

**LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN KORKEAKOULU**  
**Energiatekniikan osasto**

**DIPLOMITYÖ**

**KERAVAN ENERGIA OY:N JA ETELÄ-SUOMEN  
ENERGIA OY:N SÄHKÖVERKKOJEN  
YLEISSUUNNITELMA**

Diplomityön aihe on hyväksytty Lappeenrannan teknillisen korkeakoulun Energiatekniikan osastoneuvoston kokouksessa 8.11.2000.

Diplomityön tarkastajana on toiminut professori Jarmo Partanen ja ohjaajana osastopäällikkö diplomi-insinööri Olli Eskola.

Lappeenrannassa 27.11.2000

Jukka Lassila  
Punkkerikatu 7 b 29  
53850 Lappeenranta

## **ALKULAUSE**

Diplomityö on tehty Keravan Energia Oy -konsernin antamasta aiheesta.

Työn tarkastajana on toiminut professori Jarmo Partanen Lappeenrannan teknillisestä korkeakoulusta ja ohjaajana sähköosaston osastopäällikkö diplomi-insinööri Olli Eskola Keravan Energia Oy:stä. Heille kiitos mielenkiintoisesta ja haastavasta diplomityöaiheesta sekä opastuksesta työn eri vaiheissa.

Työn edellyttämää vilkasta tiedonvaihtoa on käyty onnistuneesti menneen syksyn aikana käyttöpäällikkö Terho Koskelan sekä verkostosuunnittelija Matti Lehdon kanssa. Haluan kiittää heitä ja kaikkia niitä Keravan Energia Oy:n työntekijöitä, jotka monin eri tavoin edistivät työni valmistumista.

Lisäksi suuri kiitos kuuluu kotiväelle kannustavasta asenteesta ja tuesta opintojani ja diplomityötäni kohtaan.

Lappeenrannassa 27.11.2000

Jukka Lassila  
Punkkerikatu 7 b 29  
53850 Lappeenranta

## **TIIVISTELMÄ**

Tekijä: Jukka Lassila  
Nimi: Keravan Energia Oy:n ja Etelä-Suomen Energia Oy:n  
sähköverkkojen yleissuunnitelma  
Osasto: Energiatekniikan osasto  
Vuosi: 2000  
Paikka: Lappeenranta

Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu.

104 sivua, 26 kuvaa, 42 taulukkoa ja 14 liitettä.

Tarkastaja: professori Jarmo Partanen

Hakusanat: keskijänniteverkon yleissuunnittelu, sähköasemasuunnittelu

Tämän työn tavoitteena on ollut laatia Keravan Energia Oy:n ja Etelä-Suomen Energia Oy:n keskijänniteverkkoja koskeva yleissuunnitelma. Tutkimustyön painopiste on ollut verkkojen nykytilan selvityksen ohella ajankohtaisissa verkkojärjestelykysymyksissä.

Kuormitusennusteiden laadinnan pohjana on ollut kunnista saatavat väestö- ja työpaikkaennusteet. Verkkojen vahvistusta koskevat toimenpide-ehdotukset sijoittuvat vahvoille kasvualueille Etelä-Sipooseen ja Alikeralalle.

Eräs keskeisimmistä tehtävistä on ollut Etelä-Suomen Energia Oy:n verkkoon sijoittuvan Östersundomin alueen sähköjakelun kehittäminen. Työssä on tarkasteltu ja vertailtu uuden sähköaseman rakentamista keskijänniteverkon saneeraamisvaihtoehtoon. Alueen kuormituksen nopea kasvu edellyttää verkoston kehittämissuunnitelmien pikaista toimeenpanoa jo seuraavien 1-2 vuoden kuluessa.

Toinen merkittävistä verkostohankkeista sijoittuu Keravan Energia Oy:n sähköverkkoon. Työssä on selvitetty 110 kV:n verkon uudelleenjärjestelyjen vaikutuksia nykyisen keskijänniteverkon rakenteeseen. Savion ja Alikeralan asemien korvaaminen uudella asemalla aiheuttaisi asemainvestoinnin lisäksi noin kahden miljoonan markan lisäinvestoinnin kaapeliyhteyksien rakentamista varten sekä lähes miljoonan markan lisähäviökustannukset tarkasteluajalta.

## **ABSTRACT**

Author: Jukka Lassila  
Title: Electric network design in Keravan Energia Oy and Etelä-Suomen Energia Oy  
Department: Department of Energy Technology  
Year: 2000  
Place: Lappeenranta

Master's thesis. Lappeenranta University of Technology.

104 pages, 26 figures, 42 tables and 14 appendices.

Supervisor: professor Jarmo Partanen

Keywords: electric network design, medium voltage network

The aim of this work is to design a long-term plan for medium voltage network of the Keravan Energia Ltd and the Etelä-Suomen Energia Ltd, two electric network companies located in southern Finland.

One of the most important tasks is the development of a distribution network in the district of Östersundom. Two options, the building of a new substation and the reinforcements of existing medium voltage networks are examined and compared. The rapid increase in the consumption of electricity calls for decisions to be made within one to two years.

Another significant network design task considers the rearrangements of 110 kV lines in southern Kerava. It is found out that replacement of two old substations, Alikerava 25 MVA and Savio 16 MVA with a new substation and required medium voltage lines could be arranged.

## **Alkulause**

Tämän tutkimustyön tavoitteena on ollut selvittää Keravan Energia Oy:n ja Etelä-Suomen Energia Oy:n keskijänniteverkkojen nykytila sekä laatia verkoston korkeatasoiseen suunnitteluun ja tehokkaaseen käyttöön ohjaava yleissuunnitelma.

Tutkimustyö aloitettiin Keravan Energia Oy –konsernin toimitiloissa Keravalla. Näiden kolmen ensimmäisen kuukauden aikana verkkotietojärjestelmään täydennettiin puuttuvat lähtötiedot sekä tutustuttiin paikan päällä tärkeimpiin yleissuunnittelussa mukana oleviin suunnittelukohteisiin. Verkostolaskennan osalta painopiste oli Etelä-Suomen Energia Oy:n keskijänniteverkossa.

Tutkimusta jatkettiin toiset kolme kuukautta LTKK:n (Lappeenrannan teknillisen korkeakoulun) tiloissa keskittyen aikaisemmin kerätyn aineiston jatkokäsittelyyn ja saatujen tulosten analysoimiseen. Ajankohtaisena asiana syvennyttiin myös Keravan Energia Oy:n jakelu- ja siirtoverkkoja koskeviin uudelleenjärjestelyihin.

Tutkimustyön aikana käytiin vilkasta tiedonvaihtoa Keravan Energia Oy:n ja LTKK:n välillä. Yhteyshenkilöinä toimivat Keravan Energia Oy:ssä osastopäällikkö Olli Eskola, käyttöpäällikkö Terho Koskela sekä verkostosuunnittelija Matti Lehto.

Lappeenrannassa 27.11.2000

Jukka Lassila  
assistentti

Jarmo Partanen  
Professori

## Sisällysluettelo

<b>1. TYÖN TAVOITE .....</b>	<b>5</b>
<b>2. KÄYTETTÄVÄT LÄHTÖTIEDOT, MENETELMÄT JA SUUNNITTELUPERUSTEET.....</b>	<b>5</b>
2.1 KUORMAT .....	8
2.2 ALUEIDEN KUORMITUSKASVUENNUSTEET .....	12
2.2.1 Sipoo .....	12
2.2.2 Kerava.....	16
2.3 JOHTOJEN TALOUDELLINEN MITOITUS.....	17
2.3.1 Uuden johdon mitoitus.....	18
2.3.2 Olemassa olevan johdon vahvistus .....	20
2.4 OIKOSULKULASKENTA JA VIKAVIRTASUOJAUS .....	23
2.4.1 Jälleenkytkennät.....	24
2.5 MAASULKULASKENTA .....	25
<b>3. VERKON NYKYTILA JA KEHITYSNÄKYMÄT .....</b>	<b>28</b>
3.1 TEKNI TALOUDELLINEN NYKYTILA JA AKUUTIT KEHITYSTOIMENPITEET .....	28
3.1.1 Tehonjakotulokset nykyverkolle .....	28
3.1.2 Oikosulkulaskennan tulokset ja tarvittavat toimenpiteet .....	36
3.1.3 Oikosulkusuojauksen kannalta poikkeukselliset kytkentätilanteet .....	40
3.2 VERKON KUORMITUKSEN KASVUN RAJAT .....	42
3.3 VARASYÖTTÖ JA KORVAUSTARKASTELUT .....	43
3.3.1 Martinkylän sähköaseman korvaus.....	46
3.3.2 Massbyn sähköaseman korvaus.....	48
3.3.3 Kallbäckin sähköaseman korvaus.....	50
3.3.4 Massbyn ja Kallbäckin asemien yhteiskorvaus.....	51
3.3.5 Ylikeravan sähköaseman korvaus.....	60
3.3.6 Alikeravan sähköaseman korvaus.....	60
3.3.7 Savion sähköaseman korvaus .....	61
<b>4. ÖSTERSUNDOMIN ALUEEN SÄHKÖNJAKELUN KEHITTÄMINEN .....</b>	<b>62</b>
4.1 UUSI SÄHKÖASEMA.....	62
4.1.1 Aseman 110 kV:n verkon järjestelyt.....	62
4.1.2 Asemahankkeen kustannukset.....	64
4.1.3 Uuden Landbon aseman korvaustarkastelu.....	65
4.1.4 Landbon uuden sähköaseman oikosulkulaskennan tulokset .....	66
4.2 KESKIJÄNNITEVERKON VAHVISTAMINEN .....	68
4.2.1 Hankkeen edellytykset ja kustannukset .....	68
4.2.2 Keskijännitevaihtoehdon korvaustarkastelu .....	72
4.3 VÄSTERSUNDOMIN SÄHKÖASEMAN KUNNOSTAMINEN .....	72
4.4 IMMERSBYN JOHTOLÄHDÖN JAKAMINEN .....	73
4.5 UUDEN SÄHKÖASEMAN JA KJ-VERKON KEHITTÄMISVAIHTOEHTO ODOTTAMATTOMAN SUURESSA KUORMITUSTILANTEESSA .....	74
4.5.1 Landbon uusi asema .....	75
4.5.2 Keskijänniteverkon kehittämisvaihtoehto.....	75
4.6 YHTEENVETO.....	76
4.7 LUOTETTAVUUSLASKENTA .....	78

<b>5. ETELÄ-KERAVAN ALUEEN SÄHKÖNJAKELUN KEHITTÄMINEN .....</b>	<b>82</b>
5.1 LÄHTÖKOHTA JA PERUSTEET UUDEN ASEMAN RAKENTAMISELLE .....	82
5.2 KESKIJÄNNITEVERKON KEHITTÄMINEN UUDEN SÄHKÖASEMAN TARPEISIIN SOPIVAKSI ...	85
5.2.1 Aseman rakenne.....	85
5.2.2 Uudet jakorajat ja lähdöt.....	86
5.3 SAVION ASEMAN POISTAMINEN KOKONAAN KÄYTÖSTÄ.....	87
5.3.1 Teknikum Oy .....	89
5.4 KORVAUSTARKASTELU.....	91
5.5 OIKOSULKUTARKASTELU.....	92
5.6 HANKKEEN KUSTANNUKSET .....	93
5.6.1 Investointikustannukset .....	93
5.6.2 Häviötarkastelu.....	95
5.6.3 Kokonaiskustannukset.....	97
5.7 YHTEENVETO.....	97
<b>6. KEHITYSTARPEET JA SUOSITELTAVAT TOIMENPITEET .....</b>	<b>99</b>
<b>7. YHTEENVETO.....</b>	<b>101</b>
<b>LÄHDELUETTELO.....</b>	<b>103</b>

## LIITTEET

- |      |  |
|------|--|
| I    | Etelä-Suomen Energia Oy:n keski­jänniteverkko                |
| II   | Keravan Energia Oy:n keski­jänniteverkko                     |
| III  | Oikosulkulaskennan lähtötiedot ja laskentayhtälöt            |
| IV   | Verkostorakentamisen yksikkökustannustietoja                 |
| V    | ESE:n ja KEO:n varayhteyksien laskentatiedot                 |
| VI   | Eteläisen Sipoon keski­jänniterunkojohdot                    |
| VII  | Landbon aseman sijoittuminen karttapohjalla                  |
| VIII | KEO:n puisto- ja kellarimuuntamoiden huippuvirrat            |
| IX   | Suosittelvat johtovahvistukset                               |
| X    | Keravan väestö- ja työpaikkaennuste alueittain 1999-2020     |
| XI   | Kaapelireittivaihtoehdot KEO:n uudelta asemalta              |
| XII  | Johtimen valintaa helpottava taulukko-ohjelma                |
| XIII | Ehdotus KEO:n uuden aseman ja Alikeravan kiskojärjestelyistä |
| XIV  | KEO:n keski­jänniteverkon maasulkulaskentatulokset           |

## Käytetyt merkinnät ja lyhenteet

$a$	annuiteettikerroin	
$b$	ominaissuskeptanssi	$\mu\text{S}/\text{km}$
$c$	ominaiskapasitanssi	$\mu\text{F}/\text{km}$
$E$	energia	kWh
$f$	vikataajuus	1/km,a
$I$	virta	A
$l$	pituus	km
$P$	pätöteho	W
$p$	korko	
$Q$	loisteho	Var
$R$	resistanssi	$\Omega$
$r$	kasvuprosentti	
$S$	näennäisteho	VA
$T$	tarkasteluaika	a
$t$	aika	s
$U$	jännite	V
$u$	jännitehäviö	%
$\Delta u$	jännitejäykkyys	%/MW
$W$	energia	kWh
$X$	reaktanssi	$\Omega$
$Z$	impedanssi	$\Omega$

## Kreikkalaiset

$\cos\varphi$	tehokerroin
$\kappa$	diskonttauskerroin
$\tau$	aikavakio

## Alaindeksit

0	alkuhetki, tyhjäkäynti, maasulku
1s	yksi sekunti
20	keskijännite, 20 kV
110	siirtojännite, 110 kV
f	vika



h,häv	häviö
k	oikosulku, kuormitus, keskeytys
m	muuntaja, maasulku
max	maksimi
n	nimellinen
opt	optimi
<i>p</i>	pätöteho
<i>q</i>	loisteho

### **Lyhenteet**

ESE	Etelä-Suomen Energia Oy
KEO	Keravan Energia Oy
kj	keskijännite
LSY	Länsi-Suomen Yhteiskäyttö Oy
pj	pienjännite
PM	päämuuntaja
PSS	Porvoon Seudun Sähkö Oy
TJE	Tuusulanjärven Energia Oy

### **Johdinmerkinnät**

AF25	Swan	(ACSR 21/4)
AF40	Sparrow	(ACSR 34/6)
AF62	Raven	(ACSR 54/9)
AF99	Pigeon	(ACSR 85/14)
AF130	Vaasa	(ACSR 108/23)
AF131	Suursavo	(ACSR 106/25)
MA	alumiinijohtiminen, paperieristeinen maakaapeli	(APYAKMM)
MAX	alumiinijohtiminen, PEX-eristeinen maakaapeli	(AHXAMK)
PAS	päällystetty avojohto	

## 1. Työn tavoite

Tämän tutkimustyön tavoitteena on selvittää Etelä-Suomen Energia Oy:n (ESE:n) ja Keravan Energia Oy:n (KEO:n) sähkönjakeluverkkojen nykytila ja laatia sen pohjalta verkkojen rakentamiseen ja mahdollisimman tehokkaaseen käyttöön johtava yleissuunnitelma.

Keskijänniteverkon yleissuunnittelun päämääränä on löytää taloudellisesti parhaat ratkaisut verkkomuodon, investointien laadun ja ajankohdan suhteen. Päämäärän tavoittamiseksi lasketaan nykyisen verkon johto-osien tehot, häviöt, jännitteenalenemat sekä maa- ja oikosulkuvirrat. Laskelmien perusteella selvitetään keskijänniteverkoston taloudellisin kytkentätilanne ja mahdolliset verkon vahvistustarpeet. Erikoisuutena voidaan pitää Etelä-Suomen Energia Oy:n ja Keravan Energia Oy:n keskijänniteverkkojen toisistaan poikkeavia kytkentäryhmiä. Tämä on huomioitava mm. verkkojen välisiä korvaustilanteita suunniteltaessa.

Erityinen mielenkiinto kohdistuu Lounais-Sipoossa sijaitsevan Östersundomin liikekeskuksen ja Landbon asutuskeskuksen sähköistämiseen. Työssä tutkitaan ja vertaillaan uuden sähköaseman rakentamisen ja keskijänniteverkon vahvistamisen mukanaan tuomia etuja ja haittoja. Toinen mittavampi tarkastelu suoritetaan Keravan Energia Oy:n Savion ja Alikeravan sähköasemien poistamiseen ja uuden aseman rakentamiseen liittyen.

## 2. Käytettävät lähtötiedot, menetelmät ja suunnitteluperusteet

Tehokkaan yleissuunnittelun perustana on suunnittelun systemaattisuus ja suunnittelua helpottavien sekä sen laatua parantavien menetelmien hyväksikäyttö. Tutkimustyössä verkostolaskennan pohjana tarvittavat verkkotiedot löytyvät molempien yhtiöiden osalta ABB:n Open Integra verkkotietojärjestelmästä. Verkkotietojärjestelmä koostuu tietokannasta, graafisesta käyttöliittymästä sekä joukosta erilaisia sähköverkon hallinnan laskentasovelluksia. Järjestelmän perustana on jakeluverkon looginen tietomalli.

Keravan Energia Oy:n ja Etelä-Suomen Energia Oy:n sähkönjakeluverkot eroavat paljon toisistaan. KEO:n verkko on tyypillinen kaupunkiyhtiön jakeluverkko. Kaapeloinnin osuus keskijännitepuolella on noin 64 % ja verkko on voimakkaasti silmukoitu. ESE:n verkko on puolestaan selvä esimerkki maaseutus sähköverkosta. Johtolähdöt ovat pitkiä kaapelointiasteen jäädessä alle 5 %:n. Yhtiöiden välisiä pääosin verkostoa koskevia tunnuslukuja on esitetty taulukossa 2.1.

*Taulukko 2.1 KEO:n ja ESE:n jakeluverkkojen tunnuslukuja (tilanne 31.12.1999)*

		Keravan Energia Oy	Etelä-Suomen Energia Oy	Yhteensä
Pienjänniteilmajohdot	[km]	121	1108	1229
Pienjännitekaapelit	[km]	249	235	484
Muuntamot	[kpl]	202	431	633
20 kV:n ilmajohdot	[km]	41	377	418
20 kV:n kaapelit	[km]	74	19	93
110 kV:n ilmajohdot	[km]	14	19	33
Sähköasemat	[kpl]	3	3	6
Verkkoasiakkaat	[kpl]	14313	9988	24301
Kytkentäryhmä	-	YNyn0	Ynd11	-

Sähköverkon hallinnan sovelluksista tehonjakolaskentaa voidaan pitää kaiken verkostolaskennan perustana. Laskennan mahdollistamiseksi Etelä-Suomen Energia Oy:n verkossa asiakastietojärjestelmästä haettiin kuluttajien vuosienenergiat ja syötettiin ne verkkotietojärjestelmään keskijänniteverkon muuntamosolmupisteisiin. Toteutuksen eri vaiheista tarkemmin kohdassa 2.1 *Kuormat*. Keravan Energia Oy:n jakeluverkon osalta verkon kuormittumisen mallintamiseksi käytettiin jakelumuuntamoilta kerättyjä huippuvirtalukemia sekä johtolähtöjen virtamittauksia.

Oikosulku- ja maasulkulaskenta voidaan toteuttaa ilman kuormitustietoja verkon johdin- ja kytkinlaitetietoja käyttämällä. Lähtötietojen tarkastamisen jälkeen vikavirtalaskenta suoritettiin molempien yhtiöiden keskijänniteverkoille. Suojauksessa havaitut puutteet ja suositeltavat toimenpiteet asian korjaamiseksi on esitetty myöhemmin tässä työssä.

Verkostolaskennan suorittamista varten järjestelmään on syötettävä yhtiön sopivaksi katsomat laskentaparametrit. Parametrivalinnalla vaikutetaan suoraan laskennan lopputuloksiin. Esimerkiksi johtolähtöjen saneeraustarpeita selvittäessä valittu korkokanta vaikuttaa voimakkaasti siihen milloin mahdollinen lisäinvestointi on taloudellisesti kannattavinta toteuttaa.

Laskennassa käytetyt tärkeimmät parametrit ja laskentametodit on esitetty seuraavassa.

laskentajännite	$U$	= 20.5 kV
korkoprosentti	$p$	= 5 %/a
tarkasteluaika	$t$	= 20...25 a
kasvuprosentti	$r$	= 1...5 %/a kohteesta riippuen
suurin sallittu jännitteenalenema	$u_{hmax}$	= 5 % (normaali käyttötilanne) 7 % (korvaustilanne)
tehokerroin	$\cos \varphi$	= 0.96

kuormitus-

häviöiden hinta	$H_{häv,teh} = 220 \text{ mk/kW,a}$	$H_{häv,ener} = 0.13 \text{ mk/kWh}$
-----------------	-------------------------------------	--------------------------------------

Häviöiden huipunkäyttöaika on verkostolaskennassa tyypillisesti 2000...2500 h.

Tässä työssä häviöiden huipunkäyttöaikana on käytetty 2000 h. Teho- ja energiahäviöt yhdistäen tämä johtaa 480 mk/kW,a häviöhintaan, mitä on käytetty kohdan 2.3 *Johtojen taloudellinen mitoitus* lähtöarvona. Oikosulkulaskennassa käytetyt lähtötiedot ja laskentamenetelmät on esitetty liitteessä III. Talouslaskelmien taustalla olevat verkoston investointikustannukset on samoin esitetty erillisessä liitteessä (liite IV).

## 2.1 Kuormat

Keravan Energia Oy:llä on käytössä ABB Open Integra verkkotietojärjestelmä. Aikaisemmin verkostolaskentaa on suoritettu sekä KEO:n että ESE:n jakeluverkoissa Versoftin Dos-pohjaisella VTJ:llä. Kyseistä VTJ:ää ei ole käytetty eikä päivitetty vuoden 1995 jälkeen. Viimeisen puolen vuosikymmenen aikana verkon rakenne ja varsinkin kuormitus on muuttunut siinä määrin, ettei vanhaa verkkotietojärjestelmää käytetty kuin Integralla suoritettujen laskentatulosten vertailuun ja varmentamiseen. Tutkimustyön ensimmäisessä vaiheessa keskityttiin vikavirtalaskentaan, sillä tehonjakolaskelmien edellyttämät kuormitustiedot puuttuivat uudesta järjestelmästä. Tehonjakolaskelmat ovat välttämättömiä mm. verkon saneeraustarpeiden määrittämisessä ja varasyöttötarkasteluissa.

Kuormitustietojen saattamiseksi laskennan käyttöön toteutettiin KEO:n alueella puisto- ja kellarimuuntamoita koskeva huippuvirtamittareiden luku. Samaa menetelmää käytettiin jo vuonna 1985 valmistuneessa Jarmo Hautaluoman diplomityössä *Keravan energialaitoksen 20 kV:n verkon yleissuunnitelma ja kaukokäytettävät erotinasemat*. Luettavia muuntamoita oli yhteensä lähes 150 kappaletta ja tähän vaiheeseen kului aikaa yhdeltä asentajalta muutamia työpäiviä. Tehtävä onnistui melko nopeasti, sillä muuntamot sijaitsevat Keravan alueella lähellä toisiaan. Muuntamoilta luettiin kolmen vaiheen huippuvirrat sekä virtamuuntajien muuntosuhteet. Todellisen virran määrittämiseksi vaihevirroista otettiin keskiarvo ja kerrottiin muuntosuhteella. Puisto- ja kellarimuuntamoilta kerätyt lukemat on listattu liitteessä VIII. Loppujen ilman mittausta olevien muuntamoiden, pääasiassa pylväsmuuntamoiden, kuormitustiedot arvioitiin.

Kerätyt ja arvioidut huippuvirrat laskettiin lähtökohtaisesti yhteen ja suhteutettiin ne kunkin johtolähdön sähköasemalta mitattuun huippuvirtaan. Näin kuorma saatiin jaettua melko tarkasti oikein verkon eri osiin. Virhettä käytetyssä menetelmässä aiheutti ns. tärinäkuorma, eli huippuvirtamittarin korkea arvo saattoi olla jääne muuntamorakenteen voimakkaasta tärähdyksestä. Huippuvirroista saatuja huipputehoja verrattiin muuntajien nimellistehoihin arvojen järkevyyden toteamiseksi.

ESE:n alueen kuormitustietojen syöttäminen verkkotietojärjestelmään päätettiin suorittaa siten, että Tietosavon asiakastietojärjestelmästä kerättiin aluksi muuntopiirikohtaiset vuosienergiat. Suoraan muuntopiirien mukaan ei energioita kuitenkaan saatu, vaan energiatiedot olivat asiakaskohtaisia ja erikseen päivä- ja yöenergioille eriytettyjä. Taulukossa 2.2 on esitetty ote hausta.

*Taulukko 2.2 Ote asiakastietojärjestelmästä suoritetusta hausta*

Käyttöpaikan tunnus	Sopimuskumppanin nimilyhenne	Vuosiennuste päivä [kWh]	Vuosiennuste yö [kWh]	Käyttäjäryhmän tunnus
7533319006	ASIAKAS 1	5270	12680	8
7533319007	ASIAKAS 2	3940	7680	8
7533319008	ASIAKAS 3	7140	2130	1
7533320002	ASIAKAS 4	4000	4920	3
7533321001	ASIAKAS 5	7820	11760	4
7533321007	ASIAKAS 6	5520	5500	1

Käyttöpaikan tunnus pitää sisällään ESE:n verkossa myös muuntopiirin numeron. Tämä saadaan poistamalla merkkijonosta ensin kolminumeroinen kuntatunnus (753); esim. 7533319006  $\Rightarrow$  3319006, jonka jälkeen neljä seuraavaa numeroa ilmoittaa muuntopiirin tunnuksen (3319). Access-tietokantasovellusta käyttämällä asiakaskohtaiset päivä- ja yöenergiat yhdistettiin ja kohdistettiin ne oikeisiin muuntopiireihin läpikäymällä yli yhdeksäntuhannen tietueen asiakastaulukko. Samalla kerättiin tieto kunkin käyttäjäryhmän asiakasmääristä hajonnan (tehojen risteily) määrittämistä varten. Lopullinen ote jakeluverkon kuormituksesta näytti taulukon 2.3 mukaiselta.

*Taulukko 2.3 Eri käyttäjäryhmien sähkönkulutus muuntopiireittäin*

Muuntopiirin tunnus	Vuosiennuste summa [kWh]	Käyttäjäryhmän tunnus	Asiakasmäärä
3319	9270	1	1
3319	29570	8	2
3320	7140	1	1
3321	4000	1	1
3321	7820	4	1

Koska käyttäjärühmätunnukset on alunperin annettu sähkömyynnin puolella, eivät ne vastaa verkostosuunnittelussa käytettyjä ryhmätunnuksia. Integrassa käyttäjärühmiä on valmiina kymmenen erilaista.

1. Asuminen yhdistetty
2. Huonekohtainen lämmitys ja asuminen
3. Osittain varaava sähkölämmitys ja asuminen
4. Varaava sähkölämmitys ja asuminen
5. Maataloudet
6. Maataloudet ja sähkölämmitys
7. Julkinen palvelu
8. Yksityinen palvelu
9. 1-vuoro teollisuus
10. 2-vuoro teollisuus

Nämä kymmenen vaihtoehtoa kattavat suurimman osan asiakaskannasta. Sähkökäytöltään suurimpia asiakkaita varten voidaan laatia oma käyttäjärühmä verkkotietojärjestelmään. Vaihtoehtona on valita jokin yllä mainituista ryhmistä ja tarkistaa tehonjakolaskelmista saatuja huipputehoja mitattuihin huippuihin verkon todennukaisen kuormituskuvan aikaansaamiseksi.

Asiakastietojärjestelmässä asiakkaat on jaettu eri käyttäjärühmiin karkeasti seuraavalla tavalla;

<b>Asuminen ja maatalous</b>	<b>Jalostus</b>	<b>Palvelu ja hallinto</b>
0 Asuinhuoneistot	4 Teollisuus	6 Liike-elämä
01 Pientaloasunnot	5 Rakennustoiminta	7 Kuljetus
02 Rivitaloasunnot		8 Hallinto
03 Kerrostaloasunnot		9 Yhdyskuntahuolto
04 Vapaa-ajan asunnot		
1 Asuintaloyhtiöt		
11 Pientaloyhtiöt		
12 Rivitaloyhtiöt		
13 Kerrostaloyhtiöt		
2 Maatalous		

Lisäksi käyttäjärühmissä on useita muita alaryhmiä.

Valikoima on kokonaisuudessaan huomattavasti Integran tarjoamaa valikoimaa suurempi. Vaikka ryhmittely pohjautuu Sähköenergialiiton suosituksiin, ei se sovi verkostosuunnittelun tarpeisiin kovin hyvin, sillä tehohuippujen ajankohdan määrittäminen esim. varaavalle tai suoralle sähkölämmitykselle on vaikeaa asiakastietojärjestelmän jaottelua käyttämällä. Lisäksi energiahakutuloksia läpikäydessä ilmeni, että asiakasmääritystä tehdessä mm. numerot 02 ja 2 oli aika-ajoin sotkettu keskenään. Tämä voi osaltaan lisätä epätarkkuutta laskentatuloksissa.

Käyttäjiryhmätunnukset päätettiin sovittaa yhteen taulukon 2.4 mukaisesti.

*Taulukko 2.4 Käyttäjiryhmätunnusten yhteensovittaminen*

ATJ (Asterix)	VTJ (Integra)
01,02,03,04	1
8,9	7
6,7	8
5	9

Suuret sähkökäyttäjät, kuten Ingman Oy, Partek kalkkikaivos, Hartwall Oy ja Lival Oy määritettiin verkkotietojärjestelmän käyttäjiryhmään 10 eli 2-vuoroteollisuuteen. Tehonjakolaskennan yhteydessä kuormituskäyrien kautta saatuja tehoja verrattiin tiedossa oleviin suurasiakkaiden huipputehoihin ja korjattiin laskentatuloksia tarvittaessa. Tällä korjauksella oli suuri merkitys erityisesti yksittäisiin johtolähtöihin, sillä laskennalliset huiput saattoivat kasvaa mm. epäyhteensopivan käyttäjiryhmämäärityksen takia jopa yli kaksikertaisiksi mitattuihin huipputehoihin verrattuina. Korjauksella oli huomattava vaikutus myös koko aseman laskennalliseen huipputehoon. Esimerkiksi Martinkylän laskennallisen ja mitatun huipputehon suhde pieneni 126 %:sta 112 %:iin suurimpien asiakkaiden kuormitustietojen läpikäymisen myötä. Parempaan laskentatarkkuuteen päästäisiin varustamalla verkkotietojärjestelmä tulevaisuudessa suurasiakkaiden sähkökäyttöä tarkemmin kuvaavilla kuormitusmalleilla.



## **2.2 Alueiden kuormituskasvuennusteet**

Sähkönkulutuksen lisääntyminen vaikuttaa voimakkaasti verkoston kehittämistarpeeseen. Kulutusennusteiden laadinta liittyy siten olennaisena osana keskijänniteverkon yleissuunnitteluun. Kuten kaikkeen tulevaisuuteen liittyvään toimintaan niin myös verkostosuunnitteluun liittyy runsaasti epävarmuustekijöitä ja sitä enemmän, mitä pidemmälle tulevaisuuteen tähdätään. Ennusteet on pyrittävä tekemään mahdollisimman huolellisesti ja tarkkaan lopputulokseen pyrkien, sillä virheellinen kuormitusennuste voi aiheuttaa huomattavia lisäkustannuksia väärin verkostoinvestointien muodossa /1/. Hyvien ratkaisujen löytäminen edellyttää käytännössä useiden vaihtoehtoisten ratkaisumallien luontia ja niiden teknistaloudellista vertailua.

Kulutusennusteet tehdään yleensä energiaennusteina, koska tilastollista tietoa on saatavissa huomattavasti enemmän energia- kuin tehomuodossa. Verkostosuunnittelua varten energiaennusteet on kuitenkin muutettava tehoennusteiksi.

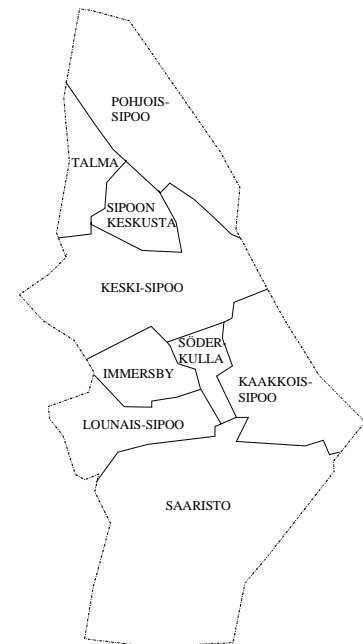
Kuormitusten kasvuja ennustaessa pohjana käytetään alueiden kunnista saatavia kaavoitus suunnitelmia. Kuntien ennusteet ovat kuitenkin osittain tavoitteellisia, joten joiltakin osin ennusteita joudutaan usein pienentämään realistisemmalle tasolle.

### **2.2.1 Sipoo**

Sipoon tavoitteena on 1-2 %:n vuotuinen väestönkasvu seuraavien 15 vuoden aikana, mikä merkitsee sitä, että Sipoon väkiluku lisääntyy n. 15400:sta 19000-23000:een vuoteen 2015 mennessä /2/. Kunta pyrkii tasapainoiseen väestönkehitykseen siten, ettei taajamien ja haja-asutusalueiden eikä Pohjois-/Keski-Sipoon ja Etelä-Sipoon välinen suhde ratkaisevasti muutu. Etelä-Sipoon väestö tulee kuitenkin lisääntymään nopeammin kuin Pohjois- ja Keski-Sipoon väestö, mikä johtuu alueiden kaavoituksesta ja rakentamisesta tehdyistä päätöksistä. Lounais-Sipoon ja Söderkullan alueet vastaavat yhdessä n. 50 % Sipoon väestönkasvusta tarkasteluajan kuluessa. 1-2 %:n väestönkasvuennusteen mukaan Sipoon alueiden asukasluvun katsotaan kehittyvän taulukon 2.5 mukaisesti. Kukin alue on arvioitu omana kokonaisuutena.

Taulukko 2.5 Sipoon asukasmäärän kehittyminen

Alue	1995	2015	
		+ 1 %	+ 2 %
Pohjois-Sipoo	1680	1800	2200
Talma	1110	1300	1600
Sipoon keskus	4580	5400	6200
Keski-Sipoo	2040	2200	2600
Lounais-Sipoo	1620	2600	3500
Immersby	770	900	1100
Söderkulla	1850	2800	3500
Kaakkois-Sipoo	1600	1800	2000
Saaristo	250	200	300
<b>Yhteensä</b>	<b>15500</b>	<b>19000</b>	<b>23000</b>



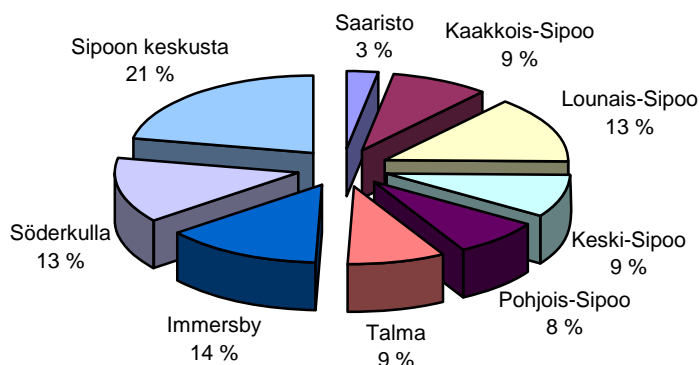
Tuoreimman tiedon mukaan Sipoon kunnanvaltuusto on hyväksynyt 2 %/a kasvuennusteen vuoteen 2020 ulottuvalla kehitysjaksolla. Tämä arvio on hieman edellä taulukoitua ennustetta positiivisempi. Sen mukaan Sipoon väkiluku kasvaa noin 26000:een vuoteen 2020 mennessä.

Sähkön kulutuksen seuraamista ja tulevaisuuden kuormien arvioimista varten ESE:n asiakkaat on jaettu osiin samaa maantieteellistä jakoa käyttäen.

Tiedot asiakkasmääristä ja energian kulutuksesta perustuvat asiakastietojärjestelmästä suoritettuun muuntopiirikohtaiseen hakuun. Muuntopiirit on jaettu eri kasvualueisiin noudattamalla aikaisemmin esitetyn Sipoon aluekartan mukaisia rajoja. Sähkönkäytön jakautuminen alueittain on esitetty taulukossa 2.6 ja kuvassa 2.1.

Taulukko 2.6 Sähkönkäytön jakaantuminen Sipoon alueella v. 2000

Alue	Asiakkaita	Energia [GWh]
Pohjois-Sipoo	850	11.87
Talma	501	12.86
Sipoon keskusta	2223	33.09
Keski-Sipoo	1068	13.37
Lounais-Sipoo	1234	20.57
Immersby	381	20.81
Söderkulla	1091	20.25
Kaakkois-Sipoo	1178	12.90
Saaristo	1120	4.24
<b>Yhteensä</b>	<b>9646</b>	<b>150.0</b>



Kuva 2.1 Sähkönkäytön jakaantuminen alueittain Sipoossa.

Verkostosuunnittelussa paremmin hyödynnettävien sähkönkäytön kasvuennusteiden aikaansaamiseksi on välttämätöntä tarkastella lähemmin eri kasvualueita. Tällä tavoin voidaan tutkia jakeluverkon siirtokapasiteettia lisäämällä ennustetut kuormat verkostosuunnittelussa nykyisen verkon rasitteeksi johtolähtökohtaisella tarkkuudella.

Taulukossa 2.7 on eritelty sähkönjakelun kannalta tärkeimpiä kasvualueita Sipoossa /3/. Mikäli kasvupiste on maantieteellisesti sidottavissa johonkin paikkaan, on taulukossa ilmoitettu aluetta ensisijaisesti syöttävä sähköasema ja johtolähtö.

Taulukko 2.7 Tärkeimmät kasvualueet Sipoon alueella

Kasvualue	Sähköasema/ johtolähtö	Ajankohta	Kasvu	Arvioitu huipputeho
Eriksnäs	KLB / Gumbostrand	2000-2008	50 – 140 asuntoa	
Taasjärvi	KLB / Galthagen		1000 asukasta	
Kalkkiranta, moottoritien varsi	KLB	2005-2020		
Hansas	MBY / Söderkulla	avoin	20 ok-tonttia	
Moottoritien eteläpuoli	MBY, KLB	avoin	1000 as / 10 a	
Vesterskog, Gumbostrand	KLB / Gumbostrand	avoin		
Östersundom	MBY / Immersby	avoin	65-90000 kerr.m <sup>2</sup>	6 MW
Landbo	MBY / Immersby	-2005		2 MW
Vuosaari *	MBY / Immersby	avoin		
Talma	MTK / Tallmo, Saxas	avoin		

\*Ei kuulu ESE:n toimialueeseen, mutta laajetessaan voi lisätä kasvupaineita myös Sipoon puolella.

Söderkullaan ja sen lähiympäristöön tulevat lisäkuormat eivät aiheuta sähköjakelulle minkäänlaista ongelmaa. Massbyn ja Kallbäckin sähköasemat sijaitsevat lähellä kasvualueita ja seudun keskijänniteverkko on sähköteknisesti hyvässä kunnossa, kuten kohdan 3.2 *Verkon kuormituksen rajat* tuloksista voidaan nähdä.

Erityisesti Sipoon ja Vantaan rajalle Porvoon moottoritien eteläpuolelle ennustetaan merkittävää kuormituksen kasvua. Alueen selvä positiivinen kasvuskenaario selittyy maantieteellisellä sijainnilla suuriin keskuksiin nähden (Helsingin keskustaan n. 20 km).

### **Östersundomin ja Landbon alueiden kuormituksen kehittyminen**

Etelä-Suomen Energia Oy:n suurin yksittäinen lähitulevaisuuden sähköistämishanke on Östersundomiin rakennettava laaja kauppakeskus. Kaavoituksessa keskukselle on varattu liiketilaa yhteensä 65-90000 kerr.m<sup>2</sup>. Kauppakeskuksen sähkösuunnitelmien mukaan keskuksen tehontarve voi olla valmistumisen jälkeen peräti 6 MW. Koska kysymyksessä on näinkin suuri sähköistämishanke, on suoritettava perusteelliset laskelmat siitä, tarvitaanko alueelle uusi sähköasema vai voidaanko sähköjakelu hoitaa vahvistamalla olemassa olevaa keskijänniteverkkoa. Näitä vaihtoehtoja on pohdittu tarkemmin luvussa 4. *Östersundomin alueen sähköjakelun kehittäminen*.

Lounais-Sipoon alueelle on jo aiemmin ennustettu merkittävää kuormituksen kasvua, joten 6 MW:n sähkötehon tarve nopealla aikataululla (2-3 vuotta) edellyttää merkittäviä verkoston kehittämistarpeita.

Kauppakeskuksen läheisyydessä sijaitsee Landbon asuinalue, johon on kaavoitettu useita uusia omakotitalotontteja. Koska alueen asunnot ovat osin sähkölämmitteisiä, tulee noin 250 omakotitalon sähkötarve olemaan Landbossa asuntojen valmistuttua n. 2 MW. Verkostolaskentaa varten Landbon sähkökäyttäjät jaettiin ryhmiin taulukon 2.8 esittämällä tavalla.

*Taulukko 2.8 Landbon asuinalueen käyttäjäryhmäluokittelu*

	Käyttäjärühmä	Vuosienergia
175 asuntoa	Osittain varaava sähkölämmitys ja asuminen	25 MWh/asunto
75 asuntoa	Asuminen yhdistetty	20 MWh/asunto

Kokonaisenergiankulutukseksi muodostuisi tätä jakoa käyttämällä 5.9 GWh vuodessa. Tämän hetkinen kulutus Landbossa on asiakastietojärjestelmän mukaan n. 2 GWh (n. 130 asiakasta) ja huipputeho 700 kW.

Alueen sähkönjakelu tapahtuu Massbyn sähköasemalta Immersbyn lähtöä pitkin. Versoftin VTJ:llä koko Immersbyn johtolähdön huippukuormaksi muodostui vuoden 1995 kulutustiedoilla 2.5 MW. Tämä laskennallinen huipputeho selvitettiin yhdistämällä Vestersundomin sähköaseman Stuvnas- ja Martinkylän Hindsby-johtolähtöjen ne osat, jotka nykyisin kuuluvat Immersbyn lähtöön.

### **Maakaasujärjestelyt ESE:n alueella**

Maakaasu on tärkeä osa energiahuoltoa ESE:n alueella. Nikkilän kaukolämpökapasiteetti riittää pitkälle tulevaisuuteen, mutta Söderkullassa tullaan tarvitsemaan lisätehoa piakkoin. Söderkullaan rakennetaan kiinteä lämpökeskus. Vuonna 1996 kunnanvaltuuston kokouksessa /1/ pohdittiin uuden maakaasujohdon rakentamista Nikkilän painevähennysasemalta Söderkullaan. Nyt projekti on rakennusvaiheessa, ja putken pitäisi olla suunnitelmien mukaan valmis vuodenvaihteen 2000-2001 aikana. Myös Östersundomiin ollaan kaavailemassa maakaasuputken rakentamista, mikäli kauppakeskushanke toteutuu. Jos alueelle rakennetaan kaasuputki, vaikuttaa se tulevaisuudessa myös Östersundomin lähialueiden asuntojen lämmitysmuotojen valintaan. Tällä voi olla suuri merkitys alueen sähkönjakelun kehittämisessä, sillä kaukolämpöpiirin laajenemisen myötä sähkölämmitteisten omakotitalojen osuus eri lämmitysmuodoista pienenee.

#### **2.2.2 Kerava**

Keravan yleiskaava-alue on pääosin rakennettu eikä täysin uusia alueita enää ole käytettävissä. Kaupunkirakenne on tiivis, asukastiheyden ollessa n. 1000 asukasta/km<sup>2</sup>. Keravan merkittävimmät muutosalueet tulevat olemaan keskusta, Ahjo, Kytömaa sekä Savion itäpuoli (Alikeravan eteläosa). Keravan kaupungilta saadut kasvuennusteet olivat huomattavasti Sipoon ennusteita kattavampia. Kuormituksen kasvu voidaan jakaa eri kaupunginosaan väestön ja työpaikkojen kasvun muodossa liitteen X esittämällä tavalla.

Sähkönjakelun hoitamisen kannalta tärkeimpiä kuormituksen kasvualueita tulevat olemaan Alikeravan ja Ahjon alueet. Esimerkiksi Alikeravan osuus Keravalle syntyvistä uusista työpaikoista on yli kolmasosa. Tehotarpeen uskotaan kasvavan Alikeravalla useita megawatteja lisääntyvän teollisuustoiminnan myötä. Väestön kasvu suuntautuu yhtäläillä keskustan ja Kalevan kuin Ahjonkin asuinalueelle. Näistä kohteista erityisesti Ahjo on huomioitava verkostosuunnittelussa, sillä nykyinen siirtokapasiteetti Ylikeravan sähköasemalta Lahden moottoritien itäpuolelle on varsin rajallinen.

Tarkemmin edellä esitettyjen kasvualueiden vaikutusta KEO:n jakeluverkon käyttöön on pohdittu alueen sähköasemien uudelleenjärjestelyjä koskevassa luvussa (luku 5).

### ***2.3 Johtojen taloudellinen mitoitus***

Valittaessa johdinta uuteen keskijännitelinjaan tai harkittaessa olemassa olevan johtimen vaihtamista suurempipoikkipintaiseen on mahdollisimman taloudellisen lopputuloksen saavuttamiseksi otettava huomioon investointikustannusten lisäksi myös johdolla sen käyttöaikana syntyvät häviökustannukset. Keskijännitejohdon valinnan helpottamista varten on työn liitteenä esitetty Excel-pohjainen taulukko-ohjelma (liite XII). Valittavia parametreja ovat korkoprosentti, tarkasteluaika, laskentajännite, kuormituksen tehokerroin, häviöiden hinta sekä kuormituksen vuotuinen kasvuprosentti. Syötetyt parametrit huomioiden ohjelma laskee taloudellisesti edullisimmat rajatehot eri johdinpoikkipinnoille. Ohjelmassa käytetyt matemaattiset menetelmät on esitetty kohdissa *2.3.1 Uuden johdon mitoitus* ja *2.3.2 Olemassa olevan johdon vahvistus*.

### 2.3.1 Uuden johdon mitoitus

Johdolla sen käyttöaikana syntyvät häviökustannukset saadaan seuraavien yhtälöiden avulla /4/.

$$K_h = K_0 \cdot \varepsilon \frac{\varepsilon^t - 1}{\varepsilon - 1} = \kappa \cdot K_0 \quad (2.1)$$

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

- $K_0$  = ensimmäisen vuoden häviökustannukset  
 $t$  = johdon käyttöaika  
 $\kappa$  = kerroin, jolla ensimmäisen vuoden häviökustannukset on kerrottava, jotta saadaan häviökustannusten nykyhetken diskontattu summa koko pitoajalta  
 $r$  = tehonkasvuprosentti

Johdon ensimmäisen vuoden häviökustannukset saadaan yhtälöstä

$$K_0 = H_p \frac{P_0^2}{U^2 \cos^2 \varphi} \cdot R_j \quad (2.3)$$

- $H_p$  = häviötehon hinta  
 $R_j$  = johdon resistanssi  
 $\cos \varphi$  = kuormituksen tehokerroin  
 $P_0$  = johdon huipputeho ensimmäisenä vuonna  
 $U$  = pääjännite

Suuremman poikkipinnan valitseminen on kannattavaa, jos käyttöaikana häviökustannuksissa saavutettavat säästöt ovat suuremmat kuin rakennuskustannusten hintaero. Tästä saadaan yhtälö

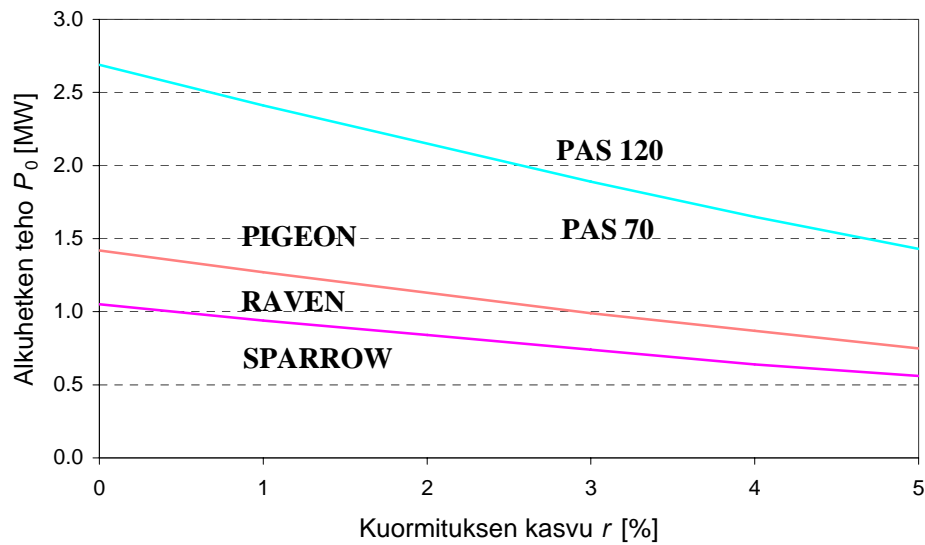
$$K_{h1} - K_{h2} = (K_{01} - K_{02}) \cdot \kappa > K_v \quad (2.4)$$

- $K_{01}$  = johtimen 1 häviökustannukset ensimmäisenä vuonna  
 $K_{02}$  = johtimen 2 häviökustannukset ensimmäisenä vuonna  
 $K_v$  = rakennuskustannusten hintaero

Edellisistä yhtälöistä saadaan johdetuksi lauseke rajateholle, jota suuremmilla tehoilla suuremman johdinpoikkipinnan käyttö on taloudellisesti edullisempaa.

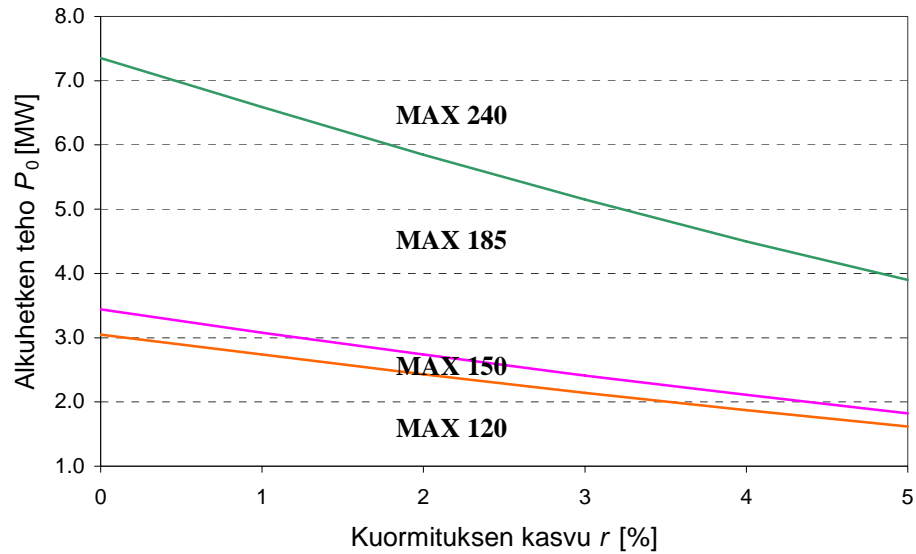
$$P_0^2 > \frac{K_v}{\kappa \cdot H_p (R_{j1} - R_{j2})} \cdot U^2 \cos^2 \varphi \quad (2.5)$$

Kuvissa 2.2 ja 2.3 on esitetty KEO:n ja ESE:n käytössä olevien kj-ilmajohtimien ja maakaapeleiden taloudelliset käyttöalueet uutta johtoa rakennettaessa vuotuisen kasvuprosentin funktiona, kun lähtötiedot ovat edellisen luvun mukaiset. Johtojen hintatiedot on otettu osin KEO:n ja ESE:n omista verkstorakennustöistä ja osin verkostosuosituksista (liite IV). Kaapelien kokemukseräisiä hintoja ei tuoda esille tässä työssä.



Kuva 2.2 Ilmajohtojen taloudellisesti edullisimmat käyttöalueet.

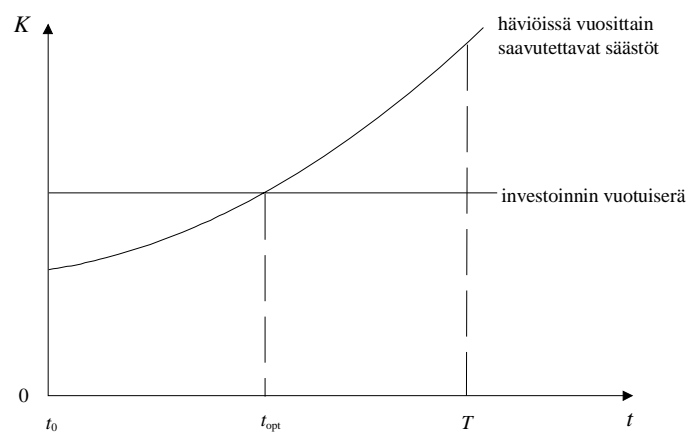




Kuva 2.3 Maakaapeleiden taloudellisesti edullisimmat käyttöalueet.

### 2.3.2 Olemassa olevan johdon vahvistus

Taloudellisesti kaikkein edullisinta on suorittaa johdinvaihto silloin, kun vuotuiset häviöissä saavutettavat säästökustannukset ovat yhtä suuret kuin investoinnin vuotuiskestannus kuvan 2.4 mukaisesti /1/.



Kuva 2.4 Investoinnin vuotuiserä ja häviöissä vuosittain saavutettavat säästöt.

Esitetyn kuvan mukaisessa tilanteessa johdinvaihdon kustannukset saadaan pienentyneinä häviökustannuksina tarkastelujakson  $T$  aikana, jos vaihto suoritetaan ajanhetkellä  $t_0$ , mutta on vieläkin tuottavampaa, jos vaihto

suoritetaan ajanhetkellä  $t_{opt}$ . Jos vaihto suoritetaan myöhemmin kuin  $t_{opt}$ , niin kokonaiskustannukset tarkasteluajaksolta alkavat jälleen kasvaa.

Jos johdinvaihto tehtäisiin yhtälön (2.5) tulosten perusteella, olisi johdinvaihdon kannattavuus voimakkaasti riippuvainen johdon tehon kasvusta tulevaisuudessa. Jos teho kasvaa ennustettua vähemmän, investointi tulee tappiolliseksi. Jos teho kasvaa ennustettua enemmän, investointi tulee kylläkin kannattavaksi, mutta investoinnin maksimituottoa ei kuitenkaan saavuteta.

Jos taas johdinvaihto tehdään yhtälön (2.6) tulosten perusteella, saavutetaan aina investoinnin maksimituotto. Riski siihen, että johdinvaihto tulisi tappiolliseksi on paljon pienempi kuin yhtälön (2.5) tulosten perusteella tehdyssä johdinvaihdossa, koska ainoa vaatimus on, että johdon teho ei pienene johdinvaihdon jälkeen. Molemmat laskentamenetelmät antavat saman tuloksen, jos tehonkasvu  $r = 0$  %/a.

$$P_0 = \sqrt{\frac{a K_v}{H_p (R_{j1} - R_{j2})}} \cdot U^2 \cos^2 \varphi \quad (2.6)$$

Yhtälössä oleva  $a$  on annuiteettikerroin, jolla lasketaan investoinnin vuotuiserä yhtälön (2.7) mukaisesti.

$$a = \frac{\frac{P}{100}}{1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{P}{100}\right)^t}} \quad (2.7)$$

Näin saadaan määritettyä yhtiön sisällä tyypillisimmille johdinvaihdolle taloudellisesti edullisimmat tehorajat (taulukko 2.9).

*Taulukko 2.9 Johdinvaihdolle taloudellisesti edullisimmat tehorajat*

Vanha johdin	Uusi johdin	Teho [MW]
Swan	⇒ Raven	1.6
Swan	⇒ Pigeon	1.6
Swan	⇒ PAS 70	2.5
Sparrow	⇒ Pigeon	2.2
Sparrow	⇒ PAS 70	3.9
Sparrow	⇒ PAS 120	3.5
Raven	⇒ Pigeon	3.6
Raven	⇒ PAS 120	5.3

Päällystettyjen ilmajohtojen (PAS) osalta rakennuskustannuksissa on käytetty uuden johtimen hintoja, sillä vanhoja purettavia avojohtorakenteita ei pystytä juurikaan hyödyntämään päällystettyyn johdinlinjaan siirryttäessä.

Kuten edellä esitetyistä yhtälöistä voidaan nähdä, on valitulla korkoprosentilla suuri vaikutus laskentatuloksiin. Sitä voidaan pitää investoinnin tuottovaatimuksena. Mitä suurempi korkoprosentti, sitä suurempi investoinnin tuoton on oltava, jotta investointi olisi taloudellisesti perusteltu. Investointia pidetään kannattavana, jos siitä saatavat vuotuiset säästöt ovat vähintään yhtä suuret kuin investoinnin vuotuisera. Tämä johtaa siihen, että suuri laskentakorko siirtää investointeja myöhemmäksi tulevaisuuteen.

Luvussa 2 esitetyjä lähtötietoja käyttämällä esimerkiksi johdinvaihdon Sparrow ⇒ Pigeon -rajatehot ovat taulukon 2.10 mukaisia korkoprosentin vaihdellessa 3...10 %.

*Taulukko 2.10 Korkoprosentin vaikutus johdinvaihdon rajatehoon*

Johdinvaihto	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
AF40 ⇒ AF99 [MW]	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.6	2.7	2.8

Sekä johdinvaihdoksissa että uuden johdon rakentamisessa on taloudellisuuden lisäksi tarkistettava johtimen sopivuus oikosulkukestoisuuden, jännitteenaleneman ja käyttövarmuuden suhteen. Maaseutusäskölaitoksissa keskijänniteverkko on suurimmaksi osaksi avojohtoa, joka joudutaan mitoittamaan pitkien siirtomatkojen vuoksi jännitteenaleneman perusteella. Kuormituksen suhteen verkosta tulee ylimitoitettu ja vain todella harvinaisissa tapauksissa toimitaan verkon kuormitettavuuden ääri rajoilla.

## **2.4 Oikosulkulaskenta ja vikavirtasuojaus**

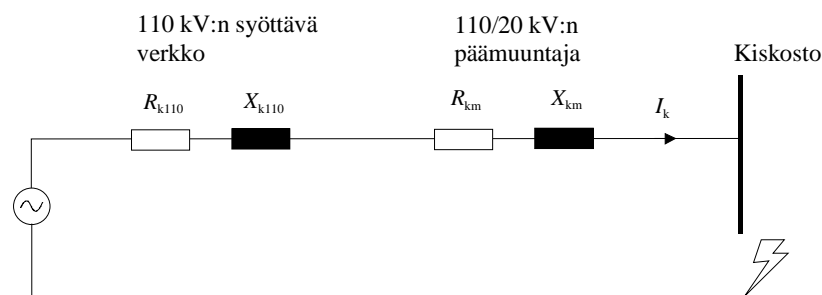
Keskijänniteverkon suojaustarkastelun tavoitteena on vähentää asiakkaiden kokemien lyhytaikaisten jännitekatkojen lukumäärää, vähentää suojauksen virhetoimintojen määrää ja parantaa verkon turvallisuutta eri käyttötilanteissa. Releasettelut pyritään tekemään myös mahdollisimman kattavaksi, jotta suurin osa poikkeuksellisista kytkentätilanteista voidaan toteuttaa ilman releiden asettelumuutoksia.

Verkkotietojärjestelmän tarjoaman oikosulkulaskentatoiminnon avulla selvitetään, onko sähköyhtiön keskijänniteverkko oikosulkukestoinen. Ehdon täyttyminen ei tuota yleensä ongelmia runkojohdoilla, mutta vanhat haarajohdot voivat jäädä oikosulkukestottomiksi kasvavien vikavirtojen myötä. Tämä tilanne voi tulla esiin mm. silloin, kun lähialueelle rakennetaan uusi sähköasema tai runkojohtoja joudutaan vahvistetaan kasvaneiden tehohäviöiden seurauksena. Viimeksi mainittu syy voi johtaa hyvinkin kalliiseen investointikierteeseen lopullisen tasapainon saavuttamiseksi verkossa syntyvien häviöiden hallinnan ja johtosuojauksen onnistumisen välillä.

Avojohtoverkossa ylikuormitus on harvinainen johtimien hyvän lämmönluovutuksen takia. Tällöin havahtumisvirran asetteluarvo on valittava siten, että rele toimii noin kaksinkertaisella kuormitusvirralla, mutta myös johtoverkon loppupäässä tapahtuvassa kaksivaiheisessa oikosulussa. Kaapeliverkossa havahtumisen pitää tapahtua viimeistään kuormitettavuuden tullessa vastaan /5/. Johtimen termisen rasituksen kannalta on ratkaisevaa, kuinka suuri lämpö määrä metalliin ehtii oikosulun aikana kerääntyä. Jokaiselle johdinlajille voidaan määritellä suurin oikosulkuvirta, jonka johdin kestää tietyn ajan vahingoittumatta. Johdinvalmistajat ilmoittavat tämän virran täysin kuormitetun johtimen yhden sekunnin oikosulkuvirtana  $I_{k1s}$  oletetussa ympäristön lämpötilassa.

Sähköasemakohtainen oikosulkutarkastelu aloitetaan aina syöttävän 110 kV:n siirtoverkon puolelta. Laskentaa varten on selvitettävä vaihtoehtoisesti joko verkon oikosulkuvirta tai oikosulkuimpedanssi. Kyseiset suureet kuvaavat kohteen ja tuotantolaitosten välistä sähköistä etäisyyttä. Lähellä sijaitsevat

voimalaitokset, 400/110 kV:n muuntoasemat ja 110 kV:n rengasyhteydet pienentävät syöttävän verkon impedanssia ja näin kasvattavat oikosulkuvirtoja. Sähköaseman päämuuntajan aiheuttama impedanssi on selvästi 110 kV:n siirtoverkon impedanssia suurempi. Päämuuntajan impedanssilla halutaankin rajoittaa muuten liian suuriksi kohoavia oikosulkuvirtoja. Kuvan 2.5 sijaiskytkennällä on haluttu selvittää voimalaitoksen ja sähköaseman välistä oikosulkuvirran näkemää ”sähköistä matkaa”.



Kuva 2.5 Yksivaiheinen sijaiskytkentä oikosulkulaskennassa.

Koko keskijänniteverkon kattavan suojauksen toteuttamiseksi kolmivaiheinen oikosulkuvirta on laskettava jokaisen johdon (solmuvälin) alkupäässä, jotta saadaan selville suurin johto-osuutta koskeva oikosulkuvirta. Kaksivaiheinen oikosulkuvirta lasketaan vastaavasti johdon (solmuvälin) loppupäähän pienimmän vikavirran selvittämiseksi.

#### 2.4.1 Jälleenkytkennät

Pika- ja aikajälleenkytkentöjä käytetään sekä avojohto- että sekaverkoissa. Jälleenkytkentöjen avulla selvitetään suurin osa valokaarivioista. Yksinomaan kaapeliverkkoa käsittävissä johtolähdöissä jälleenkytkentöjä ei yleensä käytetä, sillä kaapeliverkon suojalaitteen havahtuminen on merkki kaapelin pysyvästä vauriosta. Maakaapelit jäähtyvät jännitteettömänä aikana heikommin kuin ilmajohdot, joten ne sietävät jälleenkytkentöjä ja käsin kokeiluja huomommin kuin ilmajohdot.

Suojaus suunnitellaan termisen rasituksen kannalta pahinta mahdollista tapausta ajatellen, eli tilannetta jossa vika pysyy verkossa jälleenkytkentöjen jälkeenkin. Oikosulun ekvivalenttinen vaikutusaika, jossa johtimen

jäähtyminen ajk:ta edeltävänä jännitteettömänä aikana otetaan huomioon, voidaan laskea yhtälön (2.8) avulla.

$$t = t_1 \cdot e^{-t_0/\tau} + t_2 \quad (2.8)$$

Yhtälössä

- $t_1$  = pjk:ta edeltävän ja sitä seuraavan oikosulkuvirran kestoaikojen summa
- $t_0$  = ajk:ta edeltävä jännitteetön aika
- $\tau$  = johdintyyppin jäähtymisaikavakio
- $t_2$  = ajk:n jälkeisen oikosulun kesto aika (aikahidastus + havahtuminen + toiminta-aika)

## 2.5 Maasulkulaskenta

Aiheeseen liittyen on kevään 2000 aikana valmistunut insinööri työ ”Maasulkuvirtojen rajoittaminen Keravan Energia Oy-konsernin keskijänniteverkoissa” /6/. Työssä on kuvattu seikkaperäisesti maasulkuilmiön luonnetta sekä maasta erotetussa että sammutetussa keskijänniteverkossa. Lisäksi on tuotu esille maasulkuvirtojen pienentämiseen käytettyjen menetelmien, keskitetyn ja hajautetun kompensoinnin yleisiä ominaisuuksia. Kyseisen työn kattavasta teoriaosuudesta johtuen tässä työssä keskitytään pääasiassa maasulkulaskennan tulosten tarkastelemiseen.

Vertailevia laskelmia tehdessä selvisi, että insinööri työssä maasulkuvirtojen laskentaosuudessa oli käytetty osin virheellisiä lähtötietoja. Lopputuloksissa selvästi havaittavat eroavaisuudet aiheutuivat pääosin MA120 (APYAKMM) kaapelin vääristä maa- ja käyttösuskeptanssien ominaisarvoista. Työssä oli käytetty kyseisten parametrien kohdalla arvoa  $b_0 = 66 \mu\text{S}/\text{km}/\text{vaihe}$ , mikä tarkoittaa kaapelin ominaiskapasitanssia  $c_0 = 0.21 \mu\text{F}/\text{km}/\text{vaihe}$ . Näillä arvoilla kilometriä kohti kehittyvä maasulkuvirta  $I_m$  on yhtälön (2.9) mukaan

$$I_m = 3\omega c_0 U_v = 3 \cdot 2\pi \cdot 50\text{Hz} \cdot 0.22 \cdot 10^{-6} \text{F}/\text{km} \cdot \frac{20\text{kV}}{\sqrt{3}} = 2.3 \text{A}/\text{km} \quad (2.9)$$

- missä  $\omega$  = verkon kulmataajuus =  $2\pi f$
- $c_0$  = johtimen ominaiskapasitanssi ( $b_0 = \omega c_0$ )
- $U_v$  = vaihejännite

Nämä ovat kuitenkin MAX120 (AHXAMK) -kaapelille tyypillisiä ominaisarvoja. Todellinen susceptanssin arvo MA120 -kaapelille on  $100.5 \mu\text{S}/\text{km}/\text{vaihe}$  ( $c_0 = 0.32 \mu\text{F}/\text{km}/\text{vaihe}$ ), jolloin johdolla kehittyvä maasulkuvirta on  $I_m = 3.5 \text{ A}/\text{km}$ . /7/.

MA120 on yleinen kaapelilaji KEO:n keskijänniteverkossa, joten kaapelia koskevilla väärillä lähtötiedoilla on huomattava vaikutus maasulkulaskennan lopputuloksiin. Yhteensä 74 kilometrin kokonaiskaapelimäärästä MA120:n osuus on lähes 40 km. Taulukossa 2.11 on esitetty sekä virheellisillä että tarkistetuilla parametreilla lasketut KEO:n asemien vikavastuksettomat ( $R_f = 0 \Omega$ ) maasulkuvirrat.

*Taulukko 2.11 Maasulkuvirrat eri asemilla ( $R_f = 0 \Omega$ )*

Asema	Virheellisillä lähtötiedoilla [A]	Tarkistetuilla lähtötiedoilla [A]
Alikerava	63.9	80.6
Ylikerava	75.6	100.8
Savio	26.8	30.5
Martinkylä	20.8	25.2
Massby	16.2	15.1
Kallbäck	35.5	33.8

Esimerkiksi Ylikeravan aseman kohdalla laskentaparametrien oikeellisuuden tarkistus johti n. 33 % aikaisempaa suurempiin maasulkuvirtoihin. KEO:n asemien yhteinen maasulkuvirta on tarkistetuilla lähtötiedoilla laskettuna noin 212 A. Näin ollen 90-luvun alussa ennustettu 200 A:n ylitys vuosituhannen vaihteeseen mennessä piti siis paikkansa. Liitteessä XIV on esitetty Keravan sähköasemien uudet maasulkuvirrat johtolähdöittäin. ESE:n asemien maasulkuvirtoihin tarkistuksella ei ollut yhtä suurta vaikutusta, sillä kaapelointiaste on Sipoossa paljon Keravan kaupunkiverkkoa pienempi. Erot aiheutuivat pääasiassa jakorajamuutoksista ja ilmajohtojen vaihtamisesta maakaapeleihin eräillä johto-osuuksilla.

Insinööriyössä ehdotettiin kompensointia toteutettavaksi siten, että Yli- ja Alikeravan asemille järjestettäisiin keskitetty kompensointilaitteisto. Uudet laskentatulokset osoittavat kompensoinnin olevan tarpeellista. Ennen lopullisen

päätöksen tekemistä on kuitenkin suositeltavaa, että KEO:n jakeluverkossa suoritetaan maasulkuvirtamittauksia laskentatulosten paikkansapitävyyden varmistamiseksi. KEO:ssa on maasulkuvirtoja mitattu aikaisemminkin (80-luvulla), mutta tulokset eivät ole enää käyttökelpoisia verkon rakenteen muututtua merkittävästi mittauksen jälkeen.

Insinööriyössä vaihtoehtona esitetty 1000 kVar:n kuristin jää 8.7 – 87 A:n säätömahdollisuudellaan pieneksi, mikäli maasulkuvirrat ovat suuruusluokaltaan uusien laskelmien mukaisia. Jos vielä Etelä-Keravaa koskevat luvussa 5 esitetyt alue- ja jakeluverkon uudelleenjärjestelyt toteutuvat, kasvaa alueen kokonaismaasulkuvirta uusien kaapelilähtöjen myötä entisestään. Kaapelien ja samalla maasulkuvirtojen määrä kasvaa Etelä-Keravalla taulukon 2.12 mukaisesti.

*Taulukko 2.12 Uusien kaapelien tuottamat maasulkuvirrat KEO:n uudella asemalla*

Johdin	Kokonais- pituus [km]	Maasulku- virta [A/km]	Kokonais- maasulkuvirta [A]
MAX 120	2.7	2.4	6.5
MAX 185	1.4	2.8	3.9
MAX 240	2.2	3.2	7.0
PAS 120	1.2	0.05	0.1

Uudet kaapeliyhteydet lisäävät siis alueen maasulkuvirtaa n. 17.5 A. Näin Etelä-Keravan mahdollisen uuden aseman kokonaismaasulkuvirta kasvaa noin 129 A:iin, tilanteessa jolloin koko alue on kytketty saman päämuuntajan perään. Luku sisältää nykyisen Alikeravan ja Savion asemien syöttämät keskijänniteverkot sekä uuden aseman vaatimat yhdysjohdot. Näin suurta maasulkuvirtaa silmälläpitäen myös 1270 kVar:n kompensointiyksikkö 11-110 A:n säätövarallaan jää liian pieneksi, mikäli tavoitellaan 100 %:n kompensointiastetta.



### 3. Verkon nykytila ja kehitysnäkymät

Verkon vahvistustarpeiden ja optimaalisen käyttötavan selvittämisen perusvaatimuksena on verkon nykytilan määrittäminen. Käytännössä tämä tarkoittaa verkkotietojärjestelmän verkko- ja kuormitustietojen käsittelyä eri sovelluksilla ja näillä aikaansaatuisten laskentatulosten analysointia.

Tässä luvussa tutkitaan, miten keskijänniteverkot täyttävät sähköjakelulle asetetut vaatimukset nykyisessä kuormitustilanteessa sekä kuormituksen kasvaessa laaditun ennusteen mukaan. Tarkastelu tehdään verkon normaalin käyttötilanteen lisäksi joissakin vikatapausten ja huoltotöiden aiheuttamissa poikkeuksellisissa kytkentätilanteissa.

#### 3.1 Teknistaloudellinen nykytila ja akuutit kehitystoimenpiteet

##### 3.1.1 Tehonjakotulokset nykyverkolle

Johtolähtötehojen historiatietojen puuttuminen vaikeutti ESE:n keskijänniteverkon laskentatulosten oikeellisuuden arvioimista. Asemakohtaiset huipputehot saatiin ESE:n verkon valvonnasta vastaavalta LSY:ltä (Länsi-Suomen Yhteiskäyttö Oy:ltä). Varmuuden lisäämiseksi tehonjakolaskelmat suoritettiin myös vanhalla Versoftin Dos-pohjaisella VTJ:llä. Viimeisimmän päivityksen jälkeen ESE:n verkon rakenne ja kuormitus on kuitenkin siinä määrin muuttunut, että Versoftin VTJ:llä saadut seurantalaskennan tulokset olivat lähinnä suuntaa-antavia. Taulukossa 3.1 olevat asemilta mitatut huippukuormat ajoittuvat vuoden 1999 tammikuuhun, jolloin alueella oli poikkeuksellisen kovia pakkasia (alin lämpötila  $-27.7\text{ °C}$ , kuukauden keskiarvo  $-6.8\text{ °C}$ ).

Taulukko 3.1 ESE:n sähköasemien lasketut ja mitatut huipputehot

Sähköasema ja päämuuntaja	Laskettu huipputeho [MW]	Mitatut huipputeho [MW]	Laskettu / mitattu teho
Martinkylä 20 MVA	17.5	15.6	112 %
Massby 25 MVA	10.8*	10.7	101 %
Kallbäck 31.5 MVA	14.8	13.5	110 %

\* Kuormituksessa huomioitu Ingmanin tehohuipun ajoittuminen kesälle

KEO:n keskijänniteverkon tehonjaon määrittäminen perustuu jakelumuuntajilta ja sähköasemilta mitattuihin huippuvirtoihin. KEO:n sähköasemien mitatut huipputehot on kirjattu taulukkoon 3.2.

Taulukko 3.2 KEO:n sähköasemien mitatut huipputehot

Sähköasema ja päämuuntaja	Mitatut huipputeho [MW]
Alikerava 25 MVA	13.0
Ylikerava 25 MVA	18.4
Savio 16 MVA	9.5*

\* Huippu ajoittuu kesäkuukausille

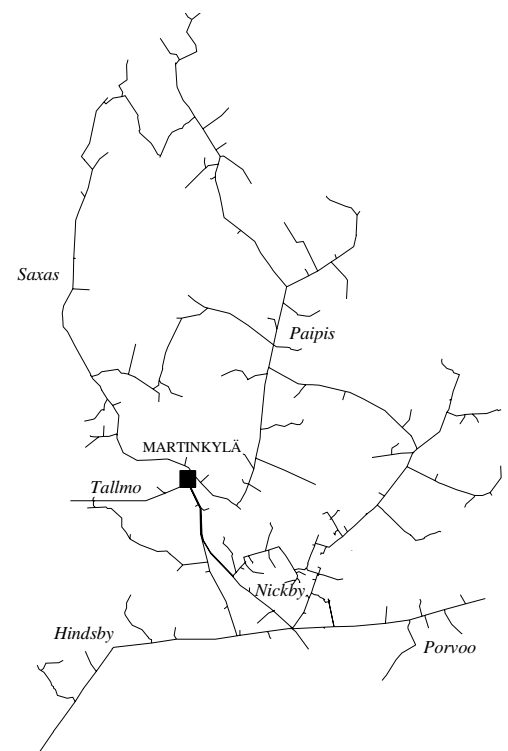
### Martinkylä 20 MVA

Taulukko 3.3 Martinkylän tehonjakotulokset

Johtolähtö	$S_{\max}$ [MVA]	$u_{h\max}$ [%]	$P_{häv}$ [kW]	$E_{häv}$ [MWh/a]
J07 Nickby	5.2 (4.7)	2.5 (2.3)	79 (65)	158 (129)
J08 Paipis	3.4 (3.0)	2.4 (2.1)	45 (36)	89 (72)
J09 Porvoo	2.8 (2.6)	1.3 (1.2)	26 (23)	53 (46)
J10 Saxas	3.9 (3.6)	3.4 (3.1)	52 (43)	104 (86)
J11 Hindsby	1.8 (1.6)	1.7 (1.6)	19 (16)	39 (31)
J12 Tallmo	1.1 (1.0)	0.3 (0.3)	2 (2)	4 (3)

Martinkylän aseman melko korkea laskennallinen huippukuormaa pienennettiin laittamalla kuormien vakiokertoimeksi 0.9 (suluissa ilmoitetut arvot). Tällöin aseman huipputeho putosi 15.9 MW:iin, mikä on riittävän lähellä mitattua 15.6 MW:n huippua. Tässä työssä Martinkylän aseman osalta laskelmissa käytetään näitä vakiokertoimella pienennettyjä arvoja.

Martinkylän aseman sähkönkulutuksen painopiste on Nikkilän alueella. Muilta osin kuormitus on tasaisesti jakaantunut johtolähtöjen pituuksiin suhteutettuna. Määrällisesti Martinkylän asemalla on eniten keskijännitejohtoja, yhteensä noin 160 km. Vastaavat lukemat ovat Massbyn osalta 74 km ja Kallbäckin 135 km. Nikkilän lähdön korkeita häviöitä voidaan pienentää myöhemmin työssä ilmoitetulla johdinvahvistuksella.

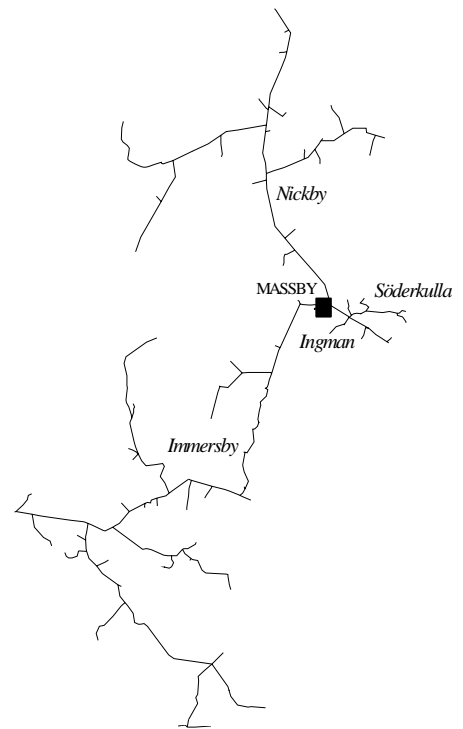


## Massby 25 MVA

Taulukko 3.4 Massbyn tehonjakotulokset

Johtolähtö	$S_{\max}$ [MVA]	$u_{h\max}$ [%]	$P_{häv}$ [kW]	$E_{häv}$ [MWh/a]
J07 Ingman 1	4.5	0.1	4	7
J08 Nickby	1.8	1.0	10	19
J10 Immersby	4.8	4.6	143	287
J11 Söderkulla	1.7	0.5	5	10

ESE:n verkon suurin yksittäinen sähkökäyttäjä, Ingman aiheuttaa noin 4.4 MW:n tehohipun. Huippu ajoittuu kesäajalle, jolloin jäähdytystehon tarve on suuri. Talvella kovien pakkasten aikaan, kun sähköasemilla on vuoden suurin kuormitus, on Ingmanin tehontarve noin 3 MW. Huipun poikkeuksellinen ajoittuminen on otettu huomioon verkostolaskennassa.



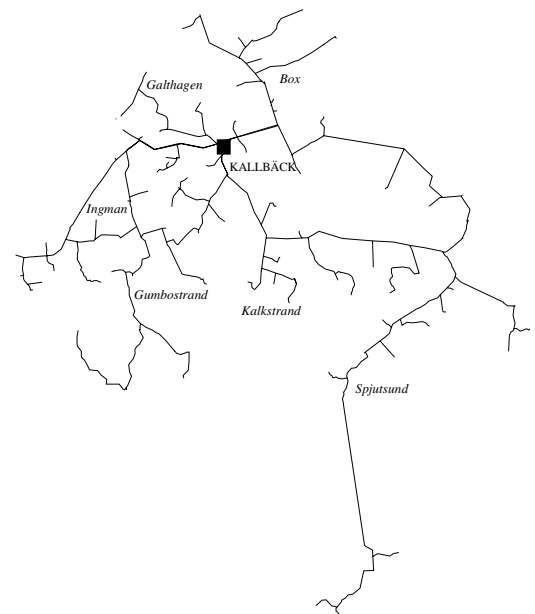
Keskijänniteverkon suunnittelun kannalta kriittisimmät kohteet sijaitsevat Immersby –johtolähdöllä. Juuri tämän lähdön alueella tapahtuva kuormituksen kasvu ohjaa voimakkaasti koko eteläisen Sipoon sähköverkkosuunnittelua.

## Kallbäck 31.5 MVA

Taulukko 3.5 Kallbäckin tehonjakotulokset

Johtolähtö	$S_{\max}$ [MVA]	$u_{h\max}$ [%]	$P_{häv}$ [kW]	$E_{häv}$ [MWh/a]
J07 Ingman	3.0	1.7	29	57
J08 Kalkstrand	3.3	1.4	30	60
J09 Söderkulla	1.6	0.3	4	7
J10 Gumbostrand	1.8	1.2	10	20
J11 Box	1.5	0.6	5	10
J12 Galthagen	1.7	0.3	3	6
J14 Spjutsund	2.4	3.4	48	97

Kallbäckin aseman kuormitus on jakaantunut melko tasan eri lähtöjen kesken. Johtopituutta on



kuitenkin selvästi eniten Spjutsundin lähdöllä. Tämä näkyy mm. jälleenkytkentöjen lukumäärien suurena vaihteluna. Mikäli Kalkstrandin lähdöllä sijaitseva Partek Oy:n kalkkikaivos (huipputeho noin 2.6 MW) lopettaa toimintansa, on kannattavaa muuttaa lähtöjen keskinäisiä jakorajoja jatkossa esitetyllä tavalla.

### **Laskentamenetelmien ja -tulosten arviointi**

Syötetyillä kuormitustiedoilla lasketut asemakohtaiset huipputehot kohosivat hieman todellisia huipputehoja suuremmiksi. Tämä on huomioitava verkostosuunnittelussa, sillä saatujen tulosten käyttäminen sellaisenaan voi johtaa joissakin tapauksissa verkoston ylimitoitamiseen.

Koska suhteellinen ero lasketun ja mitatun huipun välillä on vähäinen Massbyn ja Kallbäckin asemilla, ei näiden asemien kohdalla ole aihetta laskennallisen huipputehon pienentämiseen esimerkiksi kuormitusten vakiokerrointa muuttamalla. Johtolähtökohtaiset erot voivat olla tosin suurempiakin, mutta puutteellisista lähtötiedoista johtuen on niiden tarkastelu hankalaa. Lasketun arvon positiivista eroa mitattuun lukemaan voidaan selittää osin käyttäjäryhmien keskinäisellä yhdistämisellä. Kuluttajien voimakas kasaaminen tietyn ryhmänimikkeen alle samanaikaistaa ja näin kasvattaa tehohuippuja.

Onnistuneen verkostolaskennan edellytyksenä on mahdollisimman todenmukaisen kuormituskuvan selvittäminen myös kullekin johtolähdölle. Tutkimustyön aikana suoritetulla tehoseurannalla pyrittiin selvittämään, millä tavoin aseman kuormitus jakaantuu eri johtolähtöjen kesken ja miten tämä poikkeaa laskennallisesta huippukuormatilanteesta. Taulukossa 3.6 on esitetty esimerkkinä olleen Martinkylän sähköaseman tehonjako.

Taulukko 3.6 Lähtöjen osuudet sähköaseman kokonaiskuormasta Martinkylän asemalla

Sähköasema ja johtolähtö	Mittaus 1 Virta [A] ja suhteellinen osuus kokonaisvirrasta		Mittaus 2 Virta [A] ja suhteellinen osuus kokonaisvirrasta		Laskenta Lähtöjen huippujen suhde kokonaishuippuun
<b>Martinkylä</b>	<b>166</b>	<b>100 %</b>	<b>157</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>
J07 Nickby	65	39 %	71	45 %	29 %
J08 Paipis	19	12 %	19	12 %	19 %
J09 Porvoo	11	7 %	12	8 %	15 %
J10 Saxas	26	16 %	27	17 %	21 %
J11 Hindsby	10	6 %	9	6 %	10 %
J12 Tallmo	33	20 %	18	12 %	6 %

Lähtökohtaiset erot mittauksen ja laskennan välillä voidaan selittää mittausajankohdan valinnalla. Mittaushetkillä (tiistai 18.7.2000 ja 25.7.2000 klo 13) koko aseman kuorma vaihteli välillä 157 - 166 A eli noin 5.2 - 5.3 MW. Tästä suurin osa muodostui teollisuuden sekä yksityisen että julkisen palvelun sähköntarpeesta. Laskennassa tehohuippu ajoittuu keskitalven pakkaskeleille jolloin sähkölämmitteisten asuntojen tehontarve on suhteessa suurempi kuin esimerkiksi teollisuuden. Tällaisia johtolähtöjä ovat mm. Paipis, Porvoo ja Saxas. Vahvistuksen tälle päätelmälle saisi keräämällä lähtökohtaiset virrat seuraavan tehohuipun aikana.

Keravan sähköasemien johtolähtöjen huipputehot perustuvat mittaustuloksiin. Tästä syystä sellaisetkin lähdöt, jotka eivät sisällä varsinaista kuormitusta, saattavat asemien välisinä yhdysjohtoina muodostaa merkittävän huipputehon seuraavissa taulukoissa.

## Alikerava 25 MVA

Taulukko 3.7 Alikeravan johtolähtötehot

Johtolähtö	$P_{\max}$ [MW]
J05 Nybacka	0.3
J07 Savio	5.5
J08 Nissilä	2.5
J10 Sorsakorpi	1.4
J11 Kannisto	1.0
J12 Lapila	3.5
J15 Keskusta	3.4
J16 Jäspilänpiha	1.2
J17 Peltomäenkatu	4.2
J18 Kilta	2.3



Alikeravan kuorma on jakaantunut melko tasan eri lähtöjen kesken. Poikkeuksena on Nybackan ilmajohtolähtö sekä Ylikeravalle ja Savioon olevat varayhteydet. Nykyiset jakorajat on verkon käytön ja käyttövarmuuden kannalta hyvin valittuja.

## Ylikerava 25 MVA

Taulukko 3.8 Ylikeravan johtolähtötehot

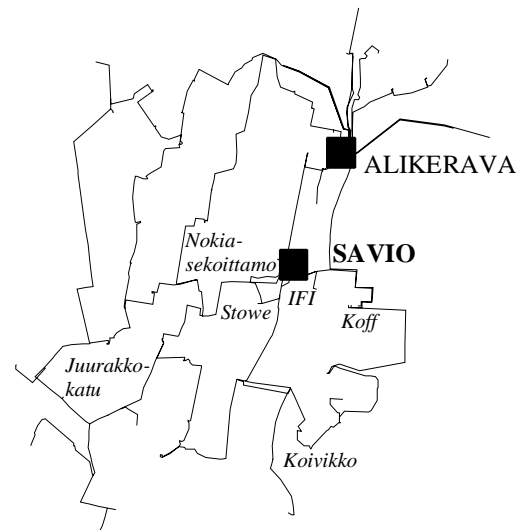
Johtolähtö	$P_{\max}$ [MW]
J08 Imppala	1.8
J09 Kytömaa	2.0
J10 Otsola	4.8
J12 Metsola	3.5
J14 Untola	4.5
J15 Ahjo	2.2
J16 Keskusta	2.6
J17 Lapila	1.8
J18 Sampola	3.6



## Savio 16 MVA

Taulukko 3.9 Savion johtolähtötehot

Johtolähtö	$P_{\max}$ [MW]
J01 Stowe	1.1
J02 Nokia sekoittamo	1.7
J08 Juurakkokatu	0.7
J09 Koff	4.7
J10 Koivikko	2.1
J12 IFI	0.6



Yleisesti KEO:n johtolähdöistä voidaan sanoa, että kapasiteettia löytyy paljon nykyistä suuremmille tehoille. Suoritettujen laskelmien mukaan verkon vahvistukseen ei ole tarvetta mikäli asemajärjestelyt säilyvät nykyisellään (vrt. luku 5).

## Häviöiden takia suositeltavat johdinvahvistukset

Tehonjakolaskenta paljasti keskijänniteverkosta kaksi johto-osuutta, joissa syntyvät vuosittaiset häviökustannukset ylittävät selvästi johdinvahvistuksesta aiheutuvat investointikustannukset. Taulukossa on esitetty suositeltu korvaava johdinlaji ja vaihdon vaikutus häviöihin. Häviöt on laskettu nykyhetkelle.

Taulukko 3.10 Suurten häviöiden takia suositeltavat johtovahvistukset (M=muuntaja,E=erotin)

Sijainti	Pituus ja johtolaatu	Johtolähdöllä syntyvät häviöt ennen/jälkeen	Investointi AF99 [mk]	Investoinnin vuosikustannus [mk/a]	Vaihdon vaikutus häviökustannuksiin [mk/a]
<b>Massby: Immersby</b> M: ES4000 - E: Majvik	1950 m AF40 ⇒ AF99	143/109 kW 287/217 MWh/a 69/52 kmk/a	85800	6100	17000
<b>Martinkylä: Nickby</b> E: Lival Pumpstation - M: ES3225	450 m AF40 ⇒ AF99	65/57 kW 129/114 MWh/a 31/27 kmk/a	19800	1400	4000

Korvaava johto voi myös olla esim. PAS 120, jolloin häviöt ovat n. 15 % pienemmät kuin AF99:llä. Immersby –johtolähdön saneeraus on suositeltavien toimenpiteiden kärkipäässä etenkin, jos uuden sähköaseman rakentamishanke viivästyy. Uuden sähköaseman valmistuttua vahvistettu johto-osuus toimii osana tärkeää varayhteyttä. Nykyinen huipunaikainen jännitteenalenema pienenee saneerauksen myötä Immersbyn lähdöllä 4.8 %:sta 3.7 %:iin.

### Jakorajaoptimointi

Verkostossa syntyviä häviöitä voidaan pienentää muuttamalla johtolähtöjen välisiä jakorajoja seuraavasti:

Taulukko 3.11 Jakorajaoptimointi

Sähköasema ja johtolähtö	Jakoraja vanha/uusi	Johtolähdöillä syntyvät häviöt		Säästö
		ennen	jälkeen	
<b>Kallbäck</b> J08 Kalkstrand J14 Spjutsund	Kalkkikaivos-Porvoosta / Spjutsund-Träskby (automaattierotinasema)	56 kW 113 MWh/a 27 kmk/a	34 kW 67 MWh/a 16 kmk/a	<b>24 kW</b> <b>48 MWh/a</b> <b>11 kmk/a</b>

Kalkkikaivoksen ja Spjutsundin välistä jakorajapaikkaa on tarkasteltava myös verkon käytön kannalta. Uusi jakoraja saattaa lisätä kalkkikaivoksen kokemien vikojen määrää, vaikuttaen haitallisesti kaivoksen toimintaan. Toisaalta uutena jakorajana olisi kaukokäyttöerotin, jolloin vian erottaminen alueella olisi helpompaa. Peruste jakorajamuutokselle kasvaa, mikäli kalkkikaivoksen sähköntarve pienenee tulevaisuudessa.



Martinkylän sähköaseman Saxas ja Paipis –lähtöjen tämän hetkinen jakoraja ei ole verkossa syntyvien häviöiden kannalta aivan optimaalinen. Saxas -lähdöllä olevan Radius linjaerotinkokeilun takia jakoraja kannattaa kuitenkin pitää nykyisellä paikallaan.

Nikkilässä sijaitseva kaasumoottori on tällä hetkellä kytketty Porvoon johtolähtöön. Sähkön laadun ja käyttövarmuuden kannalta olisi järkevää, että voimala kytkettäisiin suoraan Nikkilä-lähtöön olemassa olevan maakaapeliyhteyden kautta. Näin turha sähkön kierto Martinkylän aseman kautta jäisi pois.

### 3.1.2 Oikosulkulaskennan tulokset ja tarvittavat toimenpiteet

Sekä ESE:n että KEO:n keskijänniteverkolle suoritettiin tutkimustyön kuluessa perusteellinen oikosulkulaskenta. Laskennan yhteydessä tarkistettiin releiden asetteluarvojen paikkansapitävyys verkkotietojärjestelmän ja relekoestuspöytäkirjan välillä.

Lähtökohtana vikavirtojen asemakohtaisessa määrittämisessä käytettiin Fingrid Oyj:n suorittamia laskelmia 110 kV:n verkosta /8/. Käyttämällä kohdan 2.4 *Oikosulkulaskenta ja vikavirtasuojaus* sekä liitteen III mukaisia laskentaperiaatteita, on selvitetty asemien 20 kV:n kiskoston oikosulkuvirrat. Taulukossa 3.12 on esitetty sähköasemien oikosulkuvirrat päämuuntajien ylä- ja alajännitepuolella. Suluissa olevat lukemat kertovat arvion tilanteesta vuonna 2005.

*Taulukko 3.12 Sähköasemien oikosulkuvirrat päämuuntajien ylä- ja alajännitepuolella*

Sähköasema [MVA]	$I_{k110}$ [kA]	$I_{k20}$ [kA]
Martinkylä 20	9.7 (11.2)	5.0 (5.1)
Massby 25	7.1 (7.7)	5.9 (5.9)
Kallbäck 31.5	7.1 (7.7)	7.1 (7.2)
Ylikerava 25	8.5 (10.2)	6.0 (6.1)
Alikerava 25	9.3 (11.0)	6.1 (6.2)
Savio 16	8.8 (10.3)	4.0 (4.1)

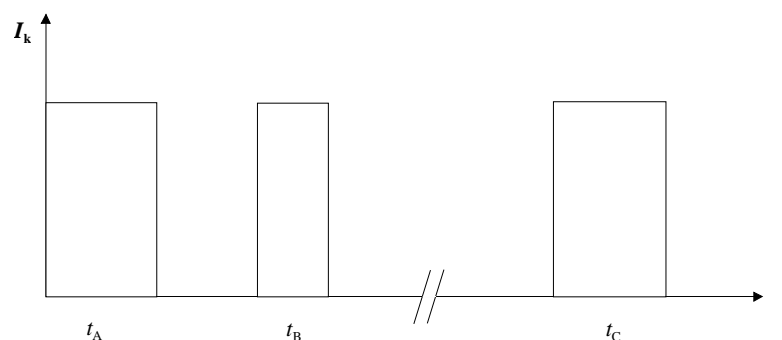
Verkkotietojärjestelmän asemakohtaiset oikosulkuvirrat (oikosulkuimpedanssit) päivitettiin vastaamaan laskettuja lukemia. Tämän jälkeen suoritettiin varsinainen keskijänniteverkon oikosulkukestoisuustarkastelu.

KEO:n keskijänniteverkko on nykyisillä releasetteluilla ja asemajärjestelyillä täysin oikosulkukestoinen. Asemia syöttävät pitkät 110 kV:n haarajohdot ja kauttaaltaan vahva 20 kV:n kaapeliverkosto tarjoaa hyvän lähtökohdan oikosulkuvirtojen hallintaan.

Etelä-Suomen Energia Oy:n keskijänniteverkon lähtöjen relesuojauksessa on käytetty pääosin samoja toiminta-aikoja ja havahtumisrajoja. Tarkastelun yhteydessä verkkotietojärjestelmän arvoja verrattiin vuonna 1999 suoritettun relekoestuksen tuloksiin ja havaitut virheellisyudet korjattiin. Verkon oikosulkukestoisuus on nykyisillä releasetteluilla melko heikko. Verkkotietojärjestelmä havaitsi puutteita oikosulkusuojauksessa yhteensä lähes 25 kilometrin matkalla.

Taulukossa 3.13 on esitetty ne toimenpiteet, joilla koko keskijänniteverkosta saadaan muutamaa yksittäistä poikkeusta lukuun ottamatta oikosulkukestoinen. Uusissa releasetteluarvoissa on huomioitu oikosulkuvirtojen kasvu vuoteen 2005 saakka taulukon 3.12 mukaisesti.

Kuvassa 3.1 on havainnollistettu releeseen syötettävien aikahidastusten 'sijainti' vikatilannetta esittävissä aikadiagrammeissa.



Kuva 3.1 Vikavirta ja jälleenkytkennät ajan funktiona.

Taulukko 3.13 Oikosulkukestoisuuden saavuttamiseksi tehtävät toimenpiteet

Sähköasema ja johtolähtö	Oikosulun kesto-aika ennen pjk:ta		Oikosulun kesto-aika ennen ajk:ta		Oikosulun kesto-aika ajk:n jälkeen		Releen havahtumisvirta pikalaukaisulla	
	$t_A$		$t_B$		$t_C$		$I \gg$	
	Vanha	Uusi	Vanha	Uusi	Vanha	Uusi	Vanha	Uusi
<b>Kallbäck</b>								
J07 Ingman	1 s	0.5 s	0.1 s	0.3 s	1 s	0.5 s	-	-
J8 Kalkstrand	-	-	0.5 s	0.3 s	1 s	0.5 s	4.0 kA	3.0 kA
J10 Gumbostrand	-	-	0.1 s	0.3 s	-	-	4.0 kA	3.0 kA
J12 Galthagen	-	-	0.1 s	0.3 s	-	-	4.0 kA	3.0 kA
J14 Spjutsund	1 s	0.8 s	0.1 s	0.3 s	-	-	-	-
<b>Massby</b>								
J08 Nickby	1 s	0.5 s	0.1 s	0.3 s	1 s	0.5 s	4.5 kA	3.0 kA
J10 Immersby	1 s	0.6 s	0.1 s	0.3 s	1 s	0.6 s	4.0 kA	3.0 kA
J11 Söderkulla	1 s	0.8 s	0.1 s	0.3 s	1 s	0.8 s	4.5 kA	3.5 kA
<b>Martinkylä</b>								
J07 Nickby	1 s	0.6 s	0.1 s	0.3 s	1 s	0.6 s	-	-
J08 Paipis	1 s	0.6 s	0.1 s	0.3 s	1 s	0.6 s	-	-
J09 Porvoo	1 s	0.6 s	0.1 s	0.3 s	1 s	0.6 s	3.6 kA	3.0 kA
J10 Saxas	1 s	0.6 s	0.1 s	0.3 s	1 s	0.6 s	-	-
J11 Hindsby	1 s	0.6 s	0.1 s	0.3 s	1 s	0.6 s	-	-
J12 Tallmo	1 s	0.7 s	1 s	0.3 s	1 s	0.7 s	-	-

Pikalaukaisun havahtumisrajoja valittaessa on muistettava, että kytkettäessä jännitteetöntä verkkoa katkaisijan perään voi muuntajien rautasydämien kyllästymisestä aiheutuva kytkentäsysäysvirta kasvaa hyvinkin korkeaksi (jopa  $10-20 \times I_n$ ). Esimerkiksi 1000 kVA:n jakelumuuntajan kytkentäsysäysvirta on noin 7-kertainen muuntajan nimellisvirtaan verrattuna. Virran pieneneminen puoleen vie ko. muuntajassa 0.1-0.2 sekuntia. Kytkentäsysäysvirrat on syytä huomioida etenkin asemien korvaustilanteissa, jolloin yhden katkaisijan taakse voi kertyä suurikin määrä jakelumuuntajia.

Uusien releasettelujen jälkeen oikosulkukestottomiksi jäävät taulukossa 3.14 kerrotut johto-osuudet.

Taulukko 3.14 Oikosulkukestottomiksi jäävät seuraavat johto-osuudet

Sähköasema ja johtolähtö	Sijainti	Johtolaji	Pituus	Oikosulku-kestoisuus *
<b>Massby</b>				
J08 Nickby	ES231 Gesterby, Gästerby	AC16	644 m	111 %
<b>Martinkylä</b>				
J07 Nickby	ES209 Nickby gård, Nickby	AC16	230 m	112 %
J09 Porvoo	ES3503 Kirkoby, Sipoo	AC10	527 m	234 %

\* Oikosulkukestoisuus aikalaukaisua käyttäen = kolmivaiheisen oikosulkuvirran suhde oikosulun ekvivalenttisen kestoajan ja johtimen 1 s:n oikosulkuvirran avulla laskettuun suurimpaan sallittuun oikosulkuvirtaan. Jos suhteellisarvo on yli 100 %, ei johdin ole oikosulkukestoinen.

Nykyiset ja lähitulevaisuuden oikosulkuvirrat eivät siis ole keskijänniteverkoille ongelmallisen suuria, mikäli asemajärjestelyt pysyvät entisen kaltaisina. Sen sijaan verkon sähköntuotanto- tai siirtokapasiteetin kasvaessa merkittävästi, esim. uuden sähköaseman rakentamisen tai jakorajamuutosten myötä, on vikavirtatarkastelu suoritettava uudestaan.

### Kahden päämuuntajan asema

Siirto- ja jakeluverkkojen uudelleenjärjestelyjen myötä voi Keravalla ja Sipoossa olla lähitulevaisuudessa kahdella päämuuntajalla varustettuja sähköasemia. Syynä toisen muuntajan hankkimiseen voi olla esim. muuntokapasiteetin lisätarve tai korkeamman käyttövarmuuden ja sähkönlaadun tavoittelu. Päämuuntajien rinnankäytön edellytyksenä on seuraavien ehtojen toteutuminen:

- muuntajien nimellistehojen on oltava suunnilleen yhtä suuret, tehojen suhde saa olla korkeintaan 3:1
- oikosulkuimpedanssien on oltava suunnilleen yhtä suuret, sallittu erotus voi olla korkeintaan 10 %
- muuntajien nimellisjännitteiden on oltava yhtä suuret
- toisiojännitteiden on oltava keskenään samansuuntaiset

Jos muuntajien oikosulkuimpedanssit eivät ole yhtä suuret, saavuttaa pienimmän impedanssin omaava muuntaja ensimmäisenä nimellistehon muiden jäädessä aliteholle. On siis kannattavaa kytkeä rinnakkain muuntajia,

joiden oikosulkuimpedanssit ovat yhtä suuret, koska tällöin suurin sallittu jatkuva kuormitusteho on muuntajien nimellistehojen summa /9/.

Verkostosuunnittelun kannalta lisäpäämuuntajien käyttöönotto edellyttää aina perusteellista oikosulkuvirtojen selvittämistä. Koska päämuuntajan oikosulkuimpedanssi on siirtoverkon impedanssia paljon suurempi, kasvaa k-j-verkon oikosulkuvirta usein huomattavasti muuntajien rinnankäytön myötä. Tämä voi johtaa releasetteluarvojen muuttamiseen tai pahemmassa tapauksessa keskijänniteverkon mittaviin vahvistustoimenpiteisiin.

Eräänä mahdollisuutena sähkönjakelun kehittämisessä Etelä-Sipoossa on pidetty Vestersundomin käytöstä poistetun 10 MVA:n muuntajan ottamista uudelleen käyttöön toisena päämuuntajana joko Massbyssä tai uudella Landbon sähköasemalla. Massbyn nykyisen 25 MVA:n päämuuntajan kanssa 10 MVA:n muuntaja nostaisi rinnankäytössä vikavirran nykyisestä 5.9 kA:sta 7.8 kA:iin. Tämä ei aiheuttaisi oikosulkusuojauksellisia toimenpiteitä.

### 3.1.3 Oikosulkusuojauksen kannalta poikkeukselliset kytkentätilanteet

Johtolähdöillä tai sähköasemilla tapahtuvat viat aikaansaavat usein sen, että johtoja on kytkettävä toimintakuntoisten lähtöjen perään sähkönjakelun pikaisen palauttamisen mahdollistamiseksi. Tällöin on vaara, että yhden katkaisijan (ja releen) takana johtokilometrien määrä kasvaa niin suureksi, että syötettävän lähdön loppupäässä sattuva pienivirtainen vika, kuten kaksivaiheinen oikosulku, ei saa relettä havahtumaan. Niinpä suunnittelussa on tärkeää suorittaa suojaustarkastelu myös verkon poikkeuksellisten kytkentätilanteiden varalle.

Taulukkoon 3.15 on koottu tärkeimmät poikkeukselliset korvauskytkentätilanteet havahtumistasoineen ESE:n verkon sisällä. Minimi havahtumistaso ilmaisee, kuinka suuri on johtolähdöllä esiintyvän pienimmän kaksivaiheisen oikosulkuvirran suhde releen havahtumistasoon. Mikäli arvo jää alle 100 %, on mahdollista ettei aseman releistys toimi vikatilanteessa toivotulla tavalla. Taulukossa on lisäksi kerrottu katkaisijan takana oleva johdinmäärä kyseisessä kytkentätilanteessa. Mikään alla esitetty

kytkentävaihto ei osoittaudu ongelmalliseksi 2-vaiheisen vastuksettoman oikosulun havaitsemisessa.

*Taulukko 3.15 Havahtumistasot poikkeuksellisissa kytkentätilanteissa*

Korvattava johtolähtö	Syöttävä asema ja johtolähtö	Minimi havahtumistaso	Johtopituus [km]
<b>Massby</b>	<b>Kallbäck</b>		
Immersby	Ingman	357 %	68.2
Immersby	Gumbostrand *	335 %	91.6
<b>Martinkylä</b>	<b>Massby</b>		
Hindsby, Porvoo	Nickby	260 %	58.9
<b>Massby</b>	<b>Martinkylä</b>		
Nickby	Porvoo	307 %	40.7
Immersby	Hindsby	172 %	74.6
<b>Martinkylä</b>	<b>Martinkylä</b>		
Saxas	Paipis	233 %	91.6
Paipis	Saxas	201 %	91.6
Nickby	Paipis	405 %	68.6
Hindsby	Tallmo	411 %	31.7
<b>Kallbäck</b>	<b>Kallbäck</b>		
Kalkstrand	Spjutsund	240 %	60.6
Spjutsund	Kalkstrand	168 %	60.6
Box, Spjutsund	Kalkstrand	168 %	76.6
Gumbostrand	Ingman	449 %	46.8
Ingman	Gumbostrand	432 %	46.8

\* Syöttö järjestetty Kallbäckin Ingman lähden johtoja pitkin

Työssä myöhemmin käsitelty Martinkylän sähköaseman korvaus tulee ajankohtaiseksi vuoden 2001 aikana, jolloin ko. aseman 110 kV:n syöttöjohto uusitaan. Korvaava teho voidaan hoitaa alueelle kohdan 3.3.1 *Martinkylän sähköaseman korvaus* mukaisesti. Oikosulkusuojauksen havahtumisehdon kannalta vaativimmat johto-osat, Saxas ja Paipis sijaitsevat Martinkylän pohjoispuolella melko kaukana muilta asemilta. On suositeltavaa, että pitkäaikaisen korvauksen ollessa kysymyksessä, lähtöjen syöttö hoidetaan edelleen Martinkylän aseman kiskoston kautta koko verkon kattavan suojauksen takaamiseksi.

### 3.2 Verkon kuormituksen kasvun rajat

Seuraavaksi tutkitaan, kuinka paljon nykyisessä keskijänniteverkossa on kapasiteettia tulevaisuuden kuormille. Riittävän varmuuden saamiseksi kuormitusta lisättiin kunnes lähdön huipputeho kasvoi lähes kaksinkertaiseksi nykytilanteeseen nähden. Jännitteenaleneman raja-arvona pidettiin 5 %.

Taulukko 3.16 Verkon kuormituksen kasvun rajat

Sähköasema ja johtolähtö	Huipputeho [MVA]	Suurin jännitteenalenema [%]	Häviökustannukset [kmk]
<b>Kallbäck</b>			
J07 Ingman	3.0 → 6.0	1.7 → 3.3	14 → 55
J8 Kalkstrand	3.3 → 4.9	1.4 → 2.1	14 → 34
J9 Söderkulla	1.6 → 4.5	0.3 → 1.0	2 → 14
J10 Gumbostrand	1.9 → 4.0	1.2 → 2.9	5 → 26
J11 Box	1.5 → 4.0	0.6 → 1.7	2 → 17
J12 Galthagen	1.7 → 3.7	0.3 → 0.7	1 → 7
J14 Spjutsund *	2.4 → 3.4	3.4 → 4.9	23 → 46
<b>Massby</b>			
J07 Ingman 1	4.5 → 6.7	0.1 → 0.2	1 → 3
J08 Nickby	1.8 → 3.9	1.0 → 2.1	5 → 22
J10 Immersby **	4.8 → 6.3	4.6 → 4.9	69 → 88
J11 Söderkulla	1.7 → 3.7	0.5 → 1.1	2 → 12
<b>Martinkylä</b>			
J07 Nickby **	4.7 → 8.2	2.3 → 3.7	31 → 89
J08 Paipis	3.0 → 5.3	2.1 → 3.8	17 → 55
J09 Porvoo	2.6 → 6.0	1.2 → 2.9	11 → 57
J10 Saxas	3.6 → 6.2	3.1 → 5.0	21 → 56
J11 Hindsby	1.6 → 3.1	1.6 → 3.0	7 → 27
J12 Tallmo	1.0 → 3.2	0.3 → 1.1	1 → 9

\* Kohdan 3.1.1 mukaisella jakorajamuutoksella tilanne paranee selvästi (yo. luvuissa jakorajamuutosta ei ole huomioitu).

\*\* Vaatii kohdan 3.1.1 mukaisen johtovahvistuksen häviöiden, jännitteenalenemien ja kuormitettavuuden takia. Johdinvaihto on huomioitu kyseisissä lukemissa.

Yleisesti voidaan sanoa, että verkossa on kapasiteettia selvästi tämän hetken huippukuormia suuremmille tehoille. Erityisesti Kallbäckin aseman johtolähtöjen huipputehot voivat kasvaa kaksinkertaisiksi ilman että päämuuntaja ylikuormittuu tai häviöt kj-verkossa kasvavat kohtuuttomiksi.

Martinkylän alueen kuormitettavuuden 'pullonkaulana' on päämuuntajan koko. Sipoon pohjoisalueen kasvu on kuitenkin selvästi eteläseutua pienempää, eikä näin päämuuntajan vaihto tai asemien välinen jakorajojen muutos päämuuntajan kuorman keventämiseksi tule ajankohtaiseksi lähivuosina.

Massbyn päämuuntajan koko sallii Kallbäckin tavoin kuormituksen kaksinkertaistamisen. Koska kuormituksen kasvun painopiste on selvästi Immersbyn johtolähdöllä, on lähdön syöttämälle alueelle lisättävä siirtokapasiteettia uusien lähtöjen ja johtovahvistusten kautta. Teoriassa häviöt ja jännitteenalenemat sallivat Immersbyn lähdön kuormittamisen 5 %:n vuosikasvulla vielä seuraavat viisi vuotta. Viimeistään tämän jälkeen alueen syöttö on hoidettava useamman johtolähdön tai uuden sähköaseman avulla. Käytännössä lähdön monilta osin heikko mekaaninen kunto voi pakottaa saneerauksiin jo ennen kuin sähkötekniiset rajat tulevat vastaan.

Kuormituksen kasvun rajoihin ja samalla sähkön laatuun voidaan vaikuttaa eteläisessä Sipoossa muuttamalla Massbyn sähköasema kahden päämuuntajan asemaksi. Uudelle päämuuntajalle voidaan ohjata alueen suurimmat kuormitukset Ingman, Östersundom ja Landbo. Näiden kohteiden muodostama huipputeho on yhteensä n. 12 MW. Toiselle päämuuntajalle jäisi pienempi kuorma, alle 10 MW. Lisäpäämuuntajan hankinnan yhteydessä Massbyn aseman kiskojärjestelyt kannattaisi toteuttaa siten, että aseman jakelualue voitaisiin tarvittaessa syöttää kokonaan kummalla päämuuntajalla tahansa.

### **3.3 Varasyöttö ja korvaustarkastelut**

Tässä osiossa tutkitaan, kuinka hyvät mahdollisuudet Keravan Energia Oy:llä ja Etelä-Suomen Energia Oy:llä on selvittää huipunaikaisesta sähköaseman käyttökeskeytyksestä hyödyntämällä yhtiöiden sisäisiä ja naapuriverkkoihin ulottuvia keskijännitevarayhteyksiä. Sekä ESE:n että KEO:n sähköasemat on varustettu yhdellä päämuuntajalla, joten häiriötilanteessa korvausteho on järjestettävä viereisiltä sähköasemilta tai voimalaitoksilta. Yhtiöiden välistä tehonsiirtoa hankaloittaa päämuuntajien eri kytkentäryhmät. Käytännössä tämä tarkoittaa, että KEO:n ja ESE:n välinen varayhteys otetaan käyttöön ainoastaan äärimmäisen vakavassa häiriötilanteessa.

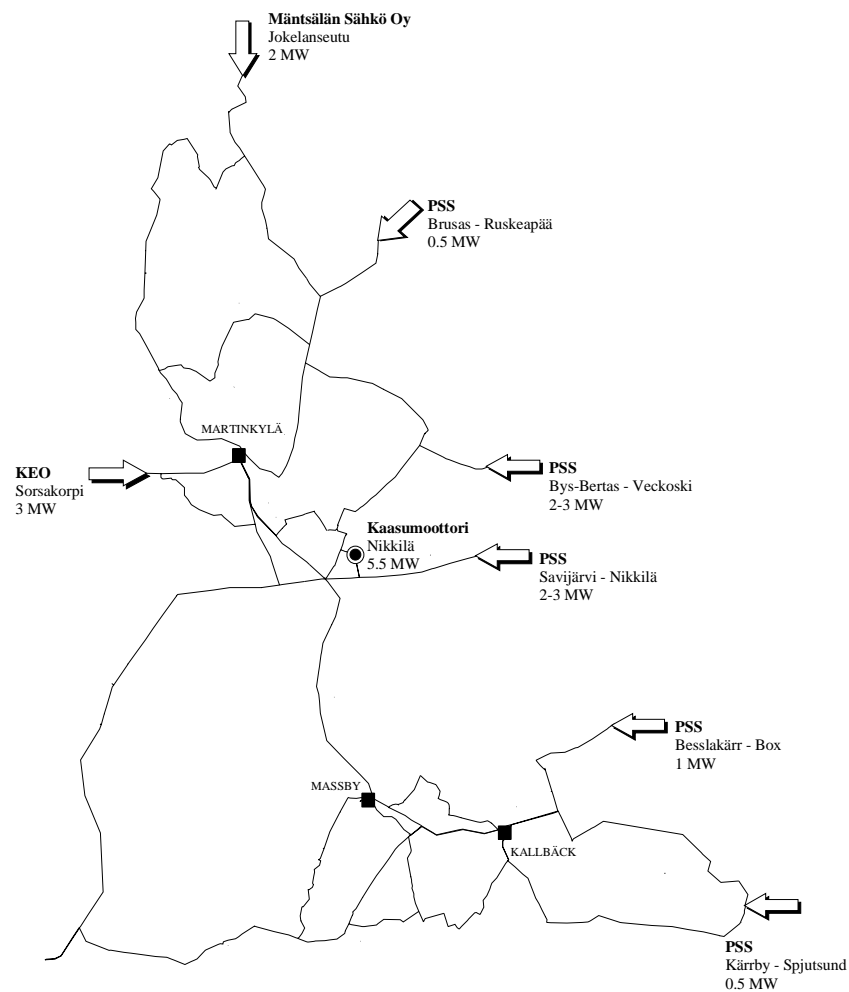


Suurin sallittu jännitteenalenema korvaustilanteessa on 7 %.

Varasyöttötilanteiden helpottamiseksi sähköasemasuunnittelussa tulisi kiinnittää huomiota lähtöjen oikeaan sijoitteluun eri kiskoille. Esimerkiksi jos asemien välillä on kaksi selvästi erottuvaa varayhteyttä, tulisi johtolähdöt sijoittaa kaksoiskiskotyypisessä asemarakenteessa eri kiskoille. Tällöin korvaustilanteessa kuormat voitaisiin jakaa kahdelle syöttävälle kiskolle. Tämä ei ole mahdollista esim. Kallbäckin asemalla, jossa kolme vahvinta varayhteytlähtöä; Ingman, Söderkulla ja Box on sijoitettu samalle kiskolle.

### **Etelä-Suomen Energia Oy**

Etelä-Suomen Energia Oy:llä (ESE:llä) on olemassa varayhteyksiä Keravan Energia Oy:n (KEO:n), Porvoon Sähköverkko Oy:n (PSS:n) ja Mäntsälän Sähkö Oy:n kanssa. Kuvassa 3.2 on esitetty ESE:n keskijänniterunkoverkko sähköasemineen ja olemassa olevine varayhteyksineen. Liitteeseen V on koottu tiedot jännitteenalenemista ja jännitejähkyksistä rajaerottimilla. Samassa liitteessä on lisäksi esitetty arvio huipunaikaisista varatehokapasiteeteista ulkopuolisista verkoista Etelä-Suomen Energia Oy:n jakeluverkkoon päin. Varatehoissa on huomioitu syöttävien lähtöjen suurimmat sallitut kuormitettavuudet. Verkkojen välistä tiiviimpää yhteistyötä rajoittaa päämuuntajien toisistaan poikkeavat kytkentäryhmät. Katkoton kuormien siirto voidaan toteuttaa ainoastaan PSS:n kanssa.



Kuva 3.2 ESE:n runkoverkko ja varayhteydet.

Lounais-Sipoossa Vantaan rajalla olisi mahdollisuus rakentaa varayhteys Vantaan Energia Oy:n Vaaralan sähköasemalle. Siirtokapasiteettia alueen melko vahvasta k-j-verkosta johtuen olisi noin 3 MW. Huipun aikana yhteyden kautta voitaisiin siis syöttää Massbyn aseman Immersbyn lähdön aina Majvikin automaattierotinasemalle saakka.

Seuraavassa käydään läpi asemakohtaisesti, millä tavoin korvausteho on järjestettävissä alueelle.

### 3.3.1 Martinkylän sähköaseman korvaus

Martinkylän sähköaseman laajamittainen korvaus tulee ajankohtaiseksi vuoden 2001 aikana, kun PVO Engineering Oy uusii 50 vuotta vanhan ESE:n omistuksessa olevan 110 kV:n Hindsby-Martinkylä -haarajohdon. Uusi johtolinja on pituudeltaan n. 4.3 km ja se rakennetaan pääosin vanhalle johtokadulle. Rakentaminen tulee etenemään alustavien suunnitelmien mukaan siten, että aseman korvaustarve ajoittuu vuoden 2001 kesäkuulle. Tällöin aseman vuotuiset kuormitukset ovat pienimmillään huipputehon jäädessä n. 6 MW:iin. Katkon tarkka kesto aika ei selvinnyt vielä tutkimustyön kuluessa. Arviot katkon pituudesta vaihtelivat 1...4 viikon välillä. Joka tapauksessa on kiinnitettävä erityistä huomiota sähkönjakelun suojauskysymyksiin. Mikäli verkkoa liitetään suuria määriä tietyn varayhteyden perään, on tarkistettava suojauksen toimivuus oiko- ja maasuluissa. Lisäksi on valmistauduttava tilanteeseen, jossa jokin merkittävistä varasyöttöyhteyksistä menetetään esim. johtovian seurauksena.

Pelkästään laskentatulosten perusteella korvaava teho kannattaisi siirtää alueelle hyödyntämällä kaikkia olemassa olevia varayhteyksiä. Martinkylään on mahdollisuus syöttää varatehoa Massbyn asemalta ja KEO:n verkosta. Lisäksi johtolähtöjen latvoja voidaan siirtää syötettäväksi Porvoon Energia Oy:n ja Mäntsälän Sähkö Oy:n verkoista käsin yhteensä neljän varayhteyden kautta. Käytännössä ESE:n päämuuntajien kytkentäryhmästä johtuen ei kuormituksen siirto onnistu KEO:n ja Mäntsälän Sähkö Oy:n verkkoihin ilman lyhyttä katkoa.

Jos siis kuormien siirrot halutaan tehdä katkoitta, ei Keravan eikä Mäntsälän suuntia voida käyttää varatehonsyöttöön. Riittävä teho saadaan alueelle hyödyntämällä ESE:n ja PSS:n välisiä varayhteyksiä ja eteläistä Massbyn Nikkilä -johtolähtöä seuraavasti.

#### **Massby 2.6 MW:**

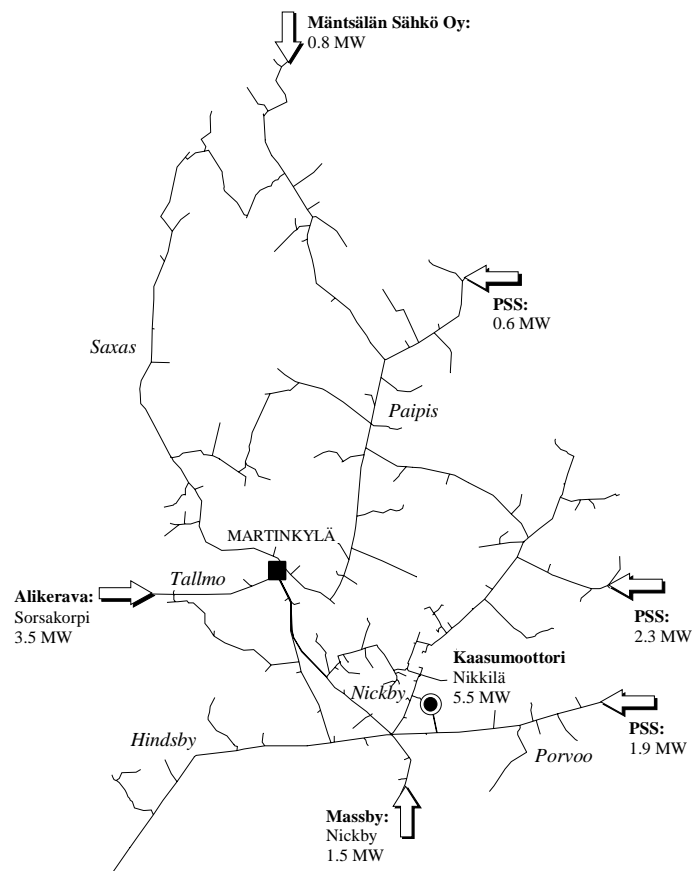
- Tallmo
- Hindsby
- Saxas

#### **PSS 3.5 MW:**

- Paipis
- Nickby
- Porvoo

PSS:n puoleiselta Veckosken sähköasemalta Martinkylän suuntaan olevat varayhteydet (kuva 3.2) ovat eri lähtöihin kytkettyjä. Käyttövarmuutta voidaan parantaa varasyötön ajaksi erottamalla Nikkilän keskusta ja Paipis omille lähdoille. Nikkilän kaasumoottorin epävarmasta käytettävyydestä johtuen ei näin pitkäaikaista korvausvastuuta voida jättää sen varaan.

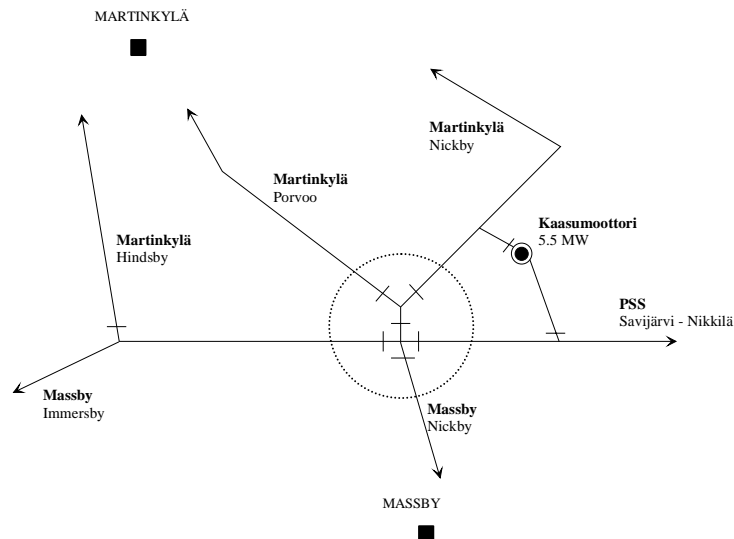
Huippukuorman aikaisessa korvauksessa on hyödynnettävä Massbyn ja Porvoon yhteyksien lisäksi varayhteyttä Keravan jakeluverkkoon kuvan 3.3 osoittamalla tavalla.



Kuva 3.3 Martinkylän korvaaminen huippukuorman aikana.

Varatehon järjestämisestä Martinkylän vastualueelle voitaisiin helpottaa tekemällä pieniä muutoksia Nikkilän automaattierotinasemalla. Asema muodostuu viidestä kauko-ohjattavasta erottimesta ja yhdestä käsin ohjattavasta välierottimesta. Kuvassa 3.4 on esitetty tämänhetkinen erotinjärjestely. Nykyinen tilanne ei mahdollista kaikkien varayhteyksien täysipainoista hyödyntämistä. Esimerkiksi jos huippukuorman aikana

joudutaan käyttämään kaasumoottoria Nikkilän keskustan syöttämiseen ja samanaikaisesti Massbyn asemalta halutaan Nickbyn lähtöä pitkin ottaa n. 3 MW:n varateho, jää siirtokapasiteetiltaan samansuuruinen varayhteys PSS:n jakeluverkkoon hyödyntämättä. Toisin sanoen Massbyn ja PSS:n varayhteyksiä ei voida käyttää yhtäaikaan kaasumoottorin käydessä.



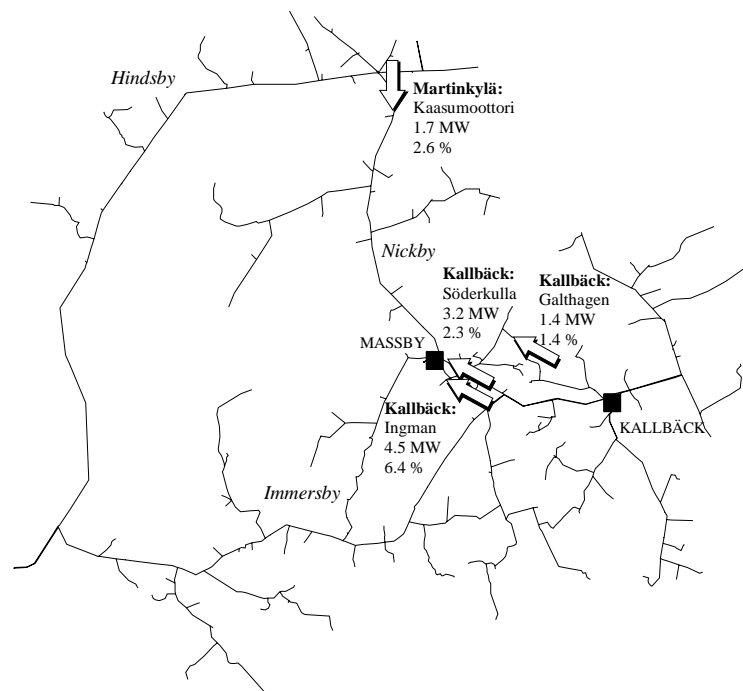
Kuva 3.4 Nikkilän automaattierotinaseman erotinjärjestelyt.

Erotinaseman uudelleenjärjestelyn myötä Martinkylään olisi mahdollista saada varatehoa kaasumoottori huomioiden yhteensä yli 20 MW. Tämä riittäisi alueen maltillisella kasvuennusteella seuraaviksi kymmeneksi vuodeksi.

Martinkylän Saxas -johtolähdöllä on menneillään Radius-kaukokäyttöerotinkokeilu. Tarkoitus on selvittää, kuinka hyvin automatiikka onnistuu rajaamaan vikapaikan vikatilanteessa. Mukana on kolme kaukokäyttöistä linjaerotinta, joita voidaan tarvittaessa käyttää myös varasyöttötilanteissa.

### 3.3.2 Massbyn sähköaseman korvaus

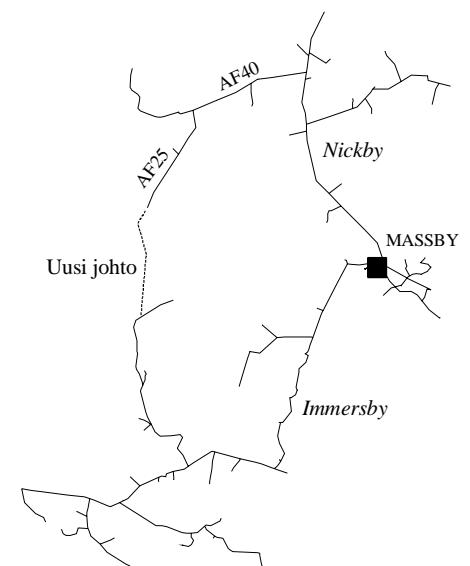
Massbyn korvaaminen on ESE:n kolmesta asemasta helpoin järjestää, sillä Kallbäckin sähköasema sijaitsee lyhyen etäisyyden päässä. Huipun aikaiset tehot voidaan toimittaa Massbyn vastuualueelle esim. kuvan 3.5 mukaisella tavalla.



Kuva 3.5 Massbyn sähköaseman korvausjärjestelyt.

Massbyn johtolähtöjen Nickby ja Immersby yhdistämistä ei pidetä kannattavana, sillä reilun kahden kilometrin mittaisen yhdistävän johdon lisäksi vanhat johtimet (AF25 ja AF40) olisi vaihdettava Nickbyn ja Immersbyn lähdöiltä lähes kuuden kilometrin matkalta, jotta riittävän suuren tehon siirto Landbohon ja Östersundomiin olisi tätä reittiä pitkin ylipäätään mahdollista. Kyseisen ratkaisun investointikustannukset olisivat:

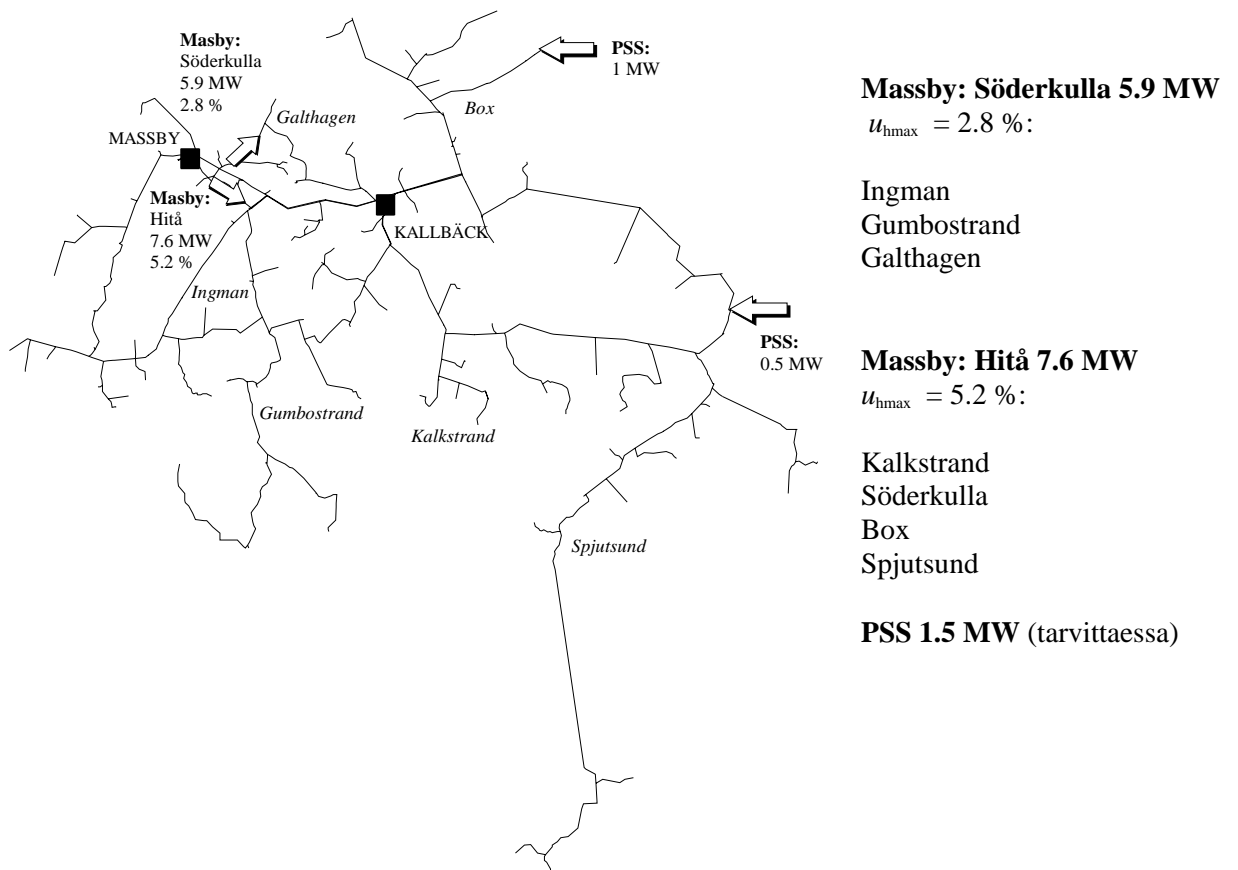
- vaihto: AF25 ja AF40  $\Rightarrow$  AF99      260 kmk
- uusi johto: PAS 70                      220 kmk



Eli edessä olisi yhteensä lähes puolen miljoonan markan saneeraus. Uutta reittiä pitkin kyettäisiin syöttämään huipun aikana Immersbyn lähtöä aina Majvikin automaattierotinasemalle saakka. Tällöin uuden johtolinjan läpi kulkisi hieman yli 3 MW:n teho aiheuttaen suurimmillaan 7.9 % jännitteenaleneman.

### 3.3.3 Kallbäckin sähköaseman korvaus

Kallbäckin aseman huipun aikainen korvaus onnistuu lähes kokonaan Massbyn asemalta käsin. Kuvassa 3.6 on esitetty eräs korvausvaihtoehto.



Kuva 3.6 Kallbäckin sähköaseman korvausjärjestelyt.

Olemassa olevien varasyöttöyhteyksien suuresta lukumäärästä johtuen ei yhteyksien lisäämisellä voida merkittävästi parantaa sähkönjakelun luotettavuutta.

### 3.3.4 Massbyn ja Kallbäckin asemien yhteiskorvaus

#### **Lähtökohta**

Tutkimustyön aikana jouduttiin tilanteeseen, jossa oli selvitettävä mahdollisuus Massbyn ja Kallbäckin yhtäaikaan korvaamiseen. Poikkeustilanne aiheutui 400 kV:n Vaarala-Anttola -linjan rakennustöistä. Uusi linja ylittää valmistuttuaan Massbytä ja Kallbäckä syöttävän 110 kV:n haarajohdon.

Alustavien suunnitelmien mukaan rakennustyö piti toteuttaa kahdessa osiossa; ensimmäinen jännitekatkos aiheutuisi rakennustelineiden pystyttämistä ja toinen katko niiden purkamisesta. Kummankin vaiheen kestoajaksi arvioitiin 6-10 h. Verkostosuunnittelun tehtävänä oli selvittää, oliko kahden aseman yhtäaikaan korvaaminen ylipäättään mahdollista. Vaihtoehtona oli rakennustöiden toteuttaminen erityisjärjestelyin jännitteisenä. Seuraavassa on esitetty korvaustarkastelun eteneminen.

#### **Ajankohdan valinta**

Asemien tehontarve vaihteli syyskuussa 1999 Massbyssä välillä 2.5 – 6.1 MW ja Kallbäckissä välillä 2.2 – 6.4 MW. Jos katko joudutaan tekemään näiden huippujen aikana, ei korvaavaa tehoa kyetä järjestämään nykyisillä verkkojärjestelyillä alueelle ilman suuria yli 14 %:n jännitteenalennuksia. Tilanne vaikeutuu entisestään, jos katkon ajankohta siirtyy myöhemmäksi loka- tai marraskuun puolelle. Korvaustilannetta vaikeuttaa se, ettei KEO:n ja ESE:n käytössä ole siirrettäviä varavoimalaitteita yhtä 500 kVA:n aggregaattia lukuun ottamatta.

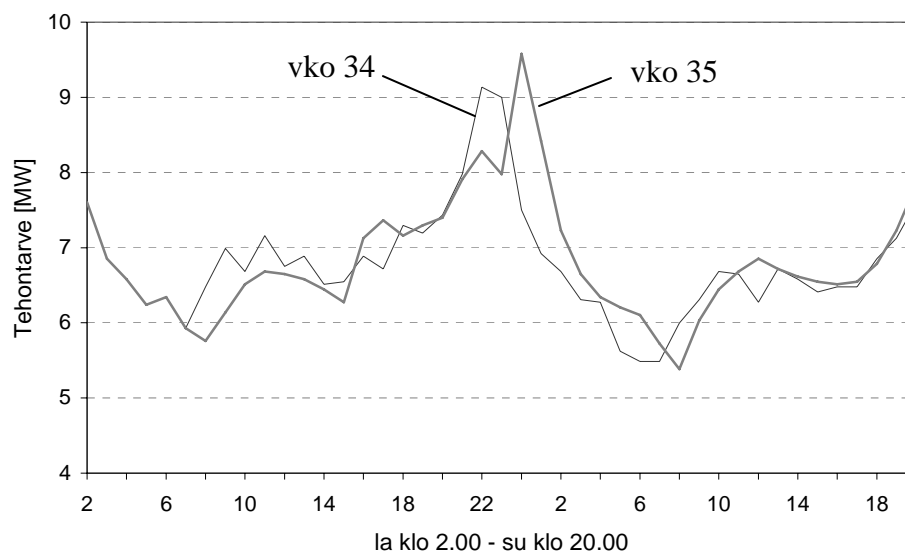
Katko onkin pyrittävä ohjaamaan ajankohtaan, jolloin asemien yhteinen tehontarve on mahdollisimman pieni. Pienin tehontarve alueella on viikonloppuina aamuyöstä. Kuormien käyttäytymisen tarkkaa ennustamista varten Massbyn ja Kallbäckin asemilta kerättiin mittaustietoa suunniteltua katkoa edeltävinä viikonloppuina. Johtolähtöjen kuormat vaihtelivat kahtena alkusyksyn viikonloppuna lauantai- ja sunnuntai-iltoina klo 2.00 sunnuntai-iltaan klo 21.00 taulukon 3.17 mukaisissa rajoissa.



Taulukko 3.17 Massbyn ja Kallbäckin viikonloppukuormien vaihtelurajat

Sähköasema ja johtolähtö	Viikko 34 [A]	Viikko 35 [A]
<b>Kallbäck</b>	<b>81...137</b>	<b>81...140</b>
J07 Ingman	9...18	9...18
J8 Kalkstrand	10...17	9...17
J9 Söderkulla	12...21	13...21
J10 Gumbostrand	10...18	9...16
J11 Box	9...15	10...16
J12 Galthagen	10...25	11...27
J14 Spjutsund	16...25	16...25
<b>Massby</b>	<b>76...131</b>	<b>77...141</b>
J07 Ingman 1	34...54	37...69
J08 Nickby	9...16	7...17
J10 Immersby	24...56	24...58
J11 Söderkulla	7...15	7...15

Asemien yhteinen tehontarve vaihteli molempina mittausajankohtina kuvan 3.7 mukaisesti. Vaikka mitatut tehot ovatkin varsinaisen korvaustilanteen tehoja pienempiä, on mittaustuloksista suuri apu katkon eri vaiheiden suunnittelussa.



Kuva 3.7 Massbyn ja Kallbäckin asemien viikonlopun aikainen yhteinen tehontarve.

Fingrid Oyj:n kanssa käydyssä /11/ neuvottelussa pohdittiin vaihtoehtoa, jossa rakennustyöt jaettaisiin ajallisesti kahteen osaan. Johdon ylitykseen vaadittavien telien rakentaminen toteutettaisiin lauantapäivän aikana ja sunnuntaina hoidettaisiin varsinainen 400 kV:n johtotyöt ja telien purkutoiminta. Lauantai-sunnuntai väliseksi yöksi sähköt palautettaisiin 110 kV:n verkkoon ja näin välttyttäisiin keskijännitevarayhteyksien ylikuormittumiselta.

### **Osapuolet**

Korvaustilanteen hoitamista varten Etelä-Suomen Energia Oy on ollut yhteydessä useisiin osapuoliin. Näistä tärkeimpiä ovat olleet:

- Fingrid Oyj
- Porvoon Seudun Sähkö
- Vantaan Energia Oy
- Ingman Oy
- Partek Oy kalkkikaivos
- LSY

### **Vantaan Energia Oy**

ESE kävi neuvotteluja Vantaan Energia Oy:n kanssa uuden varayhteyden rakentamisesta Lounais-Sipooseen /10/. Alustavan arvion mukaan varayhteyden kautta olisi mahdollista siirtää usean megawatin suuruinen sähköteho Vantaan Vaaralan sähköasemalta ESE:n jakeluverkkoon. Molempien yhtiöiden kj -linjat kulkevat lähellä toisiaan, joten varayhteyden investointikustannukset muodostuisivat pääasiassa rajaerottimen rakentamisesta. Varayhteyden käyttöä hankaloittaa sähköasemien päämuuntajien eri kytkentäryhmät Vantaan Energia Oy:n ja ESE:n keskijänniteverkoissa. Samalta suunnalta on aikaisemmin varatehoa syötetty Martinkylän sähköaseman Hindsbyn lähtöä käyttäen, mutta pitkistä etäisyyksistä johtuen varatehot ovat jääneet alle kolmasosaan siitä, mitä Vaaralasta olisi mahdollisuus saada. Näin suuri varateho voi osoittautua erittäin tärkeäksi poikkeuksellisen suurissa kuormitustilanteissa.

## Ingman Oy

Koko ESE:n jakeluverkon suurimman yksittäisen kuorman aiheuttaa Ingman Oy. Tehtaan syöttö tapahtuu Massbyn sähköasemalta käsin. Tämän takia korvaustarkastelussa kiinnitettiin erityistä huomiota Ingmanin korvaushetken tehotarpeeseen. Tehtaan viikonlopun aikainen tehontarve voidaan pienentää tarvittaessa noin 1 MW:n suuriseksi. Teho riittää tärkeimpien toimintojen ylläpitoon, kuten maidon vastaanottoon noin 10 tunnin ajaksi. Tarvittava teho voidaan tuottaa esimerkiksi kahdella rinnankytketyllä aggregaatilla.

## Suojauskysymykset

Vantaan Energia Oy:n Vaaralan sähköaseman maasulkuvirta on laajasta maakaapeliverkosta johtuen suuri, noin 143 A. Suuri maasulkuvirta voi aikaansaada vaarallisen korkean maadoitusjännitteen heikoissa maadoitusolosuhteissa. Maadoituksellisesti hankala paikka on mm. Kallbäckin Ingman-johtolähdöllä muuntajalla ES3387. Maadoitusresistanssi on kallioisesta maaperästä johtuen lähes 25 Ω.

Vikavastuksettoman maasulun sattuessa maadoitusjännite olisi yhtälön (3.1) mukaan yli 3.5 kV.

$$U_{\text{maad}} = R \cdot I_f = 25 \Omega \cdot 143 \text{ A} = 3575 \text{ V} \quad (3.1)$$

Kun huomioidaan maasulkureleen laukaisuaika 0.5 s, saa maadoitusjännite olla yhdistetyssä maadoitusjärjestelmässä korkeintaan

$$U_{\text{sall}} = \frac{500 \text{ V}}{\sqrt{t/s}} = \frac{500 \text{ V}}{\sqrt{0.5}} = 707 \text{ V} \quad (3.2)$$

Eli sallitun maadoitusjännitteen arvo ylittyy kyseisessä paikassa yli viisinkertaisesti. Suuren maasulkuvirran takia maadoitusresistanssi saa olla Vaaralasta syötettäessä korkeintaan 5 Ω, jottei maadoitusjännite ylitä edellä mainittua suurinta sallittua arvoa. Vaaralan sähköaseman oikosulkuvirrat normaalissa käyttötilanteessa eivät tuota ongelmia Sipoon puolella. Samoin havahtumisraja (600 A) riittää vaikka Vaaralan kuormaksi liitettäisiin Kallbäckin aseman Ingman- ja Gumbostrand -johtolähdöt.

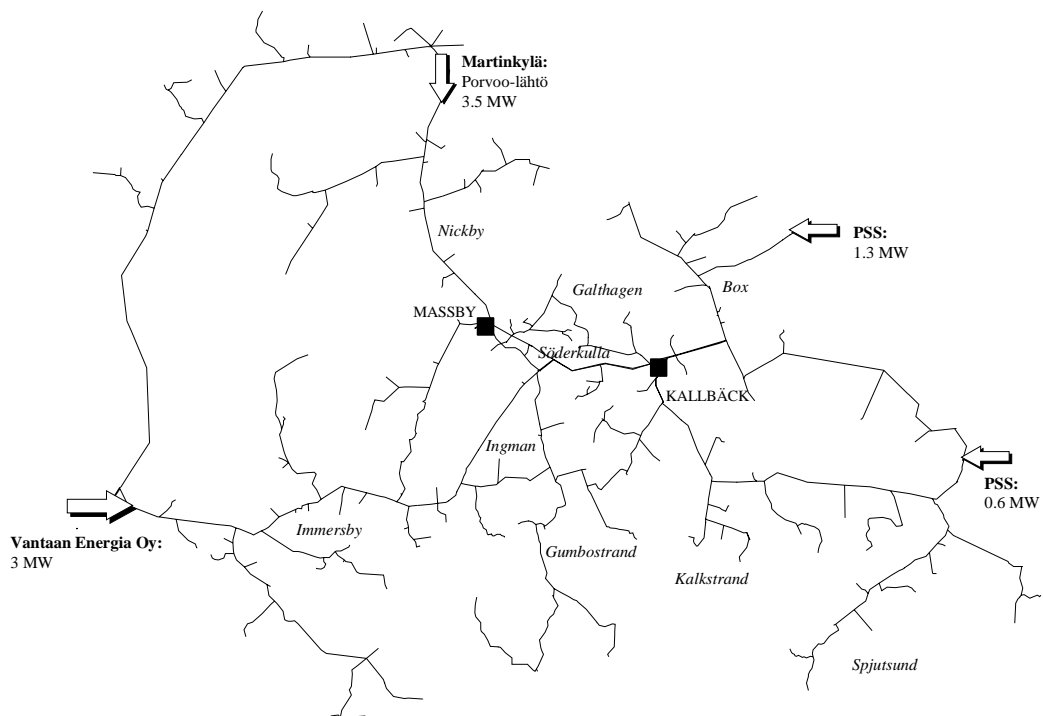
Jos Ingmanin tarvitsema teho tuotetaan kokonaan aggregaateilla, pystytään laitos irrottamaan alueen muusta jakeluverkosta. Aggregaatit voidaan kytkeä aluksi rinnan normaalin jakeluverkkosyötön kanssa. Mutta koska varavoimakoneet reagoivat helposti verkossa tapahtuviin muutosilmiöihin, kannattaa keskijänniteverkon maasulkuriskin takia Ingman erottaa pian itsenäiseksi saarekkeeksi.

#### Tehonjakotulokset ja kytkentäsuunnitelma

Kuvassa 3.8 on esitetty eräs vaihtoehto korvaavan tehon järjestämiseksi Massbyn ja Kallbäckin alueelle. Oletuksena laskelmissa on, että Ingmanin tehontarve tuotetaan aggregaateilla. Kuormitusalueet on jaettu syöttösuuntien mukaan taulukon 3.18 esittämällä tavalla.

*Taulukko 3.18 Korvaustehot ja korvattavat johtolähdöt syöttösuunnittain*

Pohjoinen suunta, Martinkylä 3.5 MW	Läntinen suunta, Vantaan Energia Oy 3 MW	Itäinen suunta, PSS 2 MW	Aggregaatit n. 1MW
MBY Nickby MBY Söderkulla KLB Söderkulla KLB Galthagen KLB Gumbostrand	MBY Immersby KLB Ingman	KLB Box KLB Spjutsund KLB Kalkstrand	MBY Ingman



Kuva 3.8 Massbyn ja Kallbäckin asemien korvaustehot.

### Kytcentäsuunnitelma

Massbyn ja Kallbäckin alueen jakaminen edellä esitetyllä tavalla edellyttää useiden eri kytkinlaitetoimintojen tekemistä. Osa kytkennöistä on toteutettavissa valvomosta käsin, mutta muutamissa tapauksissa kytkentä joudutaan tekemään verkossa paikan päällä. Tarvittavat toimenpiteet on esitetty taulukossa 3.19. Takaisin normaaliin kytkentätilanteeseen päästään käymällä listan kohdat läpi käänteisessä järjestyksessä. Jos korvaus joudutaan toteuttamaan kahdessa eri osassa, tulee kytkentöjen lopulliseksi määräksi 20 ja 110 kV:n verkoissa lähes 70. Riski vääriin kytkentöihin on ilmeinen näin suuren kytkentämäärän ollessa kysymyksessä.

Taulukko 3.19 Kytkenäsekvenssi Massbyn ja Kallbäckin korvaamiseksi

Kytkinlaite	Toimen- pide	Selite
<b>Pohjoinen suunta, Martinkylä</b>		
ES201042	Kiinni	ESE-PSS rajaerotin (Savijärvi-Nikkilä)
ES2016	Auki	MTK_Porvoo –lähdön keventäminen
ES2018	Kiinni	MTK ja MBY renkaaseen
MBY_J10	Auki	MBY_Immersbyn erottaminen syöttöalueesta
MBY_J12	Kiinni	MBY_Hitä varayhteyden käyttöönotto
MBY_J01	Auki	Päämuuntajan irrottaminen kj-verkosta
<b>Itäinen suunta, Vantaan Energia Oy</b>		
ES2047	Kiinni	MBY_Immersby ja KLB_Ingman renkaaseen
ES202026	Auki	Vantaan syöttämän alueen erottaminen ESE:n verkosta
ESXXXX	Kiinni	Syöttö Vantaalta uuden rajaerottimen kautta
KLB_J05	Auki	Päämuuntajan irrottaminen kj-verkosta
<b>Läntinen suunta, PSS Oy</b>		
ES202111	Kiinni	ESE-PSS rajaerotin (Besslakärr-Box)
KLB_J11	Auki	KLB_Box –lähdön erottaminen PSS:n kuormaksi
ES202116	Kiinni	ESE-PSS rajaerotin (välierotin Spjutsund)
KLB_J14	Auki	KLB_Spjutsund –lähdön erottaminen PSS:n kuormaksi
ES202206	Kiinni	KLB_Spjutsund ja KLB_Kalkstrand renkaaseen
KLB_J08	Auki	KLB_Kalkstrand –lähdön erottaminen PSS:n kuormaksi

### Menettely poikkeustilanteissa

Mikäli sääolosuhteet vaikeutuvat suunniteltuna ajankohtana merkittävästi, on suositeltavaa että rakennustyöt 400 kV:n linjalla keskeytetään ja siirretään sähköjakelun käyttövarmuuden ylläpidon kannalta helpompaan ajankohtaan.

### Korvauskysymyksen ratkaisu

Keravalla pidetyssä palaverissa /9/ päädyttiin lopulta ratkaisuun, jonka mukaan Fingrid Oyj suorittaa Massbyn ja Kallbäckin 110 kV:n haarajohdon ylityksen jännitetyönä. Alkuperäinen vaihtoehto eli asemien korvaus keskijännitevarayhteyksiä ja varavoimakoneita käyttämällä hylättiin liian suuriksi muodostuvien kustannusten takia. Suurimmat menoerät olisivat

aiheutuneet uuden varayhteyden rakentamisesta Vantaan Energia Oy:n kanssa, valvomo- ja asennushenkilöstön varaamisesta eri kohteisiin sekä varavoimalaitteiden vuokrasta.

Korvausvaihtoehdossa epävarmuutta lisäsi se, ettei keskeytyksen tarkkaa ajankohtaa pystyttäisi varmaksi sanomaan kuin vasta viikko ennen operaation alkua. Oli olemassa mahdollisuus, että rakennustyöt siirtyisivät lokamarraskuun vaihteeseen, jolloin tehontarve voi olla hyvinkin paljon syyskuun lukemia suurempi. Työn suorittaminen kahdessa osiossa olisi tietänyt osalle asiakkaita ainakin neljää katkoa sähköntoimituksessa saman viikonlopun aikana. Nämä katkot olisivat esiintyneet niillä johtolähdöillä, jotka olisi liitetty eri kytkentäryhmään kuuluvaan Vantaan Energia Oy:n jakeluverkkoon. Muuntajien kytkentävirtasysäyksistä johtuen korvattavia lähtöjä ei välttämättä olisi pystytty kytkemään kokonaisina uuteen verkkoon. Tämä olisi hankaloittanut jo muutenkin mittavia kytkentäjärjestelyjä

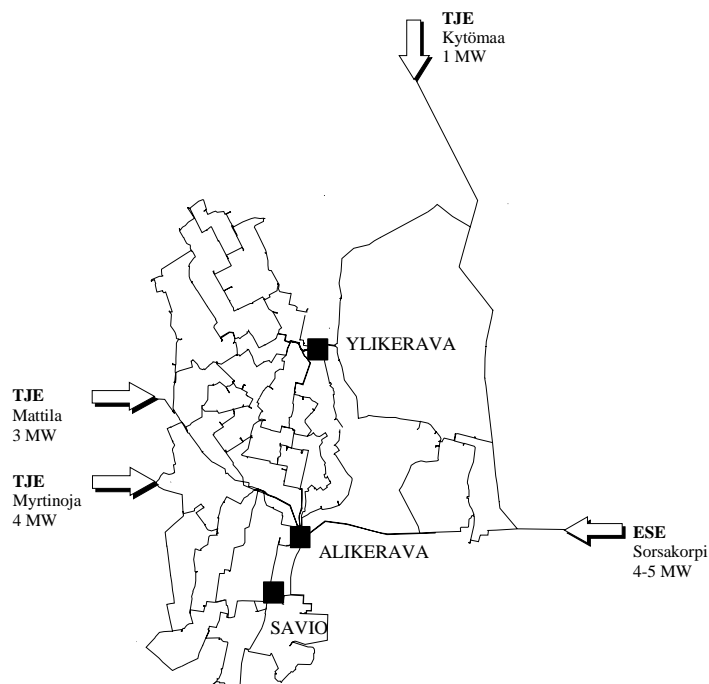
Kahden sähköaseman korvaaminen vain kolmea syöttävää johtolähtöä käyttämällä on riskialtista mm. vaihtelevien sääolosuhteiden takia. Mikäli yksikin näistä lähdöistä olisi menetetty vian seurauksena, olisi koko eteläinen Sipoo kärsinyt suurista tehovajeista sähköasemien ollessa poissa käytöstä. Todennäköisyys jonkin varayhteyden vioittumiseen on melko suuri, sillä johtopituutta kertyy kullekin syöttöreitille yli 70 km jo pelkästään korvattavalta alueelta. Tämän lisäksi esim. PSS:n varayhteys käsittää Porvoon omaa verkkoa kymmeniä kilometrejä.

Vaikka 110 kV:n haarajohdon ylitys tehdäänkin jännitetyönä eikä asemia tarvitse näin korvata keskijännitelinjoja käyttämällä, on järkevää tehdä asemien välisiä jakorajamuutoksia kyseisen rakennustyön ajaksi. Massbyn ja Kallbäckin johtolähtöjä kannattaa syöttää siirtokapasiteetin sekä sähkönlaadun sallimissa rajoissa Martinkylästä ja Porvoosta päin. Tällä tavoin voidaan varautua siihen pieneen mahdollisuuteen, että jokin asia menisi pieleen 110 kV:n linjaa ylittäessä. Lisäksi Martinkylän sekä kaikkien Keravan sähköasemien syöttö kannattaa hoitaa rakennustöiden ajan eri siirtoverkon virtapiiristä kuin mistä Massbytä ja Kallbäckä syötetään.

## Keravan Energia Oy

Keravan Energia Oy:llä on yhteensä neljä olemassa olevaa varayhteyttä naapuriverkkoihin. Näistä kolme on Tuusulanjärven Energian Oy:n ja yksi Etelä-Suomen Energia Oy:n kanssa. Yhteistyötä Tuusulan kanssa on tehty useaan otteeseen, viimeksi menneen talven 1999-2000 aikana. Verkoston yhteiskäyttöä helpottaa vankat yhteysjohdot ja päämuuntajien keskenään samanlaiset kytkentäryhmät.

Tuusulan kanssa olevat kaksi eteläisintä yhteyttä (Myrtinoja ja Mattilanpuisto) ovat siirtokapasiteetiltaan parhaimmassa kunnossa. Varatehoa voidaan tarvittaessa siirtää Tuusulasta Keravalle päin näitä yhteyksiä pitkin ainakin 7 MVA /12/. Pohjoisin yhteys (Kytömaa) on tällä hetkellä KEO:n puolelta poikki. Tämän varayhteyden saneeraus voi tulla ajankohtaiseksi, jos Tuusulanjärven Energia Oy rakentaa lähitulevaisuudessa uuden sähköaseman Kyrölään, muutaman kilometrin päähän rajaerottimesta.



Kuva 3.9 KEO:n varayhteydet.

Varayhteyksien merkitys korostuu tulevaisuudessa, jos suunnitellut asemamuutokset ja syöttöjärjestelyt toteutuvat Alikeravan ja Savion osalta



Etelä-Keravalla. Näitä muutoksia on tarkasteltu lähemmin luvussa 5. *Etelä-Keravan alueen sähkönjakelun kehittäminen.*

KEO:n ja ESE:n välistä yhteiskäyttöä (katkotonta jakorajan vaihtoa) hankaloittaa päämuuntajien eri kytkentäryhmät. KEO:n päämuuntajien kytkentäryhmä on YNyn0, kun taas ESE:llä on YNd11.

### 3.3.5 Ylikeravan sähköaseman korvaus

KEO:n sähköasemista vaativin korvaustehtävä on Ylikeravan aseman tehotarpeen järjestäminen huippukuorman aikana. Noin 18 MW:n tehon saamiseksi alueelle on turvauduttava omien asemien välisten yhteyksien lisäksi ulkopuolisiin varayhteyksiin. Alikeravan asemalta voidaan olemassa olevia varayhteyksiä pitkin siirtää korvaavaa tehoa n. 16 MW. Tämä edellyttää kuitenkin, että osa Alikeravan kuormasta siirretään Savion aseman syötettäväksi. Loput tarvittavat 2-3 MW voidaan hoitaa TJE:n verkosta käsin. Ylikeravalle on mahdollista saada korvaavaa tehoa nykyjärjestelyin yhteensä n. 22 MW, mikä riittää nykyisellä kasvuvauhdilla noin 10 vuodeksi. Tämän jälkeen siirtokapasiteettia on lisättävä saneeraamalla vanhoja varayhteyksiä tai rakentamalla kokonaan uusia.

### 3.3.6 Alikeravan sähköaseman korvaus

Alikeravan sähköaseman korvaaminen voidaan tarvittaessa toteuttaa kahdelta omalta asemalta käsin. Noin 13 MW:n huipputehosta 7 MW voidaan hoitaa Ylikeravalta, ilman että aseman 25 MVA:n päämuuntajakapasiteetti ylitetään. Loput 6 MW tarvittavasta tehosta saadaan Savion asemalta. Asemien väliset keskijänniteyhteydet ovat kapasiteetiltaan riittäviä siirtämään nykyisiä huomattavasti suurempiakin kuormia. Nykyjärjestelyin Alikeravalle voidaan siirtää varatehoa yhteensä yli 20 MW, mikä riittää hyvin ainakin seuraaviksi 10 vuodeksi. Varatehon määrää voidaan tarvittaessa helpoiten lisätä suurentamalla Savion päämuuntajan kokoa.

### 3.3.7 Savion sähköaseman korvaus

Savion huipputeho on n. 9 MW ja se ajoittuu kesäkuukauksille panimon kuormituskäyriä seurailleen. Korvaava teho voidaan hoitaa kokonaan Alikeravan asemalta käsin. Panimon tehontarve voidaan järjestää tällöin omaa kaapeliyhteyttä pitkin. Huipunaikaista varatehoa pystytään järjestämään alueelle jopa 15 MW nykyistä keskijänniteverkkoa käyttäen, joten tarvetta varayhteyksien lisäykselle ei korvaustarkastelun perusteella ole.

## 4. Östersundomin alueen sähkönjakelun kehittäminen

Sipoon voimakkaimmin kasvaviin alueisiin kuuluva Östersundom (=Itäsalmi) on verkostosuunnittelun kannalta erityisen haastava kohde. Aikaisemmin alueen sähkönjakelu on hoidettu Vantaan puolella sijaitsevalta Västersundomin sähköasemalta käsin. Tänä päivänä syöttö tapahtuu Massbyn aseman Immersbyn johtolähdön kautta. Verkostosuunnittelun kannalta haastavaksi tilanteen tekee lähdön siirtokapasiteettirajan vastaantulo, joka yhdessä johdon osin heikon mekaanisen tilan kanssa vaikeuttaa verkon käyttöä tulevaisuudessa.

Alueen sähkönjakelua on kehitettävä viimeistään silloin, kun Östersundomiin kaavailtu mittava liikekeskus saa rakennusluvan. Liikekeskuksen huipputehoksi on arvioitu peräti 6 MW. Yhdessä Landbon asuinalueen sekä Porvoon moottoritien eteläpuolelle kasvavan kuormituksen kanssa liikekeskuksen tehontarve ylittää reilusti tämän hetkisen keskijänniteverkon siirtokapasiteetin (liite VI). Seuraavassa on pohdittu, mitä eri vaihtoehtoja on olemassa alueen sähkönjakelun turvaamiseksi tulevaisuudessa.

### **4.1 Uusi sähköasema**

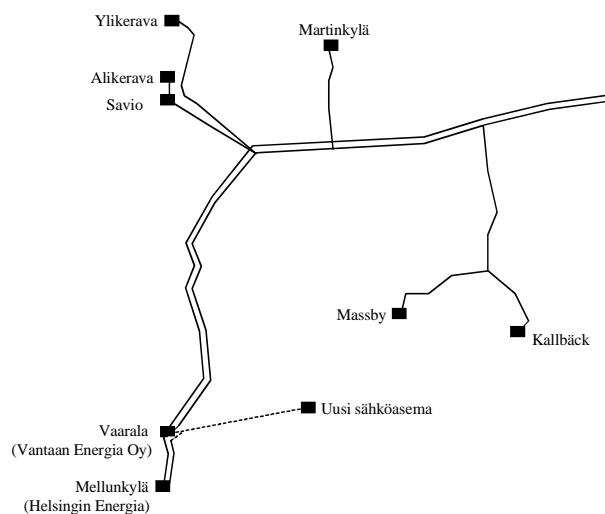
Sähköaseman taloudellisesti edullisin rakentamisajankohta on silloin, kun sähköasemainvestoinnista saatavat säästöt häviö- ja keskeytyskustannuksissa ovat yhtä suuret kuin investoinnin vuotuiserä. Yleensä rakentamisajankohdan määrä kuitenkin tekniset reunaehdot, kuten jännitteenalenemaongelmat tai varasyöttöjen ja päämuuntajakapasiteetin varmistaminen.

#### 4.1.1 Aseman 110 kV:n verkon järjestelyt

Uuden sähköaseman syöttö on käytännössä mahdollista järjestää joko lännestä Vantaan suunnasta tai idästä Massbystä käsin. Jälkimmäinen vaihtoehtoista ei ole kovinkaan varteenotettava, sillä tämän ratkaisun jälkeen uusi sähköasema olisi samassa haarajohdossa yhdessä Massbyn ja Kallbäckin sähköaseman kanssa. Vika kyseisessä 110 kV:n haarajohdossa johtaisi siis kolmen sähköaseman menetykseen eikä niin suurta tehovajetta pystyttäisi korvaamaan

keskijänniteyhteyksiä käyttäen. Keskeytyskustannustarkastelu 110 kV:n verkon osalta on suoritettu luvussa 4.7 *Luotettavuuslaskenta*.

Sähkönsiirtokysymys tullaan ratkaisemaan sähköasemavaihtoehdossa joko siten, että ESE rakennuttaa 110 kV:n haarajohdon Vantaan Energia Oy:n Vaaralan sähköasemalta Östersundomiin tai vaihtoehtoisesti ESE ostaa Fingrid Oyj:ltä Mellunkylästä alkavan 110 kV:n linjan, jonka perään uusi linja rakennetaan. Siirtoverkon suojausteknisistä syistä johtuen linjaa ei voida yhdistää suoraan lyhintä reittiä käyttäen Porvoo-Anttila-Mellunkylä -johtoon vaan se on tuotava katkaisijalähdöillä varustettuna joko Vaaralasta tai Mellunkylästä. Linja on tarkoitus rakentaa harustamattomilla teräspylväillä. Rakennetta voidaan käyttää kapeammilla johtokaduilla ja rengasyhteyden toteuttaminen tulevaisuudessa on teknisesti helpompaa kuin puupylväillä rakennetussa 110 kV:n linjassa. Etäisyyttä Vantaan suunnassa olevan 110 kV:n verkkoon kertyy n. 6,5 km. Uusi asema sijoittuu alueen 110 kV:n verkkoon kuvan 4.1 mukaisesti.



Kuva 4.1 ESE:n ja KEO:n 110 kV:n verkon järjestelyt.

Asemaa ympäröivä keskijänniteverkko näkyy korvaustarkastelukohdan kuvassa 4.2. Tarkemmin maantieteellistä sijaintia on havainnollistettu karttapohjaisissa liitteissä VI ja VII.

#### 4.1.2 Asemahankkeen kustannukset

Uudesta sähköasemasta aiheutuu rakentamiskustannuksia taulukon 4.1 mukaisesti.

*Taulukko 4.1 Uuden sähköaseman investointikustannukset*

Investointikohde	Hinta [Mmk]
110 kV:n metallipylväsrakenteinen siirtojohto, 6.5 km	6.5
Kenttärakenteet	2.0
Päämuuntaja I, 25 MVA	1.7
Päämuuntaja II, 10 MVA	1.1
Asemarakennus	2.0
20 kV:n kojeisto	2.0

Yhteensä noin 15.3 Mmk

Pelkkien häviöiden ja jännitteenalenemien kannalta tarkasteltuna asema voitaisiin toteuttaa yhdellä päämuuntajalla. Alueen poikkeuksellisen vaikeista tuoliolosuhteista johtuen sähkönjakelun käyttövarmuutta ja sähkön laatua halutaan parantaa käyttämällä asemalla kahta päämuuntajaa. Tällöin kriittisimmät kuormat voidaan ohjata oman päämuuntajan kautta ja vioille alttiit johtolähdöt sijoittaa toiselle päämuuntajalle.

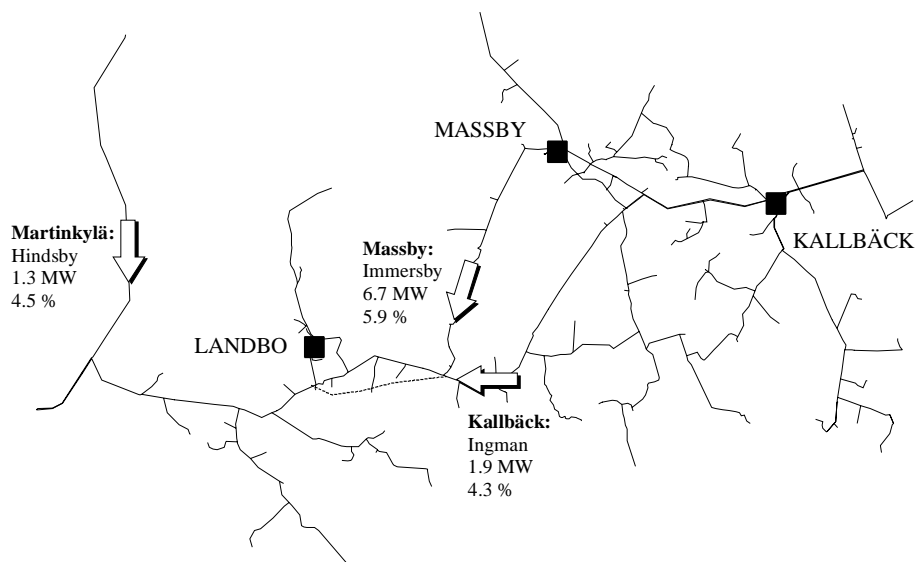
Keskijänniteverkon häviökustannukset ovat tarkasteluajalta pienet hankkeen investointikustannuksiin verrattuna. Kokonaiskustannukset vuosiansuuteineen on esitetty kohdassa *4.4 Johtopäätökset*.

Sen lisäksi että uusi sähköasema ohjaa voimakkaasti alueen keskijänniteverkon rakentamista, näkyy aseman vaikutus myös pienjänniteverkkojen suunnittelussa. Kun jakelumuuntajan läheisyydessä sijaitseva sähköasema kykenee pitämään keskijänniteverkon jännitteenaleneman alhaisena, pienenee jakelumuuntajissa ja pienjänniteverkossa tapahtuva tehohäviö. Keskijänniteverkon korkea jännitetaso voidaan hyödyntää pienjänniteverkossa sallimalla siellä suuremmat jännitteenalenemat.

### 4.1.3 Uuden Landbon aseman korvaustarkastelu

Eräs tärkeimmistä uutta sähköasemaa koskevista suunnittelutehtävistä on korvaustarkastelun suorittaminen uudelle asemalle. Mikäli suunniteltu Landbon asema jostain syystä ei ole käytettävissä, on alueelle kyettävä järjestämään tarvittava teho keskijänniteyhteyksiä hyväksi käyttäen. Vaatimus saadaan täytettyä rakentamalla Landbon asemalta noin 3 kilometrin mittainen oma lähtö Majvikin kaukokäyttöiselle erotinasemalle saakka. Riittävä siirtokapasiteetti saavutetaan käyttämällä esim. PAS 120 –johdinta. Tämä varasyöttöä varten rakennettava johto on merkitty kuvaan 4.2 katkoviivalla. Uudesta johtolinjasta aiheutuvat kustannukset on huomioitu kohdassa 4.5 *Yhteenveto*.

Kuvaan 4.2 on merkitty varasyöttöreitit ja Landbon vaatimat tehotarpeet korvaustilanteessa syntyvine jännitteenalennuksineen. Suurin vastuu korvaustehon järjestämisestä jää Massbyn asemalle, josta syötetään Östersundomin kauppakeskus ja Landbon asuinalue. Osa rannikkoalueen kuormasta (n. 2 MW) voidaan ohjata Kallbäckin aseman Ingmanin johtolähdölle. Sen sijaan Martinkylän asema sijaitsee niin kaukana, ettei Hindsbyn lähtöä voida lisäkuormittaa siinä määrin kuin muita varayhteyksiä.



Kuva 4.2 Uuden Landbon aseman korvausjärjestelyt.

### **Massbyn ja Kallbäckin korvaaminen Landbosta käsin**

Edellä esitettyä Landbon sähköaseman ja Majvikin automaattierotinaseman välistä varayhteyttä voidaan hyödyntää myös toiseen suuntaan. Tällainen tilanne voi tulla kysymykseen esim. silloin, kun Massbyn ja Kallbäckin syöttö yhteistä 110 kV:n haarajohtoa pitkin jostakin syystä keskeytyy. Koko eteläisen Sipoon (Massby ja Kallbäck) tämänhetkinen huippukuorma on n. 25 MW. Kun otetaan huomioon uusi asemien välinen jakoraja Landbon aseman valmistumisen myötä, jää Massbyn ja Kallbäckin yhteiseksi huipuksi n. 21 MW. Poikkeustilanteesta tästä tehotarpeesta voidaan hoitaa Martinkylästä ja Porvoosta käsin yhteensä n. 5 MW, kuten kohdassa *3.3.4 Massbyn ja Kallbäckin asemien yhteiskorvaus* on esitetty.

Uusi Landbosta Majvikiin rakennettava varayhteys yhdessä suunniteltujen johdinvahvistuksien kanssa mahdollistaa n. 14.5 MW:n varatehosiirron Landbosta Massbyn ja Kallbäckin alueelle. Jännitteenalenemat pysyvät keskijänniteverkossa poikkeustilanteen sallimissa rajoissa (< 7 %). Käytännössä edellä esitetty tarkastelu tarkoittaa sitä, että Massbyn ja Kallbäckin huipunaikainen yhteinen korvausaste on Landbon valmistumisen jälkeen n. 85 %, mikä vastaa tällä hetkellä 2-3 MW:n sähkötehovajetta. Korvausaste pienenee tehontarpeen kasvaessa.

#### **4.1.4 Landbon uuden sähköaseman oikosulkulaskennan tulokset**

Uusi sähköasema kasvattaa jakeluverkon oikosulkuvirtoja. Päämuuntajakoot onkin valittava siten, ettei uuden sähköaseman rakentaminen johda laajamittaisiin johdinsaneerauksiin oikosulkukestoisuuden ylläpitämiseksi koko verkossa. Toisaalta tulevaisuuden kuormituksen kasvu ei saa aiheuttaa jatkuvaa päämuuntajien ylikuormitusta.

Oikosulkulaskennassa käytetyt yhtälöt on esitetty liitteessä III. Oikosulkuvirratt tulevat olemaan alueella syöttöreiteistä riippuen 110 kV:n verkossa taulukon 4.2 mukaisia /13/.

*Taulukko 4.2 Uuden sähköaseman 110 kV:n oikosulkuvirrat*

Syöttösuunta	Syöttö-impedanssi	Kolmivaiheinen oikosulkuvirta
Vaarala	$0.7 + j3.8 \Omega$	16.9 kA
Mellunkylä	$0.9 + j4.8 \Omega$	13.2 kA
Vaarala ja Massby (rengasyhteys)	$0.6 + j2.8 \Omega$	22.2 kA
Mellunkylä ja Massby (rengasyhteys)	$0.7 + j3.3 \Omega$	19.0 kA

Huomataan, että 110 kV:n rengasyhteys kasvattaa oikosulkuvirtaa molemmissa vaihtoehdoissa yli 5 kA. Keski-jänniteverkon saneeraustarpeen arviointia varten on esitetyt vikaimpedanssit yhdistettävä jännitetaso huomioiden liitteen III mukaisiin päämuuntajatieloihin. Varsinainen laskenta on suoritettu samaisen liitteen yhtälöitä käyttämällä.

Oikosulkuvirtojen suuruus Landbon sähköasemalla riippuu valitusta päämuuntajakoosta taulukon 4.3 mukaisesti. Mikäli 16 MVA:n päämuuntajateho katsotaan riittäväksi, voidaan kattava oikosulkusuojaus hoitaa releautomaattilla. Jos päädytään 20 MVA:n tai sitä suurempaan kokoon, jää muutamia yksittäisiä haarajohtoja suojauksen ulkopuolelle. Nämä on listattu alla olevaan taulukkoon eri päämuuntajavaihtoehdoittain.

*Taulukko 4.3 Oikosulkukestottomiksi jäävät johto-osuudet eri päämuuntajavaihtoehdoissa*

Päämuuntajavaihtoehto	$I_k$ [kA]	Oikosulkukestottomat johto-osuudet
16 MVA	4.21	-
20 MVA	5.20	920 m AC16 ja 750 m AF25
25 MVA	6.42	1200 m AC16 ja 750 m AF25
31.5 MVA	7.95	1200 m AC16 ja 750 m AF25
16 + 10 MVA	6.65	1200 m AC16 ja 750 m AF25

Esitettyjen johto-osuuksien oikosulkukestoiksi saattamisesta aiheutuvat kustannukset on esitetty uutta sähköasemaa koskevassa vaihtoehdossa kohdassa 4.6 *Yhteenveto*.

Rengasyhteyden vaikutus oikosulkuvirtoihin on melko suuri 110 kV:n puolella kuten taulukosta 4.2 voidaan nähdä. Päämuuntajien suurista impedansseista johtuen kasvaa vikavirta 20 kV:n kiskostossa rengasyhteyden myötä kuitenkin vain pari prosenttia.



## **4.2 Keskijänniteverkon vahvistaminen**

### 4.2.1 Hankkeen edellytykset ja kustannukset

Vaihtoehtona uuden sähköaseman rakentamiselle voidaan Massbyn asema uudistaa kahden päämuuntajan sähköasemaksi ja syöttää ainakin alueen kriittisimmät kuormat (Ingman ja uusi kauppakeskus) omalla päämuuntajalla. Tällöin vika-alttiit johtolähdöt eivät aiheuta jännitekuoppia tärkeille kuormituksille. Massbyn aseman muuttaminen kahden päämuuntajan asemaksi vaatii mm. seuraavia toimenpiteitä.

- uuden päämuuntajan hankinta
- kytkinkentän laajentaminen
- kiskostorakenteiden uusiminen
- kennojen lisääminen

Massbyn asemalla vapaita kennoja on asemakaavion mukaan neljä kappaletta. Jos nämä riittävät uusille johtolähdöille ja mittauksille, ei nykyisen asemarakenteen muutokseen ole tarvetta. Noin 2.5 Mmk:n kokonaiskustannukset jakaantuisivat seuraavasti.

- |                                 |         |
|---------------------------------|---------|
| - päämuuntaja, 10 MVA           | 1.1 Mmk |
| - 110 kV:n kentän muutostyöt    | 1.0 Mmk |
| - keskijännitepuolen muutostyöt | 0.4 Mmk |

Östersundomin uusi kauppakeskus ja Landbon asutuskeskus vaativat vedettäväksi esim. 2 x PAS-yhteyden (n. 7 km) Massbyn asemalta. Johto voidaan sijoittaa hyvän käyttövarmuuden takaamiseksi raivatun 400 kV:n Anttola -johtokadun yhteyteen (liite VI). Tältä osin johtolinja olisi siis ns. puuvarma. Noin kahden kilometrin mittainen metsäosuus 400 kV:n johtolinjan ja Immersbyhyn johtavan tien välissä voitaisiin tarvittaessa maakaapeloida, mikäli kallioinen maaperä sen sallii. Tällä tavoin käyttövarmuus olisi ilmajohtovaihtoehtoa parempi. Toinen mahdollisuus on tehdä metsäosuudesta puuvarma tarpeeksi leveällä johtokadulla. Puusto on alueella pakoin hyvinkin tiheää, joten sopivan reitin löytäminen vaatii tarkempaa maastontiedustelua. Leveän johtokadun huono maisemallisuus voi tosin vaikeuttaa rakennuslupien

saantia. Verkon käyttötoiminnan helpottamiseksi olisi järkevää rakentaa kaukokäyttöinen erotinasema 2xPAS -johdon ja olemassa olevan johtolinjan risteyskohtaan lähelle Landbota.

Investointi- ja häviökustannukset olisivat keskijänniteverkon kehittämissvaihtoehdossa seuraavien taulukkojen mukaisia.

### **Kj-verkon rakentamiskustannukset**

*Taulukko 4.4 Johtimet ja muut rakenteet*

Määrä	Rakenne	Yksikköhinta	Hinta [mk]
7.0 km	PAS 150+150	220000 mk/km	1540000
0.1 km	MAX 185	220000 mk/km	22000
0.7 km	MAX 120	180000 mk/km	126000
1 kpl	Automaattierotinasema	150000 mk/kpl	150000
6 kpl	Kaapelipääte	7200 mk/kpl	43200

yht. noin 1 880 000 mk

*Taulukko 4.5 Työkustannukset ja korvaukset*

Määrä	Työ, korvaus	Yksikköhinta	Hinta [mk]
2.0 km	Johtokadun raivaus (20 m leveä)	10000 mk/km	20000
0.5 km	Johtokadun raivaus (10 m leveä)	5000 mk/km	2500
0.8 km	Kaapeliojan koneellinen kaivu	100000 mk/km	80000
0.5 km	Johtoaluekorvaus, metsä (10 m leveä)	8300 mk/km	4150
2.0 km	Johtoaluekorvaus, metsä (20 m leveä)	16600 mk/km	33200
1.0 km	Johtoaluekorvaus, pelto (10 m leveä)	9500 mk/km	9500

yht. noin 150 000 mk

Kauppakeskuksen osalta keskijänniteverkon suunnittelu ulottuu kytkinasemaan saakka. Kytkinaseman ja kauppakeskuksen välinen 20 kV:n verkko toteutetaan samalla tavalla riippumatta siitä, rakennetaanko uutta sähköasemaa vai ei. Edellä lueteltuja rakenteita käyttäen rakentamiskustannukset ovat kokonaisuudessaan noin 2.0 Mmk.

Jos noin kahden kilometrin mittainen metsäosuus maakaapeloidaan, kasvavat rakennuskustannukset 2.5 Mmk:aan.

## Kj-verkon häviökustannukset

Häviökustannusten selvittämiseksi koko tarkasteluajalta suoritettiin ensin tehonjakolaskelma erikseen sekä Östersundomin kauppakeskuksen että Landbon asuinalueen johtolähdöille. Tarkasteluaika on 20-25 vuotta.

*Taulukko 4.6 Kauppakeskuksen häviökustannukset keskijännitevaihtoehdossa ( $P_0 = 6.0$  MW)*

Kuormituksen kasvuprosentti ja teho tarkasteluajan lopussa	PAS 120 [Mmk]	PAS 150 [Mmk]	PAS 185 [Mmk]	PAS 240 [Mmk]
1 % ~ 7...8 MW	1,3...1,6	1,1...1,3	0,9...1,1	0,7...0,8
2 % ~ 9...10 MW	1,6...2,0	1,4...1,7	1,1...1,3	0,9...1,0
3 % ~ 11...12 MW	2,0...2,5	1,7...2,1	1,3...1,7	1,1...1,3

Näin korkean alkutehon ollessa kysymyksessä kokonaiskustannuksiltaan edullisin lopputulos saavutetaan joko PAS 150- tai PAS 185 –johtimella. Jännitteenalenema on alkuhetken teholla 3.4 % tai 2.9 % riippuen johtimen poikkipinnasta. Ennen lopullista valintaa on selvitettävä johtimien tarkka hinta, saatavuus ja eri poikkipintojen vaikutukset mekaanisiin mitoituksiin.

Sähkön laatua voidaan parantaa hieman lisäämällä kauppakeskuksen yhteyteen kompensointiyksikkö kooltaan esim. 1000 kVar. Jännitteenalenemaan kompensoinnilla on huippukuorman aikana 0.5 %:n vaikutus. Kompensoinnilla saavutettavat säästöt häviökustannuksissa vaihtelevat tarkasteluajan ollessa 20 – 25 vuotta seuraavasti.

Kuormituksen kasvu 1 %:	Säästö häviökustannuksissa: 75...90 kmk
2 %:	90...110 kmk
3 %:	110...145 kmk

Kompensointiyksikön hinta vaihtelee välillä 80-120 kmk riippuen varustelutasosta. Kondensaattoripariston yhteydessä käytettäviä lisävarusteita ovat mm. SF6-katkaisija, viritysmoottori, kiinni- ja aukiohjausmagneetit, virtamuuntaja, epäbalanssivirtamuuntaja, ylivirtarele ja epäbalanssisuoja. Käytettävissä olevien lähtötietojen perusteella kompensoinnin ei katsota tuovan merkittävää säästöä ko. kohteessa. Kompensoinnin kannattavuudesta on hyvä suorittaa uusintalaskelmia, kun kauppakeskuksen loistehotarpeesta tiedetään enemmän.

Landbon johtolähdöllä syntyvät häviökustannukset on esitetty taulukossa 4.7.

*Taulukko 4.7 Asuinalueen häviökustannukset keskijännitevaihtoehdossa ( $P_0 = 2.2 \text{ MW}$ )*

Kuormituksen kasvuprosentti ja teho tarkasteluajan lopussa	PAS 120 [kmk]	PAS 150 [kmk]
1 % ~ 3 MW	165...195	135...160
2 % ~ 4 MW	200...245	165...200
3 % ~ 5 MW	245...315	200...260
4 % ~ 6 MW	305...415	250...340

Pelkästään häviötarkastelun kautta ei löydy perusteita suuremman johdinpoikkipinnan valinnalle. Kuitenkin lähtöjen käytettävyyden takia olisi suotavaa, että molemmat johtolähdöt, Östersundom ja Landbo toteutettaisiin samalla johdinpoikkipinnalla. Tällöin kuormat olisi mahdollista kytkeä periaatteessa kumpaan lähtöön tahansa ilman pelkoa lähdön ylikuormittumisesta. Jännitteenalenema alkuhetken teholla on noin 1.2 % ja 6 MW:n kuormalla noin 3.2 %.

Näin hankkeen kokonaiskustannus olisi ilman kompensointia:

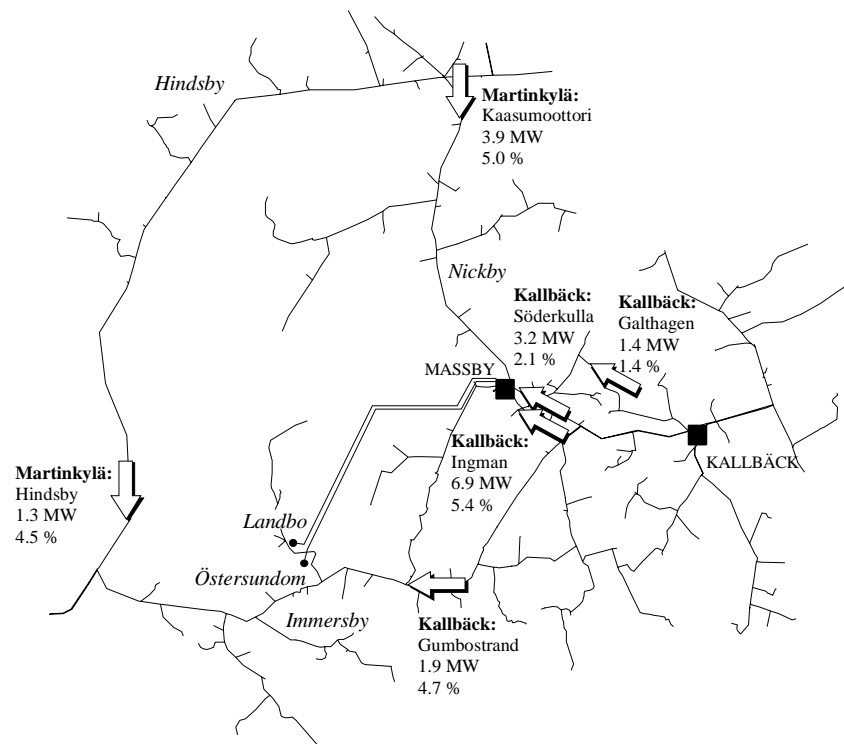
- investointikustannukset, Massbyn asema 2,5 Mmk
- investointikustannukset, kj-verkko 2,0 Mmk
- häviökustannukset, Östersundom 0,9...2,1 Mmk
- häviökustannukset, Landbo 0,3 Mmk

eli yhteensä n. 5,7...6,9 Mmk riippuen käytetyn tarkasteluajan pituudesta.

Vaikka tulevaisuudessa kuormat kasvaisivat kohdealueella selvästi oletettua nopeammin ja uusi sähköasema jouduttaisiin rakentamaan sähköntarpeen tyydyttämiseksi, ei nyt rakennettava kaksoisjohtolähtö olisi hukkainvestointi. Rakennettavat keskijännitelinjat toimisivat uuden aseman varayhteyksinä läheisille asemille.

#### 4.2.2 Keskijännitevaihtoehdon korvaustarkastelu

Tarkastellaan seuraavaksi tilannetta, jossa Östersundomia ja Landbota syöttävä Massbyn asema menetetään vian seurauksena. Aikaisemmin työssä suoritetusta Massbyn korvaustarkastelusta tilanne eroaa siten, että avuksi varasyöttöihin on otettava Martinkylän aseman Hindsbyn lähtö sekä Kallbäckin Gumbostrandin lähtö. Lisäksi Nikkilän suunnasta varatehontarve kasvaa noin 3.9 MW:iin (kuva 4.3). Tämä voidaan tuottaa Nikkilän kaasumootorilla tai vaihtoehtoisesti siirtää PSS:n verkosta.



Kuva 4.3 Massbyn sähköaseman korvausjärjestelyt uudessa kuormitusilanteessa.

#### 4.3 Västersundomin sähköaseman kunnostaminen

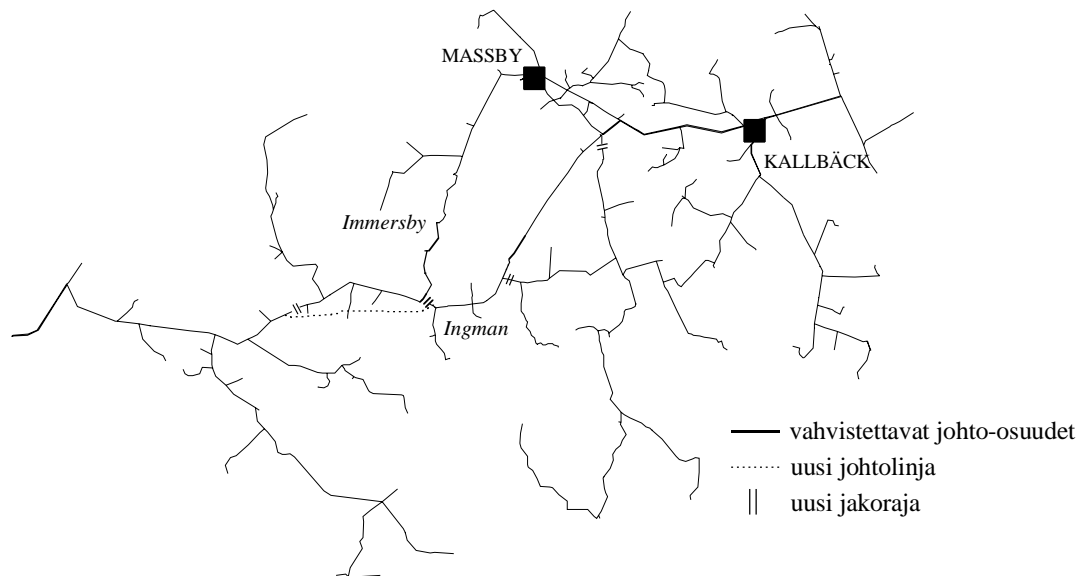
Eräänä vaihtoehtona voidaan tarkastella käytöstä poistetun, Vantaan puolella sijaitsevan Västersundomin sähköaseman kunnostamista sellaiseen tilaan, että asema kykenisi syöttämään nykyisen Östersundomin alueen. Saneerauksen kohteeksi joutuisivat

- 110 kV:n kytkinkenttä	noin 1.5 Mmk
- 0.5 km 110 kV:n linjaa	noin 0.25 Mmk
- 20 kV:n kojeisto	noin 1.5 Mmk

Lisäksi 110 kV:n linjan vuokrasopimus on uusittava tässä vaihtoehdossa. Luetelluilla toimenpiteillä asema voisi syöttää ilman keskijänniteverkon saneerausta n. 4 MW:n tehon. Noin 4 km:n johdinvaihdolla (Loviisa ⇒ Suursavo tai PAS 120) voidaan siirtoteho kasvattaa päämuuntajan kapasiteetin sallimissa rajoissa noin 8 MW:iin. Loput alueen tehontarpeesta pystytään hoitamaan Massbystä käsin. Tällä ratkaisulla keskijänniteverkon tehohäviöt kasvavat kuitenkin huomattavan suuriksi (n. 175 kmk/a) eikä verkon käyttövarmuus parane oleellisesti.

#### ***4.4 Immersbyn johtolähdön jakaminen***

Lounais-Sipoon sähköverkon käyttövarmuutta voidaan parantaa jakamalla Massbyn Immersby -johtolähtö kahteen osaan. Vaihtoehto vaatii noin 3 km:n mittaisen uuden linjan rakentamisen nykyiseltä Massbyn ja Kallbäckin asemien väliseltä jakorajalta kohti Östersundomia kuvan 4.4 mukaisesti. Lisäksi johdinvaihtoja joudutaan tekemään 3 km:n matkalla. Tällä toimenpiteellä vika-alttiit johto-osuudet siirretään Massbyn jakelualueelta Kallbäckin aseman kuormaksi. Jakorajamuutoksen pitäisi parantaa sähkön laatua kaikilla Massbyn kuormilla, kuten Ingmanilla ja Landbon asuinalueella. On kuitenkin vaikea arvioida sitä, millä tavoin kytkentämuutos vaikuttaa Kallbäckin Ingmanin johtolähdön käyttövarmuuteen, sillä lähdöiltä ei ole olemassa kattavia historiatietoja jälleenkytkentöjen määristä. Uusi johtolinja ja vahvistettavat johto-osuudet toteutettaisiin päällystettynä avojohtona. Käyttövarmuuden lisäämiseksi koko eteläisen Sipoon keskijänniteverkolle on suoritettu helikopteriraiivauksia viimeisien kolmen vuoden aikana.



Kuva 4.4 Immersbyn johtolähdön jakaminen.

Alueen sähkönjakelun kehittäminen joudutaan aloittamaan keskijänniteverkkoa saneeraamalla. Uuden linjan rakentaminen onkin yksi vaihe kohti uutta sähköasemaa, sillä mikäli Östersundomin alueen varatehon riittävyys halutaan turvata uuden aseman korvaustilanteessa, on varayhteyskapasiteettia lisättävä naapuriasemien suuntaan. Kyseinen linjaratkaisu on käsitelty jo aikaisemmin kohdassa 4.1.3 *Uuden Landbon aseman korvaustarkastelu*. Johtolähdön jakamisesta aiheutuisi kustannuksia seuraavasti.

- uusi johtolinja: 3 km PAS 120	360 kmk
- johdinvaihdot: 3 km SP ⇒ PAS 120	360 kmk
- erotinasemien uudelleenjärjestelyt	50 kmk

Kokonaiskustannukset tälle keskijänniteverkon saneeraustyölle olisivat täten noin 770 kmk.

#### **4.5 Uuden sähköaseman ja kj-verkon kehittämisvaihtoehto odottamattoman suuressa kuormitustilanteessa**

Edellisissä tarkasteluissa eteläisen Sipoon kuormituksen kasvun on oletettu noudattavan alueella yleisesti käytössä olevia kasvuennusteita. Alueen maantieteellisestä sijainnista johtuen on hyvä tarkastella lisäksi tilannetta, jossa kuormitus kasvaa tarkasteluajana selvästi odotettua suuremmaksi.

Lisäkuormituksen vaikutusta tutkitaan sekä uuden aseman rakentamis- että keskijänniteverkon kehittämisvaihtoehdossa.

Tarkastelu aloitettiin kasvattamalla koko Immersbyn johtolähdön kuormaa 5 % /a vuosivauhdilla 15 vuoden ajan. Kyseisellä kasvuvauhdilla alueen tehontarve tulee olemaan n. 16-18 MW 15 vuoden kuluttua. Odottamattoman suurena, mutta kuitenkin realistisena kuormituksen kasvun lisäyksenä voidaan pitää esimerkiksi 10 MW:n lisätehon tarvetta. Tämä lisäkuormitus on ohjattu verkostolaskennassa niille muuntopiireille, jotka sijaitsevat nopeimmin kasvavilla alueilla moottoritien läheisyydessä. Tällaisia muuntopiirejä oli Immersbyn lähdöllä yhteensä n. 20 kpl.

#### 4.5.1 Landbon uusi asema

Kuten oli odotettua, uuden aseman sijainti keskeisellä paikalla kasvavaan kuormitukseen nähden tarjoaa hyvät puitteet laadukkaalle sähkönjakelulle myös odotettua suuremmassa kuormitustilanteessa. Jännitteenalenemat jäävät suurimmillaankin vain 2-3 %:n tasolle. Huolellisesti suunnitellulla lähtöjaottelulla verkon kuormat saadaan ohjattua eri johtolähdöille siten, ettei kuormitettavuus muodostu rajoitteeksi millään lähdöllä näillä tehotarpeilla. Jos lähtöjä joudutaan kuitenkin rakentamaan lisää tarkasteluajan kuluessa, on perusteena luultavasti verkon käyttötekniset näkökohdat. Häviöt pysyvät lyhyistä siirtoetäisyyksistä johtuen pieninä. Laskennassa käytettiin liitteen VII mukaista lähtöjakoa, joka on helppo toteuttaa nykyisessä keskijänniteverkossa.

#### 4.5.2 Keskijänniteverkon kehittämisvaihtoehto

Pelkkään keskijänniteverkon saneeraukseen perustuva vaihtoehto on sähköasemaratkaisua selvästi kriittisempi kasvaville tehotarpeille. Immersbyn johtolähtö ei kestä 5 %/a kasvuvauhtia kuin noin 5 vuoden ajan, kuten kohdassa 3.2 *Verkon kuormituksen kasvun rajat* on selvitetty. Tämän jälkeen johtolähtö on joko vahvistettava tai jaettava useampaan eri lähtöön. Aikaisemmin esitetty keskijänniteverkon saneeraaminen ei siis vaihtoehtona ole riittävä näin suuressa kuormitustilanteessa.



## 4.6 Yhteenveto

Käytettävissä olevien asunto- ja työpaikkaennusteiden pohjalta on selvästi havaittavissa, että suurimmat kasvupaineet energiankäytön suhteen kohdistuvat Etelä-Sipoon alueelle Porvoon moottoritien läheisyyteen. Voidaan olla varmoja siitä, että alueen sähköntarve kasvaa tulevaisuudessa siinä määrin, että seudulle on rakennettava uusi sähköasema takaamaan onnistunut sähkönjakelu. Kysymys onkin siitä, milloin tämä investointi on tehtävä, ja millä pääosin keskijänniteverkkoon kohdistuvilla toimenpiteillä selvittää ilman suurempia ongelmia uuden aseman valmistumiseen saakka.

Mikäli Östersundomin kasvavat kuormat halutaan hoitaa tulevaisuudessa pelkästään keskijänniteverkon siirtokapasiteettia lisäämällä, jäävät verkoston kehittämiseen suunnattavat investointikustannukset muita vaihtoehtoja alhaisemmaksi. Ottamalla kuitenkin huomioon koko tarkasteluajana kj-verkossa syntyvät häviöt ja keskeytyskustannukset, kapenee kj-verkon ja uuden sähköasemavaihtoehdon välinen kustannusmarginaali.

Vaihtoehtoisena ratkaisuna uusi sähköasema pienentää häviö- ja keskeytyskustannuksia oleellisesti. Lisäksi keskijänniteverkon saneeraustarve muutamaa oikosulkusuojauksen vaatimaa kohdetta lukuun ottamatta vähenee. Yhtiön jakeluverkon jakaminen neljän sähköaseman kesken pienentää maasulkuvirtoja ja maadoituskustannuksia.

Kyseisessä sähköasemaratkaisussa suuri osa investointikustannuksista aiheutuu 110 kV:n johdon rakentamisesta Landbohun. Korvaustarkasteluissa esille tullut tilanne kahden sähköaseman korvaamisesta ei onnistu tehuippujen aikana ilman uutta sähköasemaa. Kohdan 4.4 *Immersby johtolähdön jakaminen* mukainen valmistelu edesauttaa uuden sähköaseman liittämistä nykyiseen keskijänniteverkkoon. Esitetyn ratkaisumallin myötä siirtokapasiteetti Landbon ja Massbyn sekä Kallbäckin välillä paranee huomattavasti. Uusi asema on korvattavissa tämän jälkeen mm. kuvan 4.2 varasyöttöreitettä käyttämällä. Massbyn ja Kallbäckin yhtäaikainen korvaaminen uudelta asemalta käsin onnistuu huippukuormia lukuun ottamatta. Koko eteläisen Sipoon huipputeho voi kasvaa liikekeskuksen valmistumisen myötä yli 30 MW:iin eikä Landbon päämuuntajaa kannata välttämättä mitoittaa tällaisia tehotarpeita varten. Silmukoimalla alueen 110 kV:n siirtoverkko Landbon ja Massbyn osalta,

saavutetaan 100 %:n korvattavuus myös kahden yhtäaikaisen aseman vikatilanteessa. Rengasyhteyden muodostamisen taloudellista kannattavuutta on tarkasteltu lähemmin kohdassa 4.7 *Luotettavuuslaskenta*.

Kustannusten vertailun helpottamiseksi eri vaihtoehtojen välillä investointi- ja häviökustannukset on esitetty seuraavassa vuosiannuiteetteina.

### Uusi sähköasema

LBO sähköasema	n. 1090 kmk/a
Varasyöttöyhteys (Majvik) 3 km PAS120	n. 26 kmk/a
Oikosulkukestoisuuden ylläpito 2 km AF62	n. 5 kmk/a
LBO:n syöttämän kj-verkon häviökustannukset	n. 10 kmk/a
PM:n häviökustannukset (10 + 20 MVA)	n. 6 kmk/a
<b>Yhteensä:</b>	<b>1137 kmk/a eli 16.3 Mmk</b>

### Kj-verkon vahvistaminen

II PM:n investointi Massbyssä	n. 117 kmk/a
Keskijänniteverkon vahvistaminen	n. 142 kmk/a
PM:n häviökustannukset (10 MVA)	n. 3 kmk/a
Immersby -lähdön häviökustannukset	n. 52 kmk/a
Östersundom -lähdön häviökustannukset	n. 80 kmk/a
Landbo -lähdön häviökustannukset	n. 9 kmk/a
<b>Yhteensä:</b>	<b>403 kmk/a eli 6.9 Mmk</b>

### Västersundomin sähköaseman kunnostaminen

Asemainvestointi	n. 231 kmk/a
Keskijänniteverkon vahvistaminen 4 km PAS 120	n. 34 kmk/a
PM:n häviökustannukset (10 MVA)	n. 3 kmk/a
Keskijänniteverkon häviökustannukset	n. 175 kmk/a
<b>Yhteensä:</b>	<b>443 kmk/a eli 7.6 Mmk</b>

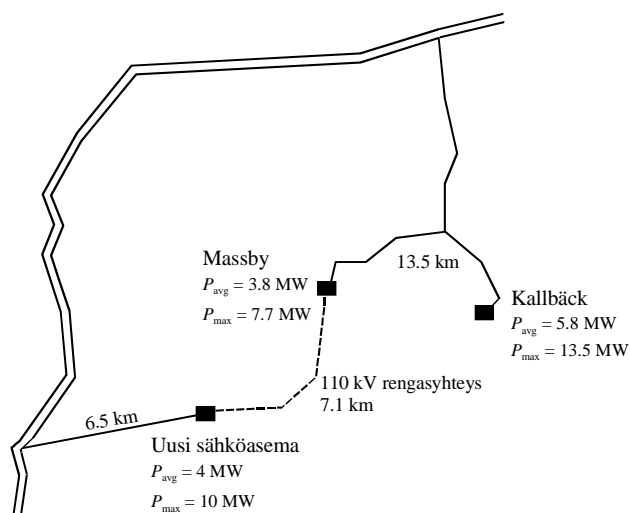
Immersbyn johtolähdön jakamisesta aiheutuvia kustannuksia ei ole otettu mukaan tähän vertailuun, sillä kyseinen vaihtoehto ei sellaisenaan tuo riittävää siirtokapasiteettia tulevaisuuden kuormia ajatellen.

#### 4.7 Luotettavuuslaskenta

Uuden sähköaseman rakentamisen jälkeen sähkönsiirron varmuutta on mahdollisuus lisätä Etelä-Sipoossa rakentamalla 110 kV:n rengasyhteys uudelta sähköasemalta Massbyhyn (kuva 4.5). Yhteyden myötä ainoastaan Kallbäckin asema jäisi ilman 110 kV:n varmistusyhteyttä. Yhteyden rakentamisen kannattavuuden selvittämistä varten suoritetaan keskeytyskustannuslaskenta alueen 110 kV:n verkolle.

Laskennassa käytetään seuraavia parametreja:

Massbyn aseman keskiteho	$P_{a, \text{MBY}} = 3.8 \text{ MW}$
Kallbäckin aseman keskiteho	$P_{a, \text{KLB}} = 5.8 \text{ MW}$
uuden Landbon sähköaseman arvioitu keskiteho	$P_{a, \text{LBO}} = 4 \text{ MW}$
vikataajuus 110 kV:n verkossa	$\lambda = 0.3 \text{ 1/100 km,a}$
keskeytysenergian hinta	$H_k = 20 \text{ mk/kWh}$
vian korjausaika 110 kV:n verkossa	$t_{f110} = 4 \text{ h}$
kytkentämuutos aika 20 kV:n verkossa	$t_{20} = 1 \text{ h}$



Kuva 4.5 Uuden aseman ja Massbyn välinen 110 kV:n verkon rengasyhteys.

Massbyn aseman huippu- ja keskitehossa on huomioitu kuorman keveneminen uuden aseman käyttöönoton jälkeen. Tällöinhän suurin osa Massbyn Immersbyn johtolähdöstä siirtyy uuden aseman kuormaksi.

Johdon keskeytyskustannukset  $K_{\text{kesk}}$  tarkasteluajalta nykyhetkeen diskontattuna voidaan laskea yhtälön (4.1) perusteella.

$$K_{\text{kesk}} = \lambda \cdot l \cdot \bar{P} \cdot H_k \cdot \kappa \quad (4.1)$$

missä $\lambda$	= johdon vikataajuus
$l$	= katkaisijan takana olevan verkon yhteispituus
$\bar{P}$	= keskimääräinen keskeytysteho = keskiteho = $W/8760$
$H_k$	= keskeytystehon hinta
$\kappa$	= diskonttauskerroin ( $r = 3\%$ )

Toimittamatta jääneen sähkön arvo määritellään yhtälön (4.2) perusteella.

$$H_k = 20 \cdot t_f \text{ [mk/kW]} \quad (4.2)$$

Suurin osa 110 kV:n siirtoverkon vioista on ilmastollisen ja ympäristötekijöiden aiheuttamia valokaarivikoja avojohdoilla. Häiriöille on ominaista niiden lukumäärän suuri vuosittainen vaihtelu, johon vaikuttavat monet ulkoiset tekijät. Kokemuksesta tiedetään, että yleensä n. 90 % vioista on ohimeneviä, ts. vikoja, joita ei tarvitse korjata. Nämä hoidetaan jälleenkytkentäreleistyksen avulla. Vuosien 1980-1995 välillä keskimääräinen vikataajuus oli 110 kV:n verkossa n. 3.2 vikaa/100 km,a /14/. Jos huomioidaan jälleenkytkentöjen poistamat viat, jää keskimääräiseksi pysyvien vikojen vikataajuudeksi noin 0.3 vikaa/100 km,a.

Keskijänniteverkolla on tärkeä osa 110 kV:n siirtoverkon luotettavuuslaskennassa. Vikaa edeltävä kuormitustilanne, sähköasema-automaatiotaso ja keskijännitevarayhteyksien siirtokapasiteetit vaikuttavat suoraan siihen, kuinka nopeasti ja kattavasti alueelle saadaan palautettua sähköt siirtoverkossa ilmenevän vian jälkeen.

Keskeytystehona laskelmissa käytetään yleensä vuoden keskitehoa, sillä viat voivat esiintyä minä ajanhetkenä hyvänsä. Alueen kohtuullisen matalista

keskitehoista ja vahvoista keskijännitevarayhteysistä johtuen, keskiteho voidaan hoitaa koko alueelle keskijänniteverkon kautta. Tällä tavoin keskeytyskustannuksiin huomioidaan ainoastaan keskijänniteverkon kytkentämuutoksiin kuluva aika. Massbyn ja Kallbäckin osalta kustannukset ovat

$$K_{\text{kesk}} = \lambda \cdot l \cdot (P_{\text{a,MBY}} + P_{\text{a,KLB}}) \cdot H_k \cdot t_f \cdot \kappa$$

$$K_{\text{kesk}} = 0.003 \frac{1}{\text{km,a}} \cdot 13.5 \text{ km} \cdot (3800 + 5800) \text{ kW} \cdot 20 \frac{\text{mk}}{\text{kWh}} \cdot 1 \text{ h} \cdot 19.7 = 150 \text{ kmk}$$

Landbon sähköaseman osalta keskeytyskustannukset ovat vastaavalla tavalla laskettuna n. 35 kmk. Alueen keskeytyskustannukset ovat siis 25 vuoden ajalta yhteensä noin 0.2 Mmk.

Mikäli työssä aikaisemmin esitetyt Landbon varayhteysiä koskevat toimenpide-ehdotukset toteutetaan, voidaan Massbyn ja Kallbäckin huipunaikaisesta tehotarpeesta hoitaa keskijännitevarayhteysiä pitkin n. 85 % ja Landbon tehosta 100 %. Toisin sanoen Massbyn ja Kallbäckin asemien tehotarpeen ollessa korkeintaan 85 % mitatuista huipputehoista, lyhenee arvioidun neljän tunnin katkon pituus yhteen tuntiin, mikä on tyypillinen keskijänniteverkon laajoihin kytkentämuutoksiin kuluva aika.

Huipputehon mukaan laskettuna keskijänniteverkon siirtokapasiteetit huomioiden keskeytyskustannukset ovat Massbyn ja Kallbäckin osalta noin 490 kmk ja Landbon osalta noin 75 kmk eli yhteensä noin 0.56 Mmk. Riippuen siis siitä, halutaanko kokonaiskeskeytyskustannukset määrittää keski- vai huipputehon mukaan, on vaihteluväli 0.2–0.6 Mmk.

Asemilta rekisteröityjä keskituntitehoja tarkastelemalla selvitettiin, kuinka usein laskettu 85 % tehoraja ylittyy todellisuudessa. Vuoden 1999 aikana Massbyn aseman tehontarve oli 70 tunnin ajan suurempi kuin mitä keskijänniteverkon kautta alueelle voitaisiin saneeraustoimenpiteiden jälkeen korvaustilanteessa toimittaa. Vastaava tuntimäärä oli Kallbäckin asemalla 115 h. Suurin osa näistä tehotarpeista ilmeni asemilla yhtäaikaisesti. Laskelmien mukaan siis vain noin 1 % vuoden tuntitehotarpeista ylitti keskijänniteverkon siirtokapasiteettirajan.

Tarkastellaan vielä, miten suureksi muodostuu yhden vian hinta Massbyn ja Kallbäckin sekä Landbon alueella 110 kV:n verkossa.

Massbyn ja Kallbäckin alueella:

$$K_{\text{MBY/KLB}} = 9600 \text{ kW} \cdot 20 \frac{\text{mk}}{\text{kWh}} \cdot 1\text{h} = 190 \text{ kmk}$$

Landbon alueella:

$$K_{\text{LBO}} = 4000 \text{ kW} \cdot 20 \frac{\text{mk}}{\text{kWh}} \cdot 1\text{h} = 80 \text{ kmk}$$

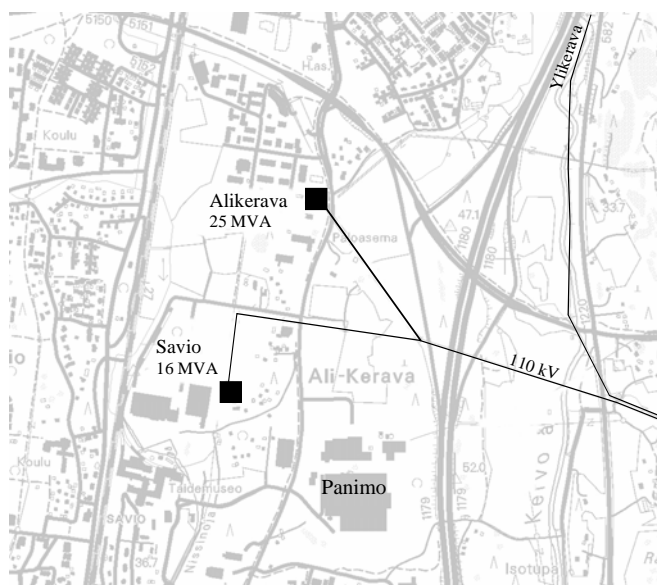
Verrattaessa 110 kV:n verkon rengastamista ja 20 kV:n verkossa tehtäviä parannuksia toisiinsa voidaan todeta, että kummallakin on omat hyvät ja huonot puolensa. 110 kV:n rengasjohdon vahvuutena on, että sen kautta voidaan vikatilanteessa jatkaa sähkönsyöttöä täysimääräisesti, ilman 20 kV:n varasyöttöjärjestelyjä. Yleensä kytkentäjärjestelyt käyvät myös nopeammin, koska tarvittavien kytkentöjen lukumäärä on vikatilanteessa poikkeuksetta pienempi siirto- kuin keskijänniteverkossa. Rengasjohdon heikkoutena on pika- aikajälleenkytkentöjen lisääntyminen 110 kV:n verkossa. Kaikkein suurin rengasjohdon rakentamisen kannattavuutta heikentävä tekijä on kuitenkin sen vaatima investoinnin suuruus. Rengasyhteyden muodostamisen investointikustannukseksi on arvioitu Landbon ja Massbyn väliselle 7.1 km:n matkalle teräspylväsrakenteella toteutettuna noin 7 Mmk. Investointi on tietenkin kertaluontoinen ja sillä selvittää pitkälle tulevaisuuteen. Pelkästään varmentamistarkoitukseen rakennettavalle rengasjohdolle hinta on kuitenkin usein se tekijä, joka pakottaa harkitsemaan edullisempia vaihtoehtoja, joilla suurta investointia voitaisiin ainakin siirtää myöhäisempään ajankohtaan /15/.

## 5. Etelä-Keravan alueen sähkönjakelun kehittäminen

### 5.1 Lähtökohta ja perusteet uuden aseman rakentamiselle

110 kV:n alueverkon kehittäminen saattaa johtaa lähitulevaisuudessa merkittäviin sähkönjakelua koskeviin muutoksiin Etelä-Keravalla. Uuden voimalaitoksen rakentaminen Myllynummeen, 110 kV:n siirtoyhteys Tuusulaan sekä nykyisten 110 kV:n johtolinjojen siirtäminen pois Sinebrychoffin panimon maa-alueilta ovat vielä toistaiseksi ratkaisemattomia kysymyksiä. Kun mukaan otetaan vielä uuden sähköaseman rakentamishanke, on työpöydällä suuri joukko toisiinsa kytköksissä olevia verkostosuunnittelutehtäviä.

Tässä luvussa keskitytään tarkastelemaan sitä, mihin muutoksiin uuden aseman rakentaminen johtaa nykyisessä Keravan Energia Oy:n keskijänniteverkossa. Suunnitteilla on rakentaa Lahden-moottoritien (4-tien) itäpuolelle uusi sähköasema, joka korvaa nykyiset Savion ja Alikeravan 110/20 kV:n sähköasemat. Lähtökohdan selventämiseksi kuvassa 5.1 on esitetty tämänhetkinen 110 kV:n verkosto Etelä-Keravalla.

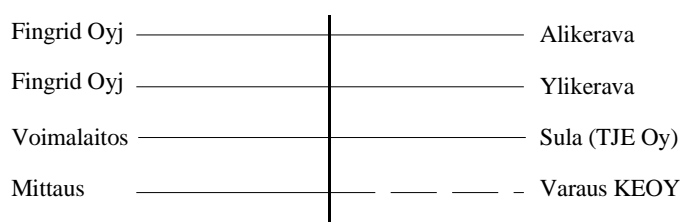


Kuva 5.1. Savion ja Alikeravan asemien nykyinen 110 kV johtojärjestely.

Savion ja Alikeravan asemien nykyinen sähkötekninen ja mekaaninen tila ei velvoita edempänä kuvatun kaltaisiin mittaviin sähkönjakelun ja -siirron

uudelleenjärjestelyihin. Hanketta perustellaan pääosin alueen maankäyttösuunnitelmilla. Hankkeen alullepanija on oikeastaan Sinebrychoffin panimo, jonka maa-alueilla Saviota ja Alikervaa syöttävät 110 kV:n linjat sijaitsevat. Panimon tavoitteena on saada maa-alueet kokonaan omaan käyttöön panimotoiminnan laajentamisen takia. Tämä ei sinällään aiheuta uuden aseman rakentamistarvetta, sillä muutetuin johtojärjestelyin panimon tarvitsemat maa-alueet pystytään kiertämään esimerkiksi kuvan 5.3 mukaisin johtojärjestelyin. Johtoreitin mutkaisuus kasvattaa kuitenkin kustannuksia huomattavasti, jolloin uuden aseman ja keskijännitekaapeliyhteyksien rakentamisen kannattavuus 110 kV:n verkon muutostöihin nähden kasvaa. Lisäksi Keravan kaupunki ei ole täysin hyväksynyt 110 kV:n alueverkon rakentamista esitetyllä tavalla Kulloontien varteen.

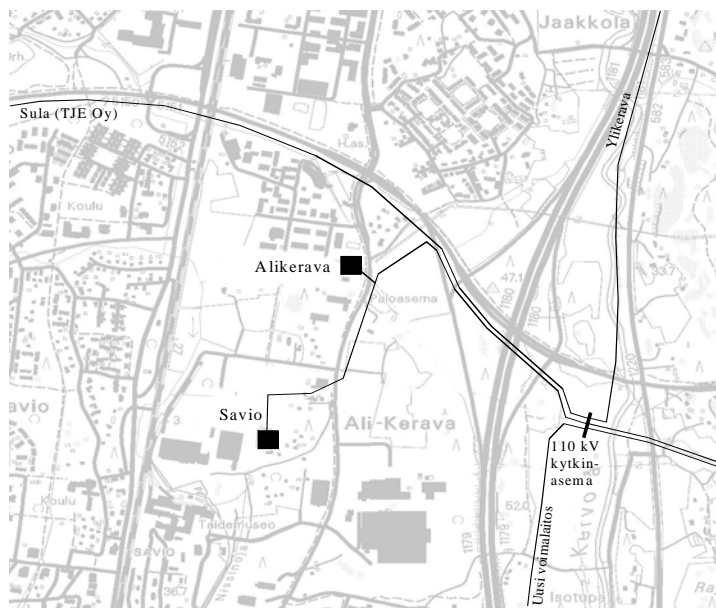
Kuten aikaisemmin tuli esille, on sähköaseman rakentamishanke osa suurempaa kokonaisuutta. Siirtoverkon uudelleenjärjestelyissä on otettava huomioon Myllynummeen lähitulevaisuudessa mahdollisesti rakennettava uusi voimalaitos. Voimalaitoksen suunniteltu koko (sähköteho n. 120 MW) edellyttää rengasyhteyden rakentamista voimalaitokselle. Voimalaitoksen rakentamisen yhteydessä joudutaan tekemään päätös 110 kV:n verkon laajentamisesta uudelta asemalta myös Tuusulanjärven Energia Oy:n Sulan sähköasemalle. Alueen kaikki 110 kV:n linjat kulkisivat moottoritien ja Kulloontien läheisyyteen rakennettavan 110 kV:n kytkinaseman kautta. Kytkinlaitos koostuisi yhteensä kahdeksasta eri kentästä kuvan 5.2 mukaisesti.



*Kuva 5.2. 110 kV:n kytkinlaitoksen kenttäjärjestely.*

Keravan 110 kV:n alueverkko näyttäisi toteutuessaan kuvan 5.3 mukaiselta.





Kuva 5.3. Suunniteltu lähitulevaisuuden 110 kV:n verkon johtojärjestely.

Koska jo pelkkä lupien saanti näin mittavalle siirtoverkon uudelleenjärjestelylle on vaikeaa, on selvitettävä tarkemmin uuden aseman mukanaan tuomia etuja 110 kV:n verkon muutostöihin verrattuna. Uuden aseman rakentamiseen johtavan suunnitelman perusajatuksena on siirtää Savion ja Alikeraavan sähköasemien päämuuntajat uudelle asemalle ja jättää vanhat asemat toimimaan keskijänniteverkon kytkinasemina. Syöttö vanhoille asemille on tarkoitus järjestää maakaapelein uudelta asemalta käsin. Kaapeloinnin suurimpana vaikeutena on uuden ja vanhojen asemien välissä kulkeva Lahden moottoritie, jonka ali päästään ilman erikoisjärjestelyjä vain kahdesta kohdasta. Erillinen putkialitus kasvattaa kaapeloinnin kustannuksia n. 25 kmk kaapelilta. Maakaapeloinnin reittivaihtoehdot on esitetty tarkemmin liitteessä XI. Seuraavassa tarkastellaan, millä tavoin uusi sähköasema on sijoitettavissa alueelle ja mitä muutoksia nykyisessä keskijänniteverkossa on tehtävä sähkönjakelun mahdollistamiseksi uudelta asemalta.

## **5.2 Keskijänniteverkon kehittäminen uuden sähköaseman tarpeisiin sopivaksi**

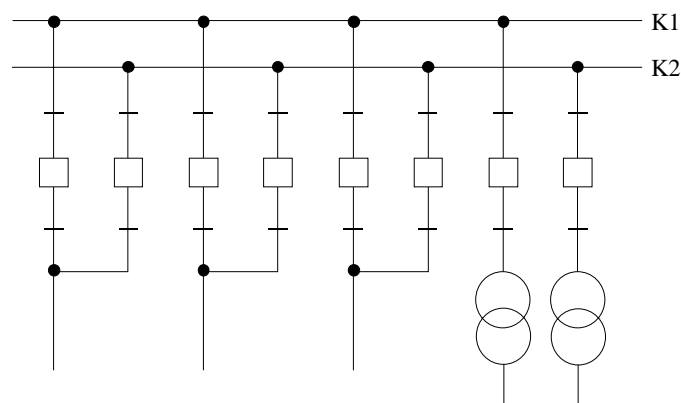
Savion ja Alikeravan sähköasemien johtolähtökohtaiseen huipputehojen selvittämiseen käytettiin vuosina 1997-2000 kerättyjä asemien kuukausiluentapäiväkirjoja. Viimeisimmältä vuodelta laskennan tukena oli myös kaukokäytön kautta luetut tuntitehot. Lähtöjen kuormitukset on eritelty tarkemmin kohdassa *3.1.1 Tehonjakotulokset nykyverkolle*.

Mitatut huipputehot olivat Alikeravalla n. 13 MW ja Saviossa n. 9 MW. Nämä luvut sisältävät asemien oman voimantuotannon. Savion huipputeho ajoittuu kesäkuukauksille, jolloin Savion kuormana olevan panimon tehontarve on suurimmillaan. Omien tuotantokoneistojen ollessa poissa käytöstä on alueelle kyettävä siirtämään vähintään 20 MW:n teho. Kun huomioidaan alueen vuotuinen sähkönkulutuksen lisäys, kasvaa suunnittelussa käytettävä mitoitusteho lähes 25 MW:iin. Uutta asemaa ja johtolähtöjä tarkastellaan perusteellisemmin seuraavassa.

### **5.2.1 Aseman rakenne**

Koska uusi asema ottaa käytännössä vastuun koko eteläisen Keravan sähkönjakelusta, on aseman tekniikka suunniteltava alusta pitäen riittävän käyttövarmaksi. Hyvin toteutetun asemasuunnittelun edut näkyvät mm. vakavissa häiriötilanteissa, jolloin on ensiarvoisen tärkeää kyetä palauttamaan sähköt jakeluverkkoon turvallisesti, nopeasti ja mahdollisimman vähin kytkentätoimenpitein.

Ratkaisevassa osassa käyttövarmuuden tavoittelussa on aseman kokoojakiskojärjestelmän valinta. Eräs vaihtoehtoista on kaksikatkaisija- eli ns. duplex-järjestelmä (kuva 5.4). Duplexin käyttö on varsin yleistä teollisuuden keskijänniteverkoissa sekä suurissa jakelukojeistoissa. Kyseisen järjestelmän etuja ovat käytön ja huoltojärjestelyjen yksinkertaisuus ja selväpiirteisyys, kuormituksen ryhmittelymahdollisuus, helppo laajennettavuus ja suuri käyttövarmuus jopa kiskovian tai virheohjauksen sattuessa. Järjestelmän haittana on kuitenkin kallis hinta /16/.



Kuva 5.4. Kaksikatkaisija- eli duplex-järjestelmä

Uuden aseman tarvitsemat päämuuntajat voidaan ottaa Savion ja Alikeravan asemilta. Päämuuntajakapasiteettia olisi tällä tavoin 25+16 MVA. Muuntajat on valmistettu vuosina 1975 ja 1973. Niille on kuitenkin suoritettu perusteellinen huolto, minkä voidaan katsoa lisäävän niiden käyttöaika 15 vuodella. Kapasiteettia muuntajissa riittää ainakin seuraaviksi 10-15 vuodeksi. Koska muuntajien suhteelliset oikosulkujännitteet ( $u_k = z_k = 10\%$ ) ovat samat, jakaantuu kuormitusvirta rinnankäytössä suhteessa muuntajien kokoon. Toisin sanoen kyseisestä päämuuntajaparista saadaan rinnankäytössä  $25+16 = 41$  MVA.

Kiskojärjestelyt kannatta toteuttaa siten, että toinen päämuuntajista syöttää raskaita ja johdinpituudeltaan pitkiä kaapelilähtöjä. Toiseen kiskoon voidaan ohjata enemmän vika-alttiita ilmajohtoja sisältävät johtolähdöt, kuten Nybacka, Sorsakorpi ja Nissilä. Liitteessä XIII on esitetty eräs vaihtoehto aseman uusille johtolähtöjärjestelyille.

### 5.2.2 Uudet jakorajat ja lähdöt

Keravan kaupungin väestö- ja työpaikkakasvuennusteiden mukaan kuormitus tulee kasvamaan erityisesti Alikeravan ja Ahjon alueilla (liite X). Alueiden maantieteellinen sijainti pakottaa tiettyihin erityisjärjestelyihin korkean sähkönlaadun takaamiseksi. Uuden sähköaseman rakentamisen ja olemassa olevien Alikeravan ja Savion asemien poistamisen myötä Alikeravan kasvualue jää sähkönjakelun kannalta 4-tien ”väärälle” puolelle. Myös Ahjo

sijaitsee nykyiseen syöttävään Ylikeravan sähköasemaan nähden moottoritien hankalammalla puolella. Jos kuormitus siellä kasvaa ennustetulla tavalla väestön ja työpaikkojen määrän lisääntymisen myötä, voi olla kannattavaa syöttää alue tulevaisuudessa uudelta asemalta käsin. Tällä jakorajamuutoksella kevennetään Ylikeravan aseman yhä kasvavaa kuormaa ja siirretään samalla vika-alttiit ilmajohtolähdöt uuden aseman kuormaksi.

Vankin kaapeliyhteys joudutaan rakentamaan uuden sähköaseman ja Alikeravan kytkinaseman välille. Nykyinen tehontarve ja tulevaisuuden positiivinen kasvuennuste sekä mahdolliset poikkeukselliset verkon kytkentätilanteet edellyttävät riittävän suuren kaapelipoikkipinnan käyttämistä. Käyttötoiminnan helpottamiseksi yhteys kannattaa toteuttaa kaksoislähtönä, jolloin Alikeravan aseman kiskoja voidaan syöttää tarvittaessa eri päämuuntajilla. Käytettävissä olevien kustannustietojen ja suoritettujen laskelmien perusteella poikkipinnaksi suositellaan  $2 \times 240 \text{ mm}^2$ .

Sinebrychoff rakentaa tulevan kevään aikana uusia varastotiloja tehtaan alueelle. Tämä ei vielä varsinaisesti lisää tehontarvetta. Seuraava laajennus on kuitenkin jo 2-3 vuoden kuluttua, jolloin tehontarve kasvaa 1.0–1.5 MW nykyisestä 4.5 MW:sta. Laajennuksen myötä Koffin oma 20 kV:n kytkinasema käy pieneksi. Uusi kytkemö rakennetaan luultavasti lähemmäksi moottoritietä, jolloin uuden sähköaseman ja Koffin oman kj-verkon väliset muutostyöt helpottuvat. Panimon suuresta tehontarpeesta johtuen kannattaa uudelta asemalta rakentaa oma maakaapeliyhteys. Kuten muutkin olemassa olevat asemien väliset kj-linjat, myös panimon ja Alikeravan aseman välinen kj-yhteys on syytä säilyttää rengassyötön mahdollistamiseksi.

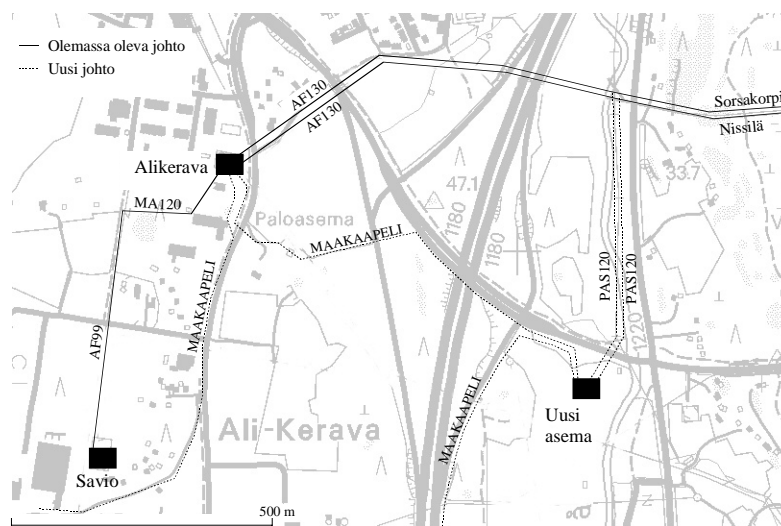
### **5.3 Savion aseman poistaminen kokonaan käytöstä**

Koska Savion ja uuden aseman välisestä kaapelireitistä muodostuu maankäyttörajoitusten takia melko pitkä (liite XI), tarkastellaan vaihtoehtoa, jossa Savion asema poistetaan kokonaan KEO:n jakeluverkosta. Savion aseman merkityshän pienenee ratkaisevasti uuden asemajärjestelyn myötä, kun Sinebrychoffin panimolle ja Myllynummen teollisuusalueelle järjestetään oma johtolähtö uudelta asemalta käsin. Lisäksi panimon ja Alikeravan välillä on jo

olemassa vankka kaapeliyhteys turvaamassa rengassyötön mahdollisuus vikatilanteessa.

Tässä vaihtoehdossa uuden aseman ja Alikeravan välisen syöttökaapelin kuormitettavuutta on tarkasteltava uudestaan. Kyseisen yhteyden kautta on kyettävä siirtämään käytännössä koko eteläisen Keravan tarvitsema sähköteho, huipunaikaista kuormaa myöten. Alikeravan aseman nykyisestä kuormasta voidaan tosin jättää huomioimatta lähtöjen Nybacka, Nissilä ja Sorsakorpi kuormat, sillä nämä voidaan syöttää suoraan uudelta asemalta. Käytännössä huipunaikainen kuorma pienenee Alikeravan asemalla edellä lueteltujen johtolähtöjen jakorajamuutoksen jälkeen n. 3 MW. Jos nämä lähdöt poistetaan kokonaan Alikeravan asemalta, voidaan vapautuvia kenoja käyttää uusien johtolähtöjen muodostamiseen Alikeravan eteläpuolelle (liite XIII).

Korvaustilanteita ajatellen Nissilän ja Sorsakorven lähdöt kannattaisi kuitenkin jättää varayhteyksiksi uuden aseman ja Alikeravan välille. Kyseisten lähtöjen alkuosuudet on toteutettu AF130 -avojohdoilla, joten varatehon siirrossa rajoitteena ovat ainoastaan lähtöjen mittamuuntajat. Ko. lähtöjen ja uuden aseman välinen yhdysjohto (esim. 2 x PAS120) voitaisiin sijoittaa kuvan 5.5 mukaisesti Ylikeravan 110 kV:n johtokadun varteen.



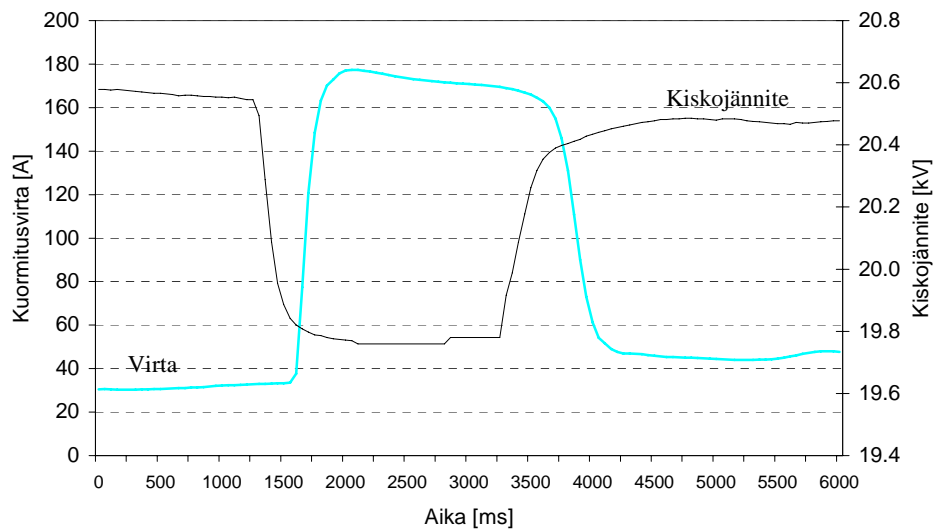
Kuva 5.5. Keskijänniteyhteydet Alikeravan asemalle.

Panimon lisäksi Savion asemalla on kuormana kolme muuta suurempaa sähkökäyttäjää; Stowe Woodward (1 MW), Teknikum sekoittamo Oy (2 MW) ja Ifi Oy (1 MW). Suluissa on kerrottu laskennassa käytetty huipputeho. Kunkin syöttö tapahtuu oman lähdön kautta. Mikäli Savion asema poistetaan kokonaan jakeluverkosta, on edellä mainituille lähdoille järjestettävä syöttö ja suojaus Alikeravan asemalta käsin. Alikeravan rajallisesta kennokapasiteetista johtuen, on kuormituksia yhdisteltävä samoille lähdoille.

Stowe valmistaa paperikoneteloja ja heidän käyttämänsä valmistusmenetelmä on erittäin arka jännitemuutoksille. Teknikumin sekoittamo taas aiheuttaa kumimassan valmistuksessa nopeilla kuormitusmuutoksilla voimakkaita jännitepiikkejä jakeluverkkoon. Tätä tapausta tarkastellaan lähemmin luvussa 5.3.1 *Teknikum Oy*. Stowea ja Ifiä varten on hyvä rakentaa yhteinen uusi kaapeliyhteys Alikeravalta. Kaikille näille kolmelle asiakkaalle on järjestettävä rengassyöttömahdollisuus.

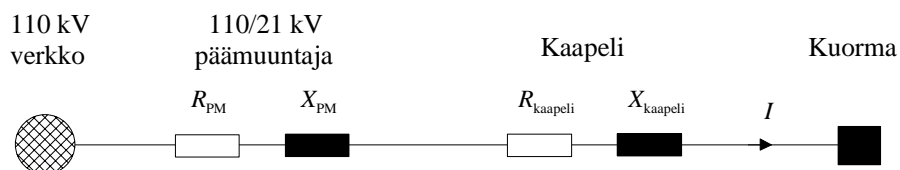
### 5.3.1 Teknikum Oy

Todellisten häiriövaikutusten selvittämiseksi sekoittamolle järjestettiin verkkoanalysointiseuranta. Suoritetut mittaukset osoittivat, että tehoheilahtelut olivat suuria, virtapiikkien noustessa ajoittain tyypillisestä 30 A:n tehotarpeesta jopa 177 A:iin. Näin korkea hetkellinen virrantarve syntyy, kun tuotantolaitoksessa käynnistetään suorakäynnisteisiä oikosulkumoottoreita. Kuormituksena Teknikumilla on muutamia 400 V:n jännitteellä toimivia epätahtikoneita, teholuokaltaan 15-690 kW. Suurin yksittäinen kone (690 kW) saatetaan käynnistää vuorokauden aikana jopa 20 kertaa. Syntyneet virtapiikit näkyvät selvästi myös Teknikumia syöttävän aseman, Savion kiskojäännitteessä. Noin 2.5 sekunnin ajan kestävä virtapiikki aiheutti 4 %:n aleneman aseman kiskojäännitteessä (kuva 5.6).



Kuva 5.6. Mitattu virtapiikki ja sen vaikutus Savion aseman kiskojäännitteeseen.

Syntyvien häiriövaikutusten laajuutta on tarkasteltava erikseen tilanteessa, jossa Teknikum syötetään uudelta asemalta käsin. Tällöin etäisyys ja samalla kokonaisimpedanssi syöttöpisteen ja kuormituksen välillä kasvaa. Jännitekuopan (ja kokonaisimpedanssin) suuruuteen voidaan vaikuttaa päämuuntaja- ja kaapelivalinnalla. Kuormitusvirta aikaansaa jännitteenaleneman kulkiessaan verkon eri osien läpi kuvan 5.7 mukaisesti.



Kuva 5.7. Kuormitusvirran  $I$  kulkureitti.

Virtapiikin aiheuttama jännitteenalenema voidaan laskea seuraavan yhtälön avulla.

$$U_h = \sqrt{3} \cdot (I_p R + I_q X) = \sqrt{3} \cdot I (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (5.1)$$

Esitettyssä yhtälössä kokonaisresistanssi  $R$  ja -reaktanssi  $X$  ovat virran kulkureitiltä yhteenlasketut arvot. Tehokerroin on tarkasteltavalle kuormalle

käynnistyshetkellä alhainen,  $\cos \varphi = 0.35 / 17\%$ . Käyttämällä yhtälöä (5.1) todellisen mittaustuloksen vertailukohteena, saadaan laskennalliseksi jännitteenalenemaksi pääjännitetasolla 887 V mikä vastaa hyvin mitattua 884 V arvoa.

Mikäli Teknikum aiotaan syöttää uuden aseman rakentamisen jälkeen Alikeravan kytkinaseman kautta, näkyy tämä jännitevaihtelu kaikilla niillä lähdöillä, jotka sijaitsevassa samassa kiskossa Teknikumin kanssa. Tämä alkuinvestoinneiltaan edullisin vaihtoehto saattaisi kuitenkin muuttua epäedulliseksi, jos Alikeravan kytkinasemalla näkyvät jännitekuopat koettaisiin myöhemmässä vaiheessa liian häiritseviksi.

Ainoa vartenotettava keino Teknikumin häiriövaikutuksen minimoimiseksi on oman kaapelilähdön rakentaminen uudelta asemalta käsin. Näin jännitekuoppien häiriövaikutus olisi helpommin rajattavissa. Taulukkoon 5.1 on koottu eri päämuuntaja- ja kaapelivaihtoehdoissa syntyvät jännitteenalenemat, kun Teknikumin ottama virta on mitatun huipun, 177 A:n suuruinen.

Taulukko 5.1. Päämuuntajan ja kaapelin vaikutus jännitekuoppiin uudella asemalla

( $I_{lask} = 177 \text{ A}$  ja  $U_{lask} = 20.5 \text{ kV}$ )

	16 MVA		25 MVA	
	MAX 120	MAX 150	MAX 120	MAX 150
$R_{tot} [\Omega]$	0.595	0.520	0.524	0.449
$X_{tot} [\Omega]$	3.373	3.293	2.383	2.303
$u_h$	5.05 %	4.90 %	3.62 %	3.47 %

Kuten tuloksista nähdään, voidaan jännitekuoppien suuruuteen vaikuttaa helpoiten päämuuntajakoon valinnalla. Suuremman kaapelipoikkipinnan valitsemisen vaikuttaa lähinnä lähdöllä syntyviin häviöihin. Tätä on tarkasteltu lähemmin kohdassa 5.6.2 *Häviötarkastelu*.

#### 5.4 Korvaustarkastelu

Jos uusi asema toteutetaan duplex-kiskojärjestelmänä ja 110 kV:n syöttö voidaan järjestää tarvittaessa kahdesta eri virtapiiristä, ei ole tarpeen tarkastella koko aseman korvaamista. Keski-jännitevarayhteyksiä pitkin Alikeravan ja



Savion jakelualueelle on järjestettävissä huippukuorman aikana varatehoa n. 15 MW. Tämä pitää sisällään kapasiteetiltaan n. 4 MW:n varayhteyden ESE:n Martinkylän asemalle sekä yhteydet Tuusulanjärven Energia Oy:n jakeluverkkoon.

Korvaustarkastelu on syytä suorittaa kahdelle vakavalle vikavaihtoehdolle. Näitä ovat Alikeravaa ja Saviota syöttävän pohjoisen ja eteläisen kaapeliyhteyden menettäminen.

**Pohjoinen syöttösuunta:** Mikäli Alikeravaa syöttävä kaapeliyhteys (2 x MAX240) menetetään, saadaan suurin osa varatehosta siirrettyä Alikeravalle ilmajohtovarayhteyksien (2 x PAS120) kautta uudelta asemalta kuvan 5.5 mukaisesti. Alikeravan aseman huipputeho tulee olemaan jakorajamuutosten jälkeen n. 13 MW. Mittamuuntajien kokoluokka rajoittaa tällä hetkellä tehonsiirron 2 x 6 MW kyseisiä varayhteyksiä pitkin. Loput tehotarpeesta voidaan kuitenkin ottaa Ylikeravan suunnasta esim. Sampolan tai Lapilan lähtöjä käyttäen. Yhtiön ulkopuolisia varayhteyksiä ei ole tarve ottaa käyttöön tässä tapauksessa. Ilmajohtolähtöjen mittamuuntajien vaihdolla ja Ylikeravan varayhteyksien hyödyntämisellä varatehokapasiteettia voidaan nostaa ainakin 10 MW.

**Eteläinen syöttösuunta:** Koska syöttökaapelit tullaan sijoittamaan samaan kaapeliojaan 4-tien varteen, on tarkasteltava tilannetta, jossa kaikki eteläisen suunnan kaapeliyhteydet ovat yhtäaikaaisesti poikki. Tällöin myös panimo ja Myllynummen teollisuusalue siirtyvät Alikeravan kytkinaseman kuormaksi kokonaisvaratehontarpeen kasvaessa jopa yli 20 MW:iin. Uuden aseman pohjoiset kaapeliyhteydet Alikeravalle mahdollistavat kuitenkin 2 x 13 MW:n tehonsiirron, joten korvaustilanne voidaan hoitaa onnistuneesti myös tässä tapauksessa.

### **5.5 Oikosulkutarkastelu**

Kuvan 5.3 mukainen 110 kV:n uudelleenjärjestely kasvattaa voimakkaasti alueen oikosulkuvirtoja. Ennusteen mukaan suunnitellulla 110 kV:n kytkinasemalla oikosulkuvirta tulee olemaan n. 16.5 kA vuonna 2010 /18/. Tässä on huomioitu uusi voimalaitos sekä 110 kV:n yhteys Tuusulaan. 110

kV:n verkossa tehtävät muutokset vaikuttavat varsin vähän olemassa olevien asemien 20 kV:n vikavirtoihin, kuten taulukosta 5.2 voidaan havaita. Päämuuntajavalinnoista riippuen uuden 110/20 kV:n sähköaseman kiskoston oikosulkuvirrat vaihtelevat välillä 6.4 - 14.3 kA.

*Taulukko 5.2 Sähköasemien oikosulkuvirrat 110 kV:n verkon uudelleenjärjestelyjen jälkeen*

Sähköasema	[MVA]	$I_{k20}$ v.2000 [kA]	$I_{k20}$ v.2010 [kA]
Ylikerava	25	6.0	6.3
Alikerava	25	6.1	6.2
Savio	16	4.0	4.1
Uusi asema	25	-	6.4
	31.5	-	7.9
	16+25	-	9.3
	25+25	-	11.0
	25+31.5	-	12.7
	31.5+31.5	-	14.3

Työssä esitettyihin kaapelivalintoihin edellä mainitut oikosulkuvirrat eivät vaikuta ellei päämuuntajavalinnoissa päädytä 25+31.5 MVA tai sitä suurempiin muuntajakokoihin. Pienimmän ehdotetun kaapelipoikkipinnan (MAX 120) yhden sekunnin oikosulkukestoisuus  $I_{k1s} = 11.3$  kA, joten kahden 25 MVA:n päämuuntajan rinnankäyttö on mahdollista. Ahjon ja Nybackan suunnalla olevat nykyiset johdot eivät muodostu oikosulkusuojauksen kannalta ongelmaksi vaikka vikavirta kasvaisi yli 14 kA:iin.

## **5.6 Hankkeen kustannukset**

Hankkeen kokonaiskustannukset jaetaan seuraavassa investointi- ja häviökustannuksiin. Päähuomio tarkastelussa kiinnittyy uusien kaapeli- ja ilmajohtoreittien aiheuttamiin kustannuksiin.

### **5.6.1 Investointikustannukset**

Taulukossa 5.3 on esitetty uusista suunnitelluista johtolähdöistä aiheutuvat investointikustannukset. Taulukossa kustannukset on eritelty itse johtimen hankinta- ja kaivukustannuksiin. Kaapelien hankintakustannukset on otettu verkostosuosituksista.

Taulukko 5.3. Uusista johtolähdöistä aiheutuvat investointikustannukset

Johtolähtö	Pituus	Johtolaatu	Johdin [kmk]	Kaivu [kmk]	Kustannus yht.[kmk]
Alikerava I	1080 m	MAX 240	260	32	292
Alikerava II	1080 m	MAX 240	260	32	292
Sinebrychoff	a) 1460 m	MAX 185	321	68	389
	b) 1200 m		264	79	343
Myllynummi	1070 m	MAX 120	193	32	225
Teknikum	1660 m	MAX 120	299	26	325
Ifi ja Stowe (Alikeravalta)	1100 m	MAX 120	198	50	248
Nissilä ja Sorsakorpi	600 m	2 x PAS 120	200	-	200
<b>Yhteensä</b>	<b>n. 8 km</b>		<b>1.7 Mmk</b>	<b>250 kmk</b>	<b>2.0 Mmk</b>

Samassa ojassa kulkevien kaapelilähtöjen tapauksessa kaivukustannukset on jaettu ko. lähtöjen kesken. Vaihtoehdossa b on mukana myös moottoritien putkialituksesta aiheutuvat lisäkustannukset.

Hankkeen muita kustannuksia arvioidaan aiheutuvan seuraavasti:

#### **110 kV:n kytkinlaitos (yht. noin 19 Mmk)**

- tontti 0.8 Mmk
- tieliittymä ja aluerakentaminen 0.7 Mmk
- 110 kV:n kentät, 8 kpl 16.8 Mmk
- valvomo 0.7 Mmk

#### **110/20 kV:n sähköasema (yht. noin 6 Mmk)**

- kenno n. 20 kpl 3.4 Mmk
- kenttärakenteet 1.2 Mmk
- rakennus 1.0 Mmk

#### **Muita kustannuksia (yht. 100-200 kmk)**

- 110 kV:n verkon purkutyöt 50 kmk
- Savion aseman purkutyöt 100 kmk
- 20 kV:n linjan purkutyöt 16 kmk

## 5.6.2 Häviötarkastelu

Tarkastellaan seuraavaksi, kuinka suuriksi häviökustannukset kasvavat tarkasteluajan kuluessa (20 a) tärkeimmillä uuden aseman johtolähdöillä.

### **Alikerava I ja II**

Nämä uuden aseman kaksi lähtöä (2 x 240 mm<sup>2</sup>) syöttävät suurimman osan nykyisen Alikeravan sähköaseman kuormista. Laskennassa on oletettu, että kuormat voidaan jakaa sopivin kiskojärjestelyin tasaisesti molemmille syöttökaapeleille, huippukuorman ollessa n. 7 MW/lähtö. Arvioidulla alueen keskimääräisellä 3 %:n vuosikasvuvauhdilla kaapeleiden kuormitettavuuden raja tulee vastaan 20 vuodessa. Tässä tapauksessa syötettävä alue muodostuu pääasiassa Keravan keskustasta, Sompiosta, Kannistosta sekä Jaakkolasta (liite X). Muut Alikeravan alueen kuormat ja niiden kasvuennusteet on huomioitu uuden aseman muissa johtolähdöissä. Häviökustannukset tulevat olemaan tarkasteluajalta n. 180 kmk/lähtö.

### **Sinebrychoff**

Laskentatehona on käytetty 6 MW nykyisen 4.5 MW:n sijasta, sillä kuormituksen kasvu ko. johtolähdöllä tulee tapahtumaan panimon laajennuksen myötä hyvin pian lähitulevaisuudessa. Panimolla on omaa loistehonkompensointia yhteensä n. 2 MVar (8 x 250 kVar). Kaapelin poikkipinnassa on päädytty 185 mm<sup>2</sup>:n kokoon. Kaapelin kuormitettavuuden raja (n. 11 MW) tulee vastaan 20 vuoden kuluessa 3 %:n vuotuisella kuormituksen kasvulla. Häviökustannukset ovat tarkasteluajalta n. 230 kmk.

Vaihtoehtoinen kaapelireitti (moottoritien putkialitus) lyhentää kaapelin pituutta noin 250 m:llä. Häviökustannuksissa säästö on n. 40 kmk.

### **Myllynummi**

Tehontarve Myllynummen teollisuusalueella (SA3\_Koivikko) on tällä hetkellä noin 2 MW. Kunnan kasvuennusteiden mukaan erityisesti teollisuusalan yrityksiä on tulossa lähivuosina ko. alueelle, jolloin lähdön kokonaiskuormitus voi kasvaa 4 MW:iin. Käyttämällä laskennassa 5 %:n vuotuisia kasvuvauhtia, riittää 120 mm<sup>2</sup>:n kaapelin kuormitettavuus seuraavat 20 vuotta. Häviökustannukset ovat syöttökaapelille tältä ajalta n. 100 kmk.

## **Teknikum**

Ensimmäisen uutta sähköasemaa koskevan suunnitelman mukaan Teknikumin syöttö on tarkoitus hoitaa asemamuutosten jälkeen Alikeravan kytkinaseman kautta. Teknikumin tehotarpeen äkillisistä vaihteluista johtuvien haitallisten jännitekuoppien takia voidaan ko. asiakkaalle joutua rakentamaan oma kaapelilähtö (MAX 120) uudelta sähköasemalta. Nykyiseen melko pieneen tehotarpeeseen (< 2 MW:iin) nähden kaapeloinnin (noin 1600 m:n) investointikustannus kasvaa korkeaksi. Tehontarpeen arvioidaan kasvavan hieman seuraavien 2-3 vuoden kuluessa, sillä hankintasuunnitelmissa on uusi 1000 kW:n moottori. Häviökustannukset ovat tarkasteluajalta pienet, n. 40 kmk. Näin suuremman poikkipinnan valinta ei ole perusteltua lähdöllä syntyvien häviöiden pienentämiseksi.

## **Ifi/Stowe**

Nämä kaksi verkkoasiakasta on hoidettava tulevaisuudessa Alikeravan kytkinaseman kautta. Savion ja Alikeravan välisestä pienestä siirtokapasiteetista johtuen, joudutaan ko. kohteisiin rakentamaan yhteinen kaapeliyhteys Alikeravalta. Saattamalla vielä tämä renkaaseen olemassa olevien lähtöjen kanssa, taataan hyvä sähkönlaatu jatkossakin. Häviöt jäävät pienestä lähtötehosta johtuen vähäisiksi, n. 30 kmk.

Sorsakorven ja Nissilän sekä Nybackan lähdoillä syntyvät tehohäviöt eivät merkittävästi muutu jakorajamuutosten jälkeen, joten ne voidaan jättää häviötarkastelusta pois.

### 5.6.3 Kokonaiskustannukset

Rakennettavien uusien johtolähtöjen osalta häviö- ja investointikustannukset ovat taulukon 5.4 mukaiset.

*Taulukko 5.4. Uusien johtolähtöjen kokonaiskustannukset*

Johtolähtö	Investointi- kustannus [kmk]	Häviö- kustannus [kmk]	Kokonais- kustannus [kmk]
Alikerava I	292	180	470
Alikerava II	292	180	470
Sinebrychoff a)	389	230	620
b)	343	190	530
Myllynummi	225	100	325
Ifi/Stowe	248	30	280
Teknikum	325	40	365
Nissilä ja Sorsakorpi	200	-	200
<b>Yhteensä</b>	<b>2.0 Mmk</b>	<b>750 kmk</b>	<b>2.7 Mmk</b>

Eli keskijänniteverkon rakentaminen uuden aseman edellyttämään tilaan ja suunnitelluissa keskijännitejohdoissa syntyvät lisähäviöt aiheuttaisivat tarkasteluajalta (20 a) kustannuksia noin 2.7 Mmk.

### 5.7 Yhteenveto

Tässä luvussa on tarkasteltu Etelä-Keravan siirtoverkon uudelleenjärjestelyjen vaikutuksia nykyiseen keskijänniteverkkoon. Vaihtoehto, jossa Savion ja Alikeravan sähköasemat poistettaisiin muuntokäytöstä tarkoittaisi käytännössä uuden aseman rakentamista edellä mainittujen asemien läheisyyteen. Eräs tämän tutkimustyön ajankohtaisimmista tehtävistä on ollut selvittää, voidaanko nykyiset ja tulevaisuuden kuormat hoitaa uudelta asemalta käsin keskijänniteyhteyksiä käyttäen.

Uuden aseman maantieteellinen sijainti kuormituksiin nähden 4-tien väärällä puolella hankaloittaa keskijänniteyhteyksien rakentamista. Kaavoituksessa uudelle asemalle varattu paikka rajaa toteuttamiskelpoisten kaapelireittien määrän käytännössä kahteen. Tämä lisää hieman kaapelilähtöjen lopullisia pituuksia ja niillä syntyviä häviöitä. Kaapelien poikkipinnat on mitoitettu siten,

ettei yksittäinen sähköasemalla tai keskijänniteverkossa ilmenevä vika aiheuta sähkönjakelun keskeytymistä. Lisäksi poikkipintavalinnassa on huomioitu tulevaisuuden tehotarpeet. Esitettyjä kaapelivalintoja käyttäen investointikustannukset ja tarkasteluajalta syntyvät lisähäviökustannukset ovat yhteensä lähes kolme miljoonaa markkaa.

Olemassa olevat Alikeravan ja Savion sähköasemat voidaan siis korvata uudella asemalla ja keskijänniteyhteyksillä, mutta ratkaisun ei voida katsoa parantavan sähkön laatua tai tuovan lisähyötyä alueen sähkönjakelulle.

## 6. Kehitystarpeet ja suositeltavat toimenpiteet

Keravan Energia Oy:n ja Etelä-Suomen Energia Oy:n sähköverkoja koskeva tutkimustyö toi esille useita kehityskelpoisia asioita. Suurin osa seuraavista verkkojen kehittämiseen tähtäävistä toimenpide-ehdotuksista on tuotu esille jo aikaisemmin tässä työssä, mutta mukana on myös joukko pienempiä, yksittäisiä verkostosuunnittelua helpottavia kehitysideoita.

1. Asiakasnumeroinnin muuttaminen verkkotietojärjestelmää paremmin palvelevaksi
2. Releasettelujen muuttaminen oikosulkusuojaustason parantamiseksi
3. Vikatilastoinnin kehittäminen tietokantajärjestelmiä hyväksi käyttäen
4. Esitettyjen johto-osuuksien vahvistaminen häviöiden pienentämiseksi Immersbyssä ja Nikkilässä
5. ESE-Vantaan Energia Oy:n välisen varayhteyden rakentaminen
6. Nikkilän automaattierotinaseman uudelleenjärjestely varasyöttöyhteyksien parantamiseksi
7. ESE:n sähköasemien johtolähtöjen mittaustietojen talteenoton järjestäminen verkostolaskennan tarpeita varten
8. Maasulkuvirtojen mittauksen ja mahdollisen kompensoinnin järjestäminen Keravan Energia Oy:n keskijänniteverkossa
9. KEO-TJE välisen yhteyden kunnostaminen Kytömaalla, mikäli Tuusulanjärven Energia Oy rakentaa Kyrölään uuden aseman



ESE:n uuden sähköaseman rakentamisvaihtoehdossa

10. Immersbyn johtolähdön jakaminen siirtokapasiteetin lisäämiseksi
11. Esitettyjen johto-osuuksien vahvistaminen oikosulkukestoiseksi

ESE:n keskijänniteverkon saneerausvaihtoehdossa

12. Massby-Landbo keskijänniteyhteyden rakentaminen
13. Massby-Östersundom keskijänniteyhteyden rakentaminen
14. Massbyn sähköaseman muuttaminen kahden päämuuntajan asemaksi

KEO:n uuden sähköaseman rakentamishanke

15. 110 kV:n kytkinaseman rakentaminen
16. Uuden aseman rakentaminen duplex -kiskojärjestelmällä
  - Alikeravan ja Savion asemien päämuuntajien siirto uudelle asemalle
17. Keskijänniteyhteyksien rakentaminen
  - Maakaapeliyhteys 2 x MAX 240 Alikeravalle
  - Maakaapeliyhteys MAX 185 Koffille
  - Maakaapeliyhteys MAX 120 Myllynummeen
  - Maakaapeliyhteys MAX 120 Teknikumille
  - Maakaapeliyhteys MAX 120 Alikerava – Ifi/Stowe
  - 2 x PAS 120 –yhdysjohto Sorsakorven ja Nissilän lähdöille

## 7. Yhteenveto

Tämän työn tavoitteena oli laatia Keravan Energia Oy:n ja Etelä-Suomen Energia Oy:n keskijänniteverkkoja koskeva yleissuunnitelma. Työn ensimmäisessä vaiheessa verkkotietojärjestelmään syötettiin tehonjako- ja vikavirtalaskelmien vaatimat kuormitustiedot ja laskentaparametrit. Laskentatulosten tukena käytettiin suoraan 'kentältä' saatuja tietoja sekä aikaisemmin KEO:ssa tehtyjä tutkimustietoja. Tutkimustyön painopiste on ollut verkkojen nykytilan selvityksen ohella ajankohtaisissa verkkojärjestelykysymyksissä.

Kuormitusennusteiden laadinnan pohjana on ollut kunnista saatavat väestö- ja työpaikkaennusteet. Verkkojen vahvistusta koskevat toimenpide-ehdotukset sijoittuvat maantieteellisesti ns. varmoille kuormituksen kasvualueille, kuten Etelä-Sipooseen ja Alikeravalle. Kasvuennusteiden väärintulkittamisen mahdollistamien virheiden varalle työssä on laskettu kullekin johtolähdölle maksimikuormitettavuudet. Tällä tavoin esim. ennustettua nopeammin kasvavat alueet voidaan huomioida verkostosuunnittelussa riittävän ajoissa lähtökohtaisia virtamittauksia seuraamalla.

Työn erikoispiirteenä on ollut useiden suunnittelutehtävien 'reaaliaikaisuus'. Tällä tarkoitetaan esim. suunniteltuja poikkeuksellisia kytkentätilanteita, joiden toteuttamismahdollisuus on selvitetty työn kuluessa verkostolaskennan keinoin. Tällaisia tilanteita ovat olleet mm. Martinkylän sähköaseman korvaus päämuuntajahuoltotöiden takia sekä Massbyn ja Kallbäckin asemien korvauslaskenta 400 kV:n verkon rakentamisesta aiheutuvan 110 kV:n verkon katkon takia. Viimeksi mainittu tapaus osoitettiin suoritettujen teholaskelmien myötä mahdottomaksi toteuttaa verkon nykyjärjestelyin.

Eräs keskeisimmistä tehtävistä on ollut Etelä-Suomen Energia Oy:n verkkoon sijoittuvan Östersundomin alueen sähkönjakelun kehittäminen. Työssä on tarkasteltu ja vertailtu uuden sähköaseman rakentamista keskijänniteverkon saneeraamisvaihtoehtoon. Alueen kuormituksen nopea kasvu edellyttää verkoston kehittämissuunnitelmien pikaista toimeenpanoa jo seuraavien 1-2 vuoden kuluessa.

Toinen merkittävistä verkostohankkeista sijoittuu Keravan Energia Oy:n sähköverkkoon. Työssä on selvitetty 110 kV:n verkon uudelleenjärjestelyjen vaikutuksia nykyisen keskijänniteverkon rakenteeseen. Savion ja Alikeravan asemien korvaaminen uudella asemalla aiheuttaisi asemainvestoinnin lisäksi noin kahden miljoonan markan lisäinvestoinnin kaapeliyhteyksien rakentamista varten sekä lähes miljoonan markan lisähäviökustannukset tarkasteluajalta.

## Lähdeluettelo

- /1/ Partanen, Jarmo. Keskijänniteverkkojen tietokoneavusteinen yleissuunnittelumenetelmä. TTKK-SV. Lisensiaattityö. Tampere 1984.
- /2/ Sipoo 2015-tavoitesuunnitelma. Ehdotus. Kunnanvaltuuston kokous 6.6.1996.
- /3/ Palaverimuistio. Sipoon kaavoitustoimisto. 4.8.2000.
- /4/ Laitilan Sähkö Oy:n keski- ja pienjänniteverkostojen nykytila-tutkimus. TTKK-SV. Tilaustutkimusraportti. Tampere 1983.
- /5/ Lakervi, Erkki. Sähkönjakeluverkkojen suunnittelu. Otatieto 566, ISBN 951-672-220-2. Hakapaino Oy. Helsinki 1996.
- /6/ Haapiainen, Ahti. Maasulkuvirtojen rajoittaminen Keravan Energia Oy -konsernin keskijänniteverkossa. Insinöörityö. Kerava 2000.
- /7/ Oy Nokia Ab. Voimakaapelit ja asennusjohdot. Espoo 1975.
- /8/ Vikavirrat Etelä-Suomen Energian ja Keravan 110 kV:n asemilla. Fingrid Oyj järjestelmätekniikka / Ulla Huhtanen. Muistio 18.6.1999 ja 23.6.1999.
- /9/ Aura, L., Tonteri, A.J. Sähkämiehen käsikirja 2. WSOY, ISBN 951-0-13479-1. Porvoo 1986.
- /10/ Verkostopalaveri ESE-Fingrid Oyj. Kerava 7.9.2000.
- /11/ Verkostopalaveri ESE-Vantaan Energia Oy. 25.8.2000.
- /12/ Verkostopalaveri Tuusulanjärven Energia Oy:n käyttöinsinööri Pertti Jaukkarin kanssa 12.6.2000.

- /13/ Vikavirrat Landbon 110 kV:n asemalla. Fingrid Oyj järjestelmätekniikka / Ulla Huhtanen. Muistio 28.6.2000.
- /14/ Auvinen, Osmo. Käyttöhäiriöt 110 kV:n voimajohdoilla. Diplomityö. LTKK, Energiatekniikan osasto. Helsinki 1997.
- /15/ Ilves, J. Säteiläisen 110 kV:n verkon varmentaminen. Diplomityö. LTKK, Energiatekniikan osasto. Saarijärvi 1998.
- /16/ Elovaara, Jarmo. Sähkölaitostekniikan perusteet. Otatieto 499, ISBN 951-672-033-1. Otakustantamo. Hämeenlinna 1988.
- /17/ Mattila, Juho. ABB Motors. Puhelinkeskustelu 17.11.2000.
- /18/ Vikavirrat Keravalla 110 kV:n verkon uudelleenjärjestelyjen jälkeen. Fingrid Oyj järjestelmätekniikka / Ulla Huhtanen. Sähköposti. 14.11.2000.
- /19/ ABB Strömberg Power. Kotimaan vakiomuuntajasarja. Esite KT 8 FI 91-10.
- /20/ Hallamäki, Yrjö. Porvoon Seudun Sähköverkko Oy. Puhelinkeskustelu 7.7.2000.

Päämuuntajien sähköteknisiä arvoja /19/

$S_n$ [MVA]	$P_0$ [kW]	$P_k$ [kW]	$z_k$ [%]
10	8.7	58	10
16	11.0	84	10
20	13.2	96	10
25	15.5	115	10
31.5	18.0	140	10

Oikosulkuimpedanssi nimellisarvojen perusteella

$$Z_k = z_k \cdot \frac{U_n^2}{S_n}$$

Oikosulkuimpedanssin resistiivinen osa  $r_k$  kuormitushäviön  $P_k$  ja nimellistehon  $S_n$  avulla

$$r_k = \frac{P_k}{S_n} \quad \text{ja} \quad R_k = r_k \cdot \frac{U_n^2}{S_n}$$

Suhteellinen oikosulkureaktanssi:  $X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2}$

Kokonaisreaktanssi ja -resistanssi:  $X_k = X_{k110} + X_{km}$  ja  $R_k = R_{k110} + R_{km}$

Kokonaisimpedanssi:  $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$

Kolmivaiheinen vastukseton oikosulkuvirta:  $I_{k3v} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_k}$

Kaksivaiheinen vastukseton oikosulkuvirta:  $I_{k2v} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k3v}$

Kolmivaiheiset oikosulkuvirrat uudella Landbon asemalla eri päämuuntajavaihtoehdoittain

$S_n$ [MVA]	$R_{k110}$ [ $\Omega$ ]	$X_{k110}$ [ $\Omega$ ]	$R_{km}$ [ $\Omega$ ]	$X_{km}$ [ $\Omega$ ]	$I_k$ [kA]
10	0.023	0.126	0.256	4.41	<b>2.67</b>
16	0.023	0.126	0.145	2.76	<b>4.21</b>
20	0.023	0.126	0.106	2.20	<b>5.20</b>
25	0.023	0.126	0.081	1.76	<b>6.42</b>
31.5	0.023	0.126	0.062	1.40	<b>7.95</b>

Kj-verkon uudisrakennuskustannuksia

Kj-verkon vahvistuskustannuksia

Johdin, toimenpide	Kustannus [mk/km]	Uusi johdin	Kustannus [mk/km]
Sparrow AF 40	72 000 *	Raven AF62	37 000
Raven AF 62	78 000 *	Pigeon AF99	44 000
Pigeon AF 99	85 000 *	PAS 70	89 000 *
PAS 70	89 000 *	PAS 120	115 000 *
PAS 120	115 000 *	* KEO:n ja ESE:n omia kokemusperäisiä hintoja	
PAS 150	130 000		
PAS 185	170 000		
PAS 240	240 000		
MAX 70 –asennustyö	150 000		
MAX 120 –asennustyö	180 000		
MAX 150 –asennustyö	200 000		
MAX 185 –asennustyö	220 000		
MAX 240 –asennustyö	240 000		
MAX 300 –asennustyö	290 000		
Kaapeliojan kaivu, uudisalue	60 000 *		

Päämuuntajien hankintahintoja

Päämuuntaja	Hinta [Mmk]
10 MVA	1.1
16 MVA	1.3
20 MVA	1.4
25 MVA	1.6
31.5 MVA	1.8

Johdinten sähkötekniisiä arvoja

Johdin	Resistanssi [Ω/km]	Reaktanssi [Ω/km]	Maks. jatkuva kuormitusvirta [A]	Maks. 1 s oikosulkuvirta [kA]
Swan AF25	1.350	0.435	155	2.0
Sparrow AF40	0.847	0.405	210	3.2
Raven AF62	0.536	0.384	280	5.1
Loviisa AF89	0.379	0.384	330	7.1
Pigeon AF99	0.337	0.361	360	8.0
Suursavo AF131	0.296	0.340	430	10.0
Vaasa AF 130	0.266	0.358	460	10.0
AL132	0.216	0.354	495	11.6
PAS 70	0.493	0.321	310	6.4
PAS 120	0.287	0.305	430	11.0
PAS 150	0.236	0.309	485	13.5
MAX 70	0.443	0.530	200	6.6
MAX 120	0.253	0.300	265	11.3
MAX 150	0.206	0.250	300	14.1
MAX 185	0.164	0.200	330	17.4
MAX 240	0.125	0.150	385	22.6
MAX 300	0.100	0.120	435	28.3

*ESE:n varayhteydet /20/*

	Rajaerotin	$u_{hmax}$ [%]	$\Delta u_p$ [%/MW]	$S_{max}$ [MVA]	Huom.
1.	Talimo-Kerava	-	0.20	-	Eri kytkentäryhmät
2.	Saxas-Mäntsälä	2.4	0.15	2.0	Eri kytkentäryhmät
3.	Brusas-Porvoo	-	-	0.5	
4.	Bys Bertas-Porvoo	-	-	2-3	
5.	Savijärvi-Porvoo	-	0.3	2-3	
6.	Box-Porvoo	1.9	1.9	< 1	
7.	Käraby-Porvoo	1.9	1.7	< 0.5	

$u_{hmax}$  huipun aikainen jännitteenalenema naapuriverkkoyhtiön puolella  
 $\Delta u_p$  jännitejäykkyys naapuriverkkoyhtiön puolella  
 $S_{max}$  arvioitu tehonsiirtokapasiteetti ESE:n verkkoon päin

*KEO:n varayhteydet*

	Rajaerotin	$u_{hmax}$ [%]	$\Delta u_p$ [%/MW]	$S_{max}$ [MVA]	Huom.
1.	Ahjo-Sipoo	1.7	0.22	5	Eri kytkentäryhmät
2.	Myrtilojo-Tuusula	*	*	4	
3.	Mattila-Tuusula	*	*	3	
4.	Kytömaa-Tuusula	*	*	2	Linja maassa

\* ei olemassa olevia verkostolaskentatuloksia  
 $u_{hmax}$  huipun aikainen jännitteenalenema naapuriverkkoyhtiön puolella  
 $\Delta u_p$  jännitejäykkyys naapuriverkkoyhtiön puolella  
 $S_{max}$  arvioitu tehonsiirtokapasiteetti KEO:n verkkoon päin

Versoft VTJ:n rajaerotintiedot:

Brusas: ESE:n puolella  $\Delta u_p = 1.2$  %/MW ja  
 $\Delta u_q = 0.9$  %/MVar ( $u_{hmax} = 3.3$  %)

Jokelan seutu (Mäntsälän rajalla): ESE:n puolella  $\Delta u_p = 4.0$  %/MW ja  
 $\Delta u_q = 2.4$  %/MVar ( $u_{hmax} = 7.6$  %)



LIITE VIII 1/3  
 KEO:n puisto- ja kellari-  
 muuntamoiden huippu-  
 virtalukemat 22.06.2000

Nro	Koko kVA	Virta- muunt.	Vaihevirrat (Näyttämä)			Vaihevirrat (Todellinen arvo)			Keski- arvo [A]	Huippu- teho [kW]
			L1 [kA]	L2 [kA]	L3 [kA]	L1 [A]	L2 [A]	L3 [A]		
1	315	300	0.4	0.3	0.1	120	90	30	80.0	52.7
2	500	300	0.25	0.05	0.05	75	15	15	35.0	23.0
7	315	300	0.5	0.1	0.4	150	30	120	100.0	65.8
8	500		2.4	2.4	2.4	0	0	0	0.0	0.0
9	300	200	0.8	0.8	0.8	160	160	160	160.0	105.3
10	500	200	0.87	0.87	0.87	174	174	174	174.0	114.5
11	500	300	0.63	0.66	1.76	189	198	528	305.0	200.7
12	500	200	0.34	0.3	0.42	68	60	84	70.7	46.5
13	500	320	0.35	0.55	0.2	112	176	64	117.3	77.2
15	1000	400	0.3	0.3	0.4	120	120	160	133.3	87.8
16	100		2	2	2	0	0	0	0.0	0.0
17	500	200	0.48	0.52	0.49	96	104	98	99.3	65.4
19	315	40	0.44	0.44	0.44	17.6	17.6	17.6	17.6	11.6
20	500	1	57	47	37	57	47	37	47.0	30.9
21						0	0	0	0.0	0.0
23	800	200	0.4	0.45	0.4	80	90	80	83.3	54.8
25	500	150	0.495	0.495	0.495	74.25	74.25	74.25	74.3	48.9
26	500	150	0.58	0.58	0.58	87	87	87	87.0	57.3
27	315	100	0.22	0.22	0.22	22	22	22	22.0	14.5
28	500	300	0.66	0.71	0.54	198	213	162	191.0	125.7
29	500	150	0.5	0.5	0.5	75	75	75	75.0	49.4
30	500	200	0.58	0.11	0.49	116	22	98	78.7	51.8
31	315	250	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0
32	500	200	0.24	0.24	0.24	48	48	48	48.0	31.6
33	315	300	0.1	0.2	0.1	30	60	30	40.0	26.3
34	315	150	0.64	0.64	0.64	96	96	96	96.0	63.2
35	500	300	0.68	0.83	0.66	204	249	198	217.0	142.8
36	500	200	0.1	0.1	0.1	20	20	20	20.0	13.2
38	500	150	0.52	0.52	0.52	78	78	78	78.0	51.3
39	500	150	0.48	0.48	0.48	72	72	72	72.0	47.4
40	500	300	0.6	0.65	0.5	180	195	150	175.0	115.2
42	500	150	0.78	0.78	0.78	117	117	117	117.0	77.0
43	315	200	0.33	0.38	0.35	66	76	70	70.7	46.5
45	500	300	0.65	0.5	0.6	195	150	180	175.0	115.2
49	500	160	0.51	0.51	0.51	81.6	81.6	81.6	81.6	53.7
50	500	200	0.48	0.48	0.52	96	96	104	98.7	64.9
51	500	300	0.65	0.62	0.72	195	186	216	199.0	131.0
52	500	300	0.65	0.58	0.64	195	174	192	187.0	123.1
53	800	300	0.78	0.78	0.78	234	234	234	234.0	154.0
54	800	300	0.78	0.83	0.84	234	249	252	245.0	161.3
55	800	200	0.86	0.76	0.84	172	152	168	164.0	107.9
56	500	300	0.83	0.84	0.68	46.48	252	204	167.5	110.2
57	500	320	0.89	0.73	0.6	284.8	233.6	192	236.8	155.9
59	500	300				0	0	0	0.0	0.0
61	500	200	0.67	0.61	0.65	134	122	130	128.7	84.7
62	300	150	3.28	3.28	3.28	492	492	492	492.0	323.8
63	500	200	0.55	0.555	0.56	110	111	112	111.0	73.1
65	500	150	0.585	0.585	0.585	87.75	87.75	87.75	87.8	57.8
66	500	150	0.56	0.56	0.56	84	84	84	84.0	55.3
67	315	150	0.5	0.5	0.5	75	75	75	75.0	49.4
68	800	300	0.97	0.97	0.97	291	291	291	291.0	191.5
69	500	300	0.65	2.21	0.65	195	663	195	351.0	231.0

## LIITE VIII 2/3

KEO:n puisto- ja kellari-  
muuntamoiden huippu-  
virtalukemat 22.06.2000

Nro	Koko kVA	Virta- muunt.	Vaihevirrät (Näyttämä)			Vaihevirrät (Todellinen arvo)			Keski- arvo [A]	Huippu- teho [kW]
			L1 [kA]	L2 [kA]	L3 [kA]	L1 [A]	L2 [A]	L3 [A]		
70	315	200	0.54	0.52	0.52	108	104	104	105.3	69.3
72	500	300	0.1	0.1	0.1	30	30	30	30.0	19.7
76	500	300	0.83	1.08	0.87	249	324	261	278.0	183.0
78	500	300	0.5	0.3	0.5	150	90	150	130.0	85.6
79	500	200	0.56	0.66	0.53	112	132	106	116.7	76.8
80	500	200	0.5	0.51	0.19	100	102	38	80.0	52.7
81	500	300	0.68	0.8	0.91	204	240	273	239.0	157.3
82	800	300	0.38	0.4	0.4	114	120	120	118.0	77.7
83	500	300	0.1	0.3	0.4	30	90	120	80.0	52.7
84	500	200	0.33	0.43	0.4	66	86	80	77.3	50.9
85	500	200	0.88	0.86	0.84	176	172	168	172.0	113.2
86	500	200	0.43	0.4	0.35	86	80	70	78.7	51.8
87	500	200	0.64	0.62	0.61	128	124	122	124.7	82.1
88	500	320	0.04	0.09	0.05	12.8	28.8	16	19.2	12.6
89	500	120	0.555	0.555	0.555	66.6	66.6	66.6	66.6	43.8
90	500	200	0.53	0.53	0.6	106	106	120	110.7	72.8
91	315	150	0.579	0.579	0.579	86.85	86.85	86.85	86.9	57.2
92	500	200	0.52	0.52	0.52	104	104	104	104.0	68.5
93	500	120	0.542	0.542	0.542	65.04	65.04	65.04	65.0	42.8
94	500	150	0.28	0.28	0.28	42	42	42	42.0	27.6
95	500	200	0.53	0.53	0.53	106	106	106	106.0	69.8
96	500	300	0.4	0.4	0.4	120	120	120	120.0	79.0
98	800	300	0.65	0.78	0.7	195	234	210	213.0	140.2
99	500	300	1	0.97	0.93	300	291	279	290.0	190.9
100	500	150	0.505	0.505	0.505	75.75	75.75	75.75	75.8	49.9
101	500	150	0.645	0.645	0.645	96.75	96.75	96.75	96.8	63.7
102	500	300	0.5	0.5	0.5	150	150	150	150.0	98.7
103	500	150	0.795	0.795	0.795	119.25	119.25	119.25	119.3	78.5
104	800	300	0.5	0.44	0.52	150	132	156	146.0	96.1
105	500	150	0.79	0.79	0.79	118.5	118.5	118.5	118.5	78.0
113	315	150	0.52	0.52	0.52	78	78	78	78.0	51.3
117	500	200	0.4	0.1	0.2	80	20	40	46.7	30.7
119	500	200	0.15	0.19	0.17	30	38	34	34.0	22.4
120	500	200	0.61	0.53	0.59	122	106	118	115.3	75.9
121	500	200	0.6	0.62	0.64	120	124	128	124.0	81.6
122	500	200	0.49	0.62	0.58	98	124	116	112.7	74.2
123	200	150	0.05	0	0.24	7.5	0	36	14.5	9.5
125	500	300	0.11	0.4	0.94	33	120	282	145.0	95.4
126	500	300	0.63	0.84	0.71	189	252	213	218.0	143.5
127	200	200	0.08	0.08	0.11	16	16	22	18.0	11.8
129	500	200	0.12	0.12	0.12	24	24	24	24.0	15.8
130	500	300	0.7	0.68	2	210	204	600	338.0	222.5
132	500	1	136	139	105	136	139	105	126.7	83.4
133	500	300	0.2	0.5	0	60	150	0	70.0	46.1
135	800	300	0.6	0.15	0.42	180	45	126	117.0	77.0
136	500	300	0.4	0.55	0.5	120	165	150	145.0	95.4
137	500	300	0.6	0.4	0.4	180	120	120	140.0	92.1
139	500	300	0.5	0.4	0.6	150	120	180	150.0	98.7
140	500	300	0.5	0.55	0.55	150	165	165	160.0	105.3
141	500	300	0.7	0.7	0.74	210	210	222	214.0	140.9
142	315	200	0.1	0.14	0.2	20	28	40	29.3	19.3
147	500	250	0.25	0.15	0.2	62.5	37.5	50	50.0	32.9

LIITE VIII 3/3  
 KEO:n puisto- ja kellari-  
 muuntamoiden huippu-  
 virtalukemat 22.06.2000

Nro	Koko kVA	Virta- muunt.	Vaihevirratt (Näyttämä)			Vaihevirratt (Todellinen arvo)			Keski- arvo [A]	Huippu- teho [kW]
			L1 [kA]	L2 [kA]	L3 [kA]	L1 [A]	L2 [A]	L3 [A]		
148	500	200	2.7	2.7	2.7	540	540	540	540.0	355.4
149	500	300	0.53	0.62	0.46	159	186	138	161.0	106.0
150	500	300	0.55	0.62	0.46	165	186	138	163.0	107.3
151	800	300	0.65	0.62	0.55	195	186	165	182.0	119.8
152	800	300	0.62	0.58	0.6	186	174	180	180.0	118.5
153	500	300	0.1	0.4	0.2	30	120	60	70.0	46.1
154	800	300	0.56	0.64	0.6	168	192	180	180.0	118.5
155	500	300	0.3	0.2	0.1	90	60	30	60.0	39.5
156	500	300	0.55	0.2	0.3	165	60	90	105.0	69.1
157	500	300	0.48	0.48	0.48	144	144	144	144.0	94.8
159	500	300	0.6	0.5	0.4	180	150	120	150.0	98.7
160	500	300	0.25	0.56	0.56	75	168	168	137.0	90.2
164	500	300	0.48	0.53	0.38	144	159	114	139.0	91.5
165	500	300	0.5	0.55	0.58	150	165	174	163.0	107.3
166	500	300	0.5	0.65	0.8	150	195	240	195.0	128.3
167	500		1.6	1.2	1	0	0	0	0.0	0.0
168	500	300	0.2	0.4	0.3	60	120	90	90.0	59.2
169	500	300	0.2	0.4	0.45	60	120	135	105.0	69.1
170	500	300	0.3	0.2	0.1	90	60	30	60.0	39.5
171	500	300	0.5	0.4	0.3	150	120	90	120.0	79.0
172	500	300	0.76	0.63	0.67	228	189	201	206.0	135.6
173	500	300	0.2	0.3	0.1	60	90	30	60.0	39.5
174	500	300	0.86	0.62	0.49	258	186	147	197.0	129.7
175	500	300	0.5	0.48	0.48	150	144	144	146.0	96.1
177	500	300	0.5	0.4	0.3	150	120	90	120.0	79.0
178	500		1.4	1.6	1.4	0	0	0	0.0	0.0
179	500		0.8	0.8	1	0	0	0	0.0	0.0
184	500	300	0.4	0.2	0.5	120	60	150	110.0	72.4
185	500	300	0.3	0.3	0.1	90	90	30	70.0	46.1
186	500	300	0.6	0.5	0.4	180	150	120	150.0	98.7
187	500	1	179	190	159	179	190	159	176.0	115.8
188	500	300	0.4	0.3	0.3	120	90	90	100.0	65.8
189	500	300	200	300	300	200	300	300	266.7	175.5
190	500		1.2	0.8	0.7	0	0	0	0.0	0.0
191	500		0.1	0.3	0.2	0	0	0	0.0	0.0
192	315	300	0.3	0.1	0.3	90	30	90	70.0	46.1
194	500		1.46	1.49	1.41	0	0	0	0.0	0.0
195	500		2.6	2.5	2.6	0	0	0	0.0	0.0
KM12	500					0	0	0	0.0	0.0
KM18	1000	300	1.25	1.12	0.77	375	336	231	314.0	206.7
KM6	500	300				0	0	0	0.0	0.0
KM8	800	250	0.05	0.12	0.16	12.5	30	40	27.5	18.1

Nro	Huomautus
10	Pölyinen muuntamo
19	Viisarit tapissa
20	Elkamo, mittaushetken mukainen kuormitus
50	Valot ei toimi
54	Nollapistet: L1 0.1, L2 0.44 L3 0.44
62	Elkamo ei toimi, mittaushetken mukainen kuormitus
63	Merkintä M34
69	L1 ja L3 1500/5, mutta L2 0
91	Mittari 'rikki'
123	Merkintä M127
126	Ovessa luki M129
132	Elkamo, mittaushetken mukainen kuormitus
135	L3 rikki
187	Elkamo, mittaushetken mukainen kuormitus

## Häviöiden takia nykyisessä keskijänniteverkossa

Suurien häviöiden takia suositeltavat johtovahvistukset (M=muuntaja,E=erotin)

Sijainti	Pituus ja johtolaatu	Johtolähdöllä syntyvät häviöt ennen/jälkeen	Investointi AF99 [mk]	Investoinnin vuosikustannus [mk]	Vaihdon vaikutus häviökustannuksiin [mk]
<b>Massby: Immersby</b> M: ES4000 - E: Majvik	1950 m AF40 ⇒ AF99	143/109 kW 287/217 MWh/a 69/52 kmk/a	85800	6100	17000
<b>Martinkylä: Nickby</b> E: Lival Pumpstation - M: ES3225	450 m AF40 ⇒ AF99	65/57 kW 129/114 MWh/a 31/27 kmk/a	19800	1400	4000

Lisäksi uuden Landbon sähköaseman rakentamisvaihtoehdossa (MBY\_Immersby jaettu työssä esitetyllä tavalla.

Sijainti	Pituus ja johtolaatu	Johtolähdöllä syntyvät häviöt ennen/jälkeen	Investointi PAS120 [mk]	Investoinnin vuosikustannus [mk]	Vaihdon vaikutus häviökustannuksiin [mk]
<b>Kallbäck: Ingman</b> Västerskog- Porvoo moottoritie	930 m AF40 ⇒ PAS 120	150/132 kW 299/264 MWh/a 72/63 kmk/a	111600	7900	9000

## Oikosulkukestoisuuden takia

Sähköasema ja johtolähtö	Sijainti	Johtolaji	Pituus	Oikosulkukestoisuus *
<b>Massby</b>				
J08 Nickby	ES231 Gesterby, Gästerby	AC16	644 m	111 %
<b>Martinkylä</b>				
J07 Nickby	ES209 Nickby gård, Nickby	AC16	230 m	112 %
J09 Porvoo	ES3503 Kirkoby, Sipoo	AC10	527 m	234 %

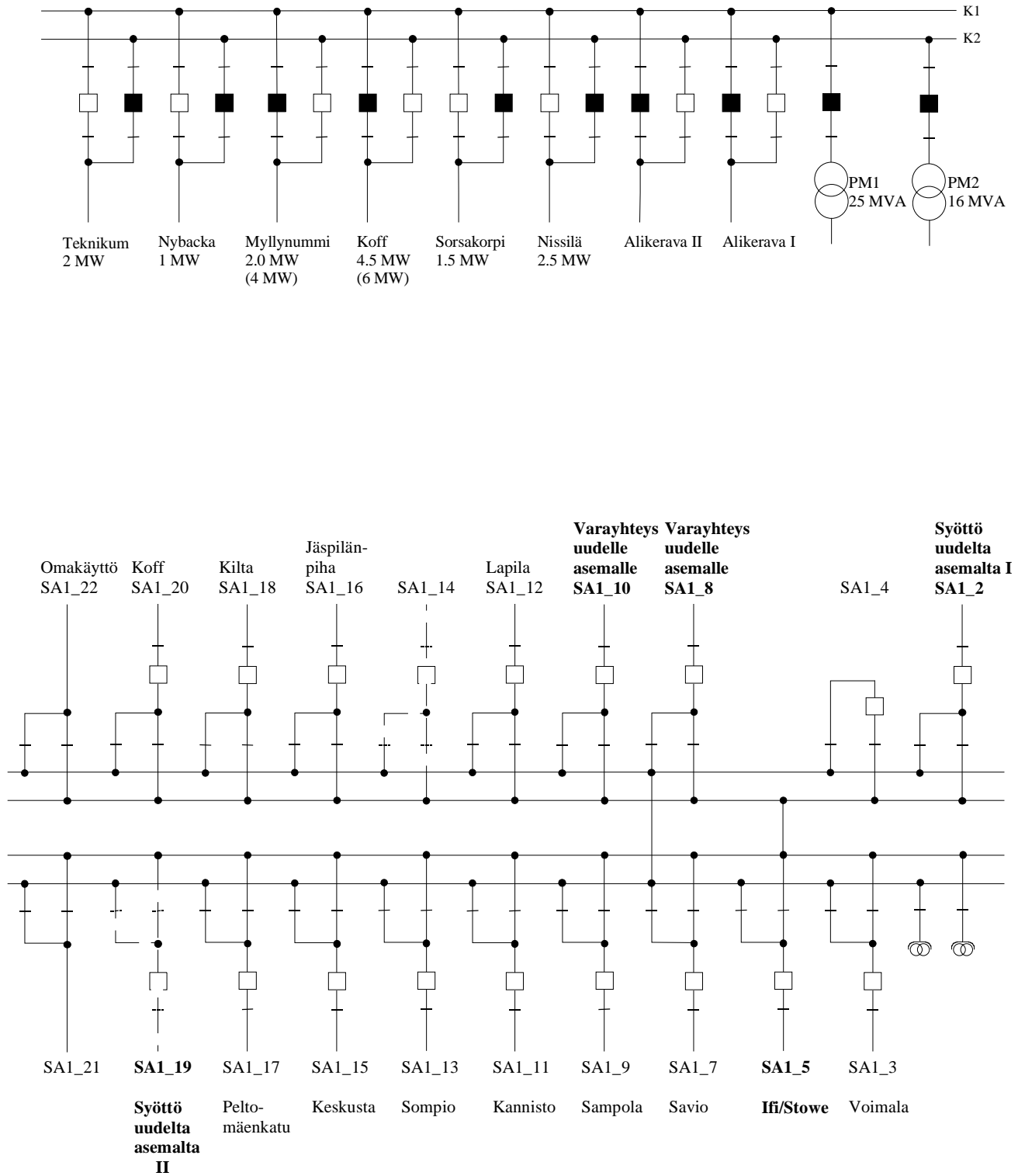
Lisäksi uuden Landbon sähköaseman rakentamisvaihtoehdossa

Sähköasema ja johtolähtö	Sijainti	Johtolaji	Pituus
<b>Landbo</b>			
Västersundom	ES90 Östersundom gård	AC16	297 m *
Västersundom	ES216 Kärneiden	AC16	919 m *
Västersundom	ES3442 Björnsö	AF25	729 m

\* Tarkastelu suoritettava uudestaan, kun päämuuntajakoko ja johtolähtöjen jakorajat varmistuvat

	VÄESTÖ				TYÖPAIKAT			
	1996	1999	2020	MUUTOS	1995	1998	2020	MUUTOS
<b>1. KALEVA</b>								
Untola	2400	2400	2400	0	400	400	400	0
Kurkela	2700	2700	3050	350	150	150	150	0
Viro-Metsola	2000	2000	2100	100	100	100	100	0
Pihkaniitty	2000	2000	3200	1200	50	50	150	100
<b>YHT.</b>	<b>9100</b>	<b>9100</b>	<b>10750</b>	<b>1650</b>	<b>700</b>	<b>700</b>	<b>800</b>	<b>100</b>
<b>2. KILTA</b>	<b>2200</b>	<b>2100</b>	<b>2050</b>	<b>-50</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0</b>
<b>3. SOMPIO</b>								
Itä-Sompio	1800	1800	2200	400	300	300	300	0
Länsi-Sompio	800	800	800	0	100	100	100	0
<b>YHT.</b>	<b>2600</b>	<b>2600</b>	<b>3000</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>0</b>
<b>4. KESKUSTA</b>								
Keskusta	700	700	1750	1050	1600	1600	1900	300
Sampola	2500	2500	3300	800	500	500	700	200
<b>YHT.</b>	<b>3200</b>	<b>3200</b>	<b>5050</b>	<b>1850</b>	<b>2100</b>	<b>2100</b>	<b>2600</b>	<b>500</b>
<b>5. AHJO</b>								
Sorsakorpi	900	1000	1150	150	50	50	50	0
Ahjo	1000	1200	1700	500	400	400	450	50
Etelä-Kaskela	800	900	1600	700	100	100	400	300
Päivölälaakso	50	50	550	500	0	0	50	50
<b>YHT.</b>	<b>2750</b>	<b>3150</b>	<b>5000</b>	<b>1850</b>	<b>550</b>	<b>550</b>	<b>950</b>	<b>400</b>
<b>6. SAVIO</b>								
Kannisto	2500	2400	2600	200	150	150	150	0
Savio	2500	2400	2600	200	300	300	300	0
Koivikko	1200	1200	1400	200	50	50	50	0
<b>YHT.</b>	<b>6200</b>	<b>6000</b>	<b>6600</b>	<b>600</b>	<b>500</b>	<b>500</b>	<b>500</b>	<b>0</b>
<b>7. YLIKERAVA</b>								
Ylikerava	50	50	350	300	550	550	750	200
Kytömaa	150	150	950	800	0	0	250	250
<b>YHT.</b>	<b>200</b>	<b>200</b>	<b>1300</b>	<b>1100</b>	<b>550</b>	<b>550</b>	<b>1000</b>	<b>450</b>
<b>8. KASKELA</b>								
Kaskela	350	250	450	200	50	50	50	0
Nuorisovankila	50	50	50	0	150	150	250	100
<b>YHT.</b>	<b>400</b>	<b>300</b>	<b>500</b>	<b>200</b>	<b>200</b>	<b>200</b>	<b>300</b>	<b>100</b>
<b>9. ALIKERAVA</b>								
Länsi-Jaakkola	1000	1300	2100	800	800	800	900	100
Itä-Jaakkola	1200	1200	1400	200	50	50	50	0
Alikerava	300	300	350	50	1100	1100	1800	700
<b>YHT.</b>	<b>2500</b>	<b>2800</b>	<b>3850</b>	<b>1050</b>	<b>1950</b>	<b>1950</b>	<b>2750</b>	<b>800</b>
<b>10. JOKIVARSI</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>KOKO KAUPUNKI</b>	<b>29250</b>	<b>29550</b>	<b>38200</b>	<b>8650</b>	<b>7050</b>	<b>7050</b>	<b>9400</b>	<b>2350</b>

LIITE XIII  
 Ehdotus KEO:n uuden  
 aseman ja Alikeravan  
 kiskojärjestelyistä



LIITE XIV  
KEO:n keskijänniteverkon  
maasulkulaskennan tulokset

**MAASULKULASKENTA - Keravan Energia Oy**

Laskentajännite: 20.5 kV  
Maasta erotettu tai hajautettu sammutus.  
Laskennan vikaresistanssi 500 ohm

LÄHTÖ 1	JOHTOPITUUS TYYPEITTÄIN				VIKA 6	MUU 7	OMA VIKKA		10	ASETTELUARVOT				
	2	3	4	5			8	9		11	12	13	14	15
NIMI	YHT	AVO	PÄÄLL	MAA	I0	Ires	I0	Ires	U0	U0	I0	P0	Q0	T
	km	km	km	km	A	A	A	A	kV	kV	A	kW	kVAr	s
<b>ALIKERAVA</b>														
PELTOMÄENKA	3.2	0.0	0.0	3.2	8.7	2.4	72.0	20.3	3.3	0.9	0.0	0.0	0.0	0.3
KILTA	3.3	0.3	0.5	2.4	9.7	2.7	70.9	20.0	3.3	0.9	0.8	0.0	0.0	0.3
KESKUSTA	7.6	1.1	0.0	6.5	19.1	5.4	61.6	17.3	3.3	0.0	0.0	6.9	6.9	0.6
JÄSPILÄNPIH	1.6	0.0	0.0	1.6	5.7	1.6	75.0	21.1	3.3	2.3	1.5	0.0	0.0	0.6
KANNISTO	8.4	2.7	0.7	5.0	18.8	5.3	61.8	17.4	3.3	0.9	0.8	0.0	0.0	0.3
SORSAKORPI	10.5	5.9	0.7	3.8	10.6	3.0	70.0	19.7	3.3	0.0	0.0	8.1	8.1	0.3
SAVIO	1.4	0.8	0.0	0.6	2.1	0.6	78.6	22.1	3.3	1.2	0.1	0.0	0.0	0.6
NISSILÄ	4.4	3.0	0.0	1.4	4.0	1.1	76.7	21.6	3.3	0.0	0.0	10.4	10.4	0.4
NYBACKA	5.1	4.4	0.6	0.1	2.0	0.6	78.6	22.1	3.3	0.0	0.0	0.6	0.6	0.4
<b>YLIKERAVA</b>														
LÄMPÖK/IMPP	1.3	0.3	0.0	1.0	3.1	0.7	97.7	22.3	2.7	1.2	14.4	0.0	0.0	0.4
OTSOLA	3.4	0.0	0.0	3.4	10.2	2.3	90.6	20.7	2.7	0.6	0.1	0.0	0.0	0.4
KYTÖMAA	7.2	3.2	3.4	0.6	2.9	0.7	97.9	22.4	2.7	1.2	14.4	0.0	0.0	0.4
METSOLA	7.9	0.7	0.0	7.2	23.7	5.4	77.1	17.6	2.7	1.2	14.4	0.0	0.0	0.4
UNTOLA	3.0	0.0	0.0	3.0	9.2	2.1	91.6	20.9	2.7	1.2	14.4	0.0	0.0	0.4
TERHIKINTIE	7.4	0.2	0.0	7.2	24.5	5.6	76.3	17.5	2.7	1.2	1.0	0.0	0.0	0.4
KESKUSTA	2.0	0.0	0.0	2.0	6.2	1.4	94.6	21.6	2.7	1.2	14.4	0.0	0.0	0.4
AHJO	3.5	1.0	0.5	1.9	6.4	1.5	94.4	21.6	2.7	1.2	0.1	0.0	0.0	0.4
SAMPOLA	3.7	0.0	0.0	3.7	11.3	2.6	89.5	20.5	2.7	1.2	9.0	0.0	0.0	0.4
LAPILA	1.1	0.0	0.0	1.1	3.3	0.8	97.5	22.3	2.7	1.2	0.1	0.0	0.0	0.4
<b>SAVIO</b>														
IFI	0.3	0.0	0.0	0.3	1.2	0.7	29.3	18.0	7.3	2.0	0.1	0.0	0.0	0.5
KOIVIKKO	5.0	1.6	0.4	3.0	9.5	5.9	20.9	12.8	7.3	2.0	16.0	0.0	0.0	0.5
KOFF	2.4	0.0	0.0	2.4	6.4	3.9	24.1	14.8	7.3	2.0	16.0	0.0	0.0	0.5
JUURAKKOKAT	5.6	1.5	0.0	4.1	11.3	7.0	19.1	11.7	7.3	2.0	16.0	0.0	0.0	0.5
NOKIA SEKOI	0.2	0.0	0.0	0.2	0.5	0.3	30.0	18.4	7.3	2.0	4.0	0.0	0.0	0.0
STOWE WOODW	0.6	0.0	0.0	0.6	1.5	0.9	28.9	17.8	7.3	2.0	4.0	0.0	0.0	0.4

	MAASULKUVIRTA		ASEMA JA LÄHTÖ	MAADOITUSRESISTANSSSI (OHM)		
	0 OHM	500 OHM		A	B	D
			<b>ALIKERAVA</b>			
			PELTOMÄENKATU	16	45	11
			KILTA	16	45	11
			KESKUSTA	12	32	8
			JÄSPILÄNPIHA	12	32	8
ALIKERAVA	80.6 A	22.7 A	KANNISTO	16	45	11
			SORSAKORPI	16	45	11
YLIKERAVA	100.8 A	23.0 A	SAVIO	12	32	8
			NISSILÄ	14	39	9
			NYBACKA	14	39	9
			<b>YLIKERAVA</b>			
			LÄMPÖK/IMPPALA	11	31	7
			OTSOLA	11	31	7
			KYTÖMAA	11	31	7
			METSOLA	11	31	7
			UNTOLA	11	31	7
			TERHIKINTIE	11	31	7
			KESKUSTA	11	31	7
			AHJO	11	31	7
			SAMPOLA	11	31	7
			LAPILA	11	31	7
			HEIKKILÄNLAAKSO	10	28	7
			<b>SAVIO</b>			
			IFI	34	92	23
			KOIVIKKO	34	92	23
			KOFF	34	92	23
			JUURAKKOKATU	34	92	23
			NOKIA SEKOITTAMO	246	656	164
			STOWE WOODWARD	38	103	25