kaapelin suurin sallittu lämpötila maassa 65 °C
- maan lämpötila 15 °C
- asennussyvyys 0,7 m
- maa-aineksen lämpöresistiivisyys 1,0 K·m/W.

SFS-standardin kuormitettavuuksia käytettäessä tulee huomioida, että kaapelivalmistajan ilmoittamat arvot kolmijohtimisille kaapeleille on määritelty standardin yksijohtimisten kolmioon asetettujen kaapelien, joiden kosketussuoja on suljettu, mukaan. (Sesko ry 2017)

Standardin taulukoista valitaan epäedullisinta asennusolosuhdetta vastaavat korjauskertoimet, joilla referenssiolosuhteita vastaava nimellinen kuormitettavuus kerrotaan yhtä-

lön 4 mukaisesti. Taulukossa 24 esitettyjen vierekkäisten kolmivaihekaapelien tai yksivaihekaapeliryhmien lukumäärä ja etäisyys toisistaan vaikuttavat hyvin voimakkaasti kaapelin kuormitettavuuteen. Esimerkiksi, kun vierekkäisiä 20 kV AHXAMK-W kaapeleita tai kaapeliryhmiä on 10 kappaletta ja niiden etäisyys toisistaan on 250 mm, on korjauskerroin 0,64. Joskus joudutaan olettamaan, että kaapelit ovat paikoitellen kosketuksissa toisiinsa, jolloin vastaava kerroin olisi 0,46. Taulukon 28 suoja-putkeen asennettujen kaapelien kertoimet ovat suuruusluokaltaan samanlaisia. Poikkeuksena on yksittäisen putkeen asennetun kaapelin korjauskerroin, joka on 0,8. Uusien tuulipuistoprojektien kaapeloinnille voidaan varata paljon tilaa, jolloin viereisten kaapelien vaikutus kuormitettavuuteen voidaan olettaa vähäiseksi. Maankäyttösopimusten tai maan lunastuksien aiheuttamia kustannuksia on kuitenkin arvioitava, mikäli maakaapeliojan leveys on huomattava. Jos ojan leventäminen ei ole mahdollista tai kaapelointia suunnitellaan olemassa olevaan puistoon, optimaalisin ratkaisu kaapelointikustannuksien kannalta saattaa olla kaapelien asentaminen omaan ojaansa, mikäli yhteiseen ojaan asentaminen vaatisi kaksinkertaisen kuormitettavuuden. (Sesko ry 2017)

Asennussyvyyden vaikutus korjauskertoimeen esitetään taulukossa 25. Normaalisissa 0,7 m asennussyvytyksissä kerroin on noin 1, mutta kerroin laskee syvyyden kasvaessa 0,95:een. Korjauskerroin laskee myös maaperän lämpötilan nousun myötä taulukon 29 mukaisesti. Mitoitus tulee tehdä epäedullisimman asennusolosuhteen mukaan, joten kerroin on syytä valita maaperän kesälämpötilojen perusteella. (Sesko ry 2017)

Taulukossa 26 esitetyn kaapelia ympäröivän maa-aineksen lämpöresistiivisyys on merkittävä kaapelin kuormitettavuuteen vaikuttava tekijä. Korjauskerroin on maatyypistä ja sen kosteudesta riippuen 0,63–1,1. Kerroin on matalimmillaan kosteassa savessa ja hiekassa ja korkeimmillaan kuivassa hiekassa. Mitoituksessa tulee huomioida, että tuulipuistoprojekteissa kaapelien suoja-tytönä käytetään tyyppillisesti hiekkaa, jolloin tapauksesta riippuen kaapelit mitoitetaan kuivan hiekan lämmöneristävyuden perusteella. (Sesko ry 2017)

Suomessa yleinen käytäntö on mitoittaa maakaapelit suurimman kuormitusvirran perusteella. Jotta mahdollisimman optimaalisen kaapelin poikkipinnan määrittäminen olisi



mahdollista, tulisi mitoituksessa käyttää kaapelin lävitse kulkevaa kuormituksen vaihtelun huomioivaa mitoitusvirtaa. Tuulivoimalat voivat kuitenkin toimia nimellistehollaan yllättävän pitkiä aikoja. Suomen rannikkoalueella voidaan odottaa yhdessä mittauspisteessä vuoden aikana keskimäärin ainakin kymmeniä vuorokausia, joissa tuulen nopeus on ollut vähintään 14 m/s. Eräiden tuulivoimalavalmistajien tehokäyrien perusteella useimmat voimalat toimivat nimellistehollaan jo 10–12 m/s nopeuksilla. Lisäksi keskijännitemaakaapelien lämpöaikavakiot ovat kaapelin koosta ja asennusolosuhteista riippuen noin yhden tunnin suuruusluokassa. Pienimmillä kaapeleilla lämpöaikavakio on 47 min ja suurimmilla yli tunnin. Lämpöaikavakio tarkoittaa sitä aikaa, missä kaapeli on kuormituksen muututtua saavuttanut 63 % lopullisesta lämpötilastaan. Lopullinen lämpötila saavutetaan karkeasti arvioituna neljän lämpöaikavakion mittaisen jakson jälkeen, eli aiemmin mainitun perusteella noin neljän tunnin jälkeen. Voidaan siis olettaa, että kaapelit saavuttavat loppulämpötilansa nimelliskuormitusjakson aikana. Näistä seikoista johtuen kaapelit on syytä mitoittaa siten, että niiden kuormitettavuus on voimaloiden syöttämää suurinta kuormitusvirtaa isompi, jotta vältetään kaapelia ympäröivän maan kuivumiselta ja kaapelin tai kaapelijatkosten vahingoittumiselta. (ABB 2000: 449; Laskervi & Partanen 2009: 37; Ilmatieteen laitos 2017)

Kuormitettavuutta voidaan lisätä myös asentamalla useampi rinnakkainen kaapeli. Tällöin voidaan moninkertaistaa yhden kaapelin kuormitettavuus, koska kaapeleissa kulkeva virta jakaantuu useamman kaapelin kesken. Rinnakkain asennetuilla kaapeleilla on lisäksi korkeampi kuormitettavuus yhtä poikkipinta-alayksikköä kohden, kuin vastavankokoisella yksittäisellä kaapelilla. Tämä johtuu suuremmasta jäähdytyspinta-alasta sekä virran ahdosta (*skin effect*). Virran ahdossa vaihtovirralla syntyvät magneettikentät kerrostavat virran johtimen pinnan tuntumaan. Tämän kerroksen syvyydestä käytetään termiä tunkeutumissyvyys (*skin depth*). Kerroksen syvyys on riippuvainen johdinmateriaalin sähköisistä ominaisuuksista sekä vaihtovirran taajuudesta. Kun johtimien poikkipinta jaetaan kahteen osaan, niiden yhteenlasketun piirin pituus kasvaa. Virrantiheys on kahden johtimen pinnalla pienempi, koska tunkeutumissyvyys pysyy johtimissa muuttumattomana. Tämä johtaa korkeampaan kuormitettavuuteen yhdessä paremman jäähdytyksen kanssa. (Ott 2009:212 & 245)

Kaapelin tulee kestää oiko- tai maasulun aikaiset termiset sekä dynaamiset vikavirrat. Ekvivalenttinen terminen oikosulkuvirta  $I_{th}$  riippuu yhtälön

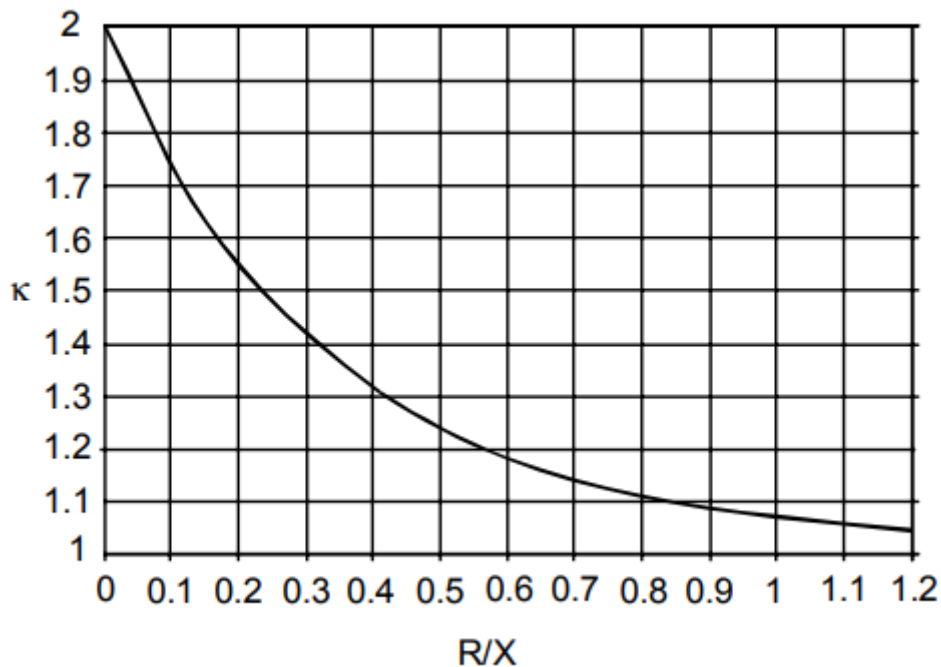
$$I_{th} = I_k'' \sqrt{(m + n)} \quad (5)$$

mukaisesti alkuoikosulkuvirrasta  $I_k''$ , tasa- ja vaihtovirtatekijöistä  $m$  ja  $n$ . Alkuoikosulkuvirran tehollisarvo voidaan laskea yhtälöllä

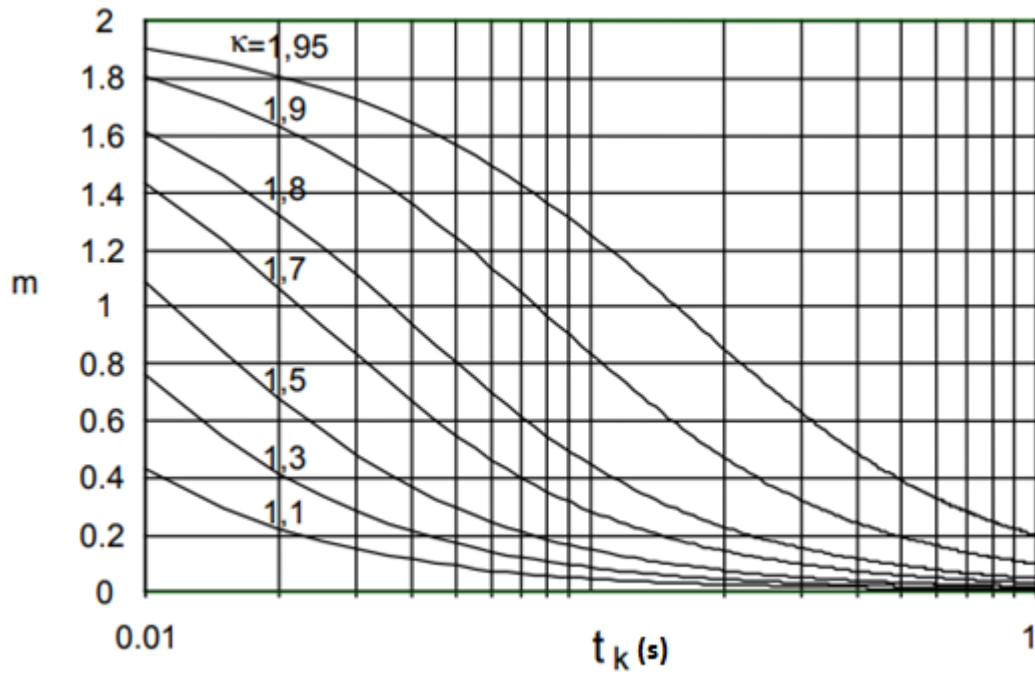
$$I_k'' = \frac{U_v}{Z_k'' + Z_f'} \quad (6)$$

missä  $U_v$  on vikakohdan vikaa edeltävä vaihejännite,  $Z_k''$  on alkutilan verkon impedanssi ja  $Z_f'$  on vikaimpedanssi.

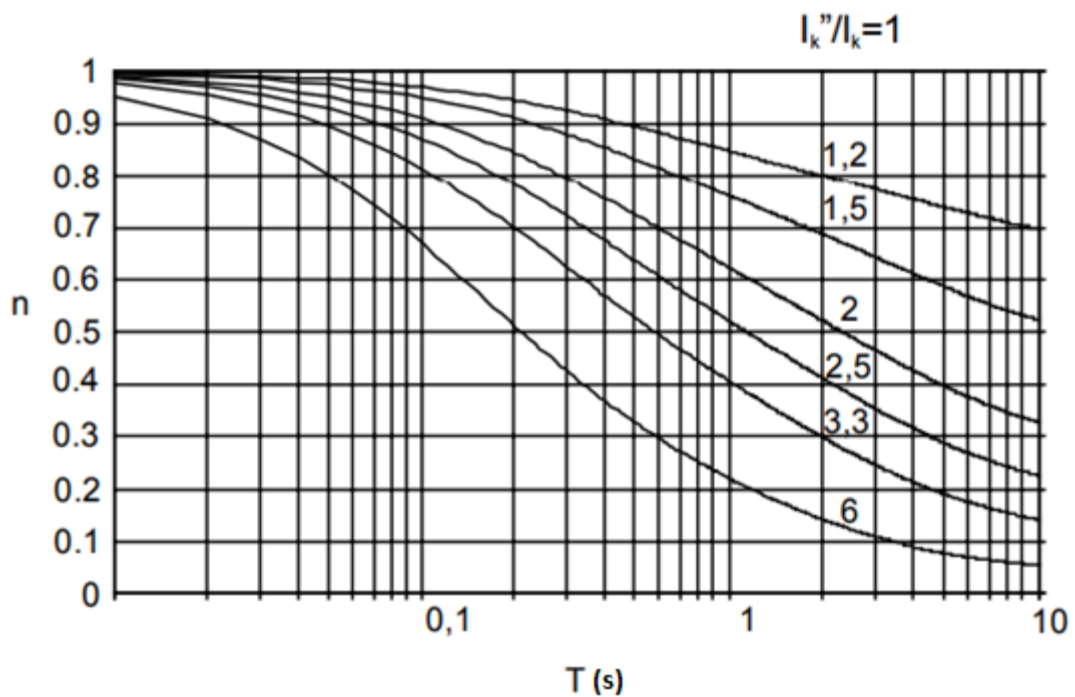
Tekijät  $m$  ja  $n$  voidaan valita kuvien 7–9 avulla.



**Kuva 7.** Piirin resistanssin  $R$  ja reaktanssin  $X$  vaikutus sysäyskertoimen  $\kappa$  suuruuteen. (ABB 2000: 204)



**Kuva 8.** Tasavirtatekijän suhde sysäyskertoimeen ja oikosulun keston. (ABB 2000: 204)



**Kuva 9.** Vaihtovirtatekijän  $n$  suhde alkuoikosulkuvirran  $I_k''$  ja pysyvän oikosulkuvirran  $I_k$  osamäärään sekä aikaan  $T$ . (ABB 2000: 205)

Vian vaikutusajassa on hyvä ottaa huomioon myös ensimmäisen suojausportaan toiminnan häiriintyminen. Tällöin vaikutusaika pitkittyy, minkä vuoksi laskennassa on hyvä käyttää pohjana yhden sekunnin vaikutusaikaa. Mikäli poikkipinnan kasvattaminen tuo tarpeettomia haittoja, on vaikutusaikojä syytä arvioida tarkemmin. Alkuoikosulkuvirrat sekä ekvivalenttiset termiset oikosulkuvirrat voidaan laskea simulointiohjelmien avulla. Kaapelien tuotetiedoissa on yleensä ilmoitettu yhden sekunnin terminen oikosulkukestoisuus, jonka perusteella voidaan määrittää kutakin vikavirran vaikutusaikaa vastaava arvo. Mikäli oikosulun vaikutusaika on 0,2–5 s voidaan kyseistä aikaa vastaava terminen kestoisuus laskea kertomalla yhden sekunnin kestoisuus kertoimella  $1/\sqrt{t_k}$ . (ABB 2000: 504; Elovaara & Haarla 2011a: 175; Elovaara & Haarla 2011b: 84)

Kaapelit on hyvä mitoittaa sillä olettamuksella, että oikosulun kesto on 1 s, jolloin huomioidaan ensimmäisten suojausportaiden epäonnistunut toiminta. Tämä oletama aiheuttaa kaapelikokojen muutoksia yleensä vain voimalajohtohaarojen kauimmissa osissa, joissa pienien kaapelien terminen oikosulkukestoisuus on matalampi. Usein vastaavaan kaapelikokoon päädytään myös häviökustannukset huomioivalla mitoituksella.

Dynaaminen oikosulkukestoisuus liittyy kaapelin mekaaniseen kestoisuuteen. Tuulipuistoissa esiintyvät oikosulkuvirrat ja niiden aiheuttamat mekaaniset voimat voivat olla hyvinkin suuria. Mitoituksen yhteydessä tulee tarkistaa, että kaapelien liittimet ja kaapelipäätteet kestävät dynaamisten oikosulkujen aiheuttamat mekaaniset rasitteet. Suurimmat voimat syntyvät sysäyoikosulkuvirran aikana, joka on noin 2,5-kertainen alkuoikosulkuvirtaan nähden. (ABB 2000: 504)

### 3.4 Kaapelikoon optimointi kustannusten suhteen

Kaapelointiin liittyvät kustannukset koostuvat kaapelin ja sen asentamisen, maakaapeliojan hinnoista sekä häviö- ja keskeytyskustannuksista. Kaapelikoko vaikuttaa näistä merkittävästi kaapelin ja sen asentamisen hintaan sekä häviökustannuksiin. Yksinker-taistettuna suuremman poikkipinnan kaapeli on kalliimpi, mutta sen häviökustannukset ovat pienemmät kuin pienemmän poikkipinnan kaapelilla. Nämä tekijät vaikuttavat

oleellisesti kaapelien lopullisiin poikkipintoihin ja keskijännitekaapeloinnin kokonaisinvestointeihin, joten niitä tulee tarkastella esisuunnittelun yhteydessä huolellisesti. Koska tuulipuiston eliniäksi oletetaan 25 vuotta, on kaapelin kuormitettavuuden ja oikosulkukestoisuuden mukaan valittua poikkipintaa syytä suurentaa yksi tai kaksi poikkipintakokoluokkaa suuremmaksi. Optimoinnilla saavutettu säästö voi olla tuhansia euroja yhtä kaapelikilometriä kohden. Tätä väitettä tuetaan myöhemmin alaluvussa 3.4.3 esitettävien optimointitulosten avulla.

### 3.4.1 Kaapelointikustannukset

Kaapelin hinta kasvaa sen poikkipinnan ja nimellisjännitteen mukaan, suuremman johdin- ja eristemateriaalin määrän vuoksi. Lisäksi kaapelilta vaaditut erityisominaisuudet, kuten kosteussuojaus ja palonkesto nostavat kaapelin yksikköhintaa. Liitteessä 1 esitettyihin keskijännitekaapelien hintoihin sisältyy itse kaapelin hinnan lisäksi asennuskustannukset, joiden voidaan olettaa kasvavan hieman kaapelin poikkipinnan kasvaessa kaapelin painon sekä läpimitan kasvun vuoksi. Kaapeloinnin investointikustannuksia määritettäessä on otettava huomioon myös investointilainan korot. Lainan lyhentämisen aiheuttamat vuotuiset kustannuserät voidaan laskea annuiteettimenetelmällä. Kyseisen menetelmän avulla investointikustannukset voidaan jakaa vuotuisiksi kustannuksiksi kaapelien pitoajalle. Annuiteetti  $\varepsilon$  lasketaan yhtälöllä

$$\varepsilon = \frac{\frac{p}{100}}{1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{p}{100}\right)^{t_1}}}, \quad (7)$$

missä  $p$  on korko ja  $t_1$  on investoinnin pitoaika.

Annuiteetti vastaa vuotuisten kustannuksien suuruutta verrattuna investoinnin kokonaiskustannuksiin. Annuiteetin avulla saadaan todellisempi käsitys investoinnin kustannuksista, jolloin taloudellisimman johdinkoon valinta helpottuu. (Lakervi & Partanen 2009: 43)

Lainarahan hinnan vuoksi lopulliset investointikustannukset kasvavat huomattavasti liitteen 1 hinnoista, mikäli tuulipuiston kaapeloinnin pitoajaksi oletetaan 25 vuotta. Tämä ohjaa voimakkaasti edullisimman kaapelikoon valintaa, sillä suuremman poikkipinnan takaisinmaksuaika pitkittyy investointikustannusten kasvaessa. Koron vaikutusta investointikustannusten suuruuteen havainnollistetaan taulukon 8 avulla, jossa ovat yhtälöllä 7 lasketut annuiteetit sekä vuotuiserien 25 vuoden summa eri korkotasolla.

**Taulukko 8.** Korkoprosentin  $p$  vaikutus investoinnin kokonaiskustannusten suuruuteen.

$p$ (%)	$\varepsilon$ (%)	$\varepsilon \cdot 25$ (%)
1	4,54	114
1,5	4,83	121
2	5,12	128
2,5	5,43	136
3	5,74	144
3,5	6,07	152
4	6,40	160
4,5	6,74	169
5	7,10	177
6	7,82	196
7	8,58	215
8	9,37	234
9	10,18	255
10	11,02	275

Korkotasosta riippuen investoinnin todellinen suuruus on siis noin 1,14–2,75-kertainen kaapelien kauppahintaan nähden. Laskennassa on hyvä käyttää arviota tulevien vuosien keskimääräisestä korosta.

Laskennassa tulee muistaa, että liitteen 1 hinnat ovat keskiarvoja parin viime vuoden aikana toteutuneista kustannuksista. Kaapelien ja asennuksen hinta vaihtelevat tuotteen ja toimittajan mukaan. Hankintahinta voi todellisuudessa olla huomattavasti odotettua pienempi, mikäli samaa kaapelityyppiä tilataan suuri erä kerralla. Kustannusten määrittämisessä tulee käyttää etukäteen toimittajien ja urakoitsijoiden kanssa sovittuja kustannuksia, jos niitä on saatavilla. Kokonaisuuden kannalta tarkimpaan lopputulokseen päästään, kun annuiteettia käytetään osana alaluvun 3.4.2 nykyarvomenetelmän ensimmäisen vuoden kustannuksia, jolloin tulee korkona käyttää inflaation vaikutuksesta puhdistettua reaalikorkoa.

### 3.4.2 Häviökustannukset

Maakaapelien häviöt koostuvat lois- ja pätötehohäviöistä sekä dielektrisistä häviöistä. Loistehohäviöt eivät itsessään aiheuta kustannuksia, mikäli niiden vuoksi ei tarvitse investoida kompensointilaitteisiin. Dielektriset häviöt johtuvat sähkökentän aiheuttamasta eristeen polarisoitumisesta sekä johtavuudesta, mutta keskijännitteellä niiden osuus häviöistä on niin pieni, että ne voidaan jättää huomiotta. Kaapelien häviökustannukset muodostuvat pääasiassa johtimien pätötehohäviöiden vuoksi tuottamatta jääneen energian hinnasta. Kaapelin pätötehohäviöt  $P_h$  voidaan laskea yhtälön

$$P_h = 3 \cdot RI^2 \quad (8)$$

mukaisesti, missä  $I$  on johtimissa kulkeva kokonaisvirta ja  $R$  vaihejohtimen resistanssi. (Chan, Hartley & Hiivala 1993; Lakervi & Partanen 2009: 34; Elovaara & Haarla 2011a: 317; Aro, Elovaara, Karttunen, Nousiainen & Palva 2015: 52–54)

Laskenta on syytä toteuttaa siten, että loisteho on täysin kompensoituna puiston liittytäpisteessä, jotta tehohäviöt vastaavat normaalia käyttöolosuhdetta.

Kaapelien tehohäviöitä tulee tarkastella vuoden keskimääräisinä arvoina, koska puisto ei tuota energiaa koko vuotta täydellä kapasiteetilla. Keskimääräinen tehohäviö saadaan kertomalla täyden kapasiteetin tehohäviöt yhtälön

$$K_{\text{loss}} = \frac{1}{8760} \int_0^{8760} P(t)^2 dt \quad (9)$$

avulla lasketulla kuormitushäviökertoimella (Ackermann 2012: 60-61). Yhtälössä  $K_{\text{loss}}$  on kuormitushäviökerroin ja  $P(t)$  voimalan syöttämän tehon suhteellisarvo tunnilla  $t$ . Tarkkaa kerrointa ei pystytä määrittämään ilman puiston täsmällistä tehokäyrää, mutta esisuunnittelussa voidaan hyödyntää erilaisia arvioita rakennevaihtoehtojen vertailuun. Kuormitushäviökerroin on tyypillisessä tapauksessa suunnilleen 20 % kapasiteettikerrointa pienempi (Ackermann 2012: 60-61). Väitteen todettiin pitävän keskimäärin paikkansa eräiden voimalamallien tehokäyrien ja paikallisen tuulijakauman avulla. Kerroin voi olla joitakin prosenttiyksikköjä pienempi tai suurempi esimerkiksi lapojen jäätyksen, keskeytysten sekä turbulenssin vuoksi, mutta tätä arviota voidaan käyttää tehohäviöiden suuruusluokan ennakoinnissa Suomen rannikkoalueella. Vuotuinen häviöenergia saadaan kertomalla keskimääräinen tehohäviö koko vuoden tuntimäärällä.

Vuotuisten häviökustannusten laskennassa tulee huomioida rahan aika-arvo. Tämä voidaan toteuttaa diskonttaamalla tulevien vuosien häviökustannukset nykyhetkeen. Häviökustannuksien nykyarvo  $K_h$  voidaan laskea yhtälöillä

$$K_h = \Psi \frac{\Psi^{t_1} - 1}{\Psi - 1} K_{h1}, \quad (10)$$

ja

$$\Psi = \frac{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^2}{1 + \frac{p}{100}}, \quad (11)$$

missä  $K_{h1}$  on häviötehon kustannukset ensimmäisenä vuonna,  $\Psi$  on kapitalisointikerroin,  $r$  on kaapelien vuotuinen tehon kasvu ja  $p$  on korko.



Ensimmäisen vuoden häviötehona voidaan käyttää yhtälöiden 8 ja 9 avulla laskettua keskimääräistä tehoa, josta syntyvät kustannukset saadaan kertomalla se koko vuoden tunneilla ja energian hinnalla. Pitoaikana voidaan käyttää 25 vuotta. Vuotuinen tehon kasvu voidaan olettaa nolllaksi. Korkona voidaan käyttää esimerkiksi vuotuista inflaatiota tai energian hinnan vuotuista kasvua.

Yhtälöitä 10 ja 11 voidaan hyödyntää myös keskeytyskustannusten sekä kaapeli-investoinnin kokonaiskustannuksien laskennassa. Lainarahan korko on merkittävä osa investointikustannuksia, joten liitteen 1 hintoja ei sellaisenaan voi käyttää kokonaiskustannusten laskemiseen nykyarvomenetelmällä. Kokonaiskustannuksia laskettaessa yhtälöillä 10 ja 11 ensimmäisen vuoden kustannuksina voidaan käyttää yhtälöllä 7 lasketun annuiteetin sekä ensimmäisen vuoden häviökustannusten ja menetetyn tuotannon aiheuttamien kustannusten summaa. Tällöin annuiteetin laskennassa tulee käyttää lainan reaalikorkoa nimelliskoron sijaan. (Lakervi & Partanen 2009: 42)

### 3.4.3 Kaapelikoon optimointi

Kaapelikoon optimoinnissa pohjimmiltaan on kyse keskijänniteverkon kaapeloinnin koko elinkaaren aikaisten kustannusten minimoinnista tiedossa olevien rajoitteiden puitteissa. Mikäli termisen kuormitettavuuden sekä vikavirtakestoisuuden perusteella valittua poikkipintaa päätetään kasvattaa häviökustannusten pienentämiseksi, on saavutettujen säästöjen maksettava itsensä takaisin tuulipuiston tilaajan tai rakennuttajan määrittämän elinkaaren aikana. Vertailussa ei tarvitse huomioida keskeytyskustannuksia, sillä niiden voidaan olettaa pysyvän vakiona kaapelin poikkipinnan suuruudesta riippumatta.

Kaapelikoon optimointi suoritettiin yhtälöiden 10 ja 11 avulla laskettujen investoinnin nykypäivään diskontattujen pitoajan kokonaiskustannuksien perusteella. Ensimmäisen vuoden kustannuksina käytettiin yhtälöllä 7 lasketun investointikustannusten annuiteetin sekä ensimmäisen vuoden häviökustannusten summaa. Vaaka-akselilla on kaapeliin kytkettyjen voimaloiden lukumäärä. Kaapelien pitoaika on 25 vuotta. Valuutan arvoa sekä sen myötä kustannuksien nykyarvoa alentavaksi vuotuiseksi inflaatioksi valittiin 1 %. Annuiteetin laskennassa käytetty reaalikorko on viime vuosien yrityslainojen kes-

kiarvon ja inflaation erotuksen mukaisesti 1 %. Lisäksi oletettiin, että investointikustannukset rahoitetaan kokonaan lainalla. Korko pysyi laskuissa vakiona koko pitoajan. Energian hinnaksi oletettiin kiinteä 40 €/MWh. Voimaloiden tehokerroin on 1,00. Tehohäviölaskemat tehtiin Power Factory -ohjelmiston avulla ja ne perustuvat Reka Kaapeli Oy:n sekä Prysmianin AHXAMK-W -kaapelien teknisiin tietoihin. Kuormitushäviökertoimeksi valittiin 0,347. Kuormitettavuuksina käytettiin liitteen 2 referenssiolosuhteissa määritettyjä arvoja. (Suomen Pankki 2016)

Optimoinnin perusteella 21 kV jännitteellä yhden voimalan liittämiseen suositellaan  $3 \times 150 \text{ mm}^2$  tai  $3 \times 240 \text{ mm}^2$  -kaapeleita ja kahden voimalan liittämiseen  $3 \times 300 \text{ mm}^2$  tai  $1 \times 400 \text{ mm}^2$  -kaapeleita. Kun voimaloita kytketään kaapelille 3 – 6 kappaletta, on optimaalisin vaihtoehto useimmiten  $1 \times 630 \text{ mm}^2$  -kaapeli.  $1 \times 800 \text{ mm}^2$  -kaapelia suositellaan vain, kun  $1 \times 630 \text{ mm}^2$  kaapelin kuormitettavuus ylittyy. 33 kV jännitteellä suositukset jakautuvat paljon tasaisemmin eri kaapelikoille suurempien voimalalukumäärien vuoksi. Yhden voimalan liittämiseen suositellaan  $3 \times 150 \text{ mm}^2$  -kaapeleita ja kahden voimalan liittämiseen  $3 \times 240 \text{ mm}^2$  -kaapeleita. Suurimmissa voimalamäärissä suositellaan käytettäväksi  $1 \times 800 \text{ mm}^2$  tai  $2 \times 3 \times 300 \text{ mm}^2$  -kaapelia, joista jälkimmäistä tulee hyödyntää vain, kun muiden vaihtoehtojen kuormitettavuus ei riitä. Tämä johtuu  $2 \times 3 \times 300 \text{ mm}^2$  -kaapelin korkeasta hinnasta.

Todellisuudessa häviöitä tarkastellaan tilanteessa, jossa voimalat tuottavat myös loistehoa. Tällöin voimaloiden verkkoon syöttämät virrat ovat laskennassa käytettyjä virtoja suurempia. Virtoja pienentävät kuitenkin tuulipuistojen keski- ja suurjännitepuolilla syntyvät tehohäviöt, joten laskennassa käytetyt virrat ovat lähellä todellista tilannetta.

Kaapelikokojen kustannuksien erot ovat joissakin tapauksissa suhteellisen pieniä, vain kymmenien eurojen suuruisia. Kuitenkin, halvimman ja kalleimman kaapelivaihtoehdon kustannuserot yhtä kaapelikilometriä kohden voivat olla jopa 50 000 €. Mikäli suuremman kaapelin asentaminen aiheuttaa merkittäviä rakenteellisia muutoksia asemien tai voimaloiden kojeistoihin tai maakaapeliojan leveyteen, on syytä käyttää pienempää kaapelia, jos sen kuormitettavuus on riittävä ja ero kustannuksissa on hyvin pieni. Tämä

on hyvä muistaa varsinkin niissä tilanteissa, missä poikkipintaa pienentämällä voidaan käyttää kolmijohtimista kaapelia yksijohtimisen sijaan.

Suosituksia joudutaan soveltamaan kaapelien asennusympäristöstä riippuen. Kaapelikoko joudutaan suurentamaan, mikäli olosuhteiden määräämä korjauskerroin pienenee. Lisäksi on syytä huomioida, että lainan korkotason muuttuessa kannattava kaapelikoko muuttuu. Yksinkertaistetusti voidaan todeta, että koron kasvaessa johtimien poikkipinnan kasvattaminen muuttuu kannattavammaksi ja päinvastoin.

Tämäntyyppinen optimointi on tarkoitettu suositusten antamiseen. Investointi- ja häviökustannusten rahan aika-arvon määrittämisen epätarkkuuden vuoksi asiakkaalle on syytä antaa myös kustannusten summa ilman rahan aika-arvon vaikutusta, koska asiakkaalla itsellään on tarkempi näkemys oman projektinsa rahoitukseen liittyvistä kustannuksista.

## 4 TUULIPUISTON SISÄISEN SÄHKÖVERKON RAKENNEVAIHTOEHDOT

### 4.1 Sähköaseman sijainti

Tuulipuiston sisäisen sähköverkon rakenteen suunnittelussa kannattaa lähteä liikkeelle sähköaseman sijainnin valinnasta, mikäli se on suunnittelijan päätettävissä. Asemalta kantaverkkoon liittyvien 110 kV johtolinjojen sekä kaapelien pituutta on syytä rajoittaa. Itse johdot ja kaapelit ovat hyvin kalliita, mutta kustannuksia lisää ilmajohtokatuojen rakentamiseen liittyvät maan lunastukset tai muut sopimukset, sekä 110 kV kaapeliojien erityisrakenne. Maanomistajalle tulee korvata ilmajohtokadun tarvitsema maapohja sekä puuston ennenaikainen hakkuu. 110 kV kaapelien asennussyvyudeksi suositellaan 1,5 m. Lisäksi ojaan asennetaan kaapelia mekaanisesti suojaava kaapelikanavaelementti tai betonilaatta. Varoitusnauhan sijaan kaapeliojaan asetetaan varoitusverkko. (Maa- ja metsätaloustuottajain Keskusliitto 2015: 22; Rakennustietosäätiö 2015)

Käytännön kokemuksen perusteella suurissa tuulipuistoissa asema saattaa olla hyvä sijoittaa siten, että voimaloihin liittyvien johtohaarojen pituudet on minimoitu. Tarkastelu kannattaa aloittaa sijoittamalla asema puiston keskipisteeseen ja sen jälkeen verrata kaapelointi- sekä häviökustannuksia rakenteeseen, jossa asema on puiston laidalla. Puiston rakenteesta ja koosta riippuen voi olla syytä harkita useamman aseman rakentamista, mutta suurten investointikustannuksien vuoksi niiden määrä on syytä pitää minimissään. Asemien sijainti tulee valita siten, että niihin kytkettävien 110 kV kaapelien tai ilmajohtojen sekä voimalaryhmien johtohaarojen pituudet on optimoitu investointi- ja häviökustannusten suhteen keskenään.

Maastotyyppi ja mahdolliset kaavoitukset tulee myös huomioida päätettäessä alustavasti aseman maantieteellistä sijaintia. Tähän ei kuitenkaan sähkösuunnittelijan kannata paneutua liian tarkasti, sillä tavallisesti lopulliset tarkat paikat päättää projektin kaavoituksesta ja puiston infrasuunnittelusta vastaava taho.

## 4.2 Voimaloiden ryhmittely johtohaaroille

Tuulipuistojen voimat pyritään yleisesti kytkemään useamman voimalan johtohaaroihin. Tällöin ei tarvitse tuoda yksittäisten voimaloiden kaapeleita erikseen asemalle, jolloin kaapelointimäärä ja energiahäviöt pienenevät huomattavasti. Tällä menetelmällä säästetään myös tilaa sähköasemalla kun syöttökenttien lukumäärä pienenee.

Ryhmittelyyn tulee kiinnittää erityistä huomiota kaapeloinnin suunnittelussa ja sähköasemalaitteiston mitoituksen yhteydessä. Kaapeloinnin vähentyessä voidaan saavuttaa huomattavia säästöjä tuulivoimapuiston sähköjärjestelmiin liittyvissä kustannuksissa. Tämän vuoksi selvemmillä suunnitteluperiaatteilla on tarvetta ryhmiteltäessä voimaloita johtohaaroille.

Tuulipuistojen keskijänniteverkon rakenne on lähes poikkeuksetta säteittäinen. Verkon luotettavuutta olisi mahdollista parantaa suunnittelemalla verkolle rengasmaisen rakenteen, mutta se ei ole taloudellisesti kannattavaa suuren kaapelimäärän, paksumpien kaapelien sekä ylimääräisten syöttökenttien vuoksi. (Ackermann 2012: 271)

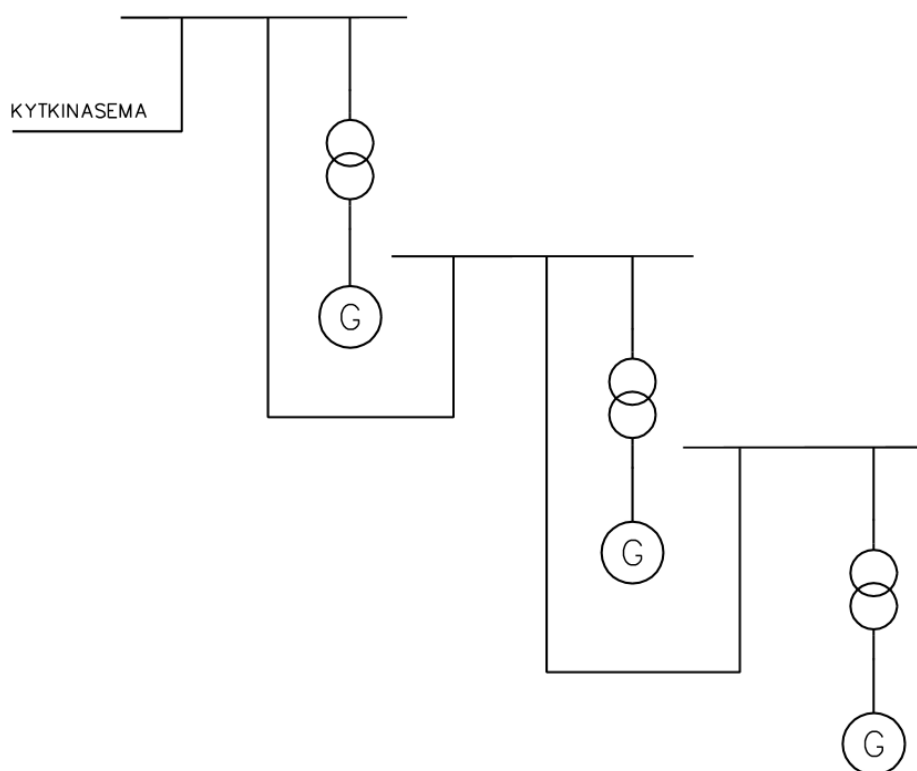
Ryhmittelyssä hyödynnetään pääosin kahta kytkentätapaa: voimaloiden ketjuttamista ja voimaloiden yhdistämistä jakokaapeilla. Voimaloiden ketjuttamisessa johtohaaraan kytketyt voimat muodostavat ilmaisen mukaisesti voimalaketjun. Kaapelijakokaappeja hyödynnettäessä useampi voimala kytketään yhteen jakokaapissa, josta se tuodaan isommalla kaapelilla asemalle. Kytkentätavan valintaan vaikuttavat oleellisesti voimalan maantieteellinen sijainti, johtohaaran ryhmittelyn muoto ja koko sekä asennustöiden ja tarvikkeiden kustannukset. Tästä johtuen voimaloiden ryhmittelyt johtohaaroille voivat olla edellä mainittujen menetelmien yhdistelmiä. (Ackermann 2012: 270–271)

Seuraavien alalukujen tarkastelut perustuvat liitteen 1 Energiaviraston määrittelemiin yksikköhintoihin sekä liitteen 2 kuormitettavuuksiin, kun kaapelointi on toteutettu kolmioasennuksena ja niiden kosketussuoja on suljettu. Kolmioasennuksella tarkoitetaan tässä tapauksessa tapaa, jolla yksijohdinkaapelit ovat aseteltuna toisiinsa nähden, eikä sillä oteta kantaa sähköisiin kytkentöihin. Kaapelien ja jakokaapin hintoihin sisältyy

myös asennustyön hinta. Maakaapeliojan hinta koostuu kaivuutyöstä tavallisissa olosuhteissa. Tarkastelujen yksinkertaistamiseksi laskuissa huomioidaan vain tarvikkeiden ja asennustyön kustannukset. Kustannukset vaihtelevat toimittajan ja markkinoiden mukaan tapauskohtaisesti, mutta liitteen 1 arvoja voidaan pitää suuntaa antavina, sillä hinnat ovat laadittu vuosina 2014 ja 2015 toteutuneiden investointikustannuksien perusteella. Erään kaapelointitarviketoimittajan hinnaston mukaan 30 kV kaapeleiden hinnat ovat noin 25 % kalliimmat 20 kV kaapeleihin nähden. (Energiavirasto 2016)

#### 4.2.1 Voimaloiden ketjuttaminen

Tuulivoimaloiden ketjuttaminen on ryhmittelytapa, jossa voimalan kaapelit kytketään seuraavan voimalan juurella sijaitsevalle keskijännitekojeistolle, jolloin ne muodostavat kuvan 10 mukaisen voimalaketjun.



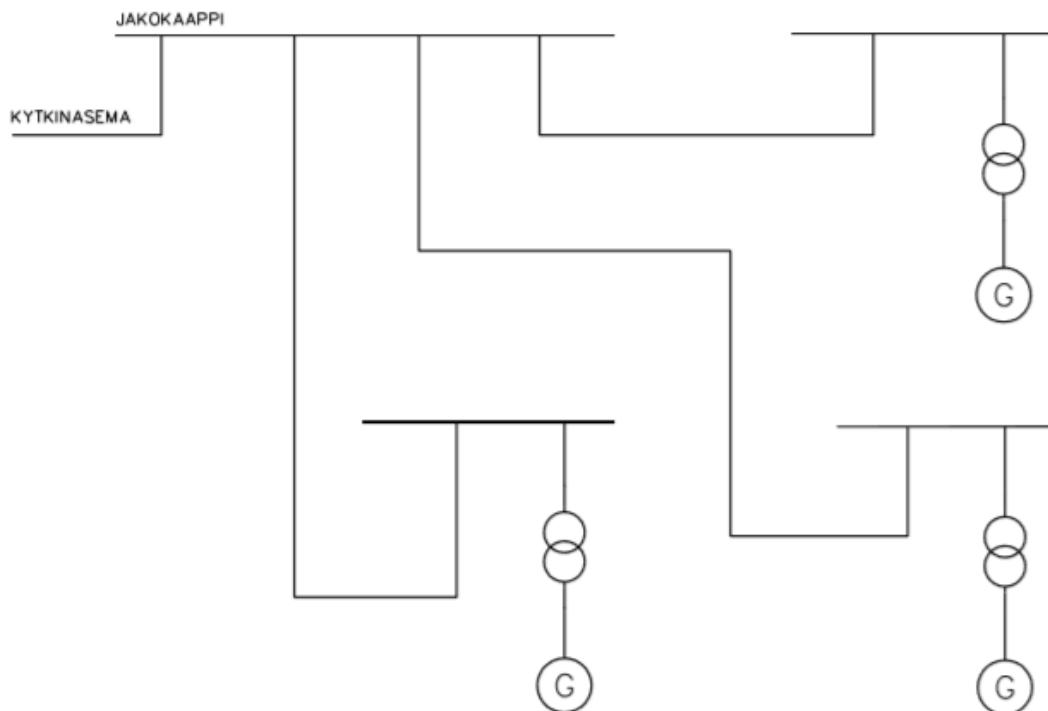
**Kuva 10.** Ketjutetun voimalajohtohaaran periaatekuva.

Ketjuttaminen on hyvin käyttökelpoinen menetelmä niissä tilanteissa, missä voimat sijaitsevat teiden tai muiden kaapelireittien varrella. Tällöin voimat voidaan kytkeä voimalahaaraan ilman erillisiä jakokaappeja.

Vaikka voimaloiden ketjuttaminen on hyvin yksinkertainen ja helppo kytkentätapa, on sen käyttöä harkittava kaapelointi- ja kaivuukustannuksien vuoksi. Kaukana kaapelireitiltä sijaitsevien voimaloiden ketjuttaminen ei välttämättä ole kannattavaa.

#### 4.2.2 Voimaloiden yhdistäminen jakokaapeilla

Jakokaapin avulla yhteen kytketyt voimat muodostavat kuvan 11 tapaisen kytkennän, jossa voimat liitetään pienemmällä kaapelilla jakokaapissa yhteen ja liitetään isomalla kaapelilla verkkoon.



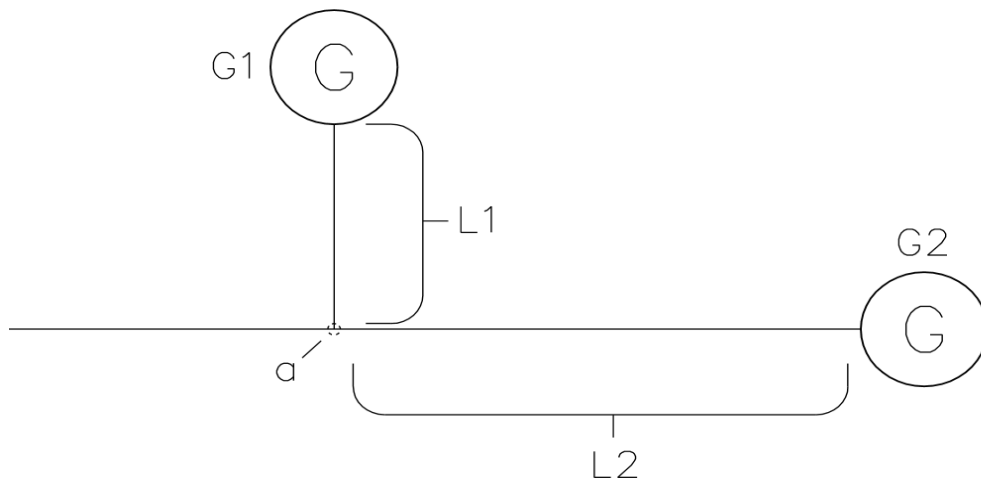
**Kuva 11.** Jakokaapilla yhteen kytketyn voimalajohtohaaran periaatekuva.

Tuulipuistoissa jakokaappien suurin hyöty on kaapeloinnin vähentäminen. Sähköasemalta kaukana olevien voimaloiden kaapelit voidaan kytkeä yhteen jakokaapeissa ja tuoda yhdellä isolla kaapelilla sähköasemalle. Jakokaapit sijoitetaan normaalisti tien sivuihin, jolloin asentajat pääsevät niihin helposti käsiksi korjaus- ja huoltotöiden yhteydessä.

#### 4.2.3 Ryhmittelymenetelmien vertailu

Kuten aiemmin mainittiin, oikean ryhmittelymenetelmän avulla voidaan tuntuvasti alen-  
taa kaapelointiin liittyviä kustannuksia. Kustannukset koostuvat suurimmaksi osin kaa-  
pelin sekä asennus- ja kaivuutyön hinnasta, jotka kasvavat kaapelin pituuden ja poikki-  
pinnan mukaan. Tässä kappaleessa vertaillaan esitettyjen ryhmittelymenetelmien käyt-  
töä yleisimmässä ryhmittelytilanteessa. Tarkastelujen yksinkertaistamiseksi kustannuk-  
sissa huomioidaan vain tarvikkeiden hankintaan ja asennukseen liittyvät kulut.

Kuvan 12 ryhmittelyesimerkissä liitetään yksi voimala voimalajohtohaaraan. Voimala  
G1 edustaa yhtä voimalaa ja G2 yhtä tai useampaa voimalaa. Lisäksi pituus L1 on sel-  
västi pienempi kuin pituus L2.



**Kuva 12.** Yhden voimalan liittäminen johtohaaraan.



Jos kuvan 12 voimat kytketään yhteen ketjuttamalla, viedään voimalan G2 kaapeli suoraan voimalalle G1, jolloin kaapelin pituus on pituuksien L1 ja L2 summa. Tällöin voimalan G1 ja verkon välisen kaapelin vertailuun vaikuttava pituus on L1. Toisaalta, jos kuvan voimat kytketään yhteen jakokaapin avulla, olkoon sen paikka kaapeliojien liityntäpisteessä a. Tällöin voimaloilta pisteeseen a kytkettävien kaapelien pituudet ovat L1 ja L2. Pituus L2 ei vaikuta vertailuun, koska sen pituus ja reitillä kulkevan kaapelin tyyppi ovat kytkentätavasta riippumattomia, jolloin verrataan kahden L1 pituisen kaapelin sekä yhden L1 pituisen kaapelin ja jakokaapin kustannuksia keskenään.

Jakokaapin ja kaapeloinnin hinnat sekä liitettävän voimalan etäisyys kaapelireittien liityntäpisteestä a ovat hyvin ratkaisevassa asemassa harkittaessa voimaloiden ketjuttamista. Mikäli kaapelireitin ja voimalan väliset kaksi kaapelia tulevat edullisemmiksi kuin jakokaapin ja yhden kaapelin asentaminen, on ketjuttaminen kannattavaa.

Kuvan 12 tilannetta tarkastellaan taulukon 9 neljän eri skenaarion avulla. Tavallisesti yksittäinen tuulivoimala liitetään puiston verkkoon  $3 \times 150 \text{ mm}^2$ -kaapelilla, mutta mikäli G2 edustaa useampaa voimalaa, käytetään isompaa kaapelikokoa. Lisäksi tilanteessa oletetaan, että voimaloita ketjuttaessa voimalalta G1 verkkoon kytkeytyvän kaapelin kokoa kasvatetaan verkkoon syötettävän tehon kasvun vuoksi, eikä kytkennöissä käytetä isompaa johtimen poikkipintaa kuin  $800 \text{ mm}^2$ . Jos pisteeseen a asennetaan jakokaappi, olkoon voimalalta G1 jakokaappiin kytkeytyvä kaapeli  $3 \times 150 \text{ mm}^2$ .

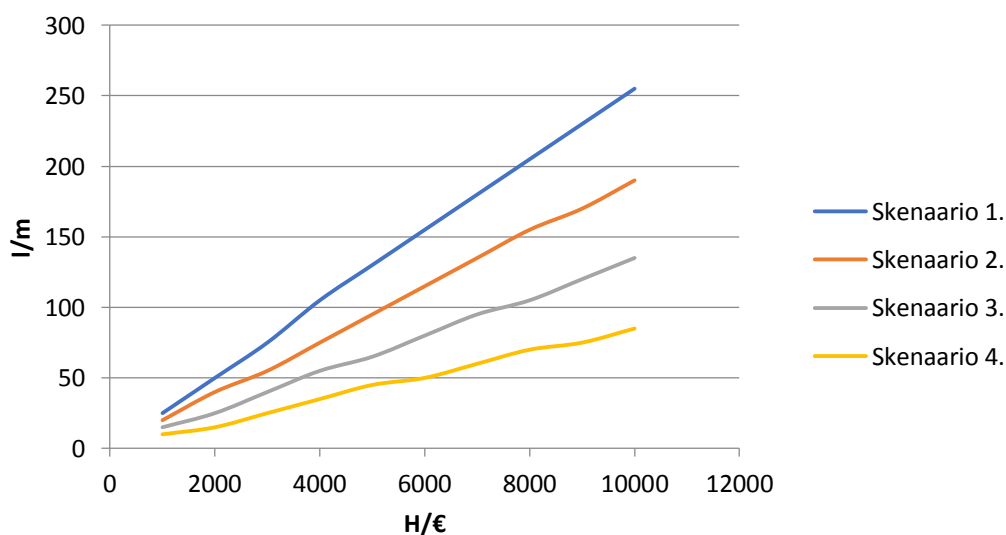
Taulukossa 9 verrataan jakokaapin ja L1 -pituisen  $3 \times 150 \text{ mm}^2$ -kaapelin hintaa kahden L1 -pituisen kaapelin hintaan voimalalta G2 lähtevän kaapelin eri poikkipinnoilla. Kahdessa vasemman puoleisessa sarakkeessa ovat skenaarion järjestysnumero ja voimaloiden G1 ja G2 välinen kaapeli, oikean puoleisessa sarakkeessa ovat voimalan G1 ja verkon välinen kaapeli ja voimalan G1 suurin etäisyys pisteestä a, jolla voimaloiden ketjuttaminen on vielä kannattavaa.

**Taulukko 9.** Suurin etäisyys, jolla voimaloiden ketjuttaminen on kannattavaa.

Skenaario	G1 - G2	G1 - verkko	Etäisyys (m)
1.	3x150 mm <sup>2</sup>	3x240 mm <sup>2</sup>	85
2.	3x240 mm <sup>2</sup>	3x300 mm <sup>2</sup>	75
3.	3x300 mm <sup>2</sup>	1x500 mm <sup>2</sup>	65
4.	1x500 mm <sup>2</sup>	1x800 mm <sup>2</sup>	45

Taulukosta 9 nähdään, että voimaloiden välisen kaapelin koon kasvaessa kannattava etäisyys pienenee.

Vaikka liitteen 1 hinnat ovat vuosina 2014 ja 2015 toteutuneita yksikköhintoja, voi jakokaapin hinta muuttua oleellisesti ominaisuuksien sekä toimittajan mukaan. Isommille virroille ja kaapelimäärille tarkoitetut kaapit ovat todennäköisesti kalliimpia pienempiin kaappeihin verrattuna, jolloin hinnan vaikutusta kytkentöihin on syytä tarkastella lähemmin. Jakokaapin hinnan  $H$  vaikutusta ketjuttamiselle kannattavaan suurimpaan etäisyyteen  $l$  pisteestä  $a$  taulukon 9 eri skenaarioilla havainnollistetaan kuvassa 13. Pysty-akselilla on etäisyys metreinä pisteestä  $a$  ja vaaka-akselilla jakokaapin hinta euroina.

**Kuva 13.** Jakokaapin hinnan  $H$  vaikutus ketjutusmenetelmän kannattavaan etäisyyteen  $l$ .

Kuvan 13 mukaan ketjuttamismenetelmän kannattava etäisyys kasvaa jakokaapin hinnan kasvaessa. Skenaarioissa 1 ja 2 etäisyys voi nousta huomattavankin korkeaksi. Skenaarioissa 3 ja 4 puolestaan etäisyys pisteestä  $a$  on suuremmillakin jakokaapin hinnoilla huomattavan lyhyt. Tällöin kuvan 13 perusteella voidaan päätellä, että lopullinen kannattava etäisyys pysyy suhteellisen vakiona, laskien hieman kaapelien poikkipinnan kasvaessa, jos jakokaapin hinta kasvaa verrannollisena kaapin kokoon ja nimellisvirtaan nähden. Voidaan myös todeta, että jakokaapin asentaminen on todennäköisemmin kannattavampaa, kuin ketjutusmenetelmän hyödyntäminen, mikäli oletetaan liitteen 1 jakokaapin yksikköhinnan olevan kaappien hinnan keskiarvo.

Mikäli pisteessä  $a$  risteäisi useamman kuin kahden voimalan kaapeliotjat, voidaan taulukon 9 ja kuvan 13 perusteella todeta, että kyseisessä tilanteessa voimalat kannattaa aina liittää jakokaapilla yhteen. Tämä johtuu kaapeloinnin moninkertaistuvasta osuudesta kustannuksissa, jolloin kannattava etäisyys laskee voimakkaasti.

#### 4.3 Voimaloiden lukumäärä haarassa

Voimaloiden lukumäärä johtohaarassa on kytkentämenetelmän valinnan ohella erittäin merkittävässä asemassa ryhmittelyitä suunniteltaessa. Liian pienellä ryhmäkoolla kaapelointimäärä voi kasvaa tarpeettomasti, jolloin kaapelien investointikustannukset kasvavat. Toisaalta suurella ryhmäkoolla kaapelien poikkipinta-ala kasvaa, minkä vuoksi kaapelimäärän säästämistä saatu hyöty saattaa kadota. Optimoimalla voimaloiden lukumäärää johtohaaralla, voidaan minimoida kaapelointiin liittyvät kustannukset varmistuen samalla järjestelmän luotettava toiminta.

Sopivaan ryhmäkokoon vaikuttavia tekijöitä ovat

- puiston maantieteellinen rakenne
- voimaloiden ja päämuuntajien nimellistehot

- puiston keskijännitetaso
- kaapelien kuormitettavuus
- kaapelien ja maakaapeliojan hinnat
- syöttökenttien ja jakokaappien nimellisvirrat sekä hinnat
- kaapelien vikaantumisesta johtuvat keskeytyskustannukset
- kaapelien häviökustannukset.

Ryhmäkokoja tulee harkita puistoalueen rakenteen mukaan. Johtohaaraan tulee liittää voimat, jotka sijaitsevat lähellä toisiaan tai sähköasemalta katsottuna samassa suunnassa. Tällöin vältytään turhalta kaapeloinnilta. Ryhmittelyn suunnittelu kannattaa aloittaa sähköasemalta katsottuna kaukaisimmista voimaloista, jolloin vajaiden johtohaarojen lukumäärä saadaan minimoitua eikä vajaita ryhmiä jää ympäri puistoaluetta.

Sopiva ryhmäkoko vaihtelee voimaloiden nimellistehon ja puiston keskijännitetason mukaan. Mikäli nimellistehoa kasvatetaan, kasvaa myös voimalan nimellisvirta. Toisaalta, jos puiston keskijännitetasoa nostetaan, keskijännitepuolen virrat pienenevät. Lisäksi voimat tulee jakaa johtohaaroille siten, että päämuuntajien kuormitettavuus ei ylity, mikäli sähköasemalla on useampi päämuuntaja. Tällöin ryhmäkoko ja muuntaja-kohtainen johtohaarojen lukumäärä valitaan päämuuntajien nimellinen kuormitettavuus huomioiden.

Kaapelien kuormitettavuuksiin on syytä kiinnittää erityistä huomiota päätettäessä johtohaarojen ryhmäkokoja, sillä kuormitettavuutta ei tule ylittää. Alaluvussa 3.3 mainitut korjauskertoimet vaikuttavat oleellisesti kuormitettavuuteen ja samalla myös riittävään kaapelikokoon. Sopivat voimaloiden lukumäärät, joilla kaapelien kuormitettavuus ei ylity, yleisimmin käytetyillä kaapelityypeillä, 21 ja 33 kV jännitteillä, tehokertoimella 0,9 ja eri korjauskertoimien tuloilla  $\prod k$  on esitetty taulukoissa 10 ja 11. Taulukoiden arvot ovat suurimpia voimalamääriä eri korjauskertoimien tulojen määräämillä kuormi-

tettävyyksillä, eikä niissä huomioida taloudellisia näkökulmia. Taulukoiden 10 ja 11 tietoja hyödyntämällä voidaan nopeasti valita riittävät kaapelikoot esisuunnittelua varten.

**Taulukko 10.** Sopiva voimaloiden lukumäärä yleisillä kaapelityypeillä, eri korjausker-toimilla sekä voimaloiden nimellistehoilla (21 kV).

$\Gamma/k$	P (MW)	3x150mm <sup>2</sup>	3x185mm <sup>2</sup>	3x240mm <sup>2</sup>	3x300mm <sup>2</sup>	1x400mm <sup>2</sup>	1x500mm <sup>2</sup>	1x630mm <sup>2</sup>	1x800mm <sup>2</sup>
0,7	3,45	1	2	2	2	3	3	4	4
	3,6	1	2	2	2	3	3	4	4
	4	1	1	2	2	2	3	3	3
	4,2	1	1	2	2	2	3	3	3
	4,5	1	1	1	2	2	2	3	3
0,8	3,45	2	2	2	3	3	4	4	5
	3,6	2	2	2	3	3	4	4	5
	4	1	2	2	2	3	3	4	4
	4,2	1	2	2	2	3	3	3	4
	4,5	1	1	2	2	2	3	3	4
0,9	3,45	2	2	3	3	4	4	5	5
	3,6	2	2	3	3	4	4	5	5
	4	2	2	2	3	3	4	4	5
	4,2	2	2	2	3	3	3	4	4
	4,5	1	2	2	2	3	3	4	4

**Taulukko 11.** Sopiva voimaloiden lukumäärä yleisillä kaapelityypeillä, eri korjauskertoimilla sekä voimaloiden nimellistehoilla (33 kV).

$\Pi/k$	P (MW)	3x150mm <sup>2</sup>	3x185mm <sup>2</sup>	3x240mm <sup>2</sup>	3x300mm <sup>2</sup>	1x400mm <sup>2</sup>	1x500mm <sup>2</sup>	1x630mm <sup>2</sup>	1x800mm <sup>2</sup>
0,7	3,45	3	3	4	4	5	5	6	7
	3,6	3	3	3	4	5	5	6	6
	4	2	2	3	3	4	5	5	6
	4,2	2	2	3	3	4	4	5	5
	4,5	2	2	3	3	4	4	5	5
0,8	3,45	3	3	4	5	6	6	7	8
	3,6	3	3	4	4	5	6	7	7
	4	3	3	3	4	5	5	6	7
	4,2	2	3	3	4	4	5	6	6
	4,5	2	3	3	3	4	5	5	6
0,9	3,45	4	4	5	5	6	7	8	9
	3,6	3	4	4	5	6	7	8	8
	4	3	3	4	5	5	6	7	8
	4,2	3	3	4	4	5	6	6	7
	4,5	3	3	3	4	5	5	6	7

Voimalamäärät laskettiin jakamalla korjauskertoimella korjattu kaapelin kuormitettavuus 0,9 tehokertoimella toimivan voimalan näennäistehon perusteella lasketulla virral-  
la. Korjauskerron määrää kaapelin lopullisen kuormitettavuuden eri asennusympäris-  
töissä ja se vaikuttaa oleellisesti voimaloiden lukumäärään kaapelilla. Kertoimen mää-  
rittämiseen syvennyttään enemmän luvussa 3. Voimalan nimellisteho ja korjauskerron  
muuttavat voimaloiden lukumäärää kaapelilla noin 1–2 voimalalla. Käytettäessä 33 kV  
keskijännitetasoa voidaan kaapeleille liittää keskimäärin 2–3 voimalaa enemmän ja si-

ten vähentää kaapelointia tai pienentää käytettävien kaapelien poikkipintoja. Tilanne ei kuitenkaan kustannuksien osalta ole yksiselitteinen, sillä korkeamman jännitetason kaapelit ja tarvikkeet ovat keskimäärin kalliimpia. Kuormitettavuutta voidaan kasvattaa asentamalla kaksi tai useampi rinnakkainen kaapeli. Tällöin kuitenkin jakokaappien nimellisvirrat sekä niihin kytkettävien kaapelien suurin lukumäärä voi rajoittaa suunnittelua. Taulukoita 10 ja 11 käytettäessä tulee huomioida, että puiston keskijänniteverkossa kulkevat virrat kasvavat hieman jännitteen laskun myötä silloin, kun turbiinit kuluttavat loistehoa täydellä kapasiteetilla verkkoyhtiön tarpeen vaatiessa tai jännitteensäädön yhteydessä.

Syöttökenttien nimellisvirtoja voidaan kasvattaa portaittain. Pienimmät saatavilla olevat sekä samalla yleisimmin käytetyt kentät on varustettu 630 A laitteistoilla, mutta niitä on saatavilla keskijännitteelle sisäkäyttöön jopa 4 000 A nimellisvirtoihin saakka. Uuden sähköaseman laitteistot voidaan mitoittaa sopiviksi isommille kojeille, mutta mikäli johdohaarat liitetään vanhaan asemaan, tulee katkaisijat ja erottimet mitoittaa kyseisen ympäristön mukaan. Ryhmäkokojen vertailussa tulee myös huomioida syöttökenttien hinnat. 33 kV syöttökentät ovat noin 50–100 % kalliimpia 21 kV kenttiin nähden. 33 kV jännitetaso vaatii yleensä myös kaasueristeisen kojeiston, joka on ilmaeristeistä kalliimpi. Kentän nimellisvirran kasvattaminen vaikuttaa myös kentän hintaan. Esimerkiksi 1250 A -kentän hinta on noin 10 % kalliimpi, kuin 630 A -kentän. Ryhmäkokoja pienennettäessä johtolähtöjen, ja sen myötä syöttökenttien määrä kasvaa ja ryhmäkoko suurennettaessa kenttiä tarvitaan vähemmän. Jännitetason kasvattamisen myötä ilmaeristeisten syöttökenttien ulkoiset mitat kasvavat huomattavasti, jolloin suurempaa jännitetasoa ei välttämättä voida hyödyntää, mikäli kojeistolle varattu tila asemarakennuksessa on rajattu. (ABB 2016; Pätsi 2018)

Jakokaappien nimellisjännite tulee olla riittävä. Lisäksi voimalamäärä johdohaaralla tulee mitoittaa siten, ettei jakokaapin nimellisvirta ylitä, huomioiden samalla jakokaappiin kytkettävien kaapelien suurin lukumäärä.

Suurimmat voimalamäärät johtohaaroilla syöttökenttien ja jakokaappien yleisimmällä nimellisvirralla 630 A, eri tehoisilla voimaloilla sekä 21 kV ja 33 kV jännitteillä on esitetty taulukossa 12. Taulukossa 12 oletetaan voimaloiden tehokertoimeksi 0,9.

**Taulukko 12.** Suurimmat johtohaarojen voimalamäärät syöttökenttien ja jakokaappien yleisimmällä nimellisvirralla, eri voimaloiden nimellistehoilla sekä 21 kV ja 33 kV jännitteillä.

P (MW)	21 kV	33 kV
3,45	6	9
3,6	5	9
4	5	8
4,2	4	7
4,5	4	7

Voimalamäärät laskettiin jakamalla syöttökentän tai jakokaapin nimellisvirta 0,9 tehokertoimella toimivan voimalan näennäistehon perusteella lasketulla virralla. 33 kV jännitteellä voimaloita voidaan liittää samaan ryhmään huomattavasti enemmän, kuin 21 kV jännitteellä, jolloin korkeampi jännitetaso tulee todennäköisesti halvemmaksi suuremmissa tuulipuistoissa. Kapasitiivisen loistehon tuotannon aiheuttama virtojen kasvu tulee huomioida myös tässäkin tapauksessa. Näihin voimalamääriin on suositeltavaa pyrkiä kaappien ja kojeistojen kytkentämahdollisuuksien puitteissa, jotta syöttökenttien lukumäärä saadaan minimoitua.

Ryhmäkoon muuttuessa vaihtelevat myös maakaapelien vikaantumisesta johtuvat keskeytyskustannukset. Keskeytyskustannukset vaikuttavat ryhmäkoon kannattavuuteen ja ne koostuvat pääosin toimittamatta jääneen energian sekä työn hinnasta keskeytysten aikana (Mäkitalo 2008). Tuottamatta jäänyt energia  $E$  vian paikantamisen ja korjaamisen aikana voidaan laskea yhtälöllä (Lakervi & Partanen 2009: 46)



$$E = f \cdot \Delta P \cdot t, \quad (12)$$

missä,  $f$  on kaapelin vikojen määrä vuodessa,  $\Delta P$  on keskeytyksen vuoksi irti kytkeytyneen tuotannon keskimääräinen teho ja  $t$  on keskeytysaika.

Kaapelin vikojen määrä vuodessa on riippuvainen kaapelin pituudesta ja maakaapelien keskimääräisestä vikataajuudesta. Vikataajuus muuttuu kaapelin iän sekä eristetyypin mukaan. Tutkimuksissa keskimääräinen vikataajuus XLPE-eristeiselle maakaapelille vaihtelee paljon. Saksalaisiin tilastoihin perustuvassa tutkimuksessa 2000 -luvulla asennetun maakaapelin vikataajuus oli noin  $0,005 \text{ 1/a} \cdot \text{km}$  (Hampton, Hartlein, Lennartsson, Orton & Ramachandran, 2007). Tanskalaisen tutkimuksen mukaan vuonna 2010 XLPE-eristeisten kaapelien vikataajuus Tanskassa oli noin  $0,004 \text{ 1/a} \cdot \text{km}$  (Hansen 2013). Eräissä suomalaisissa diplomityössä puolestaan päädyttiin arvoon  $0,01 \text{ 1/a} \cdot \text{km}$ , mutta tämä oli asutetulla alueella (Äärynen 2012). Yleisin syy maakaapelin vikaantumiselle on kolmannen osapuolen aiheuttamat vahingot, jotka voidaan olettaa vähäisemmiksi, koska tuulipuistot rakennetaan tyypillisesti syrjäisemmille alueille. Alle 25 vuotta vanhan tuulipuiston maakaapelilähdön keskimääräiseksi vikataajuudeksi pohjoismaisissa olosuhteissa voidaan täten arvioida olevan  $0,004 \text{ 1/a} \cdot \text{km}$ . (Hansen 2013)

Koska kaapelien vioittuminen on riippuvainen lähdön pituudesta ja irti kytkeytyvä teho vaihtelee johtohaarojen mukaan, on tuotannon keskimääräisenä tehona  $\Delta P$  hyvä käyttää yhtälön

$$\Delta P = \frac{\sum_{i=1}^n P_n \cdot L_n}{L_k} \cdot c, \quad (13)$$

mukaista johtohaarojen pituuksilla painotettua keskimääräistä tehoa, missä  $P_n$  on johtohaaraan kytkeytyvän tuotannon nimellisteho,  $L_n$  on johtohaaran pituus,  $L_k$  on puiston kaapeloinnin kokonaispituus ja  $c$  on puiston kapasiteettikerroin.

Kerroin  $c$  on voimaloiden huipunkäyttöajan ja koko vuoden tuntien osamäärä. Teoreettiset huipunkäyttöajat voidaan määrittellä sijainnin tuulen nopeuden jakauman sekä turbiinitoimittajan antaman turbiinin tehokäyrän avulla. Tuulipuistojen kapasiteettikerroin kasvaa voimalan nimellistehon ja napakorkeuden myötä. Kerrointa laskee esimerkiksi voimaloita ympäröivien objektien aiheuttama turbulenssi, lapojen jäätyminen, sähköverkon häviöt sekä erilaiset keskeytykset. 3,3 MW voimaloita käyttävien tuulipuistojen kapasiteettikerroin puiston tietojen mukaan laskettuna on keskimäärin 0,3. Napakorkeudeltaan ja teholtaan suuremmilla 3,45 MW voimaloilla varustetuissa puistoissa vastaava kerroin on keskimäärin 0,38. Maatuulipuistojen huipunkäyttöaika uusimmilla voimalatyypeillä voi alan yritysten arvioiden mukaan ylittää 3800 tuntiin vuodessa, mikä tarkoittaa noin 0,43 kapasiteettikerrointa. Tulevan tuotantotukilain jälkeen tuottamatta jääneen energian hinnaksi voidaan olettaa 40–50 €/MWh. Keskeytyskustannukset saadaan kertomalla yhtälöstä 12 saatu tuottamatta jäänyt energia tuotetun energian hinnalla ja lisäämällä niihin korjaus- tai huoltotöiden kustannukset. (Äärinen 2012; EPV Tuulivoima Oy 2017; Suomen Hyötytuuli Oy 2017)

Mikäli oletetaan, että vian paikantamiseen ja korjaamiseen käytetty aika pysyy vakiona johtohaaran ryhmäkoosta riippumatta, on keskeytyskustannusten muutos riippuvainen sähköaseman ja voimalaryhmien välisen kaapelointimäärän sekä keskimääräisen irti kytkeytyneen tuotannon prosentuaalisesta muutoksesta. Käytettäessä hyvin pientä ryhmäkokoä, keskeytyksen seurauksena tuottamatta jäänyt energia jää pieneksi, mutta sen todennäköisyys kasvaa. Toisaalta, jos ryhmäkokoä kasvatetaan, tuottamatta jäänyt energia kasvaa, mutta keskeytyksiä tapahtuu keskimäärin vähemmän. Todennäköisesti eri ryhmäkokoäjen keskeytyskustannusten väliset erot jäävät pieniksi, koska johtohaaran pituudella painotettu keskimääräinen teho jää yllättävän suureksi pienemmälläkin ryhmäkoolla. Tämä johtuu siitä, että suurehkoihin voimalaryhmiin liittyvien kaapelien määrä kasvaa. Keskeytyskustannuksia laskettaessa on huomioitava, että kaapelin vikaantuessa koko johtohaara on kytkeytyneenä irti verkosta siihen asti, kunnes vikaantunut kaapeli on paikallistettu ja terve osa haarasta kytketty takaisin verkkoon. Tällä ajankaksolla yhtälön 12 irti kytkeytyneen teho  $\Delta P$  on koko haaran voimaloiden yhteenlaskettu nimellisteho kerrottuna kapasiteettikertoimella  $c$ . Keskeytyskustannuksia tulee tarkastel-

la kaapelointikustannusten muutoksiin nähden verraten eri vaihtoehtojen välisiä takaisinmaksuaikoja.

Kaapelien vikaantumiseen liittyvien keskeytyskustannusten laskennassa tulee huomioida myös vian korjaamiseen käytetyn työn ja materiaalien kustannukset, joiden suuruus riippuu kaapelin vikojen keskimääräisestä lukumäärästä. Tällöin korjaus- tai paikannustyön ensimmäisen vuoden kustannusten  $K_{\text{työ}}$  laskennassa voidaan soveltaa yhtälön 12 logiikkaa yhtälön

$$K_{\text{työ}} = f \cdot t \cdot k_k \quad (14)$$

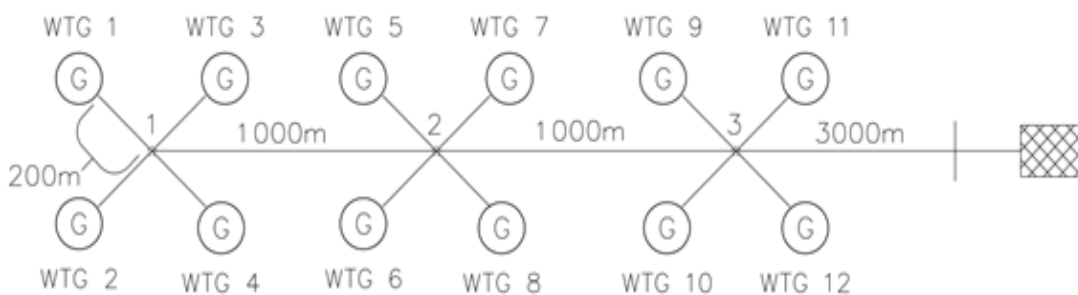
mukaisesti, missä  $f$  on kaapelin vikojen määrä vuodessa,  $t$  on työn kesto ja  $k_k$  on arvio työn kustannuksista.

Vian paikantamiseen tarvittavan työn kustannuksia on vaikea arvioida etukäteen, sillä sen kesto on riippuvainen esimerkiksi keskijänniteverkon ja puistoalueen rakenteesta sekä palvelun saatavuudesta. Tuntihinnaksi voidaan olettaa 100 €/h ja siten vertailla eri ryhmäkokojen keskimääräisiä vuotuisia tuntikustannuksia keskenään. Kaapelin korjaamiseen käytetään tyypillisesti kaapelijatkoksia, jolloin korjaamisen keskimääräisten vuosikustannusten laskennassa voidaan soveltaa liitteen 1 hintoja. Korjaamistyön vuotuiset kustannukset saadaan kertomalla jatkoksen hinta kaapeloinnin vuotuisella vikojen määrällä.

Keskeytyskustannusten lisäksi ryhmäkoon valinnassa tulee huomioida kaapelien häviökustannukset. Kaapelin tehohäviöt ovat verrannollisia kaapelin pituuteen ja virran neliöön sekä kääntäen verrannollisia kaapelin poikkipintaan. Suuremmalla ryhmäkoolla sähköaseman ja ryhmien välisten kaapelien poikkipinta kasvaa, jolloin niiden resistanssi pienenee, mutta niiden läpi kulkevat virrat kasvavat. Kaapelien virrat merkitsevät enemmän tässä tapauksessa, sillä tehohäviöt ovat verrannollisia virran neliöön, jolloin häviöiden voidaan olettaa kasvavan ryhmäkoon kasvaessa. Puiston kaapelointimäärä kuitenkin muuttuu ryhmäkoon mukaan, joten tilanne voi olla myös päinvastainen. Tehohäviöiden kustannuksia ei voida suoraan verrata kaapeloinnin investointikustannuk-

siin, koska puiston voimalat eivät syötä verkkoon tehoa täydellä kapasiteetilla jatkuvas-  
ti. Esisuunnittelussa voidaan arvioida häviökustannusten suuruutta kertomalla täyden  
kapasiteetin tehohäviöt kuormitushäviökertoimella. Häviökustannusten laskentaan sy-  
vennyttään alaluvussa 3.4.2.

Ryhmäkoon vaikutusta puiston kaapeloinnin hintaan sekä keskeytys-, ja häviökustan-  
nukseen tarkastellaan kuvan 14 esimerkkipuiston avulla. Puiston voimalat ovat 3,6 MW  
voimaloita. Kaapelien ja syöttökenttien kustannukset eri ryhmäkoilla 21 kV ja 33 kV  
jännitteillä ovat taulukoissa 13 ja 14. Kaapeloinnin muut kustannukset esitetään taulu-  
koissa 15 ja 16. Taulukoissa  $\Delta P_{\text{paikannus}}$  on menetetyn tuotannon keskimääräinen teho  
vian paikannuksen aikana,  $\Delta P_{\text{korjaus}}$  on menetetyn tuotannon keskimääräinen teho vian  
korjauksen aikana,  $E_{\text{paikannus}}$  on tuottamatta jäänyt energia vian paikannuksen aikana,  
 $E_{\text{korjaus}}$  on tuottamatta jäänyt energia vian korjauksen aikana,  $K_{\text{paikannus}}$  ja  $K_{\text{korjaus}}$  ovat  
vian paikantamisen ja korjauksen ensimmäisen vuoden keskeytyskustannukset yhtä  
keskeytystuntia kohden,  $K_{\text{työ,p}}$  ja  $K_{\text{työ,k}}$  ovat vian paikantamis- ja korjaustyön ensimmäi-  
sen vuoden kustannukset,  $P_{\text{häviö,c}}$  on kaapelien täyden kapasiteetin tehohäviöt,  $P_{\text{häviö,k}}$  on  
vuoden keskimääräinen tehohäviö,  $E_{\text{häviö}}$  on kaapelien tehohäviöistä aiheutuva häviö-  
energia ja  $K_{\text{häviö}}$  on tehohäviöistä aiheutuvat ensimmäisen vuoden kustannukset.



**Kuva 14.** Esimerkkilaskennan puisto.

**Taulukko 13.** Esimerkkiipuiston kaapelointikustannukset (21 kV).

Tuote	Ryhmäkoko 3, 21 kV		Ryhmäkoko 4, 21 kV		Ryhmäkoko 6, 21 kV	
	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)
3x150 mm <sup>2</sup>	3,4	105 400	2,4	74 400	2,4	74 400
3x185 mm <sup>2</sup>	1,0	36 200	-	-	1,0	36 200
1x400 mm <sup>2</sup>	15,0	792 000	-	-	-	-
1x630 mm <sup>2</sup>	-	-	12,0	862 800	1,0	71 900
2x1x400 mm <sup>2</sup>	-	-	-	-	7,0	739 200
Maakaapelioja	7,4	179 080	7,4	179 080	7,4	179 080
Jakokaapit	4	13 600	6	20 400	8	27 200
Syöttökentät	4	99 200	3	74 400	2	49 600
Yhteensä	-	1 225 480	-	1 211 080	-	1 177 580

**Taulukko 14.** Esimerkkiipuiston kaapelointikustannukset (33 kV).

Tuote	Ryhmäkoko 3, 33 kV		Ryhmäkoko 4, 33 kV		Ryhmäkoko 6, 33 kV	
	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)	Määrä (km/kpl)	Hinta (€)
3x150 mm <sup>2</sup>	19,4	751 750	2,4	93 000	3,4	131 750
3x300 mm <sup>2</sup>	-	-	12,0	667 500	1,0	55 625
1x630 mm <sup>2</sup>	-	-	-	-	7,0	629 125
Maakaapelioja	7,4	179 080	7,4	179 080	7,4	179 080
Jakokaapit	4	13 600	6	20 400	6	20 400
Syöttökentät	4	148 800	3	111 600	2	74 400
Yhteensä	-	1 093 230	-	1 071 580	-	1 090 380

**Taulukko 15.** Esimerkkipuiston keskeytyskustannukset ja tehohäviöt (21 kV).

	<b>Ryhmäkoko 3, 21 kV</b>	<b>Ryhmäkoko 4, 21 kV</b>	<b>Ryhmäkoko 6, 21 kV</b>
<b><math>L</math> (km)</b>	19,40	14,40	11,40
<b><math>\Delta P_{\text{paikannus}}</math> (MW)</b>	4,10	5,47	8,21
<b><math>\Delta P_{\text{korjaus}}</math> (MW)</b>	3,55	4,79	6,05
<b><math>E_{\text{paikannus}}</math> (MWh/a·h)</b>	0,32	0,32	0,37
<b><math>E_{\text{korjaus}}</math> (MWh/a·h)</b>	0,28	0,28	0,28
<b><math>K_{\text{paikannus}}</math> (€/a·h)</b>	12,74–15,92	12,61–15,76	14,97–18,71
<b><math>K_{\text{korjaus}}</math> (€/a·h)</b>	11,03–13,79	11,03–13,79	11,03–13,79
<b><math>K_{\text{työ,p}}</math> (€/a·h)</b>	7,76	5,76	4,56
<b><math>K_{\text{työ,k}}</math> (€/a)</b>	131,76	97,92	77,52
<b><math>P_{\text{häviö,c}}</math> (kW)</b>	405,8	341,7	401,8
<b><math>P_{\text{häviö,k}}</math> (kW)</b>	121,7	102,5	120,5
<b><math>E_{\text{häviö}}</math> (MWh/a)</b>	1 066,1	897,9	1 055,6
<b><math>K_{\text{häviö}}</math> (€/a)</b>	42 644–53 305	35 916–44 895	42 224–52 780

**Taulukko 16.** Esimerkkiuiston keskeytyskustannukset ja tehohäviöt (33 kV).

	<b>Ryhmäkoko 3, 33 kV</b>	<b>Ryhmäkoko 4, 33 kV</b>	<b>Ryhmäkoko 6, 33 kV</b>
<b><math>L</math> (km)</b>	19,40	14,40	11,40
<b><math>\Delta P_{\text{paikannus}}</math> (MW)</b>	4,10	5,47	8,21
<b><math>\Delta P_{\text{korjaus}}</math> (MW)</b>	3,55	4,79	6,05
<b><math>E_{\text{paikannus}}</math> (MWh/a·h)</b>	0,32	0,32	0,37
<b><math>E_{\text{korjaus}}</math> (MWh/a·h)</b>	0,28	0,28	0,28
<b><math>K_{\text{paikannus}}</math> (€/a·h)</b>	12,74–15,92	12,61–15,76	14,97–18,71
<b><math>K_{\text{korjaus}}</math> (€/a·h)</b>	11,03–13,79	11,03–13,79	11,03–13,79
<b><math>K_{\text{työ,p}}</math> (€/a·h)</b>	7,76	5,76	4,56
<b><math>K_{\text{työ,k}}</math> (€/a)</b>	164,7	122,40	96,90
<b><math>P_{\text{häviö,c}}</math> (kW)</b>	399,0	277,5	209,82
<b><math>P_{\text{häviö,k}}</math> (kW)</b>	119,7	83,3	62,9
<b><math>E_{\text{häviö}}</math> (MWh/a)</b>	1 048,6	729,7	551,0
<b><math>K_{\text{häviö}}</math> (€/a)</b>	41 944–52 430	29 188–36 485	22 040–27 550

Tarvikkeiden kustannukset perustuvat liitteen 1 hintoihin. 30 kV-tarvikkeiden hintoihin on lisätty aiemmin mainittu 25 % korotus. Jakokaappien hintojen oletettiin pysyvän muuttumattomana jännitetasosta riippumatta. Syöttökenttien hintoja korotettiin 50 %. Tarkastelun yksinkertaistamiseksi kustannuksissa ei huomioida rahan aika-arvoa. Tarkasteltavat voimalamäärät johtohaaroilla ovat kolme, neljä ja kuusi. Kolmen voimalan ryhmäkoolla voimalat on jaettu neljään ryhmään: WTG 1–3, WTG 4–6, WTG 7–9 ja WTG 10–12. Neljän voimalan ryhmäkoolla WTG 1–4 muodostavat yhden ryhmän, WTG 5–8 toisen ja WTG 9–12 kolmannen. Kuuden voimalan ryhmäkoolla WTG 1–6 muodostavat yhden ryhmän ja WTG 7–12 toisen. Johdot on mitoitettu taulukoiden 12 ja

13 perusteella 3,6 MW voimaloille korjauskertoimella 0,7. Yksittäiset voimalat liitetään verkkoon 3x150 mm<sup>2</sup> -kaapelilla. 21 kV jännitteellä 3x185 mm<sup>2</sup> -kaapelia käytetään kahden, 1x400 mm<sup>2</sup> -kaapelia kolmen, 1x630 mm<sup>2</sup> -kaapelia neljän ja 2x1x400 mm<sup>2</sup> -kaapelia kuuden voimalan liittämiseen. 33 kV jännitteellä 3x150 mm<sup>2</sup> -kaapelilla liitetään 1–3 voimalaa verkkoon, 3x300 mm<sup>2</sup> -kaapelilla liitetään neljä voimalaa ja 1x630 mm<sup>2</sup> -kaapelilla kuusi voimalaa. Jakokaapit asennetaan pisteisiin 1–3 ja oletetaan, että kaappeihin voi asentaa vain 4 kolmivaihekaapelia. Voimaloiden ja pisteiden väliset etäisyydet ovat 200 m. Pisteiden keskinäiset etäisyydet ovat 1000 m. Piste 3 ja sähköaseman välinen etäisyys on 3000 m. Keskeytyskustannukset perustuvat yhtälöihin 12, 13 ja 14, vikataajuuteen 0,004 1/a · km, kapasiteettikertoimeen 0,38, tuottamatta jääneen energian hintoihin 40 €/MWh ja 50 €/MWh sekä paikannustyön hintaan 100 €/h. Vertailun helpottamiseksi tuottamatta jäänyttä energiaa ja keskeytyskustannuksia tarkastellaan ensimmäisen vuoden arvoina yhtä keskeytystuntia kohden. Tehohäviöitä simuloitiin PowerFactory -ohjelmistolla ja lasketut tehohäviöt kerrottiin kuormitushäviökertoimella 0,3. Voimaloiden tehokerroin simuloinneissa oli 1,00.

Taulukossa 13 näkee kaapelointiin liittyvien kustannusten pienenevän ryhmäkoon kasvaessa 21 kV jännitteellä. Kolmen voimalan ryhmäkoolla kustannukset ovat 1 225 480 €, neljän voimalan ryhmäkoolla 1 211 080 € ja kuuden voimalan ryhmäkoolla 1 177 580 €. Tämä johtuu syöttökenttien ja niiden laitteistojen tarvittavan määrän vähenemisestä. Taulukossa 14 erot ryhmäkokojen välillä 33 kV jännitteellä olivat hyvin pieniä. Kolmen voimalan ryhmäkoolla kustannukset ovat 1 093 230 €, neljän voimalan ryhmäkoolla 1 071 580 € ja kuuden voimalan ryhmäkoolla 1 090 380 €. Tämä johtuu kaapelien koon muutoksien aiheuttamista hintojen vaihteluista, jotka kumoavat syöttökenttien määrän vähenemisellä saavutetut säästöt. 33 kV jännitteellä kaapelien hinnat putoavat noin 10 % 21 kV jännitetasoon verrattuna, koska voimalat voidaan kytkeä pienemmän poikkipinnan kaapeleilla. Investointikustannukset ovat 33 kV jännitetasolla selvästi 21 kV jännitetasoa matalammat.

Yhden korjaustunnin tuottamattomasta energiasta johtuvat kustannukset eivät merkittävästi muutu ryhmäkoon mukaan, mutta yhden vian paikantamisajanjakson tuntihinta kasvaa noin 17 %, kun ryhmäkoko kaksinkertaistetaan. Kuuden voimalan ryhmäkoko



verrattuna neljän voimalan ryhmäkoolla säästää 2,36–2,95 €/a·h ja kolmen voimalan ryhmäkoolla 2,23–2,79 €/a·h. Ryhmäkoon kaksinkertaistuksessa paikantamis- ja korjaustyön kustannukset pienenevät noin 42 % kummallakin jännitetasolla. 33 kV jännitteellä vian korjauskustannukset vuodessa olivat hieman kalliimmat jatkoksen korkeamman hinnan vuoksi.

Mikäli oletetaan vian syntymisen ja vikaantuneen johtohaaran osan irtikytkennän väliseksi ajaksi 2 viikkoa, paikantamistyön kestoksi 24 tuntia sekä haaran irti- ja takaisin-kytkentöjen väliseksi ajaksi 2 päivää ovat kolmen, neljän ja kuuden voimalan ryhmäkojojen ensimmäisen vuoden keskeytyskustannukset 5 129–6 362 €, 5 003–6 218 € ja 5 746–7 155 € tuottamattoman energian hinnasta riippuen. Ryhmäkoon pienentämisellä saavutetaan siis alle tuhannen euron vuotuiset säästöt. Keskeytyskustannuksissa ei ole suuria eroja 21 kV ja 33 kV jännitetasojen välillä, sillä vikataajuus on määritelty yleisesti keskijännitekaapeleille, eikä ryhmäkoossa tehty muutoksia. Ryhmäkojojen väliset takaisinmaksuajat voivat kuitenkin olla suuremmat 33 kV -jännitteellä kalliimpien kaapelien vuoksi.

Keskeytyskustannukset vaikuttavat valintaan, mutta rooli ei ole merkittävä, sillä saavutetut säästöt ovat hyvin pieniä kokoluokaltaan. Lisäksi keskeytysten todellista määrää ja kestoja on hyvin vaikea arvioida, joten painopiste on hyvä asettaa puiston rakenteen, kaapeloinnin hinnan ja häviökustannusten kohdalle päätettäessä sopivaa ryhmäkokoa. Todennäköisesti maakaapelien vaurioitumisien aiheuttamien keskeytyksien pituutta kuitenkin mitataan vuorokausissa, sillä puistojen omistajilla ei välttämättä ole valmiudessa asentajia korjaamaan vikaantunutta verkon osaa. Esimerkin perusteella voi kuitenkin jatkossa olla aiheellista selvittää jakokaappiin asennettavien suojalaitteistojen mielekkyyttä, sillä merkittävin osa keskeytyskustannuksista koostuu vian paikantamisen aikaisesta menetetyistä tuotannosta.

Kuormitustehohäviöt puiston toimiessa täydellä kapasiteetilla olivat 21 kV jännitteellä neljän voimalan ryhmäkoolla selvästi pienimmät. Tämä johtui pääosin siitä, että kaapelien resistiivisyys ja määrä pieneni suhteellisesti enemmän, kuin suurimpien kaapelien virran neliö kasvoi. Keskijännitteen kasvattaminen 33 kV:iin alensi tehohäviöitä, ja sen

myötä häviökustannuksia 1,5, 19 ja 48 prosenttia. 33 kV jännitteellä tehohäviöt olivat pienimmät kuuden voimalan ryhmäkoolla. Kolmen voimalan ryhmäkoolla häviöt olivat suurimmat kummallakin jännitetasolla, johtuen suuresta kaapelointimäärästä ja kaapelien korkeasta vaihtovirtaresistanssista. Taulukoista 13–16 voidaan päätellä, että pienimmät tehohäviöt saadaan tässä tapauksessa kytkennöillä, joissa käytetään  $1 \times 630 \text{ mm}^2$  -kaapelia, koska pienempiin kaapeleihin verrattuna sen resistanssi kilometriä kohden pienenee huomattavasti kuormitettavuuteen suhteutettuna. Kahden rinnakkaisen  $1 \times 400 \text{ mm}^2$  -kaapelin resistanssin suhde kuormitettavuuteen on pienempi  $1 \times 630 \text{ mm}^2$  -kaapeliin verrattuna ja isomman ryhmäkoon avulla kaapeloinnin määrä vähenee, mutta sen läpi kulkevan virran neliö on yli kaksinkertainen neljän voimalan liittämiseen käytettyyn  $1 \times 630 \text{ mm}^2$  -kaapeliin nähden. Tehohäviöiden muutos ryhmäkoon kasvattamiseen verrattuna näyttäisi olevan taulukoiden 15 ja 16 perusteella laskeva, jolloin voidaan todeta, että häviöiden vähentämiseksi kannattaa pyrkiä mahdollisimman suureen ryhmäkoko. Kuvan 14 puisto on oiva esimerkki siitä, että eri kytkentävaihtoehtoja on tarkasteltava lähemmin, jotta optimaalinen ratkaisu olisi mahdollinen. Kaapelien häviöenergia saatiin kertomalla vuoden keskimääräinen kuormitushäviö koko vuoden tunneilla. Tehohäviöihin ja häviökustannusten laskentaan perehdytään tarkemmin alaluvussa 3.4.2.

Keskijännitetaso ollessa 21 kV, on neljän voimalan ryhmäkoko kannattavin pienten tehohäviöiden vuoksi. Tämä pitää paikkansa, kun vertaillaan ryhmäkovaihtoehtojen kaapelien, syöttökenttien ja jakokaappien hintoja. 33 kV jännitteellä halvin vaihtoehto on kuuden voimalan ryhmäkoko. Tässäkin tapauksessa merkittävin ero oli häviökustannuksissa, jotka olivat lähes kaksinkertaiset pienimmällä ryhmäkoolla muihin vaihtoehtoihin verrattuna.

Valinta voi kuitenkin olla toisenlainen, mikäli kaapelien poikkipintaa kasvatetaan yhdellä pykälällä häviöiden pienentämiseksi. Lisäksi pelkästään puistoalueen rakenne voi tehdä tietyistä ryhmäkoista epäkäytännöllisiä. Kuvan 14 esimerkkipuisto on neljän voimalan ryhmäkoon kannalta optimi, sillä kaikki ryhmän voimat voidaan liittää suoraan jakokaapissa yhteen, eikä ylimääräisiä kaapeleita asenneta pisteiden välille kuten muilla

ryhmäkoilla. Todellisuudessa kaapelit asennetaan puiston teiden varrelle, jolloin neljä voimalaa liittyy samassa pisteessä yhteen hyvin harvoin.

Liitteistä 13–16 voidaan päätellä, että 33 kV jännitetaso tulee halvemmaksi kaapelien ja syöttökenttien kustannusten summan sekä tehohäviöiden osalta. Edullisuus perustuu siihen, että sama voimalamäärä voidaan kytkeä pienemmillä poikkipinnoilla. Pienemmät tehohäviöt perustuvat pienempiin virtoihin. Yksittäiset voimalat kytkettiin esimerkiksi 3x150 mm<sup>2</sup> -kaapelilla verkkoon oikosulkuvirtojen vuoksi, mutta 33 kV jännitteellä voisi kuitenkin tilanteesta riippuen olla mahdollista käyttää 3x95 mm<sup>2</sup> tai 3x120 mm<sup>2</sup> -kaapelia yksittäisten voimaloiden liittämiseen, jolloin kaapeloinnin hinta laskisi entisestään. Syöttökentät ovat 50 % kalliimpia 33 kV jännitteellä, mutta lopputulos ei muutu, vaikka kojeistot olisivat 100 % kalliimpia. Todellisissa tuulipuistoprojekteissa suurimmat säästöt korkeammalla jännittetasolla syntyvät syöttökenttien lukumäärän vähenemisen, kaapelien poikkipintojen pienenemisen sekä pienempien tehohäviöiden yhteisvaikutuksesta.

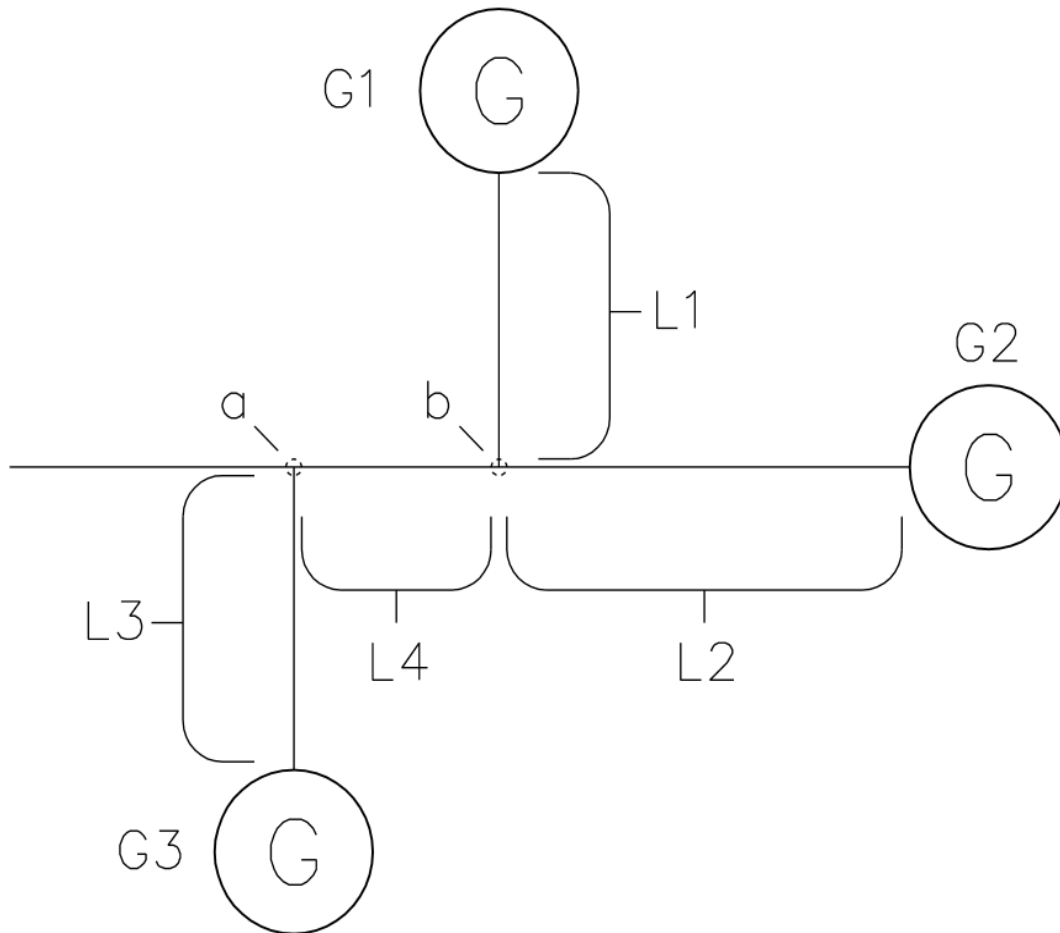
Mikäli sähköasemalle liitetään suuria voimalaryhmiä, tulee kasvavat muuntajien sysäysvirrat ottaa huomioon releiden asetteluissa. Sysäysvirrat summautuvat, kun useamman voimalan turbiinimuuntaja kytketään verkkoon yhtäaikaisesti, jolloin suojareleet voivat laua tarpeettomasti. Sysäysvirrat koostuvat pääosin toisen kertaluvun yliaalloista. Tällöin releiden on mitattava virran yliaaltosisältöä, jotta mainittua ongelmaa ei pääse syntymään. (Suhag & Patel 2011)

#### 4.4 Jakokaappien sijoitus

Kuten alaluvussa 4.2.2 mainittiin, jakokaapit tyypillisesti sijoitetaan teiden tai muiden kaapelireittien varteen. Kuitenkin jakokaapin paikkaan on syytä kiinnittää huomiota tarkemmin, sillä hyvin sijoitettu jakokaappi voi säästää kaapelointikustannuksissa.

Kaapeloinnin suunnittelussa törmää usein tilanteeseen, jossa johtohaaralla olisi tarvetta useammalle jakokaapille. Vaikkakin johtohaaran rakenteen puolesta kahdelle jakokaa-

pille olisi tarvetta, voi yhden kaapin asentaminen olla kannattavampaa. Kuvan 15 esimerkissä on kaksi mahdollista jakokaapin paikkaa, kaapeliojien liityntäpisteet a ja b. Pituudet L1, L2 ja L3 ovat samaa suuruusluokkaa ja pituus L4 on pieni verrattuna muihin pituuksiin. Voimalat G1, G2 ja G3 edustavat yhtä tai useampaa voimalaa.



**Kuva 15.** Voimalakytkentä, jossa on kaksi mahdollista jakokaapin paikkaa.

Mikäli kuvan 15 kytkentään asennetaan kaksi jakokaappia pisteisiin a ja b, niiden väliselle kaapelireitille tarvitsee asentaa vain yhden kaapelin, jolloin säästetään voimaloiden ja jakokaappien välisten kaapelien kustannuksissa. Jotta kahden jakokaapin asentaminen olisi kannattavaa, tulee saavutettujen säästöjen olla suuremmat kuin toisen jakokaapin hinta. Kahden jakokaapin asentamisen kannattavuutta kuvan 15 tapaisessa tilanteessa

käsitellään tarkemmin taulukon 17 avulla. Kolme vasemman puoleista saraketta sisältävät voimaloiden ja jakokaapin, kahden jakokaapin sekä verkon ja pisteen a tai b välisten kaapelien tyypit. Kaksi oikeamman puoleista saraketta sisältävät pisteiden pienimmät etäisyydet toisiinsa nähden, jolla kahden jakokaapin asentaminen pisteeseen a tai b on kannattavaa.

**Taulukko 17.** Kahden jakokaapin rakentamiseen vaadittu kannattava etäisyys.

<b>G1,G2,G3 - jakokaappi</b>	<b>a-b</b>	<b>a/b-verkko</b>	<b>L4 (a)</b>	<b>L4 (b)</b>
3x150 mm <sup>2</sup>	3x300 mm <sup>2</sup>	1x500 mm <sup>2</sup>	200 m	70 m
3x185 mm <sup>2</sup>	3x300 mm <sup>2</sup>	1x500 mm <sup>2</sup>	120 m	65 m
3x240 mm <sup>2</sup>	3x300 mm <sup>2</sup>	1x500 mm <sup>2</sup>	100 m	60 m
3x240 mm <sup>2</sup>	1x500 mm <sup>2</sup>	1x800 mm <sup>2</sup>	200 m	55 m
3x300 mm <sup>2</sup>	1x500 mm <sup>2</sup>	1x800 mm <sup>2</sup>	120 m	50 m

Taulukossa 17 kahden jakokaapin kannattava etäisyys on vaihtoehdolla a huomattavasti suurempi kuin vaihtoehdolla b. Tämä johtuu siitä, että voimalalta G3 pisteeseen b liittyvän kaapelin rinnalla kulkee verkkoon liittyvä isompi kaapeli. Vaihtoehdolla a kahden jakokaapin välisen kaapelin sekä verkkoon kytkeytyvän kaapelin kasvattaminen voimaloiden ja jakokaappien välisten kaapelien pysyessä samana tuplasi kannattavan etäisyyden, koska ainoastaan pisteiden a ja b välinen kaapeli vaikuttaa vertailuun. Vaihtoehdolla b muutos oli päinvastainen, koska hintaero 500 mm<sup>2</sup> ja 800 mm<sup>2</sup> -kaapelien välillä oli paljon suurempi, kuin 300 mm<sup>2</sup> ja 500 mm<sup>2</sup> -kaapelien välillä. Jakokaappi kannattaa sijoittaa siten, että verkkoon kytkeytyvän paksun kaapelin pituus on minimoitu. Voimaloilta kaappiin liittyvien kaapelien poikkipinnan kasvaessa yhden kaapin asentamisen kannattavuus myös pienenee.

Joissakin tilanteissa kuvan 15 tapaista kytkentää on syytä tutkia tarkemmin. Mikäli voimaloilta G1 ja G2 kaappiin kytkeytyvien kaapelien poikkipinta kasvaa paljon voimalalta G3 lähtevään kaapeliin nähden, voi vaihtoehto b olla vaihtoehtoa a kannattavampi, jolloin vaadittu kannattava etäisyys on suurempi. Tilanne voi muuttua myös silloin, kun

voimaloiden lukumäärää kasvatetaan. Mikäli esimerkiksi voimalalta G2 tulevia kaapeleita on kaksi kappaletta vaihtoehdon b kannattava etäisyys olla suurempi, kuin vaihtoehdolla a. Jos voimalalta G3 lähtevien kaapelien lukumäärä kasvaa, on vaihtoehto a selvästi parempi, kuin vaihtoehto b.

## 5 SÄHKÖASEMAN LAITTEIDEN MITOITUS

### 5.1 Päämuuntajat

Päämuuntajilla on tarkoitus yhdistää tuulipuiston suur- ja keskijänniteverkko yhteen sekä välittää voimaloiden tuottama teho siirtoverkkoon. Päämuuntajat ovat yksikköhinnoiltaan kalliita, joten niiden valintaan on syytä keskittyä tarkemmin. Tuulipuiston sähköverkon suunnittelijan vastuulla on mitoittaa päämuuntaja teknillis-taloudellisesti mahdollisimman optimaalisesti.

Ensimmäinen askel päämuuntajan valinnassa on selvittää paikallisen verkkoyhtiön liittymävaatimukset sekä sähköaseman asettamat rajoitteet, mikäli muuntajat asennetaan vanhaan asemaan. Verkkoyhtiö voi esimerkiksi rajoittaa päämuuntajien kokoa suojaustoimintojen toiminnan turvaamiseksi. Tällöin tulee asentaa useampi pienempi rinnakkainen muuntaja. Ennen muuntajakoon valintaa on selvitettävä myös muuntajakokojen sekä -määrien soveltuvuus sähköaseman asennusympäristöön.

Mitoituksessa on varmistettava, että päämuuntajan nimellisteho on tarpeeksi suuri, ja se voidaan valita sivulla 16 luetelluista nimellistehoista. Sivulla esiteltyjen nimellistehojen lisäksi saatavilla on myös 80 MVA ja 100 MVA muuntajia. Kuormitettavuus ilmoitetaan näennäistehona, joten lähtökohtana on hyvä käyttää tilannetta, missä voimaloiden syöttämä pätö- ja loisteho ovat suurimmillaan. Mitoitus perustuu IEC-standardiin siten, että käyttö 20 °C lämpötilassa nimellisellä kuormituksella on jatkuvaa eivätkä päämuuntajan eristeet vanhene tavallista nopeammin. Esisuunnittelussa pieni alimitoitus on sallittua loistehon tuotannon ja tuulenopeuden vaihtelujen sekä Suomen alhaisen keskilämpötilan vuoksi. Tällöin muuntajaöljyn tai käämityksien lämpötilat eivät kuitenkaan saa nousta sallittujen rajojen yläpuolelle. Tarkka mitoitus voidaan suorittaa, mikäli tuulipuiston tuotantolaskelmat sekä muuntajien kuormitettavuuskäyrästöt ovat saatavilla. Jäähdytystapana käytetään useimmiten ilman- ja öljynkierron aiheuttamaa luonnollista jäähtymistä tai luonnollisen jäähtymisen sekä tuulettimen yhdistelmää. Jälkimmäisessä tavassa nimelliseen kuormitettavuuteen päästään tuulettimen avulla. Ilman tuuletinta

kuormitettavuus on 60–70 % nimellisestä. (ABB 2000: 319; Elovaara & Haarla 2011b: 151)

Mikäli asemaan asennetaan useampi rinnan käyvä muuntaja, on niiden toteutettava seuraavat ehdot:

- nimellisten tehojen suhde saa olla enintään 1:3
- oikosulkuimpedanssit saavat erota korkeintaan 10 % toisistaan
- muuntajien nimellisten jännitteiden on oltava saman suuruiset
- muuntajien toisiojännitteiden on oltava samansuuntaiset. (ABB 2000: 316)

Rinnan käyvien päämuuntajien yhdistetty kuormitettavuus  $S$  voidaan laskea yhtälöllä

$$S = u_{k,\min} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{S_{Ri}}{u_{ki}}, \quad (15)$$

missä  $S_{Ri}$  on päämuuntajan nimellinen kuormitettavuus,  $u_{ki}$  on suhteellinen oikosulkujännite ja  $u_{k,\min}$  on pienin suhteellinen oikosulkuimpedanssi.

Yhtälön perusteella rinnakkaisten päämuuntajien kuormitettavuus ei ole sama kuin nimellisten arvojen summa, mikäli oikosulkujännitteet poikkeavat toisistaan. Esimerkiksi kahden saman tehoisen muuntajan yhdistetty kuormitettavuus on noin 5 % pienempi, kuin nimellistehojen summa, jos niiden oikosulkujännitteissä on 10 %:n ero. (Elovaara & Haarla 2011b: 151–152)

Verkkoyhtiön vaatimusten täytön varmistamisen ja tarvittavan nimellisen tehon jälkeen on tarkasteltava muuntajien hintoja. Energiaviraston määrittämät 25–63 MVA - tehomuuntajien yksikköhinnat esitetään liitteessä 1. Yksikköhinnat sisältävät asennustyön ja tarvikkeiden hinnat. Liitteen 1 perusteella muuntajien lukumäärä tulee pitää minimissään. Esimerkiksi kahden 25 MVA muuntajan yhteenlaskettu hinta on 676 200 €,



mutta yhden 50 MVA muuntajan hinta on vain 593 000 €. Ero kustannuksissa on noin 13 %. Lisäksi voidaan olettaa, että kahden pienemmän muuntajan vaatima tila asemalla on suurempi kuin yhden ison muuntajan, mikä ohjaa valintaa edelleen yhden muuntajan hankintaan. Alan yritysten arvioiden perusteella korkeampi toisiojännite ei tuo merkittäviä muutoksia päämuuntajan investointikustannuksiin.

Taulukon 1 perusteella yhden ison muuntajan hankkiminen tulee häviöiden osalta kannattavammaksi kuin useamman pienen. Esimerkiksi kahden 25 MVA muuntajan tyhjäkäyntihäviöt ovat 31 kW ja kuormitushäviöt 200 kW. Yhden 50 MVA muuntajan häviötehot ovat vastaavasti 27 kW ja 175 kW. Kuormitushäviöt ovat verrannollisia tuulivoimaloiden syöttämän virran ja tehon neliöön. Tyhjäkäyntihäviöiden voidaan katsoa pysyvän vakiona kuormitusasteesta huolimatta. Tällöin vuoden keskimääräinen tehohäviö saadaan kuormitushäviökertoimella kerrotun kuormitushäviön sekä tyhjäkäyntihäviön summasta. (Winders 2002: 88 & 231)

Kahden rinnakkaisen muuntajan asentamista voidaan harkita myös keskeytyskustannusten pienentämiseksi. Vian tai huollon aiheuttaman keskeytyksen vuoksi yhden päämuuntajan takana olevan tuulipuiston tuotanto on kokonaan menetetty. Mikäli asemalla on useampi muuntaja, voidaan keskeytyksen sattuessa muuntajien keskijännitekiskot kytkeä yhteen, jolloin voimaloiden tuottama teho pystytään siirtämään verkkoon toisen muuntajan kautta tehonvalvonnan alaisena. Todellisuudessa kaikkea tehoa ei pystytä siirtämään verkkoon, mutta menetetty tehokapasiteetti ei puolitu, mikäli voimaloiden tuottama teho ei ylitä muuntajan kuormitettavuutta. Päämuuntajien vikataajuuksista löytynyt tieto on vaihtelevaa ja tutkimukset ovat osin vanhoja. 110 kV ja yli 10 MVA tehomuuntajien vikataajuus vaihtelee keskimäärin 0,0035–0,02 1/a välillä tutkimusaineistosta ja tutkimuksen ajankohdasta riippuen. Suurten tehomuuntajien keskeytysten keskimääräiseksi pituudeksi voidaan olettaa IEEE 493 -standardin perusteella 1178 tuntia. (IEEE 2007; CIGRE 2011)

Mikäli eri päämuuntajavaihtoehtoja halutaan vertailla, on kustannuksia hyvä tarkastella rahan aika-arvon huomioivina 25 vuoden kustannuksina, joita käytiin läpi tarkemmin alaluvussa 3.4. Taulukko 18 vertailee yhden 50 MVA ja kahden 25 MVA muuntajan

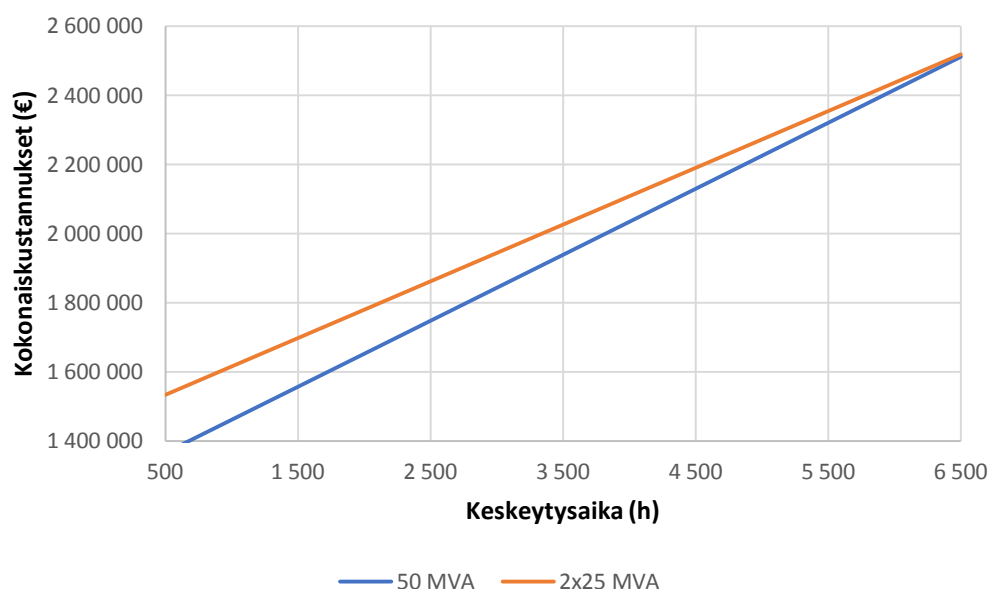
investointi, häviö-, keskeytys- ja kokonaiskustannusten suuruuksia. Investointikustannusten annuiteettierä laskettiin yhtälön 7 avulla. Lainan koroksi valittiin viime vuosien yrityslainojen keskiarvon ja inflaation erotuksen mukaisesti 1 % (Suomen Pankki 2016). Laskelmissa oletetaan, että investointikustannukset rahoitetaan kokonaan lainalla. Vuotuiseksi inflaatioksi valittiin 1 %. Ensimmäisen vuoden häviöt laskettiin sivun 16 kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöiden perusteella. Energian hinnaksi oletettiin 40 €/MWh. Kuormitushäviökertoimeksi valittiin 0,347. Ensimmäisen vuoden keskeytyskustannukset laskettiin yhtälön 12 avulla. Kokonaiskustannukset laskettiin yhtälöillä 10 ja 11 siten, että ensimmäisen vuoden kustannuksina käytettiin investointikustannuksien annuiteetin sekä ensimmäisen vuoden häviö- ja keskeytyskustannusten summaa. Vikataajuutena käytettiin 0,01 1/a ja keskimääräisenä keskeytysaikana 1178 tuntia, mutta korjaustöiden aiheuttamat kustannukset jätettiin huomiotta vertailun helpottamiseksi. Muuntajiin kytkettyjen voimaloiden tehokapasiteetti oli muuntajien nimellistehon suuruinen. Kapasiteetikertoimeksi valittiin 0,43. Eräiden tuulivoimalavalmistajien teknisten tietojen sekä 50 vuoden ajalta normalisoitujen Suomen rannikkoalueen yhden mittauspisteen keskimääräisten tuulenopeuksien perusteella puisto menettää noin 86 % tuotannosta keskeytyksen aikana, mikäli teho siirretään vain yhden pienen muuntajan kautta ja koko tuotanto kytketään irti muuntajan nimellistehon ylittyessä. Tässä tapauksessa irtikytkentä tapahtuu silloin, kun tuulipuiston teho ylittää 25 MVA muuntajan nimellistehon.

**Taulukko 18.** Päämuuntajainvestointien vuotuiset kustannuserät.

<b>Kustannuserä</b>	<b>50 MVA (€)</b>	<b>2 x 25 MVA (€)</b>
Investoinnin annuiteetti	26 926	30 704
Tehohäviö	30 740	35 182
Menetetty tuotanto	10 220	8 789
Kokonaiskustannukset	1 495 064	1 644 579

Taulukon 18 perusteella kahden pienemmän muuntajan kustannukset tulevat 149 515 € kalliimmiksi, kuin yhden ison päämuuntajan. Ero johtuu suuremmista häviöistä ja investointikustannuksista. Muuntajavaihtoehtojen kustannuksia on kuitenkin syytä tarkas-

tella myös keskeytysajan funktiona, koska keskeytysaika voi vaihdella hyvinkin paljon. Kuvassa 16 esitetään 50 MVA ja 2x25 MVA muuntajien kokonaiskustannukset taulukon 18 tulosten lähtöarvoilla ja eri keskeytysajoilla. Keskeytyksen aiheuttamaa vuotuisen tehohäviöiden pienenemistä ei otettu laskennassa huomioon, koska sen vaikutus on hyvin pieni.



**Kuva 16.** Esimerkkimuuntajavaihtoehtojen kokonaiskustannukset eri keskeytysajoilla.

Kuten kuvasta 16 nähdään, 6500 tunnin (n. 9 kk) keskeytysajalla 50 MVA ja 2x25 MVA muuntajien kokonaiskustannukset kasvavat huomattavan suuriksi ja ovat suurin piirtein yhtä suuret. 6500 tunnin keskeytys voi vastata esimerkiksi tilannetta, jossa muuntaja on vaurioitunut niin pahasti, että se tulee vaihtaa uuteen, jolloin kustannuksiin tulee lisätä myös uuden muuntajan investointikustannukset. Kahdella pienemmällä muuntajalla mahdollisuus huomattavan suuriin korjauskustannuksiin on kaksinkertainen. Ei ole kuitenkaan realistista olettaa, että jokainen vika johtaisi uuden muuntajan hankintaan, minkä vuoksi edellä mainittu keskimääräinen 1178 tuntia on sopiva arvio keskeytysajasta.

Valintaa tehtäessä on arvioitava myös keskeytykseen liittyvän työn hintaa. Kahden päämuuntajan voidaan odottaa vikaantuvan kaksi kertaa enemmän, kuin yhden pää-

muuntajan, jolloin myös työtunnit sekä varaosien määrä ovat kaksinkertaiset. Työntekijöitä on todennäköisesti useita. Mikäli oletetaan, että vikaantuneen muuntajan korjaamiseen menee neljän asentajan ryhmältä noin 20 työpäivää ja yhden työtunnin hinta on 100 €/h, eikä vian korjaukseen tarvita järeää kalustoa, olisivat ensimmäisen vuoden kustannukset yhtälön 14 mukaan noin 640 €, joka on 25 vuoden pitoajalla 16 000 €. Tähän hintaan tulee lisätä vielä tarvittavat varaosat. Kulut ovat siis kokonaiskustannuksiin nähden hyvin pienet. Korjauskustannukset ovat huomattavasti suuremmat, jos vikaantunut muuntaja joudutaan vaihtamaan kokonaan. Tällöin laskennassa voidaan soveltaa uuden muuntajan investointikustannuksia.

Aiemmin esitettyjen seikkojen perusteella yhden ison päämuuntajan asentaminen on taloudellisesta näkökulmasta todennäköisesti kannattavampaa olettaen, että verkko- tai kantaverkkoyhtiön vaatimukset täyttyvät.

## 5.2 Kojeistot

### 5.2.1 Erottimet ja katkaisijat

Erottimen paikka määräytyy tehon syöttösuunnan perusteella. Yksi erotin katkaisijan sekä syöttävän kiskon välissä on riittävä, mikäli tehoa syötetään vain yhteen suuntaan. Jos tehoa syötetään kahteen suuntaan, tulee katkaisijan kummallakin puolella olla erotin. Periaatteessa tuulipuistoissa tehoa voidaan syöttää kahteen eri suuntaan: tuotannon aikana voimaloilta verkkoon ja nollatuotannolla verkosta voimaloille päin. Tuulipuistojen kaapelilähdöt ovat tyypillisesti varustettu yhdellä tai kahdella kuormaerottimella tai maadoituskytkimellä siten, että toinen on sähköaseman päässä ja toinen voimalalla. Yhdellä kuormaerottimella tai maadoituskytkimellä varustetuissa johtohaaroissa kuormaerotin tai maadoituskytkin asennetaan yleensä siihen päähän, jossa ei ole katkaisijaa. Tällöin johtolähdön katkaisijana käytetään vaunuun asennettua katkaisijaa, jolla luotettava avausväli voidaan toteuttaa siirtämällä vaunun paikkaa (ABB 2000: 361). Lisäksi verkkoyhtiö tai kantaverkon haltija voi vaatia eroonkytälaitteiston asentamista puiston liityntäpisteeseen tai muihin verkon osiin. (Elovaara & Haarla 2011b: 190)

Katkaisijat sijoitetaan tuulipuiston sähköjärjestelmään siten, että päämuuntajat, johtohaarat sekä yksittäiset voimalat kyetään suojaamaan selektiivisesti. Kiskostojen yhdyskohtiin asennetaan kiskokatkaisijat, mikäli sähköasemalla on useita kiskoja.

Erotuslaitteiden ja katkaisijoiden nimellinen jännitte ja virta, yhden sekunnin terminen oikosulkukestoisuus, dynaaminen oikosulkukestoisuus sekä kytkinlaitteen katkaisu- ja sulkemiskyky tulee olla riittävät. Lisäksi tulee varmistaa, että katkaisijan tai erotuslaitteen avausvälin jännitelujuus on riittävä katkaisun jälkeisten jännitepiikkien varalta. Erottimia ja kuormaerottimia sekä katkaisijoita valmistetaan 24 kV ja 36 kV nimellisjännitteillä ja niitä on saatavilla aina 4000 A nimellisvirtoihin saakka. (ABB 2000: 328–334)

### 5.2.2 Omakäyttömuuntajat

Omakäyttömuuntaja syöttää pienjännitettä sähköaseman laitteistolle. Näitä laitteistoja ovat esimerkiksi releiden apuvirtajärjestelmät, tietokoneet, lämmitys- ja ilmastointilaitteet sekä valaistus. Omakäyttömuuntajan on vastattava kuorman nimellisteho ja -jännitettä. Kuorman mahdollinen kasvu tulee myös huomioida, mikäli on tiedossa, että asemaan liitetään lisää tuulivoimaloita tulevaisuudessa. Muuntajan koko voidaan valita sähköaseman suunnittelijan tai rakentajan toimittaman laitelistan perusteella. Kokemusten perusteella 50 kVA on hyvä alkuarvo pienten ja keskisuurten puistojen sähköaseman omakäyttömuuntajan koolle. Tätä arvoa voidaan muuttaa sitten, kun mitoitukseen tarvittavat tiedot ovat saatavilla. Omakäyttötarkoituksiin riittävien 20/0,4 kV jakelumuuntajien yksikköhinnat ovat vain noin 3 600–4 500 € suuruisia ja niiden lukumäärä asemalla on vähäinen, joten muuntajan koon optimoinnilla ei saavuteta merkittäviä säästöjä (Energiavirasto 2015).

Omakäyttömuuntajaksi voidaan valita joko kuivamuuntaja tai öljyeristeinen muuntaja. Muuntajatilaa on asennettava öljyallas, mikäli omakäyttömuuntaja on öljyeristeinen. Lisäksi tila tulee vahvistaa paloturvallisilla rakenteilla. Kuivamuuntaja voidaan

sijoittaa samaan tilaan muiden sähkölaitteistojen kanssa, mutta sen tarvitseman jäähdytyksen vuoksi sille voidaan joutua rakentamaan erillinen muuntajatilat tai jäähdytyslaitteisto. (Kotola 2010)

### 5.2.3 Virtamuuntajat

Virtamuuntajan on kestävä suurimpien kytkennässä ilmenevien vikavirtojen termiset sekä mekaaniset rasitukset. Valmistajan ilmoittama terminen kestoisuus tarkoittaa virtaa, jonka muuntaja kestää yhden sekunnin ajan vahingoittumatta. Dynaaminen oikosulkukestoisuus tarkoittaa sitä, miten suuren hetkellisen vikavirran synnyttämiä voimia muuntaja kestää. (ABB 2000: 286)

Virtamuuntajan valinta voidaan aloittaa valitsemalla muuntajan nimellinen ensiövirta sivulla 19 olevista standardisoiduista arvoista. Ensiövirta valitaan siten, että se vastaa mahdollisimman hyvin mitattavan kuormitusvirran nimellistä arvoa. Mitattavan kohteen virta tulee olla 5–120 % ensiön nimellisestä virrasta. Valmistaja ilmoittaa kuinka paljon jatkuva kuormitusvirta voi prosentuaalisesti ylittää nimellisen arvon. Toisiovirran nimellisarvo voidaan valita releestä riippuen standardisoiduista arvoista. Mikäli virtamuuntajan ja mittarin välinen etäisyys on lyhyt, on syytä valita iso kuormitusvirta, jotta vikatilanteiden aikaiset ylijännitteet ovat pienempiä. (ABB 2000: 286; Elovaara & Haarla 2011b: 204–205; Sähköinfo Oy 2014; ABB 2017)

Nimellisten ensiö- ja toisiovirtojen valinnan jälkeen tulee varmistaa, että muuntajan mitoitustaakka on riittävä. Suoja- ja mittalaittevalmistajat ilmoittavat laitteidensa aiheuttaman kuorman. Johtojen ja liittimien taakka saadaan nimellisen toisiovirran neliön sekä impedanssin tulosta.

Virtamuuntajan tarkkuusluokka määräytyy käyttötarkoituksen mukaan. Energianmittaukseen tarkoitettujen mittaussydämellä varustettujen muuntajien tulee olla tarkempia, kuin esimerkiksi suojaukseen tarkoitetut suojaussydämellä varustetut virtamuuntajat. Muuntajan taakan tulee olla 25–100 % luokissa 0,1–1 ja 50–100 % luokissa 3 ja 5 mitoitustaakasta, jotta taulukon 2 mittaussydämien tarkkuusluokat pitävät paikkansa. SFS

3381-standardin mukaan yli 10 000 MWh kohteissa tulee käyttää 0,2-luokkaa mittaukseen ja valvontaan luokkaa 1 tai 3. Virtamuuntajien, joiden tarkkuusluokka on 0,1–1, virta-alue on mahdollista määritellä laajennetuksi, mikäli muuntajan terminen virta on ensiövirta kerrottuna laajennuskertoimella eikä virta- ja kulmavirhe ylitä 1,2-kertaisen nimellisvirran arvoja. (ABB 2000: 287 & 290)

Virtamuuntajan suojaussydämen tarkkuusrajakertoimen on oltava suuri, mikäli suoja-alueen tulee toimia virtamuuntajan nimelliseen virtaan nähden suurilla arvoilla. (ABB 2000: 288)

Virtamuuntajan mittaussydämelle tulee valita myös mittavarmuuskerroin  $F_s$ , joka kuvaa miten hyvin muuntaja suojaa toisiopiiriä kyllästymisen avulla. Mittavarmuuskerroin lasketaan jakamalla mittarivarmuusvirran mitoitusarvo nimellisellä ensiövirralla. Mittarivarmuusvirran mitoitusarvo on se virta, jolla yhdistetty virhe on vähintään 10 %. Yleisesti käytettyjä mittavarmuuskerroimia ovat 5 ja 10. Mitä pienempi kerroin on, sen paremmin virtamuuntaja suojaa toisiopiiriä. Kertoimia ei ole standardisoitu. Tarpeen vaatiessa muuntajan valinnassa tulee huomioida epäsymmetrinen kuormitus. Tämä voidaan toteuttaa ylimitoittamalla virtamuuntajan tarkkuusrajakerroin. (ABB 2000: 288; Elovaara & Haarla 2011b: 201)

#### 5.2.4 Jännitemuuntajat

Jännitemuuntajan nimellinen ensiöjännite  $U_{np}$  ilmoitetaan keskijänniteverkon pääjännitteenä, mikäli muuntajalla mitataan vaiheiden välissä olevaa jännitettä ja vaihejännitteenä, mikäli on tarkoitus mitata vaiheen ja tähtipisteen tai tähtipisteen ja maan välissä olevaa jännitettä. (ABB 2000: 292)

Tuulipuistojen kytkinasemien keskijännitekojeiston jännitteen valvonnassa käytetään tyypillisesti jännitemuuntajia, joissa on kaksi toisiokäämiä, joista toinen on avokol-

miokäämi. 100 V,  $100/\sqrt{3}$  V ja  $100/3$  V ovat suositeltuja arvoja Suomessa. (ABB 2000: 217)

Jännitemuuntajan tarkkuusluokka määräytyy laitteistojen tai energiayhtiön vaatimusten perusteella, ja se voidaan valita taulukon 6 tarkkuusluokista. Tyypillisesti energian mittaukseen tarkoitetun jännitemuuntajan mittauskäämin tarkkuusluokan on oltava ainakin 0,2. Avokolmiokäämin tarkkuusluokaksi voidaan valita 6P. (ABB 2000; Oulun Energia 2016)

Jännitemuuntajan tulee taulukon 4 perusteella kestää kaikilla maadoitus- ja kytkentäta-voilla jatkuvaa 1,2-kertaista jännitettä, jolloin muuntajan mittatarkkuus on vielä sallittujen rajojen sisällä, eikä se kuumene liikaa. (ABB 2000: 292)

Jännitemuuntajien mitoitustaakan tulee olla riittävä, jotta se säilyttää tarkkuutensa. Se määritetään näennäistehona ja voidaan laskea jakamalla nimellisen toisiojännitteen neliö muuntajan taakan impedanssilla. Vaihtoehtoisesti taakka voidaan laskea nimellisen toisiojännitteen neliön sekä taakan admittanssin tulolla. Jännitemuuntajan taakan tulee olla 25–100 % nimellistaakasta. (ABB 2000: 217; Elovaara & Haarla 2011b: 216)

### 5.3 Maasulkuvirtojen kompensointilaitteet

Tuulipuistojen keskijänniteverkon maasulkuvirrat muodostuvat kaapelien maakapasitanssien syöttämästä varausvirrasta, koska keskijänniteverkot ovat pääsääntöisesti maasta erotettuja järjestelmiä. Kaapeliverkon varausvirrat summautuvat ja johtuvat viikakohdan kautta maahan. Maasta erotetun verkon vikaresistanssiton maasulkuvirta  $I_E$  voidaan täten laskea yhtälöllä

$$I_E = \sqrt{3} \omega C_0 U, \quad (16)$$

missä  $\omega$  on verkon kulmataajuus,  $C_0$  on verkon vaihemaakapasitanssi ja  $U$  on verkon pääjännite.



Laskennan helpottamiseksi kaapelivalmistajat ilmoittavat teknisissä tiedoissa kaapelin tuottaman maasulkuvirran pituusyksikköä kohden. Tällöin virta saadaan laskettua kaapelien pituuksien summan ja ilmoitettujen maasulkuvirran avulla. (ABB 2000: 248)

Maasulun aikainen vikavirta kulkee paikasta riippuen vikaresistanssin kautta maahan. Tällöin maadoitusjärjestelmän ja maan välille muodostuu maadoitusjännite, mikä pahimmassa tapauksessa tekee laitteen rungon jännitteiseksi. Vian aikaiselle kosketeltavan osan ja maan väliselle kosketusjännitteelle  $U_{tp}$  SFS-6001-standardissa määritetyt rajat maasulun keston  $t_f$  mukaan on esitetty taulukossa 19. (Sesko ry 2015: 22 & 26)

**Taulukko 19.** Sallitut kosketusjännitteen rajat. (Sesko ry 2015: 107)

$t_f$ (s)	$U_{tp}$ (V)
0,05	716
0,10	654
0,20	537
0,50	220
1,00	117
2,00	96
5,00	86
10,00	85

Järjestelmä on oikein suunniteltu, jos laskettu maadoitusjännite on enintään  $2 \cdot U_{tp}$  ja enintään  $4 \cdot U_{tp}$ , mikäli käsineiden, kenkien sekä alustan lisäresistanssit otetaan huomioon. Jos yllä mainitut ehdot eivät täyty, tulee harkita muita maadoitusjärjestelmän parantamistoimenpiteitä. Mikäli laukaisuajan lyhentäminen tai maadoitusjärjestelmän muokkaaminen ei ole käytännöllisistä syistä suotavaa, voi maasulkukompensointilaitteiston asentaminen olla aiheellista. (Lakervi & Partanen 2009: 189; Sesko ry 2015: 98, 109)

Kuristin mitoitetaan siten, että maasulun aikana kaapelien syöttämä kapasitiivinen varausvirta ja kompensointikuristimen kautta kulkeva induktiivinen virta kumoavat toisensa, jolloin vikakohdan lävitse kulkee vain jäännösvirta. Tällöin on tunnettava verkon kompensointiaste, eli kuristimen lävitse kulkevan virran ja maasulkuvirran suhde on yksi. Kompensointiaste on riittävä silloin, kun kosketusjännitevaatimukset täyttyvät ja suojalaitteet toimivat halutulla tavalla. Mikäli kompensointi on hajautettu, mitoitetaan kuristin johtolähdön varausvirtojen perusteella. Vikapaikan lävitse kulkeva maasulkuvirta  $I_f$  kompensoidussa verkossa voidaan laskea yhtälöllä

$$I_f = \frac{U_v}{R_f + \frac{R}{1 + jR(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L})}}, \quad (17)$$

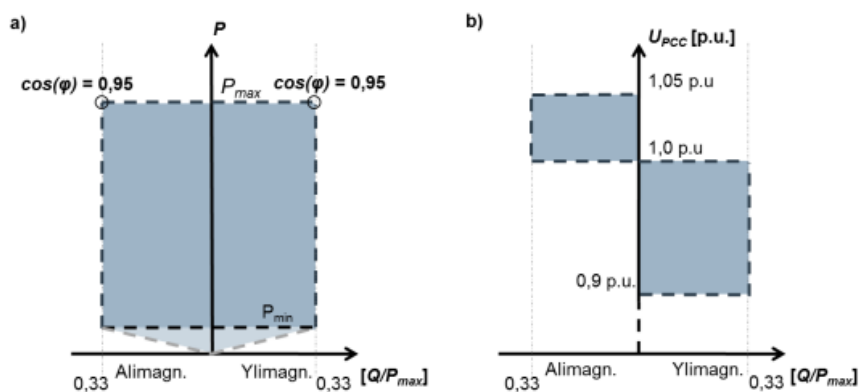
missä  $U_v$  on verkon vaihejännite,  $R$  on kompensointikuristimen ja lisävastuksen resistanssi,  $R_f$  on vikaresistanssi,  $C_0$  on verkon maakapasitanssi ja  $L$  on kuristimen induktanssi.

Tarvittava kompensointikuristimen induktanssi voidaan ratkaista yhtälöstä (17). (ABB 2000: 254; Lakervi & Partanen 2009: 185)

#### 5.4 Loistehon kompensointilaitteet

Loisteholla tarkoitetaan vaihtosähköllä siirrettävän näennäistehon työtä tekemätöntä osuutta, jota sähköverkon komponentit kuluttavat tai tuottavat. Tuulivoimaloilla kyetään tuottaamaan ja kuluttamaan loistehoa. Puiston verkossa merkittävät loistehoa tuottavat tai kuluttavat komponentit voimaloiden lisäksi ovat päämuuntajat ja johdot. Loistehon kulutusta tai tuottoa säätämällä voidaan parantaa järjestelmän tehokerrointa ja ylläpitää verkon jännitestabiilisuutta. Loistehon siirto vaikuttaa myös ilmajohtojen ja kaapelien kuormitustasoon. Tuulipuistoissa loistehoon liittyvät haasteet koskevat yleensä riittävän tuotanto- ja kulutuskapasiteetin saavuttamista, eikä niinkään järjestelmän tehokertoimen parantamista. Fingrid Oyj määrittelee kantaverkkoihinsa liittyvien voimalaitosten järjes-

telmäteknillisissä vaatimuksissa tavoitteet suuntaajakytkettyjen laitoksien loistehokapasiteetille. Uusimpien vaatimusten perusteella tuulipuistojen tulee kyetä syöttämään tehoa kantaverkkoon kuvan 17 mukaisesti.



**Kuva 17.** Loistehokapasiteettivaatimus. (Fingrid Oy 2018: 72)

Laitoksen pitää pystyä kuluttamaan (alimagnetointi) loistehoa tehokertoimella 0,95 liittymispisteen jännitteen  $U_{PCC}$  ollessa 0,9–1 p.u. ja tuottamaan (ylimagnetointi) loistehoa 0,95 tehokertoimella liittymispisteen jännitteen ollessa 1–1,05, kun laitos toimii nimellisellä pätötehollaan  $P_{max}$ . Sama loistehomäärä tulee kuluttaa tai tuottaa myös laitoksen minimiteholla  $P_{min}$ , joka on enintään 10 %, nimellisestä pätötehosta. Lisäksi verkonhaltija voi määrittellä lisäloistehovaatimuksia tarvittaessa. Mikäli loistehokapasiteettilaskelmien perusteella vaatimuksia ei täytetä, voidaan laitoksen järjestelmään asentaa portaittain ohjattavia kompensointilaitteita, kuten rinnakkaiskondensaattoriparistoja tai reaktoreita. (Elovaara & Haarla 2011a: 246; Elovaara & Haarla 2011b: 225; Fingrid Oy 2018: 67, 72)

Kompensointilaitetta valittaessa tulee varmistaa, että laitteen nimellisjännite ja -loisteho ovat riittävät. Näiden lisäksi tärkeitä suureita kompensointilaitteiden valinnassa ovat nimellisvirta, ylijännite- ja ylivirtakestoisuus sekä oikosulkuvirtakestoisuus. Reaktorissa tai kondensaattoriparistossa kuluva tai tuotettava loisteho riippuu verkon ja reaktorin nimellisjännitteestä sekä -loistehosta yhtälön

$$Q = \left(\frac{U}{U_R}\right)^2 Q_R, \quad (18)$$

missä  $U$  on verkon jännite,  $U_R$  on reaktorin nimellinen jännite ja  $Q_R$  on reaktorin nimellinen loisteho, mukaisesti. Lisäksi tulee varmistua siitä, ettei pariston kapasitanssin ja verkon induktanssin muodostama resonanssi aiheuta ongelmia. (ABB 2000: 280–281; Elovaara & Haarla 2011b: 227 & 229)

## 6 JOHTOPÄÄTÖKSET

Työn pääpainopisteessä olivat tuulipuistojen kaapeliverkon rakenteen suunnitteluperiaatteiden selventäminen sekä kaapeli- ja päämuuntajakoon teknistaloudellinen mitoittaminen.

Voimaloiden kytkeminen jakokaappien avulla yhteen on ketjuttamista edullisempi vaihtoehto Energiaviraston määrittelemien yksikköhintojen perusteella sekä hyvin todennäköisesti silloinkin, kun kaapin hinta on huomattavasti korkeampi. Jakokaapin paikka kannattaa valita siten, että suuremman poikkipinnan kaapelien pituudet on minimoitu pois lukien tilanne, jossa kaapin paikkaa muuttamalla voidaan lyhentää hyvin monien pienempien kaapelien pituutta. Suunnittelutyötä kuitenkin rajoittaa kaappien rajatut kytkentämahdollisuudet. Kytkettävien kaapelien lukumäärä on suhteellisen pieni, eikä kaikkiin kaappeihin välttämättä voida asentaa suurimpia kaapelikokoja (800–1200 mm<sup>2</sup>). Tilanne kuitenkin muuttunee nopeasti kysynnän kasvaessa.

Lähtökohtaisesti johtohaaroille kytkettävien voimaloiden lukumäärä kannattaa pitää mahdollisimman suurena, jotta syöttökenttien lukumäärä ja sen myötä investointikustannukset pysyvät alhaisina. Tilanne ei kuitenkaan ole näin suoraviivainen, sillä muuttujia on runsaasti. Puistoalueen rakenteen sekä voimaloiden koon ja lukumäärän muuttuessa kytkentöjen rakenne ja kaapelien paksuudet muuttuvat. Tällöin myös häviökustannukset muuttuvat. Esimerkkilaskuissa kuitenkin nähtiin, että ryhmäkoon kasvaessa muutos häviökustannuksissa oli laskeva, vaikkakin esimerkki osoitti myös sen, että vaihtoehtoja voi olla syytä tarkastella tapauskohtaisesti. Tutkimuksen perusteella optimoinnissa huomiota kannattaa kiinnittää investointi- ja häviökustannuksiin. Lisäksi todettiin, että 33 kV jännitetaso tulee 21 kV jännitetasoa halvemmaksi kaapeliverkon osalta. Jatkossa olisi hyvä selvittää syvemmin korkeamman jännitetason säästöpotentiaalia.

Kaapelireittien valinnassa keskeinen seikka oli myös maaston asennusolosuhteet. Energiaviraston määrittelemien ympäristöolosuhdeluokkien perusteella tiheästi rakennettuja

alueita kannattaa välttää, koska keskusta-alueilla asennuskustannukset voivat kasvaa moninkertaisiksi. Tuulipuistojen ympäristöolosuhteet ovat pääosin helppoja.

Keskijännitekaapeloinnin ja päämuuntajien tarkasteluissa yhteinen piirre oli, että mitoitusta ei kannata tehdä puiston sähköjärjestelmän luotettavuuden pohjalta. Toteamus perustuu menetety tuotannon verrattain pieniin kustannuksiin, jotka johtuvat komponenttien pienistä vikaantumistaajuuksista. Pienet kustannukset selittyvät myös sillä, että kustannukset koostuvat vain tuottamatta jääneestä energiasta sekä korjauskustannuksista. Luotettavuutta voidaan yrittää parantaa lisäämällä komponenttien lukumäärää, mutta tällöin myös vikaantumisen todennäköisyys kasvaa. Esimerkiksi voimaloiden määrää johtohaaroilla voidaan pienentää, jotta vian aikainen menetetty tuotanto olisi pienempi, mutta samalla lisääntyneen kaapelimäärän vuoksi järjestelmän vikaantumisherkkyys kasvaa myös. Komponenttien vikaantumiselta ei voida välttyä, joten on tarkasteltava eri vaihtoehtojen välisiä keskeytyskustannuseroja, joiden todettiin olevan hyvin pieniä. Kustannusten ennakointi on haastavaa, sillä tarkkaa arviota vikataajuuksille sekä korjauksien kustannuksille on vaikea tehdä. Keskeytyskustannusten laskennassa todettiin, että vian paikantamisen aikaiset kustannukset ovat merkittävin osa vikaantuneen kaapelin aiheuttaman keskeytyksen kustannuksista. Tästä johtuen jatkossa olisi syytä selvittää erottimilla varustetun jakokaapin asentamisen mielekkyyttä.

Kaapelien mitoitus liittyy standardien lähtökohtana on, että kaapelin tiettyä lämpötilaa ei ylitetä maa-aineksen kuivumisen ja eristevaurioiden estämiseksi. Lisäksi kaapelien jäähtymisvakiot ovat lyhyitä ja voimaloiden täyden tehokapasiteetin ajanjaksoit yllättävän pitkiä. Näistä syistä kaapelikokoa ei voida mielekkäästi alimitoitaa kuormitusvaihtelujen perusteella. Tämä pätee erityisesti yksittäisiin voimaloihin sekä pienehköihin voimalaryhmiin ja puistoihin.

Optimaalisen kaapelikoko vaihtelee luonnollisesti puiston jännitetaso, kaapelin kuormitettavuuden sekä yksikköhintojen ja lainarahan hinnan mukaan. Mielenkiintoista oli kuitenkin, että kahden rinnakkaisen kaapelin asentaminen on kannattavaa vain siinä tapauksessa kun yhtä suurempaa kaapelia ei voida käyttää.

Päämuuntajien jäähtymisaikavakioiden voidaan olettaa olevan huomattavasti kaapeleita suurempia, jolloin alimitoitusta voidaan helpommin soveltaa. Tällöin tulee kuitenkin olla tiedossa tarkat muuntajan lämpenemiskäyrät ja puiston tuotantoennusteet.

## 7 YHTEENVETO

Tämä diplomityö tehtiin toimeksiantona Ampner Oy:lle. Työn tarkoituksena oli selvittää tuulipuistojen turbiinimuuntajien alajännitenapojen sekä puiston liityntäpisteen välisen verkon suunnitteluperiaatteita.

Toisessa luvussa esiteltiin tarkastelun kohteena olevat komponentit. Näitä olivat päämuuntajat, erottimet ja katkaisijat, omakäyttö- ja mittamuuntajat, keskijännitekaapelit, jakokaapit sekä maasulku- ja loistehokompensointilaitteet.

Kolmannessa luvussa käsiteltiin keskijännitekaapelien tyypin ja koon valintaan vaikuttavia muuttujia. Lisäksi aiheena olivat kaapelien asennusolosuhteet. Luvun lopputuloksena saatiin työkalu, jolla voidaan määrittää optimaalisin kaapelikoko voimalan tehon ja keskijännitetason mukaan.

Neljännessä luvussa käsiteltiin tuulipuistojen sisäisen sähköverkon rakenteen suunnittelua. Luvun alussa todettiin, että sähköasemien paikat ja lukumäärä vaikuttavat oleellisesti kustannuksiin. Tämän jälkeen esiteltiin kaapeliverkon eri rakenneperiaatteita ja todettiin, että voimaloiden kytkeminen jakokaappien avulla on ketjutusmenetelmää useammin edullisempi vaihtoehto.

Viides luku sisälsi päämuuntajien sekä muiden sähköasemalaitteiden mitoitusta. Kappaleessa todettiin, että yhden ison päämuuntajan koko elinkaaren kustannukset tulevat todennäköisesti halvemmiksi, kuin kahden pienemmän muuntajan. Luku selvensi kytkinlaitteiden sijoitusperiaatteita ja mittamuuntajien mitoitukseen vaikuttavia tekijöitä. Luvussa käsiteltiin myös maasulku- ja loistehokompensoinnin tarvetta sekä kompensointilaitteiden mitoitusta.

Diplomityön lopputuloksena selkeytettiin puiston rakenteen sekä pääkomponenttien mitoitusperiaatteita sekä kehitettiin teknillis-taloudellista optimointiprosessia. Työn edessä kehitettiin useita mitoitukseen liittyviä laskentatyökaluja.



## LÄHDELUETTELO

- ABB (2017). *TPE 6x.xx, Indoor supporting current transformers*. [online]  
Saatavissa: <http://www.abb.com/abblibrary/downloadcenter/>
- ABB (2016). *Medium voltage indoor circuit breakers ANSI/IEC solutions* [online]  
Saatavissa: <http://new.abb.com/medium-voltage/apparatus/circuit-breakers/indoor-CB/ansi-indoor-vacuum-circuit-breaker-amvac>
- ABB (2015). *Product selection guide Kabledon cable cabinet, 12–36 kV*. [online]  
Saatavissa: <http://www.abb.com/abblibrary/downloadcenter/>
- ABB (2011). *Säädettävällä kuristimella katkot kuriin*. [online]  
Saatavissa: <http://www.abb.fi/cawp/seitp202/8db59826795aa92dc12579410045bd12.aspx>
- ABB (2000). *Teknisiä tietoja ja taulukoita*. 10. painos. Vaasa: Ykkös-Offset. ISBN 951-99366-0-2.
- Ackermann, Thomas (2012). *Wind Power in Power Systems*. 2. painos. UK: CPI Group. ISBN 978-0-470-97416-2. 60–61, 270–271 s.
- Anixter (2017). *3. Insulation and Jacket Materials*. [online]
- Aro, M., Elovaara, J., Karttunen, M., Nousiainen, K. & Palva, V. *Suurjännitetekniikka*. 4. painos. Helsinki: Gaudeamus. ISBN 978-951-672-375-7. 52–54 s.
- Chan, J. C., Hartley, M. D. & Hiivala, L. J. (1993). *Performance Characteristics of XLPE Versus EPR as Insulation for High Voltage Cables*. [online]
- CIGRE (2011). *Transformer Reliability Survey*. [online]

- Elovaara, J. & Laiho Y. (1999). *Sähkölaitostekniikan perusteet*. 5. painos. Helsinki: Otatieto. ISBN 951-672-285-7. 375 s.
- Elovaara, J & Haarla, L. (2011a). *Sähköverkot 1*. Helsinki: Otatieto. ISBN 978-951-672-360-3. 175, 210, 246, 317 s.
- Elovaara, J & Haarla, L. (2011b). *Sähköverkot 2*. Helsinki: Otatieto. ISBN 978-951-672-363-4
- Energiateollisuus (2012). *Maakaapeliverkon rakentamisen vaatimukset 0,4 – 45 kV RK 1:12*. Helsinki: Energiateollisuus ry.
- Energiavirasto (2011). *Maakaapelien kaivuolosuhteiden käyttö jälleenhankinta-arvojen laskennassa*. [online]
- Energiavirasto (2015). *Sähkönjakeluverkon verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016-2023* [online]. Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/web/guest/verkkokomponentit-ja-yksikkohinnat-2016-2023>
- EPV Tuulivoima Oy (2017). *Hankkeet* [online]. Saatavissa: <https://www.epvtuulivoima.fi/projects/>
- Fingrid Oy (2018). *Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2018*. [online]
- Heinhold, L. (1990). *Power Cables and their Application Part 1*. 3. painos. Berlin ja Munich: Siemens Aktiengesellschaft. ISBN 3-8009-1535-9
- Hoerauf, R. (2016). *Ampacity Application Considerations for Underground Cables*. [online]
- Ilmatieteen laitos (2017). *Tuulitilastot*. [online] Saatavissa: <http://ilmatieteenlaitos.fi/tuulitilastot>

- IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.) (2007). *Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*. [online]
- John J. Winders, Jr. (2002). *Transformers Principles and Applications*. Yhdysvallat: Marcel Dekker, Inc.. ISBN 0-8247-0766-4. 88, 231 s.
- Kotola, T. (2010). *18V46-dieselvoimalaitosten keskijännitejärjestelmän kustannusselvitys*. [Insinööriyö]. Vaasa 2010. Vaasan ammattikorkeakoulu. Tekniikka ja liikenne. 22 s.
- Lakervi, E. & Partanen, J. (2009) *Sähkönjakelutekniikka*. 2. painos. Helsinki: Hakapaino. ISBN 978-951-672-359-7
- Maa- ja metsätaloustuottajain Keskusliitto. (2015) *Sähkölinojen lunastustoimitukset ja linjoista maksettavat korvaukset*. [online]
- Mäkitalo, I. (2008). *Tuulivoimapuiston keskijänniteverkon teknistaloudellinen optimointi*. [Diplomityö]. Lappeenranta 2008. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma. 72 s.
- Nemati, H. M., Sant'Anna, A. & Nowaczyk, S. (2015). *Reliability Evaluation of Underground Power Cables with Probabilistic Models*. [online]
- Nexans (2008). *Comparison among insulation materials*. [online] Saatavissa: [http://www.nexans.com.br/SouthAmerica/2008/Comparing\\_us\\_5.pdf](http://www.nexans.com.br/SouthAmerica/2008/Comparing_us_5.pdf)
- Nexans (2017). *Frames and Cabinets*. [online] Saatavissa: [http://www.nexans.co.uk/eservice/UKen\\_GB](http://www.nexans.co.uk/eservice/UKen_GB)
- Ott, H. W. (2009). *Electromagnetic Compatibility Engineering*. USA: John Wiley & Sons, Inc. ISBN 978-0-470-18930-6
- Oulun Energia (2016). *Energianmittaus: Vaatimukset ja ohjeet*. [online]

- Pipelife (2012). *Sähköasennusputket ja kaapelinsuojajärjestelmät*. [online] Saatavissa: [http://www.pipelife.fi/\\_media/fi/kaapelinsuojaus/Pipelife\\_esite\\_Sahko\\_ ja\\_kaapelinsuojatuotteet\\_2012.pdf](http://www.pipelife.fi/_media/fi/kaapelinsuojaus/Pipelife_esite_Sahko_ ja_kaapelinsuojatuotteet_2012.pdf)
- Prysmian (2017). *10 – 20 kV keskijännitekaapelit*. [online] Saatavissa: <https://fi.prysmiangroup.com/sahkonjakeluverkko/10-20-kV-keskijannitekaapelit>
- Pätsi, Ari. (2018). *Kojeistojen tietoja lopputyöntekijälle*. Sähköpostiviesti Einari Jänisöjälle 17.1.2018.
- Rakennustietosäätiö (2015). *33115 Sähköverkon maakaapelit*. [online] Saatavissa: [http://www.rts.fi/infraryl/infraryl\\_paivitystiedostot\\_251115/33115%20 Sahko-verkon%20maakaapelit%20JULK.pdf](http://www.rts.fi/infraryl/infraryl_paivitystiedostot_251115/33115%20 Sahko-verkon%20maakaapelit%20JULK.pdf)
- Reka (2017a). *Kaapelisanasto*. [online] Saatavissa: <https://www.reka.fi/kaapelitietoa/kaapelisanasto>
- Reka (2017b). *Keskijännitekaapelit, tuotetiedot*. [online] Saatavissa: <http://www.reka.fi/keski-ja-suurjannitekaapelit/keskijannitekaapelit>
- Suhag, P., Patel, P.E. (2011). *Fundamentals of Transformer Inrush*. [online]
- Suomen Hyötytuuli Oy (2017). *Annankankaan tuulipuisto* [online]. Saatavissa: <http://hyotytuuli.fi/tuulipuistot/annankankaan-tuulipuisto/>
- Suomen Pankki (2016). *Yrityslainoissa hiljainen kausi*. [online]. Saatavissa: <https://www.eurojatalous.fi/fi/2016/artikkelit/yrityslainoissa-hiljainen-kausi/>
- Suomen Tuulivoimayhdistys ry (2009). *Paljon tuulivoimalat tuottavat sähköä ja mitä tarkoittaa huipunkäyttöaika?* [online] Saatavissa: <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/usein-kysytyt-kysymykset/paljon-tuulivoimalat-tuottavat-sahkoa-ja-mita-tarkoittaa-huipunkayttoaika>

Sesko ry (2015). *SFS 6001 - Suurjännitesähköasennukset*. 4. painos. Helsinki: Suomen standardisoimisliitto SFS ry.

Sesko ry (2017). *SFS 5636:2017 - PEX-eristeiset 10, 20 ja 30 kV Al- ja Cu-voimakaapelit. Rakenne ja testaus*. 4.painos. Helsinki: Suomen standardisoimisliitto SFS ry. 48–52 s.

Sähköinfo Oy (2014). *Virtamuuntajan taakan vaikutus tarkkuusalueeseen - Suositus 8/2012*. [online] Saatavissa: [http://www.sahkoala.fi/ammattilaiset/Asennussuosituksset/kytkennat\\_ja\\_liitannat/fi\\_FI/8-2012/](http://www.sahkoala.fi/ammattilaiset/Asennussuosituksset/kytkennat_ja_liitannat/fi_FI/8-2012/)

Työturvallisuuskeskus, Sähköalojen työalatoimikunta (2009). *Työturvallisuusohje*. [online]

Äärynen, E. (2012). *Keskijänniteverkon maakaapeloinnin kannattavuus*. [Diplomityö]. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma. 26 s.

## LIITTEET

**Liite 1** Komponenttien ja kaivuutyön hinnat. (Energiavirasto 2016)**Taulukko 20.** Kaapelien, kaapelointitarvikkeiden ja syöttökenttien yksikköhinnat.

<b>Tuote</b>	<b>Hinta</b>
3x150 mm <sup>2</sup>	31 000 €/km
3x185 mm <sup>2</sup>	36 200 €/km
3x240 mm <sup>2</sup>	39 000 €/km
3x300 mm <sup>2</sup>	44 500 €/km
1x400 mm <sup>2</sup>	52 800 €/km
1x500 mm <sup>2</sup>	61 100 €/km
1x630 mm <sup>2</sup>	71 900 €/km
1x800 mm <sup>2</sup>	86 100 €/km
Kaapelijatkos	1 700 €/kpl
Jakokaappi	3 400 €/kpl
Ilmaeristeisen 20 kV 1-kiskokojeiston syöt- tökenttä	16 900 €/kpl
Kenttäkohtainen 20 kV suojaus- ja automaa- tiolaitteisto	7 900 €/kpl

**Taulukko 21.** Maakaapelioiden sekä päämuuntajien yksikköhinnat.

Maakaapelioja, helppo olosuhde	10 700 €/km
Maakaapelioja, tavallinen olosuhde	24 200 €/km
Maakaapelioja, vaikea olosuhde	77 200 €/km
Maakaapelioja, erittäin vaikea olosuhde	151 200 €/km
25 MVA päämuuntaja	338 100 €
31,5 MVA päämuuntaja	450 200 €
40 MVA päämuuntaja	538 400 €
50 MVA päämuuntaja	593 000 €
63 MVA päämuuntaja	664 000 €

**Liite 2.** SFS 5636-standardissa määritetyt kaapelien korjauskertoimet.

**Taulukko 22.** Yksijohtimisten alumiinikaapelien kuormitettavuudet eri kaapeleilla ja asennustavoilla, kun johtimien lämpötila on 65 °C. (Sesko ry 2017)

Kaapeli	Taso-asennus		Kolmioasennus	
	Kosketussuoja		Kosketussuoja	
	Avoim	Suljettu	Avoim	Suljettu
95 mm <sup>2</sup>	255 A	250 A	240 A	235 A
120 mm <sup>2</sup>	295 A	280 A	270 A	265 A
150 mm <sup>2</sup>	330 A	315 A	305 A	300 A
185 mm <sup>2</sup>	375 A	350 A	345 A	330 A
240 mm <sup>2</sup>	435 A	395 A	395 A	385 A
300 mm <sup>2</sup>	485 A	440 A	445 A	435 A
400 mm <sup>2</sup>	570 A	500 A	525 A	510 A
500 mm <sup>2</sup>	645 A	550 A	590 A	570 A
630 mm <sup>2</sup>	720 A	610 A	665 A	635 A
800 mm <sup>2</sup>	805 A	650 A	725 A	695 A
1000 mm <sup>2</sup>	900 A	700 A	800 A	760 A
1200 mm <sup>2</sup>	970 A	740 A	860 A	810 A



**Taulukko 23.** Kolmijohtimisten alumiinikaapelien kuormitettavuudet eri kaapeleilla, kun johtimien lämpötila on 65 °C. (Sesko ry 2017)

<b>Kaapeli</b>	<b>Kuormitettavuus</b>
<b>95 mm<sup>2</sup></b>	205 A
<b>120 mm<sup>2</sup></b>	230 A
<b>150 mm<sup>2</sup></b>	260 A
<b>185 mm<sup>2</sup></b>	290 A
<b>240 mm<sup>2</sup></b>	340 A
<b>300 mm<sup>2</sup></b>	380 A

**Taulukko 24.** Kaapelien tai kaapeliryhmien läheisyyden vaikutus korjauskertoimeen. (Sesko ry 2017)

<b>Yksijohdinkaapeliryhmien tai kolmijohdinkaapelien etäisyys toisistaan</b>	<b>Yksijohdinryhmien tai kolmijohdinkaapelien lukumäärä</b>						
	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>10</b>
<b>0 mm</b>	0,79	0,69	0,63	0,58	0,55	0,5	0,46
<b>70 mm</b>	0,85	0,75	0,75	0,64	0,6	0,56	0,53
<b>250 mm</b>	0,87	0,79	0,79	0,72	0,69	0,66	0,64

**Taulukko 25.** Kaapelien tai kaapeliryhmien asennussyvyyden vaikutus korjauskertoimeen. (Sesko ry 2017)

<b>Asennussyvyys</b>	<b>0,5-0,7 m</b>	<b>0,71-0,9 m</b>	<b>0,91-1,1 m</b>	<b>1,11-1,3 m</b>	<b>1,31-1,5 m</b>
<b>Korjauskerroin</b>	1	0,99	0,98	0,96	0,95

**Taulukko 26.** Maan lämpöresistiivisyyden vaikutus korjauskertoimeen. (Sesko ry 2017)

<b>Maan lämpöresistiivisyys (Km/W)</b>	<b>0,7</b>	<b>1,0</b>	<b>1,2</b>	<b>1,5</b>	<b>2,0</b>	<b>2,5</b>	<b>3,0</b>
<b>Korjauskerroin</b>	1,1	1	0,92	0,85	0,75	0,69	0,63

**Taulukko 27.** Maan lämpötilan vaikutus korjauskertoimeen. (Sesko ry 2017)

Johtimien lämpötila	Maan lämpötila						
	-5 °C	0 °C	5 °C	10 °C	15 °C	20 °C	25 °C
65 °C	1,18	1,14	1,1	1,05	1	0,95	0,89

**Taulukko 28.** Suojaputkeen asennettujen kaapelien tai kaapeliryhmien läheisyyden vaikutus korjauskertoimeen. (Sesko ry 2017)

Putkien etäisyys toisistaan	Suojaputkeen asennettujen yksijohdinryhmien tai kolmijohdinkaapelien lukumäärä							
	1	2	3	4	5	6	8	10
0 mm	0,8	0,75	0,65	0,6	0,6	0,55	0,55	0,5
70 mm	-	0,75	0,7	0,65	0,6	0,6	0,55	0,55
250 mm	-	0,75	0,7	0,7	0,7	0,65	0,65	0,65