

Petteri Ojanperä

LAPIN SÄHKÖNJAKELUALUEEN NYKYTILA JA
TAVOITEVERKKOSUUNNITELMA

Sähkötekniikan koulutusohjelma
2013

Ojanperä, Petteri
Satakunnan ammattikorkeakoulu
Sähkötekniikan koulutusohjelma
Helmikuu 2013
Ohjaaja: Pulkkinen, Petteri
Sivumäärä: 81
Liitteitä: 3

Asiasanat: kaapelointi, sähköverkot, sähköasemat, sähköjakelu, sähköverkon suunnittelu

Vakka-Suomen Voiman Lapin alueen keskijänniteverkko koostuu pääosin avojohtolähdöistä. Vain pieni osa sähköverkosta on kaapeloitu. Viime vuosina lisääntyneet myrskyt luovat painetta kehittää metsissä, pelloilla ja muissa ympäristöissä kulkevaa avojohtoverkkoa.

Tämän työn tavoitteena oli saada kuva Lapin keskijänniteverkon nykytilasta ja suunnitella pitkän ajan kehityssuunnitelmia. Nykytilan tarkastelussa ja kehittämiskohteiden suunnittelussa, käytettiin apuna tietoverkkojärjestelmää Tekla NIS. Verkkotietojärjestelmän suunnittelutyökalujen avulla saatiin tarvittavat tiedot keskijänniteverkosta nykytila-analyysia varten. Kehittämissuunnitelmat luotiin myös verkkotietojärjestelmän verkostolaskenta- ja suunnittelutyökalujen avulla.

Työn tuloksena saatiin erilaisia keskijänniteverkon kehittämissuunnitelmia. Luotettavan sähkönjakelun turvaamiseksi, tutkittiin tulevaisuuden saneeraustöitä sekä kehitettiin kaapelointisuunnitelmia ja muita parannuksia.

LAPPI POWER-DISTRIBUTION AREA PRESENT STATE AND TARGET NETWORK PLAN

Ojanperä, Petteri

Satakunnan ammattikorkeakoulu, Satakunta University of Applied Sciences

Degree Programme in Electrical Engineering

February 2013

Supervisor: Pulkkinen, Petteri

Number of pages: 81

Appendices: 3

Keywords: cabling, power-distribution networks, electric stations, electricity supply, electricity distribution network design

Lappi area medium voltage network of Vakka-Suomen Voima is mainly overhead wired network. Only small part of power-distribution network is cabled. In recent years increased storms and severe weather events create a pressure to develop overhead line network that is located in the forests, fields and other environments.

The purpose of this thesis was to have a picture about Lappi area medium voltage network and design long term development plans. Tekla NIS, a network information system, was used when researching the current state of the network and creating the development plans. Network calculations and planning tools of the network information system gave the needed information for the network analysis. Development plans were created with the network calculation and planning tools of the network information system also.

As a result of the work different medium voltage development designs were achieved. To secure reliable electricity supply, renovation works were inspected and cabling plans and other improvements were developed.

SISÄLLYS

1	JOHDANTO.....	6
2	VAKKA-SUOMEN VOIMA OY	7
3	SÄHKÖNJAKELUVERKON SUUNNITTELU	9
3.1	Suunnitteluperusteet.....	9
3.2	Suunnittelutyökalut	10
3.2.1	TSA-analyysi	11
3.3	Sähköverkon käytönvalvonta.....	12
3.3.1	SCADA	13
3.3.2	Tekla DMS	14
3.4	Verkostosuunnittelun laskennat	15
3.4.1	Jännitteenalenema.....	15
3.4.2	Kuormitettavuus	16
3.4.3	Oikosulkukestoisuus.....	17
3.4.4	Tehonjako	18
3.5	Sähköverkon kunnossapitoprosessi	19
4	SÄHKÖVERKON SUOJAUKSET	21
4.1	Suojareleiden toimintaperiaate.....	23
4.2	Oikosulkusuojaus	23
4.2.1	Suojauksen parametrit	24
4.2.2	Jälleenkytkennät	25
4.3	Maasulkusuojaus.....	26
4.3.1	Kompensointi	29
5	KÄYTTÖVARMUUS.....	31
5.1	Keskeytyksestä aiheutunut haitta.....	32
5.2	Vakiokorvaukset	33
6	LAPIN SÄHKÖNJAKELUALUEEN NYKYTILA.....	34
6.1	Lapin sähköaseman nykytila.....	34
6.2	Sähköaseman nykyinen kytkentätilanne	36
6.3	Lapin sähköaseman sähkötekniset arvot.....	47
6.4	Sähköaseman relesuojaukset.....	48
6.4.1	Ylikuormitus- ja oikosulkusuojaus.....	48
6.4.2	Maasulkusuojaus	49
6.5	Verkon kunto	50
6.6	Keskeytysmäärät ja kustannukset	54
7	VERKON KUNTO JA KAAVAMUUTOKSET	55
7.1	Kaavamuutokset.....	55

7.2	Tulevaisuuden saneerauskohteet.....	56
8	TAVOITEVERKKOSUUNNITELMA	60
8.1	Saneeraukset ja käyttövarmuus.....	60
8.1.1	Kodisjoen lähtö.....	61
8.1.2	Turajärven alue	62
8.1.3	Narvijärven haara.	63
8.1.4	Kuljun alue	65
8.1.5	Saaren lähtö	66
8.2	Sähköasemia turvaavan linjan erottimet	67
8.3	Kaapelointi ja kehittäminen	68
8.3.1	Lappi-Hinnerjoki kaapelointi	68
8.3.2	Lapin taajama-alueen kaapelointi.....	70
8.4	Säävarma taajamaverkko	74
8.5	Uusi sähköasema.....	77
9	JOHTOPÄÄTÖKSET	78
	LÄHTEET.....	80
	LIITTEET	

1 JOHDANTO

Tämän opinnäytetyön tarkoituksena on määritellä pitkän aikavälin tavoiteverkkosuunnitelma Vakka-Suomen Voiman Lapin alueelle. Vakka-Suomen Voima Oy toimii myös työn tilaajana. Suunnitelmassa määritellään sähköjakeluverkon nykytila ja millaisia muutoksia sähköjakeluverkko vaatii. Lähtökohtana suunnitelmalle on se, että työ- ja elinkeinoministeriö vaatii, että asemakaava-alueilla keskeytys on maksimissaan 6 h tuntia ja haja-asutusalueilla 24 tuntia tai 36 tuntia. Aikaa muutoksiin on annettu vuoteen 2027 asti. (Lappeenrannan teknillinen yliopisto 2012)

Tavoiteverkkosuunnitelman ajanhetkellä määritellään uusi lähtökohta. Suunnitelmat tehdään kokonaan uudelleen ja mietitään taloudellisimmat vaihtoehdot. Tavoiteverkkoa voidaan tietysti myös muokata ja päivittää aikaisemminkin tai jopa luoda uusi suunnitelma kokonaan, jos suuria muutoksia tulee.

Opinnäytetyön alue rajoittuu VSV:n Lapin sähköaseman jakelualueeseen. Nimensä mukaan se kattaa entisen Lapin kunnan sähköjakelut.

Ensimmäiseksi määritellään sähköverkon nykytilaa. Nykytilan määrittelyssä tutkitaan Lapin 110/20 kV:n sähköaseman nykytilaa ja verkon kuntoa. Sähköteknisillä laskennoilla määritellään sähköinen kunto. Työ rajataan keskijännitepuolelle.

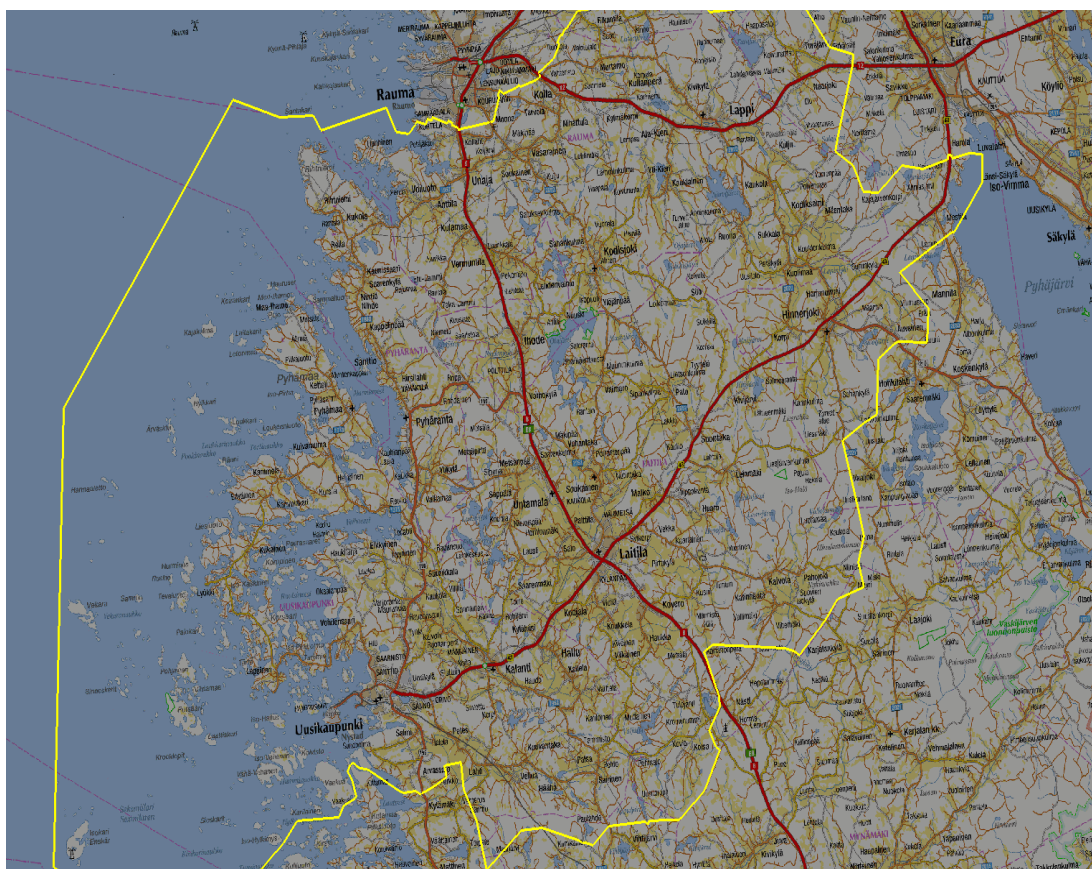
Toisessa vaiheessa määritellään alueen muutokset. Sähkötekniisten laskentojen avulla saatujen arvoja tarkastellaan ja suunnitelma tehdään, jos on tarvetta. Verkon mekaaninen kunto on myös tarkasteluiden alla. Tämä voidaan määritellä helposti tietoverkkojärjestelmän kunnossapitotietojen perusteella.

Lopuksi määritellään kehityssuunnitelmat. Tarkastellaan tulevaisuuden saneerauskohteita ja esitellään mahdollisia kaapelointisuunnitelmia ja muita parannusehdotuksia.

2 VAKKA-SUOMEN VOIMA OY

Vakka-Suomen Voima Oy:n juuret johtavat yli sadan vuoden päähän, jolloin Uudenkaupungin sähkölaitos perustettiin. Laitilan Sähkö ja Uudenkaupungin sähkölaitos yhdistyivät vuonna 1986, jonka seurauksena syntyi Vakka-Suomen Voima Oy. Yritys panostaa sähkön toimitusvarmuuden parantamiseen turvataksaan asiakkailleen hyvälaatuisen sähkön kohtuulliseen hintaan. Laadullisen toiminnan takaamiseksi Vakka-Suomen Voima Oy:llä on käytössään ISO-9001 standardin mukainen sertifioitu laatujärjestelmä. (Sisäinen lähde 2012)

Kuvassa 1 on Vakka-Suomen Voima Oy:n jakelualue keltaisella viivalla ympäröitynä. Vakka-Suomen Voima Oy:n jakeluverkossa on seitsemän 110 kV:n sähkösemaa, 1250 km keskijänniteverkkoa, 2570 km pienjänniteverkkoa ja 1260 muunta-moa. Asiakkaita on noin 24000. Pääkonttori sijaitsee Laitilassa. Liikevaihto oli vuonna 2011 noin 10 miljoonaa euroa. (Sisäinen lähde 2012)



Kuva 1. Vakka-Suomen Voiman Oy:n jakelualue

Muuttuvassa maailmassa yhtiöltä ja sen henkilöstöltä edellytetään jatkuvaa uudistumiskykyä. Tähän Vakka-Suomen Voimassa ollaan valmiita toimimalla kiinteässä yhteistyössä asiakkaittensa ja yhteistyökumppaneidensa kanssa. Vakka-Suomen Voima panostaa voimakkaasti sähkön toimitusvarmuuteen turvatakseen asiakkailleen hyvälaatuisen sähkön kohtuullisella hinnalla. (Sisäinen lähde 2012)

Yhtiöllä on hyvistä suomalaisista yrityksistä muodostunut yhteistyöverkko, joka takaa tarpeelliset suuruuden edut. Hyvä yhteistyöverkosto tuo asiantuntemusta ja kustannussäästöjä, joista myös Vakka-Suomen Voiman asiakkaat hyötyvät. (Sisäinen lähde 2012)

Vakka-Suomen Voiman Oy:n omistamien tytäryhtiöiden liiketoimintaa ovat kaukolämpötoiminta sekä erilaisten sähköverkkojen suunnittelu, rakentaminen ja kunnossapito. Vuonna 2010 emoyhtiön ja tytäryhtiöiden yhteenlaskettu liikevaihto oli noin 28 miljoonaa euroa ja työntekijöiden määrä oli 145 henkeä. Sähkökauppaliiketoiminta siirrettiin vuoden 2009 alusta alkaen VSV:n ja Rauman Energia Oy:n puoleksi omistaman Lännen Omavoima Oy:n hoidettavaksi. (Sisäinen lähde 2012)

3 SÄHKÖNJAKELUVERKON SUUNNITTELU

3.1 Suunnitteluperusteet

Sähköverkon tehtävänä on tuotannon ja kulutuksen yhdistäminen. Suunnittelun tarkoituksena on siis mahdollistaa yhteys asiakkaan ja sähköjakelijan välille. Tärkeimmät suunnittelun tavoitteet ovat:

- Sähkönsiirron ja -jakelun on oltava taloudellista. Tämä tarkoittaa sitä, että verkkoon ei kannata investoida yhtään enempää kuin on pakko. Verkon komponentit pitää siis mitoittaa oikein, jotta häviöt olisivat mahdollisimman pieniä. Pitää huomioida kaikki mahdolliset kustannustekijät ja kuormitusten muutokset. (Elovaara & Haarla 2011, s. 73)
- Sähkönsiirron ja -jakelun on oltava luotettavaa. Verkossa esiintyvät viat pitäisi saada mahdollisimman nopeasti pois, jotta merkittäviä keskeytyksistä aiheutuvia häviökustannuksia ei tapahtuisi. Viimeaikaisten myrskyjen myötä luotettavuus on noussut merkittäväksi puheenaiheeksi. Luotettavuus ja taloudellisuus ovat kuitenkin ainakin osittain ristiriidassa keskenään. Liika sijoittaminen on kuitenkin epätaloudellista toimintaa. (Elovaara & Haarla 2011, s. 73)
- Sähköverkon komponenttien on oltava pitkäikäisiä. Jos komponentti on pitkäikäinen ja kestää hyvin siihen kohdistuvat rasitukset, niin todennäköisesti se on myös taloudellinen. (Elovaara & Haarla 2011, s. 73)
- Sähkönsiirto ja -jakelu eivät saa aiheuttaa vaaraa ihmisille eivätkä omaisuu-delle tai kohtuuttomasti häiritä ympäristöä. Suunnittelussa täytyy siis ottaa myös huomioon kuluttajien näkemys komponenttien sijoituspaikoista. Siksi taajama-alueilla käytetään enemmän ja enemmän maakaapelointia turvallisuuden ja maisemoinnin takia. Kaapelointi lisää sähkön toimitusvarmuutta, joka on tärkein kriteeri. (Elovaara & Haarla 2011, s. 73)

- Näiden yllämainittujen tavoitteiden lisäksi asiakkaille siirrettävän sähkön täytyy olla myös laadukasta. Osa kriteereistä liittyy laatustandardeihin ja kriteereihin, mutta osa liittyy sähkön teknisiin ominaisuuksiin, kuten jännitekuoppiin, yliaaltoihin sekä jännitteen ja taajuuden sallittuihin vaihteluihin. (Elovaara & Haarla 2011, s. 73)

Verkon suunnittelu voidaan jakaa kahteen osaan: lyhyen aikavälin ja pitkän aikavälin suunnitteluihin. Lyhyen aikavälin suunnittelussa tehdään esimerkiksi rakennusohjelma noin viiden vuoden ajanjaksolle. Rakennusohjelman pohjalta luodaan yksityiskohtaisemmat kohdesuunnitelmat sähköasemien, johtojen tai muiden komponenttien rakenteista ja varusteista. Pitkän tähtäimen suunnitelmien aikavälit ovat 5...15 vuotta. Ne käsittävät yleissuunnitelmat ja pääsuunnat. Näiden avulla luodaan tarkempia suunnitelmia vuositasoille, miten ne pystyttäisiin toteuttamaan taloudellisimmin. On olemassa myös ylipitkän aikavälin suunnitelmia. Ne ovat pituudeltaan 15...30 vuotta. Nämä ovat tarkoitettu pääasiallisesti 110 kV:n verkon ja sähköasemien varauksiin. (Elovaara & Haarla 2011, s. 73)

3.2 Suunnittelutyökalut

Verkkoyhtiön omaisuuden hallinnalle perustan luo erilaiset verkkotietojärjestelmät. Niitä voidaan pitää yhtenä keskeisistä järjestelmistä. Järjestelmät soveltuvat verkkoinformaation tallentamiseen, järjestämiseen ja hakemiseen. Sähkönjakeluyrityksissä järjestelmä on keskeinen tiedon lähde kaikelle sille, joita jakeluverkossa on ja se tarjoaa tehokkaat työkalut reaaliaikaiseen tiedon jakamiseen yrityksen sisällä. Se ei kuitenkaan rajoitu verkkotiedon dokumentointiin, vaan tarjoaa työkaluja mm. suunnitteluun, laskentaan, kunnossapitoon ja käyttöön. (Elovaara & Haarla 2011, s. 164; Tekla Solution sähköyhtiöille 2012)

Vakka-Suomen Voima Oy käyttää järjestelmänään kotimaisen Tekla Oyj:n luomaa Tekla NIS (Network Information System) verkkotietojärjestelmää. Se on monipuolinen ohjelmistokokonaisuus, joka mahdollistaa ohjelman monipuolisen käytön verkkoyhtiöiden tehtävissä. Pohjana on graafinen karttakuva, jonka päällä kuvataan sähkönjakeluverkko kaikkine komponentteineen. Se antaa realistisen ja havainnollisen

kuvan verkosta. Tekla NIS tukee EUREF koordinaatistoa, joten komponenttien paikat voidaan asettaa kartalle juuri siihen kohtaan, missä ne realistisesti ovat. (Elovaara & Haarla 2011, s. 164; Tekla NIS Basic 2012)

Tekla NIS sisältää pienempiä ohjelmakokonaisuuksia. Tekla Verkostolaskenta – sovelluksella suunnittelija pystyy laskemaan nykyisen, uuden suunnitteilla olevan sähköverkon teknisen mitoituksen ja näin varmistamaan, että verkon komponentit toteuttavat sähköjakelun vaatimukset. Tehojakolaskennalla voidaan tarkistaa kaapeleiden ja muiden komponenttien oikea mitoitus, Oikosulku- ja maasulkulaskennoilla suojalaitteiden riittävyys verkon maksimi- ja minimivirroilla ja luotettavuuslaskennoilla vertaillaan ideaalisen verkon vaihtoehtojen pitkäaikaiskustannuksia. Näitä tietoja hyödynnetään rakentamistöiden kustannuslaskelmissa ja töiden tilauksissa. (Elovaara & Haarla 2011, s. 164; Tekla Verkon suunnittelu ja rakentaminen 2012; Tekla Verkostolaskenta 2012)

Kunnossapitosovelluksella korjaus-, tarkastus- ja kunnossapitotyöt voidaan suunnitella ja aikatauluttaa perustuen budjettiin ja resursseihin. Kunnossapitotietoja on mahdollista tarkastella ja syöttää kentällä mobiililaitteiden avulla. Saatuja tietoja voidaan analysoida ja tehdä erilaisia raportteja investointeja varten. (Tekla Kunnossapito 2012)

3.2.1 TSA-analyysi

TSA-analyysillä (Theme And Statistical Analysis) sopii moniin eri käyttötarkoituksiin, kuten asiakaskyselyihin, verkon iän ja kunnan kartoittamiseen, keskeytyskriittisten kuluttajien analysointiin, vikojen tarkasteluun ja kunnossapidon analysointiin. TSA:ta voidaan käyttää siis hyvin monipuolisesti koko verkon tarkasteluun. Yleisimmin sovellusta käytetään asiakkaiden keskeytysten pituuksien ja määrien tarkasteluun tietyillä ajanjaksoilla.

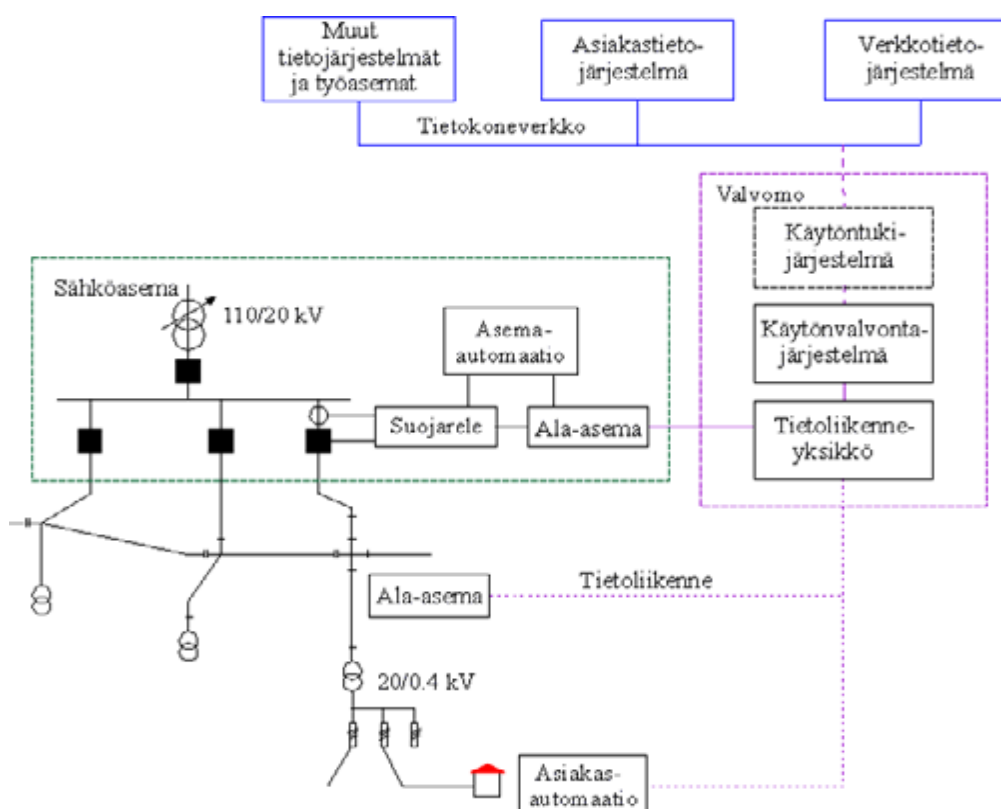
Esimerkiksi tässä opinnäytetyössä, joka keskittyy tavoiteverkkosuunnitteluun, käytetään hyväksi vikatietoja, johtojen sijoittumista kuormituksen suhteen ja alueellista rakennetietoa. TSA toimii myös hankesuunnittelun apuvälineenä. Kun linjoja uusi-

taan, analyysien avulla voidaan päätellä uusien linjojen optimaalinen sijainti. TSA-analyysi käyttää hyväkseen SQL-kyselyitä (Structured Query Language), joilla voi tehdä erilaisia hakuja eri tietokannoista.

3.3 Sähköverkon käytönvalvonta

Sähkönjakeluyhtiöiden toiminta ei rajoitu pelkästään suunnitteluun, vaan tärkein sähköyhtiön toiminta on oman sähköverkon käytönvalvonta. Sähköverkon käytönvalvonnan tavoite on ylläpitää luotettavaa sähköntoimitusta, turvallisuutta ja sitä, että verkon käyttö olisi mahdollisimman taloudellista. (Elovaara & Haarla 2011, s. 414)

Käytönvalvonnassa hyödynnetään erilaisia verkonhallintajärjestelmiä. Tärkeimmät valvomo-ohjelmistot ovat käytönvalvontajärjestelmä (SCADA) ja käytöntukijärjestelmä (DMS). Näiden avulla voidaan valvoa reaaliaikaisesti jakeluverkkoa ja tehdä tarvittavia kytkentöjä. (Tekla Solution sähköyhtiöiden käyttökeskuksille 2012)



Kuva 2. Sähköverkkoon liittyvää automaatiotekniikkaa, (Korppinen 1998)

Nykyään verkkoa voidaan valvoa entistä paremmin etäluettavien mittareiden ansiosta. AMR (Automatic Meter Reading) -teknologia mahdollistaa myös pienjännitepuolen valvonnan suur- ja keskijänniteverkkojen ohella. Kaukoluettavat mittarit antavat hälytyksiä mm. katkoista jakelussa, jännitetasoista, nollavioista. (Tekla Solution sähköyhtiöiden käyttökeskuksille 2012)

3.3.1 SCADA

Käytönvalvontajärjestelmä SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) on vakiintunutta tekniikkaa, joka sisältää sähköverkoissa katkaisijoiden ja erottimien kauko-ohjaukset, tapahtumatietojen hallinnan, verkon kytkentätilanteen hallinnan ja erilaisia mittauksia sähköaseman kiskostosta ja johtolähdöistä. Sähköverkon käytönvalvontajärjestelmän tehtävänä on muodostaa mahdollisimman reaaliaikainen yhteys sähköjakeluprosessin tärkeimpiin osiin, kuten sähköasemiin ja muihin kaukokäyttöisiin asemiin. Näiden tietojen perusteella voidaan valvomosta käsin valvoa ja ohjata sähköjakelua. Edellä mainitut vaatimukset asettavat järjestelmän toiminnalle erityisen luotettavuusvaatimuksen. Tästä johtuen SCADAn tietokonelaitteistot ovatkin kahdennettuja, joten aina toisen SCADA koneen vikaantuessa toinen varalla oleva kone ottaa järjestelmän haltuunsa, jolloin tieto järjestelmän tilasta säilyy jatkuvasti. Järjestelmän tulee toimia etenkin silloin, kun järjestelmä on poikkeustilassa, kuten sähkökatkossa, jotta tiedot kytkentätilanteesta säilytetään aina (Lakervi & Partanen 2012, s. 235-236).

Käytönvalvontajärjestelmä perustuu tietokantaan, jossa on tallennettu tiedot verkon rakenteesta, kuten sähköasemista ja niiden laitteistosta, sekä sähköjakelujärjestelmästä saaduista mittaus- ja tilatiedoista. Mittaustietoja ovat mm. kuormitus- ja vikavirtatiedot. Tilatietoja ovat mm. kytkinlaitteiden asentotiedot, joiden avulla voidaan ylläpitää tietoa jakeluverkon kytkentätilasta. Järjestelmään kytketyt kauko-ohjauksessa olevat sähköasemat, erotinasemat ja maastokatkaisijat päivittävät tilatietonsa automaattisesti SCADA:n omasta toiminnasta. Käsin ohjattavien kytkinlaitteiden tilatiedot on kerrottava järjestelmälle manuaalisesti. Käytönvalvontajärjestelmä toimii pääasiassa verkon kaukokäyttöisten komponenttien mittaus- ja kytkintietojen välittäjänä käytöntukijärjestelmälle. (Lakervi & Partanen 2012, s. 235-236)

3.3.2 Tekla DMS

Käytäntukijärjestelmä DMS (Distribution Management System) on älykäs päätöksenteon tukijärjestelmä, joka sisältää monipuolisia sovelluksia käyttötoiminnan tueksi. Sen suurin ero käytönvalvontajärjestelmän kanssa on käytöntukijärjestelmän ”älyssä”. SCADAn tehtävänä on lähinnä siirtää ja käsitellä tietoa kentältä valvomoon ilman analyysi- ja päättelyominaisuuksia, kun taas DMS:ssä on nämä ominaisuudet, kuten keskijänniteverkon oikosulkujen paikannuksen. Käytäntukijärjestelmä tarvitsee kuitenkin käytönvalvontajärjestelmän rinnalleen, jotta se pystyy ohjaamaan prosessin toimintaa ja samaan samalla tietoa prosessista. (Tekla DMS 2012)

Käytäntukijärjestelmän tarkoituksena on auttaa sähköyhtiön vastaavan käyttöhenkilöstön suorittamaa verkon hallinta- ja käyttötoimenpiteitä. Lisäksi käytönvalvontajärjestelmä tarjoaa sähköjakeluverkon suunnittelijoille useita sovelluksia verkon suunnitteluun. Käyttöliittymä käytöntukijärjestelmällä on graafinen sisältäen tiedot jakelualueen nykytilasta esitettynä maantieteellisellä kartalla. (Tekla DMS 2012)

Käytäntukijärjestelmä sisältää suuren joukon erilaisia sovelluksia, joista tärkeimpinä voidaan mainita vikapaikkojen paikannus ja kytkentätilan hallinta. Lisäksi käytöntukijärjestelmän avulla voidaan toteuttaa erilaisia mallinnus- ja laskentasovelluksia, kuten verkon sähköteknistä laskentaa sekä kuormitusten mallintamista, estimointia ja ennustamista. (Tekla DMS 2012)

Käytäntukijärjestelmä tarvitsee SCADA:sta saatavan tiedon lisäksi myös tietoja muista verkkoyhtiön järjestelmistä. Käytäntukijärjestelmä tarvitsee toimiakseen tietoa useista erilaisista tietojärjestelmistä kuten asiakastietojärjestelmästä (ATJ) ja verkkotietojärjestelmästä (VTJ). Näistä tietojärjestelmistä saatavien tietojen avulla sekä erilaisten mallinnus ja laskentamallien avulla käytöntukijärjestelmään voi kehittää toimintoja verkoston normaalitilan seurantaan, käytön suunnitteluun sekä häiriötilanteiden hallintaan. (Tekla DMS 2012)

Tekla DMS-sovelluksella voidaan hallita erilaisia jakelun häiriötilanteita, sekä suunnitella kytkentöjä ja keskeytyksiä kaikilla jännitetasoilla, niin simuloituna kuin reaaliaikaisesti. Laskennoilla voidaan paikantaa vikoja. Sovelluksella on myös helppo

luoda keskeytystietokantoja ja tarkkoja analyysejä vakiokorvausmenettelyihin ja keskeytystilastoihin. (Tekla DMS 2012)

3.4 Verkostosuunnittelun laskennat

Sähköverkon suunnittelu on haastava optimointitehtävä, jossa on huomioita, sekä taloudellinen puoli että tekniset tekijät. Suunnittelua helpottaa myös, että yleensä teknisesti hyvä ja toimiva verkko on myös taloudellinen. Jakeluverkkojen laskelmia helpottaa se, että virralla on vain yksi suunta säteittäisverkkojen takia. Suuren määrän vuoksi laskennat tehdään pääasiallisesti tietokoneella tietojärjestelmiä avuksi käyttäen. (Elovaara & Haarla 2011, s. 78; Lakervi & Partanen 2012, s. 262)

Tärkeimmät keskijänniteverkon suunnitteluehdot ovat jännitteenalenema, kuormitettavuus, oikosulkukestoisuus, oikosulku- ja maasulkusuojaus, tehonjako ja verkon luotettavuus. Lisävaatimuksena on myös, että sähköjakelua on pystyttävä jatkamaan verkon ”terveissä” osissa, missä tahansa yksittäisessä vikatilanteessa, muun muassa päämuuntajan vioittuessa. Tästä syystä sähköasemat täytyy olla korvattavissa muilla syötöillä. (Elovaara & Haarla 2011, s. 160-162)

3.4.1 Jännitteenalenema

Yksi tärkeimmistä keskijänniteverkon mitoitukseen vaikuttavista tekijöistä on jännitteenalenema. Sillä tarkoitetaan jännitehäviötä, joka syntyy keskijänniteverkon syöttömuuntajan ja sähkön kuluttajan välisen johtoreitin impedansseissa siirrettävällä teholla. Vaikka jännitteenalenema huonontaa sähkönkäyttäjän saaman sähkön laatua, kuitenkin keskijänniteverkolle sallitaan tietty jännitteenaleneman raja verkon mitoitusteholla.

Siirto- ja jakeluverkon jännitteenaleneman suuruuteen vaikuttavat tekijät ovat johdon kuormitus ja johtoreitin pituus. Jännitteensäätömahdollisuuksia jakeluverkossa on yleensä sähköasemien päämuuntajilla. Kantaverkon jännitevaihtelut eivät vaikuta keskijänniteverkkoon sähköasemilla olevien automaattisten käänkytkimien ansiosta.

Standardissa SFS-EN 50160 tarkastellaan jakelujännitteen ominaisuuksia. Standardissa määritellään, että normaaleissa käyttöolosuhteissa keskeytykset huomioimatta, jokaisen viikon aikana 95 % jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvosta tulee olla +/- 10 % nimellisjännitteestä. (SFS-EN 50160 2010)

Jännitehäviöistä johtuen sähkön siirtoon käytetyn johdon loppupään jännite U_2 on pienempi kuin alkupään jännite U_1 . Yhtälön 1 avulla jännitteiden U_1 ja U_2 erotuksesta saadaan laskettua jännitteenalenema Uh . (Lakervi & Partanen 2012, s. 38-39)

$$Uh = [U_1] - [U_2] = \sqrt{3} * I * (R * \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (1)$$

Yhtälössä 1 I on virta, $\cos \varphi$ on tehokerroin, R on resistanssi ja X on reaktanssi. Kun halutaan laskea jännitteenalenema prosentteina $Uh\%$, voidaan lasku suorittaa yhtälön 2 avulla. (Lakervi & Partanen 2012, s. 38-39)

$$Uh\% = 100 * \frac{p}{u^2} (R + X \tan \varphi) \quad (2)$$

Yhtälöt 1 ja 2 ovat likiarvokaavoja ja ne soveltuvat vain tavallisten kuormitustilanteiden laskentaan, joissa jännitteenalenema ja kuormitukset ovat kohtuullisia. Yhtälöitä ei siis voi käyttää vikatilanteiden käsittelyyn. Kuormitusten jatkuva vaihtelu vaikeuttaa jännitteenaleneman käyttöä verkostosuunnittelussa. Tämän ongelman ratkaisemiseksi suunnittelun avuksi on asetettu tietyt sallitut jännitteenalenemat verkon mitoitusohjeilla. (Lakervi & Partanen 2012, s. 38-39)

Suunnittelussa valitaan yleensä standardia tiukemmat rajat, jotta tulevaisuuden kuormitusmuutoksien vuoksi johdon jännitteenalenema ei heti ylittyisi.

3.4.2 Kuormitettavuus

Jakeluverkon komponenttien, kuten kaapeleiden ja muuntajien kuormitettavuus on yksi keskeisimpiä verkon kokonaiskapasiteettia määrääviä tekijöitä. Komponentteja lämmittää niiden läpi kulkeva virta. Myös ympäristötekijät ja asennustavat vaikuttavat lämpötilaan. Hetkellinen ylikuorma on sallittua, mutta se nopeuttaa komponent-

tien vanhenemista ja nopeuttaa eristysten hapertumista. Suunnittelussa pitää huomioida ennakkoon jo mahdolliset poikkeustilanteet, mutta komponenteille ei voida kuitenkaan laskea jatkuvaa ylikuormitusvaraa taloudellisista ja luotettavuus syistä. (Tekes 2002, s.15)

Ilmajohdot mitoitetaan suurimman sallitun käyttölämpötilan mukaan, jonka perusteella on määritelty johtojen sallitut kuormitusvirrat. Maakaapelien mitoitusta perustuu myös suurimpaan sallittuun kuormitusvirrasta aiheutuvaan käyttölämpötilaan, joka määräytyy johtimen eristyksen perusteella. Kaapeleiden lämpeneminen riippuu kuormitusvirran lisäksi myös asennuspaikasta ja kuormituksen vaihtelusta. Kaapelien maksimi kuormitusvirta on määritettävä reitin jäähdytysolosuhteiden kannalta huonoimman osuuden mukaan, jotta kaapeli kestäisi koko matkaltaan kuormituksen. Maakaapelin mitoituksessa tulee huomioida sen hitaampi jäähtyminen verratessa ilmajohtoon vikatilanteessa. (Verkostosuositus SA 5:94 2003)

3.4.3 Oikosulkukestoisuus

Kun keskijänniteverkkoa saneerataan, johdinten oikosulkukestoisuuteen pitää kiinnittää huomiota. Verkon alkupäätä vahvistettaessa, voi lähdön loppupäässä oleva johdin muuttua oikosulkuvirtoja kestävämmäksi. Verkon kolmivaiheinen oikosulkuvirta (I_{k3}) voidaan laskea kaavan kolme mukaan. (Lakervi & Partanen 2012, s. 30)

$$I_{k3} = \frac{U_v}{\sqrt{\left((R_{110} + R_m + R_j) + (X_{110} + X_m + X_j)\right)^2}} \quad (3)$$

U_v on vaihejännite

R_{110} ja X_{110} ovat 110 kV:n verkon oikosulkuresistanssi ja -reaktanssi 20 kV:n tasolla

R_m ja X_m ovat 110/20 kV:n päämuuntajan oikosulkuresistanssi ja -reaktanssi 20 kV:n tasolla

R_j ja X_j ovat sähköaseman ja vikapaikan välisen 20 kV:n johtojen resistanssi ja reaktanssi

Edelle esitetyllä oikosulkuvirran kaavalla määritellään johtimien oikosulkukestoisuus. Useimmiten tämä kaava lasketaan tietokoneella suunnitteluohjelmistoa apuna käyttäen monimutkaisuutensa takia. Saatuja tuloksia verrataan johtimien oikosulkukestoisuuksien arvoihin.

3.4.4 Tehonjako

Tehonjakolaskennassa selvitetään hetkellisten kuormitusten ja voimalaitosten ajotilanteen perusteella, miten sähkö kulkee verkossa. Tehonjako kertoo, paljonko johdoilla kulkee sähkötehoa ja kuinka paljon syntyy tehohäviöitä. Tehonjakolaskennan tulos on symmetrisen, pysyvän tilanteen ratkaisu. (Elovaara & Haarla 2011, s. 152–153)

Tehonjakolaskenta on eniten käytetty verkostolaskentamuoto. Sitä käytetään seuraavissa tehtävissä:

- verkon suunnittelussa
- verkon käytössä ja käytön suunnittelussa
- verkon suojauksen suunnittelussa
- häviöiden minimoinnissa
- verkon dynamiikan simuloinnissa.

Verkon suunnittelussa tehonjakolaskennalla selvitetään, onko rakentaminen kannattavaa tai pitääkö jokin johto rakentaa, vai olla rakentamatta. Tämä ei ole kuitenkaan ainut rakentamisen kriteeri. Myös mekaaninen kunto, verkon ikä ja toimitusvarmuus vaikuttavat rakentamiseen. Vaihtoehtojen välillä olevat kriteerit voivat olla esimerkiksi siirtokyvyn kasvaminen ja häviöiden pieneneminen. Verkon käytössä ja käytön suunnittelussa on mahdollista laskea tehonjakolaskennalla lähitulevaisuuden siirtoja ja jännitteitä sekä selvittää suunniteltujen keskeytysten vaikutuksia tehonjaolle. Käyttö on suunniteltava siten, etteivät johdot, muuntajat tai muut laitteet ylikuormitu ja että verkon jännitteet pysyvät sallittujen rajojen sisällä. Verkon suojauksen suunnittelussa tehonjakolaskennalla selvitetään, aiheuttavatko verkon kuormitusvirrat suojareleiden laukeamisia. Häviöiden minimoinnissa tehonjakolaskennalla selvitetään mi-

nimointiin sopivat asemajännitteiden arvot. Tehonjakolaskentaa tarvitaan myös verkon dynaamisten ilmiöiden simulointiin. Ennen kuin voidaan simuloida dynaamisia ilmiöitä, on selvitettävä alkutilanteen tehonjako. (Elovaara & Haarla 2011, s. 152–153)

3.5 Sähköverkon kunnossapitoprosessi

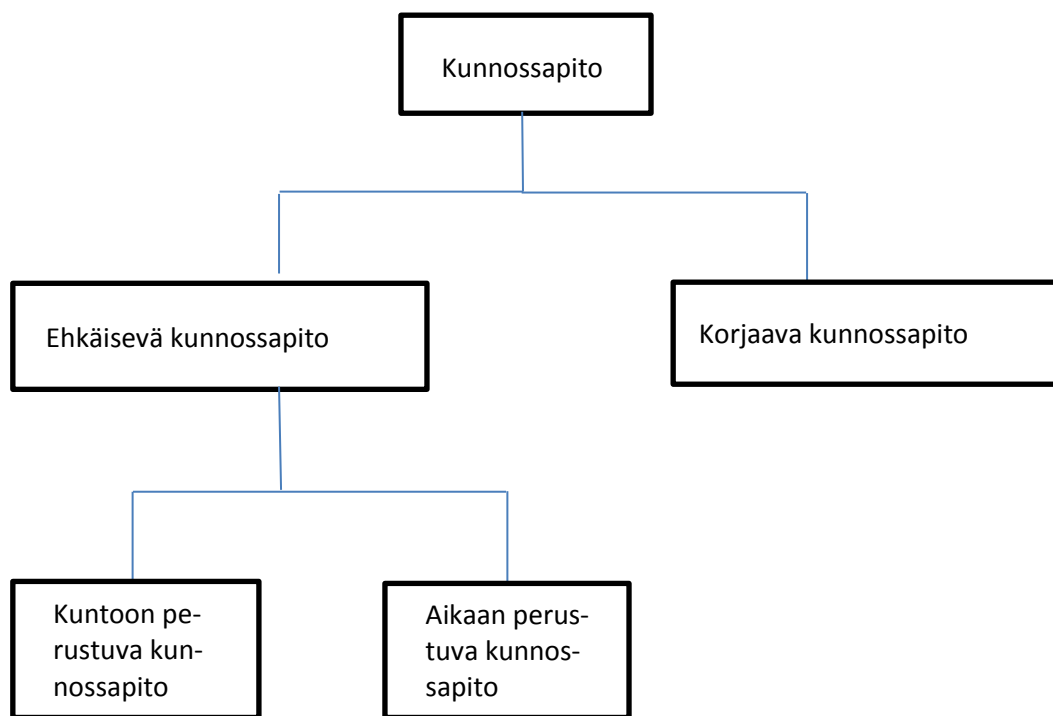
Kunnossapidon tavoitteena on ylläpitää sähköverkon komponenttien toimintakuntoa siten, että pitkällä aikavälillä verkoston kokonaiskustannukset minimoituvat. Kunnossapito voidaan jakaa korjaavaan ja ehkäisevään kunnossapitoon. Kunnossapito voi olla siis, että korjataan vikaantunutta verkkoa tai ennakoidaan tulevia huoltotarpeita. (Lakervi & Partanen 2012, s. 228-229)

Ehkäisevän kunnossapidon tavoitteena on vikaantumisen ehkäiseminen. Sen tavanomaisia toimia ovat:

- Verkoston komponenttien tarkastukset. Eli esimerkiksi sähköturvallisuussäännösten vaatimat avojohdoille joka viides vuosi tehtävät tarkastukset ovat ehkäisevää kunnossapitoa.
- Johtokatuja raivaus, muuntamoiden puhdistus jne. Johtokatuja raivauksilla ehkäistään esimerkiksi lumikuormasta johtuvien maasulkujen vaara avojohdoilla. Muuntamoiden puhdistus auttaa ehkäisemään läpilyöntien vaaraa.
- Verkostokomponenttien määräaikaishuollot ja parannukset. Esimerkiksi tiettyjen sähköasemalaitteiden huollot ovat määräaikaaisia.
- Erilaiset mittaukset. Määrävälein tehtävät maadoitusmittaukset ovat myös ehkäisevää kunnossapitoa.
- Myös pientyöt ovat osana kunnossapitoa (Lakervi & Partanen 2012, s. 228-229)

Kuva 3 esittää erilaisia kunnossapidon strategioita. Ehkäisevää kunnossapitoa voidaan tehdä aikavälein tai kuntoon perustuvasti. Esimerkiksi pylväiden kunnan perusteella voidaan ennakoita korjauksia. Nykyään kunnossapito toteutetaan pääosin kun-

totalan seurannalla. Verkon käyttöjärjestelmien hyvät kunnossapitotiedot ovat tässä tärkeässä asemassa. (Lakervi & Partanen 2012, s. 228)



Kuva 3. Kunnossapidon jaottelu. (Lakervi & Partanen 2012, s. 228)

Erilaiset lait vaativat, että jokaisella verkkoyhtiöllä täytyy olla oma kunnossapito-ohjelma tai -strategia. Hyvin ylläpidetty sähköverkko on turvallinen. Lait vaativat erilaisia määräaikaistarkastuksia. Sähköasemien laitteille tehdään tarkastuksia monta kertaa vuodessa. Esimerkiksi käämikytkimet testataan ja päämuuntajien öljyt testataan ja tutkitaan. (Lakervi & Partanen 2012, s. 229)

4 SÄHKÖVERKON SUOJAUKSET

Sähköverkon laitteiden suojaus on kokonaisuus, joka koostuu erilaisista komponenteista, kuten mittamuuntajista, suojareleista ja katkaisijoista. Standardi SFS 60050–448 määrittelee tarkkaan millainen suojausjärjestelmä on. Standardin mukaan suojausjärjestelmä sisältää suojauslaitteet, mittamuuntajat, johdotuksen laukaisupiirin, teholähteet sekä tiedonsiirtojärjestelmän ja jälleenkytkentäautomaatiikan, mutta sen piirin ei lasketa katkaisijoita. Sähköaseman sisäinen laitteiden välinen kommunikointi ja tiedonsiirto hoidetaan normaalisti johtimilla tai valokuidulla. Jossain tapauksissa myös eri asemien releet ovat yhdistetty toisiinsa tietoliikenneyhteydellä. Yhteistointi eri laitteiden välillä on välttämätöntä, jotta suojaus toimisi moitteettomasti ja vialliset johto-osuudet voitaisiin irrottaa verkosta. (Elovaara & Haarla 2011, s. 335)

Vikatilanne on yleensä niin nopea, että suojalaitteiden on toimittava automaattisesti ilman käyttökeskusten apua ja valvontaa. Jos häiriöt ovat lieviä, voidaan käyttää hälyttävää suojaustapaa. Tämä edellyttää kuitenkin sitä, että niistä ei aiheudu vaaratilanteita. (Elovaara & Haarla 2011, s. 343-344)

Suojauksen yleiset vaatimukset ovat:

- Sen on oltava nopea, jotta häiriön aiheuttamat vahingot jäävät mahdollisimman lieviksi.
- Sen on suojattava aukottomasti kaikkia verkon osia. Sen pitää siis toimia sähköasemilta johtolähtöjen hännille asti.
- Suojauksen on toimittava selektiivisesti niin, että häiriötilanteessa mahdollisimman pieni osa verkosta kytkeytyy pois. Eli lähinnä vikaa oleva suojalaite reagoi ensin.
- Siihen on voitava luottaa ja sen on oltava käyttövarma. Käytön täytyy olla myös yksinkertaista.
- Lisäksi sille on voitava suorittaa koestus käytön aikana. (Elovaara & Haarla 2011, s. 343-344)

Sähkönjakeluverkko jaetaan suoja-alueisiin. Suoja-alue on se järjestelmän osa, jossa vikatilanteessa kyseinen suoja toimii. Suojaukset reagoivat vain omilla suoja-

alueillaan. Suoja-alueita voivat olla esimerkiksi järjestelmän johdot ja muuntajat. Suojaustoimintojen luotettavuuden lisäämiseksi jokainen verkon osa kuuluu ainakin kahden itsenäisen releen suojausalueeseen. Kahdennus tehdään joko kahdella erillisellä pääsuojauksella tai siten, että varasuojana on toisen releen hidastettu porrass. Tässä kahdennuksessa käytetään syöttökatkaisijaa ja lähdön omaa suojausta. Suojausten tulee olla riittävän herkkiä, jotta ne pystyvät toimimaan myös silloin, kun vikavirrat ovat pienentyneet käyttötilanteesta johtuen. (Elovaara & Haarla 2011, s. 343-344)

Oiko- tai maasulun tapahtuessa on vikaantunut verkon osa erotettava muusta järjestelmästä, jotta se ei aiheuta vaaratilanteita eikä vikavirrat tuhoa verkon sähkölaitteita. Sähköturvallisuuslain toisen luvun viidennessä pykälässä määritellään, että ”sähkölaitteet ja -laitteistot on suunniteltava, rakennettava, valmistettava ja korjattava, ja niitä on huollettava käytettävä siten, että:

1. Niistä ei aiheudu hengelle, terveydelle tai omaisuudelle vaaraa.
 2. Niistä ei sähköisesti tai sähkömagneettisesti aiheudu suurempaa häiriötä.
 3. Niiden toiminta ei häiriidy helposti sähköisesti tai sähkömagneettisesti.
- (Elovaara & Haarla 2011, s 336)

Syyt, miksi verkon viallinen osa on erotettava muusta terveestä verkosta:

- Vikavirran lämpövaikutus voi olla vaarallinen ihmisille ja eläimille tai hajottaa laitteita ja aiheuttaa tulipaloja. Sisäkytkinlaitoksessa valokaaren paine- ja lämpövaikutus voi olla hengenvaarallista.
- Maasulussa maassa kulkeva vikavirta voi aiheuttaa vaaraa ihmisille ja muille eläville olennoille.
- Maasulun aikana sähköaseman potentiaali voi nousta vaaralliseksi voimakkaaksi.
- Oiko- ja maasulkujen aiheuttamat jännitekuopat leviävät verkossa laajalle alueelle. Tämä voi johtaa monien tehtaiden tuotantoprosessien keskeytymiseen ja irtoamiseen verkosta ja aiheuttaa lisäkustannuksia verkkoyhtiöille.

- Maasulkuvirta voi indusoida muihin virtapiireihin häiriöjännitteitä, kuten viestiverkkoihin. (Elovaara & Haarla 2011, s. 336-337)

4.1 Suojareleiden toimintaperiaate

Suojareleet havahtuvat, toimivat ja palautuvat tarkkailemiensa asettelualueiden muutoksien perusteella. Rele toimii normaaliasennossa niin kauan kuin sen tarkkaileman suuren arvo ei ylitä asetteluarvoa. Kun releen tarkkailema suure saavuttaa asetellun toiminta-arvonsa, rele havahtuu. Jos rele on havahtuneena riittävän kauan, se antaa laukaisukäskyn katkaisijalle, lähettää hälytyksen käytönvalvontajärjestelmään tai tekee molemmat. Jos suure poistuu toiminta-alueelta havahtumisaikana tai suojaus toimittua, rele palautuu jälleen normaalitilaan. Releen toiminta-ajaksi kutsutaan vian alkuhetkestä laukaisuun tai hälytykseen kuluva aikaa, jota voidaan pidentää muuttamalla releen asetteluja. Palautumisaika on se ajanjakso, mikä tarvitaan mittausalueen pienenemisestä alle asetteluarvon releen palautumiseen normaalitilaan saakka. Vian erotusaika on aikaväli vian alkuhetken ja vikapaikan verkosta erottamisen välillä. (Elovaara & Haarla 2011, s. 344)

4.2 Oikosulkusuojaus

Oikosulkusuojaus tärkeimpinä tavoitteina on suojella verkon osia suuren vikavirran aiheuttamilta komponenttivaurioilta, vähentää asiakkaiden kokemien sähkökatkojen lukumäärää ja taata turvallisuus verkon käyttäjille ja muille verkon normaali- sekä vikatilanteissa. Oikosulkusuojausta suunniteltaessa täytyy tuntea oikosulkuvirrat eri tilanteissa ja eri osissa verkkoa. Suojausta suunniteltaessa releasettelut pyritään tekemään mahdollisimman kattaviksi, jotta suurin osa kytkentätilanteista voidaan toteuttaa ilman releiden uudelleenasetteluja. Suojauksessa on tärkeää, että viat hoidetaan pois selektiivisesti. (Lakervi & Partanen 2012, s. 176)

Suomessa verkon suojaukseen eli vioittuneen johtimen irrottamiseen verkosta käytetään sähköasemille asennettuja vakioaikaylivirtareleitä, differentiaalireleitä tai distanssireleitä, jotka toimivat myös ylivirtasuojina. Ylivirtarele ei havaitse vikavirran suuntaa, joten se ei ole paras mahdollinen suoja silmukoidussa verkossa, jossa vika-

virta voi tulla monesta eri suunnasta. Distanssirele on sopivin vaihtoehto silmukoi-
tuun verkkoon. Jakeluverkkoa käytetään kuitenkin normaalisti säteittäisenä.
(Elovaara & Haarla 2011, s. 340; Lakervi & Partanen 2012, s. 176)

Hetkellislaukaisu mahdollistaa ylivirtasuojauksen, jonka releet laukeavat suurilla vir-
roilla. Ylikuormitus on suurempi ongelma kaapeliverkossa kuin avolinjoissa huonon
jäähdytyksen takia, joten kaapeliverkoissa hetkellislaukaisun tulee toimia heti
kuormitusvirran ylittyessä. Hetkellislaukaisulla voidaan varmistaa, että sähköasemi-
en lähellä olevien johto-osien oikosulkuvirrat laukeaa irti ja samalla saadaan jännite-
kuoppien kestoajat lyhyiksi. Pääkatkaisijan hetkellislaukaisua käytetään myös sähkö-
asemien kiskostoissa ilmenevien kiskosto-oikosulkujen poistamiseen. Pääkatkaisija
laukaisee myös johtolähdöillä tapahtuvat oikosulut, ellei lähdön oma katkaisija kat-
kaise sitä ensin. (Lakervi & Partanen 2012, s. 176-177)

Oikosulkusuojauksen mitoituksessa pitää ottaa huomioon seuraavat asiat:

- Suurin mahdollinen kuormitusvirta. Suojalaite ei saa toimia tällä tai suurem-
malla virralla
- Pienin mahdollinen oikosulkuvirta. Suojalaitteen tulee toimia vähintään tällä
virralla
- Johtimien terminen kestoisuus: ekvivalenttinen suurin oikosulkuvirta ei saa
ylittää suurinta sallittua 1 sekunnin oikosulkuvirtaa. (Lakervi & Partanen
2012, s. 180-181)

4.2.1 Suojauksen parametrit

Oikosulkusuojauksen arvot voidaan laskea, kun tunnetaan kuormitusvirta, oikosul-
kuvirrat ja käytettyjen johtimien arvot. Kolmivaiheinen oikosulku lasketaan kaavan
kolme avulla. Kaava on esitetty jo aikaisemmin kappaleessa 3.4.3. Kaksivaiheinen
oikosulkuvirta (I_{k2}) saadaan kertomalla suoraan kolmivaiheisesta oikosulkuvirrasta
kaavan 4 mukaan (I_{k3}). (Lakervi & Partanen 2012, s. 180-181)

$$I_{k2} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{k3} \quad (4)$$

Oikosulun poiskytkentäaika on yleensä määritelty lyhyemmäksi kuin sekunti. Johtimien oikosulkukestoisuudet ilmoitetaan kuitenkin aina sekunnin oikosulkuvirralla. Uusi oikosulkukestoisuus voidaan laskea kaavan viisi avulla, kun tunnetaan johtimelle annettu yhden sekunnin oikosulkuvirran arvo (I_k) ja oikosulkuvirran kesto aika sekunteina (t) eli releelle asetettu vian poiskytkentäaika. (Lakervi & Partanen 2012, s. 180-181)

$$I_{kt} = \frac{I_k}{\sqrt{t}} \quad (5)$$

Kaavalla kolme lasketun kolmivaiheisen oikosulkuvirran tulee olla pienempi kuin johtimelle kaavalla viisi laskettu oikosulkukestoisuuden virta-arvo. Tämä arvo lasketaan johdinkohtaisesti. Sen laskenta suoritetaan yleensä koneellisesti verkkotietojärjestelmän avulla. (Lakervi & Partanen 2012, s. 180-181)

4.2.2 Jälleenkytkennät

Sähkönjakeluverkon suojauksessa käytetään jälleenkytkentöjä vikojen selvittämiseen. Jälleenkytkennät voidaan jaotella pika- ja aikajälleenkytkentöihin. Ne eroavat toisistaan siinä, että miten kauan verkkoa pidetään jännitteettömänä. Arviolta 70-90 % vioista saadaan selvitettyä käyttäen erityisesti pikajälleenkytkentää. (Kumpulainen & Ristolainen 2006)

Automaattisia jälleenkytkentöjä tehdään yleensä vain avojohtovikojen jälkeen, sillä kaapeleilla jäähtyminen kestää kauemmin, jolloin ne voivat kuumentua liikaa. Oikosulkuvirta voi olla jopa satakertainen kuormitusvirtaan verrattuna. Releen laukaisussa jonkun muun komponentin kuin avojohdon, kuten maakaapelin, katkaisijat eivät ohjaudu automaattisesti kiinni. Suurin osa avojohtojen vioista on salaman aiheuttamia ohimeneviä valokaarivikoja, joten automaattisella jälleenkytkennällä voidaan nopeuttaa käytön palautusta. Ensimmäiseksi yritetään pikajälleenkytkentää. Aikajälleenkytkentä tehdään, jos pikajälleenkytkennällä ei vika häviä tai jos rele on lauennut hidastetulla laukaisulla. Ennen pikajälleenkytkentää tarvitaan lyhyt jännitteetön aika, koska heti valokaaren aiheuttaman ionisoituneen ilman jännitelujuus ei ole riittävän

suuri. Jos vika ei edes aikajälleenkytkennän jälkeen häviä, lähetetään viankorjauspartio oletettuun vikapaikkaan. (Elovaara & Haarla 2011, s. 371 - 372)

Pikajälleenkytkentä tapahtuu, kun aukeamisesta on kulunut 0,3 - 0,7 sekuntia. Jos vika poistuu, pysyy katkaisija kiinni. Toisessa tapauksessa, jossa vika ei poistu verkosta suoritetaan aikajälleenkytkentä. Aikajälleenkytkentä suoritetaan asetteluarvoista riippuen 30 - 120 sekunnin kuluttua. Vakka-Suomen Voima käyttää yleisesti 120 sekuntia. (Elovaara & Haarla 2011, s. 372)

Oikosulkukestoisuutta tarkasteltaessa on otettava huomioon myös mahdollisen jälleenkytkentöjen vaikutus. Johtimia lämmittävä aika on pikajälleenkytkennän edeltävän ja sen jälkeisen oikosulkujen kestoajojen summa. Aikajälleenkytkennän jännitteettömänä aikana tapahtuva jäähtyminen otetaan huomioon (t_4). Myös releen toiminta-aika, sekä valokaaren sammumiseen tarvittava aika huomioidaan laskennassa lisäämällä asetusajaksi 0,1 sekuntia. Vaikutusajan voi laskea kaavalla 6. (Lakervi & Partanen 2012, s. 177)

$$t = (t_1 + t_2) * e^{-\frac{t_3}{\tau}} + t_4 \quad (6)$$

t on oikosulkuvirran ekvivalenttinen vaikutusaika,

t_1 on PJK:ta edeltävän oikosulkuvirran kestoaja

t_2 on PJK:n jälkeisen oikosulkuvirran kestoaja

t_3 on AJK:ta edeltävä jännitteetön aika

t_4 on AJK:n jälkeisen oikosulkuvirran kestoaja

τ on johdon lämpenemän aikavakio.

4.3 Maasulkusuojaus

Maasulkusuojauksen keskeinen tehtävä on rajoittaa vikapaikassa esiintyviä askel- ja kosketusjännitteitä. Maasulkusuojauksen asetteluita määritettäessä täytyy noudattaa SFS6001 standardia, joka määrittelee mm. pisimmän laukaisuajan, kun vikapaikassa oleva maadoitusjännite tiedetään. (Elovaara & Haarla 2011, s. 340)

Suomen keskijänniteverkoissa huonoista maadoitusolosuhteista johtuen käytetään joko maasta erotettua tai sammutettua maadoitustapaa. Tällöin aiheutuvat maadoitusjännitteet on mahdollista saada turvalliselle tasolle. Noin 80 % Suomen keskijänniteverkoista on maasta erotettuja. (Elovaara & Haarla 2011, s. 340)

Maasulku syntyy, kun eritysvian tai muun vian takia johdin joutuu kosketukseen maan kanssa tai laitteiston kanssa, joka on yhteydessä maahan. Ilmajohdoilla maasulku aiheutuu useimmiten, kun johtokadun reunalla oleva puu koskettaa johdinta tai johtimien päälle kaatuu puu. Myös salaman iskut aiheuttavat maasulkuja. Kaapeliverkossa maasulku aiheutuu yleensä maankaivuun yhteydessä, kun kaapelin eristys vaurioituu ja joutuu näin kosketukseen maan kanssa. Maasulkuvirtaa pystytään pienentämään lähinnä kompensoinnin avulla tai muuttamalla lähtöjen johtopituuksia. (Elovaara & Haarla 2011, s. 340)

Maasulkuvirta lasketaan asemakohtaisesti, sillä myös muut aseman lähdöt syöttävät vikatilanteessa maasulkuvirtaa vikaantuneeseen johtoon.

Vastukseton maasulkuvirta voidaan laskea, kun tunnetaan verkon vaihejännite (U_v), maakapasitanssit (C_0) ja vaihtosähkön taajuus (f). (Lakervi & Partanen 2012, s 182-184)

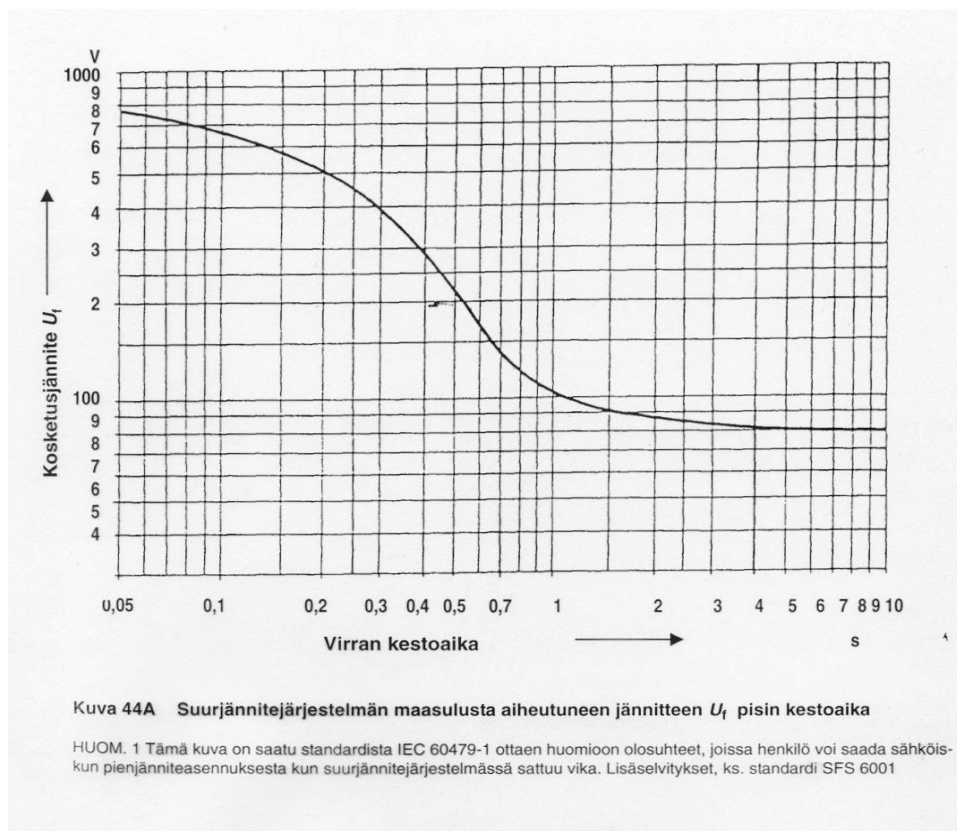
$$I_{fm} = 3 * (2\pi f) * C_0 * U_v \quad (7)$$

Verkossa taajuus ja jännite ovat suurin piirtein vakioita, joten ainoa muuttuja on kapasitanssi (C_0). Tämä kapasitanssi vaihtelee johdintyyppistä riippuen hyvinkin paljon. Maakaapeleilla maakapasitanssin arvo on huomattavasti korkeampi. (Lakervi & Partanen 2012, s 182-184)

Maasulkuvirta aiheuttaa vikapaikassa ns. maadoitusjännitteen, josta syntyy ihmisille ja muille elollisille kosketeltavissa oleva jännite, kosketusjännite. Jännitteen arvo määräytyy laukaisuaajan ja maadoitusten asennustavan mukaan tulevan kertoimen (k) avulla. Esimerkkinä normaalisti käytetyn 0,5 sekunnin laukaisuajalla kosketusjännite (U_{TP}) voi olla 215 V, (Kuva 4). Jos muuntamalla on maadoitukset tehty standardien mukaisesti yhdistämällä pienjännite- ja keskijännitemaadoitukset, kerroin (k) saa ar-

von 2 ja jännite voidaan kaksinkertaistaa eli $U_m = 430 \text{ V}$. (Potentiaaliohjausrenkaan kanssa (k) = 4.) Kun oletetaan vielä, että maasulkuvirta (I_{fm}) on 50 A, niin voidaan laskea maadoitusresistanssin arvo R_m kaavan 8 avulla. (Lakervi & Partanen 2012, s. 188)

$$R_m = \frac{U_m}{I_{fm}} = \frac{430 \text{ V}}{50 \text{ A}} = 8,6 \Omega \quad (8)$$



Kuva 4. Kosketusjännitteet virran kestoajan funktiona

Maasulkureleet sijaitsevat normaalisti sähköasemilla lähtöjen alkupäässä. Maasulkusuojaus perustuu maasulunvikojen aiheuttamiin vaihevirtojen epäsymmetrioihin ja tähtipistejännitteiden kohoamisiin. Virtaepäsymmetriaa havainnollistava nollavirta saadaan johtolähdön vaihevirtojen osoitinsummasta. Tämä saadaan kaikkien kolmen vaiheen virtamuuntajien summakytkennällä tai kaapelivirtamuuntajan avulla. (Lakervi & Partanen 2012, s. 190-191)

Maasulkusuojana voidaan käyttää ylivirtareleitä, jotka mittaavat nollavirtaa eli vaiheiden summavirtaa ($3I_0$). Nollavirtareleen toiminta perustuu pelkästään virran suu-

ruuden mittaamiseen, joten se ei ole suuntaherkkä. Tästä syystä se laukaisee suojattavassa kohteessa olevat viat ja muut kohteet, joissa vikavirta ylittää asetteluarvot. Suomessa sähköverkon maasulkusuojaus toteutetaan kuitenkin yleensä maasulun suuntareleillä. (Elovaara & Haarla 2011, s. 340-341)

4.3.1 Kompensointi

Maasulut ovat keskijänniteverkossa avojohtoverkkojen yleisin vikaryhmä, joista noin 90% on ohimeneviä vikoja ja niihin liittyy valokaari. Tällaiset viat selvitetään yleensä jälleenkytkentöjen avulla. Kompensoidussa verkossa valokaari sammuu itsestään ilman jälleenkytkentöjä ja näin ollen myös sähkön laatu paranee huomattavasti. Jälleenkytkentöjen väheneminen vähentää myös katkaisijoiden raskautta. (Maviko Oy 2008)

Kompensoidun verkon myötä vikapaikkaan menevä maasulkuvirta pienenee murtoosaan maasta erotettuun verkkoon nähden. Vikavirran pieneminen parantaa henkilöturvallisuutta, sekä mahdollistaa säästöjä maadoituskustannuksissa verkkoyhtiöille. Maasulun takia aiheutuvat häiriöt muille laitteille vähenevät. (Maviko Oy 2008)

Maasulkuvirran kompensoinnin ensisijainen tarkoitus on maasulkuvirran pienentäminen sellaiselle tasolle, että suositeltavat maadoitusjännitearvot eivät ylity. Kaapelit lisäävät maasulkuvirtaa huomattavasti voimakkaammin kuin ilmajohdot. Keskijänniteverkossa avojohto kehittää maasulkuvirtaa noin 0,07 A/km, kun vastaavasti kaapelit kehittävät poikki-pinnasta ja rakenteestaan riippuen 3...5 A/km. Kompensointi alentaa maasulkujen aiheuttamien pikajälleenkytkentöjen lukumäärää jopa 70-90 %. Maasulkujen aiheuttamat johtimien vauriot vähenevät myös huomattavasti. (Kaarlela 2002)

Maasta erotetussa verkossa maasulkuvirta on käytännössä puhdasta loisvirtaa, jota voidaan kompensoida kytkemällä verkon nolllapisteen ja maan väliin yksi tai useampia vastus tai kuristin. Jos kuristin mitoitetaan maakapasitanssien suuruiseksi, maasulkuvirta kumoutuu ja maasulku sammuu itsestään. Tätä verkkoa sanotaan sammutetuksi verkoksi. (Elovaara & Haarla 2011, s. 210)

Kun käytetään yhtä kompensointikuristinta, kuristin sijoitetaan apulaitteineen yleensä sähköasemalle, jolloin puhutaan niin sanotusta keskitetystä kompensoinnista. Kelan tähtipistehaaran induktanssin täytyy olla säädettävissä, koska verkon pituus saattaa vaihdella eri kytkentätilanteissa. (Elovaara & Haarla 2011, s. 210)

Hajautetussa kompensoinnissa kuristimet sijoitetaan eri puolille verkkoa pienitehoisina kiinteinä yksiköinä. Kun jokaiselle johtolähdölle sijoitetaan korkeintaan kyseisen lähdön synnyttämää maasulkuvirtaa vastaava induktanssi, katkaisija hoitaa kompensoinnin säädön riittävällä tarkkuudella automaattisesti. Kun johto kytketään irti, myös virran kompensointi sammuu. (Kaarlela 2002)

Hajautettua kompensointia voidaan käyttää verkoissa, joissa maasulkuvirtaa tarvitsee kompensoida kymmenestä ampeerista kolmeenkymmeneen viiteen ampeeriin. Edellytyksenä on kuitenkin, että verkon johtopituus on jakautunut eri lähdöille niin, että kuristimille löytyy tarkoituksen mukaiset sijoituspaikat. Kun kompensoitava maasulkuvirta ylittää äskeisen 35 A arvon, kannattaa hankkia keskitetty kompensointi. (Kaarlela 2002)

5 KÄYTTÖVARMUUS

Sähkötoimituksen luotettavuus on nykypäivänä tärkeä osa yhteiskuntaa. Sähkötoimituksen jatkuvuutta voidaan seurata laskemalla yhteen keskeytysten lukumäärä ja keskeytysten pituus. Standardin SFS-EN 50160 mukaan toimituskeskeytys on tilanne, jossa jännite on alle 1 % nimellisjännitteestä. (Elovaara & Haarla 2011, s. 422)

Keskeytykset voidaan luokitella seuraavasti:

- Suunnitellut keskeytykset, joista sähkökäyttäjille ilmoitetaan etukäteen, ja jotka johtuvat jakeluverkossa tehtävistä töistä, tai
- häiriökeskeytykset, jotka aiheutuvat pysyvistä tai ohimenevistä vioista, ja jotka enimmäkseen liittyvät ulkopuolisiin tapahtumiin, laitevikoihin tai häiriöihin. (Lappeenrannan teknillinen yliopisto 2010)

Häiriökeskeytykset ovat ei-ennustettavia, satunnaisia vioista johtuvia, jotka voidaan luokitella seuraavasti:

- Pitkät keskeytykset: Pitkällä vikakeskeytyksellä tarkoitetaan pysyvää yli 3 minuutin kestävästä vikakeskeytyksestä.
- Lyhyet keskeytykset: Lyhyellä keskeytyksellä tarkoitetaan ohimenevää alle 3 minuutin vikakeskeytyksestä. Lyhyistä keskeytyksistä noin 70 % menee ohi alle sekunnissa.
- Jännitekuopat: Jännitekuopissa syöttöjännite on 1-90 % nimellisestä jännitteestä. Jännitekuopat kestävät yleensä lyhyen aikaa. (Lappeenrannan teknillinen yliopisto 2010)

Noin 90 % verkkoyhtiöiden asiakkaiden kokemista keskeytyksistä aiheutuu keskijänniteverkon puolella. Loput keskeytyksistä aiheutuu pääosin pienjänniteverkon vioista. Keskijännitteisen avojohtoverkon vioista suurin osa, noin 90 %, on lyhytkestoisia ohimeneviä vikoja, joiden selvittämiseen käytetään suojalaitteiden pika- ja aikajälleenkytkentöjä. Pikajälleenkytkennät (PJK) hoitavat keskimäärin noin 75 % vioista. Osa niistä vioista, jotka eivät häviä pikajälleenkytkentöjen avulla, häviävät aikajälleenkytkennällä (AJK).

Aikajälleenkytkentä selvittää noin 15 % vioista. Normaalisti pysyviä on vain alle 10 % vioista. (Tainio 2006)

5.1 Keskeytyksestä aiheutunut haitta

Verkkoyhtiölle aiheutuu viasta kustannuksia, jotka koostuvat asiakkaille aiheutuneen haitan hinnasta, toimittamatta jääneestä sähköstä (TJS) sekä tapauskohtaisesti vian korjauksista. Kuitenkin yleensä käytetään keskeytyksestä aiheutuneesta rahallista haitasta KAH-arvoja, jotka kuvaavat asiakkaalle aiheutuneen haitan suuruutta. Asiakkaalle keskeytyksestä aiheutuva kustannus on reilusti suurempi kuin toimittamattoman energian hinta. Suomessa on tehty laajoja tutkimuksia ja kyselyitä KAH-arvojen selvittämiseksi. Viimeisin tutkimus valmistui vuonna 2009. Keskeytyskustannuksia laskettaessa otetaan huomioon sekä suunnitellut että suunnittelemattomat keskeytykset ja jälleenkytkennät (Elovaara & Haarla 2011, s. 428)

Häiriökeskeytyksistä aiheutuvat kustannukset riippuvat kuitenkin hyvin paljon asiakkaasta. Kotitalouksille häiriökeskeytysten kustannukset rajoittuvat normaalisti pakastimien ja jääkaappien sulamisiin sekä mahdollisiin mukavuuden menettämisiin. Teollisuusasiakkaille keskeytykset tuottavat helposti tuotannon menetyksiä, linjaston korjauksia ja niin edelleen. (Lakervi & Partanen 2012, s. 81)

Taulukossa 1 esitetään teknillisen korkeakoulun tutkimuksen tuloksena saadut KAH-arvot eri aloille.

Taulukko 1. KAH-arvot (Lakervi & Partanen 2012, s. 81)

	Vikakeskeytyks		Työkeskeytyks		PJK	AJK
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh
Kotitalous	0,36	4,29	0,19	2,21	0,11	0,48
Maatalous	0,45	9,38	0,23	4,8	0,2	0,62
Teollisuus	3,52	24,45	1,38	11,47	2,19	2,87
Julkinen	1,89	15,08	1,33	7,35	1,49	2,34
Palvelu	2,65	29,98	0,22	22,82	1,31	2,44
Painotettu keskiarvo	1,1	11	0,5	6,8	0,55	1,1

5.2 Vakiokorvaukset

Sähkömarkkinalain luvussa 6 a pykälässä 27 f § vakiokorvaus liitetään sellaisiin verkkopalveluiden keskeytymisiin, joissa jakeluverkonhaltija tai vähittäismyyjä ei pysty osoittamaan, että verkkopalvelun keskeytyminen johtuu hänen vaikutusmahdollisuksiensa ulkopuolella tapahtuneesta viasta. Vakiokorvausten osuus määräytyy keskeytysajan ja asiakkaan vuosittaisen sähkönsiirtomaksun mukaan prosentteina seuraavien lukujen mukaisesti:

- 10 %, kun keskeytys on kestoaltaan vähintään 12 tuntia, mutta lyhyempi kuin 24 tuntia;
- 25 %, kun keskeytys on kestoaltaan vähintään 24, mutta lyhyempi kuin 72 tuntia;
- 50 %, kun keskeytys on kestoaltaan vähintään 72, mutta lyhyempi kuin 120 tuntia; sekä
- 100 %, kun keskeytys on kestoaltaan vähintään 120 tuntia. (Energiateollisuus 2012)

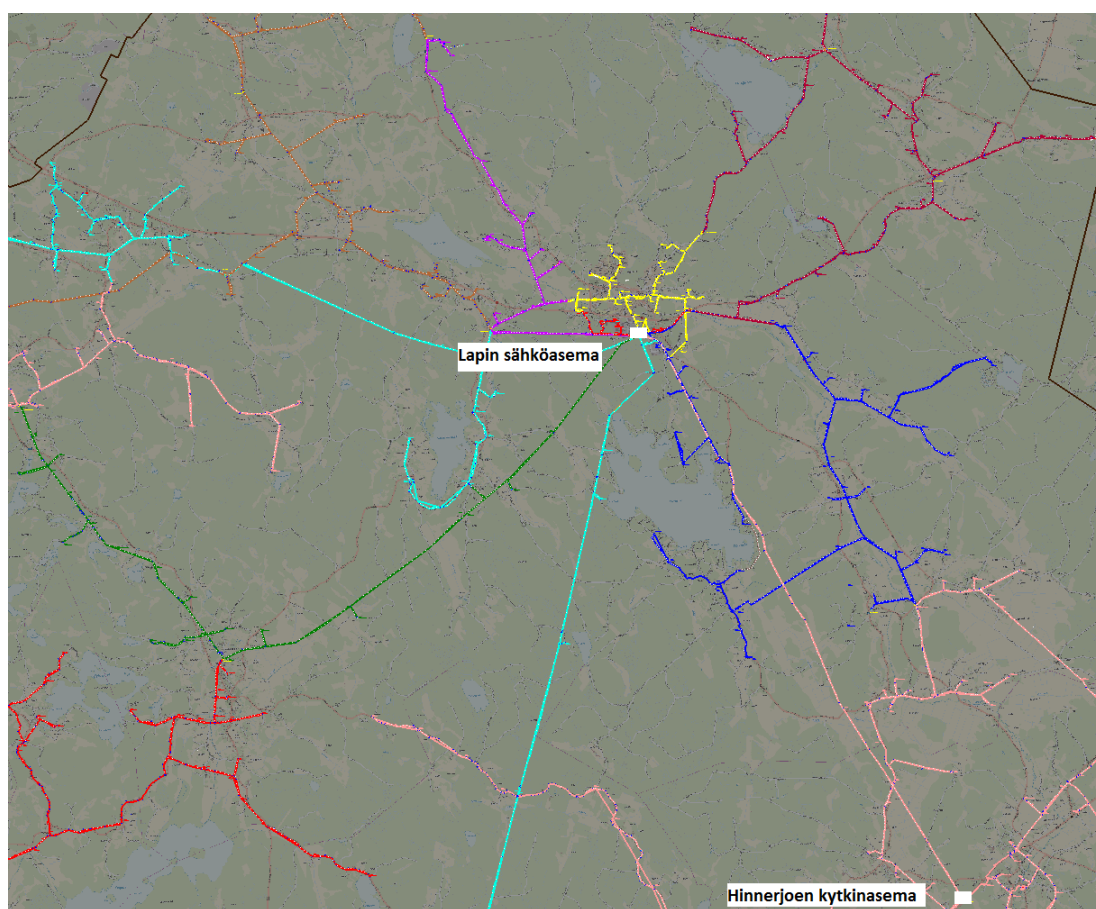
Vakiokorvauksen enimmäismäärä on kuitenkin 700 euroa. Vakiokorvaus ei korvaa sähkömarkkinalaissa määriteltyä virheestä johtuvassa keskeytyksessä annettavaa hinnanalennusta. Sähköntoimituksen virheen johdosta käyttäjällä on oikeus virhettä vastaavaan hinnanalennukseen. Jos virhe perustuu sähköntoimituksen keskeytymiseen ja on keskeytyspituudeltaan alle 12 tuntia, hinnanalennuksen määrä on vähintään neljä prosenttia asiakkaan kyseisen sähkönkäyttöpaikan arvioidusta vuosittaisesta sähkönsiirtomaksusta. (Energiateollisuus 2012)

Vakka-Suomen Voima maksaa Energiemarkkinaviraston säätämiä vakiokorvauksia määräysten mukaisesti pitkistä keskeytyksistä.

6 LAPIN SÄHKÖNJAKELUALUEEN NYKYTILA

6.1 Lapin sähköaseman nykytila

Sähköasema sijaitsee Rauman kaupungin länsiosassa Lapin alueella keskustan tuntumassa Yrittäjäntiellä. Sähköasema on otettu käyttöön jo vuonna 1978. Se on kolmanneksi vanhin Vakka-Suomen Voiman omistamista sähköasemista. Kuvassa 5 on Lapin sähkönjakelualan johtolähdöt ja Lapin sähköasema ja Hinnerjoen kytkinasema.



Kuva 5. Lapin sähköaseman johtolähdöt

Yleistiedot

Johtolähtöjä on yhteensä 9 kappaletta ja viisi tyhjää kennoa. Johtolähdöt ovat suurin piirtein kokonaan kaapeloimatta, joten kehityssuunnitelma on tarpeen, jotta työ- ja elinkeinoministeriön määräämät keskeytysajat, 6 tuntia taajama-alueilla ja haja-

asutusalueilla 24 tai 36 tuntia, saadaan toteutetuksi ajallaan. Johtolähdöissä on noin 3 kilometriä kaapeliverkkoa ja 172 kilometriä ilmajohtoa. Kaapelointiaste on noin 2 %. Pääosin johtolähtöjen syöttöalueet ovat haja-asutusta.

Lapin sähköaseman 16 MVA päämuuntaja on valmistettu vuonna 1978 ja huollettu 2008. Kaksoiskiskojärjestelmän nimellisvirta on 800 A ja yhden sekunnin terminen kestovirta on 20 kA. Verkko on maasta erotettu, mutta kaapelointisuunnitelma tuo maasulkuvirran kompensoinnin hankinnan ajankohtaiseksi. Kuvassa 6 on Lapin sähköaseman yleiskuva ja päämuuntaja.



Kuva 6. Lapin aseman yleiskuva ja päämuuntaja

Suojalaitteet

20 kV:n katkaisijat ja suojareleet ovat vuonna 1975 valmistettuja. Releet ovat tyypiltään Strömberg SPAA 3A5 J40 ja ne on koestettu vuonna 2012. Releet ovat tyypiltään elektronisia, kahdella laukaisuportaalla toimivia ja niissä on kiinteät laukaisuajat. Keskijänniteverkon vähäöljykatkaisijat ovat tyypiltään OSAM 24 A2. Katkaisijoille on tehty perusteellinen huolto vuonna 2009. 110 kV:n katkaisijan tyyppi on HPF 311 L.

Sähköaseman nykytilan sähköiset arvot

Taulukosta 2 nähdään, että päämuuntaja ei ole nykyisessä kytkentätilanteessa kovin suuressa kuormituksessa, mikä sallii myös muiden asemien korvaamisen. Yhteenlaskettu maasulkuvirta suorassa maasulussa on 35 A ja 500 Ω vikavastuksella 20 A.

Taulukko 2. Sähköaseman sähköiset tiedot

S_n [MVA]	16
$P_{laskettu}$ [MW]	9,3
Kuormitusaste [%]	61
I_{max} [A]	276
I_E [A], $R_F = 0 \Omega$	35
I_E [A], $R_F = 500 \Omega$	20

6.2 Sähköaseman nykyinen kytkentätilanne

Lapin sähköasema syöttää 9 eri lähtöä. Suurin osa lähdöistä on maaseutulähtöjä. Lähtöjen yhteenlaskettu pituus on noin 175 kilometriä, joista 22 kilometriä on taajama-verkkoa ja loput maaseutuverkkoa.

Taulukko 3. Aseman nykytilan johtolähtöjen suuruudet ja kaapelointiaste

Lähtö	Kuluttajat (kpl)	Avo (km)	Maakaapeli (km)	Summa (km)	Kaapelointiaste (%)
J12 Saari	146	14,0	0,2	14,3	1,6
J13 Kolla EA	119	16,1	0,1	16,2	0,4
J15 Kodisjoki	216	23,0	0,1	23,1	0,6
J16 Teollisuus	78	3,2	0,5	3,7	14,3
J18 Lapinkylä	513	4,5	1,1	5,5	19,4
J19 Laitilan-suora	66	26,3	0,6	26,9	2,2
J20 Turajärvi	373	30,5	0,0	30,5	0,0
J21 Hinnerjoki KA	1117	13,7	0,0	13,7	0,1
J22 Kodiksami	690	41,1	0,1	41,1	0,2

Taulukosta 3 nähdään, että yhteispituus on 175 kilometriä ja kaapelointiaste noin 4,3 %. Lapinkylän taajamalähtö (j18) ja teollisuuden lähtö (j16) ovat kaapelointiasteiltaan suurimmat lähdöt. Lapin sähköjakelualueella on yhteensä asiakkaita 3317 kappaletta.

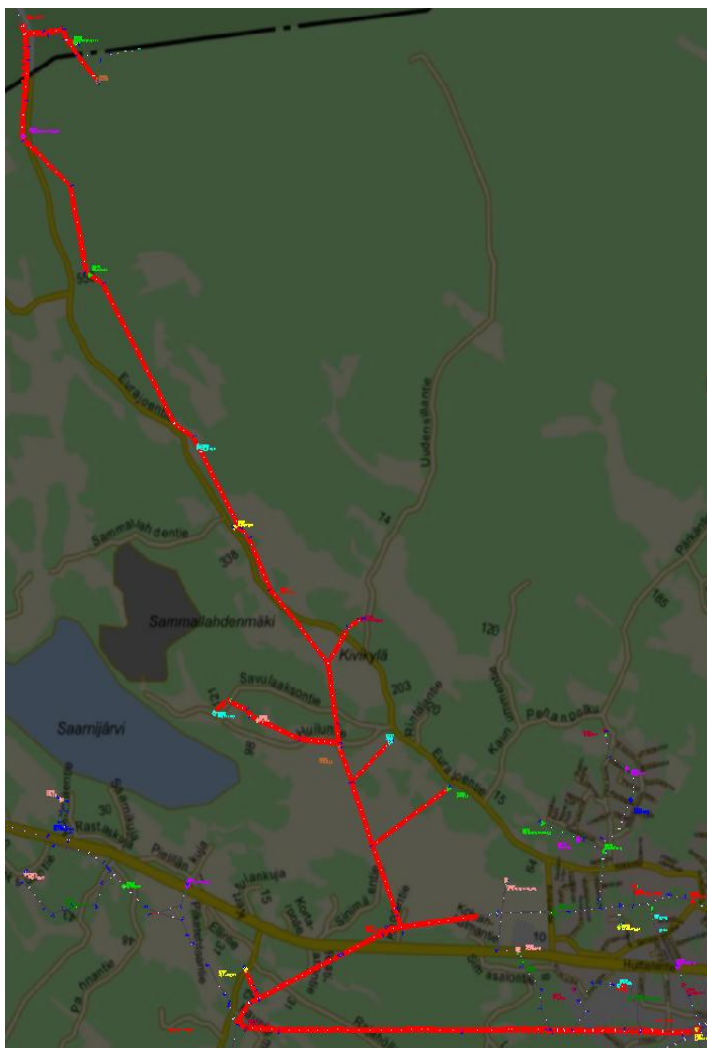
Taulukko 4. Aseman nykytilan johtolähtöjen arvot

Lähtö	P max (kW)	Metsäosuus (%)	Tieosuus (%)	Linjaerottimien lkm (kpl)	Muuntopiirit (kpl)
J12 Saari	629	48	7	3	16
J13 Kolla EA	303	70	6	2	8
J15 Kodisjoki	827	71	8	5	19
J16 Teollisuus	2154	63	20	1	6
J18 Lapinkylä	1817	40	22	8	24
J19 Laitilansuora	105	74	11	4	6
J20 Turajärvi	693	60	42	8	31
J21 Hinnerjoki KA	3386	71	0	1	0
J22 Kodiksami	1610	45	22	7	37

Taulukosta 4 nähdään lähtöjen maksimiteho, nykyisten ilmalinjojen metsäisten linjaosuuksien prosenttiosuudet kaikista lähtöjen ilmalinjoista sekä kuinka suuri osa ilmalinjoista on rakennettu nykytrendin mukaan tienviereen. Myös lähtöjen linjaerottimien lukumäärät ja lähdöissä olevat muuntopiirit ovat esitettynä taulukossa. Linjaerottimiin ei lueta mukaan jakorajaerottimia ja -erotinasemia.

Suurin kulutus on Hinnerjoen 20/20 kV:n kytkinasemaa syöttävässä linjassa noin 3,4 MW. Kyseinen kytkinasema takainen verkko ei kuulu tämän opinnäytetyön piiriin. Suurin metsäosuus löytyy Hinnerjoen lähdestä noin 71 %. Kyseistä lähtöä ei ole rakennettu yhtään tien viereen ja siinä on vähiten linjaerottimia. Myös muuntopiirejä on vähiten eli nolla. Pienin metsäosuus on Lapinkylän lähdössä. Eniten tienviereen rakennettuja linjoja on Turajärven lähdössä.

Lapin aseman lähtö J12 Saari

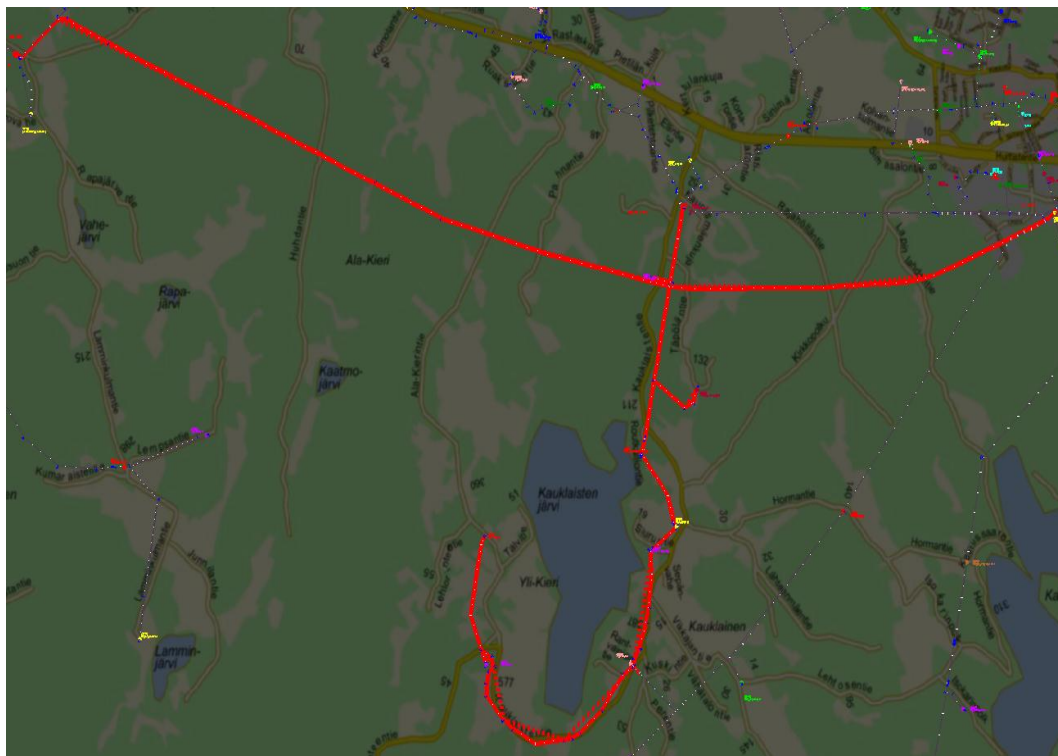


Saaren lähtö lähtee sähköasemalta metsän lävitse avolinjana. Lähtö jatkuu Eurajoentien suuntaisesti ja syöttää hajanaisia maaseutumuntuoppiirejä. Lähdöllä on jakorajat idässä Alakierin erotinasemalla Monnan sähköaseman Lapin lähdön kanssa ja Lapin sähköaseman Kolla EA lähdön kanssa. Myös Lapinkylän lähdön kanssa on yhteinen jakorajaerotin. Lähtö loppuu Eurajoen kunnan puolelle Lutan erotinasemalle, jossa sillä on yhteinen jakoraja myös Monnan sähköaseman Lapin lähdön kanssa.

Kuva 7. Saaren lähtö

Lähdön pituus on noin 14 kilometriä ja suurimmalta osin Raven ilmalinjaa. Lähdössä on 3 mahdollista erotuskohtaa. Pylväät ovat keskimäärin 40 vuotta vanhoja. Lähdön alkupäässä on vähän lahoja pylväitä. Muuntopiirejä linjassa on 16 kappaletta. Lähdön huipputeho on 630 kW ja kuluttajia 146 kappaletta. Kuvassa 7 lähtö on korostettu punaisella värillä.

Lapin aseman lähtö J13 Kolla EA

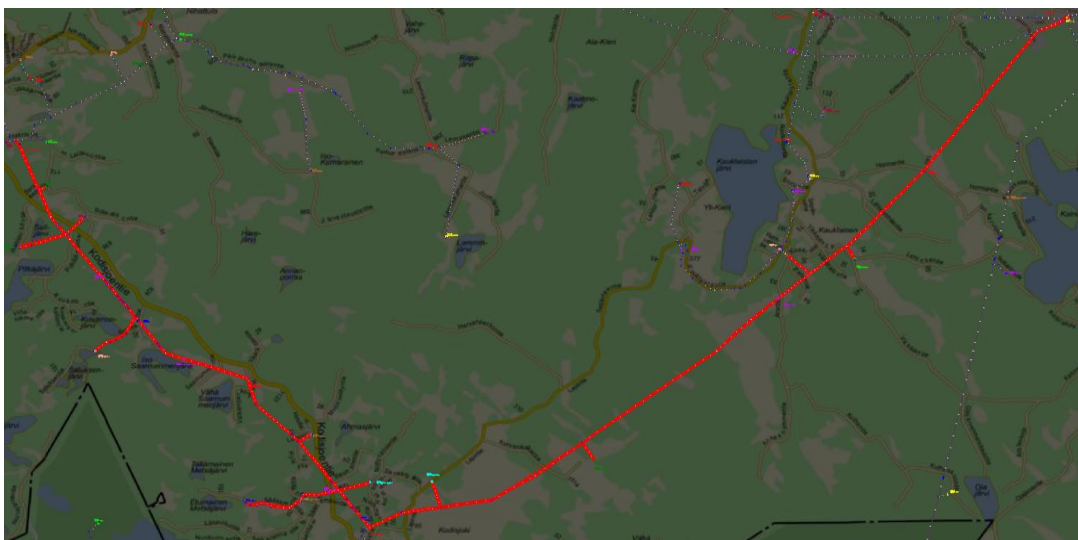


Kuva 8. Lähtö Kolla EA

Oheisesta kuvasta nähdään, että lähtö kulkee sähköasemalta metsässä avolinjana aina Kollan erotinasemalle asti, jossa sillä on jakoraja. Tämä osuus on suhteellisen puuvarma johtuen siitä, että se kulkee 110 kV:n johtokadussa. Puolessa välissä se haarautuu Kauklaistentien suuntaisesti syöttäen Kauklaisten järven asutusta. Tässä haarassa jakorajat ovat ylempänä Ala- Kierin erotinasemalla ja alempana toisen Lapin aseman Kodisjoen lähdön kanssa.

Haarautuva osuus on Ravenia ja Kollan erotinasemalle menevä osuus 132 alumiinia. Kauklaistentien suuntaisesti asennettu linja on pääosin noin 10 vuotta vanhaa. Loppuosa on noin 40 vuotta vanhaa. Lähdössä on vain muutama laho pylväs siellä täällä. Kokonaispituus 16 kilometriä. Kuluttajia lähdössä on 120 ja huipputeho 300 kW. Muuntopiirejä lähdöllä on 8, joista suurin osa on rakennettu 70–80 luvuilla. Linjanerottimia lähdössä on 2.

Lapin aseman lähtö J15 Kodisjoki

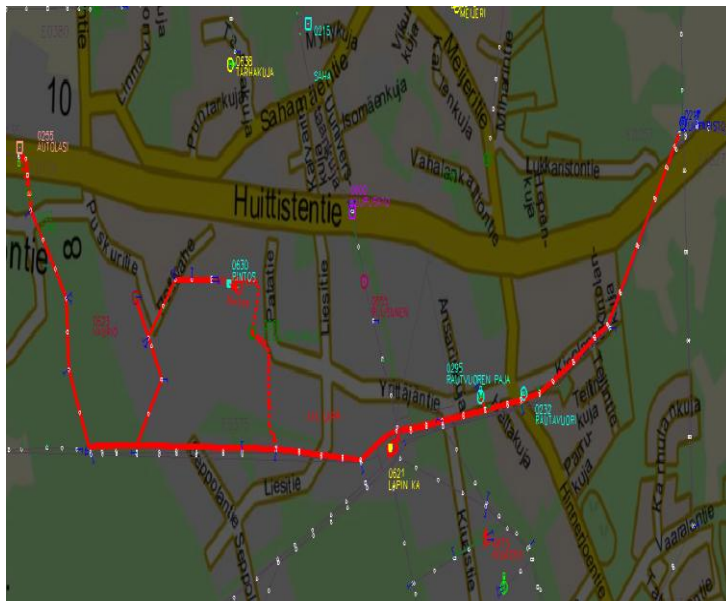


Kuva 9. Kodisjoen lähtö

Kuvasta 9 nähdään, että puolet lähdöstä on suoraa avolinjaa metsän lävitse Kodisjoen erotinasemalle, jossa sillä on jakoraja Ihoden sähköaseman lähdön kanssa. Erotinasemalta linja jatkaa Kodisjoentietä pitkin Vararaisten erotinasemalle. Siellä on toinen jakoraja Monnan sähköaseman Vasaraisten lähdön kanssa.

Linjan kokonaispituus on noin 23 kilometriä kokonaan ilmalinjaa. Suurin osa lähdöstä on yli 40 vuotta vanhaa, mutta joitain kohtia on uusittu lähiaikoina. Lähdön alkupään pylväiden lahoisuusaste on 2-10 mm, mutta loppupäässä pylväät ovat paremmassa kunnossa. Lähdössä on kuluttajia 220 kappaletta ja huipputeho on 830 kW. Muuntamoita lähdössä on 19, joista noin puolet on 60–70 luvuilla rakennettuja ja loput 90-luvun jälkeen. Erottimia lähdössä on 5 kappaletta.

Lapin aseman lähtö J16 Teollisuus

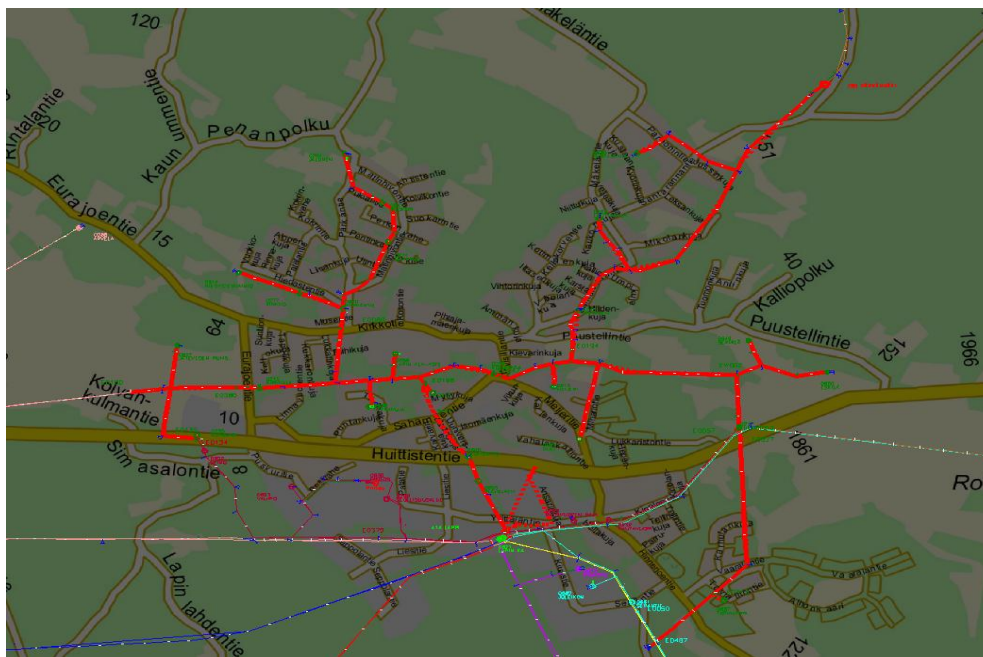


Kuvassa 10 Teollisuusalueen lähtö on korostettu punaisella värillä. Lähtö on lyhyin aseman kaikista lähdöistä. Se ylläpitää nimensä mukaan suurinta osaa Lapin teollisuuden energiantarvetta. Lähdöllä on jakorajat Lapinkylän ja Kodiksamin lähtöjen kanssa.

Kuva 10. Lähtö Teollisuus

Pituutta lähdöllä on vajaat 4 kilometriä, josta kaapeliverkkoa noin puolikilometriä. Lähdön huipputeho on 2.2 MW ja kuluttajia 80 kappaletta. Lähtö on iältään suurimmalta osin yli 40 vuotta vanhaa. Avolinjat ovat Ravenia ja kaapelit ovat tyypiltään Apyakmm. Muuntamoita lähdössä on 6, joista 3 on puisto- tai kiinteistömuuntamoita, joista suurin osa on rakennettu 70-luvulla. Erottimia lähdössä on 1.

Lapin aseman lähtö J18 Lapinkylä

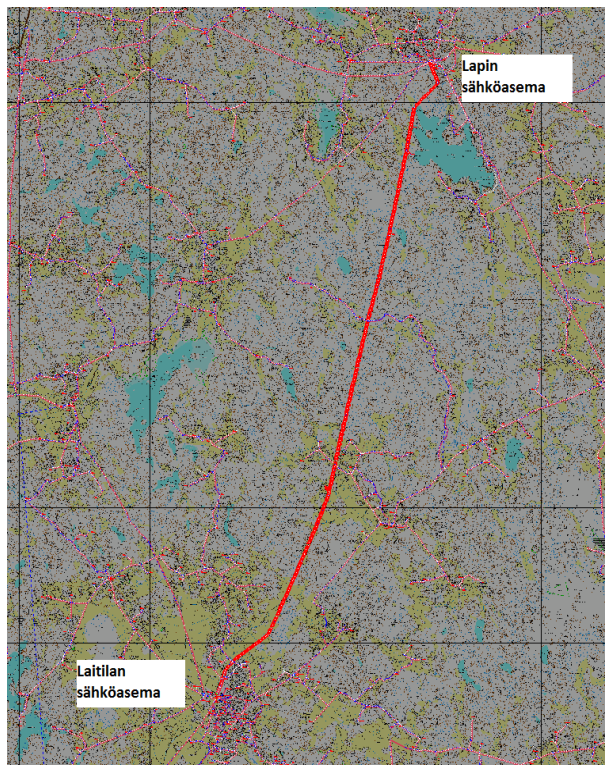


Kuva 11. Lapinkylän lähtö

Kuvassa 11 on punaisella esitettyä Lapinkylän lähdön syöttöalue. Lähtö syöttää keskustan palveluita, koulua ja muita taajamaverkon osia. Jakorajat lähdöllä on Lapin sähköaseman Kodiksamin ja Saaren lähtöjen kanssa. Avolinja risteilee asuntoalueiden ja puistojen lomassa.

Pituudeltaan Lapinkylän lähtö on noin 11,5 kilometriä. Kaapelointiaste on 15 %. Avolinja on kokonaan Sparrowia ja kaapeliosuudet ovat joko Apyakmm- tai AHXAMK-W-kaapeleilla tehtyjä. Avolinja on pääosin rakennettu 60-luvulla. Ikään-tymisestä johtuen osa pylväistä alkaa tulla tiensä päähän lahoamisen johdosta. Läh-dön huipputeho on 2,2 MW ja kuluttajia 513 kappaletta. Muuntopiirejä on 24 kappaletta, joista suurin osa on rakennettu 1980-luvulla. Erottimia lähdössä on 8 kappaletta.

Lapin aseman lähtö J19 Laitilansuora

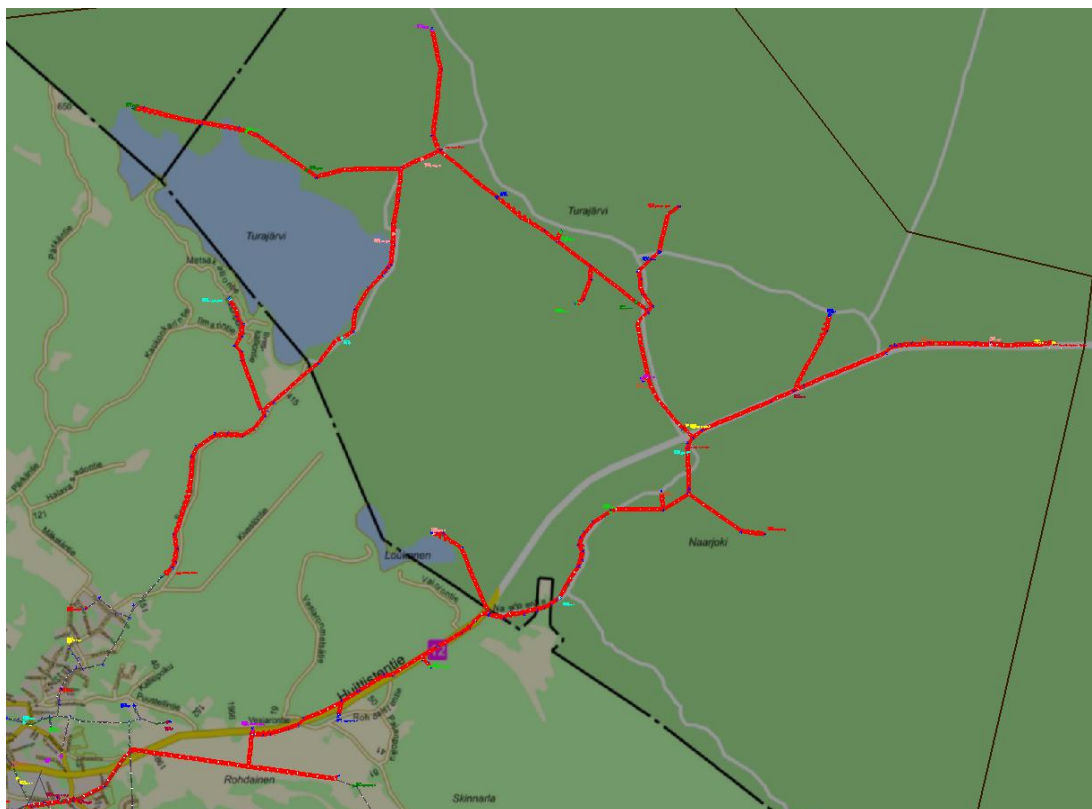


Laitilansuoran lähtö on pitkä avolinja, joka yhdistää Lapin ja Laitilan sähköasemat. Se kulkee suurimmalta osin metsässä. Lähdöllä pystytään korvaamaan toista jompaakumpaa asemaa vikatilanteissa, mutta kyseinen lähtö on myös vikaherkkä, pituutensa ja metsäisen kulkureitin takia. Lähdöllä on sähköasemien lisäksi jakoraja Hinnerjoen kytinaseman Silon ja Kivijärvi EA lähtöjen kanssa. Ja myös Laitilan sähköaseman Vaimaron ja Välimet-sän lähtöjen kanssa.

Kuva 12. Laitilansuoran lähtö

Pituutta lähdöllä on noin 27 kilometriä. Lähdön johtolaji on AF 177. Lähtö on rakennettu jo 50- ja 60-luvuilla. Lähdön pylväiden keskimääräinen lahoisuusaste on 2-10. Laitilansuoran lähdön huipputeho on 105 kW ja kuluttajien määrä on 66 kappaletta. Kuluttajat ovat pääosin mökkiläisiä. Muuntopiirejä lähdössä on 6 ja linjaerottimia 4 kappaletta. Kuvassa 12 lähdön kulkureitti on merkitty punaisella korostuksella.

Lapin aseman lähtö J20 Turajärvi



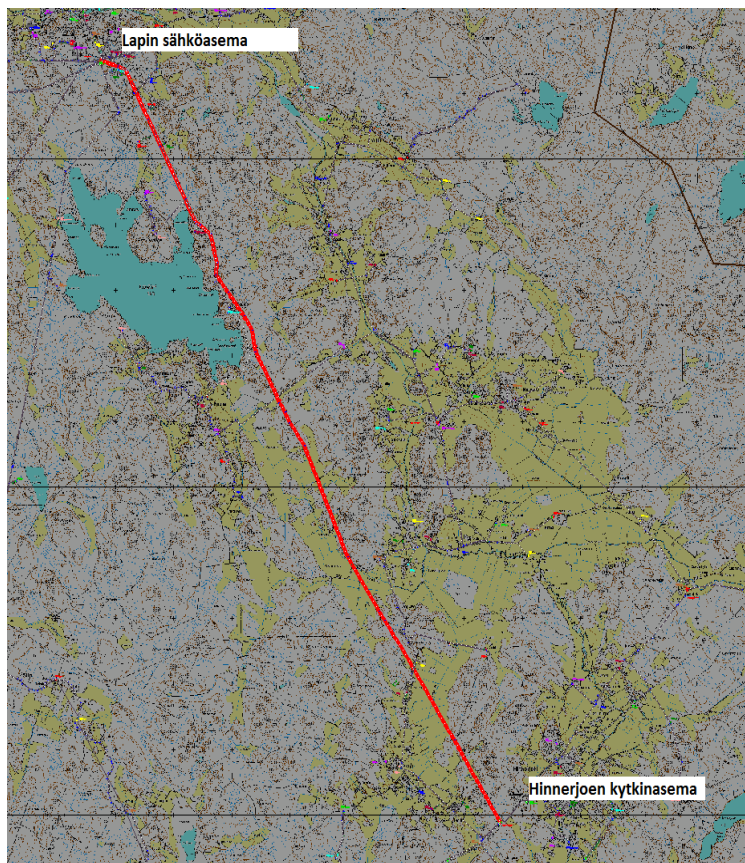
Kuva 13. Turajärven lähtö

Turajärven lähtö on maaseutua syöttävä lähtö, joka lähtee samassa pylväässä Kodiksamin lähdön kanssa. Turajärven lähtö haarautuu ja jatkaa Huittistentien ja Naarjoentien vierustoja pitkin aina jakelualueen rajalle saakka, jossa sillä on jakoraja Paneliankosken Voiman kanssa. Tämä osuus on pääosin uusittu 2000-luvulla lukuunottamatta pieniä muuntopiirihaaroja. Lähtö haarautuu Naarjoen erotinasemalla ja jatkaa suurimmalta osin Turajärventien vierustaa pitkin Turajärven erotinasemalle, josta lähtö jatkaa takaisin sähköaseman suuntaan Santarannantien suuntaisesti. Lähdön loppuosaa on uusittu 1990-luvulla. Lähdöllä on jakorajat myös Kodiksamin lähdön kanssa.

Pituutta Turajärven lähdöllä on noin 31 kilometriä. Johtolajeiltaan lähtö on Sparrow- ja Raven-avolinjaa. Turajärven ympäristön muuntopiirihaarojen pylväät ovat jo lahoja ja sijaitsevat metsässä. Lähdön huipputeho on 700 kW ja kuluttajia on noin 400 kappaletta. Muuntopiirejä lähdössä on 31 ja linjaerottimia ja erotinasemia 10 on yhteen-

sä kappaletta. Kuvassa 13 punaisella värillä on korostettu Turajärven lähdön syöttöalue.

Lapin aseman lähtö J21 Hinnerjoki KA

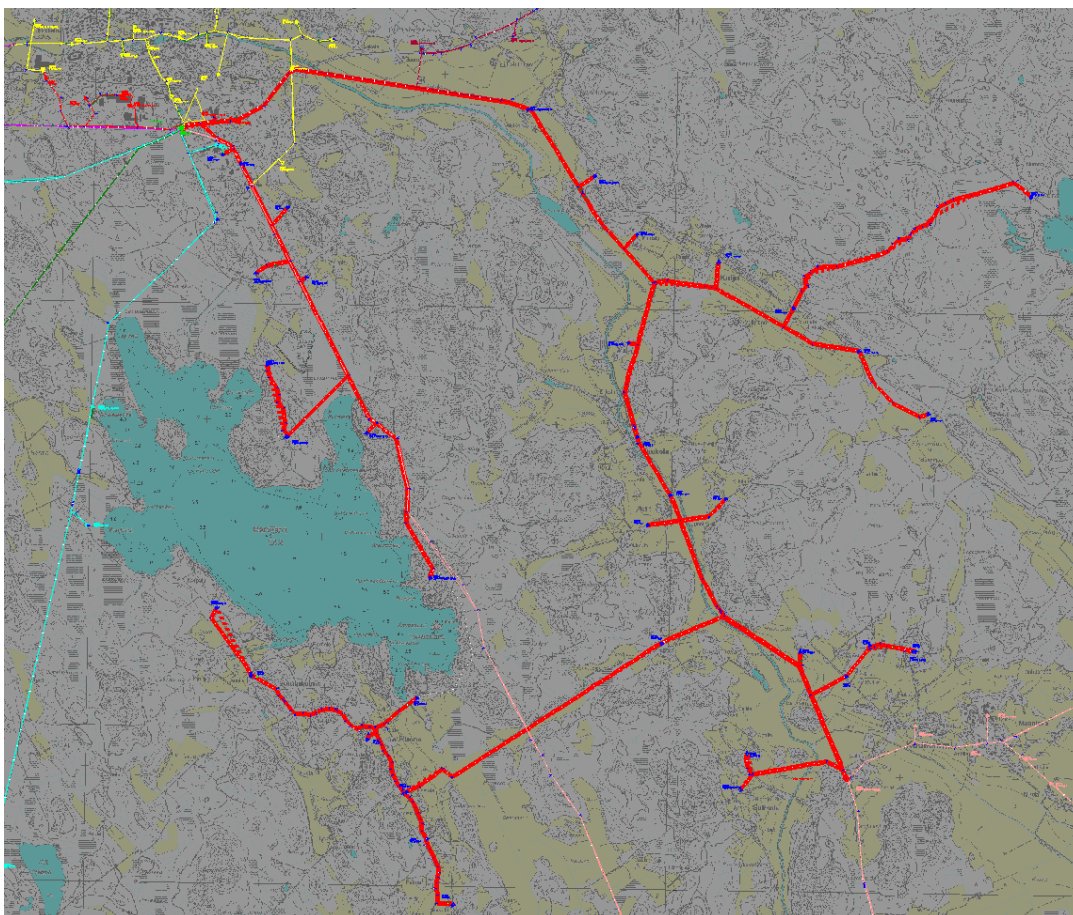


Hinnerjoen kytkinasemaa syöttävä linja lähtee sähköasemalta metsän lävitse ja Narvijärven rantaan pitkin aina vain peltojen ja metsäpalstojen kautta Hinnerjoen kytkinasemalle Euran kuntaan. Lähtö syöttää siis myös Vakka-Suomen Voiman jakelualueen kaakkoiskulmaa, mutta tässä opinnäytetyössä ei oteta kantaa Hinnerjoen kytkinaseman lähtöihin.

Kuva 14. Hinnerjoen kytkinaseman lähtö

Pituutta lähdöllä on noin 14 kilometriä. Huipputeholtaan kyseinen lähtö on suurin Lapin sähköaseman lähdoistä 3,4 MW teholla. Suuren kulutuksen ja vikaherkkyytensä takia lähtö kaapeloidaan tulevaisuudessa sähkönjakelun turvaamiseksi. Kuluttajia lähdössä on noin 1100. Lähdön johtolaji on AF 132. Lähtö on rakennettu kokonaan 1970-luvulla. Erottimia linjassa on 1 kappaletta. Kuvassa 14 on punaisella korostuksella lähdön kulkureitti.

Lapin aseman lähtö J22 Kodiksami



Kuva 15. Kodiksamin lähtö

Kodiksamin lähtö on suurin Lapin sähköaseman lähdoistä. Se syöttää säteittäisesti Narvijärven ja Kodiksamin haja-asutusalueita. Myös osa Lapin teollisuudesta on tämän lähdon takana.

Lähdon kokonaispituus on 35 kilometriä. Lähdon huipputeho on 0,9 MW ja kuluttajia on 430 kappaletta. Johtolajiltaan lähtö on suurimmalta osin Sparrowia. Lähdöllä on jakorajat keskustan alueella Lapinkylän lähdon kanssa, Turajärven lähdon kanssa ja lähdon kaakkoiskulmassa Hinnerjoen kytkinaseman Kodiksamin ja Auvaisten lähdojen kanssa. Lähtöä on uusittu eri kohdista 1990- ja 2000-luvuilla, mutta myös 1960-luvulla rakennettua linjaa löytyy. Lahoamista on havaittavissa erityisesti Narvijärven suuntaan lähtevässä haarassa ja muissa pienemmissä linjahaaroissa. Lähdössä on muuntopiirejä 37 kappaletta ja linjaerottimia 7. Kuvassa 15 on punaisella korostettu Kodiksamin lähdon syöttöalue.

6.3 Lapin sähköaseman sähkötekniset arvot

Aseman sähkötekniset arvot saadaan käyttämällä Tekla NIS-ohjelman verkostolas-kentoja. Arvoista nähdään suoraan johtolähtöjen suorituskyky, sekä jakorajojen muuttamisen ja lähtöjen vahvistamisen tarpeet.

Taulukko 5. Lapin sähköaseman sähkötekniset arvot

Lähtö	K-aste (%)	U_{min} (kV)	U_h (%)	P_h (kW)	E_h (MWh)	I_{max} (A)	P_{max} (kW)	Energia (MWh)
J12 Saari	9	20,34	0,77	3,23	7,32	18	629	2730
J13 Kolla EA	4	20,45	0,24	0,44	0,94	9	303	1208
J15 Kodisjoki	12	20,17	1,62	11,37	15,55	24	827	2682
J16 Teollisuus	30	20,46	0,22	2,64	4,26	64	2154	6525
J18 Lapinkylä	39	20,4	0,5	9,83	17,96	82	2790	10219
J19 Laitilansuora	9	20,5	0	1,67	14,52	18	105	404
J20 Turajärvi	10	20,29	1,02	5,28	10,47	20	693	2646
J21 Hinnerjoki KA	64	19,79	3,46	112	193,16	99	3386	12392
J22 Kodiksami	13	20,29	1,1	3,53	8,35	27	930	3998

Yllä olevat arvot tarkoittavat:

K-aste	Johtolähdön suurin kuormitusaste prosentteina
U_{min}	Johtolähdön minimi jännite
U_h	Suurin jännitteen alenema lähdössä
P_h	Johtolähdön häviöteho
E_h	Johtolähdön häviöenergia
I_{max}	Johtolähdön maksimivirta
P_{max}	Johtolähdön maksimiteho

Taulukosta 5 nähdään suoraan, että mikään johtolähtö ei ole ylikuormassa ja jännitteenalenemat ovat sallituissa rajoissa. Suurin jännitteen alenema ja kuormitusaste on Hinnerjoen kytkinasemaa syöttävässä lähdössä. Teho- ja energiahäviöt ovat samaisessa lähdössä merkittävät. Muiden lähtöjen vastaavat arvot ovat huomattavasti pienempiä. Energiahäviö vuodessa noin 7 snt/kWh sähköenergian hinnalla vastaa vuodessa 13500 €. Suurin syy häviöihin on kuitenkin suuri kuluttajamäärä lähdössä.

6.4 Sähköaseman relesuojaukset

Keskijänniteverkon suojaukset (kuormitus-, oikosulku- ja maasulkusuojaus) toteutetaan releiden avulla. Alapuolen taulukoissa esitetään Lapin sähköaseman releasettelut. Tällä hetkellä verkot ovat maasta erotettuja, mutta tavoiteverkko-osiossa esitetyt kaapelointi- ja kehityssuunnitelmat valmistuttuaan tulevat vaatimaan verkon sammutuksen kompensoinnin avulla. Releistystä joudutaan myös muuttamaan kompensoinnin hankinnan yhteydessä.

6.4.1 Ylikuormitus- ja oikosulkusuojaus

Suojaus on toteutettu sokeasti laukaisevilla ylivirtareleillä.

Taulukko 6. Lapin sähköaseman ylikuormitus- ja oikosulkusuojausten asetellut

Lähtö	$I_{>>}$ (kA) / (s)		$I_{>}$ (kA) / (s)		Ik max	Ik min	PJK	AJK
J12 Saari	1,16	0,14	0,10	0,64	4,01	0,96	0,28	61
J13 Kolla EA	1,50	0,14	0,20	1,2	4,01	1,22	0,20	59
J15 Kodisjoki	1,13	0,12	0,16	0,52	4,01	0,63	0,30	76
J16 Teollisuus	2,06	0,12	0,25	0,9	4,01	2,78	0,20	56
J18 Lapinkylä	1,02	0,12	0,12	0,4	4,01	1,30	0,20	120
J19 Laitilansuora	2,04	0,14	0,22	1,12	4,01	0,81	0,24	71
J20 Turajärvi	1,50	0,12	0,10	0,64	4,01	0,63	0,30	78
J21 Hinnerjoki SA	1,53	0,12	0,16	0,8	4,01	1,21	0,28	57
J22 Kodiksami	0,90	0,12	0,13	0,86	4,01	0,56	0,60	78

Yllä olevan taulukon arvot ovat:

$I_{>>}$ (kA) / (s)	Pikalaukaisun asetelluarvo ja vian kesto aika ennen jälleenytkentöjä
$I_{>}$ (kA) / (s)	Aikalaukaisun asetelluarvo ja vian kesto aika ennen jälleenytkentöjä
Ik max	Maksimioikosulkuvirta [A]
Ik min	Minimioikosulkuvirta [A]
PJK	Pikalaukaisun jännitteetön aika [s]
AJK	Aikalaukaisun jännitteetön aika [s]

Pikäjälleenkytkentöjen jännitteettömät ajat ovat suurin piirtein samat lukuun ottamatta Kodiksammin lähtöä, jossa se on tuplasti toisia suurempi. Aikajälleenkytkentöjen jännitteettömät ajat vaihtelevat aika paljon lähtöjen välillä.

6.4.2 Maasulkusuojaus

Maasulkusuojaus on toteutettu elektronisilla suunnatusti laukaisevilla vaihesuuntareleillä. Maasulkusuojausta joudutaan muuttamaan uusilla releillä, kun kaapelointia lisätään tavoiteverkkosuunnitelmien mukaisesti. Kasvavaa maasulkuvirtaa voidaan hallita myös kompensoimalla sitä pienemmäksi. Lapin sähköaseman tähtipistejännite on 6,7 kV. Maasulkuvirta on suorassa maasulussa 34,8 A ja 500 ohmin vikaresistanssilla laskettuna 19,6 A.

Taulukko 7. Lapin sähköaseman maasulkusuojauksen asetteluarvot

Lähtö	Vika muualla		Oma vika		U_{as}	$I_{0>}$	t_0	U_0/U_{as}	$I_r/I_{0>}$
J12 Saari	3,6	2	31,1	17,5	4	2,5	0,6	165	712
J13 Kolla EA	1,9	1,1	32,9	18,5	4,1	2,4	0,5	163	771
J15 Kodisjoki	1,1	0,6	33,6	18,9	3,9	2,5	1,7	170	751
J16 Teollisuus	3,5	2	31,3	17,6	4,3	2,4	1,1	155	734
J18 Lapinkylä	4,4	2,5	30,4	17,1	4,1	2,5	0,6	163	695
J19 Laitilansuora	1,5	0,9	33,2	18,7	4	2,4	0,6	166	770
J20 Turajärvi	2,3	1,3	32,4	18,2	5,1	2,5	0,6	131	724
J21 Hinnerjoki KA	14,3	8,1	20	11,5	4	2,5	1,1	165	456
J22 Kodiksami	2	1,1	32,7	18,4	4	2,5	0,5	165	749

Yllä olevan taulukon arvot ovat:

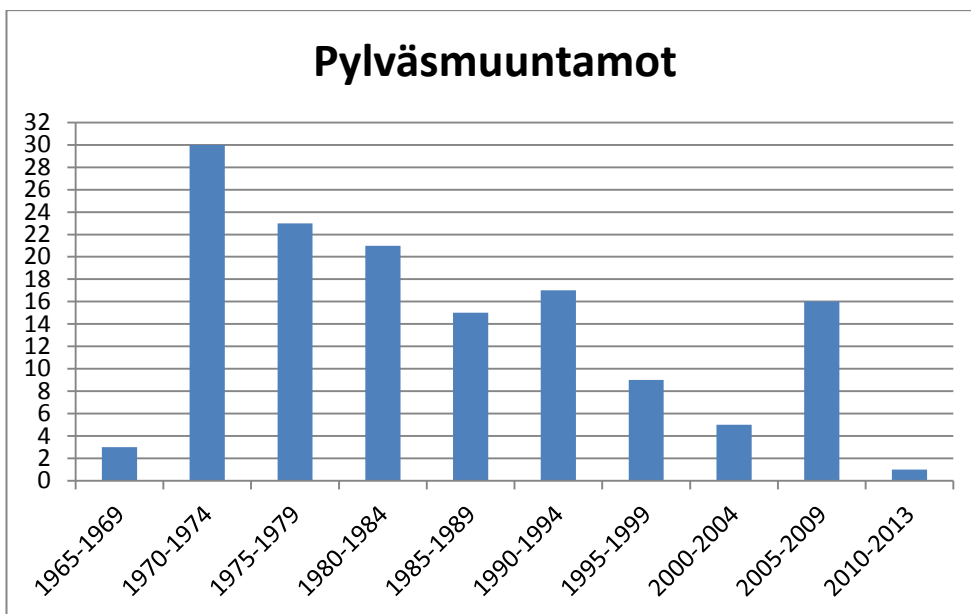
- Vika muualla Suojausalueen osuus kokonaismaasulkuvirrasta, molemmilla vikaresistansseilla esitettynä. Luku kertoo sen, että kuinka paljon maasulkuvirta pienenee, jos kyseinen suojausalue kytketään pois verkosta. [A]
- Oma vika Suojausalueen lähdölle tuleva suojausalueen tuntema nollavirta, kun kyseessä on suojausalueen oma vika, molemmilla vikaresistansseilla esitettynä. [A]

U_{as}	Tähtipiste- eli nollajännitteen asetteluarvo [A]
$I_{0>}$	Nollavirran asetteluarvo [A]
t_0	Aikahidastus, tarkkaan ottaen suurin yhtäjaksoinen vian kesto aika [A]
U_0/U_{as}	Verkossa esiintyvän pienimmän tähtipistejännitteen ja releen havahtumisjännitteen suhde [%]
$I_r/I_{0>}$	Pienimmän suojausalueen lähdölle tulevan nollavirran ja releen havahtumisvirran suhde. [%] Suojaus on toimiva, jos tämä ja edellinen suhteellisarvo ovat yli 100 %

Taulukosta 7 huomataan, että Hinnerjoen kytkinasemaa syöttävän lähdön rele havaitsee vähiten maasulkuvirtaa, kun kyseisessä lähdössä on vika, mutta toisaalta eniten, kun jossain muussa lähdössä on vika. Tähtipistejännitteen ja releelle asetettujen jännite- ja virta-arvojen suhde on vaatimuksen mukaiset jokaisessa lähdössä.

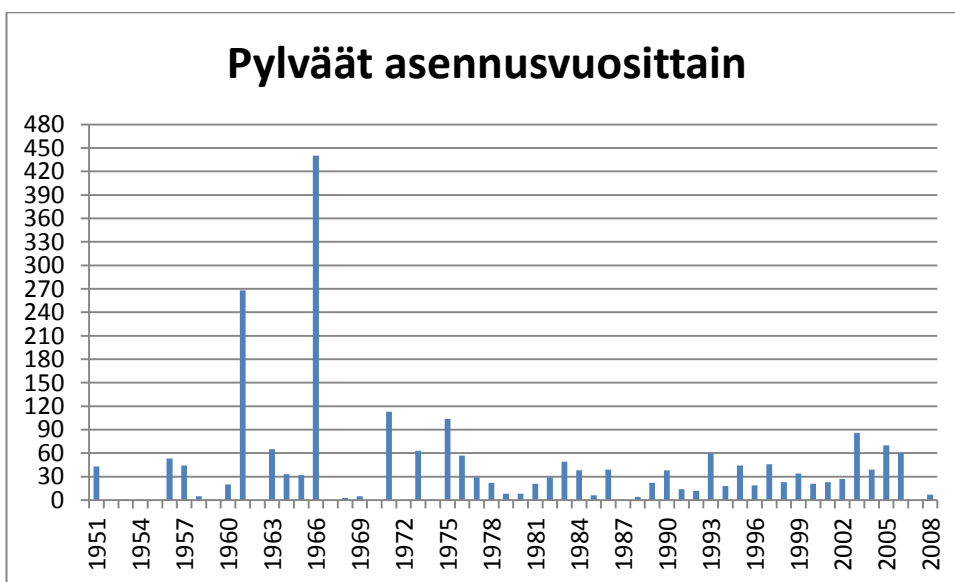
6.5 Verkon kunto

Verkon kuntoa voidaan tarkastella verkkotietojärjestelmien muun muassa ikätiedoilla. Pylväillä ja ilmalinjoilla ikä on melkein suoraan verrannollinen kuntoon. Hyvin hoidetut pylväät ja pylväsmuuntamot kestävät pidempään. Myös asennuspaikalla ja valmistustavalla on väliä. Suurilla kuormituksilla on myös vaikutusta kuntoon. Maakaapeliverkkoja on hankalampi hoitaa kuin ilmalinjoja, mutta toisaalta kaapeliverkko vaatii vähemmän sitä. Niissä asennusvaiheissa asennuspaikka ja kaapeleiden suojaus ovat tärkeimmät asiat. Maakaapelit ja erityisesti niiden eristykset syöpyvät ajan saatossa maan alla ja lopulta hajoavat. Kaapeleiden pitoaika on kuitenkin huomattavasti pidempi kuin avojohtojen.



Kuva 16. Lapin sähköjaketulueen pylväsmuuntamot asennusvuosittain

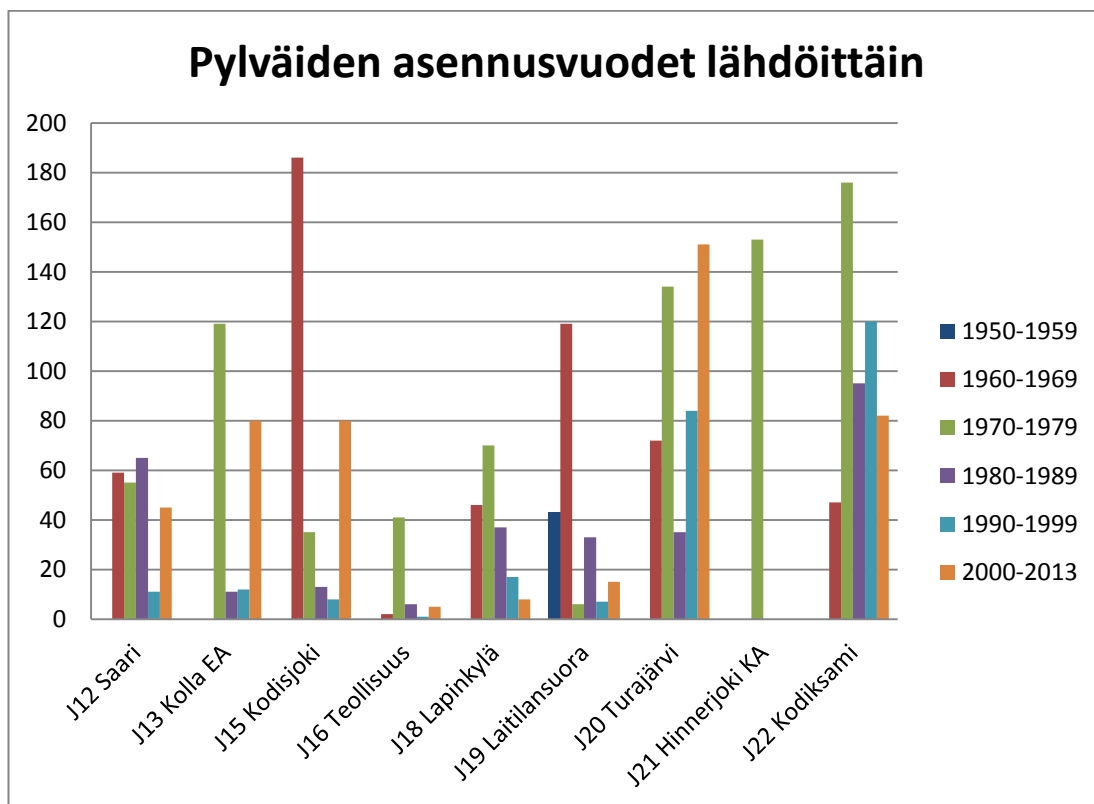
Kuvasta 16 nähdään, että suurin osa Lapin sähköjaketulueen pylväsmuuntamoista on jo yli 40 vuotta vanhoja. Kuitenkin parhaiten pylväsmuuntamoiden saneeraustarve voidaan todeta kuntotarkastusten perusteella. Kuten jo edellä todettiin, pylväiden kunto on melkein suoraan verrannollinen ikään.



Kuva 17. Sähköjaketulueen pylväät asennusvuosittain

Kuvassa 17 on koko Lapin sähköaseman sähköjaketulueen pylväiden asennusvuodet lähdöittäin. Kuvasta nähdään, että sähköjaketulueella on eniten 1960-luvulla

asennettuja pylviäitä. Myös 1970-luvulla on asennettu keskimääräistä enemmän pylviäitä, mutta huomattavasti vähemmän kuin edeltävällä vuosikymmenellä.



Kuva 18. Pylväiden asennusvuodet lähdöittäin

Kuvassa 18 on pylväiden asennusvuodet lähdöittäin. Jaottelu on tehty kymmenen vuoden jaksoissa. Kuvasta on helppo nähdä, että kuinka vanhoja lähdöt keskimäärin ovat. Vanhin lähtö on Laitilansuoran lähtö, jossa on vielä 1950-luvun pylviäitä. Kodisjoen lähtö on pääosin rakennettu 1960-luvulla. Hinnerjoen kytkinasemaa syöttävä lähtö on rakennettu kokonaan 1970-luvulla. Viime vuosien saneeratuin lähtö on Turajärven lähtö.

Pylväiden lahoisuusaste on iästä, asennustavasta ja sijoituspaikasta riippuvainen. Lahoisuusaste on hyvä tapa tutkia pylväiden kuntoa. Pylväshattujen puuttuminen ja tikankolot nopeuttavat lahoamista. Taulukossa 8 on Lapin sähköjakoalueen pylväiden lahoisuusasteet.

Taulukko 8. Sähkönjakelun pylväiden lahoisuusasteet ja kappalemäärät

Lahoamisaste [mm]	Lukumäärä [kpl]	Osuus kaikkis- ta [%]
Ei lahoamista	833	37
0-2 mm	668	29
2-10 mm	692	30
10-20 mm	57	3
yli 20 mm	12	1
Yhteensä	2273	

Kuten yllä olevasta taulukosta näemme, yli puolet pylväistä on hyvässä kunnossa. Suuri osa lahoisuusasteeltaan 10-20 mm ja 20 mm pylväistä sijaitsee taajama-alueella. Osa poistuu, kun taajamaverkko kaapeloidaan tulevaisuudessa ja loput muiden saneerauksien yhteydessä.



Kuva 19. Pylväiden lahoisuusasteet lähdöittäin

Kuvasta 19 nähdään pylväiden lahoisuusasteet lähdöittäin. Kodiksamin lähdössä on eniten lahoisuusasteiltaan 2-20 millimetrin pylväitä. Suhteessa pylväiden määrään, eniten lahoisuutta on kuitenkin Laitilansuoran lähdössä. Parhaimmassa kunnossa oleva lähtö on Turajärven lähtö.

6.6 Keskeytysmäärät ja kustannukset

Verkon nykytilaa voidaan tutkia myös tutustumalla lähtöjen keskeytysmääriin tietyillä aikaväleillä. Arvot vaihtelevat vuosittain paljon johtuen luonnonvoimista. Myrskyt ja ukkoset ovat yleisimmät syyt keskeytyksiin ja jälleenkytkentöihin. Myös eläimet, kuten oravat aiheuttavat vikoja verkossa.

Taulukko 9. Jälleenkytkennät, keskeytykset ja KAH-arvot lähdoittäin

Lähtö	PJK (kpl)	AJK (kpl)	Pysyvä vika (kpl)	Keskeytyksistä aiheutunut haitta (€)	Kuluttajia (kpl)	Vuosienergia (MWh)
J12 Saari	104	14	18	94063	146	2730
J13 Kolla EA	46	3	2	3890	119	1208
J15 Kodisjoki	67	5	23	74842	216	2682
J16 Teollisuus	10	0	1	18101	78	6525
J18 Lapinkylä	55	1	8	85000	771	10219
J19 Laitilansuora	28	3	6	5500	66	404
J20 Turajärvi	86	7	6	59330	373	2646
J21 Hinnerjoki KA	24	5	12	87954	1117	12392
J22 Kodiksami	125	12	14	468827	432	3998

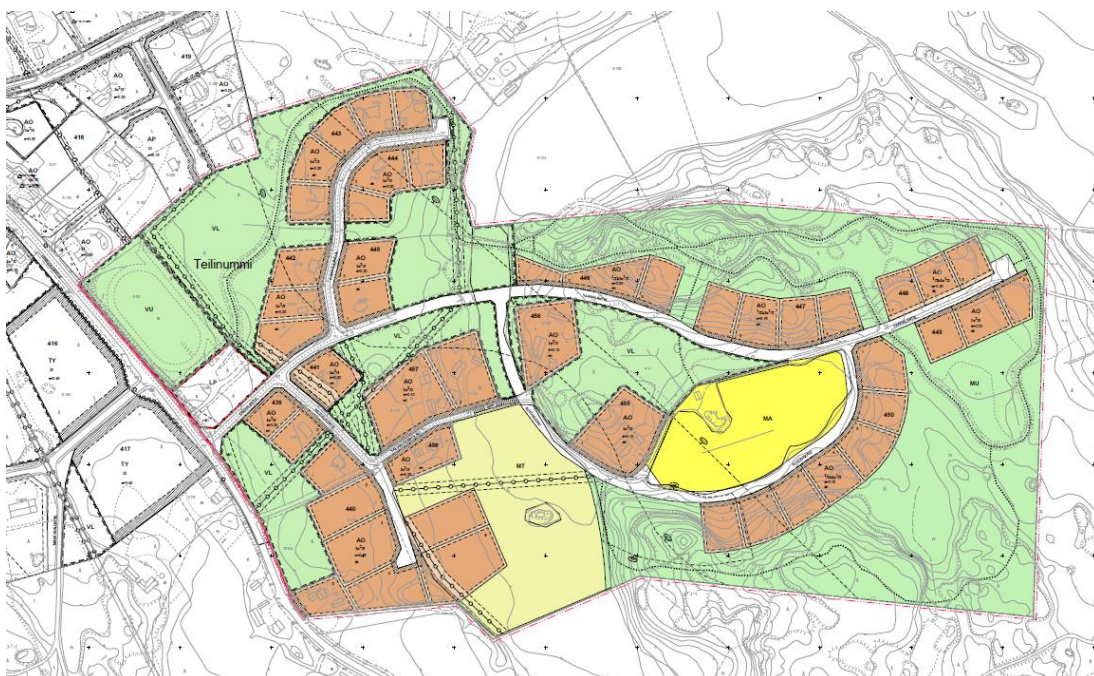
Taulukosta 9 nähdään jälleenkytkentöjen määrät, pysyvien vikojen määrät, KAH-arvot euroina 12 vuoden ajalta sekä kuluttajien määrät ja vuosienergiat lähdoittäin. Jälleenkytkentöjen määrät ja vikojen lukumäärät sekä KAH-arvot ovat saatu Tekla NIS DMS-ohjelmiston keskeytyshistoriasta.

Huomattavana seikkana on Kodiksamin lähdon toisia paljon suurempi KAH-arvo. Suurimman osan tästä ovat aiheuttaneet viime vuosien myrskyt, mutta tämä pätee myös muihin lähtöihin. Erityisesti lähdon pituus, säteittäisyys vaikuttavat arvoon ja rengassyöttömahdollisuuden puuttuminen. Kuluttajia Kodiksamin lähdoissä on kolmanneksi eniten Lapin aseman lähdoistä.

7 VERKON KUNTO JA KAAVAMUUTOKSET

7.1 Kaavamuutokset

Lapin alueella on vireillä yksi asemakaavamuutosehdotus. Myös muita asemakaavamuutoksia on todennäköisesti tulossa Lapin alueelle. Tämä tietysti tuo tulevaisuudessa muutosta taajaman sähköverkkoihin. Haja-asutusalueille uusia kaavoituksia ei ole odotettavissa ainakaan lähivuosina. Sähköverkko kannattaa suunnitella etukäteen ennen kaavamuutoksen toimeenpanoa. Nopealla reagoinnilla voidaan huomioida mahdollinen kuormituksen kasvu.



Kuva 20. Teilinummen asemakaava (Rauman kaupungin WWW-sivut 2012)

Lapin taajama-alueella Teilinummen asutusalue laajentuu muutoksen toteutuessa itään päin noin puolella nykyisestä.

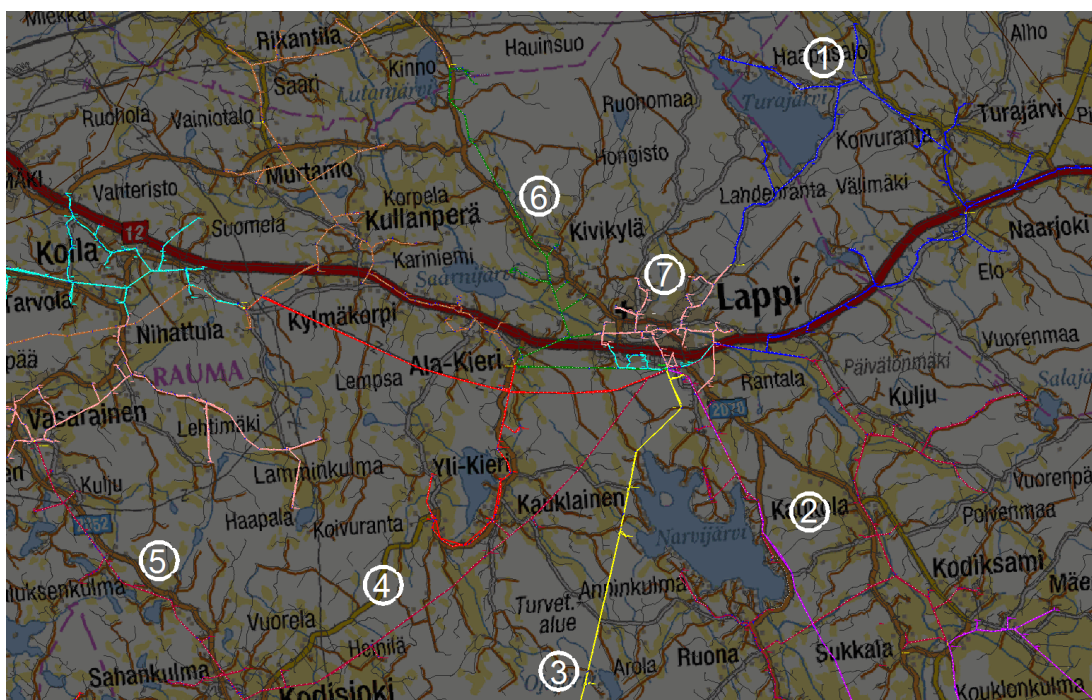
Asemakaavamuutoksella muodostuu 42 erillispientalotonttia, joista osa on jo rakennut nykyisen voimassa olevan kaavan mukaisesti. Asemakaavamuutoksella muodostuu viisi erillistä pientalotonttia. Kuvassa 20 keltaisella värillä oleva, Vaaralantien ja Alhonkaaren välille jäävä peltoalue, on osoitettu maisemallisesti arvokkaaksi peltoalueeksi. Pientalotonttien ympärille jäävät kallioalueet ovat maa- ja metsätalous-

alueita, jotka ovat suunniteltu ulkoilukäyttöön. Hinnerjoentien ja Vaaralantien risteyksessä on yleinen pysäköintialue, joka palvelee urheilukentän toimintaa sekä kuntorataa. (Rauman kaupungin WWW-sivut 2012)

Asukasmäärä nousisi muutoksen myötä alueella noin kahteen sataan. Kaavamuutoksen jälkeen Teilinummen alue kattaa noin 0,4 neliökilometrin alan. (Rauman kaupungin WWW-sivut 2012)

7.2 Tulevaisuuden saneerauskohteet

Muutamit kohteet tulevat lähivuosina saneerattaviksi lahoamisen johdosta. Saneerauskohteet määritellään pylvästietojen ja Tekla NIS DMS-ohjelmasta saatujen keskeytysmäärien avulla. Tämän kappaleen tarkastelussa ei käydä yksityiskohtaisesti taajamaverkon kehityssuunnitelmien saneerauskohteiden alle jääviä mekaanisen kunnan kohteita. Taajama-aluetta käydään läpi kappaleessa 8.3.2.



Kuva 21. Saneerauksen ja käyttövarmuuden tarkastelukohteet

Kuvassa 21 numeroidut kohteet ovat tulevaisuudessa saneerattavia kohteita.

1. Turajärven lähtö

Turajärven lähdössä on nimensä mukaan Turajärven pohjoisrannalla 1960-luvulla ja 1970-luvun alussa asennettuja pylviäitä. Vuonna 2010 tehdyn lahotarkastuksen mukaan pylväissä on lahoa 2-10 mm. Käyttövarmuuden kannalta linjahaaroja saneerattaessa, ne kannattaisi rakentaa lähellä kulkevan tien viereen nykyisen käytännön mukaisesti. Toinen näistä haaroista kulkee Turajärven rannan tuntumassa metsäsaarekoiden läpi, joten linjan partioiminen on tällä hetkellä suhteellisen hankalaa. Toisaalta linja pystytään erottamaan muusta verkosta alkupäässä olevan erottimen avulla. Akuuttia saneeraustarvetta mekaanisen kunnan puolesta ei kuitenkaan ole. Toisaalta sähkön toimitusvarmuuden lisäämiseksi ja keskeytysten vähentämiseksi saneeraus olisi hyvä vaihtoehto lähitulevaisuudessa.

Turajärven erotinasemalta lounaaseen menevä linja on yli 50 vuotta vanhaa. Lahoisuusaste on 2-10 tai sen yli. Linja kulkee osittain tien vieressä, joten tällä pätkällä pylväiden vaihto on tehokkain vaihtoehto.

2. Kodiksamin lähtö

Kodiksamin lähdössä on erityisesti alla olevat kolme kohdetta, jotka tulisi saneerata toimitusvarmuuden ja mekaanisen kunnan näkökulmasta. Kodiksamin lähdössä on eniten keskeytyksiä kaikista Lapin sähköaseman lähdöistä. Eritoten Narvijärven alueen saneeraus auttaisi lyhentämään ja vähentämään keskeytyksiä.

Kodiksamin lähdössä Kuljussa haarautuvassa linjahaarassa on 1960- ja 1970-luvuilla rakennettuja 2-10 mm lahoamisasteeltaan olevia pylviäitä. Nykytilassaan linja kulkee peltoja pitkin, joten se on suhteellisen puuvarma, mutta kuitenkin vanhat pylvääit on saneerattava 10–15 vuoden sisällä. Käyttövarmuuden lisäämiseksi linjaa voisi siirtää läheisen tien viereen, joko auraamalla maakaapelia tai ilmalinjalla. Linjahaaran muuntamot ovat myös saneerauksien tarpeessa.

Kodiksamin lähdön runko Kodiksamin erotinasemalle asti on ihan hyvässä kunnossa. Se on saneerattu 1980-luvun loppupuolella. Ennen erotinasemaa haarautuvassa linjassa Linnaluodon muuntamolle päin on pylviäitä 1960- ja 1970-luvuilta. Niissä on

vuoden 2010 tarkastuksen mukaan lahoisuutta 2-10 mm. Vaikka linjahaara kulkeekin suurimmalta osin pellolla ja tien vieressä, täytyy sitä saneerata lähivuosien aikana. Myös Kodiksammin erotinasemalta vasemmalle lähtevässä Sukkalaan päin menevässä linjahaarassa on yksittäisiä lahoja pylväitä.

Sähköasemalta Narvijärvelle tuleva linja on rakennettu 1970-luvulla. Lahoja paikkoja löytyy paikoittain. Lahoisuusaste on 2-10 millimetriä. Linjan kulkureitti on metsäinen. Linja kuuluu myös Kodiksammin lähtöön. Narvijärven etelärannalla on keskeytystilastojen mukaan eniten keskeytyksiä Lapin sähköaseman lähdeissä. Lähtö tul- laan rakentamaan renkaaseen ja sen pitäisi toteutua vuonna 2013. Käyttövarmuutta lisäisi Narvijärven alueen erottaminen omaksi lähdeksi. Muutenkin linjan siirtoa tai kaapelointia voisi harkita.

3. Lapin sähköaseman lähtö Laitilansuora

Osa lähdestä on rakennettu jo 1950-luvulla, joten ikää alkaa olla yli 60 vuotta. Lahoisuusaste on yleisesti 2-10 mm, mutta sieltä täältä löytyy lahompiaakin. Lähden tarpeellisuutta pitäisi tutkia ennen mahdollisia saneeraushankkeita. Lähtö on tällä hetkellä sähköasemia turvaava linja, joten sitä voidaan joutua käyttämään sähköasemia korvatessa. Muuntopiirihaaroja lähdessä ei ole kuin kaksi, joten se on suhteellisen puhdas.

4. Lappi - Kodisjoki-linja

Lappi - Kodisjoki-linja on rakennettu pääosin 1960-luvulla. Muutamista paikoista löytyy lahoja pylväitä. Lahoisuus vaihtelee 2-20 millimetrien välillä. Metsäisen reitinsä johdosta lähtö olisi hyvä siirtää osaksi läheisen tien viereen. Mekaanisen kunnon takia saneeraustarve ei ole vielä tällä hetkellä pakollinen, mutta lähitulevaisuudessa kylläkin. Käyttövarmuuden kannalta saneeraus olisi hyvä tehdä lähiaikoina. Laitilansuoran lähden ohella, linjan on tarkoitus turvata Lapin aseman sähkönjakelu, jos päämuuntaja hajoaa.

5. Kodisjoki - Vasarainen-linja

Runkolinjan pylvääät ovat suurimmalta osin 1960-luvulta. Lahoisuusaste on 2-20 millimetriä. Lahot pylvääät ovat jakautuneet linjan eri kohtiin hajanaisesti. Suurin osa haarautuvista muuntopiirejä syöttävistä linjoista on uusittu jo 2000-luvulla. Linjan voisi tulevaisuudessa kaapeloida tai saneerata Kodisjoen tien viereen. Tämä lisäisi käyttövarmuutta ja vähentäisi keskeytyksiä johtolähdön haaroissa.

6. Saaren lähtö

Saaren lähtö on rakennettu pääasiassa 1970-luvulla. Lahoisuusaste on suhteellisen pieni, 0-2 mm lukuun ottamatta joitain yksittäisiä kohtia. Sähkön toimitusvarmuuden kannalta linjan sijainti ei ole kaikkein paras. Alkupää lähdöstä sähköasemalta Ala-Kierin erotinasemalle asti on täysin metsäistä. Kivikylästä ylöspäin linjan sijainti on myös metsäinen Lutan erotinasemalle asti.

Jos taajaman kaapelointi suoritetaan, kuten kappaleessa 8.3.2 esitetään, niin alkuosa tulee tarpeettomaksi. Varasyöttölinjaksi sen voisi jättää. Loppuosan voisi siirtää Eurantien varteen.

7. Taajama-alue

Taajama-alue on kriittisin saneerauskohte. Suurimmalta osin taajaman pylvääät ovat suhteellisen lahoja. Lahoisuusaste vaihtelee 2 ja 20 millimetrin välillä. Säävarma se ei myöskään ole. Linjat kulkevat puistojen lävitse. Taajaverkon kaapelointia tarkastellaan yksityiskohtaisemmin kappaleessa 8.3.2.

8 TAVOITEVERKKOSUUNNITELMA

Tavoiteverkkosuunnitelma on tehtävä, jotta päästäisiin toimitusvarmuuden, jota työ- ja elinkeinoministeriö vaatii. Toimitusvarmuuden parantamiseksi on toteutettava selkeä suunnitelma verkon kehittämisestä ja vaatimuksena on, että taajama-alueilla keskeytysaika saisi olla maksimissaan 6 tuntia ja haja-asutusalueilla maksimissaan 24 tai 36 tuntia. Tavoiteverkkosuunnitelmat suunnitellaan aina johonkin vuoteen asti, kuten vuoteen 2015. Tämän jälkeen määritellään välitavoitteet.

Lapin sähköaseman verkko ei nykykunnossa täytä uuden sähkömarkkinalain vaatimia keskeytysaikoja tavoitevuonna. Tästä syystä täytyy määritellä kehityssuunnitelma ja sen sisälle tarkemmat suunnitelmat.

Tärkeimmät kohteet ovat taajama-alueen kaapelointi, Hinnerjoen lähdön kaapelointi ja erilaiset käyttövarmuuteen ja kunnossapitoon liittyvät työt, jotka lueteltiin kappaleessa 7.

8.1 Saneeraukset ja käyttövarmuus

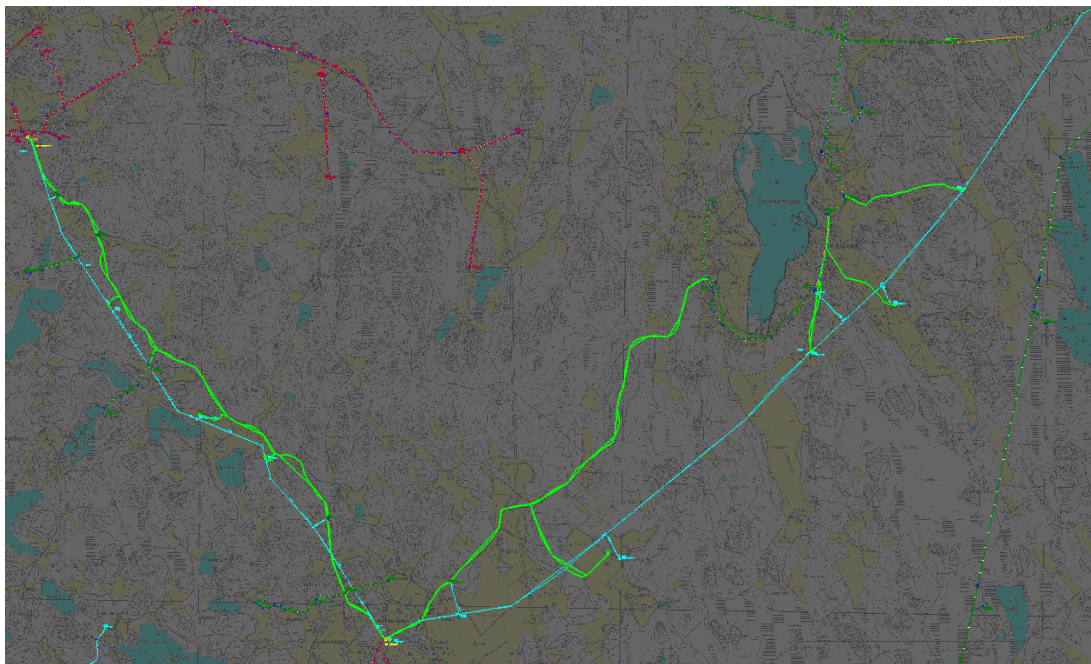
Mekaanisen kunnan ja käyttövarmuuden takia tulevaisuudessa saneerattaviin kohteisiin on tutustuttu jo luvussa 7. Käyttövarmuuden puolesta esille nousevat erityisesti Lappi-Kodisjoki-linja ja Kodisjoki-Vasarainen-linja, eli käytännössä kokonaan Lapin aseman Kodisjoen lähtö. Muita heikomman kuntosensa puolesta saneerattavia kohteita ovat Narvijärven ja Turajärven heikoimmat osat sekä Kodiksamin lähdön kaakkoisosa. Loput tämän hetken mekaanisen kunnan vaatimat saneerauskohteet pystyttäisiin hoitamaan muuntopiirejä syöttävien linjojen kaapeloinnilla.

Työssä on luotu mahdolliset saneerausvaihtoehdot käyttövarmuuden ja osaan mekaanisen kunnan vaatimiin saneerauskohteisiin. Nämä ovat kuitenkin vain suuntaantavia, joiden pohjalta tehdään tarkemmat suunnitelmat.

8.1.1 Kodisjoen lähtö

Nykyisellään Kodisjoen lähtö ei ole kovinkaan käyttövarma. Suurimmalta osin se on myös suhteellisen vanhaa ja lahoamassa olevaa. Mahdollinen vaihtoehto on, että kyseinen lähtö puretaan kokonaan. Kollan lähtö tulisi korvaamaan myös Kodisjoen lähdön. Purettu linja siirrettäisiin Kodisjoentien varteen ja yhdistettäisiin Kauklaisten järven rantaan 2000-luvulla saneerattuun Kollan lähtöön. Muuntopiirihaarat kaapeloitaisiin tai niille rakennettaisiin ilmalinjat ja niiden päähän satelliittimuuntamot. Jokaiseen haarautuvan linjan alkuun asennettaisiin käsierottimet, jotta linjat saadaan erotettua runkolinjasta helposti. Kyseisen lähdön alkuosa Kodisjoelle asti kuitenkin muuttuisi suunnitelman jälkeen sähköasemia turvaavaksi verkoksi, joten erotusmahdollisuus on tärkeä mahdollisessa sähköaseman korvaustilanteessa.

Kodisjoelta Vasaraisten erotinasemalle lähtevä osuus myös saneerattaisiin. Uusi linja kulki Raumentien varrella Vasaraisiin asti. Tätä osuutta voitaisiin myös syöttää kytkentämuutoksilla Monnan sähköaseman kautta. Kodisjoelle tulisi tällöin kolmelta eri sähköasemalta lähdöt. Korvaustilanteessa tämä on eduksi. Kollan lähdön pituuden jälkeenkin jännitteenalenema pysyy säädettyissä rajoissa.

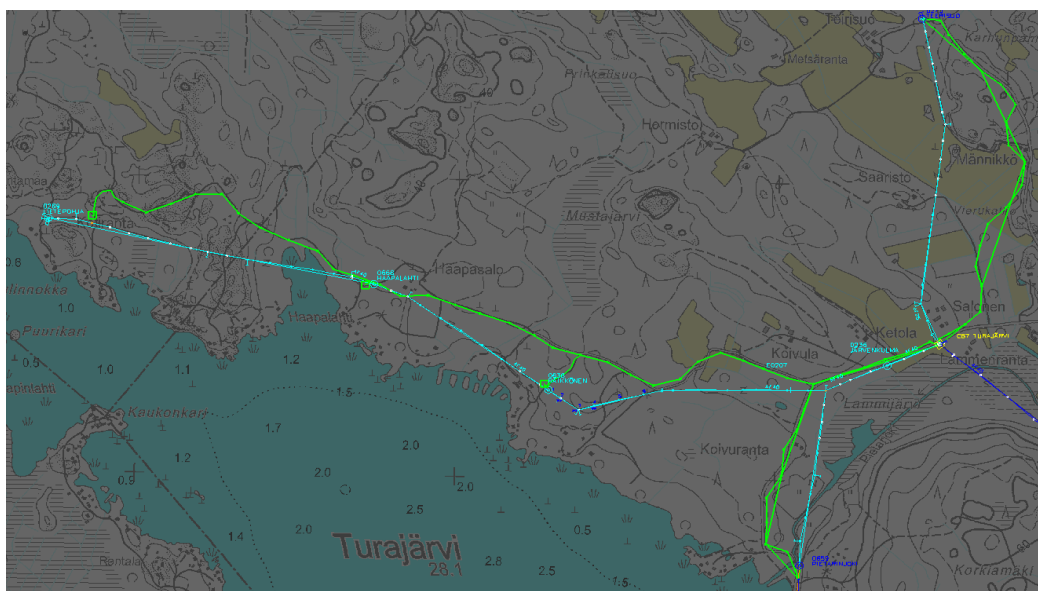


Kuva 22. Kodisjoen lähtö

Kuvassa 22 lähdön nykyiset linjat ovat korostettu turkoosilla värillä ja uusi mahdollinen linjan paikka saneerauksen jälkeen vihreällä.

8.1.2 Turajärven alue

Turajärven alueella muutamaa muuntopiiriä syöttävät linjahaarat ovat suhteellisen huonokuntoisia ja varmasti tulevaisuuden saneerauskohde. Mahdolliset uudet linjat kulkisivat tien vierustoja pitkin. Nykyiset linjojen paikat eivät kauheasti muuttuisi verrattuna saneeraukset jälkeisiin paikkoihin. Muuntopiirihaarat voitaisiin myös kaapeloida Turajärven erotinasemalta lähtien.



Kuva 23. Turajärven linjahaarojen reitit

Yllä olevassa kuvassa nykyiset linjan paikat turkoosilla värillä ja vihreällä mahdollinen uusi sijainti avolinjoilla rakennettuna.

8.1.3 Narvijärven haara.

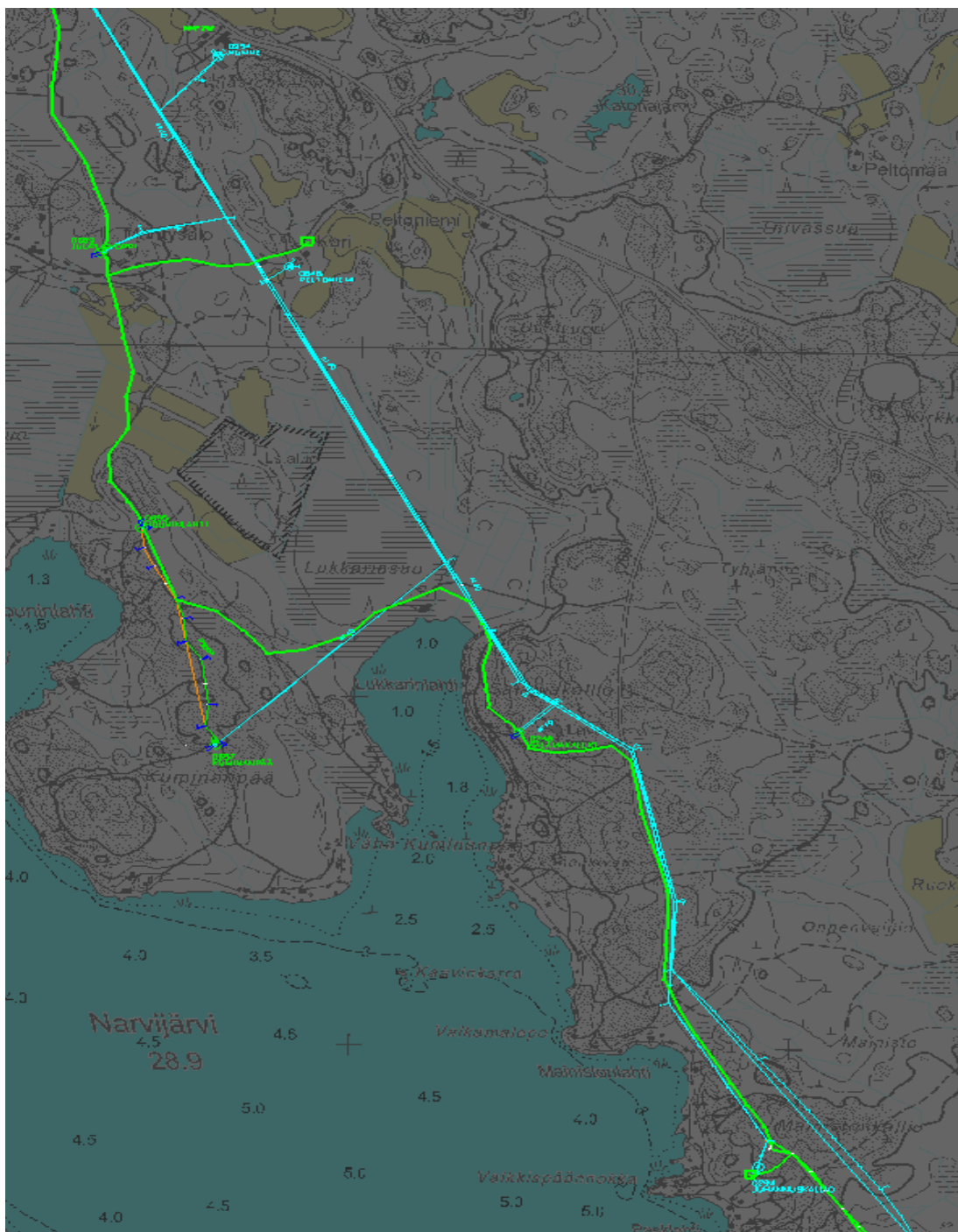


Kuva 24. Kodiksamin lähtö

Kuvassa 24 on turkoosilla värillä korostettuna Kodiksamin lähtö. Nykyään johtolähtö haarautuu sähköasemalta kahteen haaraan. Toinen kiertää Kodiksamin kautta Narvijärven eteläpuolelle ja toinen tulee suoraan pohjoisesta. Vuonna 2013 lähtöön tullaan rakentamaan yhdistävä linja haarojen välille. Näin saadaan rengassyöttömahdollisuus. Vikatilanteessa lähtöä voidaan syöttää kummastakin suunnasta. Narvijärven eteläpuoli on ollut tähän saakka suhteellisen vikaherkkä pitkän syöttävän runkolinjan takia.

Tulevaisuudessa linjan saneerausta joudutaan jatkamaan mekaanisen kunnan huononemisen takia. Yhtenä mahdollisuutena on nykypäivän ”trendien” mukaisesti saneerata ilmalinja pois metsästä Juuruskorventien varteen. Muutaman kilometrin päässä se voisi yhdistyä 2000-luvulla saneerattu linjahaaraan. Tästä linja jatkuisi Narvijärven rantaa pitkin Ruonan tielle asti ja siellä linja yhdistyisi yllä mainittuun renkaa-

seen. Peltoniemien muuntopiiriä syöttävä linjahaara yhdistettäisiin uuteen runkolinjaan ilmalinjalla, jonka päässä olisi joko satelliittimuuntamot tai pylväsmuuntamot.



Kuva 25. Narvijärven alueen linjat saneerauksen jälkeen

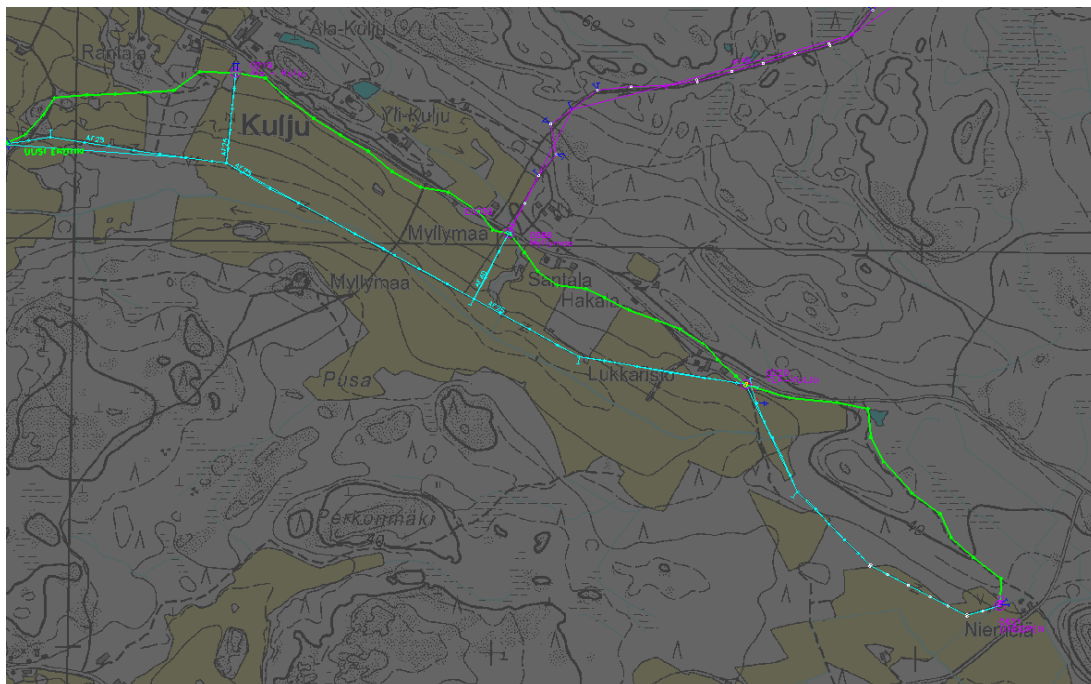
Yllä olevassa kuvassa mahdollinen reittivaihtoehto. Turkoosilla värillä on korostettu ilmalinjan nykyinen reitti ja vihreällä värillä mahdollinen uusi reitti saneerauksen jälkeen.

Suhteellisen pienellä panostuksella linjasta saataisiin huomattavasti käyttövarmempi nykyiseen verrattuna. Myös Narvijärven osuuden erottaminen voisi tulla tässä vaiheessa kysymykseen. Lähdön erottamista tarkastellaan kappaleessa 8.3.2.

8.1.4 Kuljun alue

Kuljun alueella muutamat muuntopiirejä syöttävät linjat ovat lahoamassa. Mahdollinen vaihtoehto olisi, että nykyinen avolinja pellolta purettaisiin ja se rakennettaisiin avolinja uudelleen tai kaapeloitaisiin Kuljuntien varteen. Tämä olisi hieman nykyistä linjaa pidempi, mutta käyttövarmempi. Tämä yhdistäisi nykyiset pylväsmuuntamot ja jo saneeratun muuntopiirin syötön. Huonokuntoiset pylväsmuuntamot kunnostettaisiin samalla, tai korvattaisiin satelliittimuuntamoilla. Lähdön alkuun voitaisiin asentaa linjaerotin, jotta mahdollisessa vikatilanteessa haara saataisiin erotettua runkolinjasta.

Kuvassa 26 on turkoosilla värillä linjan nykyinen sijainti ja vihreällä värillä mahdollinen uusi reitti.

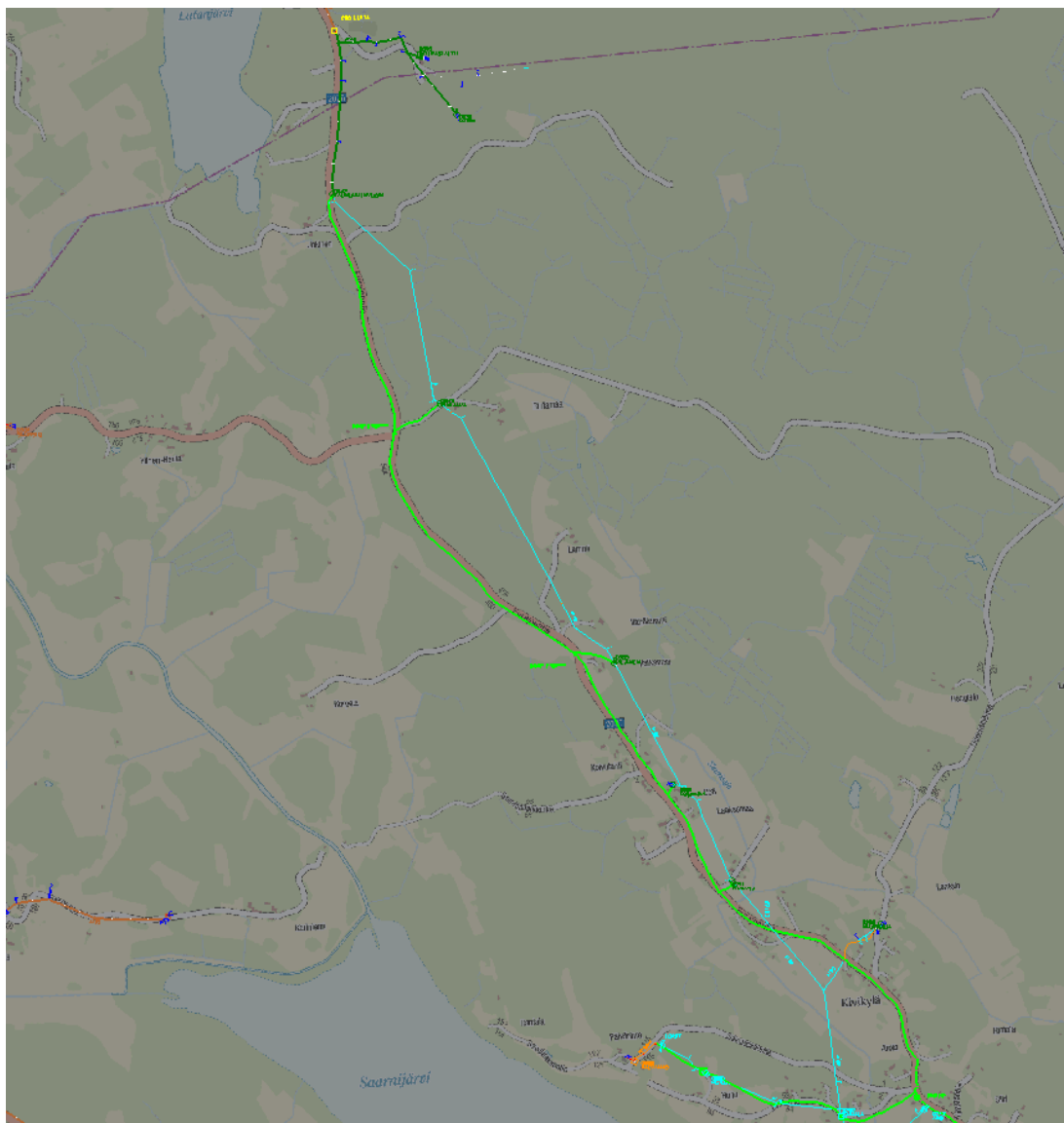


Kuva 26. Kuljun alueen linjat

8.1.5 Saaren lähtö

Toimintavarmuuden kannalta Saaren lähtöä tulee parantaa. Yksi vaihtoehto olisi jatkaa Lutan erotinasemalta lähtevää ilmalinjaa tien viereen Kivikylään asti. Pituutta uudelle linjalle tulisi noin 4 kilometriä. Linjan voisi myös kaapeloida tien viereen. Muuntamot voitaisiin rakentaa myös tien viereen. Linjan partiointi ja muuntamoiden huolto helpottuisivat huomattavasti.

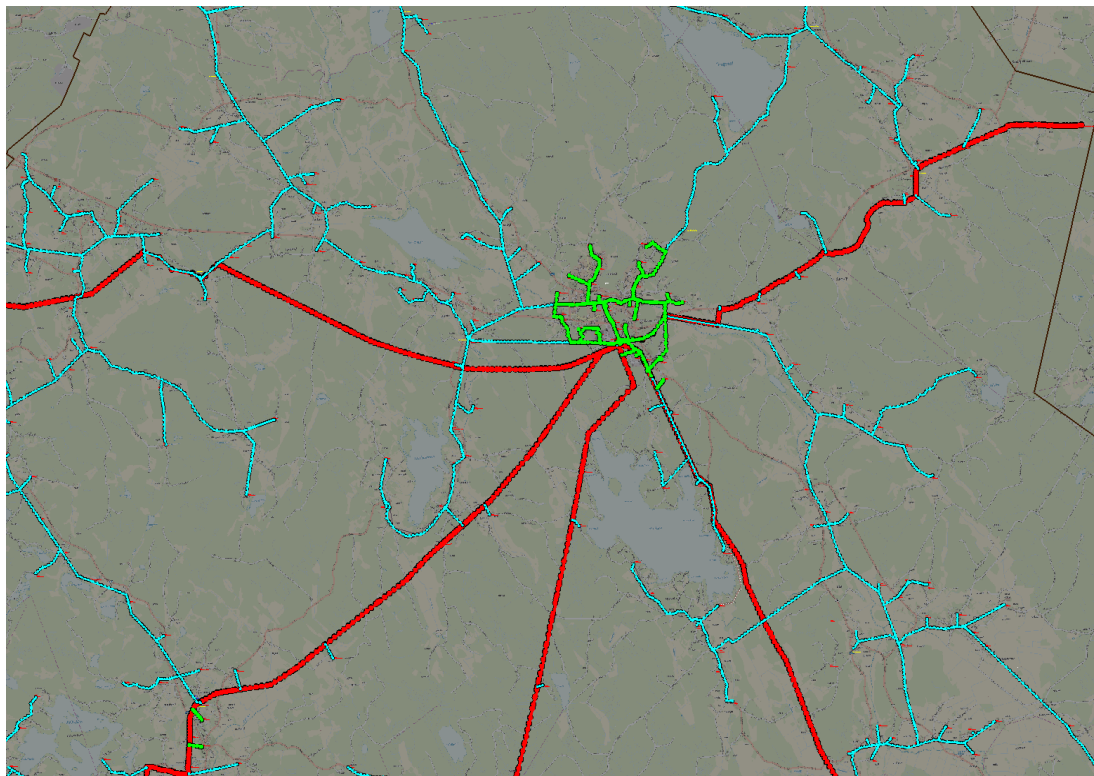
Alla olevassa kuvassa on nykyinen linja turkoosilla värillä ja suunniteltu linja kirkkaan vihreällä.



Kuva 27. Saaren lähdön linjat

8.2 Sähköasemia turvaavan linjan erottimet

Sähköasemia turvaava verkko kattaa sähköasemien väliset yhteydet, joilla korvataan tarvittaessa 110 kV:n vaurion tai päämuuntajavaurion osalta koko sähköasemaa.



Kuva 28. Sähköasemia turvaava verkko

Kuvassa 28 on punaisella värillä korostettu primääriverkot eli sähköasemia turvaavat verkot, vihreällä taajamaverkko ja loput himmeällä vaaleansinisellä värillä korostetut linjat ovat haja-asutusverkkoa. Primääriverkkoa Lapin alueella edustavat Lapin sähköasemalta Paneliankosken voimalle menevä linja, Hinnerjoen kytkinasemaa syöttävä lähtö, Kollan lähdön Kollan erotinasemalle menevä osuus ja Laitilansuoran lähtö.

Hinnerjoen lähtö on tarkoitus kaapeloida kokonaan ja kyseinen linja on entuudestaan puhdas muuntopiirihaaroista. Kaapeloinnista kerrotaan enemmän kappaleessa 8.3. Kollan lähdön osuus kulkee 110 kV:n kanssa samassa johtokadussa, joten se on suhteellisen säävarma. Linjassa ei myöskään ole muuntopiirihaaroja. Kodisjoelle menevä linja kulkee metsikköjen lävitse ja on suhteellisen vanhaa, joten mahdollinen saneeraus tulee kysymykseen, jos linjaan hankitaan erottimia erottamaan haarautuvia

linjahaaroja. Laitilansuoran lähtö on myös hyvin metsäinen ja vanha. Ennen erottimien hankintaa, pitää päättää, että onko linja tarpeellinen korvaustilanteissa. Turajärven lähdön osuus Lapin sähköaseman ja Paneliankosken Voiman välillä on suhteellisen uutta lukuun ottamatta lähdön alkupäätä. Alkupää on rakennettu 1970-luvulla. Muuntopiirihaaroja linjassa on muutamia, joista osa on aika pitkiä. Näihin kohtiin hankittaisiin käsierottimet.

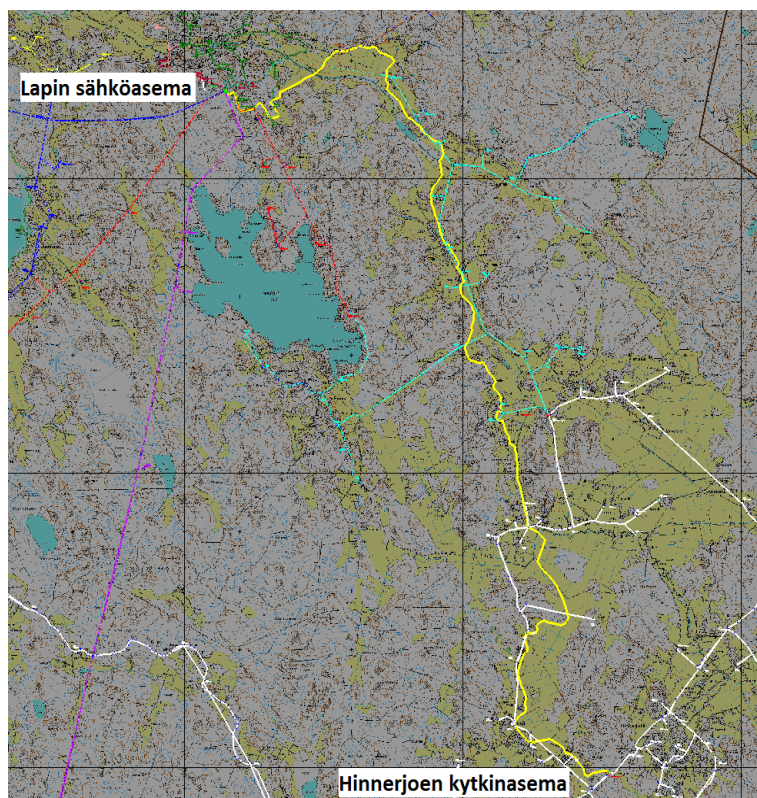
8.3 Kaapelointi ja kehittäminen

8.3.1 Lappi-Hinnerjoki kaapelointi

Lapin sähköaseman lähtö Hinnerjoen lähtö on tarkoitus kaapeloida tulevaisuudessa Hinnerjoen taajaman sähköjakelun varmistamiseksi. Nykyinen linja ei ole tarpeeksi varma syöttö Hinnerjoen kytkinasemalle.

Johtolähtö on tarkoitus kaapeloida kokonaan aina Hinnerjoelle asti. Kaapelointi on tarkoitus asentaa samaan uraan vesilaitoksen asentaman putken kanssa. Vesilaitoksen asennukset ovat tällä hetkellä lähes valmiina. Jos kaapelireitti mukailisi vesijohtouraan koko matkan, pituus nousisi nykyisestä vajaasta 14 kilometristä reiluun 21 kilometriin.

Vesijohtoura kulkee Hinnerjoelta saakka Kodiksammin ja Kaukolan läpi peltojen reunamia ja ojanvarsia pitkin aina Lappiin Teilinummen asuntoalueen kautta Lapin keskusta. Alla olevassa kuvassa keltaisella on korostettu värillä Hinnerjoen lähdön suunniteltu reitti.



Kuva 29. Hinnerjoen lähdön suunniteltu kulkureitti

Ilmalinja on saneerattu maakaapeliksi. Suunnitelmassa käytetty kaapeli on tyypiltään PEX-eristeistä AHXAMK-W 3x185 maakaapelia. Energiamarkkinaviraston mukaan 185 neliön SJ-maakaapelin asennus maksaa noin 42 t€/km eli 22 kilometrin johtolähdölle tulee hintaa noin miljoona euroa. Maakaapeloinnin takia myös verkostolasennan arvot muuttuvat, erityisesti maasulkuvirran osalta.

Taulukko 10. Hinnerjoen lähdön sähkötekniset arvot

J21 Hinnerjoki KA	K-aste (%)	U min (kV)	Uh (%)	Ph (kW)	Eh (MWh)	I max (A)	P max (kW)	Ik min (kA)	Verkko (m)
Nykyinen	65 %	19,79	3,5 %	113 kW	193 MWh	100 A	3401 kW	1,209 kA	13704 m
Suunniteltu	65 %	19,77	3,5 %	135 kW	240 MWh	97 A	3424 kW	1,49 kA	21537 m

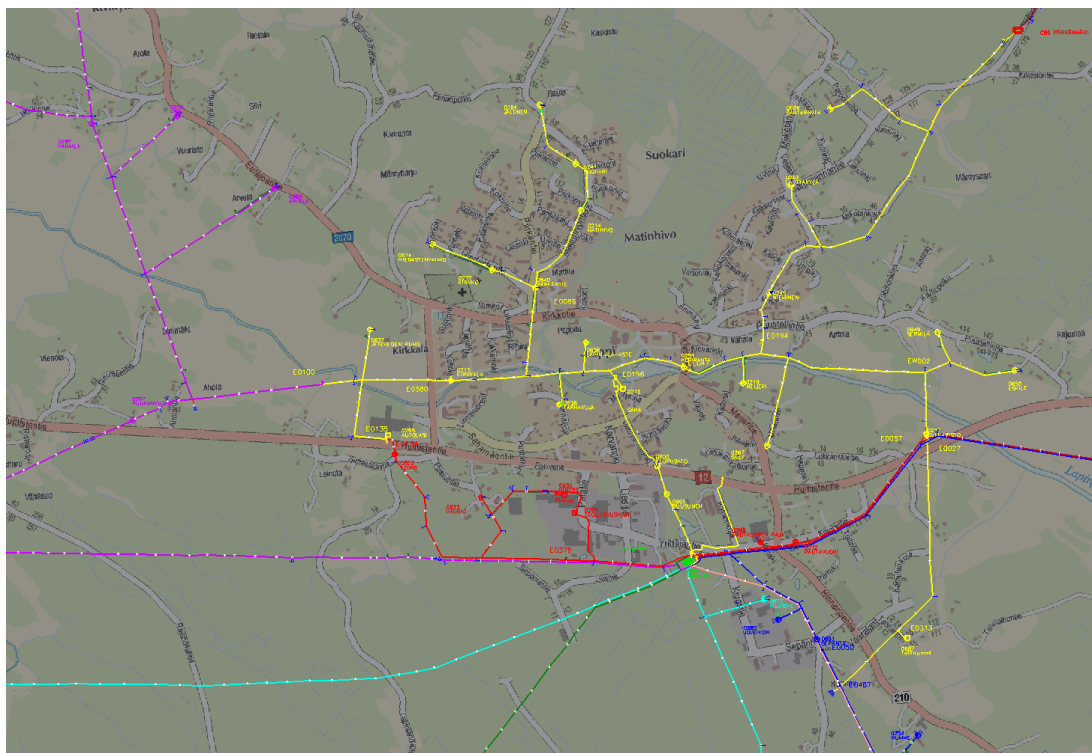
Kuten taulukosta 10 nähdään, että kaapeloinnin ansiosta jänniteenalenema laskee, mutta toisaalta pidempi matka aiheuttaa enemmän häviöitä. Kaapeloinnin myötä

energia- ja tehohäviöt kasvaisivat entisestäänkin. Häviöenergian hinta olisi tällä hetkellä 7 snt/kWh energianhinnalla noin 16800 €/a.

8.3.2 Lapin taajama-alueen kaapelointi

Lapin alueen taajamaverkkoa on tarkoitus kaapeloida säävarman verkon turvaamiseksi. Tämä tulee tapahtumaan jaksoittain eri osuuksissa. Ensimmäinen osuuden kaapelointi tulee alkamaan vuonna 2013. Tässä kappaleessa esitetään ensimmäisen osuuden jo päätetty reitti ja mahdollinen jaksotus, jota voidaan käyttää loppuosien kaapelointia suunniteltaessa.

Kuten kuvasta huomataan, Lapin taajama-alueen verkko on tällä hetkellä melkein kokonaan ilmalinjaa. Pieni osa Lapin teollisuuden sähköjakeluverkosta on kaapeloitu. Osa kaapeleista on asennettu 1970-luvulla ja osa 1980-luvulla. 2012 aurattiin noin kilometrin pituinen osuus tien viereen valmiiksi tämän vuoden keväällä alkavaan suurempaan taajamaverkon kaapelointiin. Alla olevassa kuvassa on Lapin taajama-verkko nykyisessä tilanteessa.

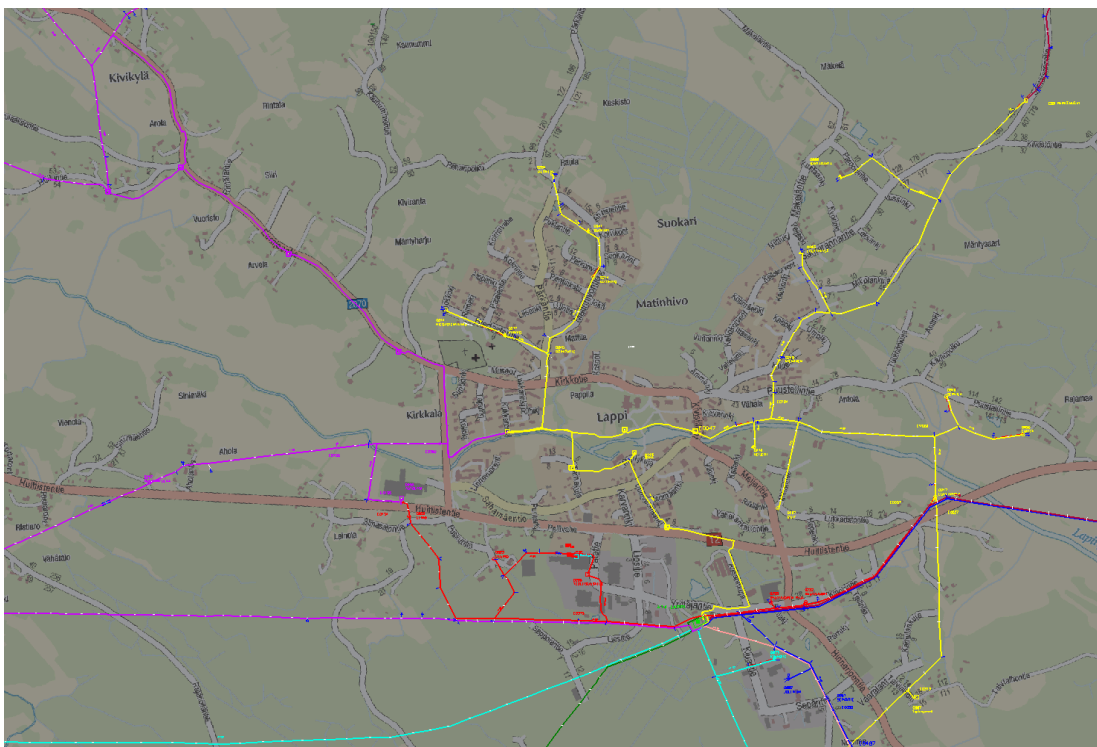


Kuva 30. Taajamaverkko nykyisellään

Ensimmäinen osuus

Ensimmäisellä osuudella kaapeloidaan Lapin keskustan kohteet Lapinjoen ylittävään kivisiltaan asti. Eurajoentien alkupäähän Kivikylään asti rakennetaan pyörätie, joten samalla kaapeloidaan myös pellolla menevä ilmalinja ja pylväsmuuntamot korvataan puistomuuntamoilla. Muut kaapeloinnin rajat tulevat Pärkäntien pylväsmuuntamolle ennen Matinhivon asuntoaluetta ja Eurajoentien vieressä olevalle linjaerottimelle.

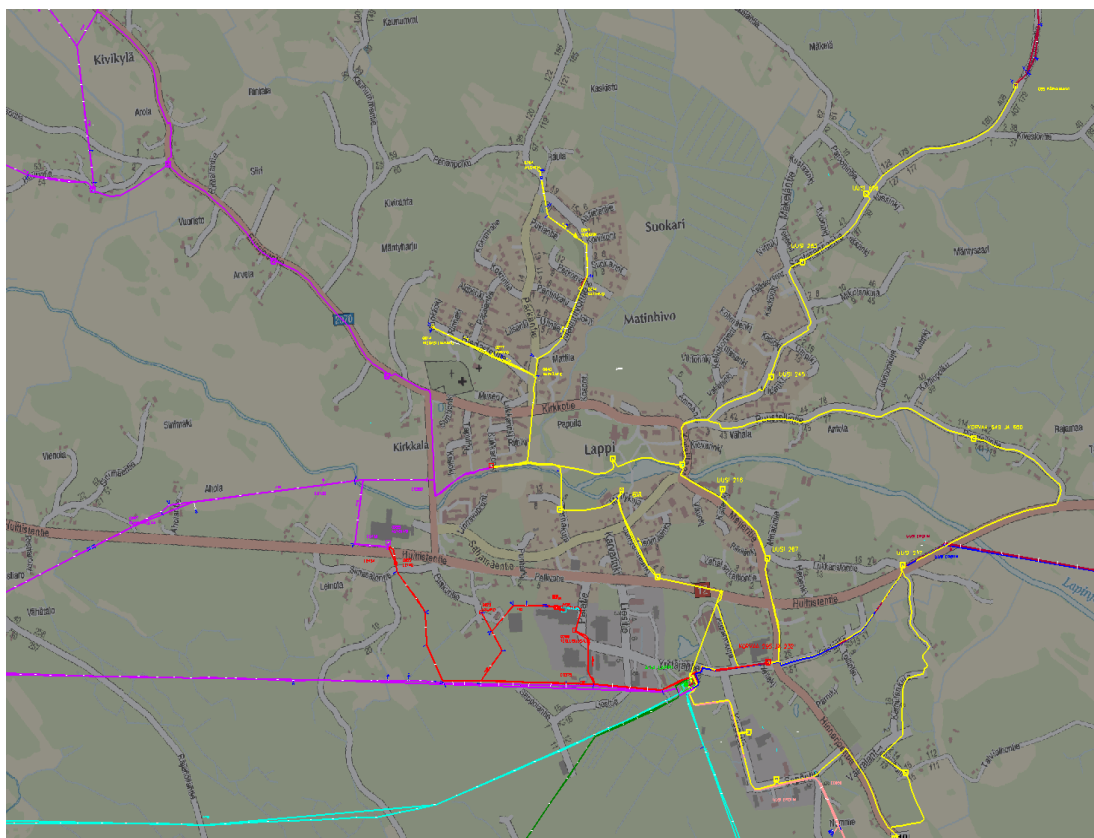
2012 asennettua kaapelia jatketaan uuniverstaankujalle saakka. Tähän rakennetaan puistomuuntamo, joka korvaa Klupusadon ja Ruususen pylväsmuuntamot. Myös Tarhakujan muuntamo ja ala-astetta syöttävä muuntamo, korvataan puistomuuntamoilla. Sahan tiilikoppimuuntamoon asennetaan SF6-kojeisto. Lapinjoen varrella oleva nykyinen Kirkkalan pylväsmuuntamo korvataan kauko-ohjattavalla puistomuuntamolla, tai siihen laitetaan kauko-ohjattava erotinasema ja puistomuuntamo erikseen vierekkäin. Kumpikin vaihtoehto tulee toimimaan myös jakorajana tulevaisuudessa. Ensimmäisen kaapeloinnin osuus loppuu Lapinjoen ylittävän kivisillan viereen Kotirannan tulevalle uudelle puistomuuntamolle. Kuvassa 31 on Lapin taajamaverkko ensimmäisen osuuden jälkeen.



Kuva 31. Taajamaverkko ensimmäisen osuuden jälkeen

Toinen osuus

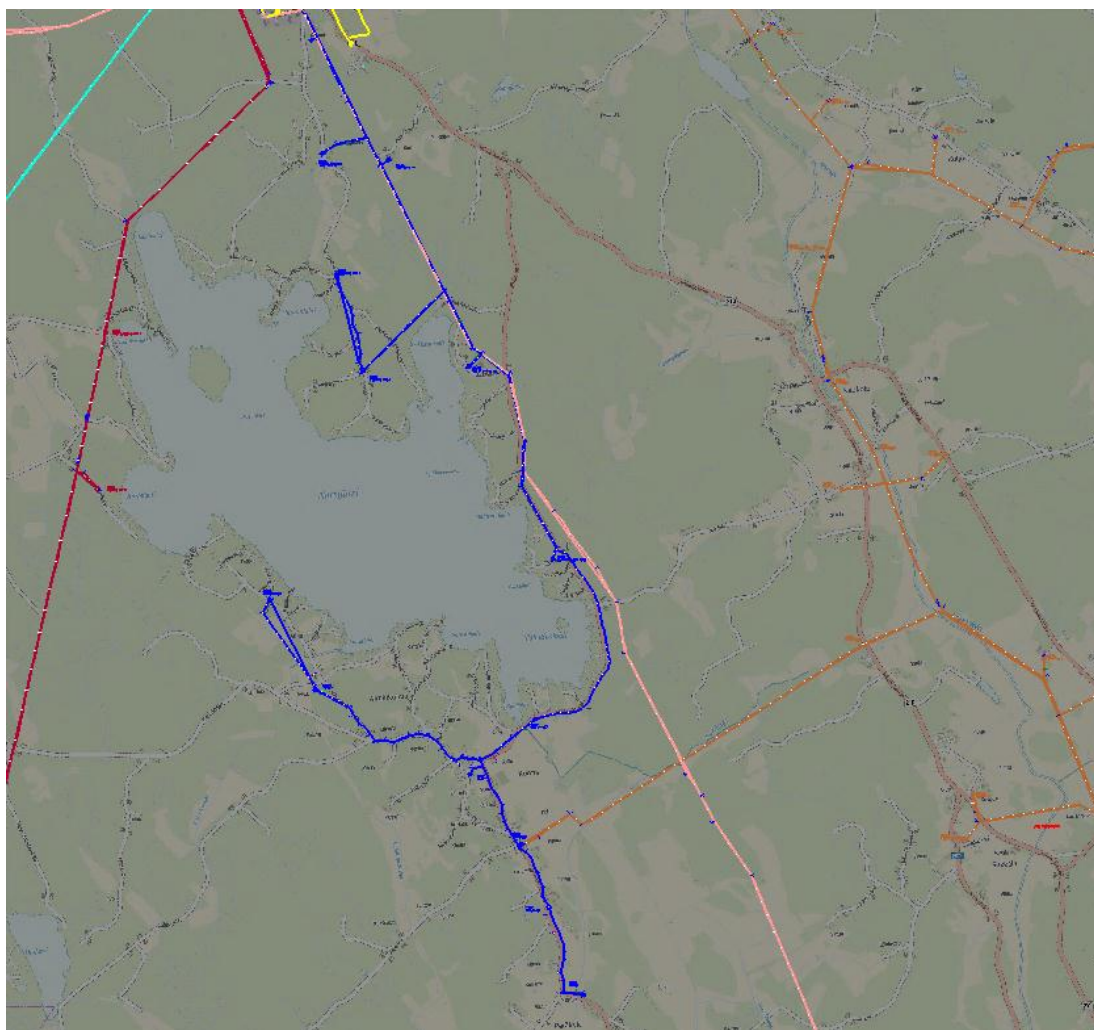
Toisella osuudella kaapeloitaisiin taajamaverkon itäinen puoli loppuun. Kaapelointia jatkettaisiin kivisillan viereen rakennetulta puistomuuntamolta pohjoiseen Santaranantien vierustaa aina Lapinkylän ja Turajärven lähtöjen jakorajalle asti Pärkäntien erotinasemalle. Toinen kaapeli kiertäisi Puustellin tietä. Kaksi pylväsmuuntamoaa kyseisellä tiellä korvattaisiin yhdellä puistomuuntamolla. Kaapeli kääntyisi Huittistentielle ja jatkaisi tien reunaa takaisin asemalle päin. Kaapeli haarautuisi nykyisen Lukkariston pylväsmuuntamon tilalle tulevalla puistomuuntamolla. Tähän tulisi myös rengassyöttömahdollisuus. Kaapeli jatkuisi Teilinummen asuntoalueen lävitse Hinnerjoentielle, josta se tulisi teollisuusalueen läpi takaisin asemalle. Keskustan alueista kaapeloitaisiin tässä vaiheessa ensimmäisellä osuudella väliin jääneet keskustan palveluita syöttävät muuntamot. Myös muiden lähtöjen taajama-alueen läpi kulkevat osuudet kaapeloitaisiin ja pylväsnoisujen päähän asennettaisiin erottimet. Kuvassa 32 on Lapin taajamaverkko toisen osuuden jälkeen.



Kuva 32. Taajamaverkko toisen osuuden jälkeen

Toisessa kaapelointivaiheessa myös Kodiksamin lähdöstä voitaisiin erottaa Narvijärven osuus omaksi lähdökseen. Narvijärven eteläpuolelle Ruonantien viereen Kirstolan muuntamolle asennettaisiin jakorajaerotin erottamaan uuden Narvijärven ja Kodiksamin lähdöt.

Uusi Narvijärven johtolähtö vähentäisi sähkönjakelun keskeytysten määrä Narvijärven alueella. Alla olevassa kuvassa Narvijärven uusi lähtö on väriltään tumman sininen.



Kuva 33. Narvijärven lähtö

Kolmas osuus

Kolmannessa osuudessa kaapeloitaisiin loput taajama-alueesta. Matinhivon asunto-alue taajaman pohjoispuolella, teollisuusalueet länteen päin. Nykyinen Saaren lähtöä

syöttävä avolinja Ala-Kierin erotinasemalle asti purettaisiin pois. Matinhivon asuntoalueen päästä viimeisestä muuntamolta kaivettaisiin rengassyöttömahdollisuus Kuummentietä pitkin Eurajoentielle jo ensimmäisellä osuudella tehtyyn Arvelan muuntamolalle. Matinhivon asuntoalueella Kirkon ja Hiedastenvainion muuntopiirit yhdistettäisiin. Alla olevassa kuvassa on esitettyä mahdollinen taajamaverkon topologia kaapeloinnin jälkeen.



Kuva 34. Lapin taajamaverkko kolmannen osuuden jälkeen

Jos kaapelointi suoritetaan kokonaan tämän suunnitelman mukaan, hinta-arvio on töineen ja komponentteineen 4 miljoonan luokkaa. Aseman kaapelointiaste nousisi nykyisestä vajaasta 2 prosentista noin 20 prosenttiin.

8.4 Sävarma taajamaverkko

Taajama-alueen ei tarvitse olla kokonaan kaapeloitu ollakseen sävarma. Se edellyttää kuitenkin sitä, että nykyiset avolinjat eivät kulje kovin lähellä puita. Tämä on suhteellisen vaikea toteuttaa esimerkiksi puistoalueilla ja asutusalueilla, joissa on

maisemoinnin takia puita ja suurin osa nykyisistä taajama-alueen pylväistä ei kestä luonnossa enää mekaanisen kunnan puolesta montaa vuotta. Osa pylväistä on jo suhteellisen lahoja, joten saneerausta vaaditaan joka tapauksessa joko kaapeloimalla tai rakentamalla uudet ilmalinjat säävarmoiksi.

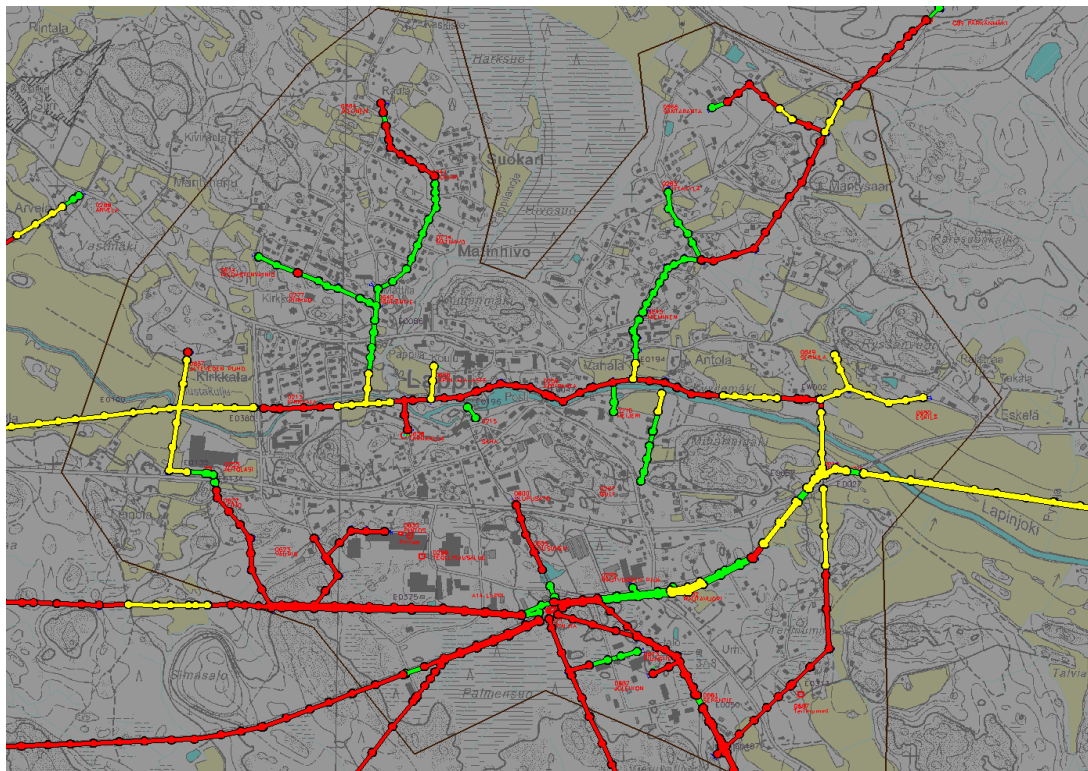
Lapin keskustan alueella suurin osa pylväistä on yli 40 vuotta vanhoja. Pylväiden käyttöikä alkaa vähitellen olla lopussa ja myös kaupunkialueen sähkön toimitusvarmuuden takia ne kannattaisi kaapeloida lähitulevaisuudessa. Keskustan alueilla eniten puustoa löytyy Lapinjoen rannalta. Tämän puistoalueen lomassa kulkee myös yksi keskustan ilmalinjoista.

Matinhivon asutusalueen suunnalla pylväiden ikä lähentelee samaa kuin keskustan kohteissakin. Matinhivossa pylväät ovat kuitenkin mekaanisesti huonommassa kunnossa. Lahoisuusaste on muutamissa pylväissä 20 mm tai sen yli. Nämä pylväät joudutaan kuitenkin joka tapauksessa vaihtamaan muutaman vuoden sisällä, joten kaapelointi olisi hyvä vaihtoehto tällä asutusalueella. Alueen pohjoispuolella linja kulkee puiden lomassa. Kovinkaan tiheää puustoa ei ole, mutta huonoimmassa tilanteessa pienikin oksa voi vian aiheuttaa. Myös Teilinummen asutusalueella taajama-alueen kaakkoisreunassa muuntopiiriä syöttävät linjat kulkevat metsän läpi.

Lapin teollisuusalueen pylväiden lahoisuusaste on suurimmalta osin 0-2 mm. Toiselta kannalta ajateltuna, teollisuus on juuri se, joka kärsii sähkökatkoista eniten. Teollisuusalueet olisi siis hyvä kaapeloida. Teollisuusalueen muuntamot sijaitsevat metsäisellä alueella, joten katkot ovat mahdollisia. Kohdennettu saneeraus ja metsien hoito olisi myös yksi vaihtoehto kaapeloinnin tilalle.

Ainoa kohde, jonka voisi vielä säästää saneerauksilta lähitulevaisuudessa on linja, joka kulkee Pärkäntien erotinasemalle. Niemisen muuntamolta lähtien linja on saneerattu 1990-luvun vaihteessa. Luotettavuuden kannalta linjan sijainti ei ole optimaalinen. Linja kulkee osittain metsikön läpi. Huomattavan vikaherkkä alue ei ole, mutta luonnonilmiöissä puut voivat kaatua linjalle.

Kuvassa 35 punaisella värillä on korostettu ne ilmalinjat, joiden johtokadut ovat puiden lomassa. Vihreällä värillä on tonttien alueet sekä tie- ja katualueet. Keltainen väri kuvastaa pelloilla olevia ilmalinjoja.



Kuva 35. Ilmajohdojen sijoitusympäristöt väreittäin

Kuvasta nähdään että aseman ympäristö on suhteellisen metsäistä. Eteläinen osa on melkein kokonaan taajama-alueesta metsää. Tämä alue kattaa kokonaan Lapin teollisuuden. Myös joen varren puistossa menevät ilmalinjat ja osa asutusalueiden ilmalinjoista kulkee metsäsaarekkeiden läpi. Nämä alueet ovat alttiita sääilmiöille ja aiheuttavat keskeytyksiä.

Taajama-alueen rajoille voitaisiin tietysti laittaa myös erottimet, jotta taajama saataisiin mahdollisissa keskeytystilanteissa irti muista lähdoistä. Haja-asutuslähtöjen alut ovat suhteellisen hyvin puhtaita muuntopiireistä. Aseman itä- ja kaakkoispuolella olevat teollisuutta syöttävät muuntamot ovat Laitilansuoran ja Kodiksamin lähdoissä kiinni.

8.5 Uusi sähköasema

Nykyinen 110/20 kV:n sähköasema tulee myös tiensä päähän lähitulevaisuudessa. Asema on rakennettu vuonna 1978. Päämuuntaja ja aseman komponentit ovat samalta vuodelta. Vanhat releet ja katkaisijat eivät sovellu kompensoinnin hankintaan. Myös nykyisen aseman maadoituksia tulisi parantaa kaapelointiasteen noustessa, joten uuden aseman hankinta olisi järkevämpi vaihtoehto.

Uusi sähköasema sijoitettaisiin vanhan sähköaseman viereen. Nykyinen sähköasema purettaisiin pois. Tämä olisi kustannustehokkaampi ratkaisu, koska uutta 110 kV:n verkkoa ei näin tarvitsisi juurikaan rakentaa, kuten myös ei tarvitsisi hankkia uutta sähköasematonttia.

Uuden aseman hankinnan yhteydessä hankittaisiin myös uusi päämuuntaja. Sähköasemalle sijoitettaisiin keskitetty kompensointi. Uusi sähköasema lisäisi sähkön laatua ja toimitusvarmuutta, koska uudet sähköasemakomponentit olisivat käyttövaramempia kuin nykyiset öljykatkaisijat ja releet.

Uuden sähköaseman komponenttien investointikustannukset olisivat Energiamarkkinaviraston yksikköhintojen mukaan noin miljoona euroa ilman asennuksia ja muita tarvittavia töitä. Suurimmat maksut tulisivat uudesta päämuuntajasta sekä asemarakennuksesta ja -komponenteista. Uuden 110 kV:n kytkinkentän hankkiminen nostaisi hintaa huomattavasti, mutta jos asema tulee vanhan paikalle, niin kyseisiltä maksuilta vältyttäisiin. Joitain yksittäisiä kytkinkentän komponentteja kannattaisi kuitenkin vaihtaa uudempiin.

9 JOHTOPÄÄTÖKSET

Lapin sähköjakelu alueen verkko ovat suurimmalta osin mekaanisen kunnan puolesta kohtalaisessa kunnossa. Sähkötekniset arvot pysyvät lakien määrittämässä rajoissa. Muuntopiirihaarojen saneerauskohteita, kuten myös laajempia saneerattavia kohteita löytyy lähivuosina pylväiden lahoamisen ja sähkön toimitusvarmuuden kannalta.

Lapin alueella väestön määrään ei luultavasti tule suuria muutoksia, joten sähkön käyttö ei lisääny ainakaan kovin huomattavasti. Uusia asemakaavamuutoksia on tulossa lähitulevaisuudessa, mutta luultavasti kulutus ei kovinkaan merkittävästi lisääny. Lähtöjen kuormitukset eivät myöskään tule muuttumaan nykyisestä kovin paljon.

Rakentamista ja kunnossapitoa on lisättävä, jotta määrättyt keskeytysajat toteutuvat aikarajaan mennessä. Tämä tarkoittaa siis määrärahojen nostamista. Rakentaminen voidaan rahoittaa siirtohintoja nostamalla ottaen huomioon jakeluyhtiön sallitun tuoton. Sallittu tuotto riippuu verkon arvosta, joten investointeja lisäämällä myös sallittu tuotto kasvaa. Kaapelointi on suuressa osassa tulevaisuuden sähköverkon rakentamista, erityisesti taajama-alueen kaapelointi. Myös vanheneville ilmalinjoille on tehtävä saneerauksia.

Kaapelointia lisättäessä nousee maasulkuvirta moninkertaiseksi nykyisestä. Releiden uusiminen ei välttämättä kannata vanhalle sähköasemalle. Parempana vaihtoehtona on uuden sähköaseman rakentaminen ja hankinta. Vanha sähköasema sekä releet ja muut suojalaitteet alkavat olla suhteellisen vanhoja. Uusi sähköasema lisää sähkön laatua ja toimitusvarmuutta. Kompensoinnin hankkiminen sähköasemalle tulee ajankohtaiseksi myös taajamaverkon kaapeloinnin yhteydessä. Uudet sähköasemareleet mahdollistavat myös maastokatkaisijoiden käytön. Maastokatkaisijoita kannattaa sijoittaa huonoimpiin maaseutulähtöihin, kuten Kodiksamin lähtöön. Tämä parantaa omalta osaltaan sähkön toimitusvarmuutta ja vähentää keskeytysaika.

Kaukokäytettävien erottimien ja -erotinasemien sijoittaminen sähköjakeluverkkoon lisää toimitusvarmuutta ja vähentää keskeytysaika. Erottimien sijoittaminen sähkö-

asemia suojaavien linjojen muuntopiirihaaroihin ja taajama-alueen reunoille lyhentää keskeytysaikoja.

Taulukko 11. Verkon saneeraus- ja parannuskohteet vuosittain

Saneeraus- ja parannuskohteet	
Vuosi	Kohde
2013	Taajamaverkon kaapelointi
2014	Kodiksamin lähdön saneeraus
2015	Uusi sähköasema
2016	Taajamaverkon kaapelointi
2017	Taajamaverkon kaapelointi
2018	Lappi-Hinnerjoki kaapelointi
2019	Saaren lähdön saneeraus
2020	Muuntopiirihaarojen kaapelointia
2021	Kodisjoen lähdön saneeraus
2022	Muuntopiirihaarojen kaapelointia
2022	Kollan lähdön saneeraus
2023	Turajärven lähdön saneeraus
2024	Laitilansuoran lähdön saneeraus

Taulukosta 11 nähdään, että taajamaverkon kaapelointi on ohjelmassa ensimmäisenä. Lähtöjen saneerauksista Kodiksami on ensimmäinen. Lähdön suuri pituus, muuntopiirien määrä ja KAH-arvo vaikuttavat valinnassa. Uuden sähköaseman hankinta tulee taajamaverkon kaapelointien jälkeen verkon sammutuksen hankinnan yhteydessä. Hinnerjoen lähdön kaapelointi on ajoitettu vuoteen 2018. Muiden lähtöjen saneeraukset tulevat edellä mainittujen jälkeen vuosittain.

LÄHTEET

Alanen, R. & Hätönen, H. 2006. Sähkön laadun ja jakelun luotettavuuden hallinta. Espoo: VTT. Viitattu 19.12.2012.

<http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2006/W52.pdf>

Elovaara, J. & Haarla, L. 2011. Sähköverkot 1. Helsinki: Otatieto

Elovaara, J. & Haarla, L. 2011. Sähköverkot 2. Helsinki: Otatieto

Energiateollisuus. 2012. Sähkökatkot ja jakelun keskeytykset. Helsinki: Energiateollisuus ry. Viitattu 19.12.2012.

<http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkoverkko/sahkokatkot-ja-jakelun-keskeytykset>

Kaarlela, M. 2002. Kaapeloinnin kannattavuus Fortum sähköjakelun keskijänniteverkoissa. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Viitattu 8.1.2013. <http://urn.fi/URN:NBN:fi-fe20021440>

Korppinen, L. 1998. Sähkövoimatekniikkaopus. Viitattu 19.12.2012.

<http://www.leenakorppinen.fi/arkisto/opetus/sahkovoimatekniikka-opus>

Kumpulainen, L. & Ristolainen, I. 2006. Sähköjakeluverkon ja siihen liitetyn hajautetun tuotannon sähköteknisen suojauskehittämisen. Vaasa: VTT. Viitattu 19.12.2012. http://www.merinova.fi/tiedostopankki/Suojaus_Loppuraportti_87.pdf

Lakervi, E. & Partanen, J. 2012. Sähköjakelutekniikka. Helsinki: Otatieto.

Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 2010. Sähköjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. Lappeenranta: Energiatutkimus ry. Viitattu 17.12.2012.

http://energia.fi/sites/default/files/sahkon_toimitusvarmuuskriteeristo_2010_loppuraportti.pdf

Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 2012. Sähköjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseen tähtäävien toimenpiteiden vaikutusten arviointi. Lappeenranta: Työ- ja elinkeinoministeriö. Viitattu 17. 12 2012. <http://www.tem.fi>

Maviko Oy. 2008. Maasulkuvirran kompensointi. Viitattu 27. 12 2012.

http://www.maviko.fi/maasulkuvirran_kompensointi/

Rauman kaupungin WWW-sivut. 2012. Viitattu 19.12.2012. <http://www.rauma.fi/>

Sisäinen lähde. 2012. Vakka-Suomen Voima Oy.

Tainio, T. 2006. Käyttökeskeytysten vähentäminen keskijänniteverkossa. Tutkintotyö. Tampereen ammattikorkeakoulu. Viitattu 17.12.2012.

<http://urn.fi/URN:NBN:fi:amk-201003064656>

Tekes. 2002. Tesla loppuraportti. Helsinki. Viitattu 29.12.2012.

www.tekes.fi/fi/document/43329/tesla_loppuraportti_pdf

Tekla DMS. 2012. Viitattu 19. 12 2012. <http://www.tekla.com>

Tekla NIS Basic. 2012. Viitattu 19. 12 2012. <http://www.tekla.com/>

Tekla Solution sähköyhtiöiden käyttökeskuksille. 2012. Viitattu 19. 12 2012.
<http://www.tekla.com/>

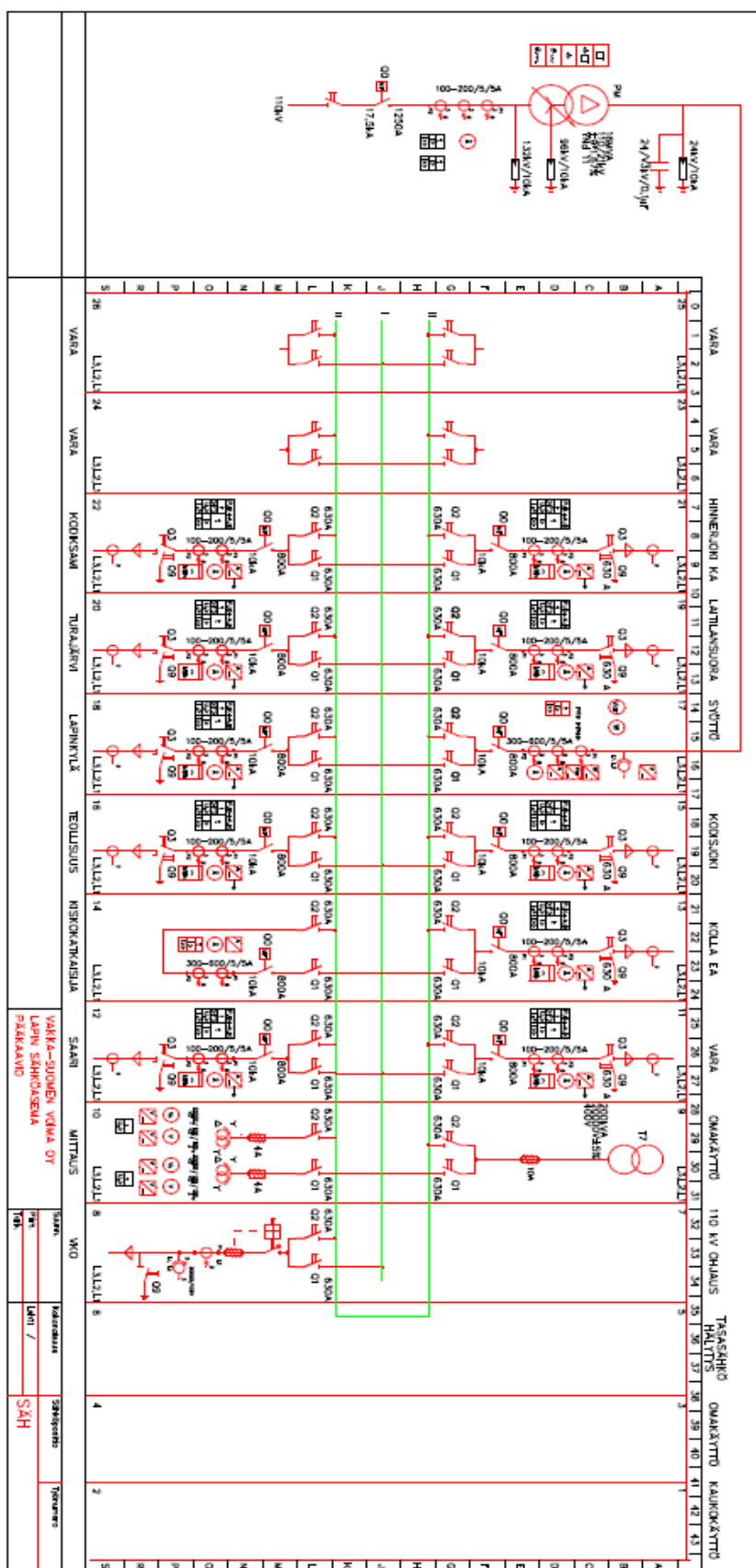
Tekla Solution sähköyhtiöille. 2012. Viitattu 19. 12 2012.
<http://www.tekla.com/>

Tekla Verkon suunnittelu ja rakentaminen. 2012. Viitattu 19. 12 2012.
<http://www.tekla.com/>

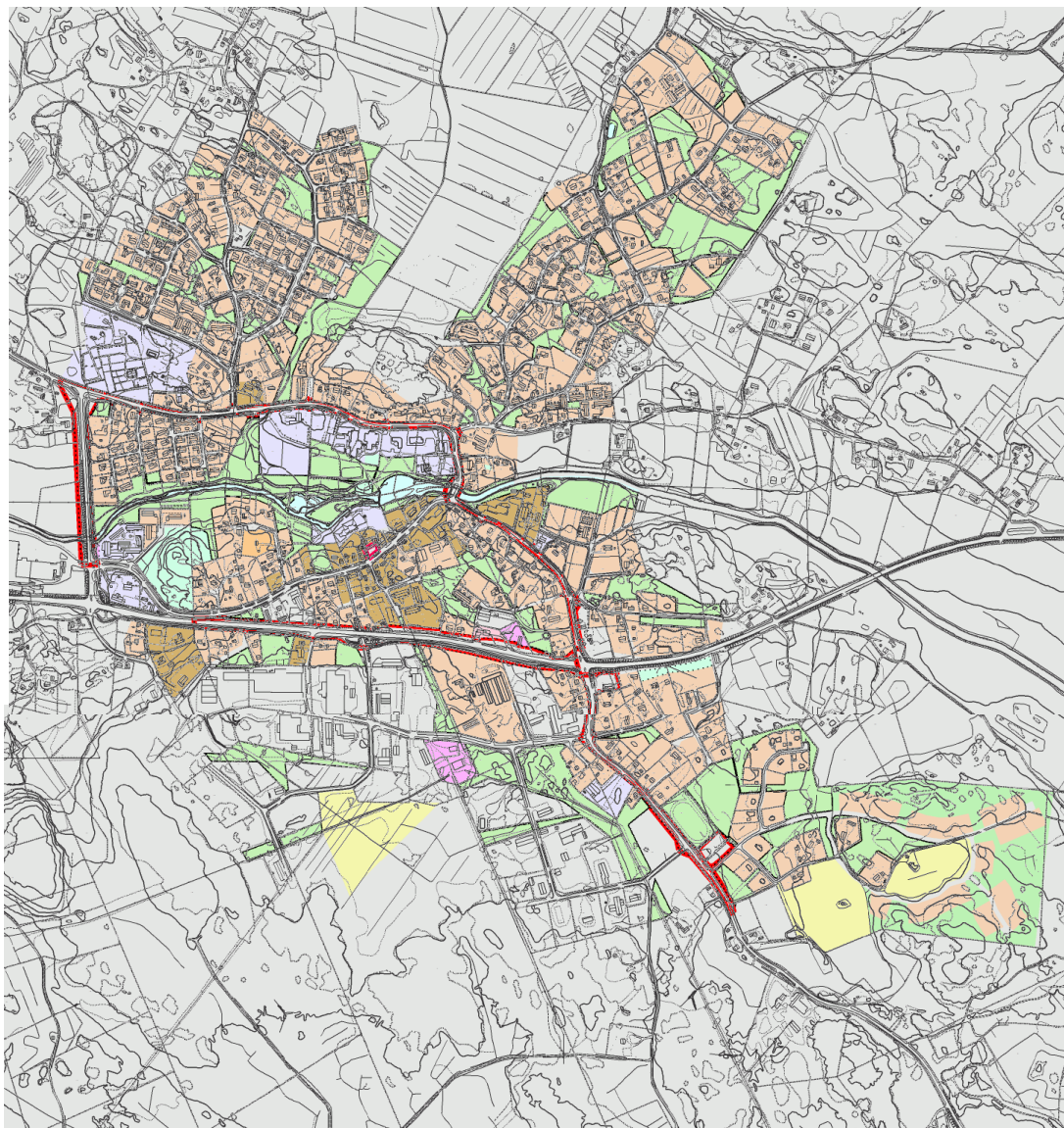
Tekla Verkostolaskenta. 2012. Viitattu 19. 12 2012. <http://www.tekla.com/>

Verkostosuositus SA 5:94. 2003. Keskijänniteverkon sähköinen mitoittaminen.
Helsinki: Energiateollisuus ry.

Lapin sähköaseman pääkaavio



Lapin asemakaava



(Rauman kaupunki 2012)

Pylväät lahoisuusasteittain

