



TEKNILLINEN KORKEAKOULU
Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto

Henri Vierimaa

Verkkotietojärjestelmän kehittämistarpeet yleissuunnittelun näkökulmasta

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin
tutkintoa varten Espoossa 26.11.2007.

Valvoja	Prof.	Matti Lehtonen
Ohjaaja	DI	Risto Laurila

Tekijä:	Henri Vierimaa		
Työn nimi:	Verkkotietojärjestelmän kehittämistarpeet yleissuunnittelun näkökulmasta		
Päivämäärä:	26.11.2007	Sivumäärä:	101
Osasto:	Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto		
Professuuri:	S-18 Sähköverkot ja suurjännitetekniikka		
Työn valvoja:	Professori Matti Lehtonen		
Työn ohjaaja:	DI Risto Laurila		
<p>Tässä diplomityössä tarkasteltiin Fortum Sähkönsiirto Oy:ssä käytössä olevaa PowerGrid-verkkotietojärjestelmää. Järjestelmää tarkasteltiin erityisesti yleissuunnittelun näkökulmasta. Työn ensisijaisena tavoitteena oli kartoittaa nykyiseen järjestelmään tarvittavia muutoksia ja lisäominaisuuksia, joiden avulla järjestelmä tukee tulevaisuudessa paremmin yleissuunnittelua.</p> <p>Verkkotietojärjestelmän ominaisuuksien arvioimiseksi diplomityössä tehtiin yleissuunnitelma Hyvinkään alueen keskijänniteverkolle. Yleissuunnittelun eri vaiheiden aikana pyrittiin hyödyntämään nykyistä verkkotietojärjestelmää mahdollisimman monipuolisesti sekä esitettiin kehitysehdotuksia.</p> <p>Nykyistä verkkotietojärjestelmää ei pystytty hyödyntämään kaikissa yleissuunnittelun eri vaiheissa. Tämän takia PowerGridin lisäksi yleissuunnitteluun käytettiin LuoVa-prototyypiohjelmaa.</p> <p>Yleissuunnitteluprosessin aikana ilmeni useita kehitystarpeita nykyiseen verkkotietojärjestelmään. Esille nousseet kehitystarpeet kohdistuvat nykyisen verkkotietojärjestelmän laskentoihin, suunnitelmien hallintaan sekä järjestelmän käytettävyyteen.</p>			
Avainsanat:	verkkotietojärjestelmä, yleissuunnittelu, keskijänniteverkko		

Author:	Henri Vierimaa		
Name of the Thesis:	Evaluation of the Development Requirements for a Network Information System		
Date:	26.11.2007	Number of pages:	101
Department:	Department of Electrical and Communications Engineering		
Professorship:	S-18 Power Systems and High Voltage Engineering		
Supervisor:	Professor Matti Lehtonen		
Instructor:	Risto Laurila, M.Sc. (Tech.)		
<p>This thesis focuses on the network information system PowerGrid used at Fortum Sähkönsiirto PLC. The system was examined especially from point of view of long-term planning. The aim of this thesis was to pinpoint improvements and additional features that would enable the present system to be better exploited for long-term planning.</p> <p>A long-term plan was designed and proposals were presented for the development of the medium voltage network in the area of Hyvinkää. During the planning process features of the present network information system were exploited as much as possible.</p> <p>The study showed that the present network information system could not be exploited in every stage of the planning process. As a result LuoVa prototype software was also used in the planning process.</p> <p>The long-term planning process identified several areas in the present system requiring improvement, involving calculations, controlling the plans in the system as well as the usability of the system.</p>			
Keywords:	network information system, long-term planning, medium voltage network		

Alkusanat

Tämä diplomityö on tehty Fortum Sähkösiirto Oy:n esittämästä aiheesta. Diplomityössä tarkastellaan verkkoyhtiön nykyistä verkkotietojärjestelmää yleissuunnittelun tukena. Työn tavoitteena on ollut kartoittaa nykyiseen järjestelmään tarvittavat muutokset ja lisäominaisuudet, joiden avulla järjestelmä tukee tulevaisuudessa paremmin yleissuunnittelua. Kiitän Fortum Sähkösiirtoa haastavasta ja mielenkiintoisesta aiheesta.

Työn valvojana on toiminut professori Matti Lehtonen Teknillisestä Korkeakoulusta. Ohjaajina ovat toimineet Fortum Sähkösiirron puolelta diplomi-insinööri Risto Laurila sekä insinööri Mikael Mickelsson. Heille osoitan kiitokset neuvoista ja tuesta työn eri vaiheissa. Kiitokset myös kaikille muille työtovereille, jotka ovat edesauttaneet työn valmistumisessa.

Opiskelutaival on loppusuoralla ja yksi 'aikakausi' elämästä on päättymäisillään. Taipaleelle on mahtunut niin myötä- kuin myös vastoinkäymisiä. Vastoinkäymisten osalta tukena ovat olleet vanhempani, joiden puoleen olen voinut kääntyä. Vanhemmille suuri kiitos tuesta ja kannustuksesta opiskelutaipaleeni ajalta. Lisäksi haluan vielä kiittää veljeä sekä ystäviä, joiden seurassa olen voinut rentoutua kaiken arjen keskellä.

Espoossa 26.11.2007

Henri Vierimaa

Sisällysluettelo

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO	4
1 JOHDANTO	7
2 FORTUM SÄHKÖNSIIRTO OY:N VERKKO OSANA SUOMEN SÄHKÖVOIMAJÄRJESTELMÄÄ.....	8
3 KESKIJÄNNITEVERKON YLEISSUUNNITTELU	10
3.1 MITÄ YLEISSUUNNITTELULLA TARKOITETAAN	10
3.2 YLEISSUUNNITTELUN TAVOITTEET	13
3.3 OHJAAVAT REUNAEDOT JA KEHITYSTEKIJÄT	14
3.4 YLEISSUUNNITTELU TEHTÄVÄN PERIAATE	21
3.5 YLEISSUUNNITTELUN APUVÄLINEET.....	23
4 VERKKOTIETOJÄRJESTELMÄ	24
4.1 VERKKOTIETOJÄRJESTELMÄN RAKENNE	24
4.1.1 Tietokanta tietoverkossa	25
4.1.2 Relaatiotietokanta.....	27
4.1.3 Liitännät muihin järjestelmiin	28
4.2 VERKKOTIETOJÄRJESTELMÄN TOIMINNOT.....	30
4.3 VERKKOTIETOJÄRJESTELMÄN HYÖDYNTÄMINEN.....	31
4.4 VERKKOTIETOJÄRJESTELMIÄ.....	32
4.4.1 PowerGrid.....	32
4.4.2 XPower.....	32
4.4.3 Open++ Integra.....	33
4.4.3.1 LuoVa	33
5 VERKKOTIETOJÄRJESTELMÄ YLEISSUUNNITTELUSSA	34
5.1 JAKELUVERKON NYKYTILAN MÄÄRITTÄMINEN	34
5.1.1 Laskennat.....	34
5.1.1.1 Seurantalaskenta	34
5.1.1.2 Tehonjakolaskenta	35

5.1.1.3	Oiko- ja maasulkulaskenta.....	39
5.1.1.4	Luotettavuuslaskenta.....	44
5.1.2	Varasyöttötilanteet.....	44
5.1.3	Kuntotiedot.....	45
5.2	TAVOITEVERKKOJEN SUUNNITTELU JA YLLÄPITO.....	47
5.2.1	Suunnitelmat ja niiden hallinta.....	48
5.3	TOIMENPIDE-EHDOTUKSET JA PÄÄTÖKSENTEKO	49
6	HYVINKÄÄN ALUEEN YLEISSUUNNITELMA	50
6.1	TAVOITTEET	50
6.1.1	Verkkotietojärjestelmän kehittämistarpeet	50
6.1.2	Hyvinkään alueen yleissuunnitelma.....	51
6.2	SUUNNITTELUALUE	53
6.2.1	Sähköasemat	54
6.3	VERKOLLE ASETETUT VAATIMUKSET JA VERKON NYKYTILA.....	55
6.3.1	Kuormitukset.....	55
6.3.2	Jännitteet.....	59
6.3.3	Oikosulkulaskennan tulokset.....	60
6.3.4	Maasulkulaskennan tulokset.....	62
6.3.5	Varasyöttötilanteet.....	64
6.3.6	Luotettavuuslaskenta.....	71
6.3.7	Verkon kehittämistarpeet nykytilan määrittämisen perusteella	73
6.4	TULEVAISUUDEN KEHITYSNÄKYMÄT JA KULUTUKSEN KASVUENNUSTEET	73
6.5	VERKON TILA VUONNA 2011	77
6.5.1	Varasyöttötilanteet vuonna 2011	78
6.5.2	Verkon kehittämistarpeet vuosina 2008 - 2010	80
6.5.2.1	Uudet lähdöt.....	80
6.5.2.2	Päämuuntajatehon lisääminen.....	81
6.6	VERKON TILA VUONNA 2017	86
6.6.1	Varasyöttötilanteet vuonna 2017	89
6.6.2	Verkon kehittämistarpeet vuosina 2011 - 2016	90
6.6.2.1	Uudet lähdöt.....	90

6.7	TOIMENPITEET VUOSINA 2008 - 2016	91
7	VERKKOTIETOJÄRJESTELMÄN TOIMIVUUS YLEISSUUNNITTELUSSA JA KEHITYSTARPEET	92
7.1	LASKENTOJEN KEHITTÄMINEN	92
7.1.1	<i>Lämpötilakorjaus</i>	93
7.1.2	<i>Vuosienergioiden normalisointi</i>	93
7.1.3	<i>Kuormituskäyrien valintasäännöt</i>	93
7.1.4	<i>Kuormituksen kasvun mallintaminen</i>	93
7.1.5	<i>Mittaustietojen hyödyntäminen tehonjakolaskennassa</i>	93
7.1.6	<i>Laskentaohjeet ja laskentojen toimivuus</i>	94
7.2	LUOTETTAVUUSLASKENTA.....	94
7.3	SUUNNITELMIEN HALLINTA.....	94
7.4	KÄYTETTÄVYYS	95
7.4.1	<i>Verkkotietojen esittäminen</i>	95
7.4.2	<i>Verkkotietojen muokkaus</i>	95
7.4.3	<i>Suorituskyky</i>	95
7.4.4	<i>Laskentatulosten esittäminen</i>	96
8	YHTEENVETO	97
	LÄHDELUETTELO	99

LIITELUETTELO

LIITE I	Yleissuunnittelualue
LIITE II	110 kV -johtokaavio
LIITE III	Lämpötilakorjausmallin käyttämät normaalilämpötilat ja korjauskertoimet
LIITE IV	Hyvinkään alueen sähköasemien oikosulkuasettelut
LIITE V	Hyvinkään alueen sähköasemien maasulkuasettelut
LIITE VI	Hyvinkään osayleiskaavat

Symboli- ja lyhenneluettelo

Roomalaiset

a	oikosulkuvirran tasavirtakomponentti [A]
A	pinta-ala [m^2]
B	suskeptanssi [S]
B_i	asiakasryhmän i kuormitusindeksi
B_j	johto-osan j yhden vaiheen ja maan välinen susceptanssi [S]
c	tehon lämpötilakorjauksessa käytettävä parametri [%/ $^{\circ}C$]
C	kapasitanssi [F]
C_0	verkon kokonaiskapasitanssi [F]
C_{kok}	saman päämuuntajan syöttämän verkon kokonaiskapasitanssi [F]
$C_{\text{lähtö}}$	lähdön kapasitanssi [F]
E	odotusarvo
H_e	keskeytysenergian hinta [€/kWh]
H_t	keskeytystehon hinta [€/kW]
I	virta [A]
I_0	nollavirta [A]
I_E	maasulkuvirta [A]
I_k	oikosulkuvirran vaihtovirtakomponentti [A]
I_{k2}	2-vaiheinen oikosulkuvirta [A]
I_{k3}	3-vaiheinen oikosulkuvirta [A]
I_{k1s}	suurin sallittu 1 s oikosulkuvirta [A]
I_{kt}	suurin sallittu oikosulkuvirta [A]
I_k	alkuoikosulkuvirta [A]
$I_{\text{max},j}$	johto-osan j kuormitusvirran maksimiarvo [A]
$I>$	1. ylivirtaporras
$I>>$	2. ylivirtaporras
i_p	sysäysoikosulkuvirta [A]
k	maadoitusjännitteen laskemisessa käytettävä kerroin, todennäköisyystekijä
k_{1i}	asiakasryhmän i Velanderin kerroin
k_{2i}	asiakasryhmän i Velanderin kerroin
k_T	resistanssin lämpötilariippuvuuden korjauskerroin
$K_{\text{häv}}$	häviökustannukset [€]
K_{inv}	investointikustannukset [€]
K_{kes}	keskeytyskustannukset [€]
K_{kun}	kunnossapitokustannukset [€]
L	induktanssi [H]
M_i	asiakasryhmään i liittyvä tehon odotusarvo
n	lukumäärä
P	pätöteho [W]
\bar{P}	keskiteho [W]
ΔP	lämpötilan aiheuttama tehon muutos [W]
$P_{\text{häviö},i}$	solmun i kautta syötetty häviöteho [W]

$P_{\text{häviö},j}$	johto-osan j pätötehohäviö [W]
P_i	solmun i pätöteho [W]
$P_{i,\text{max}}$	asiakasryhmän i mitattu huipputeho [W]
$P_{\text{kuorma},i}$	solmun i kautta kuormiin syötetty teho [W]
Q	loisteho [Var]
$Q_{\text{häviö},j}$	johto-osan j loistehohäviö [Var]
Q_i	solmun i loisteho [Var]
$Q_{\text{kap},j}$	johto-osan j maakapasitanssin tuottama loisteho [Var]
R	resistanssi [Ω]
R_0	sammutuskuristimen rinnalle kytketty lisäresistanssi [Ω]
R_f	vikaresistanssi [Ω]
R_j	johto-osan j resistanssi [Ω]
R_k	oikosulkuresistanssi [Ω]
R_{ki}	johtoreitin resistanssi syöttöpisteestä vikapisteeseen i [Ω]
S	näennäisteho [VA]
S_i	solmun i näennäisteho [VA]
$S_{\text{max},j}$	johto-osan j näennäistehon maksimiarvo [W]
T	tarkasteluaika [a]
\bar{T}	edellisen vuorokauden lämpötilan keskiarvo [$^{\circ}\text{C}$]
T_n	lämpötila, jossa johtimen impedanssin arvo on annettu [$^{\circ}\text{C}$]
t	aika [s]
t_0	AJK:n jännitteetön aika [s]
t_1	oikosulun kesto aika ennen AJK:ta [s]
t_2	AJK:n jälkeisen oikosulun kesto aika [s]
$t_{i,\text{max}}$	asiakasryhmän i huipputehon tunti kuormituskäyrästä
t_k	keskeytyksen pituus [h]
U	jännite [V]
U_0	nollapistejännite [V]
U_E	maadoitusjännite [V]
U_j	pääjännite johto-osan j lopussa [V]
ΔU_j	johto-osan j jännitehäviö [V]
U_k	oikosulkupiirin jännite [V]
U_n	nimellisjännite
U_T	todellinen kosketusjännite [V]
U_{TP}	kosketusjännite [V]
W	energia [kWh]
W_i	asiakasryhmän i vuosienergia
W_{ref}	vuotuinen referenssienergia
X	reaktanssi [Ω]
X_j	johto-osan j reaktanssi [Ω]
X_k	oikosulkureaktanssi [Ω]
X_{ki}	johtoreitin reaktanssi syöttöpisteestä vikapisteeseen i [Ω]
Z_E	maadoitusimpedanssi [Ω]
Z_k	oikosulkuimpedanssi [Ω]
Z_{ki}	vikapisteestä i nähty oikosulkuimpedanssi [Ω]

Kreikkalaiset

α	resistiivisyyden lämpötilakerroin [$1/^{\circ}\text{C}$]
δ_i	asiakasryhmään i liittyvä tehon keskihajonta
Θ	johtimen käyttölämpötila laskennassa [$^{\circ}\text{C}$]
τ	johtimen jäähtymisaikavakio [s]
φ	tehokulma [rad]
φ_i	solmun i tehokulma [rad]
φ_j	johto-osan j tehokulma [rad]
ω	kulmataajuus [rad/s]

Lyhenteet

AJK	aikajälleenkytkentä
EMV	Energiamarkkinavirasto
FSS	Fortum Sähkönsiirto Oy
GIS	Geographical Information System
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta [€/kW, €/kWh]
kj	keskijännite
KOV	Koivulan sähköasema
KT	kerrostalo
KUL	Kuumolan sähköasema
LuoVa	Luotettavuuspohjainen verkostanalyysi
MRI	Martin sähköasema
MS	Microsoft
NII	Niinistön sähköasema
OD	oil directed
OF	oil forced
OKT	omakotitalo
ON	oil natural
ONAN	oil natural air natural
PG	PowerGrid
pj	pienjännite
PJK	pikajälleenkytkentä
PM	päämuuntaja
RT	rivitalo
SAIDI	asiakkaan keskimääräinen keskeytysaika tietyllä aikavälillä [h]
SQL	Structured Query Language
TKHJ	tietokannanhallintajärjestelmä
VTJ	verkkotietojärjestelmä
VTT	Valtion teknillinen tutkimuskeskus

1 Johdanto

Sähkönjakeluverkon komponenttien pitoajat ovat useita kymmeniä vuosia, tyypillisesti noin 25 – 40 vuotta. Komponenttien pitkät pitoajat asettavat haasteen verkon suunnittelulle. Suunnittelijan on katsottava jopa kymmeniä vuosia tulevaisuuteen ja suunnitella rakennettava verkko siten, että se on optimaalinen sekä teknisesti että taloudellisesti koko pitoajan. Lisäksi on otettava huomioon vaatimukset sähkönlaadusta sekä sähkönjakeluverkon turvallisuudesta.

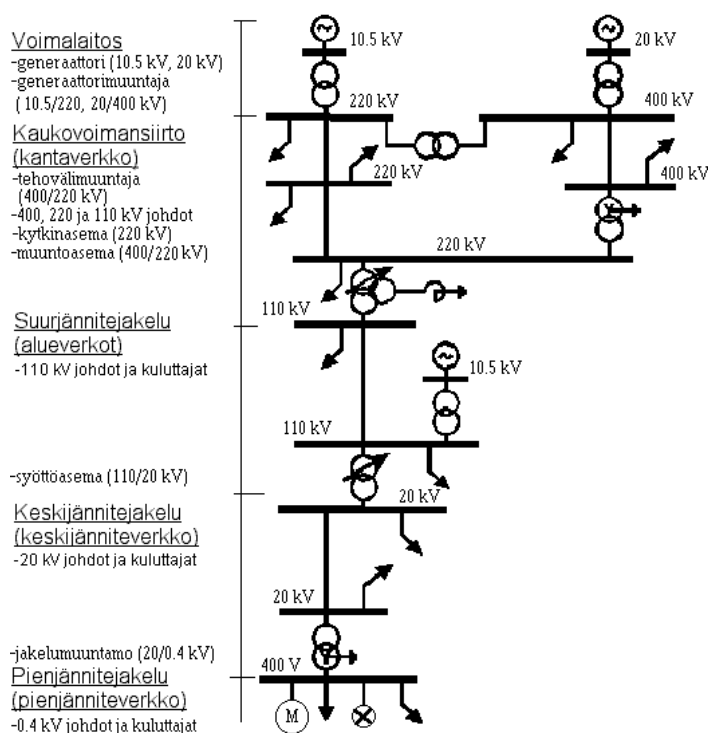
Edellä lyhyesti kuvattu sähkönjakeluverkon suunnittelutyö ja suunnittelun reunaehtojen huomioiminen ovat osa yleissuunnittelua. Yleissuunnittelun avulla verkkoyhtiöt varautuvat tulevaisuuden haasteisiin ja pyrkivät varmistamaan tehtävien investointien taloudellisuudesta ja käyttökelpoisuudesta tulevaisuudessa.

Yleissuunnittelussa tärkein apuväline on verkkotietojärjestelmä (VTJ). Verkkotietojärjestelmään on dokumentoitu verkkoyhtiön koko sähkönjakeluverkko. Järjestelmän keskeisimmät toiminnot liittyvät verkon mallintamiseen, dokumentointiin, laskentaan sekä suunnitteluun.

Tässä diplomityössä tarkastellaan Fortum Sähkön siirto Oy:ssä (FSS) käytössä olevaa PowerGrid-verkkotietojärjestelmää (PG) yleissuunnittelun tukena. Työn ensisijainen tavoite on kartoittaa nykyiseen järjestelmään tarvittavat muutokset ja lisäominaisuudet joiden avulla järjestelmä tukisi tulevaisuudessa paremmin yleissuunnittelua. Tavoitteen saavuttamiseksi työssä laaditaan vuoteen 2017 ulottuva yleissuunnitelma Hyvinkään alueen keskijänniteverkolle. Yleissuunnitteluprosessin aikana arvioidaan nykyisen järjestelmän toiminnallisuuksia sekä esitetään mahdollisia kehitysehdotuksia.

2 Fortum Sähkösiirto Oy:n verkko osana Suomen sähkövoimajärjestelmää

Suomen sähkövoimajärjestelmän yleisrakenne on esitetty kuvassa 2.1. Sähkövoimajärjestelmä koostuu voimalaitoksista, kantaverkosta, alueverkoista, keskijänniteverkoista sekä pienjänniteverkoista. Sähkövoimajärjestelmän tehtävä on siirtää voimalaitosten tuottama sähkö loppukäyttäjille. Suomen järjestelmä on osa yhteispohjoismaista sähköjärjestelmää yhdessä Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan järjestelmien kanssa. Lisäksi Venäjältä ja Virosta on Suomeen tasasähköyhteydet, joilla eri periaattein toimivat järjestelmät voidaan yhdistää. Vastaavasti yhteispohjoismainen järjestelmä on kytketty Keski-Euroopan järjestelmään tasasähköyhteydellä. [Fin07]



Kuva 2.1. Suomen sähkövoimajärjestelmän yleisrakenne. [Elo88]

Sähkövoimajärjestelmän etu on hyvällä hyötysuhteella tapahtuva voimansiirto. Energiaa voidaan siirtää taloudellisesti pitkiä matkoja. Hyvän hyötysuhteen saavuttaminen tarkoittaa voimajärjestelmässä tapahtuvien häviöiden minimointia. Häviöitä voidaan vähentää käyttämällä suurempia jännitteitä. Toisaalta laitteiden hinnat kasvavat voimakkaasti käytettävän jännitteen ja siirrettävän tehon kasvaessa. Tästä johtuen voimansiirtojärjestelmässä on useita jänniteportaita, jotka vastaavat kunkin siirtotehon ja etäisyyden optimia. [Elo88]

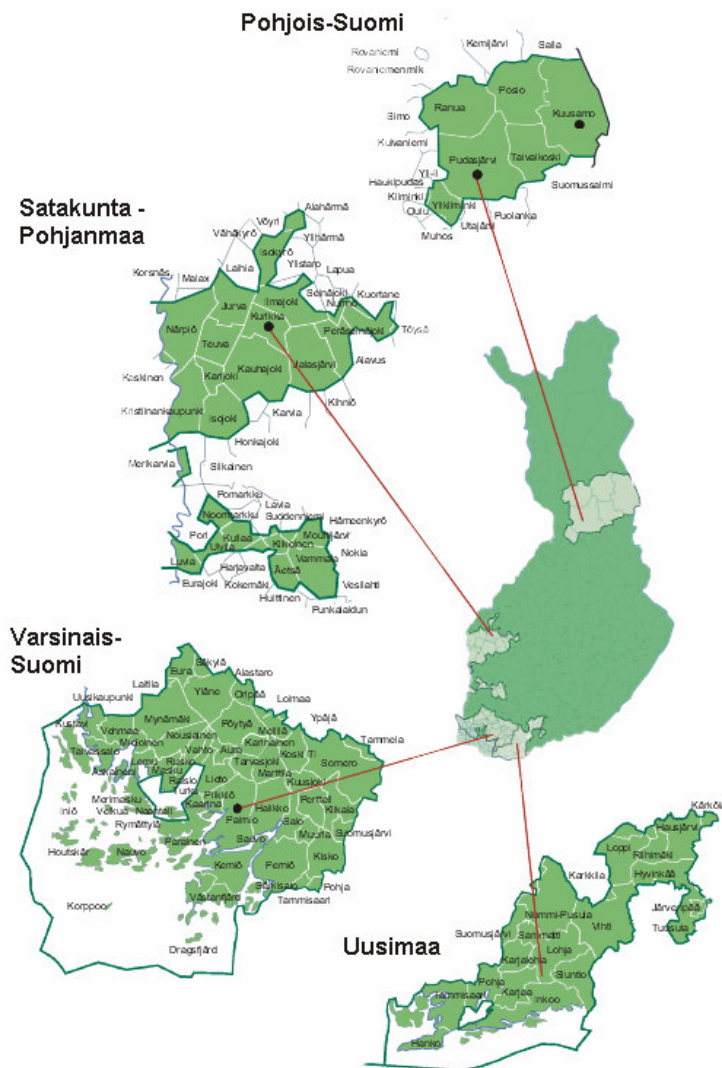
Fingrid Oyj:n hallitsemaan kantaverkkoon kuuluvat 400 kV, 220 kV ja tärkeimmät 110 kV -jännitteiset johdot ja muuntajat. Fingrid Oyj:n vastuulla ovat kantaverkon käytön suunnittelu ja valvonta sekä verkon ylläpito ja kehittäminen. Kantaverkko palvelee sähkön tuottajia ja kuluttajia mahdollistaen osapuolien keskinäisen kaupan koko valtakunnan tasolla sekä myös valtakunnan rajat ylittävän kaupan. [Fin07]

Alue-, keskijännite- ja pienjänniteverkkoja kutsutaan yhdessä sähkönjakelujärjestelmäksi. Alueverkoissa siirretään sähköä pääasiassa 110 kV jännitteellä, mutta käytössä on myös 30 ja 45 kV verkko-osia. Fingrid Oyj:n lisäksi alueverkkoja omistavat teollisuuslaitokset sekä kunnalliset ja yksityiset verkkoyhtiöt. Suurimmassa osassa keskijänniteverkkoa on käytössä 20 kV jännite. Joissain kaupungeissa keskijänniteverkossa käytetään 10 kV jännitettä. Kuluttajalle päätyvässä pienjänniteverkossa on 0,4 kV jännite, mutta pienjänniteverkoissa sähkönjakeluun on käytetty uutena ratkaisuna myös 1 kV jännitettä. [Loh05] Keski- ja pienjänniteverkot ovat kunnallisten ja yksityisten verkkoyhtiöiden omistuksessa.

Fortum Sähkönsiirto Oy:llä on omistuksessaan alue-, keskijännite- ja pienjänniteverkkoja. Kuvassa 2.2 on esitetty FSS:n verkkoalueet. FSS vastaa alueiden jakeluverkkosiirrosta (20 kV ja 0,4 kV) sekä osittain myös alueverkkosiirrosta (110 kV). Vuoden 2005 lopussa alueverkkojen pituus oli yhteensä noin 1700 km. Keski- ja pienjänniteverkkojen yhteenlaskettu pituus oli lähes 65000 km. FSS:n verkossa oli vuoden 2005 lopussa asiakkaita noin 410000 kpl. [EMV05]

FSS on osa Fortum Distributionia, joka puolestaan kuuluu pohjoismaiseen Fortum Oyj -energiayhtiöön. Sähkönsiirrosta ja -jakelusta vastaava Distribution hallinnoi sähköverkkoja Suomessa, Ruotsissa, Norjassa sekä Virossa. Vuoden 2005 lopussa Distributionilla oli hallussaan yhteensä noin 140000 km keskijännite- ja pienjänniteverkkoja. Asiakkaita oli yhteensä noin 1,4 miljoonaa.

Vuonna 2006 Distributioniin liittyi myös Fortum Espoo Distribution Oy (entinen E.ON Finland Oyj), jolla on Espoon lisäksi verkkoalueita Kirkkonummella sekä Joensuussa. Fortum Espoon Distribution Oy:n verkko käsitti vuoden 2005 lopussa kokonaisuudessaan noin 7000 km keski- ja pienjänniteverkkoja sekä noin 100 km alueverkkoja. Asiakkaita oli hieman yli 160000. [EMV05]



Kuva 2.2. Fortum Sähkösiirto Oy:n verkkoalueet.

3 Keskijänniteverkon yleissuunnittelu

Luku kolme käsittelee yleissuunnittelua. Luvun tavoitteena on muodostaa kokonaiskuva yleissuunnittelusta ja vastata kysymyksiin kuten, miksi yleissuunnittelua tehdään, miten yleissuunnittelua tehdään ja mikä on yleissuunnittelun tulos.

3.1 Mitä yleissuunnittelulla tarkoitetaan

Sähköverkkojen suunnittelun tavoitteena on ylläpitää ja kehittää verkostoa vastaamaan tulevaisuuden sähköenergiantarpeeseen. Suunnittelua ohjaavat monet reunaehdot tekevät

suunnittelusta haastavan tehtävän. Sähköverkon on täytettävä sille asetetut tekniset vaatimukset ja sähköjakelun on tapahduttava luotettavasti. Sähköjakelun on oltava myös taloudellista, mikä puolestaan on osittain ristiriidassa luotettavuusvaatimuksen kanssa. Luotettavuutta voidaan parantaa investoimalla sähköverkkoon enemmän, mutta tämä huonontaa taloudellisuutta. Tässä on ajateltu taloudellisuutta verkkoyhtiön kannalta. Luotettavuusinvestointien lisääntyessä ja sähkönsiirron hinnan pysyessä ennallaan siirtotoiminnan kannattavuus heikkenee.

Suunnittelutehtävän luonteesta johtuen sen voi yleisesti kuvata optimointitehtävänä. Suunnittelussa etsitään asetetut reunaehdot toteuttava ratkaisu, jonka kokonaiskustannukset pitkällä aikavälillä ovat mahdollisimman pienet. Matemaattisesti tämä voidaan esittää kaavan 3.1 avulla.

$$\min \sum_{t=1}^T [K_{inv}(t) + K_{häv}(t) + K_{kes}(t) + K_{kun}(t)] \quad (3.1)$$

Kaavan 3.1 tuloksena saadaan suunnittelujakson kokonaiskustannukset eli elinkaarikustannukset. Verkon kokonaiskustannukset muodostuvat investointi-, häviö-, keskeytys- ja kunnossapitokustannusten nykyarvojen summasta. [Lak06]

$K_{inv}(t)$ = investointikustannukset ajanhetkenä t (vuonna t)

$K_{häv}(t)$ = häviökustannukset ajanhetkenä t (vuonna t)

$K_{kes}(t)$ = keskeytyskustannukset ajanhetkenä t (vuonna t)

$K_{kun}(t)$ = kunnossapitokustannukset ajanhetkenä t (vuonna t)

T = suunnittelujakson pituus

Investointikustannukset muodostavat tyypillisesti suurimman osan verkon kustannuksista. Investointikustannukset ovat yleensä kertaluontoisia. Niihin sisältyy esimerkiksi komponenttien hankinta, verkon rakentaminen, laitteiden käyttöönotto ja testaus sekä maankäyttöluvat.

Sähkönsiirrossa aiheutuu häviöitä, joista suurin osa syntyy sähköverkon muuntajissa ja johtimissa. Häviöt ovat sähköenergian muuttumista lämpöenergiaksi, mikä aiheuttaa sähköverkon komponenttien lämpenemistä. Häviöt muodostavat merkittävän osan verkoston kokonaiskustannuksista. Esimerkiksi optimaalisesti mitoitettun keskijänniterunkojohdon häviökustannukset voivat olla jopa 25 - 40 % investointikustannuksista. [Lak06]

Verkon kunnossapidolla verkosto pidetään turvallisena ja luotettavana koko sen käyttöajan ajan. Verkon kunnossapitotoimenpiteisiin kuuluvat muun muassa johtojen tarkastukset ja niiden pohjalta tapahtuvat raivaukset sekä verkon komponenttien kunnossapito ja huolto. Verkkoyhtiöillä on kunnossapito-ohjelma, jossa määritellään tarkastus- ja huoltovälit verkon eri osille. Esimerkiksi keskijänniteilmajohdon raivausväli on tyypillisesti noin viisi vuotta.

Verkon komponenttien vikaantumiset aiheuttavat keskeytyksiä. Vian sijainnista riippuu, kuinka suuri keskeytysalue on ja kuinka moni verkkoyhtiön asiakas jää ilman sähköä. Verkkoyhtiölle aiheutuu keskeytyskustannuksia liittyen vian korjaukseen sekä toimittamatta jääneeseen sähkөөn. Toimittamatta jäänyt sähkö aiheuttaa verkkoyhtiölle kustannuksia menetetyt myyntikatteen muodossa. Lisäksi pitkien keskeytysten osalta verkkoyhtiöt ovat velvollisia maksamaan asiakkailleen korvauksia. Korvauksen suuruus riippuu keskeytyksen pituudesta ja on suurimmillaan asiakkaan vuotuisen verkkopalvelumaksun suuruinen.

Edellisessä kappaleessa on kuvattu keskeytyskustannuksia verkkoyhtiön kannalta. Keskeytyksestä aiheutuu haittaa ja kustannuksia myös verkkoyhtiön asiakkaille. Verkkoyhtiön kustannukset on periaatteessa helppo mitata rahassa, mutta asiakkaiden keskeytyskustannusten rahallinen arviointi on vaikeaa. Asiakkaalle keskeytyksestä aiheutunut haitta riippuu mm. keskeytyksen ajankohdasta ja kestosta sekä siitä, onko kyseessä vika- vai työkeskeytys. Työkeskeytyksistä ilmoitetaan asiakkaille etukäteen, jolloin asiakas voi valmistautua keskeytykseen. Haitat jäävät tällöin pienemmiksi kuin ennakoimattomassa vikakeskeytyksessä.

Asiakkaiden keskeytyskustannusten rahallisessa arvioinnissa käytetään KAH-arvoja (keskeytyksestä aiheutunut haitta), joiden määrittämiseksi on tehty asiakaskyselyihin perustuvia selvityksiä. Tuorein KAH-arvoihin liittyvä selvitys on julkaistu vuoden 2005 lopussa. Tutkimustulosten mukaan toimittamatta jääneen kilowattitunnin tyypillinen kustannus on kotitalous- ja loma-asuntoasiakkaalle 10 - 100 kertaa ja elinkeinoelämälle jopa 100 - 1000 kertaa suurempi kuin toimitetun kilowattitunnin. Taulukossa 3.1 on esitetty tyypillisiä KAH-arvoja yhden ja 12 tunnin mittaisille keskeytyksille. [Sil05] Vertailuksi voidaan mainita Nordpoolin internetsivuilta sähkön pörssihinta, joka 20.2.2007 oli 0,034 €/kWh.

Taulukko 3.1. Tyypillisiä arvoja keskeytyksen aiheuttamalle haitalle eri asiakasryhmissä, yhden ja 12 tunnin mittaiset keskeytykset. Kokonaiskustannus per kW ja muuttuva kustannus per kWh. [Sil05]

Asiakasryhmä	Kustannukset €/kW		Kustannukset €/kWh	
	1 h	12 h	1 h	12 h
Kotitaloudet	3-10	25-60	3-7	2-5
Loma-asunnot	2-20	48-81	2-17	4-7
Maataloudet	3-16	50-120	3-13	5-11
Palvelu	4-60	25-270	4-47	2-25
Julkinen	5-35	60-450	5-30	5-41
Teollisuus	7-22	50-190	7-20	4-15

Verkon suunnittelu voidaan suunnittelun aikavälin perusteella jakaa karkeasti kahteen osaan, pitkän ja lyhyen tähtäyksen suunnitteluun. Tarkkaa aikarajaa lyhyen ja pitkän tähtäyksen suunnittelun erottamiselle toisistaan ei voi asettaa. Lyhyt tähtäys tarkoittaa yleensä alle viiden vuoden ajanjaksoa ja pitkä tähtäys voi tarkoittaa jopa 30 vuoden aikajaksoa. Yleisesti voidaan todeta, että suunnittelu-aikavälin lyhentyessä suunnitelmien täytyy olla yksityiskohtaisempia ja vastaavasti aikavälin pidentyessä suunnitelmien

yksityiskohdista voidaan tinkiä. Lyhyen tähtäyksen suunnitelmat ovat lähempänä todellista rakennettavaa tai uusittavaa verkkoa kuin pitkän tähtäyksen suunnitelmat.

Suunnittelun kohteesta riippuu, kuinka pitkä aikajänne suunnittelussa otetaan tarkasteluun. Esimerkiksi 110/20 kV sähköaseman tapauksessa aika, joka kuluu suunnitelman toteuttamispäätöksestä siihen, kun sähköasema on valmis liitettäväksi verkkoon, saattaa olla useita vuosia. Tähän kuvattuun suunnitelman läpimenoaikaan sisältyy mm. materiaalien hankinta, maankäyttölupien hankinta, rakentaminen, testaus sekä aseman käyttöönotto. Suunnittelussa on katsottava vähintään edellä kuvatun läpimenoajan verran tulevaisuuteen.

Pitkän tähtäyksen suunnittelun aikajakso on usein pidempi kuin yksittäisten kohteiden läpimenoajat. Pitkän tähtäyksen suunnitelma sisältää verkoston pitkän aikavälin kehittämisen pääsuuntaviivat ja se tarjoaa perustan, jota vastaan lyhyen tähtäyksen suunnitelmia arvioidaan. Näin pyritään varmistamaan, että toteutettavat lyhyen tähtäyksen suunnitelmat sopivat verkkoyhtiön tulevaisuuden tavoiteverkkoon. Hyvän pitkän tähtäyksen suunnitelman avulla on mahdollista välttää hukkainvestointeja ja näin verkon kehitys tapahtuu taloudellisesti. [Wil04]

Yleissuunnittelun sisältö ja tavoitteet ovat hyvin samankaltaisia kuin pitkän tähtäyksen suunnittelun. Kirjallisuudesta löytyy lähteitä [Elo88], joissa todetaan yleissuunnitelman olevan osa pitkän tähtäyksen suunnittelua sekä lähteitä [Lak96], joissa todetaan päinvastaista. Rajanveto termien välille on vaikeaa. Pitkän tähtäyksen suunnittelussa pyritään kuitenkin pääpiirteissään saamaan selville, millainen tarkasteltavan alueen verkon tulisi olla suunnitteluajavälin lopussa ja mitä toimenpiteitä on tehtävä, jotta verkko täyttäisi koko tarkastelujakson ajan sille asetetut vaatimukset. Yleissuunnittelu sisältää edellä mainitun lisäksi verkon tilan analysointia. Verkon tilan analysoinnissa hyödynnetään erityisesti tietojärjestelmiä, joista on mahdollista saada laskentatuloksia ja raportteja verkon mekaanisesta ja sähköisestä tilasta. Tässä työssä keskitytään keskijänniteverkon yleissuunnitteluun ja erityisesti verkkotietojärjestelmän osuuteen yleissuunnittelussa. Ensisijainen tavoite on kartoittaa mahdollisia muutoksia ja lisäominaisuuksia, joita nykyiseen verkkotietojärjestelmään olisi tehtävä, jotta järjestelmä tukisi entistä paremmin keskijänniteverkon yleissuunnittelua.

3.2 Yleissuunnittelun tavoitteet

Kuten jo aiemmin todettiin, yleissuunnitelman ensisijainen tavoite on tarjota perusta, joka toimii lyhyen tähtäyksen suunnitelmien arvioinnin pohjana ja tätä kautta pyrkiä varmistamaan verkkoyhtiön investointien taloudellisuus ja käyttökelpoisuus myös tulevaisuudessa. Lisäksi yleissuunnitelmaa on mahdollista käyttää apuna monissa muissa verkkoyhtiön toiminnoissa, joista lyhyt katsaus seuraavassa.

Verkkoyhtiön rahankäyttö tulevaisuudessa on suunniteltava huolella. Yleissuunnittelun tulosten avulla on mahdollista arvioida yrityksen budjettia pitkällä aikavälillä. Yleissuunnittelun tuloksena saadaan arvio erityisesti suurten investointien tarpeellisuudesta ja ajoituksesta. Tällainen investointi on esimerkiksi uuden 110/20 kV sähköaseman

rakentaminen, jonka kustannukset kohoavat noin miljoonaan euroon. Yleissuunnittelussa määritellään strategia, jolla verkkoa kehitetään pitkällä tähtäimellä. Yleissuunnitelma on näkemys, miltä verkon tulisi näyttää tarkasteluajanjakson lopussa. Näkemys ei välttämättä ole oikea ja yleissuunnitelma toimii myös pohjana vertailulle ja kritiikille, jotta mahdolliset puutteet tulisivat tunnistetuksi ja korjatuksi. Tuloksena suunnitelma kehittyy ajan myötä.

Läheisesti edelliseen liittyy myös uusien verkoston kehitysideoiden vertaaminen yleissuunnittelun tuloksiin. Yleissuunnitelmassa esitetty verkko ja sen komponentit toimivat perustapauksena, johon uusia ehdotuksia voidaan verrata. Jos yleissuunnitelmaa ei ole, on vaikea osoittaa, että tietyillä toimenpiteiden tai käytettävien komponenttien muutoksella voidaan säästää kustannuksia.

Yleissuunnittelu toimii yhdistävänä tekijänä jakelujärjestelmän eri jännitetasojen välillä. Suomen sähköjärjestelmän tapauksessa tämä tarkoittaa pääasiassa yhteistyötä alue- ja keskijänniteverkkojen suunnittelussa. Jos tavoitellaan jakelujärjestelmää, jonka kustannukset on minimoitu, niin suunniteltaessa keskijänniteverkon rakennetta on otettava huomioon myös sen vaikutus alueverkkoihin ja päinvastoin. Esimerkiksi sähköaseman paikan valinta määrää hyvin pitkälle investoinnit, joita alueverkkoon joudutaan tekemään. [Wil04]

3.3 Ohjaavat reunaehdot ja kehitystekijät

Yleissuunnittelun keskeisin tavoite on taloudellisuus. Suunnittelijan tehtävä on optimoida kustannukset tiettyjen reunaehtojen puitteissa. Perinteisessä suunnittelussa ohjaavat reunaehdot koostuvat pääasiassa teknisistä reunaehdoista, joita ovat

- kuormitettavuus
- jännitteenalenema
- oikosulkukestoisuus ja -suojaus
- maasulkujännitteet ja -suojaus
- turvallisuus
- komponenttien mekaaninen kunto

Kuormitettavuus

Komponentin kuormitettavuuden määrää suurin sallittu kuormitusvirta, jonka se kestää vikaantumatta tai liiaksi lämpenemättä. Komponenttien lämpeneminen on otettava huomioon myös verkon vikatapauksissa. Vikatapauksissa komponenttien sallittu lämpötila on suurempi kuin normaalissa käyttötilanteessa, koska vikatapauksen kestoaikaa voidaan rajoittaa verkkoon asennettavilla suojalaitteilla. Esimerkiksi uuden johdon suunnittelussa on otettava huomioon, että johdon kuormituskestoisuus on riittävä ja johto on oikosulkukestoisen. Johdon kuormitettavuustarkastelussa on merkitystä myös mahdollisilla varasyöttötilanteilla. Varasyöttötilanne voi aiheutua esimerkiksi, kun sähköaseman päämuuntaja on pois käytöstä vian tai huollon takia. Tällöin viereisiltä asemilta on

korvattava puuttuvat tehot ja johtojen syöttöalueet sekä tehot ovat normaalia käyttötilannetta suuremmat. Varasyöttötilanteet ovat yksi syy, jonka takia johtimia suunniteltaessa ei ole aina mahdollista valita kuormitettavuuden kannalta taloudellisinta vaihtoehtoa.

Jännitteenalenema

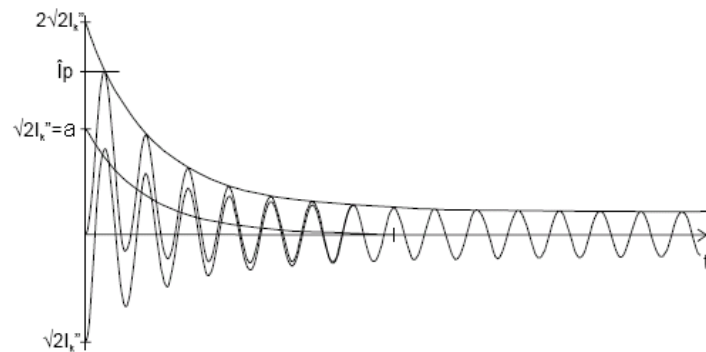
Jännitetaso on yksi sähkön laatutekijöistä. Jakelujännitteen ominaisuudet on määritelty kansallisessa standardissa SFS-EN 50160, jossa esitetään jännitteen pääominaisuudet sähkökäyttäjän liittämiskohdassa pien- ja keskijännitteisissä jakeluverkoissa normaaleissa käyttöolosuhteissa. Standardi antaa rajat tai arvot, joiden sisällä asiakas voi olettaa liittämiskohdan jännitteen ominaisuuksien pysyvän. Jännitetason vaihtelusta pienjänniteverkossa normaaleissa käyttöolosuhteissa todetaan vuonna 2000 vahvistetussa standardissa seuraavaa. [SFS00]

- Jokaisen viikon aikana 95 % jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvoista tulee olla välillä $U_n \pm 10$ %. U_n on nimellisarvo.
- Kaikkien jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvojen tulee olla välillä $U_n + 10/-15$ %. Syrjäisten seutujen sähkönjakelussa pitkällä johdoilla jännitteenvaihtelu voi olla alueen $U_n + 10/-15$ % ulkopuolella.

Jännitteenalenema määräytyy säädetyn pisteen ja pienjännitekuluttajan välisen johtoreitin impedansseista ja eri osien kuormituksesta. Lähin säädetty piste on yleensä 110/20 kV sähköasemalla sijaitseva syöttömuuntaja. Johtoreitillä jännitteenalenema jakaantuu keski- ja pienjänniteverkkojen kesken. Keskijänniteverkossa jännitteenalenema pyritään tyypillisesti pitämään korkeintaan viiden prosentin suuruisena. [Jär03, SFS00]

Oikosulkukestoisuus ja -suojaus

Verkostosuunnittelussa on otettava huomioon, että rakennettava verkko on oikosulkukestoisen. Verkon komponenttien on kestävä oikosulun aikaiset mekaaniset ja termiset rasitukset. Kuvassa 3.1 on esitetty oikosulkuvirran käyrämuoto. Oikosulkuvirta sisältää vaimenevan tasavirtakomponentin (a) ja vaihtovirtakomponentin, jossa voi myös olla vaimeneva osa. Alkuoikosulkuvirta I_k on symmetrisen oikosulkuvirran tehollisarvo vian alkuhetkellä. Vian aikana virta vaimenee jatkuvuustilan arvoon I_k . Oikosulkuvirran suurin hetkellisarvo, kun otetaan huomioon myös tasavirtakomponentti, on ns. sysäyoikosulkuvirta i_p . Sysäyoikosulkuvirta määrää komponenteilta vaadittavan mekaanisen kestoisuuden. Sysäyoikosulkuvirta on suuruudeltaan noin 2,5 kertaa alkuoikosulkuvirta. [ABB00, Par07a]



Kuva 3.1. Oikosulkuvirran käyrämuoto. [ABB00]

Oikosulkuvirrat aiheuttavat verkon komponenteissa lämpenemistä, mikä saattaa vaurioittaa komponentteja. Oikosulkukestoisuuteen on mahdollista vaikuttaa valitsemalla esimerkiksi suurempi johdinpoikkipinta tai kehittämällä oikosulkusuojauksia. Oikosulkusuojauksen tavoite on suojata verkon komponentit oikosulkuvirran aiheuttamilta lämpenemisvaurioilta. Oikosulkusuojaukseen käytetään ylivirtareleitä ja suojausta on mahdollista parantaa lyhentämällä suojauksen toiminta-aikaa tai rajoittamalla vikavirran suuruutta. Lisäksi suojauksen avulla pyritään varmistamaan jakeluverkon käyttäjien ja ulkopuolisten turvallisuus. [Lak96] Sähköturvallisuutta koskevissa standardeissa on annettu turvallisuuteen liittyvät asetukset, joiden toteutumisesta verkkoyhtiön on huolehdittava.

Maasulkujännitteet ja -suojaus

Maasulku aiheutuu usein vaihejohtimen valokaaresta tai kosketuksesta suojamaadoitettuun osaan. Maasulku saattaa aiheuttaa ihmiselle vaarallisen kosketusjännitteen, minkä takia maadoitusjännitteitä on rajoitettava. Sähköturvallisuutta koskevissa standardeissa on annettu suurimmat sallitut maadoitusjännitteet eri olosuhteissa. Maadoitusjännitteitä on mahdollista pienentää parantamalla komponenttien maadoitusta tai rajoittamalla maasulkuvirtaa. Maadoitusjännitevaatimusten toteutumiseen voi vaikuttaa myös maasulkusuojauksen avulla. Suojaukseen käytetään maasulkureleitä, joiden avulla vikaantunut verkon osa kytketään irti verkosta. [Lak96]

Suurimmat sallitut kosketusjännitteet suurjännitejärjestelmän maasulussa on ilmoitettu SFS 6001-standardissa. Suurimman sallitun kosketusjännitteen U_{TP} avulla olosuhteiden mukaisesti lasketaan sallittu maadoitusjännite U_E tai mitataan paikalla todellinen kosketusjännite U_T ja verrataan sitä sallittuun kosketusjännitteeseen.

Sallittu kosketusjännite määritellään maasulkuvirran kestoajan funktiona. Taulukossa 3.2 on esitetty sallittu kosketusjännite muutamilla virran kestoajoilla. Jännitteen arvot on määritetty SFS 6001-standardin kuvan 9.1 perusteella. [SFS01]

Taulukko 3.2. Sallitut kosketusjännitteet virran kestoajan funktiona.

Laukaisuaika(s)	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	2	5	10
U_{TP} (V)	390	280	215	160	132	120	110	102	85	80	80

Maadoitusjännite U_E lasketaan kosketusjännitteen avulla kaavasta 3.2.

$$U_E = kU_{TP} \quad (3.2)$$

missä U_{TP} kosketusjännite
 k kerroin, jonka suuruus määräytyy asennuksen mukaan

Maadoitusjännite saadaan toisaalta myös kaavasta 3.3.

$$U_E = I_E Z_E \quad (3.3)$$

missä I_E maasulkuvirta
 Z_E maadoitusimpedanssi

Esimerkiksi muuntopiirin maadoitusjännitteen tavoitetason arvo on $U_E \leq 2U_{TP}$. Muuntamomaadoituksen lisäksi jokaiseen pienjännitejohtohaaraan, jonka pituus on yli 200 m, rakennetaan pienjänniteverkon maadoitus standardin SFS 6000 mukaisesti. Kj- ja pj-verkkojen maadoitukset yhdistetään aina, kun se on mahdollista.

Jos teknisistä tai taloudellisista syistä johtuen ei voida saavuttaa edellä mainittua tavoitetasoa, niin maadoitusjännitteelle voidaan käyttää arvoa $U_E \leq 4U_{TP}$. Arvoa voidaan käyttää, kun muuntopiirin alueella on huonot maadoitusolosuhteet, muuntamolle rakennetaan potentiaalinhojaus standardin SFS 6001 mukaisesti ja jokaiseen pj-verkon johtohaaraan rakennetaan pj-verkon maadoitus.

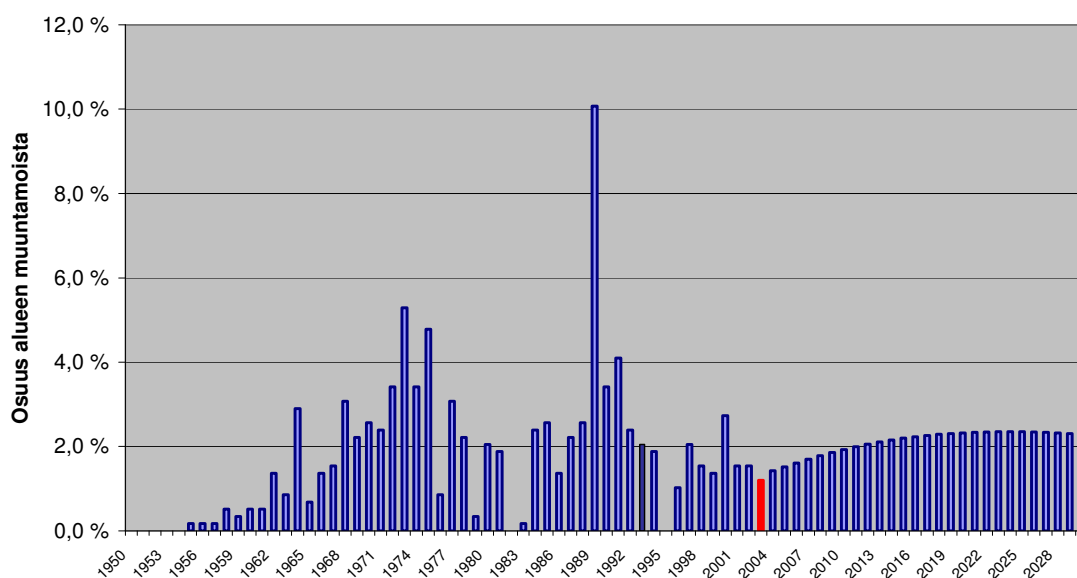
Jos maaperä on koko muuntopiirin alueella huonosti johtavaa, niin muuntopiirin maadoitusjännitteelle voidaan käyttää arvoa $U_E \leq 5U_{TP}$. Arvon $k=5$ käyttäminen edellyttää, että maaperä koko muuntopiirin alueella on huonosti johtavaa, muuntamolle rakennetaan potentiaalinhojaus ja muuntopiirin liittymillä pitää olla maadoitus tai potentiaalinhojaus rakennuksen ympärillä. [Ene06]

Komponenttien mekaaninen kunto

Komponenttien mekaaninen kunto vaikuttaa verkoston saneeraustarpeeseen ja siten yleissuunnitteluun. Suuri osa Suomen keskijänniteverkoista on rakennettu 60- ja 70-luvuilla. Verkon iäkkäiden komponenttien sähkötekninen ja mekaaninen kunto huononevat komponenttien elinkaaren lähestyessä loppua, mikä aiheuttaa verkkoyhtiöille suuren verkostojen saneeraustarpeen lähivuosina. Yleissuunnittelussa tulisi pyrkiä siihen, että huonon sähköteknisen ja mekaanisen tilan takia tehtävät saneeraukset sekä vahvistukset tehtäisiin koordinoitusti. Verkoston saneerauksia suunniteltaessa tulee ottaa huomioon

yleissuunnitelmassa esitetty tulevaisuuden tavoiteverkko kyseisellä alueella, jotta saneeraukset osataan kohdistaa ja ajoittaa oikein. Olemassa oleva verkko saattaa esimerkiksi sisältää osia, jotka eivät kuulu yleissuunnitelmassa esitettyyn tulevaisuuden tavoiteverkkoon. Näiden verkonosien osalta saneerauksen tarve on mietittävä erityisen tarkasti ja investointeja kannattaa mahdollisesti lykätä. Kuvassa 3.2 on esitetty FSS:n Hyvinkään alueen muuntamoiden ikäjakauma sekä arvioitu lähitulevaisuudessa tarvittavia korvausinvestointeja. Muuntamoiden iät on kerätty verkkotietojärjestelmästä. Tiedot saattavat joiltain osin olla virheellisiä (esim. kuvassa on vuosia, joiden aikana ei ole rakennettu yhtään muuntamoita), mutta muuntamoiden iät jakautuvat pääpiirteissään, kuten kuvassa on esitetty.

Hyvinkään alueen muuntamot



Kuva 3.2. FSS:n Hyvinkään alueen muuntamoiden ikäjakauma sekä arvioitu korvausinvestointitarve lähivuosina.

Kuvasta havaitaan tasainen nousu korvausinvestointien osalta lähivuosina. Hyvinkään alueen muuntamoista suuri osa on rakennettu aikavälillä 1965 - 1980. Korvausinvestointitarvetta arvioitaessa muuntamon pitoajaksi on oletettu 40 vuotta ja keskihajonnaksi 10 vuotta. Vuosina 1965 - 1980 rakennetut muuntamot uusitaan pääasiassa vuosina 2005 - 2020. Hyvinkään alueen muuntamoista suuri osa on uutta verkkoa, joka on rakennettu 90-luvulla. Näiden muuntamoiden osalta korvausinvestoinnit ajoittuvat 2030-luvulle. Monilla alueilla verkon ikärakenne on kuitenkin vanhempi kuin Hyvinkään alueella. Suurin osa verkostomassasta on rakennettu 60- ja 70-luvuilla, jolloin korvausinvestointien ajoittuvat aikaisemmin ja niiden osuus koko verkostomassasta on suurempi. Korvaus- ja uusinvestointien suhde muuttuu lähivuosina voimakkaasti ja verkkoyhtiöiden investoinnit koostuvat suurelta osin saneerauksista. Ne on kohdistettava ja ajoitettava oikein, mikä asettaa osaltaan reunaehdoja yleissuunnittelulle.

Luotettavuus

Sähkön laadun arvostus on sähkökäyttäjien näkökulmasta kasvanut viime vuosina. Erityisesti sähkön toimitusvarmuudesta eli luotettavuudesta on tullut yleissuunnittelun keskeinen reunaehto. Sähkönjakelun luotettavuus liitetään yleensä nimenomaan keskijänniteverkkoon, koska noin 90 % sähkökäyttäjien kokemista keskeytyksistä aiheutuu keskijänniteverkon vioista. [Jär03]

Luotettavuuden parantamiseen on pyritty vaikuttamaan muun muassa lainsäädännöllisillä toimenpiteillä. Vuonna 2003 voimaantulleen sähkömarkkinalain mukaan verkkoyhtiö on velvollinen maksamaan sähkökäyttäjälle korvausta yli 12 tunnin keskeytyksestä. Vakiokorvausten määrä on sähkökäyttäjän vuotuisesta verkkopalvelumaksusta:

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

Vakiokorvausten enimmäismäärä verkkopalvelun keskeytymisen johdosta on kuitenkin 700 euroa sähkökäyttäjää kohti. Vakiokorvausten enimmäismäärä voidaan tarkistaa valtioneuvoston asetuksella rahanarvon muutosta vastaavasti. [SML07]

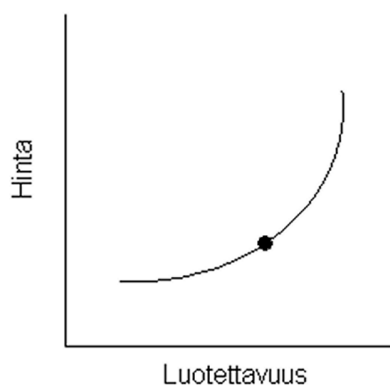
Luotettavuuden parantamiseen on tähdätty myös verkkoyhtiöiden valvontamallissa. Vuoden 2004 loppuun asti käytetyssä valvontamallissa keskeytysaika oli osa verkkoyhtiöiden tehokkuusmittausta, mikä kannusti luotettavuuden parantamiseen. Vuosien 2005 - 2007 valvontamalli ei sisällä tehokkuusmittausta sähkön laadun osalta, mutta uusimmassa mallissa (2008 - 2011) tunnusluvut ovat mukana.

Vuoden 2008 - 2011 valvontamallissa sähkötoimituksessa tapahtuneiden keskeytysten aiheuttama haitta sisältyy arvioinnissa käytettävään tehokkuusmittaukseen. Verkonhaltijan keskeytyskustannuksille määritetään vuotuinen tehostamistavoite. Tehostamistavoitteen ja verkonhaltijalle määriteltyjen sähkötoimituksessa tapahtuneiden keskeytysten aiheuttaman haitan referenssiarvojen perusteella lasketaan verkonhaltijoille vuosittaiset tehostamistavoitteen mukaiset keskeytyskustannusten tavoitetasot. Verkonhaltijan sallitun tuoton laskennassa verrataan vuosittaista tehostamistavoitteen mukaista keskeytyskustannusten tavoitetasoa toteutuneisiin keskeytyskustannuksiin. Näiden lukujen erotus vaikuttaa suoraan verkkotoiminnan toteutuneeseen oikaistuun tulokseen ennen veroja. [EMV07]

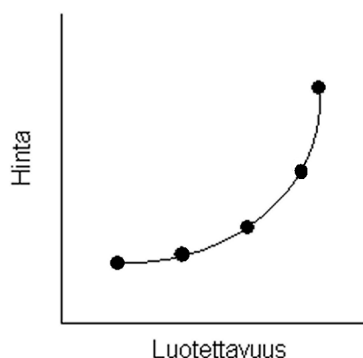
Kuten jo aiemmin mainittiin, jakeluverkon luotettavuusvaatimus on osittain ristiriidassa taloudellisuusvaatimuksen kanssa. Luotettavuuden ja kustannusten välinen yhteys on esitetty kuvassa 3.3. Luotettavuuden parantaminen tarkoittaa verkkoyhtiön kannalta luotettavuusinvestointeja. Jotta verkkoyhtiöt pystyisivät investoimaan luotettavuuteen

nykyistä enemmän, vaaditaan suurempia tuottoja. Tuottoja saadaan enemmän nostamalla siirtohintaa tai tehostamalla nykyistä toimintaa. Tehostamisella tarkoitetaan esimerkiksi, että käytettävissä oleva raha kohdennetaan entistä paremmin. Sallittu tuotto määräytyy Energiainmarkkinaviraston (EMV) valvontamallista. Valvontamalli määrää näin osaltaan sähkönjakelun luotettavuustason.

Kaikki loppukäyttäjät ovat luotettavuuden kannalta nykyisin samassa asemassa, jota kuvassa 3.3 kuvaa piste käyrällä. Sähkönkäyttäjällä ei ole mahdollisuutta vaikuttaa jakelun luotettavuuteen. Tai ehkä on parempi sanoa, että asiakkaat maksavat siirrosta saman hinnan, vaikka kulutuspaikkojen sijainti luotettavuuden kannalta voi olla erilainen. Tulevaisuudessa tilanne saattaa kuitenkin muuttua siten, että luotettavuudella on vaikutus sähkön hintaan. Uusi mahdollinen tilanne on esitetty kuvassa 3.4, jossa asiakkaat on jaettu eri pisteisiin vastaamaan tiettyä luotettavuustasoa ja hintaa. Mallin toteutuminen vaatii sähkönjakelujärjestelmän kehittämistä, esimerkiksi hajautetulla tuotannolla voi olla merkittävä rooli. Mallin syntyyn vaikuttaa myös viranomaisten ratkaisut, esimerkiksi siirtyminen vyöhykehinnointeluun. Vyöhykehinnointelussa luotettavuuden kannalta ongelmallisilla alueilla sijaitsevat kuluttajat maksaisivat siirrosta vähemmän.



Kuva 3.3. Nykytilanne.



Kuva 3.4. Mahdollinen tilanne tulevaisuudessa.

Luotettavuus on merkittävä reunaehto yleissuunnittelussa. Monilla verkkoyhtiöillä on oma luotettavuusohjelma, jonka tavoitteena on keskeytysaikojen pienentäminen. Myös FSS:llä on oma ohjelma, joka on mainittu myös yhtiön verkostopolitiikassa. Luotettavuuden parantaminen on olennainen osa verkostopolitiikkaa tulevaisuudessa eli sähköverkon laatutasoa nostetaan jatkuvasti korkeammalle tasolle.

3.4 Yleissuunnittelutehtävän periaate

Yleissuunnittelutehtävä voidaan jakaa karkeasti kolmeen osaan.

1. Verkoston nykyhetken sähköisen ja mekaanisen tilan selvittäminen
2. Tarkasteltavan alueen kehitysnäkymät ja ennusteet
3. Toimenpide-ehdotukset ja päätöksenteko

Verkoston nykytila muodostaa lähtökohdan yleissuunnittelulle. Nykytilan selvittämiseen kannattaa käyttää riittävästi aikaa, koska väärä lähtötilanne johtaa helposti virheinvestointeihin. Nykytilan selvittäminen perustuu hyvin pitkälle tietojärjestelmistä saatavaan tietoon. Verkkotietojärjestelmä antaa kuvan verkon muodosta ja järjestelmän laskentatuloksista selviää teknisten reunaehtojen toteutuminen suunnittelualueella. Laskentatuloksista saadaan selville mm. verkossa esiintyvät jännitteet, verkon kuormitus, verkon oikosulkukestoisuus ja verkon maasulkusuojauksen toimivuus. Laskenta vaatii oikeat lähtötiedot, joten verkon dokumentoinnin oikeellisuus on edellytys luotettaville laskentatuloksille. Laskentatulosten oikeellisuudesta on mahdollista varmistua esimerkiksi vertaamalla laskentatuloksia kaukokäyttöjärjestelmästä saataviin todellisiin mittaustietoihin verkon kuormituksista ja jännitteistä. Laskentatuloksista saa kuvan verkostolle asetettujen tavoitteiden toteutumisesta nykytilanteessa ja ne voivat johtaa myös akuutteihin toimenpiteisiin, jos esimerkiksi jännitteenalenema jossain verkonosassa on liian suuri.

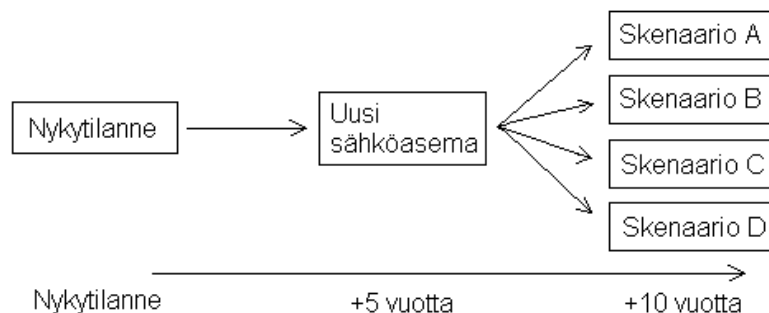
Olennaisin osa alueen kehitysnäkymiin liittyen on tehoennusteen tekeminen. Suunnittelijan on tiedettävä kuinka paljon, missä ja milloin tehoa tarvitaan. Erityisesti sähköasemia ja asemien välisiä runkoyhteyksiä suunniteltaessa kuormitusten painopistealueiden ennustaminen on tärkeä päätösperuste.

Tehoennusteessa käytetään yleensä huipputehoa, koska se määrää viime kädessä komponenttien mitoituksen. Ennusteen tekeminen voi perustua tilastollisiin menetelmiin tai yhdyskuntasuunnitteluun. Tilastolliset menetelmät ennustavat tehonkasvua historiatietojen perusteella ja ne perustuvat usein regressiomalleihin, joissa tulevaa kulutusta ennustetaan toteutuneeseen kehitykseen sovitettuna trendikäyrän avulla. Tilastolliset menetelmät soveltuvat kuitenkin kohtuullisen huonosti tehon ennustamiseen, koska ne eivät ota huomioon, miten yksittäiset isot muutokset vaikuttavat tehonkasvuun. Tällainen muutos voi olla esimerkiksi ison pistemäisen kuorman, kuten teollisuuslaitoksen tai kauppakeskuksen rakentaminen. Muutos voi liittyä myös uuden tien rakentamiseen, mikä lisää uusien alueiden kiinnostavuutta.

Yleensä tehoennusteita laaditaan yhdyskuntasuunnittelun avulla. Kuntien kaavoituspalvelut tarjoavat tietoa alueiden tulevaisuudesta kaavojen muodossa. Kaavoista selviää, minkä tyyppistä kulutusta ja kuinka paljon alueelle on lähitulevaisuudessa odotettavissa. Kunnat tekevät usein myös omia kehitysraportteja, joissa ennustetaan kunnan kehitystä jopa kymmeniä vuosia eteenpäin. Tehoennusteen laadinnan kannalta raportit sisältävät hyödyllistä tietoa mm. väestönkehityksestä, elinkeinorakenteen kehittymisestä sekä liikenteestä. Kuntien omat raportit ovat usein optimistisia väestönkehityksen suhteen, joten niihin kannattaa suhtautua kriittisesti tehoennusteen laadinnassa.

Kuntien lähtöaineistoa hyödyntämällä on mahdollista mallintaa todellista tehonkasvuprosessia. Simuloinnissa on mahdollista ottaa huomioon myös yksittäiset isot muutokset ja niiden vaikutus tehonkasvuun. Tilastollisiin menetelmiin verrattuna kuntien lähtöaineiston hyödyntäminen vaatii enemmän tausta-aineiston keräämistä ja laskentaa, mutta menetelmän tehoennuste on myös tarkempi.

Yleissuunnitteluun liittyvät aikavälit ovat pitkiä, joten suunnitelmiin liittyy paljon epävarmuutta. Kehitysnäkyymiin liittyen olennainen osa yleissuunnitelmaa on sen joustavuus ja erilaiset skenaariotarkastelut. Kuvassa 3.5 on esimerkki skenaariotarkastelusta. Uuden sähköaseman rakentamisesta on tehty päätös ja suunnitelman läpimenoaika on noin viisi vuotta. Alueen kehitykseen liittyy epävarmuustekijöitä. Epävarmuuksiin liittyen on tehty neljä vaihtoehtoista suunnitelmaa riippuen suunnittelualueen kehityksestä tulevaisuudessa. Eri kehitysvaihtoehtojen avulla yleissuunnitelmasta saadaan joustava ja se mukautuu helpommin tulevaisuuden vaatimuksiin. [Wil04]



Kuva 3.5. Vaihtoehtoiset skenaariot.

Yleissuunnittelutehtävän kolmas vaihe liittyy toimenpide-ehdotusten ja päätösten tekemiseen. Olennaista on, että kaikki vaihtoehtoiset toimenpiteet tulevat otetuksi huomioon. Vaihtoehto, jossa ei tehdä mitään, on myös yksi mahdollisuus. Suunnitelmien vertailuun liittyy kaksi näkökulmaa. Jokaisen vaihtoehdon on toteutettava jakeluverkolle asetetut vaatimukset, joita ovat esimerkiksi jännitteenalenema, kuormitettavuus, turvallisuus sekä luotettavuus. Lisäksi jokaiseen vaihtoehtoon liittyy tietty kustannus, jonka toteutus maksaa. Edellä esitettyjen perusteella valitaan sopivin vaihtoehto.

3.5 Yleissuunnittelun apuvälineet

Tietojärjestelmät ovat tärkeä apuneuvo yleissuunnittelussa. Järjestelmiin kerättyjen tietojen avulla on mahdollista selvittää verkon sähköinen ja mekaaninen kunto. Verkkoyhtiön tietojärjestelmiin kuuluvat mm.

- Verkkotietojärjestelmä
- Asiakastietojärjestelmä
- Käytönvalvontajärjestelmä
- Käytöntukijärjestelmä
- Mittaustietojärjestelmä
- Kunnossapitojärjestelmä
- Rakentamisen tietojärjestelmä
- Materiaalitietojärjestelmä

Kaikki edellä luetellut järjestelmät toimivat osaltaan suunnittelun tukena. Yleissuunnittelun kannalta olennaisin järjestelmä on verkkotietojärjestelmä. Verkkotietojärjestelmä sisältää tiedot verkkoyhtiön komponenteista sekä niiden sijainnista. Komponenttien sähköisiä ominaisuustietoja hyväksikäyttäen voidaan suorittaa verkostolaskentaa, jonka tuloksena saadaan arvio verkon sähköisestä tilasta ja teknisten reunaehtojen toteutumisesta. Verkkotietojärjestelmään voi sisältyä myös komponenttien mekaanisten kuntotietojen hallintaa, mutta verkkoyhtiöillä on usein erillinen järjestelmä kunnossapitoa varten. [Toi04]

Olennainen osa suunnittelua on yhteistyö niin verkkoyhtiön sisällä kuin myös ulkopuolisten organisaatioiden kanssa. Erityisesti yhteistyö kuntien kaavoitus- ja suunnittelupalvelujen kanssa tarjoaa verkkoyhtiölle arvokasta tietoa alueiden kehityksestä. Suunnittelijat ja kaavoittajat ovat normaalisti jatkuvasti yhteydessä ja yhteistyöstä on hyötyä molemmille osapuolille. Yrityksen sisällä käyttöorganisaatio toimii läheisesti suunnittelun tukena. Käyttöhenkilökunnalla on usein hyödyllistä tietoa, jota kannattaa käyttää hyväksi suunnittelussa.

Yleissuunnittelua voidaan helpottaa myös laatimalla suunnitteluohjeita. Yleisohjeena suunnittelussa toimii yhtiön verkostopolitiikka. Verkostopolitiikan tarkoituksena on määrittää ne periaatteet, joilla verkostoa kehitetään strategian mukaisesti. Poliitiikan avulla varaudutaan siihen, että verkosto on talouden, sähkön laadun ja luotettavuuden kannalta optimaalinen ja pystyy täyttämään tulevaisuuden tarpeet. Verkostopolitiikka on ohje, joka määrittää yleisperiaatteet verkoston suunnittelulle.

Verkostopolitiikassa on mahdollista antaa ohjeita liittyen aiemmin käsiteltyihin yleissuunnittelun reunaehtoihin. Fortumin Suomen jakelualueita koskevassa verkostopolitiikassa todetaan esimerkiksi jännitteenalenemasta keskijänniteverkossa, että enimmäisarvona käytetään 4 %:ia. Kuormitettavuuteen liittyen mainitaan, että sähköasemien välisten runkojohtojen ja lähtöjen välisten rengasjohtojen mitoituksessa on otettava huomioon myös varasyöttötilanteet. Verkostopolitiikka sisältää yleisperiaatteet myös liittyen verkon suojaukseen ja kunnossapitoon. Verkostopolitiikassa on hyvä lisäksi määrittellä laskentaparametrit, joita käytetään kustannuslaskelmissa. Tärkeimpiä

parametreja ovat pääoman laskentakorko, komponenttien pitoajat sekä käytettävät KAH-arvot.

Yleissuunnittelu ja verkostopolitiikka ovat läheisessä vuorovaikutuksessa toisiinsa. Verkostopolitiikka määrittelee omalta osaltaan tulevaisuuden tavoiteverkon ja toimii siten tukena yleissuunnitteluprosessissa. Verkostopolitiikan osalta on tärkeää, että sitä kehitetään jatkuvasti. Yleissuunnitteluprosessissa syntyy uusia ajatuksia liittyen verkoston kehittämiseen ja yleissuunnittelu vaikuttaa sitä kautta verkostopolitiikan muuttumiseen. [FSS07]

4 Verkkotietojärjestelmä

Luvussa neljä käsitellään verkkotietojärjestelmää yleisesti. Luvussa selvitetään järjestelmän rakennetta ja toimintoja. Lisäksi selvitetään, mihin verkkotietojärjestelmää käytetään. Luvun lopussa on lyhyesti esitelty joitain verkkotietojärjestelmiä.

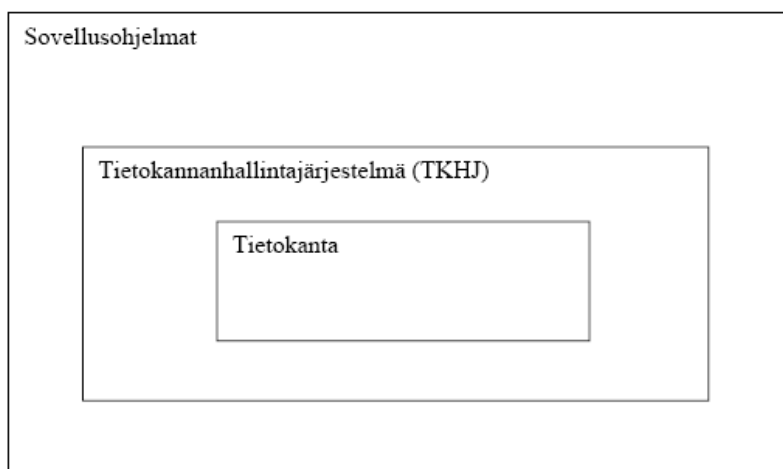
Verkkotietojärjestelmä on suunnittelu- ja dokumentointijärjestelmä, johon on mallinnettu ja dokumentoitu verkkoyhtiön sähköjakeluverkon rakenne. Järjestelmään on tallennettu verkkokomponenttien sijaintitieto sekä komponentteihin liittyvä tekninen ja taloudellinen tieto. Järjestelmän päätoiminnot liittyvät verkon nykytilan mallintamiseen, sekä tulevaisuuden tavoiteverkkojen suunnitteluun. Päätoimintoja ovat verkkotietojen hallinta, suunnittelu, laskenta, tilastointi ja raportointi.

Verkkotietojärjestelmä on välttämätön työkalu sähköverkkoliiketoiminnassa. Verkkotietojärjestelmän avulla voidaan helpottaa suunnitteluun liittyviä rutiineja sekä parantaa suunnitelmien laatua. Se toimii tukena verkkoyhtiön jokapäiväisissä toiminnoissa kuten pitkän ja lyhyen tähtäyksen suunnitteluun liittyvissä päätöksentekoprosesseissa. [Toi04, Lak03]

4.1 Verkkotietojärjestelmän rakenne

Nykyiset verkkotietojärjestelmät ovat graafisia tietokantaperusteisia järjestelmiä. Ne perustuvat usein paikkatiedon hallintaan ja graafisen käyttöliittymän avulla informaatio voidaan havainnollistaa karttapohjalla maastotietojärjestelmän (GIS, Geographical Information System) tapaan GIS-toiminnallisuudella. [ABB00]

Verkkotietojärjestelmä on tietokantajärjestelmä, joka koostuu tietokannasta, tietokannanhallintajärjestelmästä ja tietokantaa käyttävistä sovellusohjelmista. Kuvassa 4.1 on esitetty yksinkertaistettu malli tietokantajärjestelmästä.



Kuva 4.1. Tietokantajärjestelmä. [Lai00]

Verkkotietojärjestelmän perustan muodostaa tietokanta. Tietokanta voidaan karkeasti määrittellä jotakin käyttötarkoitusta varten laadituksi kokoelmaksi toisiinsa liittyviä tietoja. Tietokanta on kokoelma tiedostoja, jotka ovat yhteenkuuluvien tietueiden ryhmiä ja tietueet taas muodostuvat useista yhteenkuuluvista kentistä. Verkkotietojärjestelmän tietokanta sisältää tietoa mm. verkon komponenteista ja taustakartoista. [Lai00, Elm00]

Tietokannanhallintajärjestelmä (TKHJ) tarjoaa erilaisia palveluja tietokannan käsittelyyn. Tietokannanhallintajärjestelmän avulla käyttäjä voi tehdä tietokantaan kohdistuvia kyselyitä ja muokausoperaatioita. Esimerkiksi kuvan 3.2 muuntamoiden ikäjakauman kokoamisessa on käytetty hyväksi verkkotietojärjestelmän kyselytyökalua. Muiden tietokannanhallintajärjestelmän palvelujen avulla voidaan lisäksi muokata tietokannan rakenteita, hallita käyttöoikeuksia ja säädellä tietokannan asetuksia. [Lai00]

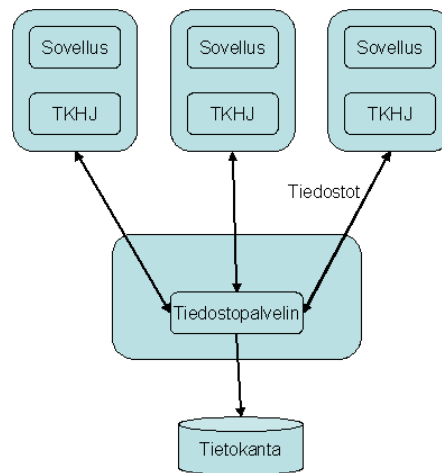
4.1.1 Tietokanta tietoverkossa

Tietojärjestelmien kehitys on suuntautunut keskuskonepohjaisista itsenäisistä kokonaisuuksista kohti hajautettuja järjestelmiä. Keskuskonepohjaisessa järjestelmässä tietokanta sijaitsee keskuskoneen levyillä, tietokannanhallintajärjestelmä toimii samassa koneessa, kuten myös kantaa käyttävät sovellusohjelmat. Tiedonvälitys hallintajärjestelmän ja sovellusten välillä on nopeaa, esimerkiksi yhteisiin muistialueisiin perustuvaa. Tällainen ratkaisu on tietokantajärjestelmän perusarkkitehtuuriksi edelleen mahdollinen. Mallin etuna on se, että ohjelmat sijaitsevat yhdessä paikassa ja ovat helposti päivitettävissä. Isot käyttäjämäärät aiheuttavat kuitenkin suuret kapasiteettivaatimukset keskuskoneelle.

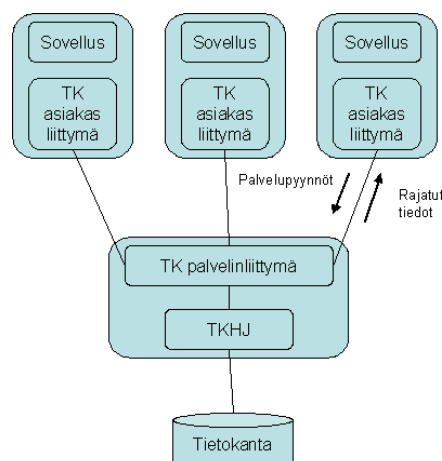
Työasemat ovat nykyisin yleensä kytkettynä nopeaan lähiverkkoon. Verkossa on käytettävissä tiedostopalvelimia, jotka tarjoavat tallennuskapasiteettia tiedostojen säilytykseen. Tällaisessa ympäristössä tietokantajärjestelmä on mahdollista toteuttaa siten, että tietokanta sijaitsee tiedostopalvelimella ja tietokannanhallintajärjestelmä ja sovellusohjelma toimivat jokaisessa työasemassa (kuva 4.2). Tällainen ratkaisu vähentää

tiedostopalvelimen kuormaa, koska se tarjoaa vain pääsyn tiedostoihin. Tiedot käsitellään työasemissa ja niiltä vaaditaan enemmän kapasiteettia. Ratkaisu kuormittaa myös tietoliikenneverkkoa.

Asiakas-palvelin -mallissa tietokannan käsittelyn työkuorma on jaettu tietokantapalvelimen ja työasemien välillä siten, että tietokanta ja tietokannanhallintajärjestelmä on sijoitettu tietokantapalvelimeen. Sovellusohjelmat toimivat työasemissa (kuva 4.3). Lisäksi palvelimeen ja työasemiin tarvitaan liittymäohjelmisto, joka mahdollistaa palvelupyyntöjen välityksen työasemista palvelimelle ja tulosten välityksen toiseen suuntaan. Halutessaan käsittelyyn joitain tietoja sovellusohjelma lähettää kyselyn ja saa vastauksena vain haluamansa tiedot, ei koko tiedostoa kuten tiedostopalvelinmallissa. Verkko kuormittuu näin vähemmän. Sovellusohjelmat vastaavat kokonaan käyttöliittymän toiminnasta. Asiakas-palvelin-mallissa palvelinkoneelta vaaditaan enemmän laskentakapasiteettia kuin tiedostopalvelinmallissa, mutta vähemmän kuin keskuskonemallissa. [Lai00]



Kuva 4.2. Tiedostopalvelin-malli. [Lai00]



Kuva 4.3 Asiakas-palvelin-malli. [Lai00]

4.1.2 Relaatiotietokanta

Tunnetuin rakennetason tietomalli on relaatiomalli. Myös Fortumilla käytössä olevan PowerGrid-verkkotietojärjestelmän Smallworld-tietokanta perustuu relaatiomalliin. [GE01] Malliin pohjautuvat tietokannanhallintajärjestelmät ovat laajimmin käytettyjä nykyisten tietokantojen toteutuksessa. Relaatiotietokannat pohjautuvat Edgar F. Coddin kehittämään relaatiomalliin. [Cod70] Mallin pohjana on joukko-oppi ja matematiikan relaatio-käsite. Hyvä matemaattinen perusta on ollut yksi syy mallin saavuttamaan suosioon. [Lai00]

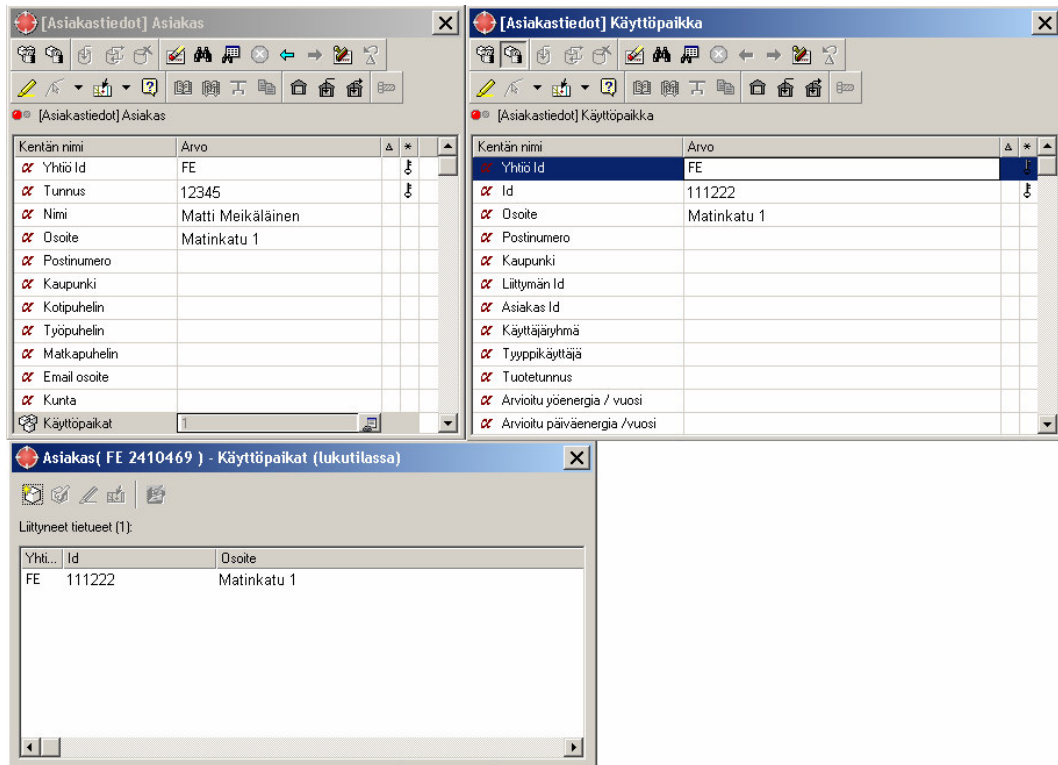
Relaatiotietokannassa tieto on tallennettu kaksiulotteisiin tauluihin, jotka muodostuvat tietueista eli riveistä ja kentistä eli sarakkeista. Tietue sisältää tietoa yhdestä kohteesta ja kentät kuvaavat kohteen ominaisuuksia. Kuvassa 4.4 on esimerkki relaation tauluesityksestä.

Asiakas	Tunnus	Nimi	Osoite
	12345	Matti	Matinkatu 1
	23456	Antti	Antinkatu 1
	34567	Mikko	Mikonkatu 1

Kuva 4.4 Relaation tauluesitys.

Yksi taulun sarakkeista määritellään perusavaimeksi, joka yksilöi tietueet. Tällöin tietueet, joilla on mahdollisesti samoja kenttiä, voidaan erottaa toisistaan. Yllä olevassa kuvassa perusavaimeksi voidaan valita tunnus. [Pol99]

Tietokanta muodostuu yleensä useasta relaatiosta, joiden tiedot kytkeytyvät usein yhteen. Kytkeä kahden tietueen välille saadaan relaatiotietokannassa aikaan esimerkiksi sisällyttämällä toisen tietueen kenttä tai kenttiä toiseen tietueeseen. Kentät toimivat tällöin ns. viiteavaimina, jotka viittaavat toiseen tietueeseen. Kuvassa 4.5 on esimerkki PowerGridin asiakas- ja käyttöpaikkatietueista, jotka kytkeytyvät toisiinsa. Kyseisessä tapauksessa asiakastietueeseen liittyy vain yksi käyttöpaikka, mutta on myös mahdollista, että asiakkaalla on useita sähkönkäyttöpaikkoja. Tällöin asiakastietueeseen kytkeytyy useita käyttöpaikkatietueita.



Kuva 4.5. Asiakas- ja käyttöpaikkatietueiden kytkettyminen.

4.1.3 Liitännät muihin järjestelmiin

Verkkoyhtiöt keräävät, tuottavat ja varastoivat paljon tietoa. Usein tietoa ei varastoida vain yhteen tietokantaan. Tieto on yleensä jakautunut lukuisiin järjestelmiin jakautuen vielä eri osastojen, yksiköiden ja toimintojen kesken. Jokainen järjestelmä antaa korvaamatonta tietoa tietylle liiketoiminnan osalle. Verkkoyhtiöiden tapauksessa esimerkiksi laskutus perustuu asiakastietojärjestelmästä saataviin tietoihin. Asiakastietojärjestelmän tietoja tarvitaan kuitenkin myös verkkoyhtiön muissa toiminnoissa ja järjestelmissä. Esimerkiksi verkkotietojärjestelmän laskentatoiminnoissa tarvitaan asiakkaiden kulutustietoja.

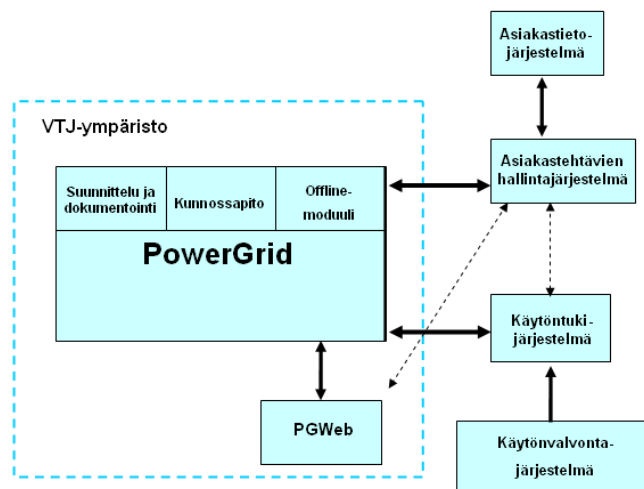
Integroinnilla on mahdollista muodostaa tietojärjestelmistä suurempia kokonaisuuksia. Järjestelmien integroinnin syitä ovat esimerkiksi organisaatorajat ylittävä tietotarve, prosessien muutos, liiketoimintaympäristön muutos tai uudet tietotarpeet. Integroidut järjestelmät voivat kommunikoida keskenään ja hyödyntää toistensa tietoja. Yhteen järjestelmään syötetty tieto on tallennuksen jälkeen muidenkin järjestelmien käytettävissä. Integrointi tehostaa osaltaan verkkoyhtiön toimintaa ja hyvin toteutettu järjestelmäintegraatio on yhtiölle taloudellista.

Järjestelmien tehokas hyödyntäminen ja niiden välinen kommunikointi vaatii toimivia liityntöjä järjestelmien välille. Integrointia voi helpottaa käyttämällä avoimia, yleisesti määriteltäviä standardirajapintoja. Lisäksi tietokannat ja sovellukset tulisi erottaa toisistaan

ja tietokannat tulisi toteuttaa yleisillä ja avoimilla tietokantaohjelmistoilla. Tällöin sovellukset voisivat käyttää eri tietokantojen tietoja tietokantatoimittajasta riippumatta. Tästä on hyötyä erityisesti, kun päivitetään vanhoja järjestelmiä tai hankitaan uusi tietojärjestelmä. [Par97]

Kuvassa 4.6 on esitetty periaatekuva PowerGrid-verkkotietojärjestelmän integroinnista muihin tietojärjestelmiin. Asiakastietojärjestelmässä on perustiedot asiakkaista ja sähkökäyttöpaikoista. Asiakastietoja tarvitaan ensisijaisesti laskutuksessa. Lisäksi asiakkaiden kulutustiedot ovat pohjana verkkotietojärjestelmän laskennoissa.

Asiakastehtävien hallintajärjestelmän avulla käsitellään asiakkaisiin liittyviä toimintoja, kuten uuden liittymän liittäminen jakeluverkkoon tai asiakkaan vikailmoitus. Asiakastehtävistä siirtyy tietoa PowerGridiin ja PGWeb:iin, joka on asiakaspalvelun käyttämä järjestelmä. PGWeb on kevyempi versio PowerGrid-verkkotietojärjestelmästä ja se sisältää vain osan PowerGridin toiminnoista. PGWeb on toteutettu selainpohjaisena.



Kuva 4.6. Järjestelmien integrointi.

Käytönvalvontajärjestelmällä kerätään valvomoon reaaliaikaista tietoa sähköasemilta ja verkosta sekä lähetetään ohjauksia verkon komponenteille, kuten kytkinlaitteille. Käytönvalvontajärjestelmän tietokannoissa säilytetään mm. mittaus- ja tilatietoja sekä parametreja, joita tarvittaessa siirretään myös muihin järjestelmiin. Käytönvalvontajärjestelmän tietokannalta vaaditaan, että verkon tilamuutokset on saatava vietyä mahdollisimman tehokkaasti ja luotettavasti tietokantaan. Käytönvalvontajärjestelmä on usein hajautettu. FSS:n käyttökeskus sijaitsee Paimiossa, mutta ohjauspisteitä on myös mm. Espoon Keilaniemessä sekä Kurikassa. [ABB00]

Käytöntukijärjestelmää hyödynnetään mm. verkon tilaseurannassa, vikatilanteissa sekä käytön suunnittelussa. Se toimii käyttöhenkilökunnan tukena verkon kytchentilan hallinnassa ja verkon sähköteknisen tilan seurannassa.

Käytön suunnittelun keskeiset toiminnot liittyvät työkeskeytysten suunnitteluun ja verkon tilan optimointiin. Työkeskeytyksiä suunniteltaessa olennaista on kytkentäsuunnitelma, jonka avulla verkon osia kytketään jännitteettömäksi verkostotöiden ajaksi. Verkon optimointi käsittää jänniteoptimoinnin ja kytkentätilan optimoinnin. Optimoinnilla tähdätään verkon taloudelliseen käyttöön. Lisäksi optimoinnilla pyritään varmistamaan asiakkaille mahdollisimman hyvä sähkön laatu. Verkon optimointi on hyvä suorittaa muutaman kerran vuodessa.

Vikatilanteissa käytöntukijärjestelmää voidaan käyttää esimerkiksi vian paikantamiseen ja vika-alueen rajaamiseen. Käytöntukijärjestelmästä nähdään nopeasti mahdolliset varasyöttöyhteydet ja laskennan avulla saadaan selville jännitetasot sekä varayhteyksien kuormittuminen vikatilanteessa. Järjestelmän avulla johdetaan myös operatiivista toimintaa häiriötilanteissa ja ohjataan työryhmiä jakelualueella. Järjestelmään on mahdollista liittää myös vikojen raportointiin ja asiakaspalveluun liittyviä toimintoja. [Par07b]

Fortumin ympäristössä käytöntukijärjestelmä saa verkkotiedot PowerGridistä. Käytönvalvontajärjestelmästä siirretään kytkinlaitteiden tilatietoja. Käytöntukijärjestelmästä ei siirretä tietoa käytönvalvontajärjestelmään. On kuitenkin mahdollista ottaa käyttöön toimintoja, joiden avulla voidaan ohjata verkon laitteita käytöntukijärjestelmästä käsin. Käytöntukijärjestelmän ja asiakastehtävien hallintajärjestelmän välillä siirrettävät tiedot liittyvät keskeytys- ja vikatilanteisiin. Käytöntukijärjestelmästä siirretään tietoa keskeytyksistä, mikä helpottaa asiakaspalvelun toimintaa. Asiakastehtävien hallintajärjestelmästä siirretään tietoa käytöntukijärjestelmään mm. asiakkaiden pienjännitevioista.

4.2 Verkkotietojärjestelmän toiminnot

Markkinoilla on tarjolla useita verkkotietojärjestelmiä. Järjestelmästä riippuen ne sisältävät eri toimintoja ja sovelluksia. Verkkoyhtiöt valitsevat verkkotietojärjestelmän riippuen omista tarpeista. Järjestelmiä kehitetään jatkuvasti verkkoyhtiöiden ja järjestelmätoimittajien yhteistyössä. Vanhoja toimintoja parannetaan ja liiketoimintaympäristön muuttuessa kehitetään toimintoja uusiin tarpeisiin. Seuraavassa on esitelty tavallisimpia verkkotietojärjestelmän toimintoja.

Verkkoyhtiön jakeluverkkoihin liittyvän tiedon määrä on suuri ja se pitää tallentaa tietokantaan. Verkon dokumentointi ja verkkotietojen hallinta on verkkotietojärjestelmän ensisijainen tehtävä. Järjestelmän tietokantaan on tallennettu komponentteihin liittyvä tekninen ja rakenteellinen tieto sekä tarkastus- ja sijaintitieto. Lisäksi tietokantaan siirretään asiakkaiden kulutustietoja asiakastietojärjestelmästä. Dokumentointiin liittyy myös verkkokarttojen piirtäminen.

Läheisesti verkon dokumentointiin liittyy verkkotietojen tallentaminen raportointia varten. Viranomaiset tarvitsevat verkkoyhtiöiltä erilaisia raportteja arvioidessaan yhtiöiden sallittua tuottoa. Tulevalla valvontajaksolla (2008 - 2011) verkkoyhtiöiden on ilmoitettava Energiamarkkinavirastolle hallinnassaan olevasta sähköverkosta komponenttien

määrätiedot, vuosittain verkkoon tehdyt investoinnit sekä sieltä poistetut komponentit. [EMV07] Verkkotietojärjestelmän on hyvä sisältää toiminnot, joiden avulla on mahdollista seurata edellä mainittuja asioita.

Verkkotietojärjestelmän avulla valvotaan jakeluverkon sähköistä, taloudellista ja mekaanista tilaa. Sähkönjakelun luotettavuuden korostuessa tarvitaan myös entistä parempia toimintoja verkon luotettavuuden arvioimiseksi. Jakeluverkon sähköisen tilan arvioinnissa käytetään apuna pääasiassa laskentoja. Olennaisimmat laskentatulokset liittyvät verkon kuormituksiin, jännitteenaleniin ja vikavirtoihin. Laskentatulosten pohjalta suunnittelijat voivat arvioida, mihin verkonosiin on lähitulevaisuudessa investoitava.

Verkkotietojärjestelmään tallennettujen komponenttien tarkastustietojen pohjalta voidaan suunnitella jakeluverkon kunnossapitoa. Suuri osa verkkoyhtiöiden jakeluverkoista lähestyy elinkaarensa loppua ja komponenttien mekaaninen kunto heikkenee. Komponenttien mekaaniseen kuntoon on vaikutuksensa myös ilmastonmuutoksella. Ilmastonmuutoksen vaikutuksista on tehty tutkimuksia [Mar06], joissa on arvioitu, että esimerkiksi lahon aiheuttamat vauriot lisääntyvät, jos ilmasto kehittyy ennusteiden mukaisesti. Vaurioiden lisääntyessä kasvaa kunnossapidon tarve ja siten kunnossapitokustannukset. Edellä mainittujen seikkojen vuoksi kunnossapitoon on tulevaisuudessa kiinnitettävä entistä enemmän huomiota.

Verkkotietojärjestelmä on työkalu suunnitteluun. Suunnittelun tavoitteena on jakeluverkon optimikokoonpano ja -mitoitus. Optimi tarkoittaa verkon kustannusten minimointia reunaehtojen puitteissa. Oikeat päätökset suunnittelussa takaavat laadukkaan, luotettavan ja taloudellisen sähkönjakelun pitkälle tulevaisuuteen. Suunnittelun täytyy sisältää rutiineja olemassa olevien verkkojen vahvistamiseen sekä uusien verkkojen suunnitteluun. Olennaista on, että verkkotietojärjestelmän avulla on mahdollista arvioida verkon tilaa myös tulevaisuudessa. [Par91]

4.3 Verkkotietojärjestelmän hyödyntäminen

Tietojärjestelmä koostuu tiedoista, tietojenkäsittely- ja tiedonsiirtolaitteista, ohjelmista, toimintaohjeista sekä näitä käyttävistä ihmisistä. [Paa05] Ihmiset ovat siis osa tietojärjestelmää. Järjestelmien käyttämisessä on tärkeää, että niitä käyttävät ihmiset osaavat hyödyntää järjestelmien tarjoamat mahdollisuudet. Verkkoyhtiön työntekijät käyttävät järjestelmiä eri tarkoituksiin riippuen työtehtävistä. On tärkeää, että yhtiössä järjestetään riittävästi koulutusta ja että tarjolla on kattavat ohjeet liittyen järjestelmien toimintoihin.

Tietojärjestelmään on tallennettu tiedot työntekijöiden toimesta. Tallennettujen tietojen laatutasosta on huolehdittava. Puutteelliset tai puuttuvat tiedot johtavat helposti väärin johtopäätöksiin ja toimenpiteisiin jakeluverkkoa analysoitaessa. Esimerkiksi kuormitustietojen puuttuminen verkkotiedoista johtaa väärin laskentatuloksiin.

Valtaosa verkkoyhtiön työntekijöiden tehtävistä suoritetaan tietojärjestelmien avulla. Olemassa olevia järjestelmiä kehitetään ja uusia järjestelmiä luodaan jatkuvasti. Ihmiset ovat tulevaisuudessa entistä enemmän järjestelmistä saatavan tiedon varassa. Lisäksi verkkoyhtiöissä jakeluverkkojen paikallistuntemus ja ns. hiljainen tieto on vähenemässä suurten ikäluokkien lähestyessä eläkeikää, mikä lisää entisestään tarvetta kehittää järjestelmiä.

4.4 Verkkotietojärjestelmiä

Seuraavassa on esitelty lyhyesti eri verkkotietojärjestelmiä. Fortum Distributionissa on Suomessa yrityskauppojen myötä ollut käytössä kaksi verkkotietojärjestelmää tätä työtä tehtäessä. Fortum Espoo Distribution Oy:ssä on ollut käytössä XPower. XPowerin verkko on konvertoitu PowerGridiin ja tulevaisuudessa käytössä on ainoastaan PowerGrid.

Luvussa on esitelty lisäksi Integra-verkkotietojärjestelmä. Kyseinen järjestelmä ei ole käytössä Fortumissa, mutta Integran pohjalle kehitetty luotettavuuslaskentaohjelman prototyyppi LuoVa on ollut yhtiössä testikäytössä. LuoVaa on käytetty ensisijaisesti verkkoyhtiön luotettavuusohjelmassa laskenta- ja analysointityökaluna.

4.4.1 PowerGrid

PowerGrid on graafinen sähkönjakeluverkkojen verkkotietojärjestelmä, joka on tarkoitettu verkkoyhtiöiden keski- ja pienjänniteverkkojen hallintaan. PowerGrid-verkkotietojärjestelmä koostuu useista moduuleista. Se sisältää työkalut mm. suunnitteluun, dokumentointiin, sopimustenhallintaan sekä verkon laskentaan ja raportointiin. Järjestelmä perustuu Smallworldin kehittämään GIS-järjestelmään, joka mahdollistaa karttojen käytön verkon suunnittelussa ja hallinnassa.

Järjestelmän sovellukset ovat erillisiä moduuleja, joten kokonaisjärjestelmä voidaan koota verkkoyhtiön yksilöllisten tarpeiden mukaisesti. Jokaiselle toiminnan osa-alueelle voi valita oman moduulin tai verkkoyhtiön olemassa olevia järjestelmiä voidaan hyödyntää järjestelmien integroinnilla. [TE07]

4.4.2 XPower

Xpower on graafinen verkkotietojärjestelmä, jossa on sisäänrakennettuna GIS-järjestelmän toiminnot ja työkalut. Se toimii myös käytöntukijärjestelmänä helpottamaan jakeluverkkojen käyttöä. Siinä on toiminnot verkkojen suunnittelua, rakentamista ja kunnossapitoa varten, mukaan lukien laskentatoiminnot verkon tilan analysointiin. Xpower kattaa toiminnot verkkojen koko elinkaaren hallintaan.

Xpower on järjestelmä verkon dokumentointiin ja hallintaan alue-, keskijännite- ja pienjänniteverkkoja varten. Web-pohjaisten työkalujen avulla verkkoyhtiön työntekijät

saavat reaaliaikaista tietoa sijainnista riippumatta. XPower on mahdollista integroida verkkoyhtiön muihin järjestelmiin, kuten asiakastietojärjestelmään sekä käytönvalvontajärjestelmään. [Tek07]

4.4.3 Open++ Integra

Integra on graafinen sähköjakeluverkkojen verkkotietojärjestelmä, joka on tarkoitettu verkkoyhtiöiden keski- ja pienjänniteverkkojen hallintaan, verkkojen sähköisen tilan seurantaan ja verkostosuunnitteluun. Järjestelmä on mahdollista integroida verkkoyhtiön muihin tietojärjestelmiin.

Integrassa on graafinen, Windows-tyyppinen käyttöliittymä. Maantieteellisen kartan käyttö verkkokuvien taustalla auttaa jakeluverkon sijainnin hahmottamista. Käytettävät taustakarttamateriaalit voivat olla sekä rasteri- että vektorikarttoja. Maantieteellisen esitystavan lisäksi on mahdollista käyttää kaaviomuotoista verkon esitystapaa.

Ohjelmisto toimii mikrotietokoneissa MS Windows NT ® -käyttöjärjestelmässä joko yksittäisenä tai tiedostopalvelimeen tietoverkon välityksellä liitettynä työasemana. Verkkotiedot tallennetaan MS SQL Server ® -relaatiotietokantaan tai MS Access ® -tietokantaan. Kyselyt toteutetaan MS Access-tietokannanhallintaohjelmiston avulla. [ABB01]

4.4.3.1 LuoVa

Jakeluverkon luotettavuuden arvioiminen suunnitteluvaiheessa on monimutkaista, eikä siihen ole ollut tarjolla juuri apuvälineitä. Vuonna 2002 useat verkkoyhtiöt ja tietojärjestelmätoimittajat käynnistivät yhteistyössä tutkimuslaitosten kanssa tutkimusprojektin, jonka keskeisin tavoite oli kehittää ohjelmistosovellus luotettavuuspohjaiseen verkostoonalyysiin. Projektin tuloksena syntyi LuoVa-prototyyppi-ohjelmisto (Luotettavuuspohjainen verkostoonalyysi), jonka varsinainen tuotteistaminen on tietojärjestelmätoimittajien vastuulla.

LuoVa on kehitetty Integran muodostamaan perustaan. Integra tarjosi verkon mallinnuksen ja sähköteknisen laskennan sekä käyttöliittymän, jolloin LuoVan kehittämisessä voitiin keskittyä lähinnä vikataajuusmallinnukseen ja luotettavuuslaskentaan. LuoVan keskeisiä toimintoja ovat vikataajuusmallin parametointi, luotettavuus- ja kuoppalaskenta sekä tulosten esittäminen graafisesti ja taulukkomuodossa. [Ver05]

Luotettavuusvaatimusten kiristyessä on tärkeää, että verkkoyhtiöllä on välineitä jakeluverkon luotettavuuden arvioimiseen. LuoVa tarjoaa toimintoja, joiden avulla on mahdollista arvioida verkon luotettavuutta nykytilanteessa sekä erilaisten verkon kehitystoimenpiteiden vaikutusta luotettavuuteen.

5 Verkkotietojärjestelmä yleissuunnittelussa

Edellisissä luvuissa on kuvattu yleissuunnittelua ja verkkotietojärjestelmää yleisesti. Verkkotietojärjestelmä on tärkein apuväline yleissuunnittelussa. Tässä luvussa on tarkoitus syventyä verkkotietojärjestelmän ominaisuuksiin ja toimintoihin, joita tarvitaan yleissuunnittelun eri vaiheissa. Erityisesti tarkastellaan PowerGrid-verkkotietojärjestelmää yleissuunnittelun tukena. Järjestelmään perehdytään osittain esimerkkitapausten avulla, jotka ovat myös pohjana luvun kuusi yleissuunniteluosuudelle Hyvinkään alueen keskijänniteverkosta.

5.1 Jakeluverkon nykytilan määrittäminen

Suunnittelun lähtökohta on jakeluverkon nykytila. Verkon nykytila arvioidaan pääasiassa laskentojen, mittausten sekä verkon komponenttien kuntotietojen pohjalta. Laskennoista ja mittauksista saadaan tietoa verkon sähköisestä nykytilasta. Kuntotiedot kertovat verkon mekaanisesta kunnosta. PowerGridissä on laskentatyökalu laskentojen suorittamiseen. Järjestelmään tallennetaan myös komponenttien kuntotiedot, joita käytetään kunnonhallintaprosessissa. Järjestelmään ei sen sijaan talleteta mittaustietoja. Mittaustietoja on saatavilla käytönvalvontajärjestelmästä sekä kantaverkkoyhtiö Fingridiltä.

5.1.1 Laskennat

PowerGridin laskentatyökalulla on mahdollista laskea keski- ja pienjänniteverkkoja. Laskennat voidaan suorittaa olemassa olevalle verkolle sekä suunnitelluille verkoille. Laskentojen pohjaksi tarvitaan verkon ominaisuus- ja tilatietoja, joita ovat [ABB06]:

- jakeluverkon tiedot
- kuormien tiedot
- johtimien sähkötekniset ominaisuudet
- verkon kytkentätila
- taloudelliset tiedot

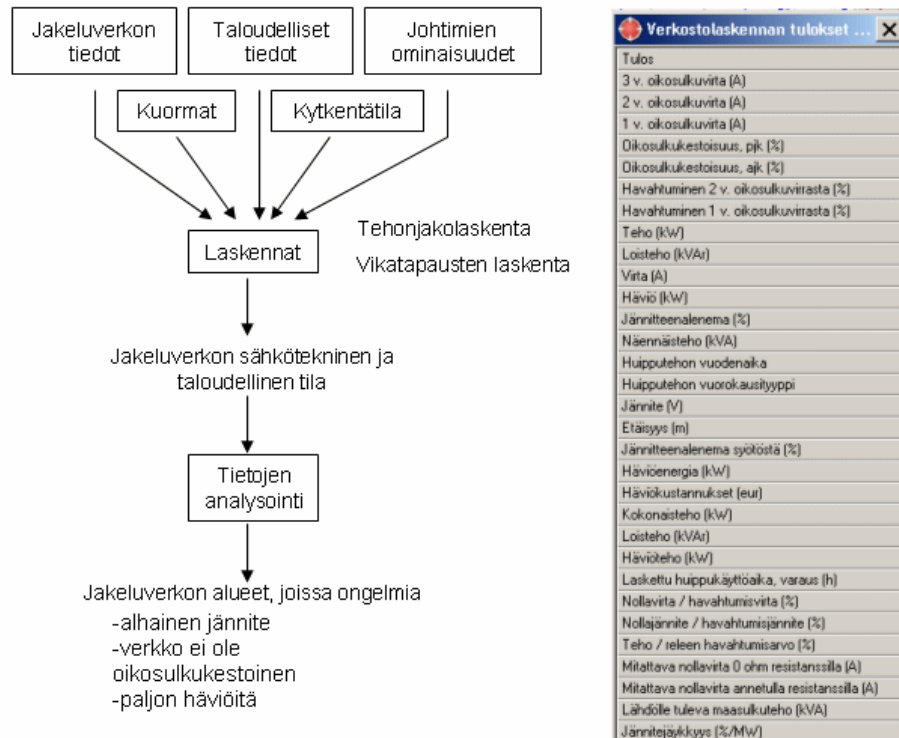
Verkon nykytilan määrittämisen kannalta olennaisimmat PowerGridin laskennoista saatavat tiedot liittyvät verkon kuormitettavuuteen, jännitteenalenukseen sekä verkon vikatapauksiin. Sähkönjakelun luotettavuuden korostuminen viime vuosina on synnyttänyt tarpeen myös jakeluverkon luotettavuuden arvioimiseksi laskentojen avulla. PowerGridin laskentatyökalulla ei ole tällä hetkellä mahdollista arvioida luotettavuutta.

5.1.1.1 Seurantalaskenta

PowerGridin seurantalaskennalla saadaan selville koko jakelujärjestelmän sähkötekninen tila. Seurantalaskennan tulosten pohjalta voidaan etsiä ja priorisoida jakeluverkon

saneerauskohteita. Verkostopolitiikassa todetaan, että verkoston seurantalaskenta suoritetaan vähintään kaksi kertaa vuodessa ja tietojen analysoinnin pohjalta tehdään tarvittavat toimenpidesuunnitelmat. [FSS07]

PowerGridin seurantalaskenta koostuu tehonjakolaskennasta ja vikavirtalaskennoista. Kuvassa 5.1 on esitetty seurantalaskennan periaate ja esimerkkilistaus laskennasta saatavista tuloksista keskijännitelähdön osalta.



Kuva 5.1. PowerGridin seurantalaskennan periaate sekä esimerkkilistaus seurantalaskennasta saatavista tuloksista keskijännitelähdön osalta.

5.1.1.2 Tehonjakolaskenta

PowerGridin tehonjakolaskennan tuloksena saadaan oletuksena jakeluverkon maksimikuormitusta vastaava tilanne. Maksimikuormitustilanteen selvittäminen on olennaista, koska se määrää viime kädessä jakeluverkon mitoituksen. Tehonjakolaskenta on mahdollista suorittaa myös tiettyä ajanhetkeä vastaavassa tilanteessa. Tällöin laskenta käyttää tiettyä päivää ja tuntia vastaavia kuormituksia verkon tilan arvioinnissa.

PowerGridin laskentamoottorilla on mahdollista suorittaa tehonjakolaskentaa sekä rengasverkoille että säteittäisille verkoille. Suomessa rengasverkkolaskenta ei ole käytössä. Keskijänniteverkot on usein rakennettu rengastetusti, mutta niitä käytetään normaalisti säteittäisenä. Tässä esitellään edellä mainitun johdosta säteittäisen verkon laskentaa.

Ainoa jännite, jonka tehonjakolaskenta saa parametrina, on sähköaseman kiskon jännite. Muiden keskijänniteverkon solmupisteiden jännitteitä ei tunneta, minkä takia säteittäisen verkon laskennassa käytetään iteratiivista laskentamenetelmää. Menetelmän vaiheet esitetään seuraavassa.

1. Laskenta olettaa kaikille verkon solmuille jonkin jännitteen.
2. Jokaisen johto-osan kuormitusvirta lasketaan kuormitusmallista saatujen kuormitusarvojen perusteella. Laskenta aloitetaan säteittäisen verkon etäisimmästä solmusta. Viimeinen käsitelty solmu on verkon syöttöpiste.
3. Seuraavaksi lasketaan jokaisen solmun jännite edellisessä vaiheessa lasketuilla kuormitusvirroilla. Laskenta aloitetaan verkon syöttöpisteestä ja viimeiseksi käsitellään säteittäisen verkon etäisin solmu.
4. Pienintä laskettua jännitettä verrataan edellisen laskentakierroksen (tai laskennan 1. kierroksella tehtyyn arvaukseen) pienimpään jännitteeseen. Jos ero on tarpeeksi pieni laskenta pysäytetään. Vaihtoehtoisesti laskenta aloitetaan uudelleen 2. vaiheesta 3. vaiheessa lasketuilla jännitteillä. [ABB06]

PowerGridin laskentamoottori käyttää tehonjakolaskennassa seuraavia kaavoja. Solmun i pätöteho (P_i) lasketaan kaavalla 5.1.

$$P_i = P_{kuorma,i} + P_{häviö,i} \quad (5.1)$$

missä $P_{kuorma,i}$ solmun i kautta kuormiin syötetty pätöteho
 $P_{häviö,i}$ solmun i jälkeisten johto-osien ja verkon muiden komponenttien häviöteho, joka syötetään solmun i kautta

Solmun i loisteho (Q_i) lasketaan kaavalla 5.2.

$$Q_i = P_i \tan \varphi_i \quad (5.2)$$

missä P_i solmun i pätöteho
 φ_i solmun i tehokulma

Solmun i näennäisteho (S_i) lasketaan kaavalla 5.3.

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} \quad (5.3)$$

missä P_i solmun i pätöteho
 Q_i solmun i loisteho

Johto-osan j kuormitusvirran maksimiarvo ($I_{\max,j}$) lasketaan näennäistehon maksimiarvosta kaavalla 5.4.

$$I_{\max,j} = \frac{S_{\max,j}}{\sqrt{3}U_j} \quad (5.4)$$

missä $S_{\max,j}$ näennäistehon maksimi johto-osan j loppusolmussa
 U_j pääjännite johto-osan j loppusolmussa

Johto-osan j pätötehohäviö ($P_{\text{häviö},j}$) saadaan kaavasta 5.5.

$$P_{\text{häviö},j} = 3R_j I_{\max,j}^2 \quad (5.5)$$

missä R_j johto-osan j resistanssi
 $I_{\max,j}$ johto-osan j kuormitusvirran maksimiarvo

Johto-osan j loistehohäviö ($Q_{\text{häviö},j}$) saadaan kaavasta 5.6.

$$Q_{\text{häviö},j} = 3X_j I_{\max,j}^2 \quad (5.6)$$

missä X_j johto-osan j reaktanssi
 $I_{\max,j}$ johto-osan j kuormitusvirran maksimiarvo

Johto-osan j maakapasitanssin tuottama loisteho ($Q_{\text{kap},j}$) saadaan kaavasta 5.7.

$$Q_{\text{kap},j} = B_j U_j^2 \quad (5.7)$$

missä B_j johto-osan j yhden vaiheen ja maan välinen susceptanssi
 U_j pääjännite johto-osan j loppusolmussa

Johto-osan j jännitehäviö (ΔU_j) saadaan kaavasta 5.8.

$$\Delta U_j = I_{\max,j} (R_j \cos \varphi_j + X_j \sin \varphi_j) \quad (5.8)$$

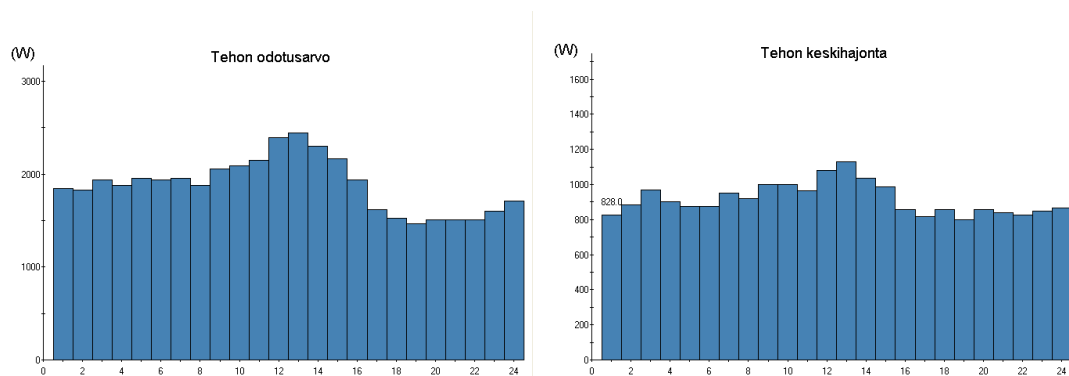
missä R_j johto-osan j resistanssi
 X_j johto-osan j reaktanssi
 φ_j tehokulma johto-osalla j

Verkon komponenttien ominaisuustietojen ja kytkentätilan lisäksi tehonjakolaskennassa tarvitaan tietoa kuormista. PowerGridin laskentamootorilla on mahdollista mallintaa kuormia kahdella tavalla. Asiakasryhmäkohtaisilla kuormituskäyrillä voidaan mallintaa kuormitusta vuoden jokaisella tunnilla. Menetelmä perustuu tyyppikäyttäjien kuormituskäyrien ja vuosienenergioiden mittaamiseen. Yleisesti, jokaisen kuormituspisteen ja jakelumuuntajan teho lasketaan perustuen asiakasryhmittäin summattuihin energioihin, jotka muutetaan tehoksi kaavalla 5.9.

$$P_i(t) = \frac{W_i}{W_{ref}} (M_i(t) + k\delta_i(t)) = \frac{W_i}{W_{ref}} B_i(t) \quad (5.9)$$

missä	$P_i(t)$	ryhmän i teho tunnilla t
	W_i	ryhmän i vuosienergia käsitellyssä verkon solmussa
	W_{ref}	vuotuinen referenssienergia kuormituskäyrästä
	$M_i(t)$	asiakasryhmään i liittyvä tehon odotusarvo tunnilla t
	k	todennäköisyystekijä
	$\delta_i(t)$	asiakasryhmään i liittyvä tehon keskihajonta tunnilla t
	$B_i(t)$	asiakasryhmän i kuormitusindeksi tunnilla t

Asiakasryhmän kuormituskäyrässä on tehon odotusarvo vuoden jokaiselle tunnille. Keskihajonnalle on vastaava käyrä. Kuvassa 5.2 on esitetty esimerkkinä tehon odotusarvo ja keskihajonta omakotitalokuluttajalle yhden päivän osalta.



Kuva 5.2. Esimerkki kuormituskäyrästä. Omakotitalokuluttajan tehon odotusarvo ja keskihajonta yhden päivän osalta.

Edellä kuvatussa kuormituskäyrien käyttötavassa ei oteta huomioon tehon lämpötilariippuvuutta. PowerGridin laskentamoottori osaa käsitellä myös kuormituskäyriä, jotka sisältävät lämpötilasta riippuvat tehon odotusarvot ja keskihajonnat. Tämän tyyppisiä käyriä on käytössä Ruotsissa.

Mitattuja huipputehoja ei voi käyttää laskennassa, vaan ne on ensin muutettava energiaksi paremman laskentatuloksen saamiseksi. Teho-energia -muunnoksen voi tehdä kaavalla 5.10. Muunnoksessa käytetään apuna asiakasryhmän huipputuntin kuormitusindeksiä ($B_i(t_{i,max})$).

$$W_i = \frac{W_{ref} P_{i,max}}{B_i(t_{i,max})} \quad (5.10)$$

missä	W_{ref}	vuotuinen referenssienergia kuormituskäyrästä
	$P_{i,max}$	ryhmän i mitattu huipputeho
	$t_{i,max}$	ryhmän i huipputehon tunti kuormituskäyrästä

Toinen menetelmä kuormien mallintamiseen käyttää Velanderin yhtälöä, joka perustuu vuosienergioihin ja säädettäviin Velanderin kertoimiin. Menetelmä on käytettävissä PowerGridissä Ruotsissa. Velanderin yhtälöllä asiakasryhmän i huipputeho ($P_{i,max}$) kilowateissa voidaan laskea kaavalla 5.11.

$$P_{i,max} = k_{1i}W + k_{2i}\sqrt{W} \quad (5.11)$$

missä W ryhmän i vuosienergia megawattitunneissa
 k_{1i}, k_{2i} ryhmän i Velanderin kertoimet

Eri tyyppisiä asiakkaita syöttävän johto-osan huipputeho lasketaan kaavalla 5.12.

$$P = \sum_{i=1}^n k_{1i}W_i + \sqrt{\sum_{i=1}^n k_{2i}^2 W_i} \quad (5.12)$$

missä W_i ryhmän i vuosienergia megawattitunneissa
 k_{1i}, k_{2i} ryhmän i Velanderin kertoimet [ABB06]

5.1.1.3 Oiko- ja maasulkulaskenta

Keskijänniteverkon viat ovat pääasiassa oikosulku- tai maasulkuvikoja. Viat voivat aiheuttaa henkilövahinkoja, komponenttien vaurioitumista sekä sähkönjakelun keskeytyksiä. [Lak06] Vikojen aiheuttamia haittoja pyritään rajoittamaan keskijänniteverkon suojuksella. Suojuukseen käytetään normaalisti vakioaikaylivirtareleitä, jotka havaitsevat verkossa esiintyvät viat. Rele ohjaa katkaisijaa, joka kytkee vioittuneen osan irti verkosta.

Verkkotietojärjestelmällä voidaan laskea vikavirrat oikosulku- ja maasulkuvioissa. Suunnittelun kannalta olennaiset tulokset oikosulkuvirtalaskennasta liittyvät johdinten oikosulkukestoisuuden sekä oikosulkusuojuuksen asetteluarvojen määrittämiseen. Maasulkulaskennan tuloksia käytetään vastaavasti määrittäessä maasulkusuojuuksen asetteluarvoja sekä tarkistettaessa maadoituksia.

Oikosulkulaskenta

Oikosulkusuojuuksen tavoite on ehkäistä oikosulkuvirran komponenteille aiheuttamat lämpövauriot, erottaa vioittunut johto-osuus verkosta sekä taata järjestelmän turvallisuus vikatilanteissa. Komponenttien lämpövaurioihin vaikuttaa oikosulkuvirran suuruus ja kesto. Esimerkiksi johdoille ilmoitetaan yleensä suurin sallittu yhden sekunnin oikosulkuvirta. Suurin oikosulkuvirta aiheutuu 3-vaiheisessa oikosulussa, joten 3-vaiheinen oikosulkuvirta määrittää suojuuksen aika-asettelun. Suojuuksen toiminta-aika määritellään siten, että termisen kestoisuuden vaatimukset täyttyvät jokaiseen johtolajiin vaikuttavien suurimpien oikosulkuvirtojen suhteen.

PowerGridin oikosulkulaskenta perustuu IEC:n 60909-0 –standardiin (IEC standard 60909-0 Short-circuit currents in three phase systems – Part 0: Calculation of currents). PowerGridin laskentamoottori käyttää 3-vaiheisen symmetrisen oikosulkuvirran laskentaan Theveninin menetelmää. 3-vaiheinen oikosulkuvirta (I_{k3}) lasketaan kaavalla 5.13.

$$I_{k3} = \frac{U_k}{\sqrt{3}Z_k} \quad (5.13)$$

missä U_k oikosulkupiirin jännite (Theveninin jännite)
 Z_k vikapisteestä nähty oikosulkuimpedanssi (Theveninin impedanssi)

Vikapisteestä i nähty oikosulkuimpedanssi (Z_{ki}) saadaan kaavalla 5.14.

$$Z_{ki} = \sqrt{(R_k + k_T R_{ki})^2 + (X_k + X_{ki})^2} \quad (5.14)$$

missä R_k syöttöpisteen oikosulkuresistanssi
 X_k syöttöpisteen oikosulkureaktanssi
 R_{ki} johtoreitin resistanssi syöttöpisteestä vikapisteeseen i
 X_{ki} johtoreitin reaktanssi syöttöpisteestä vikapisteeseen i
 k_T resistanssin lämpötilariippuvuuden korjauskerroin

Korjauskerrointa k_T käytetään muunnettaessa johtimen resistanssia vastaamaan oikosulkutilannetta. Oikosulkulaskelmissa johtimille käytetään oletuksena 40 °C lämpötilaa. Korjauskerroin lasketaan kaavalla 5.15.

$$k_T = 1 + \alpha(\Theta - T_n) \quad (5.15)$$

missä α resistiivisyyden lämpötilakerroin
 Θ johtimen käyttölämpötila laskennassa
 T_n lämpötila, jossa johtimen impedanssin arvo on annettu

Pienin oikosulkuvirta syntyy 2-vaiheisessa oikosulussa. Pienimmän oikosulkuvirran arvon perusteella määritellään suojauksen virta-asettelu. Suojauksen virta-asettelu määritellään siten, että suojaus havaitsee lähdöllä esiintyvän pienimmän oikosulkuvirran, mutta asettelun tulee olla suurempi kuin tarkasteltavan lähdön maksimikuormitusvirta. 2-vaiheisen oikosulkuvirran arvo (I_{k2}) saadaan 3-vaiheisen oikosulkuvirran arvosta (I_{k3}) kaavalla 5.16.

$$I_{k2} = \frac{\sqrt{3}I_{k3}}{2} \quad (5.16)$$

Ylivirtasuojauksen asettelujen kriteerinä on tavallisesti johtimien terminen kestoisuus. Johtimille on ilmoitettu normaalisti suurin sallittu yhden sekunnin oikosulkuvirta, jonka

avulla voidaan laskea suurin sallittu oikosulkuvirta myös tapauksissa, joissa suojauksen toiminta-aika on eri suuri kuin yksi sekunti. Suurin sallittu oikosulkuvirta (I_{kt}) lasketaan kaavalla 5.17.

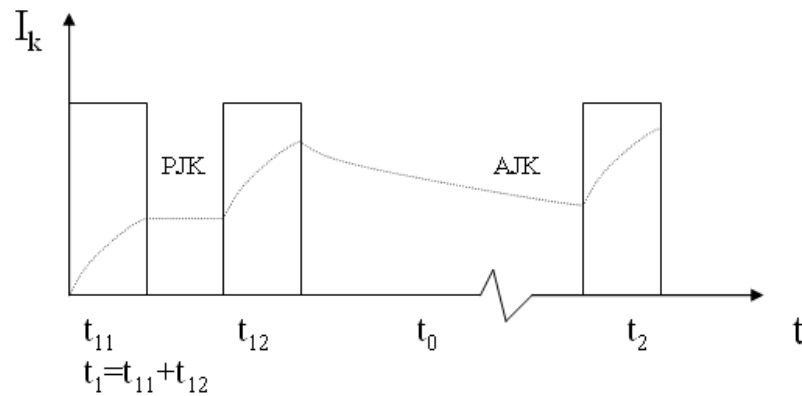
$$I_{kt} = \frac{I_{k1s}}{\sqrt{t}} \quad (5.17)$$

missä I_{k1s} suurin sallittu yhden sekunnin oikosulkuvirta
 t oikosulun kesto-aika

Suojauksessa on usein käytössä jälleenkytkentöjä. (kuva 5.3) Niiden vaikutus johtimien termiseen kestoisuuteen otetaan huomioon laskemalla oikosulkuvirran ekvivalenttinen kesto-aika (t) kaavalla 5.18. Ekvivalenttinen kesto-aika sijoitetaan kaavaan 5.17, jolloin voidaan laskea suurin sallittu oikosulkuvirta tietyillä suojausasetuksilla. [ABB06]

$$t = t_1 e^{-\frac{t_0}{\tau}} + t_2 \quad (5.18)$$

missä t_1 oikosulun kesto-aika ennen AJK:ta
 t_0 AJK:n jännitteetön aika
 τ johtimen jäähtymisaikavakio
 t_2 AJK:n jälkeisen oikosulun kesto-aika



Kuva 5.3. Jälleenkytkentäsekvenssi. Katkoviiva kuvaa johtimen lämpötilan kehittymistä.

Maasulkulaskenta

Maasulku aiheutuu usein vaihejohtimen valokaaresta tai kosketuksesta suojamaadoitettuun osaan. Sähkönjakelujärjestelmän käyttäytyminen maasulussa riippuu verkon maadoitustavasta. Keskijänniteverkon maadoitustapoja ovat

- maasta erotettu
- kompensoitu
- resistanssin kautta maadoitettu
- suoraan maadoitettu

FSS:n verkko on maasta erotettua tai kompensoitua.

Suojauksen toimivuuden kannalta tärkeimmät verkossa maasulun aikana esiintyvät suuret ovat pienin nollapistejännite sekä pienin nollavirta. PowerGridin laskentamoottori käyttää nollapistejännitteen (U_0) ja nollavirran (I_0) laskentaan kaavoja 5.19 ja 5.20.

$$U_0 = \frac{1}{\sqrt{\frac{R_f^2}{R_0^2} + \frac{2R_f}{R_0} + 1 + R_f^2 \left(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L}\right)^2}} \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (5.19)$$

$$I_0 = \frac{\sqrt{\frac{1}{R_0^2} + \left(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L}\right)^2}}{\sqrt{\frac{R_f^2}{R_0^2} + \frac{2R_f}{R_0} + 1 + R_f^2 \left(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L}\right)^2}} \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (5.20)$$

missä	I_0	johtolähdön releen tuntema nollavirta
	U_0	nollapistejännite
	R_f	vikaresistanssi
	R_0	sammutuskuristimen rinnalle kytketty lisäresistanssi
	C_0	verkon kokonaiskapasitanssi
	L	sammutuskuristimen induktanssi
	ω	kulmataajuus ($\omega=2\pi f$, f =taajuus=50Hz)
	U	pääjännite

Kaavoja 5.19 ja 5.20 käytetään sekä maasta erotetun, että sammutetun verkon laskennassa. Maasta erotettua verkkoa laskettaessa kuristimen induktanssi sekä sen rinnalle kytketty resistanssi asetetaan äärettömäksi.

Vikaantuneen lähdön releen tuntema nollavirta on pienempi kuin kokonaismaasulkuvirta, koska nollavirta ei sisällä tarkasteltavan johtohaaran maakapasitanssin kautta kulkevaa osaa

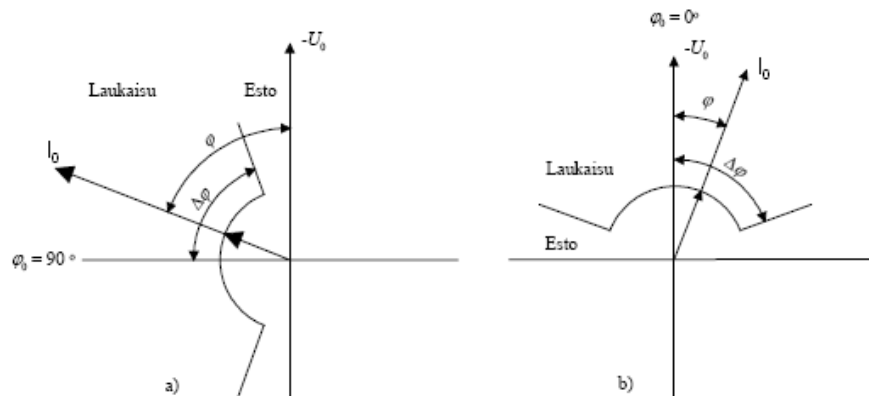
maasulkuvirrasta. Nollavirtaa laskettaessa tämä otetaan huomioon laskemalla kapasitanssi C_0 kaavalla 5.21. [ABB06]

$$C_0 = C_{\text{kok}} - C_{\text{lähtö}} \quad (5.21)$$

missä C_{kok} saman päämuuntajan syöttämän verkon kokonaiskapasitanssi
 $C_{\text{lähtö}}$ vikaantuneen lähdön kapasitanssi

FSS:n verkossa käytetään maasulkusuojaukseen pääasiassa elektronisia vaihekulmasuuntareileita. Elektronisen vaihekulmasuuntareelin toiminnan ehtoina ovat (kuva 5.4)

- nollavirta ylittää asetteluarvon
- nollajännite ylittää asetteluarvon
- nollavirran ja nollajännitteen välinen kulma φ on alueella $\varphi_0 \pm \Delta\varphi$ ($\varphi_0=90^\circ$ maasta erotetussa, $\varphi_0=0^\circ$ sammutetuissa verkoissa ja $\Delta\varphi \approx 80^\circ$)



Kuva 5.4. Vaihekulmasuuntareelin virtakulmadiagrammi. a) maasta erotettu verkko b) sammutettu verkko [Lak06]

Maasta erotetussa verkossa maasulkuvirta on lähes puhtaasti kapasitiivista loisivirtaa, jonka suuruus riippuu verkon kokonaiskapasitanssista sekä vikaresistanssista. Suurin maasulkuvirta syntyy vastuksettomassa maasulussa ($R_f=0$). Vikaresistanssin kasvaessa maasulkuvirta pienenee, mikä vaikeuttaa vikojen havaitsemista. Sähköturvallisuutta koskevilla standardeissa edellytetään suojauksen toimivan, jos vikaresistanssi on alle 500Ω ja suosittelevat, että suojaus havahtuu suuremmillakin arvoilla.

Sammutetussa verkossa verkon tähtipisteen ja maan välille kytketään sammutuskuristin. Kuristin viritetään siten, että se kompensoi verkon kapasitanssien aiheuttaman maasulkuvirran. Vikavirta jää tällöin pieneksi. Vikavirran pätkökomponenttia on mahdollista suurentaa kytkemällä kuristimen rinnalle vastus. Tämä helpottaa vian havaitsemista.

5.1.1.4 Luotettavuuslaskenta

PowerGridissä ei ole ominaisuuksia keskijänniteverkon luotettavuuden arvioimiseen. Fortum Distributionissa on kuitenkin selkeä tarve työkalulle, jonka avulla on mahdollista arvioida olemassa olevien verkkojen luotettavuutta. Lisäksi investointiprojektien yhteydessä pyritään aina arvioimaan myös investoinnin vaikutusta sähkönjakelun luotettavuuteen. Luotettavuustarkastelu on siten olennainen osa suunnittelua.

Sähkönsiirrossa on ollut käytössä tekstissä aiemmin esitelty LuoVa-prototyypiohjelma. LuoVaa on hyödynnetty erityisesti Sähkönsiirron luotettavuusohjelmassa, jonka tavoitteena on vähentää asiakkaan keskimääräinen keskeytysaika (SAIDI) tuntiin vuoteen 2012 mennessä. Ohjelman avulla on etsitty luotettavuuden kannalta kriittisiä verkon osia ja analysoitu eri verkostovaihtoehtojen vaikutusta luotettavuuteen. Kokemukset ohjelman käytöstä ovat olleet hyviä, investointien vaikutus luotettavuuteen on nopea arvioida. Ilman vastaavaa ohjelmaa luotettavuustarkastelut ovat erittäin työläitä ja aikaa vieviä.

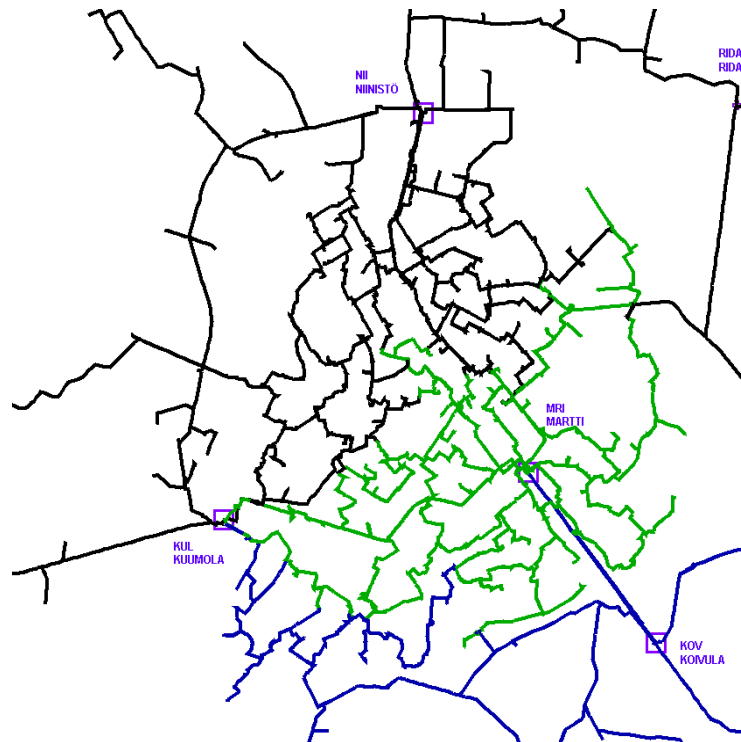
5.1.2 Varasyöttötilanteet

Sähköasemien varasyöttötilanteet ovat osa jakeluverkon sähköisen tilan arviointia. Yleissuunnittelussa varasyöttötarkasteluja tehdään nykyhetken kuormituksilla sekä ennustetuilla lähitulevaisuuden kuormituksilla. Verkkotietojärjestelmän avulla voidaan simuloida varasyöttötilanteita. Laskennoista saadaan tietoa varasyöttötilanteen aikana verkossa esiintyvistä kuormituksista ja jännitteenalenemista.

Varasyöttötilanteessa päämuuntaja tai sähköasema on poissa käytöstä vian tai suunnitellun keskeytyksen takia. Varasyöttötarkastelut tehdään yleensä huippukuormitustilanteessa, koska verkon rasitus on silloin suurimmillaan.

Fortumin verkostopolitiikassa otetaan kantaa myös varasyöttötilanteisiin. Sähköasemien väliset runkojohdot ja lähtöjen väliset rengasjohdot mitoitetaan niin, että sähköasemien korvaaminen kunnossapito- ja häiriötilanteissa on mahdollista. Tavoitteena on, että yksittäisen sähköaseman huipputehosta pystytään korvaamaan 75 %. Keskijänniteverkossa sallitaan varasyöttötilanteissa kaksinkertainen jännitteenalenema (8 %) normaaliin syöttötilanteeseen verrattuna. [FSS07]

Kuvassa 5.5 on esimerkki varasyöttötilanteesta. Hyvinkäällä sijaitseva Kuumolan sähköasema on korvattu viereisiltä Martin, Niinistön ja Koivulan sähköasemilta. Keskijänniteverkko on väritetty kuvassa sähköasemittain.



Kuva 5.5. Kuumolan sähköaseman korvaus.

Varasyöttötilanteissa on huolehdittava myös suojauksen toimivuudesta. Oikosulkusuojauksen on toimittava ja maadoitusjännitevaatimusten täyttävä myös poikkeuksellisissa kytkentätilanteissa. Varasyöttötilanteita varten releissä on usein mahdollisuus ottaa käyttöön tausta-asettelut.

5.1.3 Kuntotiedot

Viranomaiset edellyttävät verkkoyhtiöltä hyväksyttävää kunnossapito-ohjelmaa sekä kunnonhallinnan seurantamenetelmää. Kunnossapito-ohjelmalla huolehditaan verkoston ylläpidosta, joka sisältää verkon tarkastukset, kunnossapidon sekä niiden dokumentoinnin ja tietojen analysoinnin.

Tarkastuksiin kuuluvat käyttöönotto-, varmennus-, määräaika- ja kunnossapitotarkastukset. Verkon rakentaja tekee käyttöönottotarkastuksen uusille kohteille ennen käyttöönottoa. Uusille kohteille tehdään vuosittain myös varmennustarkastus ulkopuolisen tarkastajan toimesta. Määräaikaistarkastus on tehtävä verkostolle viiden vuoden välein. FSS:ssä niitä tehdään vuosittain suppeammille alueille varmennustarkastusten yhteydessä.

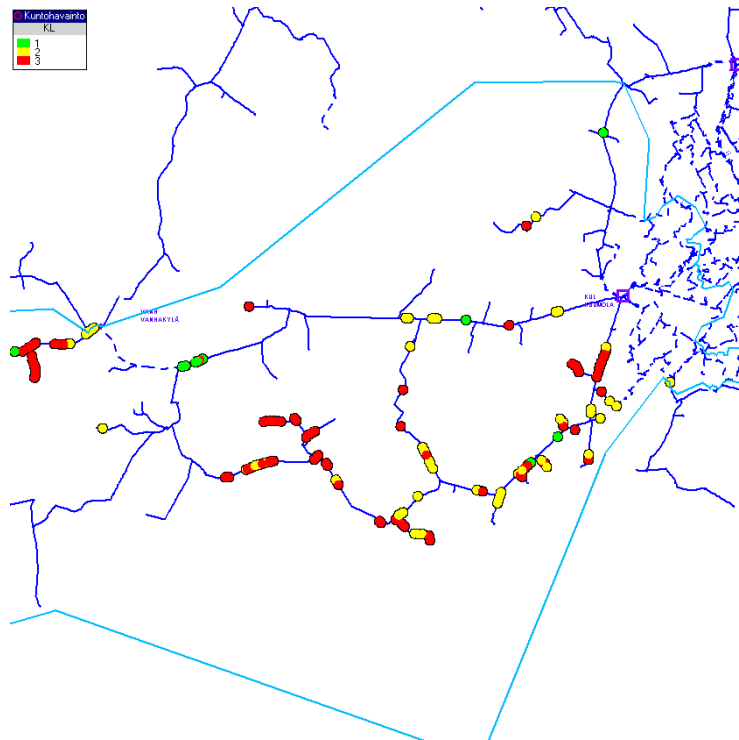
Kunnossapitotarkastukset ovat verkkoyhtiön omia tarkastuksia, joilla pyritään kartoittamaan verkoston kunto ja sen perusteella käynnistettävät huolto-, korjaus- tai korvaustoimenpiteet. Keski-jänniteverkolle on olemassa Fortumin noudattama

tarkastusohje, jonka pohjalta tarkastajat käyvät verkkoa läpi alueittain. Tarkastuksista kerätyt kuntotiedot jaetaan kolmeen luokkaan, jotka kuvaavat havaitun vian tai puutteen vakavuutta ja kiireellisyyttä.

- Kuntoluokka 1: Pääasiassa tarkkailukohteita, joiden kunto ei vaikuta sähkönjakelun luotettavuuteen. Ne korjataan muiden kunnossapitotöiden yhteydessä eivätkä ne aiheuta välittömiä toimenpiteitä.
- Kuntoluokka 2: Kohteet tulisi korjata ennen seuraavaa tarkastuskierrosta. 2. kuntoluokan tieto voi nousta helposti 3. kuntoluokkaan, jos kohdetta ei korjata ajoissa.
- Kuntoluokka 3: Kohteet tulisi korjata lähiaikoina mahdollisten kunnossapitotöiden yhteydessä, ja korkeintaan kahden vuoden kuluessa. 3. kuntoluokan kohteet voivat vaikuttaa jakelun luotettavuuteen tai turvallisuuteen merkittävästi.

Kuntotarkastuksista kerätyt tiedot tallennetaan verkkotietojärjestelmään, jonka jälkeen tiedot analysoidaan. Analysoinnin pohjalta tehdään päätökset tarkastusalueelle kohdistettavista toimenpiteistä ja niiden ajoituksesta. Mahdollisia toimenpiteitä ovat kunnossapitotyö tai korvausinvestointi. Kunnossapitotyössä verkon puutteet ja viat korjataan. Korvausinvestoinnilla tarkoitetaan verkon uudelleenrakentamista ja sen osalta on otettava huomioon myös alueen mahdolliset muutokset tulevaisuudessa. [Vih07] Yleissuunnitelmassa on esitetty alueen tavoiteverkko tulevaisuudessa ja siinä on mahdollisesti otettu kantaa kohteisiin, jotka ovat nousseet esille myös kuntotarkastusten yhteydessä. Esimerkiksi keskijännitejohdon korvausinvestoinnin yhteydessä on huomioitava johdon paikka ja siirtokyky siten, että ne ovat myös tulevaisuuden kannalta optimaalisia.

Kuntotietojen käsittelyssä on apuna verkkotietojärjestelmän kyselytyökalut sekä teemakartat. Teemakartalla voidaan esittää graafisesti kohteen yhtä tai useampaa ominaisuutta. Kuvassa 5.6 on esimerkki kuntohavaintojen perusteella luodusta teemakartasta. Kartassa on teemoitettu tietyn alueen keskijännitepylväät, jotka ovat saaneet kuntotarkastuksen yhteydessä kuntoluokituksen 1-3. Teemakarttaa luotaessa on aluksi suoritettu kuntohavaintoihin perustuva kysely, jonka tuloksena saadaan lista alueen komponenteista ja niihin liittyvistä kuntohavainnoista. Tämän jälkeen on valittu kohteista keskijännitepylväät ja teemoitettu ne tietyillä asetuksilla.



Kuva 5.6. Kuvassa teemoitettu keskijännitepylväät kuntoluokkien perusteella.

5.2 Tavoiteverkkojen suunnittelu ja ylläpito

Yleissuunnittelun ensimmäisessä vaiheessa arvioidaan verkon nykytila. Toinen vaihe liittyy suunnittelualueen kehitysnäkymien arviointiin, jonka pohjalta suunnitellaan tulevaisuuden tavoiteverkko. Olennainen osa kehitysnäkymien arvioinnissa on kuormitusennusteen laatiminen. Kuormitusennusteessa arvioidaan tulevaisuuden tehontarvetta eli missä, milloin ja kuinka paljon tehoa tarvitaan. Kuormitusennuste laaditaan usein käyttäen hyväksi kuntien kehityssuunnitelmia ja kaavoituspalveluja.

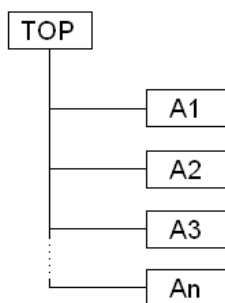
Yleissuunnittelun kannalta on olennaista, että verkkotietojärjestelmällä on mahdollista mallintaa ennustettuja tehoja. PowerGridissä tehonlisäys voidaan ottaa huomioon käyttämällä laskennassa tietyn pituisia tarkastelujaksoja sekä kuormituksen kasvuprosenttia. Kasvuprosentti kuvaa energioiden vuotuista lisäystä tarkastelujaksolla ja se kohdistuu kaikkiin laskettavan verkon kuormituksiin. Kasvuprosentilla ei ole mahdollista huomioida uusia kuluttajia.

Mahdollisten uusien kuluttajien määrästä ja sijainnista saadaan arvio kuntien kehityssuunnitelmista ja kaavoista. Uudet kuluttajat ja tulevaisuudessa rakentuvat jakeluverkot voi ottaa suunnittelussa huomioon käyttämällä PowerGridin verkonmuokkaustyökaluja. Työkalujen avulla rakennetaan arvioitu verkkomuoto ja lisätään kuluttajat sekä energiat. Suorittamalla tämän jälkeen verkostolaskenta saadaan arvio verkon sähköisestä tilasta kuormien lisäyksen jälkeen.

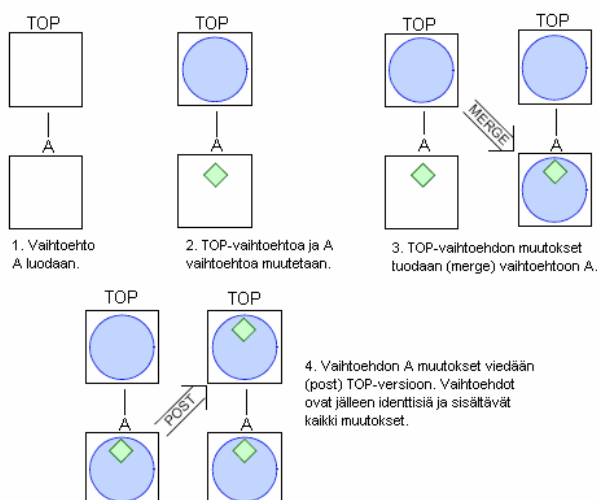
5.2.1 Suunnitelmat ja niiden hallinta

Verkkotietojen muutoksia varten PowerGridissä on perustettava suunnitelma. Suunnitelmassa on mahdollista lisätä, poistaa ja muuttaa jakeluverkkoon liittyviä tietoja. Suunnitelmien avulla arvioidaan suunniteltujen muutosten vaikutusta verkon sähköiseen tilaan.

Kuvassa 5.7 on yksinkertaistettu malli PowerGridin tietokantaan tallennettujen verkkotietojen hallinnasta. TOP-vaihtoehto (engl TOP alternative) sisältää tiedot olemassa olevasta jakeluverkosta. Vaihtoehdot A1...An kuvaavat käyttäjien versioita jakeluverkon tiedoista. Kun käyttäjä luo uuden vaihtoehdon, se sisältää samat tiedot kuin TOP-vaihtoehto. Käyttäjä voi tehdä muutoksia oman vaihtoehdonsa verkkotietoihin ja muutokset voi viedä (engl. post) TOP-vaihtoehtoon. Vastaavasti TOP-vaihtoehdosta on mahdollista tuoda (engl. merge) muutokset käyttäjän luomaan vaihtoehtoon (kuva 5.8). [GE01]



Kuva 5.7. Yksinkertaistettu malli PowerGridin tietokantaan tallennettujen verkkotietojen hallinnasta.



Kuva 5.8. Muutosten tuonti(merge) ja vienti(post) eri vaihtoehtojen välillä. [GE01]

Jakeluverkon tulevaisuuden tilan arviointi verkkotietojärjestelmän avulla edellyttää ainakin yhden suunnitelman tekemistä. Suunnitelmassa esitetään arvio verkon kehittymisestä yleissuunnittelun aikavälillä. Usein suunnitelmia on kuitenkin tehtävä useampia, kun vertaillaan eri kehitysvaihtoehtojen paremmuutta. Esimerkiksi uutta sähköasemaa ja sen paikkaa suunniteltaessa on otettava huomioon useita näkökohtia, jotta valittu ratkaisu toteuttaa tekniset ja taloudelliset reunaehdot. Uudella sähköasemalla on vaikutus mm. jakeluverkon jännitteisiin, kuormituksiin, vikavirtoihin, häviöihin, varasyöttötilanteisiin sekä luotettavuuteen. Valitsemalla sähköaseman paikka huolellisesti voidaan keskeytys- ja häviökustannuksissa säästää huomattavasti sekä helpottaa varasyöttötilanteita.

Investointeja ajoitettaessa voi olla tarpeellista tarkastella suunnittelun aikajaksoa lyhyemmissä osissa. Suunnitelmia täytyy tällöin tehdä useampia ja samat verkkomuutokset on tehtävä jokaiseen suunnitelmaan. Suunnitelmien määrä kasvaa tällöin helposti suureksi.

5.3 Toimenpide-ehdotukset ja päätöksenteko

Yleissuunnittelun viimeinen vaihe liittyy verkon kehitysvaihtoehtojen vertailuun ja valintaan. Vertailussa otetaan huomioon vaihtoehtojen tekniset sekä taloudelliset näkökohdat. Teknisten reunaehtojen toteutuminen voidaan tarkastella verkkotietojärjestelmän laskentojen avulla. Laskentatuloksista saadaan tietoa verkon osien jännitteestä, kuormituksista ja oikosulkukestoisuudesta. Lisäksi voidaan tarkastella suojauksen toimivuutta.

Verkkoyhtiöiden toiminta on kehittynyt kohti kokonaisvaltaista omaisuudenhallintaa. Jakeluverkkoihin sitoutunut omaisuus on suuri ja komponenttien pitoajat ovat pitkiä. Jakeluverkkoja suunniteltaessa pyritään arvioimaan verkon kustannuksia kokonaisvaltaisesti koko elinkaaren ajalta. Kustannuksissa otetaan tällöin huomioon investointi-, häviö-, kunnossapito- sekä vika- ja keskeytyskustannukset. PowerGridin laskentatyökaluilla on mahdollista arvioida investointi- ja häviökustannuksia. Muiden kustannuskomponenttien arvioinnissa on käytettävä muita apuvälineitä ja menetelmiä.

PowerGridin kustannuslaskentatyökalulla voi muodostaa karkean tason kustannusarvion suunnitelmaan liittyvistä investoinneista. Kustannuslaskenta liittyy aina aktiiviseen suunnitelmaan. Suunnitelmassa lisätyt, poistetut ja vaihdetut kohteet tulevat mukaan kustannuslaskentaan, jos ne on määritelty laskentaan mukaan otettaviksi. Kuvassa 5.9 on esimerkki laskennasta saatavasta kustannusraportista.

Kustannusraportti suunnitelmasta : abc
Päiväys : 18/02/2003
Käyttäjä : XXXROUTE

Suunnitelman kokonaiskustannukset : 740.35

Verkkolaji	Laitetyyppi	Valmistajan tyyppi	Määrä	Lisätyt hinta	Poistettu hinta	Yht. Hinta
LV Network				440.35	0.00	440.35
	Jakokaappi		1.00	300.00	0.00	300.00
		CDC 020	1.00	300.00	0.00	300.00
	Reitti		40.10	0.00	0.00	0.00
		***	40.10	0.00	0.00	0.00
	Solmuväli		40.10	140.35	0.00	140.35
		A35	40.10	140.35	0.00	140.35

Rakenteen nimi	Laitetyyppi	Valmistajan tyyppi	Määrä	Lisätyt hinta	Poistettu hinta	Yht. Hinta
00008 : CDC 020				300.00	0.00	300.00
	PJ-kytkin		1.00	300.00	0.00	300.00
		OEPS 2A	1.00	300.00	0.00	300.00

Kuva 5.9. Kustannusraportti. [TE06]

Häviökustannukset lasketaan tehonjakolaskennan tuloksista. Häviökustannukset saadaan esimerkiksi sähköasemakohtaisesti laskentaparametreissa määritellyltä tarkastelujaksolta. [TE06]

6 Hyvinkään alueen yleissuunnitelma

Luvussa kuusi tehdään Hyvinkään alueen yleissuunnitelma. Yleissuunnitteluprosessin aikana tarkastellaan verkkotietojärjestelmää yleissuunnittelun tukena. Luvun tavoitteet on eritelty tarkemmin seuraavassa.

6.1 Tavoitteet

6.1.1 Verkkotietojärjestelmän kehittämistarpeet

Diplomityön ensisijainen tavoite on verkkotietojärjestelmän kehittämistarpeiden kartoittaminen sekä toiminnallisuuksien määrittely siten, että järjestelmä tukee jatkossa entistä paremmin yleissuunnittelua. Tavoitteen saavuttamiseksi luvussa kuusi tehdään Hyvinkään alueen keskijänniteverkolle vuoteen 2017 asti ulottuva yleissuunnitelma. Yleissuunnitelman laatimisessa pyritään hyödyntämään olemassa olevaa verkkotietojärjestelmää mahdollisimman monipuolisesti. Prosessin aikana arvioidaan järjestelmän nykyisiä toiminnallisuuksia sekä esitetään mahdollisia kehitysehdotuksia.

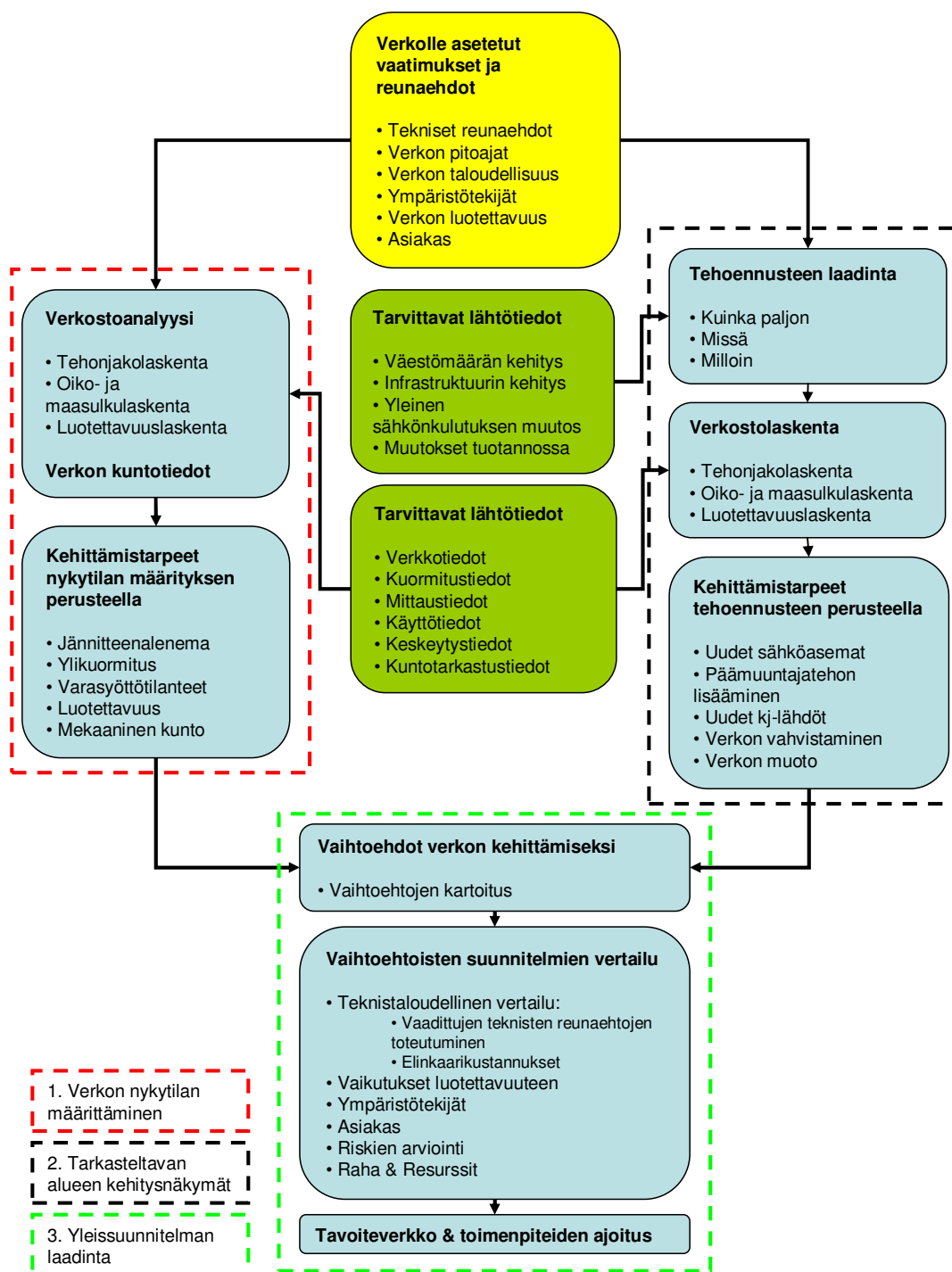
6.1.2 Hyvinkään alueen yleissuunnitelma

Hyvinkään alueen yleissuunnitelma laaditaan kuvan 6.1 prosessikaavion avulla. Kaaviossa on esitetty yleissuunnittelun kolme eri vaihetta ja ne on eroteltu kuvassa katkoviivoin. Kaavioon on koottu eri vaiheissa tarvittavat lähtötiedot ja niistä saatavat tulokset.

Verkolle asetetut vaatimukset ja reunaehdot muodostavat yleissuunnittelun lähtökohdan. Arvioimalla asetettujen vaatimusten toteutumista suunnittelualueella saadaan kuva verkon nykytilasta. Nykytilan määrittäminen on perusvaatimus verkon kehittämistarpeita ja optimaalista käyttöä kartoitettaessa. Nykytilan arvioinnissa käytetään apuna verkkotietojärjestelmän laskentotietoja, mittaustietoja sekä verkon kuntotietoja.

Tulevaisuuden kehitysnäkymien ja kuormitusten kasvuennusteiden arvioinnissa käytetään apuna yhdyskuntasuunnittelua. Yhdyskuntasuunnittelusta ja kuntien kaavoituspalvelusta saatavien tietojen avulla voidaan kuormitusennuste laatia kohtuullisen luotettavasti noin 10 vuoden päähän. Tämän aikavälin jälkeen epävarmuus lisääntyy nopeasti.

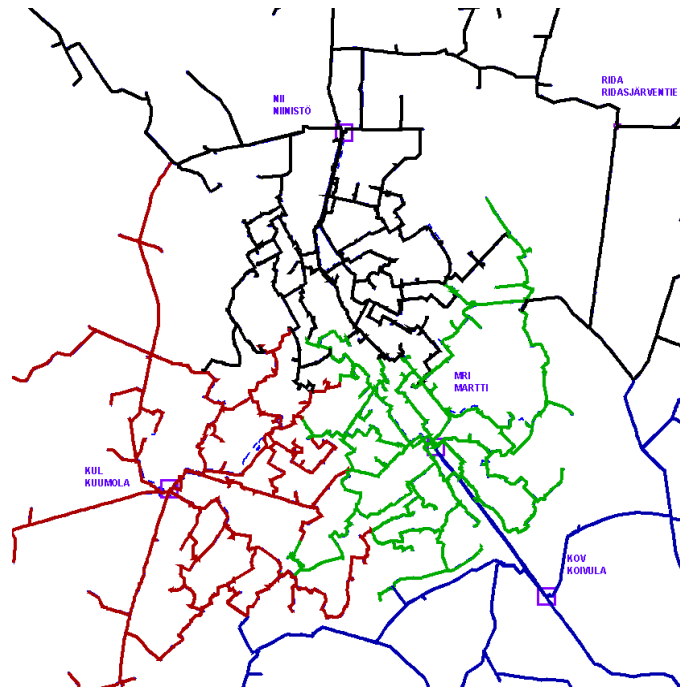
Verkon nykytilan ja kuormitusennusteen pohjalta tehdään suunnitelmat verkon kehittämiseksi, jotta verkko täyttää sille asetetut tekniset ja taloudelliset vaatimukset myös tulevaisuudessa.



Kuva 6.1. Yleissuunnitteluprosessi.

6.2 Suunnittelualue

Yleissuunnitelman alue on esitetty kuvassa 6.2 sekä liitteessä I. Jakeluverkossa on käytössä 20 kV jännite ja verkkoa syötetään neljältä 110/20 kV sähköasemalta (Martti, Niinistö, Kuumola, Koivula). Alueen kulutus on keskittynyt pääasiassa Hyvinkään keskustan kaapeloituun kaupunkiverkkoon, mutta osa sähköasemien lähdoistä on puhtaita maaseutulähtöjä.



Kuva 6.2. Suunnittelualue.

Taulukkoon 6.1 on koottu suunnittelualan tunnuslukuja. Tiedot on kerätty verkkotietojärjestelmästä sähköasemien syöttöalueelta. Alueen keskijänniteverkon kaapelointiaste jää melko pieneksi, vaikka koko keskustan alue on käytännössä kaapeloitu.

Taulukko 6.1. Hyvinkään alueen keskijänniteverkon tunnuslukuja vuodelta 2007.

Fortum Sähkösiirto Oy		
Hyvinkään alue		
Sähköasemat	[kpl]	4
Päämuuntajat	[kpl]	5
Kj-verkko	[km]	418
Kj-ilmajohto	[km]	278
Kj-maakaapeli	[km]	140
Kj-kaapelointiaste	[%]	33 %
Muuntamot	[kpl]	586
Liittymät	[kpl]	~9200

6.2.1 Sähköasemat

Suunnittelualan jakeluverkkoa syötetään neljältä 110/20 kV sähköasemalta. Taulukossa 6.2 on esitetty sähköasemat sekä niillä sijaitsevat päämuuntajat. Sähköasemien kytkeytymistä alueverkkoon on havainnollistettu liitteen II johtokaaviossa.

Taulukko 6.2. Suunnittelualan sähköasemat ja niiden päämuuntajat.

Sähköasema	Päämuuntaja	S[MVA]
Martti	PM1	31,5
Niinistö	PM1	25,0
	PM2	25,0
Koivula	PM1	16,0
Kuumola	PM2	25,0

Niinistö

Niinistön sähköasema sijaitsee Hyvinkään kaupungin pohjoispuolella. Asemalla on kaksi 25 MVA päämuuntajaa. PM1 syöttää maaseutua ja on alueverkon osalta normaalisti kytkeytyneenä Hikiä-Hähkäsuo-Niinistö -johtoon. PM2 syöttää pääasiassa Hyvinkään pohjoisosan teollisuusaluetta ja on kytkeytyneenä Erkylä-Niinistö -johtoon. Aseman kojeisto on vuodelta -70. Asemalla on käytössä 11 johtolähtöä, joissa on mekaaniset suojareleet.

Martti

Asema sijaitsee Hyvinkään keskustassa. Martin asemalla on yksi 31,5 MVA päämuuntaja, joka syöttää keskustan kaapeliverkkoa. Asema on kytkeytyneenä Fortumin omistaman 110 kV johdon välityksellä Fingridin omistamaan Hikiä-Nurmijärvi itäinen -johtoon. Asema voidaan kytkeä myös läntiseen johtoon. Asemalla on kaksi 20 kV:n kojeistoa, jotka ovat vuosimallia -68 ja -91. Vanhempi kojeisto uusitaan vuoden 2007 aikana. Asemalla on käytössä 11 johtolähtöä.

Koivula

Koivulan asema sijaitsee Hyvinkään eteläpuolella. Aseman 16 MVA päämuuntaja syöttää pääasiassa maaseutulähtöjä. Koivulaan vaihdetaan vuoden 2007 aikana 25 MVA päämuuntaja. Asema on kytketty normaalisti Hikiä-Nurmijärvi läntinen -johtoon. Asema voidaan kytkeä myös itäiseen johtoon. 20 kV:n kojeisto on vuodelta -98. Johtolähtöjä on käytössä seitsemän.

Kuumola

Kuumola sijaitsee Hyvinkään länsipuolella. Asemalla on 25 MVA päämuuntaja, joka syöttää osin keskustan kaapeliverkkoa sekä osin Hyvinkään länsipuolen maaseutuverkkoja. Asema kytkeytyy Hikiä-Hähkäsuo-Kuumola johto-osaan. Aseman 20 kV:n kojeisto on vuosimallia -78 ja johtolähtöjä on käytössä yhdeksän.

6.3 Verkolle asetetut vaatimukset ja verkon nykytila

Verkon nykytilan määrittämiseksi luvuissa 6.3.1 ja 6.3.2 tarkastellaan Hyvinkään alueen verkon kuormituksia ja jännitteitä. Verkon oikosulkukestoisuuden määrittämiseksi suoritetaan oikosulkulaskenta. Luvussa 6.3.4 lasketaan asemien maasulkuvirrat ja pohditaan kompensoinnin tarvetta alueen verkossa. Varasyöttömahdollisuuksien selvittämiseksi asemille tehdään varasyöttötarkastelu.

6.3.1 Kuormitukset

Mitatut kuormitukset

Verkon kuormitustilanteen tarkastamiseksi kerättiin mittaustiedot vuosien 2006 ja 2007 huippukuormitustilanteista. Taulukon 6.3 mittaustulokset ovat Fortumin tasehallintajärjestelmästä. Vuonna 2006 Hyvinkään asemien huippukuormitus osui viikolle 16.-22.1. Vuoden 2007 huippukuormat olivat kaikilla asemilla 7.2.2007. Koivulan, Kuumolan ja Niinistön PM1 osalta huippukuormitus osui klo 22-23 väliseen aikaan. Martin aseman osalta huippukuorma esiintyi klo 19-20. Niinistön PM2 syöttää pääasiassa teollisuutta, minkä takia PM2:sen huippukuorma oli klo 12-13.

Taulukko 6.3. Hyvinkään asemien mitatut kuormitukset. Kuormitusaste on laskettu vuoden 2007 tehosta.

Sähköasema	PM	Nimellisteho S[MVA]	Pätöteho 2006 P[MW]	Pätöteho 2007 P[MW]	Kuormitusaste[%]
Martti	PM1	31,5	28,4	27,9	89 %
Niinistö	PM1	25,0	7,5	4,1	16 %
	PM2	25,0	19,3	19,2	77 %
Koivula	PM1	16,0	6,4	6,7	42 %
Kuumola	PM2	25,0	19,9	19,2	77 %
Yhteensä		122,5	81,5	77,1	63 %

Lasketut kuormitukset

Verkon kuormitustilanne kartoitettiin myös verkkotietojärjestelmän laskentatuloksista. Ennen laskentaa tarkastettiin verkon kytkentätilanne käytöntukijärjestelmästä. Lisäksi tarkastettiin, että yli 100 kW -tehoiset käyttöpaikat on tallennettu järjestelmään. Lista käyttöpaikoista saatiin asiakastietojärjestelmästä. Yli 100 kW -tehoisia kohteita oli listassa noin 80, joista muutama puuttui verkkotietojärjestelmästä. Nämä kohteet lisättiin järjestelmään. Alle 100 kW -tehoisia kohteita ei käyty läpi, koska se olisi vienyt liikaa aikaa.

Verkkotietojärjestelmästä saadut asemien huippukuormat on esitetty taulukossa 6.4. PowerGridissä on mahdollista asettaa laskentahetki, joka asetettiin jokaisen päämuuntajan kohdalla vastaamaan mitatun huipputehon hetkeä.

Taulukko 6.4. Hyvinkään asemien kuormitukset verkkotietojärjestelmästä.

Sähköasema	PM	Nimellisteho	Pätöteho	Kuormitusaste[%]
		S[MVA]	P[MW]	
Martti	PM1	31,5	19,1	61 %
Niinistö	PM1	25,0	3,0	12 %
	PM2	25,0	13,6	54 %
Koivula	PM1	16,0	3,6	23 %
Kuumola	PM2	25,0	12,6	50 %
Yhteensä		122,5	51,9	42 %

Taulukko 6.5. Mitattujen ja laskettujen kuormitusten vertailu.

Sähköasema	PM	Mitattu	Laskettu	Laskettu/Mitattu
		pätöteho P[MW]	pätöteho P[MW]	
Martti	PM1	27,9	19,1	68 %
Niinistö	PM1	4,1	3,0	73 %
	PM2	19,2	13,6	71 %
Koivula	PM1	6,7	3,6	54 %
Kuumola	PM2	19,2	12,6	66 %
Yhteensä		77,1	51,9	67 %

Taulukosta 6.5 nähdään, että lasketut huippukuormitukset ovat neljän päämuuntajan osalta noin 30 % pienemmät kuin todelliset huippukuormat. Koivulan päämuuntajan huippukuormituksen laskettu arvo on sen sijaan lähes 50 % pienempi kuin mitattu arvo.

Laskennan puutteet

Nykyisen järjestelmän tehonjakolaskennassa ei ole käytössä lämpötilakorjausta, mikä on selkeä puute. Lämpötilakorjauksen puuttuminen selittää osittain selkeästi pienemmät laskentatulokset. Lämpötilakorjauksen puuttuminen aiheuttaa laskentatuloksiin virhettä, joka voi olla suuruudeltaan jopa kymmeniä prosentteja. [Jal00]

Lämpötilan aiheuttamaa tehon muutosta arvioitiin VTT:n kuormitustutkimuksessa [Jal00] esitetyllä mallilla Koivulan sähköasemalle. Tutkimuksessa kehitetty lämpötilariippuvuusmalli esitetään kaavassa 6.1.

$$\Delta P(t) = c(\bar{T}(t) - E[\bar{T}(t)])E[P(t)] \quad (6.1)$$

missä	$\Delta P(t)$	lämpötilan aiheuttama tehon muutos
	$\bar{T}(t)$	edellisen vuorokauden lämpötilan keskiarvo
	$E[\bar{T}(t)]$	lämpötilan vuorokausikeskiarvon odotusarvo eli normaalilämpötila
	c	mallin parametri, joka ilmaisee korjauksen yksikössä $\%/^{\circ}\text{C}$
	$E[P(t)]$	kuormituksen odotusarvo, joka saadaan kuormituskäyrillä laskemalla

Mallin käyttäminen edellyttää, että tunnetaan sähköaseman syöttämien kulutusten kuormituskäyrät sekä niiden energiat. Koivulan aseman käyrät ja energiat kerättiin verkkotietojärjestelmästä käymällä sähköaseman syöttämät muuntamot yksitellen läpi, mikä oli varsin hidasta. Edellä mainitun takia lämpötilakorjausta ei arvioitu muille asemille. Koivulan aseman kulutusten jakautuminen sekä mallin käyttämät normaalilämpötilat on esitetty liitteessä III. Aseman kulutuksesta valtaosa muodostuu sähkölämmitteisestä asumisesta, joten tehon lämpötilariippuvuus on suuri.

Lämpötilan aiheuttama tehon muutos lasketaan käyräkohtaisesti, jonka jälkeen tehot summataan. Kaavassa 6.1 tarvittava vuorokauden lämpötilan keskiarvo 6.2.2007 tarkistettiin ilmatieteenlaitokselta. Keskiarvo oli $-20,9^{\circ}\text{C}$. Mallin antamat käyräkohtaiset tehonmuutokset sekä käyräkohtaiset korjauskertoimet on esitetty liitteessä III. Koko aseman osalta mallin mukainen korjaus on noin 0,6 MW. Lämpötilakorjattu teho, $3,6+0,6=4,2$, on edelleen lähes 40 % pienempi kuin mitattu teho.

Pienemmät laskentatulokset selittyvät osin verkkotietojärjestelmästä puuttuvilla kulutuksilla. Lisäksi yli 100 kW -tehoisia kohteita tarkastettaessa tuli ilmi joitain ongelmia kuormituskäyrien valinnassa. Osalla tehosähkökohteista oli väärä käyrä, mikä useimmissa tapauksissa aiheutti laskentaan todellista pienemmän tehon. Ongelma ei johdu verkkotietojärjestelmästä, vaan käyrien valintasäännöistä. Kuormituskäyrien valinta suoritetaan automaattisesti kulutustietojen siirron yhteydessä ja sääntöjä olisi syytä tarkentaa. Käyrien valinnan kannalta on tärkeää myös se, että asiakkaan tiedot on tallennettu oikein asiakastietojärjestelmään. Asiakastietojärjestelmän tietojen perusteella

suoritetaan kuormituskäyrän valinta. Jos tiedot ovat puutteelliset, niin kohteelle tulee valituksi väärä käyrä.

Kuormitustilanteen tarkistuksen yhteydessä havaittiin myös seuraava verkkotietojärjestelmän ominaisuus. Asiakastietojärjestelmästä siirrettävät kulutustiedot päivittyvät myös verkkotietojärjestelmän käyttäjien suunnitelmatiedostoihin. Yleissuunnittelun näkökulmasta tämä on ongelmallista. Kulutustiedot päivittyvät asiakastietojärjestelmän tietokannasta ajastetusti tietyin väliajoin ja suunnitelman laskentatulokset muuttuvat kulutustietojen päivittyessä. Yleissuunnittelussa pitää pystyä tekemään suunnitelma, jossa on esitetty suunnittelun lähtötilanne ja joka pysyy muuttumattomana.

Kulutustiedot verkkotietojärjestelmässä ovat viimeisimmät asiakastietojärjestelmästä saatavilla olevat. Yleissuunnittelun kannalta tämä aiheuttaa ongelmia. Jos esimerkiksi kulunut vuosi on ollut erittäin leuto, niin kuluttajien energiat ovat olleet pienet. Kuormituskäyrillä laskettaessa saadaan tällöin laskennasta pienet tehot ja verkon tila vaikuttaa todellista paremmalta. Ongelmaa voisi helpottaa esimerkiksi laskemalla kuluttajien vuosienenergiaa keskiarvo, jos mittauksia on pitkältä ajalta. Toinen vaihtoehto on korjata kuluttajien vuosienenergiaa vastaamaan normaalivuoden energiaa.

On muistettava, että kuormituskäyrillä laskettu kuormitus on arvio verkon todellisesta kuormituksesta ja laskettu arvo eroaa aina todellisesta arvosta. Verkon kuormitusten tunteminen on kuitenkin tärkeimpiä suunnitteluun ja mitoitusvaikutteita, joten kuormitusten mallintamista nykyisessä järjestelmässä on ehdottomasti kehitettävä.

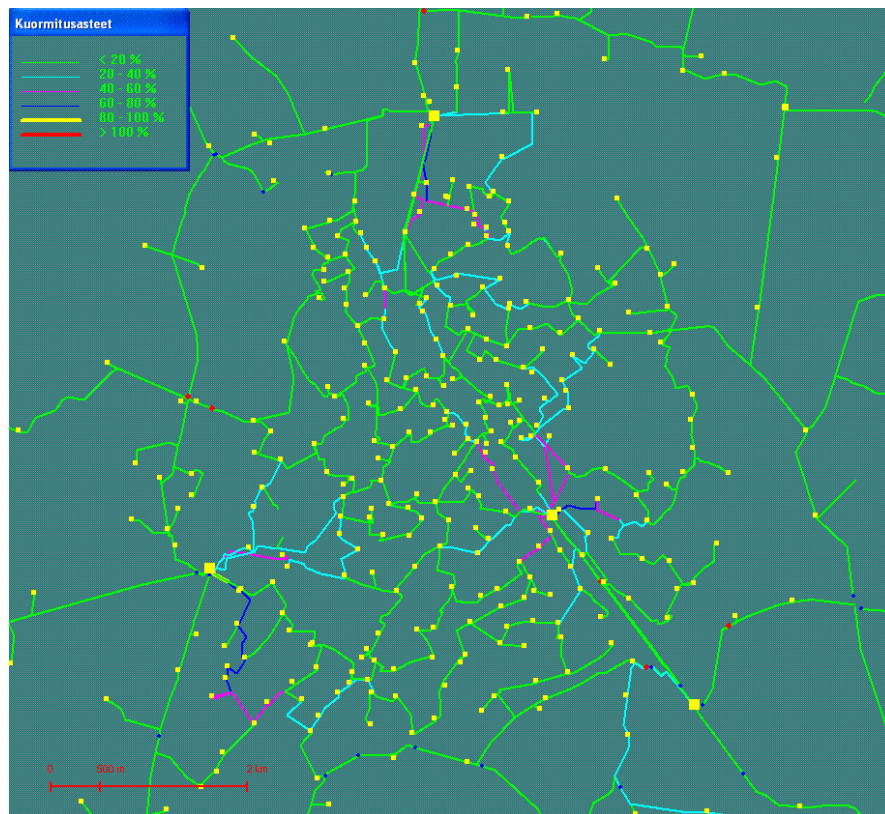
Korjatut laskentatulokset

Edellä mainituista puutteista johtuen yleissuunnitelman laatimisessa hyödynnetään myös LuoVa-prototyypiohjelmistoa. Erityisesti kulutustietojen päivittyminen PowerGrid-suunnitelmiin hankaloittaa yleissuunnittelua merkittävästi. LuoVan käyttämät kulutustiedot ovat työasemalla ja ne pysyvät muuttumattomina suunnitelmatiedostoissa.

LuoVa käyttää samaa laskentamoottoria kuin PowerGrid, joten tehonjakolaskennan antamat tulokset ovat samat, jos laskennan käyttämät parametrit asetetaan samoiksi. Verkon todennäköisen kuormitustilan aikaansaamiseksi tehtiin LuoVa-ohjelmalla alueen verkosta suunnitelmatiedosto, jossa verkon energiaa on kasvatettu siten, että laskennasta saatavat päämuuntajien tehot vastaavat mitattuja huipputehoja. Tätä suunnitelmaa käytetään yleissuunnittelun lähtökohtana. Huippukuormitushetken 7.2. osalta oli käytössä myös lähtökohtaiset virtamittaukset käytönvalvontajärjestelmästä. Virtamittauksista voitiin laskea lähtöjen tehot ja lisätä lähtöjen energiaa suunnitelmaan, jos laskentatulos erosi mittauksesta. Energiaa lisättiin olemassa oleville muuntamoille tasaisesti lähden syöttöalueelle. Lisäksi tehtäessä otettiin huomioon jakelumuuntajien tehot siten, että suuritehoisempien muuntajien energiaa kasvatettiin enemmän.

Alueen jakeluverkon kuormitustilaa kasvatetuilla energioilla on havainnollistettu kuvassa 6.3. Kuvassa on LuoVasta saatu teemakartta Hyvinkään keskustan jakeluverkon kuormituksista. Kuvasta havaitaan, että normaalikytkentätilassa johtojen kuormitusasteet jäävät kohtuullisen pieneksi. Asemien maaseutulähdöt eivät näy kokonaisuudessaan kuvassa. Maaseutulähtöjen osalta johtojen kuormitusasteet ovat alle 20 %.

Teemakartat ovat yleissuunnittelun kannalta hyödyllinen apuväline. Kartoista saa nopeasti käsityksen verkon tilasta. Myös PowerGridissä on monipuolinen työkalu laskentatulosten teemoittamiseen. Työkalun avulla pystyy muodostamaan kuvaa 6.3 vastaava kartta alueen jakeluverkon kuormituksista.

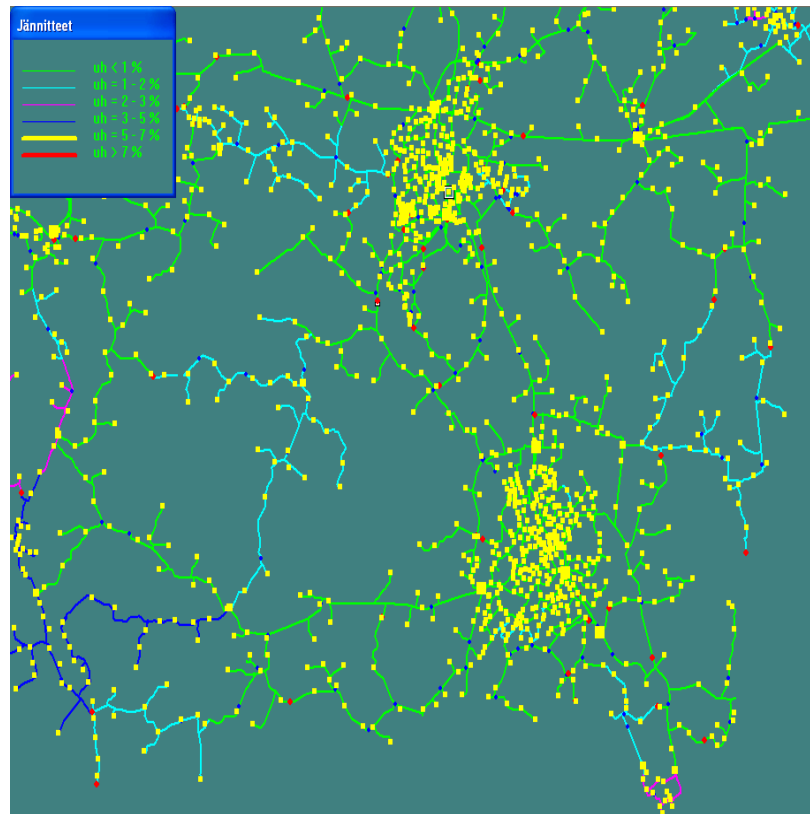


Kuva 6.3. Hyvinkään verkon kuormitus.

6.3.2 Jännitteet

Kuvan 6.4 teemakartassa on esitetty verkon jännitteenalenema prosentteina huippukuormitustilanteessa. Kaapeloidussa kaupunkiverkossa jännitteenalenema muodostuu harvoin ongelmaksi. Sen sijaan pitkissä maaseutulähdöissä jännitteenalenema määrää usein keskijännitejohdon mitoituksen. Hyvinkään asemien maaseutulähdöissä muuntamoiden pisimmät etäisyydet syöttöpisteestä ovat noin 20 km. Siirrettävät tehot ovat kuitenkin pieniä, joten jännitteenalenemat jäävät pieniksi. Hyvinkään asemien osalta suurin jännitteenalenema esiintyy Koivulan aseman Palopuron lähdössä. Lähtö syöttää Jokelan

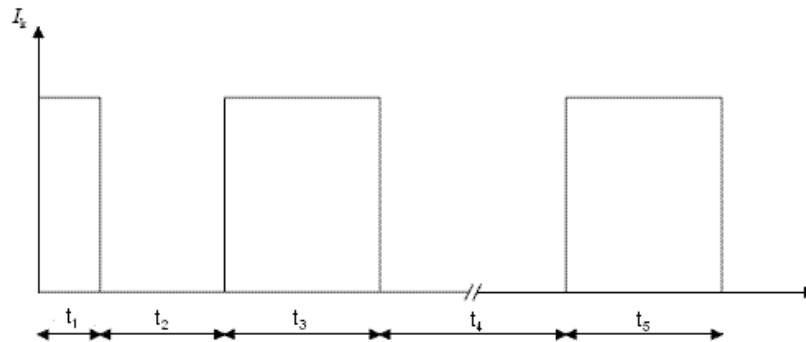
taajamaa, joka näkyy teemakartan alaosassa. Taajamassa esiintyvä jännitteenalenema on 2 - 3 %. Verkostopolitiikan mukaan jännitteenaleneman enimmäisarvona normaalisyöttötilanteessa käytetään 4 %:ia.



Kuva 6.4. Hyvinkään verkon jännitteenalenema.

6.3.3 Oikosulkulaskennan tulokset

Ennen jokaisen aseman oikosulkulaskentaa tarkastettiin, että verkkotietojärjestelmään tallennettujen releiden asetteluarvot vastasivat voimassaolevia asetuksia. Kuvassa 6.5 on esitetty vikavirta ajan funktiona ja havainnollistettu releisiin aseteltavia toiminta-aikoja. Asemien voimassaolevat releasettelut on esitetty liitteessä IV.



Kuva 6.5. Vikavirta ajan funktiona.

Uusimpiin releisiin on mahdollista asettaa erikseen kaikki ajat t_1 - t_5 . Rajoituksia asettaa lähinnä katkaisijan toiminta-aika. Lisäksi voidaan asettaa mm. pika- ja aikajälleenkytkentöjen (AJK) lukumääriä.

PowerGridin reletaulussa ei ole mahdollista syöttää kaikkia kuvassa 6.5 esitettyjä aikoja erikseen. Reletaulussa on ylivirtaportaalte toiminta-ajat T1 ja T2. Aika T1 vastaa oikosulkujen yhteenlaskettua kestoaikaa ennen AJK:ta ($t_1 + t_3$) ja T2 vastaa oikosulun kestoaikaa AJK:n jälkeen (t_5). Laskentaan voi asettaa myös jännitteettömän ajan ennen AJK:ta (t_4). Aikaa t_2 ei laskennassa voi asettaa.

Koivula

Koivulan sähköaseman keskijänniteverkko on nykyisillä suojausasetteluilla laskentatulosten mukaan oikosulkukestoinen. Verkko kestää suurimmat 3-vaiheiset oikosulkuvirrat ja pienimmät 2-vaiheiset oikosulkuvirrat ylittävät selvästi releiden asetteluarvot.

Martti

Kojeiston uusimisen yhteydessä myös releasetteluja on muutettu. Uudet asettelut on esitetty liitteessä IV. Laskentatulosten mukaan aseman syöttämä verkko on uusilla asetteluilla oikosulkukestoinen ja pienimmät oikosulkuvirrat ylittävät releiden virta-asetteluarvot.

Kuumola

Laskentatulosten mukaan Rajamäen ja Niinistön lähdöissä on ilmajohtoja, jotka eivät ole oikosulkukestoisia nykyisillä asetteluilla. Molemmissa lähdöissä on kyseessä lyhyet haarajohdot, jotka sijaitsevat lähdön alkupäässä. Kestoisuus ei ylitä kovin paljoa, mutta muuttamalla suojausasettelut ilmajohtolähdöissä taulukon 6.6 mukaisiksi saadaan myös alkupään haarajohdot kestämaan suurimmat oikosulkuvirrat.

Taulukko 6.6. Uudet asettelut.

Johtolähtö	I> (A)	t ₁ (s)	t ₂ (s)	t ₃ (s)	t ₄ (s)	t ₅ (s)	I>> (A)	t>> (s)
J08 Niinistö	400	0,3	0,3	0,3	60	0,3	2000	0,1
J12 Kytäjä	400	0,3	0,3	0,3	60	0,3	2000	0,1
J16 Rajämäki	400	0,3	0,3	0,3	60	0,3	2000	0,1

Niinistö

Nykyisillä asetteluilla PM1:sen syöttämässä verkossa on yksi ilmajohto, joka ei ole oikosulkukestoinen. Ylentolan lähdön alkupäässä on lyhyt oikosulkukestoton CU 3*16 -haarajohto. Taulukossa 6.7 on esitetty tarvittavat muutokset Ylentolan lähdön suojausasetteluihin. Taulukossa on lisäksi yhdenmukaistettu muiden ilmajohtolähtöjen asetteluja.

Taulukko 6.7. Uudet asettelut.

Johtolähtö	I> (A)	t ₁ (s)	t ₂ (s)	t ₃ (s)	t ₄ (s)	t ₅ (s)	I>> (A)	t>> (s)
J01 Kuumola	400	0,3	0,3	0,3	60	0,3	2000	0,1
J06 Rajola	400	0,3	0,3	0,3	60	0,3	2000	0,1
J12 Ylentola	400	0,3	0,3	0,3	120	0,3	2000	0,1

PM2 syöttää pääasiassa teollisuuslähtöjä, jotka on lähes kokonaan kaapeloitu. Päämuuntajan syöttämä verkko on oikosulkukestoinen nykyisillä asetteluilla ja pienimmät oikosulkuvirrat ylittävät selvästi releiden asetteluarvot.

Oikosulkulaskennan tulosten saamista PowerGridistä hidasti kunnollisten ohjeiden puuttuminen. Aikaa kului lähinnä reletaulun kenttien merkityksen selvittämiseen sekä laskentatulosten tulkitsemiseen. Reletaulun kentistä ja niiden merkityksestä laskennassa oli ohjeet, mutta ohjeista ei saanut vastausta kaikkiin kysymyksiin. Lähinnä kaivattiin tietoa kenttien oletusarvoista, jos kenttä jätetään reletaulussa tyhjäksi.

6.3.4 Maasulkulaskennan tulokset

Ennen maasulkulaskentaa tarkastettiin, että verkkotietojärjestelmään tallennetut maasulkusuojauksen asettelut vastasivat voimassaolevia asetteluja. Voimassaolevat asettelut on esitetty liitteessä V. Taulukossa 6.8 on esitetty laskennasta saadut maasulkuvirrat sähköasemittain. Maasulkuvirta on laskettu kahdella vikaresistanssin arvolla 0 Ω ja 500 Ω.

Taulukko 6.8. Sähköasemien maasulkuvirrat.

Sähköasema	PM	Nimellisteho[MVA]	Maasulkuvirta,	Maasulkuvirta,
			500Ω [A]	0Ω [A]
Martti	PM1	31,5	23,4	149,9
Niinistö	PM1	25,0	13,9	17,3
	PM2	25,0	23,4	150,2
Koivula	PM1	16,0	14,0	17,4
Kuumola	PM1	25,0	23,4	143,6

Martti, Kuumola ja Niinistön PM2 syöttävät pääasiassa kaapeliverkkoja, joten maasulkuvirrat ovat suuret. Koivula ja Niinistön PM1 syöttämä verkko koostuu sen sijaan suurimmaksi osaksi ilmajohtoverkosta ja maasulkuvirrat jäävät pieneksi.

Maasulkuvirran suuruus vaikuttaa jakeluverkon maadoituksiin. Suuri maasulkuvirta vaatii hyvät maadoitukset, jotta maadoitusjännitteet (kosketusjännitteet) eivät kasvaisi liian suuriksi. Esimerkiksi muuntopiirin maadoitusjännitteelle käytetään tavoitetasona arvoa

$$U_E \leq 2U_{TP}.$$

Tavoitetasoa arvosta voidaan edelleen laskea muuntopiirin vaadittu maadoitusimpedanssi kaavan 3.3 avulla. Taulukkoon 6.9 on laskettu esimerkkinä jokaisen päämuuntajan syöttämän verkon osalta muuntopiiriin vaadittu maadoitusimpedanssi maadoitusjännitteen tavoitetasoa avulla.

Taulukko 6.9. Maadoitusjännitteen tavoitetasoa avulla määritellyt maadoitusimpedanssit.

Sähköasema	PM	Virran				
		kestoaika(s)	U_{TP} (V)	U_E (V)	I_E (A)	Z_E (Ω)
Martti	PM1	0,8	120	240	149,9	1,6
Niinistö	PM1	0,8	120	240	17,3	13,9
	PM2	0,8	120	240	150,2	1,6
Koivula	PM1	0,5	215	430	17,4	24,7
Kuumola	PM1	0,8	120	240	143,6	1,7

Maadoitusjännitevaatimusten täyttäminen aiheuttaa verkkoyhtiölle kustannuksia. Erityisesti Martin, Kuumolan ja Niinistön PM2 syöttöalueilla maadoitusvaatimusten täyttäminen voi muodostua ongelmaksi.

Maasulkuvirtaa voidaan helposti rajoittaa maadoitusjännitteiden kannalta riittävän pieneksi käyttämällä kompensointia. Martin, Kuumolan ja Niinistön asemille on kompensointikelat jo asennettu, mutta ne eivät ole vielä tätä kirjoitettaessa käytössä. Marttiin on asennettu 2500 kVar -tehoinen yksikkö, jonka säätömahdollisuus on 21,6 - 216 A. Kuumolassa on 2000 kVar -tehoinen yksikkö, jonka säätömahdollisuus on 17,3 - 173 A. Niinistössä on kaksi 2000 kVar -tehoista yksikkö, joiden säätömahdollisuus on myös 17,3 - 173 A. Nykytilanteessa kelojen kompensointikyky on riittävä.

Kahden kompensointikelan tarpeellisuutta Niinistöissä voidaan pohtia. PM1:sen syöttämän verkon maasulkuvirta on pieni, eikä kompensointia välttämättä tarvita maadoitusjännitteitä ajatellen. Verkon maasulkuvirrasta ja kelan säätömahdollisuuksista huomataan, että PM1:sen syöttämä verkko tuottaa juuri 17,3 A maasulkuvirtaa, joka on kelan säätömahdollisuuksien alaraja. Galvaanisesti kytketty verkko on kelan säätömahdollisuuksia ajatellen liian pieni ja verkko saattaa jäädä ylikompensoiduksi. Mahdollista on tietysti kytkeä PM1:sen perään joitain PM2:sen syöttämiä lähtöjä, jotta verkon tuottama maasulkuvirta kasvaa.

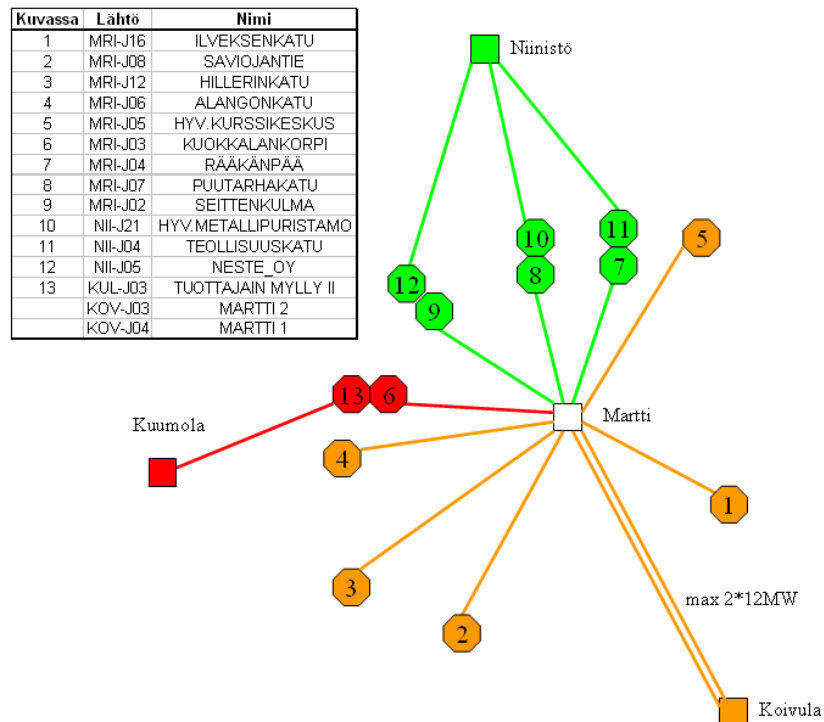
Niinistön PM1:sen syöttämän verkon kompensoinnin suurimmat hyödyt liittyvät jälleenkytkentöjen vähenemiseen. Tämä on asiakkaiden kannalta hyödyllinen ratkaisu, mutta verkkoyhtiön kannalta kustannuksiltaan kalliimpi ratkaisu kuin jättää kompensointilaitteisto hankkimatta.

6.3.5 Varasyöttötilanteet

Sähköasemien varasyöttömahdollisuuksia tutkitaan huippukuormitustilanteessa. Lisäksi tarkastellaan verkostopolitiikan tavoitetta, että 75 % aseman huipputehosta on korvattavissa. Varasyöttötarkastelut on pääasiassa suoritettu oletuksella, että sähköaseman kiskosto on käytössä. Lisäksi on oletettu, että ainoastaan yksi komponentti tai verkon osa vikaantuu. Kahden päämuuntajan aseman tapauksessa ei siis esimerkiksi tarkastella tapausta, että molemmat päämuuntajat vikaantuvat yhtä aikaa. Tarkasteluissa on käytetty apuna PowerGridiä sekä LuoVa-prototyypiohjelmaa.

Martti

Martin varasyötön periaate on esitetty kuvassa 6.6. Tarkastelu on suoritettu käyttöhenkilökunnan laatiman varasyöttösuunnitelman mukaan. Tarkastelussa oletetaan, että Martin kiskosto on käytössä.



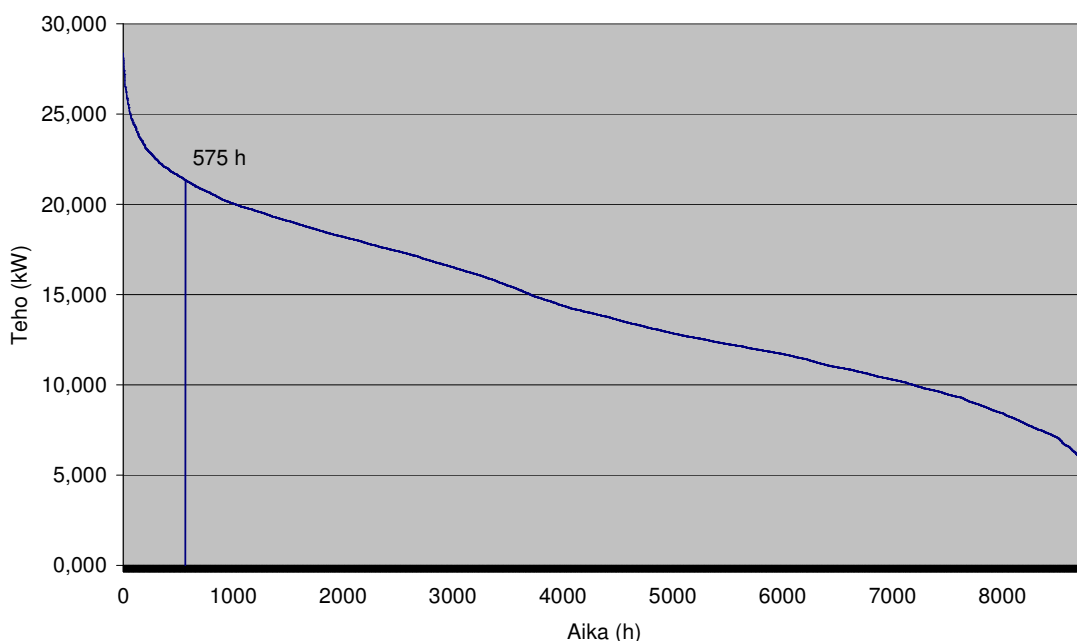
Kuva 6.6. Martin sähköaseman korvaus.

Kuvassa 6.6 esitetystä kytkentätilanteesta yhdeksi rajoittavaksi tekijäksi muodostuu Koivulan sähköaseman päämuuntajateho. Varasyöttötilanteessa tarvitaan noin 25 MVA teho, kun nykyinen päämuuntaja on teholtaan 16 MVA. Tilanne paranee, kun Koivulaan vaihdetaan vuoden 2007 aikana 25 MVA päämuuntaja. Suoritetut tarkastelut osoittivat myös, että Hyvinkään kurssikeskuksen lähtö on mahdollista siirtää Niinistön aseman perään kohtuullisin kytkentäjärjestelyin. Niinistön asemalla on riittävästi päämuuntajakapasiteettia.

Jännitteenalenema ei muodostu ongelmaksi varasyöttötilanteessa. Tarkastelu osoitti sen sijaan, että kuvan 6.6 kytkentätilanteessa Niinistön Neste Oy:n lähdössä muutama APYAKKM 3*70 -kaapeli ylikuormittuu. Ylikuormituksen välttämiseksi osa Neste Oy:n kuormasta on siirrettävä Vaiveron lähtöön.

Tuloksena voidaan todeta, että Martin varasyöttö onnistuu nykytilassa huippukuormituksilla, kun Koivulaan on vaihdettu isompi päämuuntaja.

Tarkastellaan vielä, mitä verkostopolitiikan tavoite 75 % huipputehon korvattavuudesta tarkoittaa ajallisesti Martin sähköaseman tapauksessa. Kuvassa 6.7 on esitetty Martin päämuuntajan pysyvyyskäyrä vuoden 2006 osalta. Vuonna 2006 aseman huipputeho oli 28,4 MW. 75 % huipputehosta on 21,3 MW, joka ylittyi vuoden aikana 575 tunnin ajan. Tämä on ainoastaan noin 6,6 % vuoden tunteista



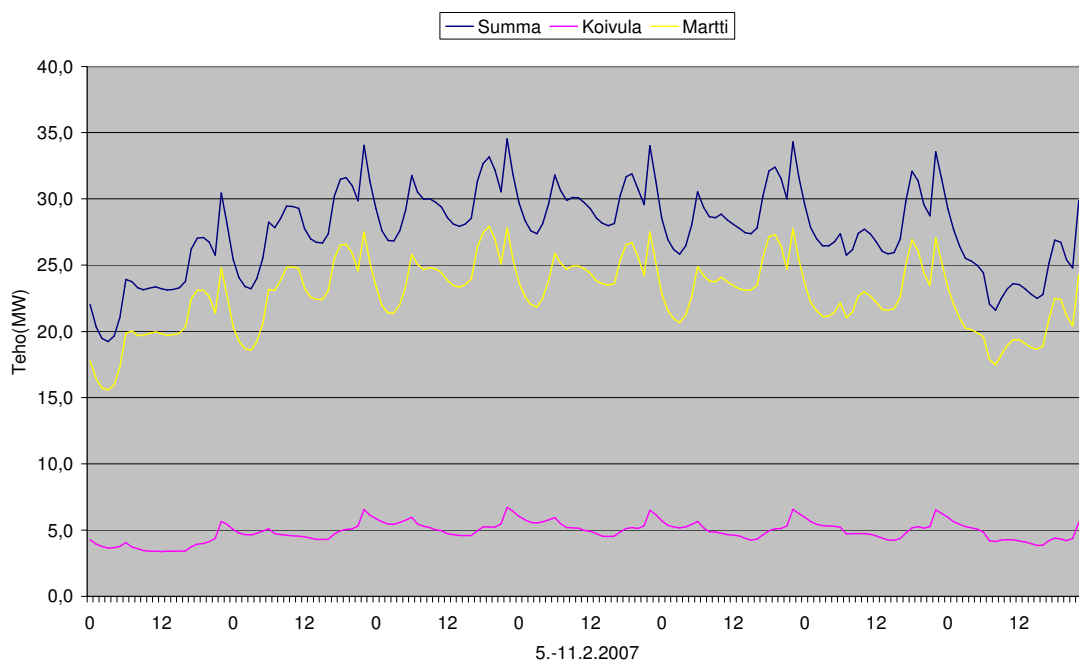
Kuva 6.7. Martin pysyvyyskäyrä vuodelta 2006.

Koivula

Koivulan varasyöttöön on käytännössä yksi vaihtoehto. Koivulaan saadaan korvaava teho Martin varasyöttöyhteyksillä, jotka näkyvät kuvassa 6.6. Niinistöstä ja Kuumolasta on yhteydet Koivulan syöttämään verkkoon. Niinistöstä korvattaessa jännitteenalenema muodostuu liian suureksi. Kuumolan yhteys puolestaan ylikuormittuu. Koivulan varasyöttötarkasteluissa on oletettu, että Koivulan kiskosto on käytössä.

Kuvassa 6.8 on esitetty Koivulan ja Martin tehokäyrä helmikuun viikon 5. - 11.2.2007 osalta. Molempien asemien huippukuormitus vuoden 2007 osalta osui kyseiselle viikolle. Kuvasta nähdään, että Koivulan kuormituskäyrä on erittäin tasainen ja vuorokausittainen huippukuorma ajoittuu klo 22:een sähkölämmitysten kytkeytyessä päälle. Martin kuormassa on sen sijaan suurempia vaihteluita. Vuorokausien sisällä on havaittavissa kaksi selvää kuormituspiikkiä, joista toinen ajoittuu välille klo 22 - 23 samoin kuin Koivulassa. Toinen piikki on noin klo 17 - 21. Piikki aiheutuu kotitalouskuluttajista ihmisten palatessa töistä.

Martissa tarvitaan maksimissaan noin 34,5 MW teho, jos Koivula korvataan huippukuormitustilanteessa Martin varasyöttöyhteyksillä. Tämä tarkoittaa noin 10 % ylikuormitusta. Hyvinkään asemien huippukuormitus ajoittuu talveen, jolloin päämuuntajien jäähdytysolosuhteet ovat hyvät ja hetkellinen ylikuormitus on mahdollinen. Verkstopoliitiikan tavoite 75 % huipputehon korvattavuudesta täyttyy.



Kuva 6.8. Asemien tehot aikajaksolla 5.-11.2.2007.

Kuumola

Kuumolan varasyöttötilanne on tarkasteltu käytön ohjeen mukaan. Kuumola korvataan osittain kaikilta viereisiltä asemilta. Tarkastelussa oletetaan, että Kuumolan kiskosto on käytössä.

Laskentatulosten mukaan verkon varayhteyksien kuormitukset sekä verkossa esiintyvät jänniteenalenemat pysyvät sallituissa rajoissa. Martin päämuuntaja on lievässä ylikuormassa (6%) huippukuormitustilanteessa. Muiden asemien päämuuntajateho riittää Kuumolan varasyöttötilanteessa.

Kuumolan asema on nykyhetken kuormituksilla korvattavissa. Martin päämuuntaja ylikuormittuu lievästi, jos varasyöttö suoritetaan käytön suunnitelmien mukaan. Huippukuorma ajoittuu talveen, jolloin Martin päämuuntajan hetkellinen ylikuormitus on mahdollinen. Verkstopoliitiikan tavoite korvattavuudesta täyttyy.

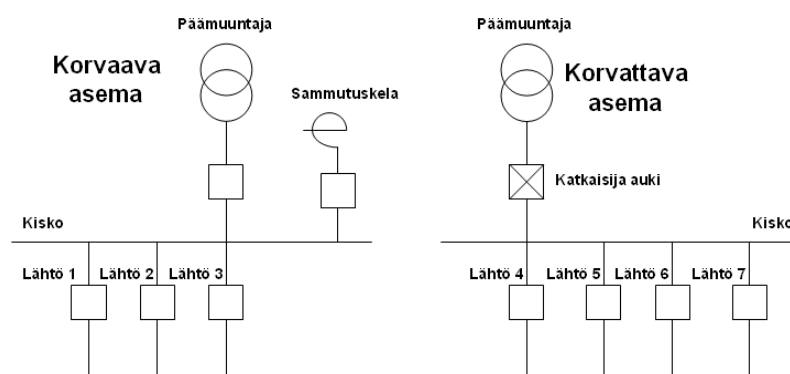
Niinistö

Niinistön asemalla on kaksi 25 MVA päämuuntajaa, joiden yhteenlaskettu huippukuorma on noin 23 MW (2007). Asemalle on lisäksi 110 kV syöttö kahdesta suunnasta, joten varasyöttö onnistuu päämuuntajavian tai 110 kV vian tapauksessa. Päämuuntajavian tapauksessa aseman kaikki kuormat on mahdollista siirtää toisen päämuuntajan perään, koska PM1:sen kuormat ovat nykytilanteessa pienet. 110 kV vian tapauksessa päämuuntajia voidaan syöttää samasta 110 kV johdosta.

Suojaus

Edellä on tarkasteltu asemien korvattavuutta lähinnä päämuuntajatehojen riittävyyden, varasyöttöyhteyksien kuormitettavuuden sekä verkon jännitteenalennemien kannalta. Varasyöttötilanteissa on yhtäläillä tärkeää suojausten toimivuus.

Kuvassa 6.9 on havainnollistettu tilannetta sähköaseman varasyöttötilanteessa. Tilanne vastaa käytännössä Koivulan varasyöttöä Martista, kun Martissa on kompensointikela käytössä. Lähden neljä ylivirtasuojaus voidaan ottaa pois käytöstä tai ylivirtasuojan virta-aika-asettelua kasvatetaan niin, että selektiivisyys ehdot täyttyvät. Korvattavassa verkossa 2-vaiheinen oikosulkuvirta pienenee, jos korvattavan aseman päämuuntajan sekä päämuuntajaa syöttävän verkon oikosulkuimpedanssi ovat samaa suuruusluokkaa kuin korvaavalla asemalla. Oikosulkuvirtojen pienentyessä lähtöjen viisi, kuusi ja seitsemän releiden ylivirran asetteluarvoa on tarvittaessa pienennettävä. Lähdöllä kolme ylivirran asetteluarvoa on suurennettava, jos korvattavien lähtöjen kuormitusvirta on riittävän suuri. Aikaselektiivisyyden saavuttamiseksi lähden kolme releen laukaisuaikaa on pidennettävä. Lähden kolme laukaisuaikaa on asetettava kuitenkin pienemmäksi kuin 20kV - syöttökatkaisijan laukaisuaika



Kuva 6.9. Varasyöttötilanne.

Maasulkusuojauksen toteuttamiseksi otetaan lähdön neljä maasulkusuojaus pois käytöstä. Kompensointikela voidaan jättää verkkoon. Jos kelan kompensointikyky ei riitä kompensoimaan molempien asemien tuottamia maasulkuvirtoja, niin verkko jää osittain kompensoiduksi. Korvattavan aseman maasulkusuojat on asetettava pätövirtakytkennälle. Jos sammutuskela sen sijaan kytketään irti verkosta, niin korvaavan aseman lähtöjen maasulkusuojaus asetetaan loisvirtakytkennälle. Kelan ollessa irti verkosta maasulkuvirta ja maadoitusjännitteet kasvavat. Aikaselektiivisyyden saavuttamiseksi lähdön kolme releen laukaisuaikaa maasulussa on pidennettävä.

Verkkotietojärjestelmän avulla voidaan tehdä kytkentäsuunnitelmia varasyöttötilanteita varten. Lisäksi järjestelmän laskennoista saadaan arvio verkon tilasta varasyötössä. Varasyöttötarkasteluissa tehdään verkkotietojärjestelmässä useita kytkentämuutoksia ja verkon tila lasketaan usein. Tarkasteluita suoritettaessa esille nousi verkkotietojärjestelmän käytettävyys. Käytettävyydellä tarkoitetaan tässä verkkotietojen nopeaa muokkausta sekä laskentojen kohtuullista nopeutta.

PowerGridissä on kaaviollisille kohteille oma kaaviomaailma. Kaaviollisia kohteita ovat esimerkiksi sähköasemat ja muuntamot. Muutoksen tekeminen kaaviossa sijaitsevaan kohteeseen vaatii kaavion avaamisen. Useita kytkentöjä vaativan varasyöttötilanteen tarkastelua tämä hidastaa. Käytettävyyden kannalta parempi ratkaisu on esittää kaaviot verkkokartassa jolloin myös komponenttien kytkeytyminen on havainnollisempaa.

Varasyöttötarkasteluissa lasketaan isoja verkostokokonaisuuksia kerralla. PowerGridissä laskentaa hidastaa osaltaan PowerGridin käyttämän verkkomallin muokkaaminen laskentamoduulille sopivaksi. Laskennan aluksi laskettavasta verkosta luodaan sopiva malli, joka lähetetään laskentamoduulille. Tämän jälkeen verkko lasketaan ja laskentamoduuli lähettää valmiit tulokset edelleen verkkotietojärjestelmään. Laskentoja nopeuttaisi, jos laskentamoduuli voisi käyttää suoraan järjestelmän verkkomallia.

Päämuuntajien ylikuormitettavuus

Edellä suoritetuissa varasyöttötarkasteluissa todettiin, että päämuuntajia voidaan joutua ylikuormittamaan varasyöttötilanteissa. Esimerkiksi Koivulan asemaa varasyötettäessä huippukuorman aikaan Martin päämuuntaja on noin 10 % ylikuormassa. Nykyisessä verkostopolitiikassa ei oteta kantaa mahdollisiin ylikuormitustilanteisiin.

Muuntajien kuormitusmitoituksen lähtökohta on, että muuntajaa voi kuormittaa jatkuvasti nimellistehollaan, kun ympäristön lämpötila on 20 °C. Jatkuva kuormituksessa muuntajan käämit ja öljy eivät saa lämmentä liikaa. Muuntajat mitoitetaan normaalisti IEC 76 -standardien (Power transformers) mukaan. Standardissa IEC 76-2 (Power transformers, Part 2: Temperature rise) todetaan, että huippuöljyn (öljy säiliön yläosassa) lämpenemä nimelliskuormalla ympäristön suhteen saa olla 60 °C ja käämin keskimääräinen lämpenemä 65 °C.

Muuntajan kuormituksen kasvaessa muuntajan lämpötila nousee. Lämpötilan noustessa käytettyjen eristeiden vanheneminen nopeutuu ja muuntajan terminen elinikä lyhenee. Elinikä määräytyy käämin kuumimman kohdan mukaan (taulukko 6.10). Lähtökohta on, että kuumimman kohdan lämpötila normaalikäytössä on 98 °C. Jokaista 6 °C:een kasvua kohti vanhenemisnopeus kaksinkertaistuu. [ABB98, IEC354]

Taulukko 6.10. Muuntajan suhteellinen vanhenemisnopeuden riippuvuus käämin kuumimman kohdan lämpötilasta. [IEC354]

Kuumimman kohdan lämpötila [°C]	Suhteellinen vanhenemisnopeus
80	0,125
86	0,25
92	0,5
98	1
104	2
110	4
116	8
122	16
128	32
134	64
140	128

Jos ympäristön lämpötila on alle mitoituslämpötilan (20 °C), niin muuntajaa voidaan ylikuormittaa jatkuvasti ilman, että se lämpenee liikaa. Taulukossa 6.11 on esitetty muuntajan jatkuva sallittu kuormitus eri ympäristön lämpötiloissa. Sallittu kuormitus on esitetty kuormituskertoimen (kuormitusvirta/nimellisvirta) avulla. Taulukon lyhenteet ONAN (oil natural air natural), ON (oil natural), OF (oil forced) ja OD (oil directed) viittaavat muuntajien jäähdytystapoihin. [ABB98, IEC354]

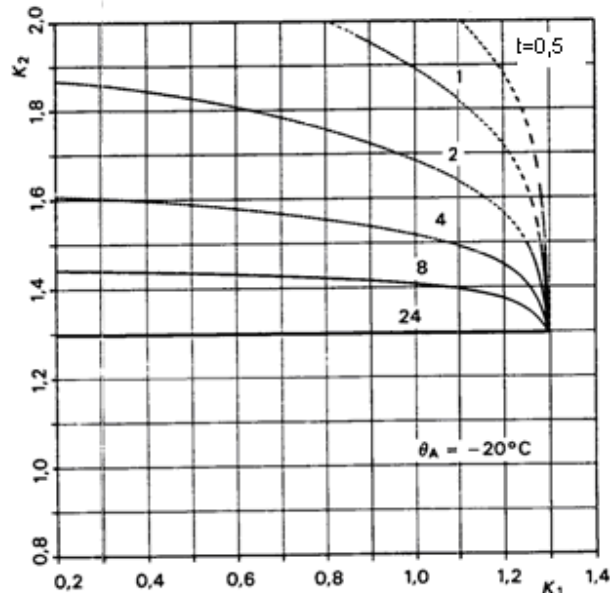
Taulukko 6.11. Muuntajan jatkuva kuormitettavuus eri ympäristön lämpötiloissa. [IEC354]

Ympäristön lämpötila [°C]	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
Käämin kuumimman kohdan lämpenemä [K]	123	118	108	98	88	78	68	58
Jakelumuntajat								
ONAN	1,37	1,33	1,25	1,17	1,09	1,00	0,91	0,81
ON	1,33	1,30	1,22	1,15	1,08	1,00	0,92	0,82
Tehomuuntajat								
OF	1,31	1,28	1,21	1,14	1,08	1,00	0,92	0,83
OD	1,24	1,22	1,17	1,11	1,06	1,00	0,94	0,87

Taulukosta 6.11 nähdään, että esim. tehomuuntajia (päämuuntajia) voidaan -20 °C lämpötilassa ylikuormittaa jatkuvasti 22 – 30 % riippuen jäähdytystavasta. 31,5 MVA:n päämuuntajan tapauksessa tämä tarkoittaa noin 6,9 – 9,4 MVA:n lisätehoa nimellisarvoon.

IEC 354-standardissa on suositukset myös normaaliin vaihtelevaan kuormitukseen, pitkäaikaiseen hätäkuormitukseen sekä lyhytaikaiseen hätäkuormitukseen. Normaalin vaihtelevan kuormituksen lähtökohta on, että keskimääräinen eristeiden vanhenemisnopeus ei saa ylittää normaalia vanhenemisnopeutta.. Muuntajan normaali vanhenemisnopeus saavutetaan +20 °C lämpötilassa nimellisteholla.

Kuvassa 6.10 on esimerkiksi normaalin vaihtelevan kuormituksen mukaiset sallitut ylikuormat -20 °C lämpötilassa IEC 354-standardin mukaan ON-jäähdytystavan tehomuuntajalle. Kuvassa on 24 tunnin tarkastelujakso, jonka aikana on yksi ylikuormitusjakso $K_2 \cdot I_n$. Ylikuormitusjakso saa kestää korkeintaan ajan t , kun muun osan vuorokaudesta kuormitus on $K_1 \cdot I_n$. [ABB98, IEC354]



Kuva 6.10. ON-jäähdytteisen tehomuuntajan normaalin vaihtelevan kuormituksen mukaiset sallitut ylikuormat. [IEC354]

6.3.6 Luotettavuuslaskenta

Hyvinkään alueen keskijänniteverkon luotettavuutta on arvioitu taulukoissa 6.12 ja 6.13. Taulukoihin on koottu yhteenveto Hyvinkään alueen asiakkaiden keskeytysajoista vuosilta 2005 ja 2006. Taulukon 6.12 luvuissa ovat mukana kaikki neljän aseman syöttämät keskijännitelähdöt. Taulukossa 6.13 on sen sijaan mukana ainoastaan Hyvinkään keskustan kaapeloidut lähdöt. Keskustan kaapeloitua aluetta on havainnollistettu kuvassa 6.11.

Asiakkaiden kokemien keskeytystuntien ja asiakasmäärien avulla voidaan laskea asiakkaan kokema keskimääräinen keskeytysaika (SAIDI) vuodessa. Alla oleviin taulukoihin on laskettu SAIDI sähköasemittain sekä koko tarkastelualueen osalta. Taulukoiden lukuja vertaamalla nähdään, että valtaosa keskeytyksistä on ollut asemien syöttämissä maaseutulähdöissä. Pisimmät keskimääräiset vuotuiset keskeytysajat ovat olleet Koivulan aseman syöttämässä verkossa. Lyhimmät keskeytysajat ovat olleet Martin kaapeloidussa verkossa.

Taulukko 6.12. Keskeytystilasto alueen asemien keskijänniteverkosta.

	Asiakkaat [kpl]	Asiakastunnit [ash]		SAIDI [h/asiakas]	
		2005	2006	2005	2006
Martti	10119	1 627	6 023	0,16	0,60
Niinistö	7906	33 107	5 367	4,19	0,68
Koivula	1026	5 393	4 474	5,26	4,36
Kuumola	6121	6 663	7 374	1,09	1,20
Yhteensä	25172	46 790	23 238	1,86	0,92

Taulukko 6.13. Keskeytystilasto Hyvinkään keskustan kaapeloidusta verkosta.

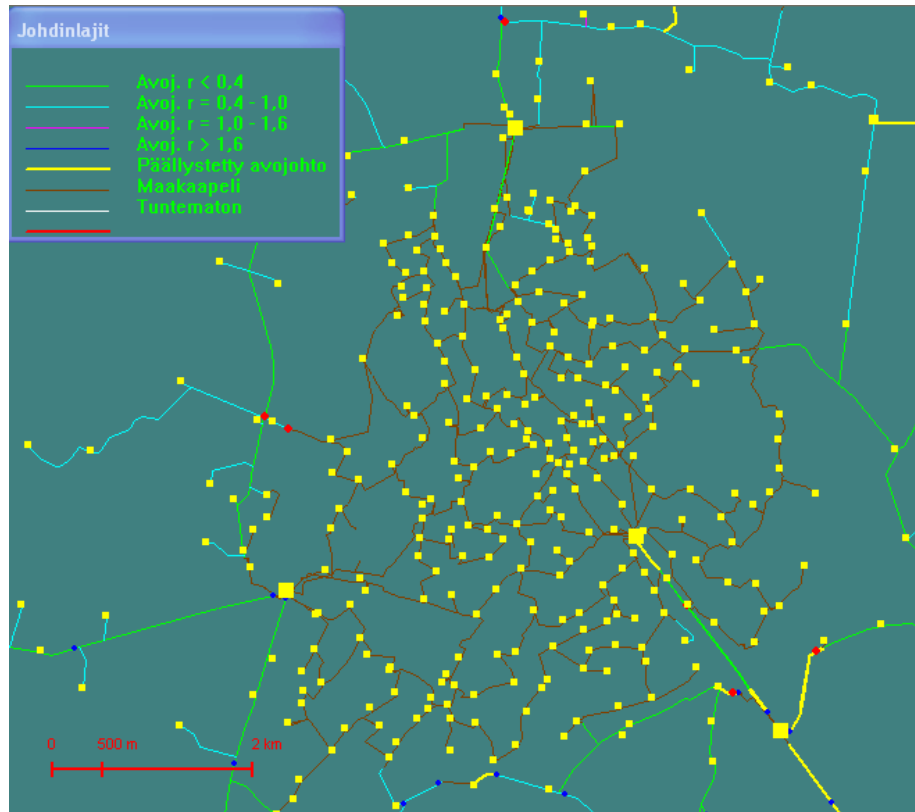
	Asiakkaat [kpl]	Asiakastunnit [ash]		SAIDI [h/asiakas]	
		2005	2006	2005	2006
Martti	10119	1627	6023	0,16	0,60
Niinistö	6898	5063	1415	0,73	0,21
Kuumola	5592	399	1855	0,07	0,33
Yhteensä	22609	7089	9293	0,31	0,41

Luotettavuustarkastelu suoritettiin myös LuoVa-ohjelmalla. Tarkasteluun otettiin Hyvinkään keskustan alue, jonka todelliset keskeytysajat on esitetty edellä taulukossa 6.13. Luotettavuuslaskenta suoritettiin LuoVan oletusparametreilla. Oletusparametrit on arvioitu LuoVan kehitysprojektin yhteydessä verkkoyhtiöiltä kerättyjen vikatilastojen pohjalta ja niiden on tarkoitus olla suuntaa-antavia. [Ver05]

Suoritettu luotettavuuslaskenta antoi keskustan lähdöille asiakkaan keskimääräiseksi vuotuiseksi keskeytysajaksi noin 2,5 tuntia. Aika on noin kuusinkertainen verrattuna vuoden 2006 todelliseen keskeytysaikaan. Tilasto todellisista keskeytysajoista on ainoastaan kahden vuoden osalta, mutta LuoVan antama laskentatulokset on liian suuri kaapeloituun kaupunkiverkkoon. Ero tuloksessa johtuu käytetyistä laskentaparametreista. LuoVan oletusparametrit eivät sovellu kaapeloidun kaupunkiverkon laskentaan, vaan ne on suunnattu pikemminkin sekaverkon laskentaan.

Luotettavuuslaskennan haasteena on erityisesti laskentaparametrien määrittäminen. Erityyppisille verkoille (maaseutuverkko, kaupunkiverkko) ei voida käyttää samoja parametreja. Parametrien tarkempi määrittäminen edellyttää erityisesti vikatilastoinnin kehittämistä, jotta vikojen aiheuttajat saadaan tarkemmin selvitettyä.

Luotettavuuden merkitys sähköjakelussa tulee edelleen korostumaan tulevaisuudessa. Verkkoyhtiöissä on tarve välineelle, jonka avulla voidaan arvioida jakeluverkkojen luotettavuutta. LuoVa tarjoaa hyvän pohjan luotettavuuslaskentaan ja laskennan kehittämiseksi.



Kuva 6.11. Hyvinkään keskusn johdinlajit.

6.3.7 Verkon kehittämistarpeet nykytilan määrityksen perusteella

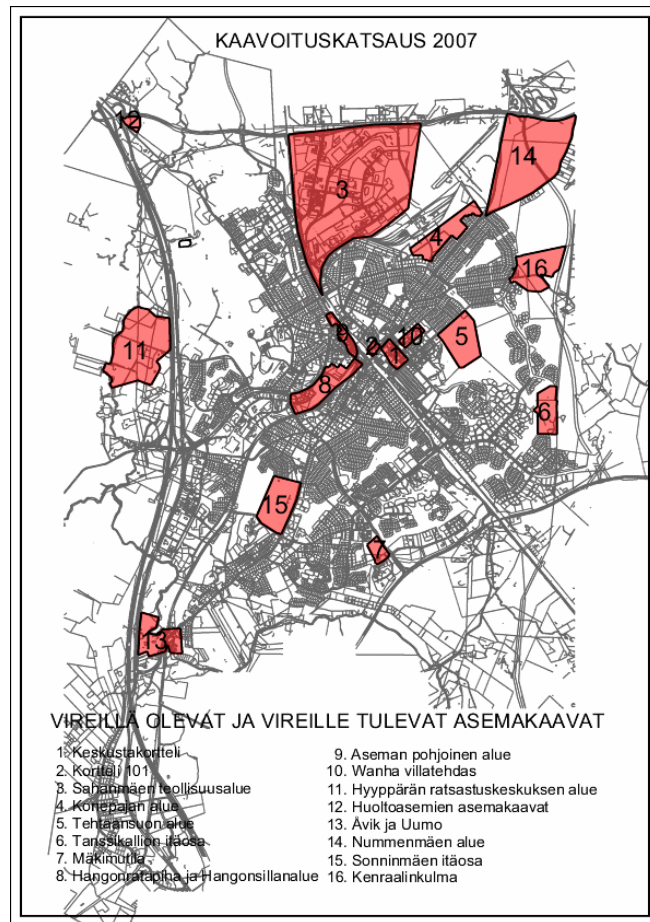
Verkon kehittämistarpeet ilmenevät lähinnä oikosulkutarkastelujen sekä varasyöttötarkastelujen yhteydessä. Oikosulkutarkasteluissa tuli esille ilmajohtoja, jotka eivät ole oikosulkukestoisia nykyisillä suojausasetteluilla. Tarvittavat muutokset aseteluihin esitettiin tarkastelujen yhteydessä.

Varasyöttötarkasteluissa todettiin, että Martin päämuuntaja ylikuormittuu Koivulan ja Kuumolan varasyöttötilanteissa. Ylikuormittuminen on pientä ja Koivulan ja Kuumolan asemat ovat korvattavissa huippukuormitustilanteessa. Martin varasyötön yhteydessä havaittiin APYAKKM 3*70 -kaapeleita, jotka on vahvistettava varasyöttötilanteita varten.

6.4 Tulevaisuuden kehitysnäkymiä ja kulutuksen kasvuennusteet

Kulutuksen kasvuennuste laaditaan perustuen Hyvinkään kaupungin kaavoitussuunnitelmiin. Kaavoitussuunnitelmien pohjalta kulutuksen kasvu kohdistetaan keskijännitelähdöille. Kuvassa 6.12 on kerätty Hyvinkään alueelta vireillä olevat tai

lähiainakoina vireille tulevat asemakaava- ja asemakaavamuutoshankkeet, joiden merkitys ei ole vähäinen. Kulutusennusteen laatimiseksi alueita on tarkasteltu asumiskulutuksen kasvun sekä muun kulutuksen kasvun kannalta.



Kuva 6.12. Vireillä olevat ja vireille tulevat asemakaava- ja asemakaavamuutoshankkeet.
[Hyv07a]

Taulukossa 6.14 on arvioitu kuvan 6.12 alueille rakentuvien uusien asuntojen määrää, sekä rakentamisen jaksotusta. Lisäksi on arvioitu asuntojen sijoittumista sähkönjakelun kannalta. Taulukon viimeisessä sarakkeessa on arvio keskijännitelähdöstä, jolle uudet asunnot sijoittuvat. Taulukkoon 6.14 on lisätty Yli-Jurvan alue, josta on toistaiseksi olemassa osayleiskaava. Ennakkokaavailujen mukaan Yli-Jurvan alue otetaan käyttöön Nummenmäen jälkeen seuraavana suurena asuntoalueena. Tarve alueen käyttöönottoon ajoittuu vuoden 2010 jälkeiselle ajalle. [Hyv07a] Yli-Jurvan alue on esitetty liitteessä VI.

Uudet asunnot on jaettu omakotitaloihin (OKT), rivitaloasuntoihin (RT) ja kerrostaloasuntoihin (KT). Taulukon alarivillä on laskettu yhteen vuosittainen asuntotuotanto. Vuosittaista asuntotuotantoa on arvioitu Hyvinkään kaupungin asuntopoliittisen ohjelman avulla. [Hyv07b] Ohjelman mukaan jaksolla 2007 - 2010 rakennetaan keskimäärin 300 asuntoa vuodessa. Jaksolla 2011 - 2020 vuosituotannon on

arvioitu edelleen kasvavan. Vuonna 2006 valmistui yhteensä 302 asuntoa, joista 115 oli omakotitaloja, 99 rivitaloasuntoja ja 88 kerrostaloasuntoja.

Taulukko 6.14. Hyvinkään uusien asuntojen määrä sekä rakentamisen jaksoitus.

Alue	Asunnot			Ajoitus					Sähköasema/johtolähtö
	KT	RT	OKT	2008	2009	2010	2011-12	2013-16	
1. Keskustakortteli	70			20	20	30			MRI-Puutarhankatu, MRI-Hyvinkään kurssikeskus, MRI-Rääkänpää
2. Kortteli 101	100			30	30	40			MRI-Seittenkulma
4. Konepajan alue	40			10	10	20			NII-Karjalantie
4. Konepajan alue		80		25	25	30			NII-Karjalantie
5. Tehtaansuon alue	60						60		MRI-Rääkänpää
6. Tanssikallion itäosa			30	10	10	10			MRI-Ilveksenkatu
8. Hangon ratapiha ja Hangonsillanalue	60						60		MRI-Seittenkulma, KUL-Tuottajan Mylly II
14. Nummenmäen alue		100			30	30	40		MRI-Rääkänpää
14. Nummenmäen alue			300		30	40	100	130	MRI-Rääkänpää
16. Kenraalikulma			100		30	40	30		MRI-Rääkänpää
Yli-Jurva							60	150	KOV
Muut alueet	710			45	25	20	120	500	
Muut alueet		560		45	25	20	120	350	
Muut alueet			345	70	40	30	80	125	
Yhteensä	1040	740	775	255	275	310	670	1255	

Taulukon 6.14 pohjalta voidaan arvioida energiankulutuksen lisäystä. Taulukossa 6.15 on esitetty uusien asuntojen yhteenlaskettu vuosienenergia. Energioiden laskennassa on käytetty Verkon mitoitusenergiat –verkostosuosituksessa [Sen92] esitetyjä kaavoja. Omakotitalojen ja rivitaloasuntojen vuosienenergia W on laskettu kaavalla 6.2.

$$W = 7000 \cdot n + 110 \cdot A \quad (6.2)$$

missä W vuosienenergia (kWh)
 n kuluttajien lukumäärä
 A lämmitetty pinta-ala yhteensä (m²)

Kerrostaloasuntojen vuosienenergia on laskettu kaavalla 6.3.

$$W = 1500 \cdot n + 20 \cdot A \quad (6.3)$$

Uusien asuntojen pinta-alana on käytetty omakotitaloille 165 m², rivitaloasunnoille 85 m² ja kerrostaloasunnoille 75 m².

Taulukko 6.15. Asumiskulutuksen kasvu.

Alue	Asunnot			Lisäenergian tarve (MWh)					Sähköasema/johtolähtö
	KT	RT	OKT	2008	2009	2010	2011-12	2013-16	
1. Keskustakortteli	70			60	60	90			MRI-Puutarhankatu, MRI-Hyvinkään kurssikeskus, MRI-Rääkänpää
2. Kortteli 101	100			90	90	120			MRI-Seittenkulma
4. Konepajan alue	40			30	30	60			NII-Karjalantie
4. Konepajan alue		80		409	409	491			NII-Karjalantie
5. Tehtaansuon alue	60						180		MRI-Rääkänpää
6. Tanssikallion itäosa			30	252	252	252			MRI-Ilveksenkatu
8. Hangon ratapiha ja Hangonsillanalue	60						180		MRI-Seittenkulma, KUL-Tuottajan Mylly II
14. Nummenmäen alue		100		491	491	654			MRI-Rääkänpää
14. Nummenmäen alue			300	755	1006	2515	3270		MRI-Rääkänpää
16. Kenraalinkulma			100	755	1006	755			MRI-Rääkänpää
Yli-Jurva							1509	3773	KOV
Muut alueet	690			135	75	60	360	1500	
Muut alueet		540		736	409	327	1962	5723	
Muut alueet			315	1761	1006	755	2012	3144	
Yhteensä	1020	720	745	3472	4330	4656	10127	17408	

Taulukkoon 6.16 on kaavoituskatsauksen ja kaavaselostusten perusteella arvioitu muun kulutuksen kasvua ja sen ajoitusta Hyvinkään alueella. Arviointi on erittäin vaikeaa. Kohtuullisen tarkat tiedot kehityksestä on saatavilla Keskustakorttelin, Korttelin 101, Mäkimutilan sekä huoltoasemien kaavoista. Suurta epävarmuutta sen sijaan liittyy esimerkiksi Sahanmäen teollisuusalueeseen. Alueen kehittyminen voi johtaa merkittävään kulutuksen kasvuun, mutta toistaiseksi tarkempaa tietoa ei ole.

Vuosienergioita on arvioitu osittain olemassa olevien kohteiden perusteella ja osittain on käytetty Verkon mitoitusenergiat -verkostosuosituksessa esitettyjä kaavoja. Esimerkiksi keskustakorttelin suurmyymälöiden energiankulutusta on arvioitu Hyvinkään keskustassa nykyisin sijaitsevan suurmyymälän perusteella.

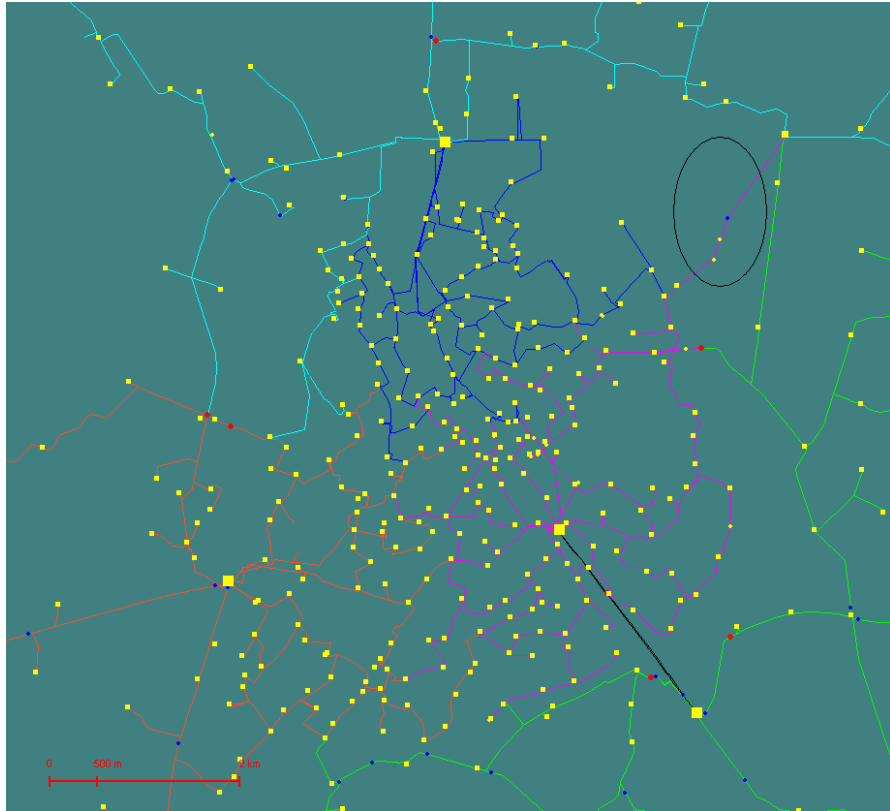
Taulukko 6.16. Muun kulutuksen kasvu.

Alue	Ajoitus	Kasvu	Lisäenergian tarve (MWh)	Sähköasema/johtolähtö
1. Keskustakortteli	2009-12	Erikoismyymälät 19000 k-m2, suurmyymälät 17500 k-m2, toimistot 4000 k-m2	Erikoismyymälät 7000MWh, suurmyymälät 8000 MWh, toimistot 500MWh	MRI-Puutarhankatu, MRI-Hyvinkään kurssikeskus, MRI-Rääkänpää
2. Kortteli 101	2009-10	Hotellin laajennus 2500 k-m2, liiketilaa 4000 k-m2	Hotelli 425MWh, liiketila 520MWh	MRI-Seittenkulma
3. Sahanmäen teollisuusalue	2008-	Teollisuutta		NII
7. Mäkimutila	2008-10	Rautakauppa 8000 k-m2, Teollisuutta 5000 k-m2	Rautakauppa 2000MWh, teollisuus 1500MWh	MRI-Saviojantie
8. Hangon ratapiha ja Hangonsillanalue	2011-	Koulu, toimistoja	Koulu 300MWh	MRI-Seittenkulma, KUL-Tuottajan Mylly II
9. Aseman pohjoinen alue	2010-12	Julkisen hallinnon tiloja, toimistoja		MRI-Seittenkulma, NII-Hyv.metallipuristamo
10. Wanha villatehdas	2009-	Tuotanto- ja varastointitiloja		MRI-Puutarhankatu, MRI-Hyv.kurssikeskus
12. Huoltoasemien asemakaavat	2009	Raskasta liikennettä palveleva huoltoasema, tilaa vaativaa erityiskauppaa 7000 k-m2	Huoltoasema 1500MWh, erityiskauppa 2000MWh	NII-Kuumola
14. Nummenmäen alue	2009-	Vähittäiskauppaa, päiväkotia, koulu	Päiväkotia 100MWh, koulu 300MWh	NII-Monnin Linja, NII-Karjalantie

6.5 Verkon tila vuonna 2011

Kulutusten kasvuennusteiden avulla on arvioitu Hyvinkään jakeluverkon tilaa vuoden 2011 alussa. Käytännössä LuoVa-prototyyppiohjelmalla tehtiin suunnitelma, johon lisättiin taulukoissa 6.15 ja 6.16 esitetyt lisäkulutukset vuosien 2008 - 2010 osalta. Kulutukset lisättiin kaavoituskatsauksessa esitetyille alueille. Osa kulutuksesta lisättiin olemassa oleville muuntamoille ja osa suunnitelluille uusille muuntamoille. Lisäksi taulukossa 6.15 esitetyt muiden alueiden kulutukset lisättiin tasaisesti jokaiselle alueen sähköasemalle.

Kuvassa 6.13 on tehdyn suunnitelman kytkentätila päämuuntajittain vuonna 2011. Suunnitelmassa ei muutettu nykyhetken kytkentätilaa. Näkyvimmit muutokset verkon muotoon aiheutuu Nummenmäen asuntoalueen liittamisestä nykyverkkoon. Alue on ympyröity kuvassa. Alueen on ajateltu rakentuvan keskustasta pois päin ja sen kulutus on suunnitelmassa liitetty Martin Rääkänpään lähtöön. Varasyöttöyhteys alueelle on suunnitelmassa muodostettu Ridasarventien erotinaseman kautta.



Kuva 6.13. Kytkenätila päämuuntajittain vuoden 2010 lopussa.

Taulukossa 6.17 on suunnitelmasta kerätyt arviot asemien huippukuormista vuoden 2011 alussa. Taulukosta huomataan, että Martin nykyinen päämuuntajateho ei riitä enää vuonna 2011.

Taulukko 6.17. Asemien huippukuormat vuoden 2011 alussa.

Sähköasema	PM	Nimellisteho S [MVA]	Pätöteho P [MW]	Kuormitusaste [%]
Martti	PM1	31,5	33,1	105 %
Niinistö	PM1	25,0	4,7	19 %
	PM2	25,0	21,6	86 %
Koivula	PM1	25,0	7,2	29 %
Kuumola	PM2	25,0	19,6	78 %
Yhteensä		131,5	86,2	66 %

6.5.1 Varasyöttötilanteet vuonna 2011

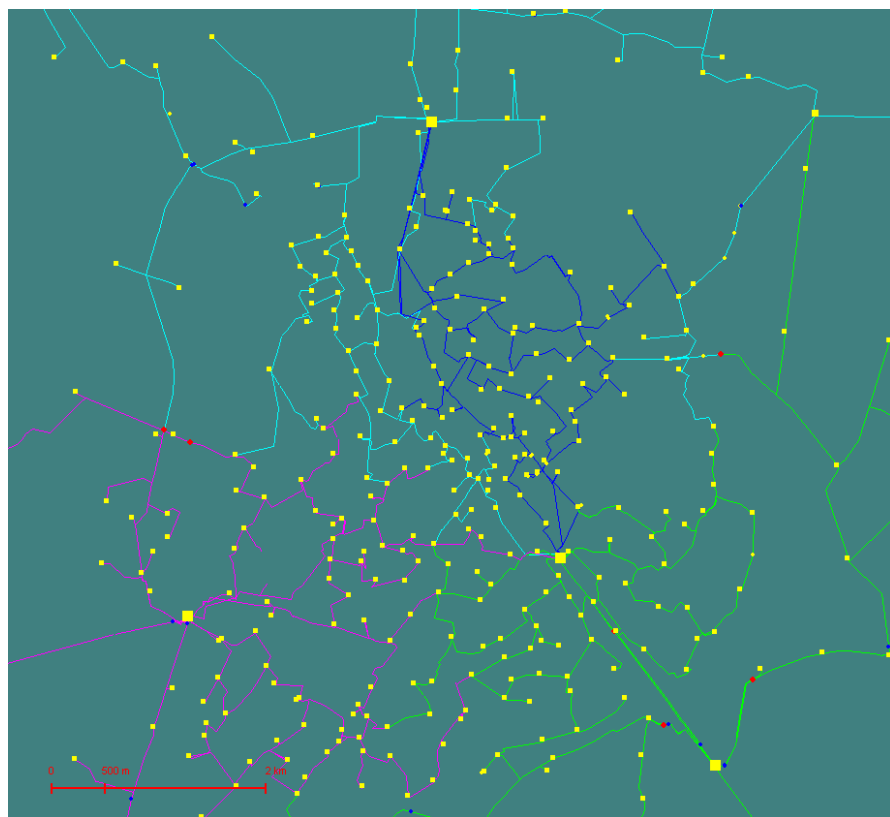
Martti on Hyvinkään sähkönjakelun kannalta tärkein asema, minkä takia tarkastellaan erityisesti Martin varasyöttöä. Varasyöttöä on tarkasteltu arvioiduilla vuoden 2011

huippukuormilla. Varasyöttötilannetta on tarkasteltu oletuksella, että Martin kiskosto on käytössä.

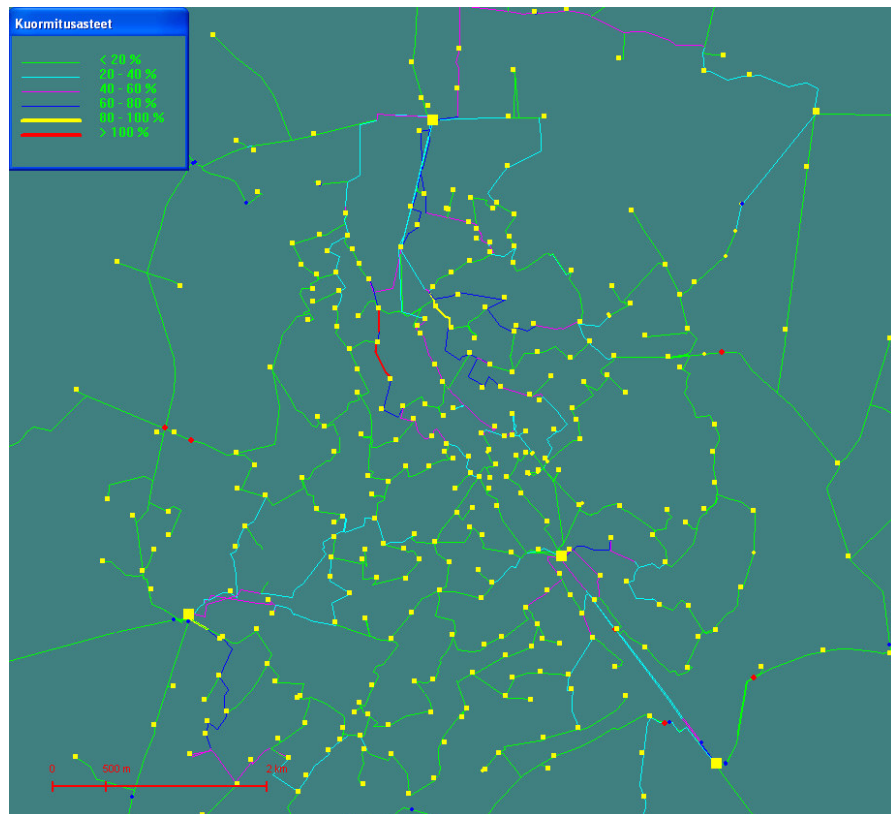
Kuvassa 6.14 on esitetty syöttöalueet päämuuntajittain Martin varasyöttötilanteessa. Uutena varasyöttöyhteytenä verrattuna nykyhetkeen on hyödynnetty Niinistön Ylentolan lähtöä. Tarkastelun mukaan jännitteenalenema pysyy sallituissa rajoissa. Sen sijaan osia verkosta on ylikuormassa. Kuvasta 6.15 nähdään ylikuormitetut johdot. Johdot ovat samat kuin nykyhetken varasyöttötarkastelussa esille tulleet.

Taulukko 6.18. Asemien kuormat Martin varasyöttötilanteessa 2011 alussa.

Sähköasema	PM	Nimellisteho S [MVA]	Pätöteho P [MW]	Kuormitusaste [%]
Niinistö	PM1	25,0	18,6	74 %
	PM2	25,0	23,3	93 %
Koivula	PM1	25,0	22,1	88 %
Kuumola	PM2	25,0	21,0	84 %
Yhteensä		100,0	85,0	85 %



Kuva 6.14. Päämuuntajien syöttöalueet Martin varasyöttötilanteessa vuonna 2011.



Kuva 6.15. Johtojen kuormitusasteet Martin varasyöttötilanteessa 2011.

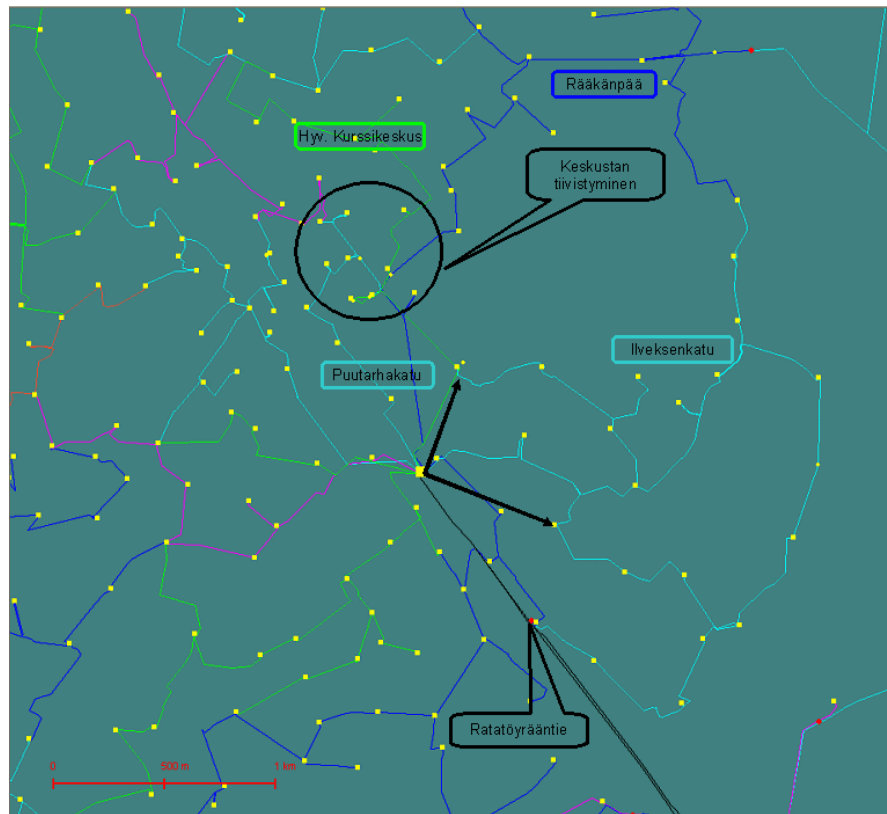
Varasyöttötarkasteluista on huomattu, että Martin asemalla on merkittävä rooli muiden asemien varasyöttötilanteissa. Lisäksi vuoden 2011 ennustetuista asemien huippukuormista nähdään, että Martin nykyinen päämuuntajateho ei riitä. Käytännössä muiden asemien tehojen korvaaminen Martista ei onnistu.

6.5.2 Verkon kehittämistarpeet vuosina 2008 - 2010

6.5.2.1 Uudet lähdöt

Valtaosa uudesta kulutuksesta vuosina 2008 - 2010 syntyy Martin syöttöalueelle. Kulutuksen kasvu keskittyy erityisesti Hyvinkään keskustaaseen ja itäosaan. Martista itään suuntautuvan Ilveksenkadun lähdön (kuva 6.16) teho on jo nykyisellään suuri, noin 6 MW (mittaus 2007). Lähdön alkupään kaapelien (APYAKKM 3*120) kuormitusaste on noin 80 % ja maksimikuormitettavuus saavutetaan todennäköisesti lähivuosina. Lähdön keventämiseksi voidaan osa Ilveksenkadun lähdöstä sijoittaa kytkentämuutoksilla Koivulan aseman perään. Kytkentämuutoksia tarvitaan Ratatöyräntien muuntamalla ja viereisellä erottimella. Tulevaisuuden kannalta parempi ratkaisu on uuden lähdön käyttöönotto Martin asemalta. Uusi lähtö vähentää häviökustannuksia ja parantaa luotettavuutta. Lisäksi uutta lähtöä voidaan hyödyntää varasyöttötilanteissa. Uuden lähdön käyttöönotto edellyttäisi

noin 0,7 - 1 km pituisen maakaapeliyhteyden rakentamista. Kuvassa 6.16 on esitetty vaihtoehtoisia suuntia uuden lähdön käyttöönottamiseksi. Lähtö voidaan rakentaa pohjoiseen Rääkänpään muuntamolle tai kaakkoon Välipellontien muuntamolle.



Kuva 6.16. Ilveksenkadun lähtö.

Hyvinkään keskustan kulutuksen lisäys aiheutuu keskustan tiivistymisestä. Kuvaan 6.16 ympäröidyllä alueella sijaitsee Hyvinkään ydinkeskusta ja Keskustakorttelin asemakaava. Keskustan tiivistyminen kasvattaa kulutusta eniten Hyvinkään Kurssikeskuksen sekä Puutarhakadun lähdoissä. Lähtöjen mitatut huippukuormat vuonna 2007 ovat olleet 5,0 MW (Hyv. Kurssikeskus) ja 1,8 MW (Puutarhakatu). Varsinkin Puutarhakadun lähdoissä on kapasiteettia tyydyttämään keskustan kulutuksen kasvu.

6.5.2.2 Päämuuntajatehon lisääminen

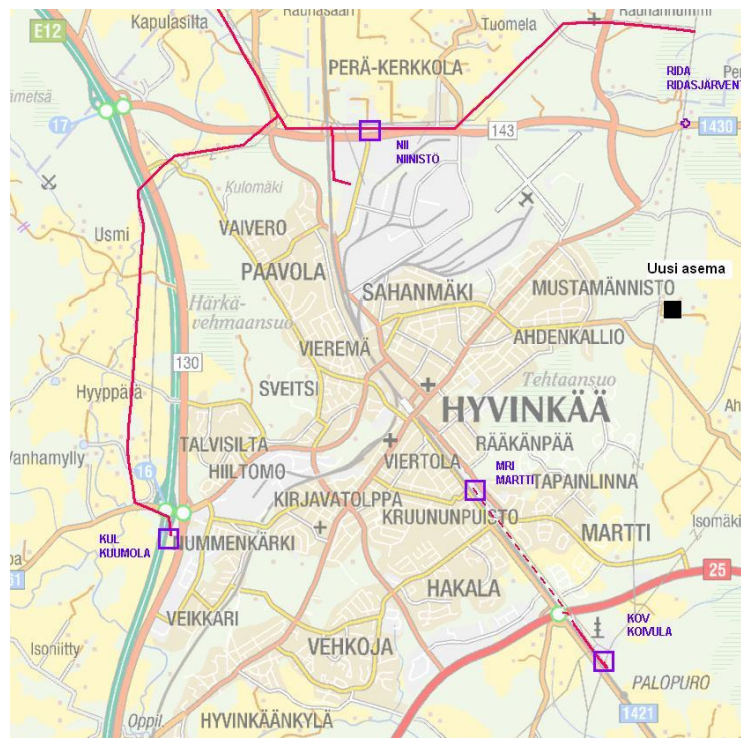
Alueen kulutuksen kasvusta johtuen Martin päämuuntajateho ei riitä vuonna 2011. Yksi ratkaisu ongelmaan on siirtää osa Martin kuormituksesta Koivulan asemalle. Koivulassa on kapasiteettia ja toinen Marttiin suuntautuvista varasyöttöyhteyksistä on mahdollista ottaa käyttöön kytkentämuutoksella. Näin voidaan ratkaista Martin kuormittumisongelma, mutta vain lyhyeksi aikaa. Ratkaisu ei myöskään helpota tilannetta asemien varasyöttöjen kannalta. Erityisen hankala varasyötön kannalta on Koivulan asema. Taulukosta 6.17 nähdään, että Martin ja Koivulan syöttöalueiden yhteenlaskettu huipputeho on noin 40

MW. Koivulan varasyöttö huippukuormitustilanteessa tarkoittaisi lähes 30 % ylikuormaa Martin nykyisellä päämuuntajalla. Verkostopolitiikan tavoite Koivulan 75 %:in korvattavuudesta täyttyy vuonna 2011, jos lievä ylikuormitus sallitaan.

Toinen vaihtoehto on lisätä Marttiin toinen päämuuntaja. Asemalla on paikka toiselle päämuuntajalle sekä 2-kiskojärjestelmä. Toinen päämuuntaja ratkaisee Martin ylikuormittumisongelman sekä varmistaa Kuumolan ja Koivulan korvattavuuden.

Hyvinkään kulutuksen kasvu keskittyy lähitulevaisuudessa alueen itäosaan. Kulutuksen kasvu kohdistuu pääasiassa Martin sähköasemalle. Jos asemalle asennetaan toinen päämuuntaja, niin aseman kasvavat tehot on tulevaisuudessa vaikea korvata viereisiltä asemilta. Lisäksi liitteen II johtokaaviosta nähdään, että Martin asema ei ole renkaassa 110 kV verkon osalta. 110 kV vian tapauksessa aseman molemmat päämuuntajat olisivat poissa käytöstä. Ratkaisu tähän on uuden 110 kV kaapeliyhteyden rakentaminen Koivulan suuntaan tai 110 kV yhteyden rakentaminen Kuumolan suuntaan.

Alueen kulutuksen kasvu voidaan ratkaista myös rakentamalla alueelle uusi sähköasema. Kulutuksen kasvun painopiste on Hyvinkään itäosassa ja mahdollinen paikka uudelle sähköasemalle on esitetty kuvassa 6.17. Uusi asema sijaitsisi käytännössä Fingridin omistaman Hikiä-Nurmijärvi -johdon alla, joten aseman 110 kV syötön järjestäminen olisi helppoa. Kuvassa 6.17 näkyy Fortumin omistamat 110 kV -johdot punaisella. Hikiä-Nurmijärvi -johto näkyy harmaalla uuden asemapaikan vasemmalla puolella.



Kuva 6.17. Mahdollinen uusi asema.

Kulutuksen kasvusta johtuen alueelle tarvitaan lisää päämuuntajatehoa. Vaihtoehtoja on käytännössä kaksi, Marttiin toinen päämuuntaja tai uusi sähköasema. Verkkoyhtiön kannalta taloudellisinta on lisätä Marttiin toinen päämuuntaja. Alueen varasyöttö on tulevaisuudessa kuitenkin erittäin hankala järjestää, jos Martin 110 kV -syöttö vaurioituu. Uuden 110 kV yhteyden rakentaminen on kallista ja uuden sähköaseman rakentaminen tulee varmasti halvemmaksi, jos toisen päämuuntajan lisääminen Marttiin edellyttää myös 110 kV -rengasyhteyden rakentamista. Uudella sähköasemalla saavutettavat muut hyödyt ovat 20 kV verkon häviöiden väheneminen, jännitteenaleneman pieneneminen, verkon saneeraustarpeen väheneminen ja maasulkuvirtojen pieneneminen. Lisäksi alueen asemien varasyöttömahdollisuudet paranevat ja sähkönjakelun luotettavuus alueella paranee.

Kustannustarkastelu

Kehitysvaihtoehtojen vertailemiseksi suoritetaan kustannustarkastelu. Kustannustarkastelu on tehty verkkoyhtiön näkökulmasta. Taulukon 6.20 kustannuksissa on huomioitu investointi- ja häviökustannukset tarkasteluajalta. Kunnossapito- ja viankorjauskustannukset arvioitiin molemmissa tapauksissa likimain yhtä suuriksi. Kustannusten laskennassa käytetyt olennaisimmat parametrit on esitetty taulukossa 6.19.

Taulukko 6.19. Kustannuslaskennan parametrit.

Pitoaika	30 a
Korkoprosentti	7 %
Kuorman kasvuprosentti	2 %
Häviöiden huipunkäyttöaika	2500 h
Energiahäviöiden hinta	0,05 €/kWh

Vaihtoehtoilta lasketut kustannukset on eritelty taulukossa 6.20. Investointikustannuksia on arvioitu tulevan sähkönjakeluverkkotoiminnan valvontamallin (2008 - 2011) [EMV07] liitteessä B esitettyjen yksikköhintojen avulla.

Häviöiden laskemista varten tehtiin LuoValla karkea suunnitelma uudesta sähköasemasta. Uuden sähköaseman paikka ja arvioitu syöttöalue on esitetty kuvassa 6.18. Keskijännitelähtöjä asemalle tehtiin tarkastelussa kuusi. Häviökustannukset laskettiin LuoValla ja niissä on mukana koko suunnittelualueen verkon häviöt. Uuden sähköaseman rakentaminen pienentäisi häviökustannuksia Hyvinkään alueella noin 200000 euroa tarkasteluajalla. Pelkästään häviösäästöillä ei voi perustella uuden sähköaseman rakentamista.

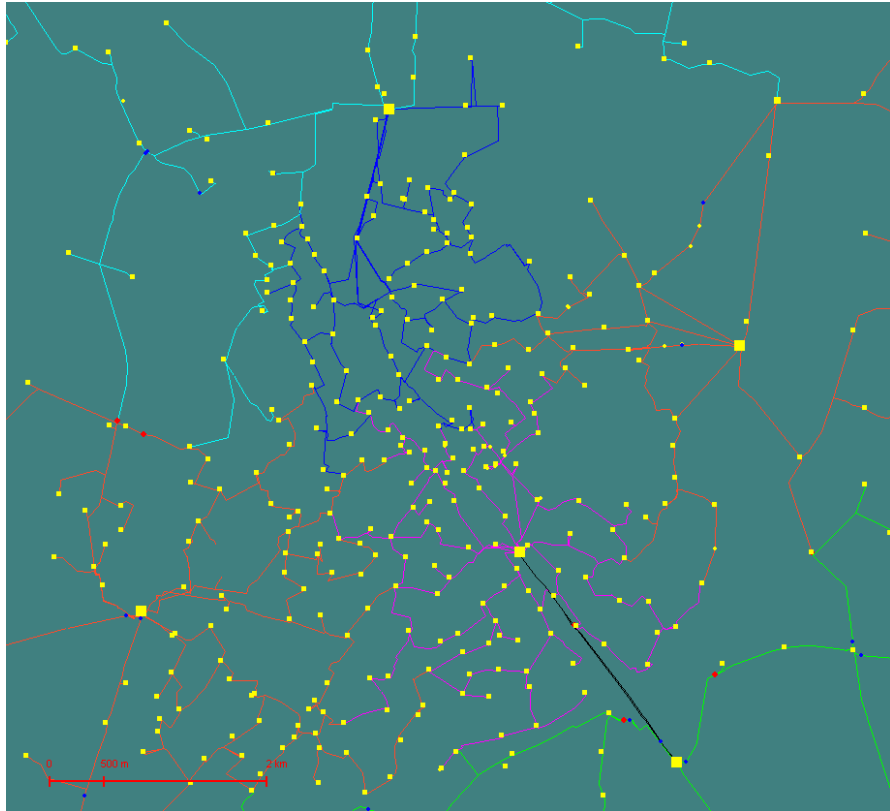
Taulukko 6.20. Vaihtoehtojen kustannukset.

Uusi sähköasema	
	Kustannus [€]
Investoinnit	
Päämuuntaja 25 MVA	400000
20 kV kojeisto + asemarakennus	300000
110 kV -kenttä	360000
Maasulun sammutuslaitteet	115000
20 kV -verkon muutokset	150000
Häviöt	980000
Yhteensä	2305000
Päämuuntaja	
Investoinnit	
Päämuuntaja 25 MVA	400000
Maasulun sammutuslaitteet	115000
20 kV -verkon muutokset	75000
110 kV -kentän muutokset	120000
Häviöt	1165000
Yhteensä	1875000

Uusi sähköasema pienentää myös vioista aiheutuvia keskeytyskustannuksia. Keskeytyskustannusten huomioiminen kustannustarkastelussa tasoittaa kustannuseroa vaihtoehtojen välillä. Tulevassa valvontamallissa (2008 – 2011) keskeytysten aiheuttama haitta otetaan huomioon laskettaessa verkonhaltijan vuosittaista verkkotoiminnan oikaistua tulosta. Oikaistuun tulokseen lisätään puolet kyseisen vuoden toteutuneiden keskeytyskustannusten ja keskeytyskustannusten vertailutason välisestä erotuksesta.

Jos toteutuneet keskeytyskustannukset jäävät pienemmiksi kuin keskeytyskustannusten vertailutaso, niin verkonhaltija voi saada verkkotoiminnasta suurempaa tuottoa ennen veroja. Vastaavasti jos toteutuneet keskeytyskustannukset ovat suuremmat kuin keskeytyskustannusten vertailutaso, niin verkonhaltijan kohtuullinen tuotto pienenee. Keskeytysten pienenemisestä/lisääntymisestä aiheutunut hyöty/haitta jakaantuu puoliksi verkonhaltijan ja asiakkaiden kesken. [EMV07]

Tarkastellussa tapauksessa suurin osa kulutuksesta keskittyy kaapeloituun kaupunkiverkkoon eikä uuden sähköaseman katsota merkittävästi parantavan sähkönjakelun luotettavuutta alueella. Keskeytyskustannusten pieneminen ja sitä kautta saavutettava suurempi tuotto arvioitiin uuden sähköaseman tapauksessa niin pieneksi, että se ei vaikuta vaihtoehtojen järjestykseen taloudellisesti ajateltuna.



Kuva 6.18. Uuden aseman syöttöalue.

Tarkastellaan vielä tapausta, jossa Martin sähköasemalla on kaksi päämuuntajaa ja asemaa syöttävä 110 kV haara vikaantuu. Keskeytyksestä aiheutuvaa haittaa voidaan arvioida taulukon 6.21 KAH-arvojen avulla. Arvot ovat Energiainfo-työryhmän luonnoksesta, jossa käsitellään tulevaa (2008 - 2011) sähkönjakeluverkko- ja valvontamallia. Arvot on korjattu vuoden 2007 kustannustasoon rakennuskustannusindeksin (1995=100) kokonaisindeksin muutoksen avulla.

Taulukko 6.21. KAH-arvot. [EMV07]

Odottamaton keskeytyks		Suunniteltu keskeytyks		PJK	AJK
€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
1,2	11,8	0,5	7,3	0,6	1,2

Tarkastellaan tilannetta vuoden 2011 kuormituksilla. Vika voi tapahtua millä hetkellä hyvänsä, joten käytetään tarkastelussa aseman keskitehoa. Vuoden 2006 mittaustiedoista tiedetään, että aseman keskiteho on ollut noin 50% huipputehosta. Olettamalla suhde samaksi saadaan vuoden 2011 keskitehoksi noin 16,5 MW. Keskeytyskustannukselle K_{kes} voidaan laskea arvo yhtälön 6.4 avulla.

$$K_{kes} = \bar{P} \cdot (H_i + t_k H_e) \quad (6.4)$$

missä	\bar{P}	keskiteho (kW)
	H_t	keskeytystehon hinta (€/kW)
	t_k	keskeytyksen pituus (h)
	H_e	keskeytysenergian hinta (€/kWh)

Tarkastelussa käytetty keskiteho pystytään korvaamaan keskijänniteverkon kautta viereisiltä asemilta. Tarvittavien kytkentämuutosten tekemiseen arvioidaan kuluvan noin yksi tunti. Yhtälöstä 6.4 saadaan tunnin odottamattoman keskeytyksen arvoksi noin 214500 €. Pitoajan lopussa tapahtuvan keskeytyksen nykyarvoksi saadaan diskonttaamalla (taulukon 6.19 parametrit) noin 53500 €. Pitoajan lopussa tapahtuvan keskeytyksen nykyarvon laskennassa on huomioitu tehonkasvu tarkasteluajalla. Keskeytyskustannuksen nykyarvon vaihteluväli on siis 53500 - 214500 € riippuen vian ajankohdasta. Edellä laskettu mahdollinen keskeytyskustannus pienentää tässä kappaleessa aiemmin esitetyllä tavalla verkkoyhtiön sallittua tuottoa. Edellytyksenä tietysti on, että valvontamalli pysyy tulevaisuudessa samankaltaisena.

On kuitenkin muistettava, että 110 kV verkossa esiintyvien pysyvien vikojen vikataajuus on erittäin pieni. 110 kV verkossa pysyvien vikojen vikataajuus on noin 0,003 kpl/km,a. [Las00] Marttiin suuntautuvan 110 kV haaran pituus on noin 2,4 km (1,8 km maakaapelia, 0,6 km ilmajohtoa). Haarassa tapahtuu keskimäärin $0,003 * 2,4 = 0,0072$ vikaa vuodessa ja $0,0072 * 30 = 0,216$ vikaa 30 vuoden tarkasteluajalla.

Jokaiselle tarkastelujakson vuodelle voidaan laskea keskeytyskustannuksen nykyarvo, jos 110 kV haara vikaantuu kyseisenä vuonna. Kun lisäksi tiedetään, että vuotuinen vikaantumistodennäköisyys haarassa on 0,0072, niin keskeytyskustannukselle voidaan laskea odotusarvo kyseisellä tarkastelujaksolla. Odotusarvoksi saadaan noin 25000 €. Odotusarvo on pieni verrattuna käsiteltyjen vaihtoehtojen kustannusten erotukseen, eikä sillä ole vaikutusta vaihtoehtojen järjestykseen taloudellisessa mielessä.

6.6 Verkon tila vuonna 2017

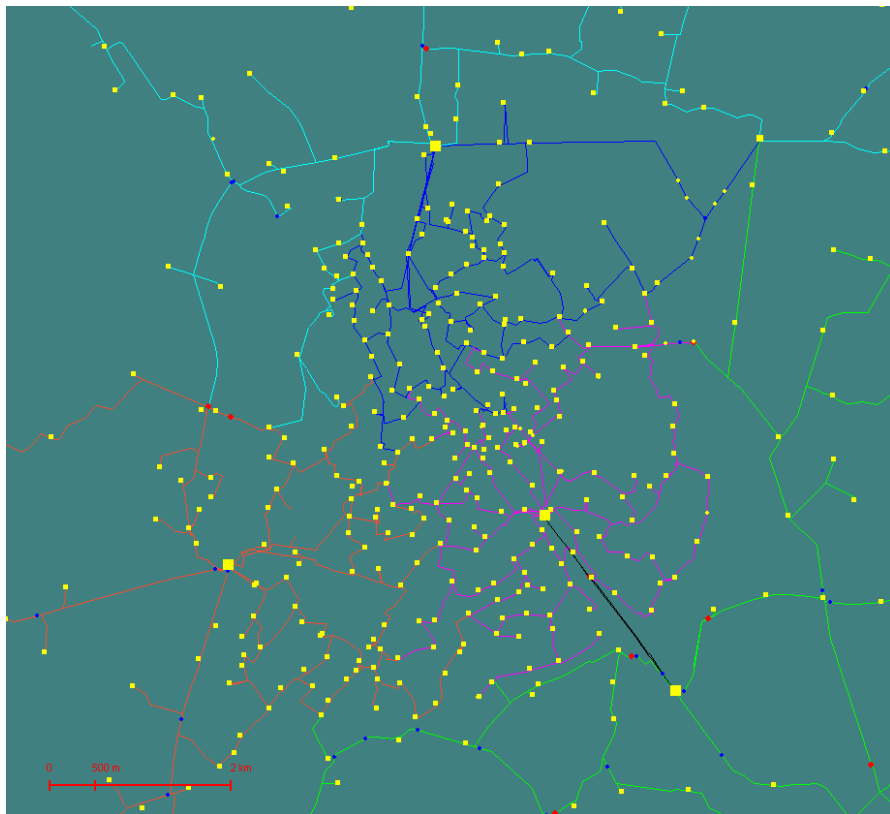
Keskijänniteverkon tilaa vuoden 2017 alussa on arvioitu LuoValla tehdyn suunnitelman avulla. Suunnitelman pohjana käytettiin aiempaa suunnitelmaa, johon oli lisätty kulutukset vuosien 2008 - 2010 osalta. Vuoden 2017 tilan arvioimiseksi suunnitelmaan edelleen lisättiin vuosien 2011 - 2016 lisäkuormitukset taulukoista 6.15 ja 6.16.

Lisäkulutuksen suuruuden ja sijoittumisen arviointi vaikeutuu. Erityisesti muun kuin asumiskulutuksen kasvun arvioon sisältyy epävarmuutta. Taulukko 6.16 on varmasti puutteellinen muun kulutuksen kasvun suhteen, minkä takia vuosille 2011 - 2016 arvioitiin lisäksi yhden prosentin yleinen kuormituksen kasvuprosentti. Tähän kasvuun ajateltiin sisältyvän taulukosta 6.16 puuttuvat kulutukset.

Kuvassa 6.19 on arvio keskijänniteverkon kytkentätilasta päämuuntajittain vuoden 2017 alussa. Nummenmäen alueen keskijänniteverkko on rakentunut. Alueelle on rakennettu

yhteys Niinistön asemalta ja alueen syöttö on ajateltu toteutettavaksi Niinistöstä. Nummenmäen alueen huipputeho suunnitelmasta on noin 3 MW.

Nummenmäen rakentumisen jälkeen seuraavana suurena asuntoalueena otetaan käyttöön todennäköisesti Yli-Jurvan alue, joka näkyy liitteen VI kartassa. Alue sijoittuu Koivulan lounaispuolelle. Yli-Jurvan kulutuksen kasvu kohdistuu Koivulan sähköasemalle ja on arviolta 1,5 MW vuosien 2011 - 2016 aikana. Alueesta ei ole toistaiseksi tarkempia kaavoja, minkä takia alueen keskijänniteverkkoa ei ole suunnitelmaan tarkemmin rakennettu.



Kuva 6.19. KytKentätila päämuuntajittain vuoden 2017 alussa.

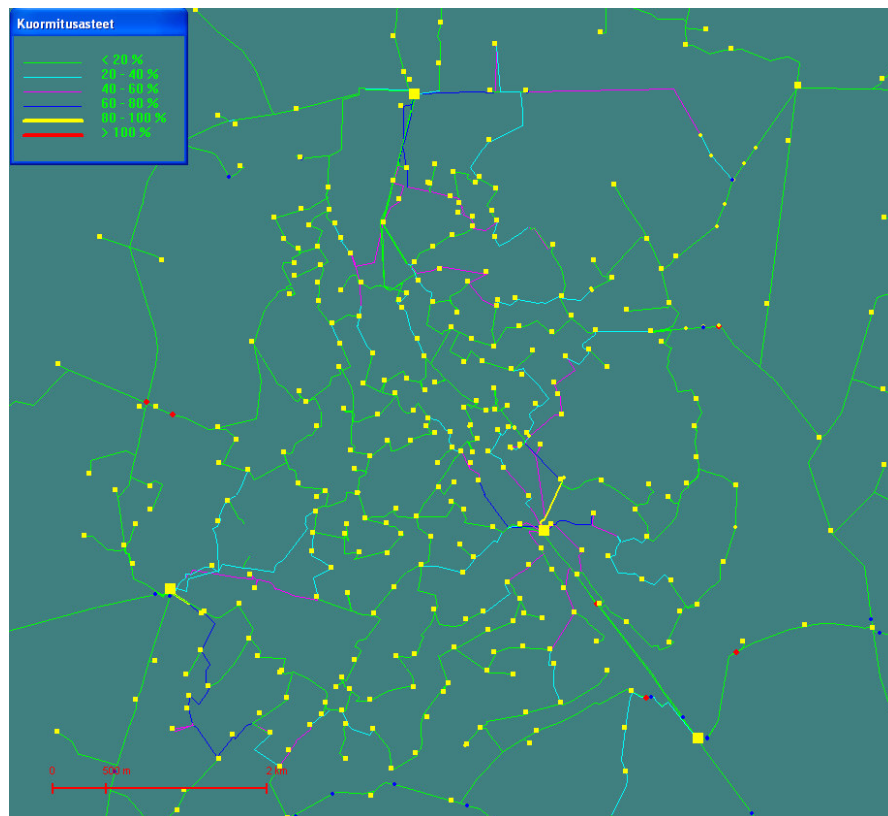
Taulukossa 6.22 on arviot päämuuntajien huippukuormista vuoden 2017 alussa. Lisäksi taulukkoon on laskettu vuotuinen tehonkasvuprosentti aikavälillä 2007 - 2017. Suhteellisesti eniten kasvavat Koivulan aseman tehot. Pienintä kasvu on Kuumolan sähköasemalla. Koko alueen vuotuinen tehonkasvuprosentti on vuosina 2007 - 2017 arviolta 2,7 %.

Taulukosta 6.22 nähdään, että nykyinen kapasiteetti (Koivulaan vaihdetaan 25 MVA päämuuntaja vuoden 2007 aikana) ylitetään Martin päämuuntajan sekä Niinistön toisen päämuuntajan osalta. Niinistön osalta kuormituksia on helppo tasata päämuuntajien kesken, eikä tehonkasvu muodostu ongelmaksi.

Taulukko 6.22. Asemien huippukuormat vuoden 2017 alussa.

Sähkösäema	PM	Nimellisteho	Päätöteho	Päätöteho	Kuormitusaste	Kasvuprosentti
		S[MVA]	2007 [MW]	2017 [MW]	2017 [%]	2007-2017 [%/a]
Martti	PM1	31,5	27,9	36,9	117 %	2,8 %
Niinistö	PM1	25,0	4,1	5,0	20 %	2,0 %
	PM2	25,0	19,2	26,4	106 %	3,2 %
Koivula	PM1	25,0	6,7	10,4	42 %	4,5 %
Kuumola	PM2	25,0	19,2	22,1	88 %	1,4 %
Yhteensä		131,5	77,1	100,8	77 %	2,7 %

Kuvassa 6.20 on keskijänniteverkon arvioitu kuormitus tilanne vuoden 2017 alussa. Martin aseman osalta korkeimmat kuormitusasteet ovat Hyvinkään keskustaan (Seittemkulma, Hyv. kurssikeskus) sekä itään (Ilveksenkatu) suuntautuvissa lähdöissä. Kuumolan aseman korkein kuormitusaste on Veikkarin lähdössä. Niinistön aseman korkeimmat kuormitusasteet ovat keskustaan (Hyv. lämpövoima, Neste Oy) sekä itään (Monnin Linja) suuntautuvissa lähdöissä.



Kuva 6.20. Keskijänniteverkon kuormitus vuoden 2017 alussa.

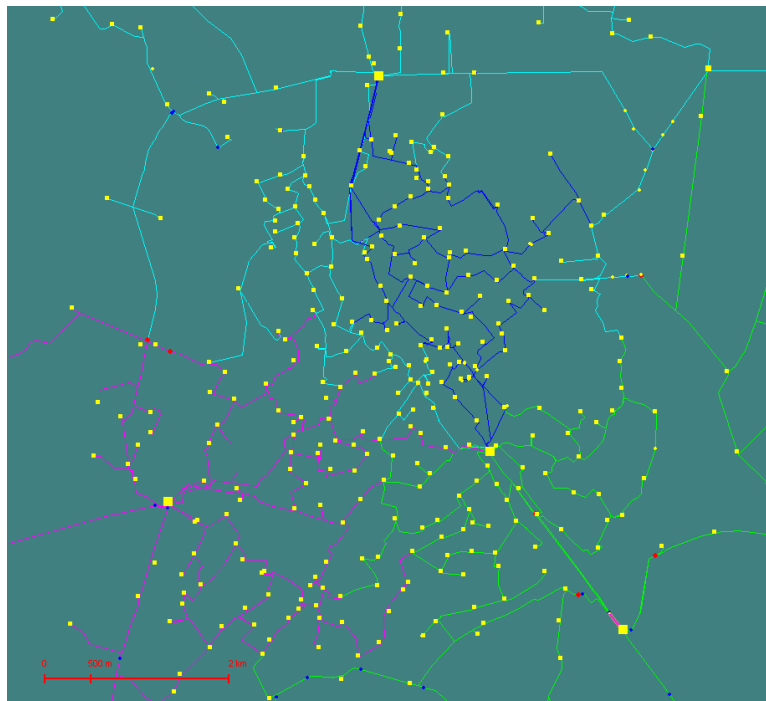
6.6.1 Varasyöttötilanteet vuonna 2017

Tarkastellaan Martin varasyöttöä vuoden 2017 alun huippukuormituksilla. Oletuksena on, että Marttiin on asennettu toinen päämuuntaja ja asemaa syöttävä 110 kV haara vikaantuu. Martin kiskosto on tarkastelussa käytössä. Taulukon 6.23 tehoista nähdään, että Hyvinkään alueella tarvittava teho on yhtä suuri kuin käytettävissä oleva päämuuntajakapasiteetti varasyöttötilanteessa. Niinistön toinen päämuuntaja sekä Koivulan päämuuntaja ovat ylikuormassa.

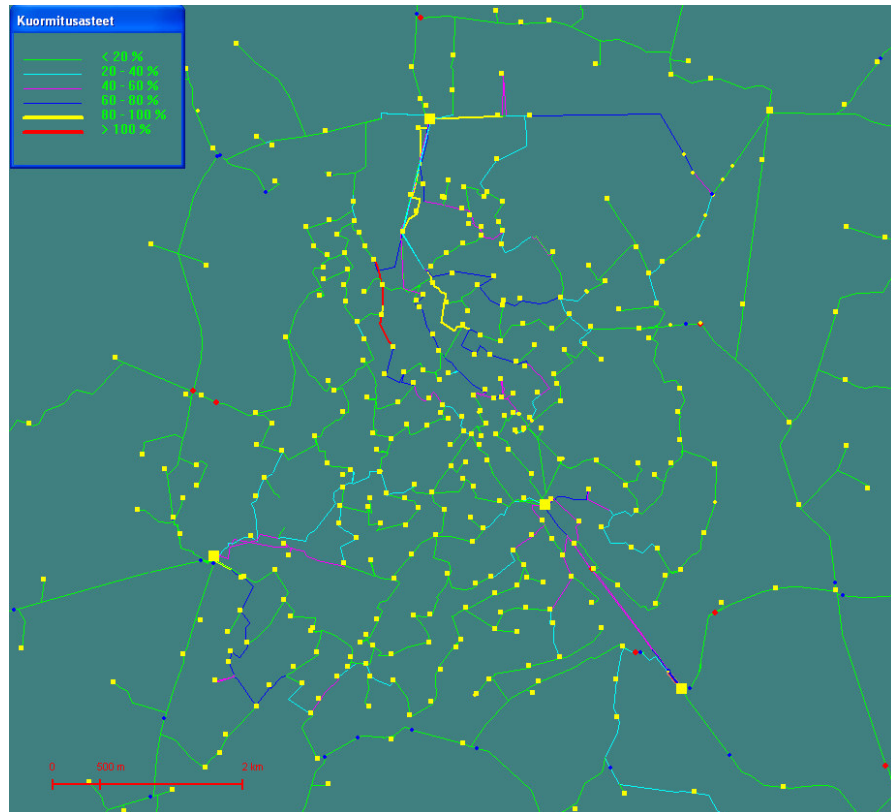
Taulukko 6.23. Päämuuntajien kuormitus Martin varasyöttötilanteessa vuonna 2017.

Sähköasema	PM	Nimellisteho S[MVA]	Pätöteho P[MW]	Kuormitusaste [%]
Niinistö	PM1	25,0	20,9	84 %
	PM2	25,0	27,5	110 %
Koivula	PM1	25,0	27,5	110 %
Kuumola	PM2	25,0	23,6	94 %
Yhteensä		100,0	99,5	100 %

Kuvassa 6.21 on päämuuntajien syöttöalueet varasyöttötilanteessa. Alueet ovat likimain samat kuin vuoden 2011 korvaustarkastelussa. Lisäksi kuvassa 6.22 on keskijänniteverkon kuormitus varasyöttötilanteessa. Erityisesti yhteydet Niinistöstä Marttiin ovat lähellä maksimikuormitettavuutta.



Kuva 6.21. Päämuuntajien syöttöalueet Martin varasyöttötilanteessa vuonna 2017.



Kuva 6.22. Johtojen kuormitusasteet Martin varasyöttötilanteessa vuonna 2017.

Vuoden 2017 alussa Martin korvaus huippukuormitustilanteessa on hankalaa. Päämuuntajakapasiteettia sekä varasyöttöyhteyksiä tarvitaan alueella lisää ajatellen 100 % korvattavuutta. Verkostopolitiikassa mainittu tavoite 75 % korvattavuudesta toteutuu vielä vuonna 2017.

6.6.2 Verkon kehittämistarpeet vuosina 2011 - 2016

6.6.2.1 Uudet lähdöt

Nummenmäen alueen syöttö on suunniteltu toteutettavaksi Niinistön asemalta, kun alue on rakentunut. LuoVa -suunnitelmassa Nummenmäen alue on liitetty Monnin linjan lähtöön. Monnin linja syöttää tällä hetkellä Niinistön eteläpuolella sijaitsevaa teollisuusaluetta. Teollisuusalueen kulutuksen kehittymiseen liittyy epävarmuutta ja kulutus voi kasvaa hyvinkin nopeasti. Toinen vaihtoehto on rakentaa Nummenmäelle uusi lähtö Niinistöstä. Niinistön asemalla ei ole tällä hetkellä varakennoja, mutta aseman vuodelta 1970 peräisin oleva 20 kV -kojeisto on suunniteltu saneerattavaksi aikavälillä 2007 - 2011. Kojestossaneerauksen yhteydessä on varattava lähtökenno Nummenmäen alueen syöttöä varten. Uusi lähtö parantaa tilannetta myös Martin varasyöttötilanteessa.

Aikavälillä 2011 - 2016 tarvitaan mahdollisesti uusi lähtö Martista Hyvinkään keskustan suuntaan, jos keskustan kulutuksen kasvu on ennakoitua nopeampaa. Martin kojeistosaneerauksen myötä asemalla on tällä hetkellä kuusi kalustettua ja viisi kalustamatonta varakennoa. Varakennoja on riittävästi ajatellen uusien lähtöjen tarvetta ja aseman päämuuntajatehon lisäystä. Yleissuunnittelun aikavälillä on todettu tarve korkeintaan kahdelle uudelle lähdölle Martista, joten saneerauksen yhteydessä arvioitu tarve kalustetuille varakennoilta on ollut liian suuri.

6.7 Toimenpiteet vuosina 2008 - 2016

Tässä luvussa kerätään yhteen yleissuunnittelussa esille tulleet Hyvinkään alueen keskijänniteverkon kehittämistarpeet vuosina 2008 - 2016. Kehittämistarpeet aiheutuvat pääosin kulutuksen kasvusta sekä asemien korvattavuusvaatimuksista vikatapauksissa.

Releasetteluiden muuttaminen

Oikosulkulaskentojen yhteydessä ilmeni, että nykyisillä releasetteluilla verkko ei ole kaikilta osin oikosulkukestoinen. Tilanne korjataan tekemällä esitetyt muutokset Niinistön ja Kuumolan asemien releasetteluihin.

Johto-osuuksien vahvistaminen

Martin varasyöttötarkastelujen perusteella Niinistön Neste Oy:n lähdössä sijaitsevat APYAKKM 3*70 -kaapelit on vahvistettava. Väinölankadun ja Paavolankadun muuntamon välinen osuus on pituudeltaan noin 220 m. Paavolankadun muuntamolta Vieremänpuiston muuntamolle kulkeva osuus on pituudeltaan yhteensä noin 500 m. Osuudet vahvistetaan AHXAMK-W 3*150+35 -kaapeliksi.

Marttiin toinen päämuuntaja

Suoritettujen päämuuntaja- ja sähköasematarkastelujen perusteella Marttiin hankitaan toinen päämuuntaja. Toinen päämuuntaja asennetaan vuoden 2009 aikana. Jos kuormituksen kasvu on ennustettua nopeampaa, niin esimerkiksi Koivulan asemalle on mahdollista siirtää osa Martin Ilveksenkadun lähdön kuormasta kytkentämuutoksilla.

Toisen päämuuntajan kooksi ehdotetaan 25 MVA. Aikavälille 2007 - 2017 ennustetulla Martin vuotuisella tehonkasvulla (2,8 %) 25 MVA päämuuntaja riittää arviolta noin 30 vuodeksi eteenpäin.

Asemapaikkavaraukset

Kulutuksen kasvu on ajateltu aluksi hoidettavan Martin toisen päämuuntajan avulla. Tulevaisuutta ja kaupungin laajenemista ajatellen on hyvä myös varata paikka uudelle sähköasemalle. Jos kaupungin kehittyminen keskittyy tulevaisuudessa itään, niin kuvassa 6.17 esitetty paikka on hyvä vaihtoehto uudelle asemalle. Uuden aseman tarve ajoittuu arviolta aikavälille 2017 - 2022.

Ridasjärventien erotinaseman uusiminen

Nummenmäen alueen rakentumisen yhteydessä Ridasjärventien erotinasema uusitaan neljän erottimen asemaksi.

Uudet keskijännitelähdöt

Kuormituksen kasvun takia Martin Ilveksenkadun lähtö jaetaan. Martista otetaan käyttöön uusi lähtö, joka otetaan vaihtoehtoisesti kiinni Rääkänpään tai Välipellontien muuntamoon. Lähdön alkuosa kaapeloidaan AHXAMK-W 3*150+35 -kaapelilla. Uusi lähtö otetaan käyttöön arviolta vuoden 2009 aikana.

Nummenmäen alueen syöttö toteutetaan alueen rakennuttua Niinistön asemalta. Alueen syöttöä varten otetaan käyttöön uusi lähtö Niinistöstä. Lähdön käyttöönotto ajoittuu arviolta vuoteen 2011. Niinistöissä ei ole tällä hetkellä varakennoja, mikä on huomioitava tulevan kojeistosaneerauksen yhteydessä. Saneerauksen yhteydessä ehdotetaan asennettavaksi yksi kalustettu ja kolme kalustamatonta varakennoa.

7 Verkkotietojärjestelmän toimivuus yleissuunnittelussa ja kehitystarpeet

Luvussa seitsemän kootaan yhteen yleissuunnitteluprosessissa tehdyt havainnot PowerGridin toimivuudesta yleissuunnittelussa sekä esitetään esille tulleet kehitystarpeet.

7.1 Laskentojen kehittäminen

Verkon nykytilan analysointi on yleissuunnittelun lähtökohta. Verkolle asetettujen vaatimusten ja reunaehtojen toteutumisesta saadaan tietoa ensisijaisesti verkkotietojärjestelmän laskennoista. Seuraavassa on esitetty havaitut tarpeet PowerGridin tehonjakolaskennan kehittämiseksi.

7.1.1 Lämpötilakorjaus

PowerGridin kuormituskäyrälaskennassa ei ole käytössä lämpötilakorjausta, mikä aiheuttaa jopa kymmenien prosenttien suuruisen virheen laskennan tuloksiin. Laskennan kehittämiseksi nykyiseen järjestelmään on lisättävä malli lämpötilan huomioimiseksi.

7.1.2 Vuosienergioiden normalisointi

Kuluttajien käyttämä vuosienergia riippuu osittain kuluneen vuoden sääoloista. Pitkiä kylmiä jaksoja sisältäneen vuoden energiat ovat suuremmat kuin "normaalivuoden" energiat erityisesti sähkölämmitystä käyttävien kuluttajien osalta. Tehonjakolaskennan tuloksia voidaan parantaa normalisoimalla kuluttajien vuosienergiat "normaalivuoden" lämpötilojen avulla.

7.1.3 Kuormituskäyrien valintasäännöt

Yleissuunnittelun yhteydessä havaittiin, että osalle kuluttajista on valikoitunut väärä kuormituskäyrä kulustietojen siirron yhteydessä. Tämä aiheuttaa virhettä tehonjakolaskennan tuloksiin. Käyrien valintasääntöjen tarkistaminen ei ole sinänsä verkkotietojärjestelmän kehittämistä, mutta valintasääntöjä kehittämällä voidaan parantaa laskentojen tarkkuutta.

Kuormituskäyrävalinnat suoritetaan asiakastietojen perusteella. Tämän takia on yhtä lailla tärkeää, että asiakastietojärjestelmään tallennetut tiedot kuluttajista ovat oikein.

7.1.4 Kuormituksen kasvun mallintaminen

PowerGridissä mallinnetaan kulutuksen kasvua laskentaparametrien tehonkasvuprosentilla, joka kohdistuu samansuuruisena kaikkiin verkon kulutuksiin. Hyvinkään kulutuksen kasvuennustetta laadittaessa huomattiin, että kulutuksen kasvu ei jakautunut tasaisesti. Hyvinkään alueella suurin osa kulutuksen kasvusta keskittyy tarkastelujaksolla arviolta kaupungin keskustaan sekä itäosaan. Kulutuksen kasvun mallintamiseksi kasvu on pystyttävä kohdistamaan verkkoon monipuolisemmin. Tulevaisuuden kuormitusten arviointia helpottaisi, jos kulutuksen kasvun voisi kohdistaa esimerkiksi päämuuntaja-, lähtö- tai muuntamokohtaisesti.

7.1.5 Mittaustietojen hyödyntäminen tehonjakolaskennassa

Verkon todellisten mittaustietojen hyödyntämiseksi tehonjakolaskennassa tarvitaan mahdollisuus tehojen skaalaamiseen. Esimerkiksi lähdön laskentatuloksista puuttuva teho (mitattu teho-laskettu teho) jaetaan lähdön muuntamoille vuosienergioiden suhteessa.

Automaattisen mittarinluennan yleistyessä on mahdollista kehittää tehonjakolaskennassa käytettäviä kuormituskäyriä. Periaatteessa tämä mahdollistaisi jokaiselle käyttöpaikalle oman kuormituskäyrän muodostamisen. Tämä ei todennäköisesti ole tarpeellista, mutta paljon sähköä kuluttaville tai suuritehoisille kohteille on hyvä muodostaa oma kuormituskäyriä.

7.1.6 Laskentaohjeet ja laskentojen toimivuus

Verkostolaskentojen yhteydessä kaivattiin tarkempia ohjeita laskennan toiminnasta sekä laskentaparametrien vaikutuksesta. Erityisesti oikosulkulaskennan yhteydessä kului paljon aikaa reletaulun kenttien merkityksen selvittämiseen.

Varasyöttötarkastelujen yhteydessä on pohdittu myös, miten verkostopolitiikassa esitettyä tavoitetta sähköaseman huipputehon 75 % korvattavuudesta voisi tarkastella verkkotietojärjestelmällä. Yksi mahdollisuus on asettaa laskentaparametreista laskentahetki siten, että tarkastellun aseman tehoksi saadaan noin 75 % huipputehosta. Tämä vaatii hieman testausta, mutta oikea ajanhetki löytyy kohtuullisen nopeasti. Näin saadaan myös korvaaville asemille parempi arvio niiden tehosta verrattuna siihen, että asemien tehosta suoraviivaisesti vähennetään 25 %. Laskentahetken asettavan parametrin toimintaa testattiin PowerGridissä. Parametrin toiminta todettiin epävarmaksi. Parametrin asettamisen jälkeen verkkotietojärjestelmän laskenta ei välillä antanut lasketulle verkolle mitään tuloksia. Laskentahetken asetus on saatava toimimaan tulevien verkkotietojärjestelmän päivityksien yhteydessä.

7.2 Luotettavuuslaskenta

PowerGridissä ei ole mahdollista suorittaa luotettavuuslaskentaa. Yleissuunnittelun yhteydessä Hyvinkään alueen verkolle tehtiin luotettavuuslaskenta LuoVan avulla. Laskentatuloksista huomattiin, että LuoVan oletusparametrit eivät sovellu kaapeloidun kaupunkiverkon tapaukseen. Oletusparametrit soveltuvat paremmin haja-asutusalueiden verkkojen laskentaan. Tämän työn puitteissa ei mietitty parempia parametreja kaupunkiverkkoon, vaan lähinnä tarkasteltiin luotettavuuslaskennan hyödynnettävyyttä yleissuunnittelussa.

Sähkönjakelulta vaaditaan tulevaisuudessa varmasti parempaa luotettavuutta. Tulevassa sähkönjakelun verkkoliiketoiminnan valvontamallissa luotettavuus otetaan huomioon laskettaessa verkkoyhtiön sallittua tuottoa. Luotettavuustarkastelut ovat edellä mainituista syistä johtuen olennainen osa suunnittelua. Tarkastelujen suorittaminen käsin on erittäin työlästä, joten nykyiseen verkkotietojärjestelmään tarvitaan luotettavuuslaskenta.

7.3 Suunnitelmien hallinta

Luvussa 5.2.1 käsiteltiin PowerGridin suunnitelmien hallintaa. Yleissuunnittelun yhteydessä todettiin, että kulutustiedot päivittyvät automaattisesti käyttäjien

suunnitelmatiedostoihin. Tätä voi pitää ongelmallisena yleissuunnittelun kannalta. Suunnitelmien hallintaan tarvitaan ominaisuus, jolla käyttäjä voi lukita suunnitelman kulutustiedot sekä päivittää kulutustiedot niin halutessaan.

Yleissuunnittelu on prosessi, jossa yleissuunnitelmaa päivitetään tasaisin väliajoin. Verkkotietojärjestelmän kannalta tämä tarkoittaa, että yleissuunnitelmatiedostoon on tuotava muutokset olemassa olevasta verkosta luvussa 5.2.1 esitetyllä tavalla. Toiminnallisuus on toteutettu nykyisessä verkkotietojärjestelmässä. Lisäksi voidaan pohtia tarvetta viedä muutokset yleissuunnitelmatiedostosta olemassa olevaksi verkkoksi. Yleissuunnitelmaa ei ole kirjoittajan näkemyksen mukaan tarpeellista viedä olemassa olevaksi verkkoksi. Sen sijaan hyödyllinen ominaisuus olisi esimerkiksi, että yleissuunnitelman voisi viedä olemassa olevan verkon taustakartaksi. Suunnittelijoilla olisi näin helposti nähtävissä alueelle ajateltu tavoiteverkko yksittäisiä projekteja toteutettaessa.

7.4 Käytettävyys

Yleissuunnittelussa on tärkeää verkkotietojärjestelmän käytettävyys. Käytettävyydellä tarkoitetaan tässä verkkotietojen nopeaa editointia, laskentojen ja muiden toimintojen kohtuullista nopeutta sekä tulosten havainnollista esittämistä.

7.4.1 Verkkotietojen esittäminen

Varasyöttötarkasteluiden yhteydessä todettiin, että PowerGridissä on kaaviollisille kohteille (esimerkiksi sähköasema, muuntamo) oma kaaviomaailma. Erillisten kaavioiden käsittely koettiin suunnittelua hidastavaksi tekijäksi ja parempi ratkaisu kirjoittajan mielestä on esittää kaaviot verkkokartassa. Tämä nopeuttaa suunnittelua ja lisäksi komponenttien kytkytyminen on havainnollisempaa.

7.4.2 Verkkotietojen muokkaus

Keskeisten kehitysvaihtoehtojen vertailemiseksi joudutaan verkkotietojärjestelmässä tekemään useita suunnitelmia. Yleissuunnittelua helpottaa, jos verkkotietojen editointi on järjestelmässä nopeaa. Nykyisessä verkkotietojärjestelmässä on kehitettävää verkkotietojen editoinnin suhteen. Tämä on yksi syy, minkä takia yleissuunnittelussa hyödynnettiin LuoVaa. Erityisen hyödylliseksi ominaisuudeksi koettiin mahdollisuus kopioida kaaviollisia kohteita, kuten sähköasemia.

7.4.3 Suorituskyky

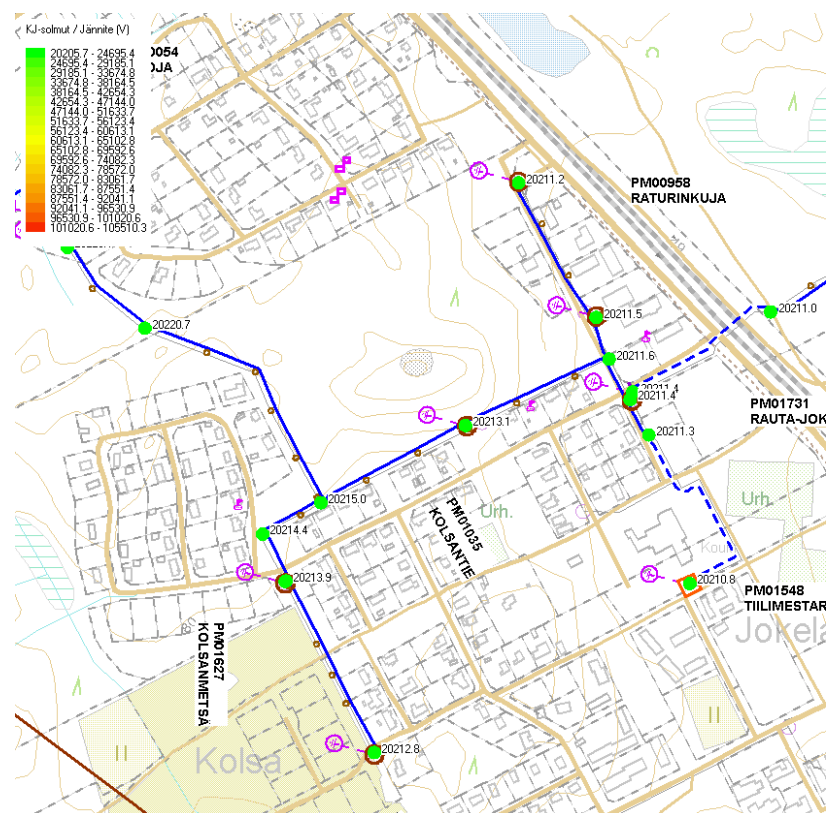
Laskentojen yhteydessä todettiin, että PowerGridin laskentaa hidastaa verkkotietojärjestelmän käyttämän verkkomallin muokkaaminen laskentamoduulille

sopivaksi. Laskentojen suorituskyvyn parantamiseksi yksi ratkaisu on laskentamoduuli, joka voisi suoraan hyödyntää verkkotietojärjestelmän nykyistä verkkomallia.

7.4.4 Laskentatulosten esittäminen

Suunnittelun yhteydessä laskentatuloksia on esitetty teemakarttojen avulla. Teemakartat ovat pääosin LuoVa-ohjelmasta, koska myös suunnittelu tehtiin lähes kokonaan LuoVan avulla. Teemakarttoja sekä laskentatulosten esittämiseen tarkoitettuja työkaluja testattiin myös PowerGridillä.

PowerGrid esittää laskentatulokset tietyn oletusteemakartan avulla. Oletusteemojen esitystapa ei kuitenkaan aina ole looginen. Loogisuudella tässä tarkoitetaan lähinnä teemakartoissa oletuksena käytettävää väritystä. Oletusteemoissa esitetään joissain tapauksissa sähköverkon kannalta kriittiset arvot vihreällä ja hyvät arvot puolestaan punaisella. Tämä voi johtaa siihen, että tuloksia tulkitaan helposti väärin. Kuvassa 7.1 on esimerkiksi esitetty PowerGridin oletusteema, jossa esitetään keskijänniteverkon jännitevolteina. Kuvasta nähdään, että pienin jännite esitetään vihreällä ja suurin jännite punaisella. Lisäksi havaitaan, että teemakartan suurimmat jännitearvot ovat yli 100 kV:ia. Keskijänniteteema havainnollistaa jostain syystä myös sähköasemakaavioon dokumentoidut 110 kV -jännitteiset verkon osat.



Kuva 7.1. Teemakartta. Keskijännitesolmut, jännite.

PowerGridissä käyttäjällä on kuitenkin mahdollisuus muokata teemakarttoja tiettyjen rajojen puitteissa. Muun muassa teemakartassa käytettävien värien lukumäärä sekä värien tarkoitus on käyttäjän valittavissa. Teemakartan voi myös tallentaa, jos vastaavaa teemakarttaa haluaa käyttää mahdollisesti myöhemmin eri laskentatulosten esittämiseen. Vaikka PowerGridissä käyttäjä voi itse muokata teemoja haluamansa näköiseksi, niin silti on oltava oletusteemat, joissa laskentatulokset esitetään mahdollisimman havainnollisesti ja loogisesti. Oletusteemoja käyttävät esimerkiksi henkilöt, joille PowerGrid ei ole ensisijainen työkalu ja joilla ei ole tarvetta omien teemojen asetteluun tai tallentamiseen.

8 Yhteenveto

Diplomityössä tutkittiin PowerGrid-verkkotietojärjestelmää yleissuunnittelun tukena. Työn ensisijainen tavoite oli kartoittaa nykyiseen järjestelmään tarvittavat muutokset ja lisäominaisuudet joiden avulla järjestelmä tukisi tulevaisuudessa paremmin yleissuunnittelua. Tavoitteiden saavuttamiseksi tehtiin Hyvinkään alueen keskijänniteverkolle yleissuunnitelma, jotta verkkotietojärjestelmää ja sen ominaisuuksia pystyttiin arvioimaan käytännön suunnittelutyössä.

Yleissuunnitteluosuuden alkuvaiheessa todettiin PowerGridissä ominaisuus, joka aiheuttaa verkon kulutustietojen päivittymisen suunnittelijoiden luomiin suunnitelmatiedostoihin. Kulutustiedot päivittyvät suunnitelmiin tietyin väliajoin suunnittelijasta riippumatta, minkä takia myös tehonjakolaskennan tulokset muuttuvat. Ominaisuus todettiin yleissuunnittelun kannalta ongelmalliseksi ja yleissuunnittelussa päätettiin käyttää myös LuoVaa.

PowerGridiä ei pystytty hyödyntämään yleissuunnittelussa siinä laajuudessa, joka ennen yleissuunnitteluosuuden aloittamista oli tavoitteena. PowerGridiä käytettiin lähinnä verkostanalyysissä verkon nykytilan määrittämisen yhteydessä. PowerGridillä suoritettiin oiko- ja maasulkulaskennat. Tulevaisuuden tavoiteverkko ja verkon ennustetut lisäkulutukset puolestaan mallinnettiin LuoValla.

Yleissuunnitteluprosessin aikana ilmeni useita kehitystarpeita nykyiseen verkkotietojärjestelmään. Suurin osa työssä esitetyistä kehitystarpeista kohdistuu verkkotietojärjestelmän laskentoihin. Laskentojen suorittamiseen ja verkkotietojärjestelmän laskentaperiaatteiden selvittämiseen käytettiin myös selkeästi eniten aikaa. Työssä on esitetty kehitystarpeita liittyen tehonjakolaskentaan sekä laskentaohjeisiin. Luotettavuuslaskenta on myös osa nykypäivän suunnittelua. Nykyisestä verkkotietojärjestelmästä luotettavuuslaskenta puuttuu.

Kehittämistarpeita arvioitiin olevan lisäksi suunnitelmien hallinnassa sekä verkkotietojärjestelmän käytettävyydessä. Käytettävyys muodostuu monista pienistä tekijöistä, joita ovat muun muassa verkkotietojen nopea ja yksinkertainen muokkaus, järjestelmän riittävä suorituskyky sekä laskentatulosten havainnollinen esittäminen. Työssä on esitetty kehitysehdotuksia edellä mainittuihin käytettävyystekijöihin. Käytettävyyttä

arvioitaessa on myös muistettava se, että eri käyttäjät arvostavat järjestelmän käytettävyyden kannalta eri asioita.

Yleissuunnitteluprosessi on varsin vaativa prosessi, joka vaatii myös suunnittelun apuna käytettävältä verkkotietojärjestelmältä paljon. Järjestelmän tulee nykypäivänä hallita sähkötekni- sen laskennan lisäksi elinkaarikustannusten laskenta sekä luotettavuuslaskenta. Laskentatulokset on myös esitettävä havainnollisesti. Järjestelmän on oltava myös joustava ja helposti integroitavissa verkkoyhtiön muihin järjestelmiin. Yleissuunnitteluun käytettävän verkkotietojärjestelmän tulee sisältää siis varsin kokonaisvaltaisesti ominaisuuksia ja toimintoja. Tässä työssä kartoitettiin PowerGrid-verkkotietojärjestelmän kehittämistarpeita yleissuunnittelun kannalta. Kehittämistarpeita havaittiin useita, mutta yleissuunnittelun luonteesta johtuen kehittämistarpeita on nykyisessä järjestelmässä varmasti myös muita kuin tässä työssä esitetyt.

Lähdeluettelo

- [ABB98] ABB Transmit Oy, Käyttöohjeet, Muuntajan kuormitettavuus ja rinnankäyttö, 1998.
- [ABB00] The ABB Group, Teknisiä tietoja ja taulukoita käsikirja, verkkoversio 07-2000, saatavilla <http://www.abb.com>
- [ABB01] The ABB Group, Open++ Integra v.3.2 Käyttöohje, 2001, saatavilla: <http://www.abb.com>
- [ABB06] The ABB Group, Network Calculation Engine for PowerGrid, Calculation: Methods, Equations and Results, 2006.
- [Cod70] Codd E. F., A relational model of data for large shared data banks, Communications of the ACM 13, 1970.
- [Elm00] Elmasri, R. & Navathe, S. B., Fundamentals of Database Systems, 3.p. Addison-Wesley 2000.
- [Elo88] Elovaara J., Laiho Y., Sähkölaitostekniikan perusteet, Otakustantamo, Espoo 1988.
- [EMV05] Energiamarkkinavirasto, Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut vuodelta 2005.
- [EMV07] Energiamarkkinavirasto, Sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2008 - 2011, luonnos 31.5.2007.
- [Ene06] Energiateollisuus ry, Verkostosuositus RJ 19:06, Pylväserotinasemien ja muuntopiirien maadoitukset standardin SFS 6001 mukaan, Helsinki 2006.
- [Fin07] Fingrid Oyj, www-sivut, viitattu 1.2.2007, saatavilla: <http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/yritys/kantaverkko/>
- [FSS07] Fortum Sähkönsiirto Oy, Verkstopoliitikka 2007. Yrityksen sisäisessä käytössä.
- [GE01] General Electric Company, Smallworld Core Spatial Technology™, Database Administration, 2001.
- [Hyv07a] Hyvinkään kaupunki, Kaavoituskatsaus 2007.
- [Hyv07b] Hyvinkään kaupunki, Hyvinkään kaupungin asuntopoliittinen ohjelma vuosille 2007 - 2010.

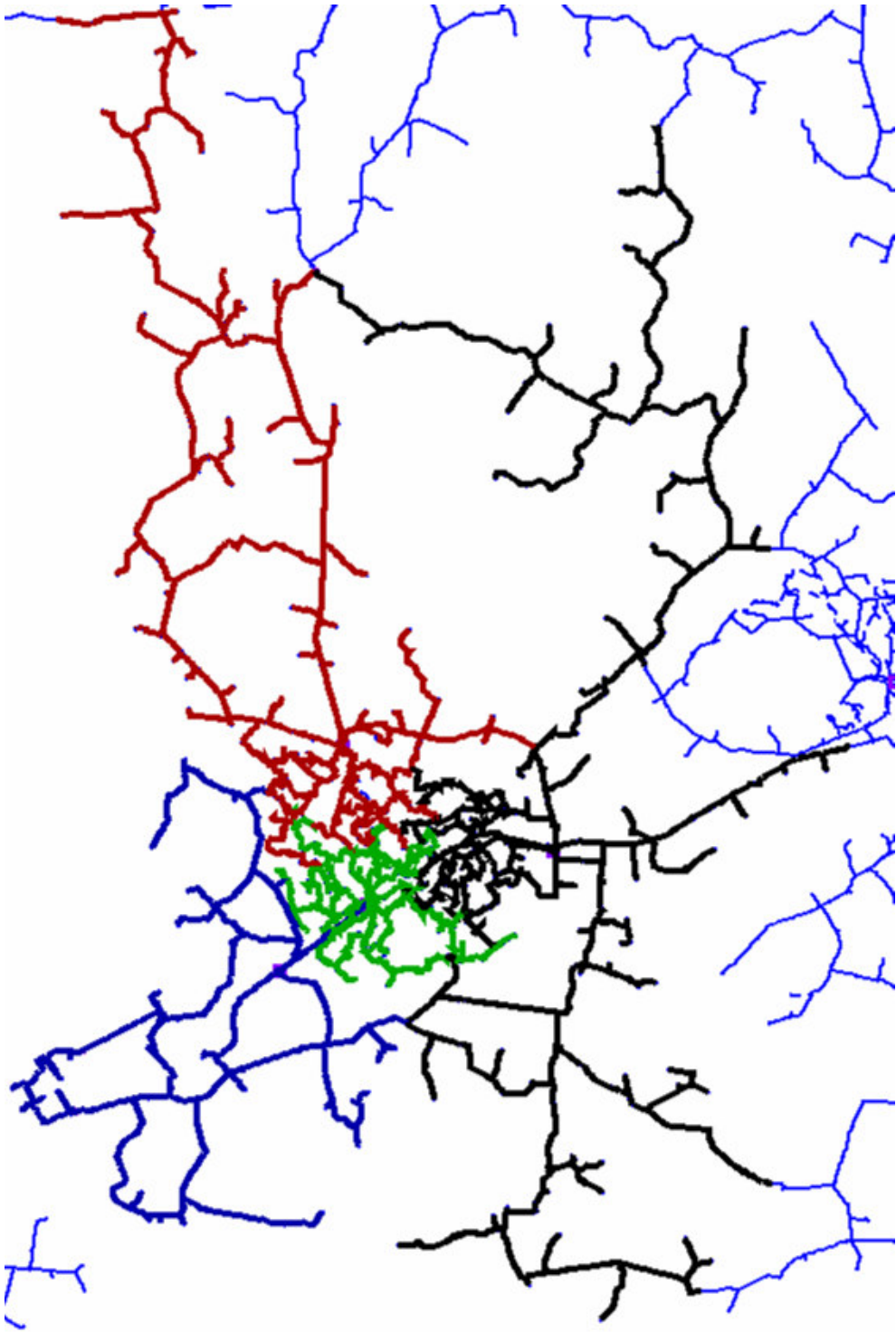
- [IEC354] International standard, IEC 354, Loading guide for oil-immersed power transformers, 1991.
- [Jal00] Jalonen M., Lehtonen Maija, Lehtonen Matti, Kuormitustutkimus R10, VTT Energia 2000.
- [Jär03] Järventausta P., Mäkinen A., Nikander A., Kivikko K., Partanen J., Lassila J., Viljainen S., Honkapuro S., Sähkön laatu jakeluverkkotoiminnan arvioinnissa, Tampereen teknillinen yliopisto ja Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2003.
- [Lai00] Laine H., Tietokantojen perusteet, opetusmoniste, Helsingin yliopisto, Tietojenkäsittelytieteen laitos 2000.
- [Lak96] Lakervi E., Sähkönjakeluverkkojen suunnittelu, Helsinki 1996.
- [Lak03] Lakervi E., Holmes E. J., Electricity distribution network design. IEE Power Series 21, 2nd Edition, Peter Peregrinus Ltd, revised reprint, 2003.
- [Lak06] Lakervi E., Partanen J., Sähkönjakelutekniikka, keskeneräinen oppikirja, nettiversio, julkaistu 22.1.2006.
- [Las00] Lassila J., Keravan Energia Oy:n ja Etelä-Suomen Energia Oy:n sähköverkkojen yleissuunnitelma, diplomityö, Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu 2000.
- [Loh05] Lohjala Juha, Haja-asutusalueiden sähkönjakelujärjestelmän kehittäminen - erityisesti 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet, väitöskirja, Lappeenrannan teknillinen yliopisto 2005.
- [Mar06] Martikainen Antti, Ilmastonmuutoksen vaikutus sähköverkkoliiketoimintaan, VTT tiedotteita, Espoo 2006.
- [Paa05] Paananen Juha, Tietotekniikan peruskirja, Docendo, Jyväskylä 2005.
- [Par91] Partanen Jarmo, A PC-Based Information and Design System for Electricity Distribution Networks, väitöskirja, Tampereen teknillinen korkeakoulu 1991.
- [Par97] Partanen Jarmo, Sähkönjakeluverkkojen hallinta, luento 18.8.1997 IVO-seminaarissa Informaatiotekniikka sähkönjakelussa, Vantaa 1997
- [Par07a] Partanen J, Sähkönjakelutekniikan kurssi, luentomateriaali, Lappeenrannan teknillinen yliopisto 2007, saatavilla:
<http://www.ee.lut.fi/fi/opi/kurssit/Sa2710500/materiaalit.html>

- [Par07b] Partanen Jarmo, Sähkönjakeluverkon käytöntukijärjestelmä, opetusmoniste, Lappeenrannan teknillinen yliopisto 2007, saatavilla: <http://www.ee.lut.fi/fi/opi/kurssit/Sa2710500/materiaalit.html>
- [Pol99] Polvinen, T., Tietokannat käytännön työssä, Teknolit Oy, Jyväskylä 1999.
- [Sen92] Sener, Verkostosuositus SA 10:92, Verkon mitoitusenergiat, Helsinki 1992.
- [SFS00] Suomen Standardisoimisliitto SFS, Yleisen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet, SFS-EN 50160, Helsinki 2000.
- [SFS01] Suomen standardisoimisliitto SFS, Suurjännitesähköasennukset, SFS 6001, Helsinki 2001.
- [Sil05] Silvast A., Heine P., Lehtonen M., Kivikko K., Mäkinen A., Järventausta P., Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta, Teknillinen korkeakoulu ja Tampereen teknillinen yliopisto 2005.
- [SML07] Sähkömarkkinalaki, saatavilla: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/1995/19950386>
- [TE06] TietoEnator, PowerGrid verkostolaskenta, Käyttäjän käsikirja, Versio 1.7.0, luonnos, 2006. Yrityksen sisäisessä käytössä.
- [TE07] TietoEnator, PowerGridin tuotekuvaus.
- [Tek07] Tekla, Xpower tuotekuvaus, 2007, saatavilla: http://www.tekla.com/Cases/TeklaXpower_en.pdf
- [Toi04] Toivonen J., Sähkönjakeluyhtiöiden tietojärjestelmät ja tiedonhallinta, diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto 2004.
- [Ver05] Verho P., Pylvänäinen J., Järvinen J., Oravasaari M., Kunttu S., Sarsama J., LuoVa-projektin loppuraportti, Tampereen teknillinen yliopisto ja VTT 2005.
- [Vih07] Vihanto T., Jakeluverkon kuntotietojen analysointi, opinnäytetyö, Satakunnan ammattikorkeakoulu 2007.
- [Wil04] Willis H. Lee, Power Distribution Planning Reference Book, Second Edition, Marcel Dekker Inc. 2004.

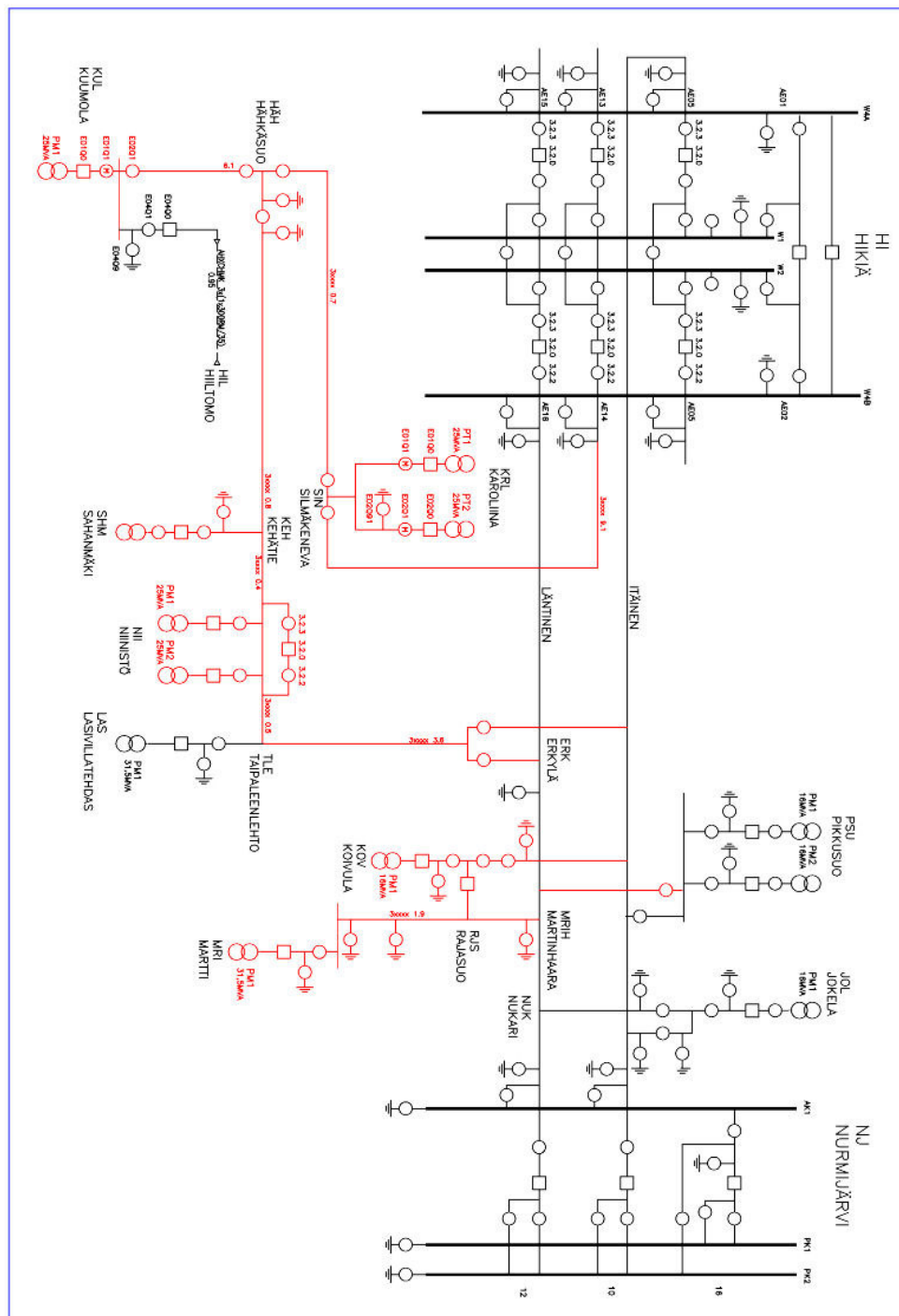
LIITE I



Kuva 1. Yleissuunnittelualue.



Kuva 2. Sähköasemien syöttöalueet.



Kuva 3. 110 kV –johtokaavio.

LIITE III

Taulukko 1. Koivulan aseman kulutuksen jakautuminen.

Käyrä	Käyrän nimi	Vuosienergia(MWh)
1	Omakotitalo, huonekohtainen sähkölämmitys, käyttövesivaraaja <300l	4422,8
2	Omakotitalo, huonekohtainen sähkölämmitys, käyttövesivaraaja 300l	5260,8
5	Omakotitalo, osittain varaava sähkölämmitys, pitkät sulkuajat	289,1
11	Omakotitalo, ei sähkölämmitystä, ei sähkökiuasta	499,2
12	Omakotitalo, ei sähkölämmitystä, sähkökiuas	535,3
13	Rivi- ja kerrostaloasunto, ei sähkölämmitystä, ei sähkökiuasta	10,7
14	Rivi- ja kerrostaloasunto, ei sähkölämmitystä, sähkökiuas	134,9
15	Kerrostaloikiinteistö, ei asuntojen osuutta	277
16	Kerrostalo, asunnot mukana	75,2
17	Rivi- ja kerrostalot, huonekohtainen sähkölämmitys	61,1
19	Vapaa-ajan asunto	26,3
28	Maatalous, viljanviljely, asuminen, sähkölämmitys	329,1
31	Maatalous, karjatalous, asuminen, sähkölämmitys	417,4
32	Maatalous, sikala, asuminen, sähkölämmitys, sähkökiuas	90
35	1-vuoroteollisuus, tekstiili	425,7
39	1-vuoroteollisuus, metalli	48,5
40	2-vuoroteollisuus, elintarvike	824,4
43	2-vuoroteollisuus, metalli	284,9
46	Yleis- ja muu hallinto	295
47	Opetus- ja koulutoimi	233,2
48	Sairaalat ja terveydenhuolto	0
49	Yhdyskuntahuolto, vesihuolto	3302,7
50	Tievalaistus	464,8
54	Muu vähittäiskauppa	202
55	Automyynti ja huoltamatoiminta	9,9
56	Ravintola- ja kahvilatoiminta	319,8
59	Virkistys- ja kulttuuripalvelutoiminta	94
Yhteensä		18933,8

Taulukko 2. Lämpötilakorjausmallin käyttämät normaalilämpötilat.

	Kuukausi	Lämpötila(°C)
1	Tammikuu	-8,7
2	Helmikuu	-8,9
3	Maaliskuu	-5,4
4	Huhtikuu	1,3
5	Toukokuu	8,1
6	Kesäkuu	13,5
7	Heinäkuu	16,8
8	Elokuu	14,8
9	Syyskuu	9,6
10	Lokakuu	3,8
11	Marraskuu	-0,8
12	Joulukuu	-4,8

Taulukko 3. Käyräkohtainen tehonmuutos sekä käyräkohtaiset korjauskertoimet.

Käyrä	Korjauskerroin (%/C)	Tehonmuutos (kW)
1	-1,7 %	150,9
2	-3,0 %	401,7
5	-0,9 %	8,3
11	-1,1 %	3,9
12	-0,5 %	2,3
13	-0,8 %	0,0
14	0,0 %	0,0
15	-0,4 %	2,3
16	-0,2 %	0,1
17	-1,8 %	2,4
19	-2,3 %	1,1
28	-2,4 %	15,2
31	-2,9 %	18,9
32	-2,8 %	4,3
35	-0,3 %	0,6
39	-0,3 %	0,1
40	0,2 %	-1,8
43	0,2 %	-0,6
46	-0,3 %	0,8
47	-0,3 %	0,5
48	-0,3 %	0,0
49	-0,3 %	11,4
50	0,0 %	0,0
54	-0,3 %	0,4
55	-0,3 %	0,0
56	-0,3 %	0,8
59	-0,3 %	0,2
Yhteensä		624,0

Taulukko 4. Asemien oikosulkuasettelut.

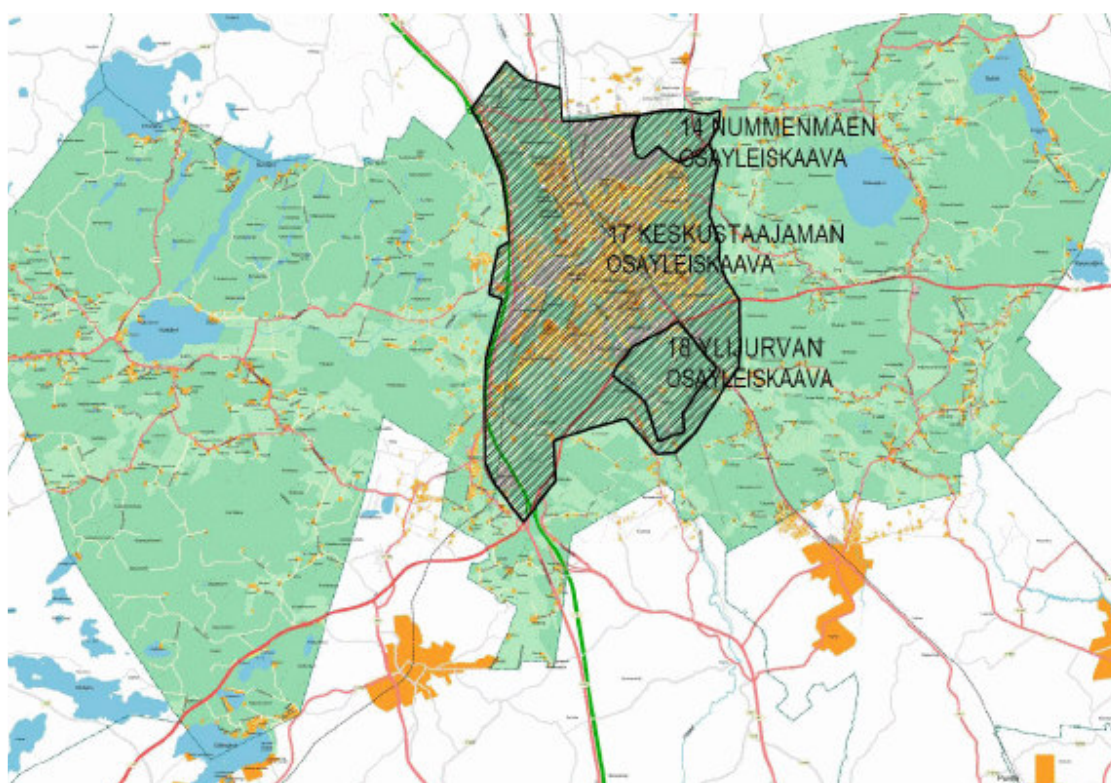
Johtolähtö	I> (A)	t ₁ (s)	t ₂ (s)	t ₃ (s)	t ₄ (s)	t ₅ (s)	I>> (A)	t>> (s)
Koivula								
J01 Syöttö	600	1,5					4000	0,2
J03 Martti 2	520	1,2					ei käytössä	
J04 Martti 1	520	1,2					ei käytössä	
J05 OKM	200	0,3	0,4	0,2	60	0,25	2000	
J06 Mutila	200	0,3	0,4	0,2	60	0,25	2000	
J07 Kuumagalvanointi	200	0,3	0,4	0,2	60	0,25	2000	
J08 Palopuro	200	0,3	0,4	0,2	60	0,25	2000	
J09 Kartanonsuo	200	0,3	0,4	0,2	60	0,25	2000	
J10 Ikkala	200	0,3	0,4	0,2	60	0,25	2000	
Kuumola								
J01 PM1 20kV	960	1,3					ei käytössä	
J03 Tuottajan mylly II	400	0,8					ei käytössä	
J04 Veikkari	400	0,6					ei käytössä	
J05 Torpankatu	400	0,6					ei käytössä	
J06 Tiilitehtaantie	400	0,6					ei käytössä	
J08 Niinistö	300	0,4	0,4	0,4	120	0,4	ei käytössä	
J10 Sveitsinportaali	200	0,3					ei käytössä	
J12 Kytäjä	200	0,5	0,3	0,5	120	0,5	4000	0,1
J14 Koivulankatu	400	0,6					ei käytössä	
J16 Rajämäki	400	0,6	0,3	0,6	120	0,6	ei käytössä	
Niinistö								
J01 Kuumola	300	0,3	0,4	0,3	120	0,3	ei käytössä	
J02 Vaivero	400	0,6					ei käytössä	
J03 PM1 20kV	960	1,2					ei käytössä	
J04 Teollisuuskatu	400	0,6					ei käytössä	
J05 Neste	400	0,6					ei käytössä	
J06 Rajola	200	0,4	0,4	0,4	120	0,4	2000	0,1
J08 Kondensaattori	200	0,4					ei käytössä	
J09 Kiskokatkaisija	800	0,75					ei käytössä	
J10 Karjalantie	400	0,6					ei käytössä	
J12 Ylentola	200	0,4	0,4	0,4	120	0,4	ei käytössä	
J13 Lämpövoima	400	0,6					ei käytössä	
J14 Ahlström	300	0,8					ei käytössä	
J15 PM2 20 kV	960	1,2					ei käytössä	
J17 Monninlinja	400	0,6					ei käytössä	
J19 Kumitehdas	300	0,6					ei käytössä	
J21 Hyvinkään Metallip.	300	0,6					ei käytössä	

Taulukko 5. Asemien oikosulkuasettelut.

Johtolähtö	I> (A)	t ₁ (s)	t ₂ (s)	t ₃ (s)	t ₄ (s)	t ₅ (s)	I>> (A)	t>> (s)
Martti								
J02 Seittenkulma	420	0,6					4000	
J03 Kuokkalankorpi	420	0,6					4000	
J04 Rääkänpää	420	0,6					4000	
J05 Hyv. Kurssikeskus	420	0,6					4000	
J06 Alangonkatu	420	0,6					4000	
J07 Puutarhakatu	420	0,6					4000	
J08 Saviojantie	420	0,6					4000	
J11 Koivula 1	510	0,8	0,3		60		4000	0,2
J12 Hillerinkatu	420	0,6					4000	
J15 Koivula 2	510	0,8	0,3		60		4000	0,2
J16 Ilveksenkatu	420	0,6					4000	
J18 Kiskokatkaisija	600	0,85					ei käytössä	
J19 PM1 20kV	1200	1,1					14000	0,1

Taulukko 6. Asemien maasulkuasettelut.

Johtolähtö	I _{0>} (A)	U _{0>} (kV)	t (s)
Koivula			
J03 Martti 2	1,0	1,73	0,5
J04 Martti 1	1,0	1,73	0,5
J05 OKM	1,0	1,73	0,5
J06 Mutila	1,0	1,73	0,5
J07 Kuumagalvanointi	1,0	1,73	0,5
J08 Palopuro	1,0	1,73	0,5
J09 Kartanonsuo	1,0	1,73	0,5
J10 Ikkala	1,0	1,73	0,5
Kuumola			
J03 Tuottajan mylly II	2,8	0,58	0,8
J04 Veikkari	2,8	0,58	0,8
J05 Torpankatu	2,8	0,58	0,8
J06 Tiilitehtaantie	2,8	0,58	0,8
J08 Niinistö	2,8	0,58	0,8
J10 Sveitsinportaali	2,8	0,58	0,8
J12 Kytäjä	2,8	0,58	0,8
J14 Koivulankatu	2,8	0,58	0,8
J16 Rajämäki	2,8	0,58	0,8
Niinistö			
J01 Kuumola	1,4	0,69	0,8
J02 Vaivero	1,4	0,69	0,8
J04 Teollisuuskatu	1,6	0,69	0,8
J05 Neste	1,4	0,69	0,8
J06 Rajola	1,4	0,69	0,8
J10 Karjalantie	1,6	0,69	0,8
J12 Ylentola	1,4	0,69	0,8
J13 Lämpövoima	1,4	0,69	0,8
J14 Ahlström	4,0	0,69	0,8
J17 Monninlinja	1,4	0,69	0,8
J19 Kumitehdas	1,4	0,69	0,8
J21 Hyvinkään Metallip.	1,4	0,69	0,8
Martti			
J02 Seittenkulma	1,0	1,15	0,8
J03 Kuokkalankortti	1,0	1,15	0,8
J04 Rääkänpää	1,0	1,15	0,8
J05 Hyv. kurssikeskus	1,0	1,15	0,8
J06 Alangonkatu	1,0	1,15	0,8
J07 Puutarhakatu	1,0	1,15	0,8
J08 Saviojantie	1,0	1,15	0,8
J11 Koivula 1	1,0	1,15	0,8
J12 Hillerinkatu	1,0	1,15	0,8
J15 Koivula 2	1,0	1,15	0,8
J16 Ilveksenkatu	1,0	1,15	0,8



Kuva 4. Kaava-alueet.