

Niina Helistö

Suomen kantaverkon mallintaminen tehonjakolaskentaa varten

Sähkötekniikan korkeakoulu

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi
diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 11.4.2012.

Työn valvoja:

Prof. Liisa Haarla

Työn ohjaaja:

DI Sanna Uski-Joutsenvuo

Tekijä: Niina Helistö		
Työn nimi: Suomen kantaverkon mallintaminen tehonjakolaskentaa varten		
Päivämäärä: 11.4.2012	Kieli: Suomi	Sivumäärä:11+82
Sähkötekniikan laitos		
Professori: Sähköjärjestelmät		Koodi: S-18
Valvoja: Prof. Liisa Haarla		
Ohjaaja: DI Sanna Uski-Joutsenvuo		
<p>Sähköverkko, voimalaitosten generaattorit ja kuluttajien kuormat muodostavat sähköjärjestelmän. Sähköjärjestelmän tarkastelussa tarvitaan erilaisia sähkömarkkinoita ja sähköverkkoja kuvaavia simulointimalleja. Kantaverkon tarkastelussa eniten käytetty verkostolaskennan muoto on tehonjakolaskenta. Tehonjakolaskennan avulla selvitetään sähköverkon tehonsiirrot pysyvässä, symmetrisessä tilanteessa.</p> <p>Tämän diplomityön tavoitteena oli rakentaa tehonjakolaskentaan soveltuva simulointimalli Suomen kantaverkosta. Tietoja kantaverkon rakenneosista kerättiin julkisista lähteistä, kuten sähkövoimatekniikan oppi- ja käsikirjoista, vanhoista diplomitoista sekä energia-alan yhtiöiden ja järjestöjen Internet-sivuilta. Kerätyt tiedot koottiin tämän diplomityön yhteydessä rakennettuun verkkotietokantaan, josta tiedot voidaan hakea sopivassa muodossa simulointimalliin, joka syötetään verkostolaskentaohjelmistoon.</p> <p>Simulointimalli validoitiin vertaamalla sillä saatuja simulaatiotuloksia Suomen kantaverkkoyhtiön simulointimallilla saatuihin julkisiin tuloksiin. Validoinnin johtopäätöksenä todettiin, että diplomityössä rakennettu verkkomalli kuvaa Suomen kantaverkkoa suuntaa antavasti, kun tarkastellaan pätötehonsiirtoja 400 kV:n ja 220 kV:n verkoissa. Verkkomalli tuo merkittävän parannuksen tutkimukseen, jossa tarvitaan kuvausta Suomen kantaverkosta ja jossa ei ole käytettävissä Suomen kantaverkkoyhtiön simulointimalleja. Kovin tarkkaan loistehotarkasteluun tai 110 kV:n verkkojen tarkasteluun verkkomallia ei kuitenkaan nykyisellään voi käyttää.</p>		
Avainsanat: sähkönsiirtoverkko, verkkomalli, tehonjako		

Author: Niina Helistö		
Title: Modelling the Finnish Transmission Grid for Power Flow Studies		
Date: 11.4.2012	Language: Finnish	Number of pages:11+82
Department of Electrical Engineering		
Professorship: Power Systems	Code: S-18	
Supervisor: Prof. Liisa Haarla		
Instructor: M.Sc. (Tech.) Sanna Uski-Joutsenvuo		
<p>Power system is formed by power grid, generators at power plants and consumers' loads. Power system analysis requires different types of simulation models describing power markets and power grids. At power transmission grid level, the most widely used network calculation form is power flow analysis. It is used to determine the power flows in the grid in a symmetric, steady-state situation.</p> <p>The aim of this thesis was to build a simulation model of the Finnish transmission grid for power flow studies. Information on power grid components were collected from public sources, such as power engineering textbooks and handbooks, old theses as well as the websites of energy sector companies and organizations. The grid data were entered into a database that was build side by side with this thesis. The data can be fetched from the database to a simulation model, which is fed to a power system simulation software.</p> <p>The simulation model was validated by comparing the simulation results obtained by it to the public results obtained by the grid model of the Finnish national grid company. The conclusion was that the grid model developed in this thesis describes Finnish transmission grid with moderate accuracy when studying active power flows in 400 kV and 220 kV grids. The grid model will bring a significant improvement in research that requires a description of the Finnish transmission grid and in which simulation models of the Finnish national grid company are not available. However, the grid model as such is not suitable for accurate reactive power studies or 110 kV network analysis.</p>		
Keywords: transmission grid, grid model, power flow, load flow		

Esipuhe

Tämä diplomityö on tehty opinnäytetyöksi Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoulun sähkötekniikan laitokselle. Diplomityö on tehty Teknologian tutkimuskeskus VTT:llä Energiajärjestelmien osaamiskeskuksessa osana Offshore DC grid -projektia.

Olen kiitollinen kaikille, jotka ovat auttaneet minua tämän työn eri vaiheissa. Erityisesti haluan kiittää diplomityöni valvojaa professori Liisa Haarlaa työn tarkastamisesta ja runsaasta kommentoinnista sekä hyvistä neuvoista lähteiden hakuun. Lisäksi haluan kiittää diplomityöni ohjaajaa DI Sanna Uski-Joutsenvuota hyvistä kommentteista sekä ohjeista verkostolaskennassa. Suuri kiitos kuuluu myös DI Erka Rinteelle työstä ja neuvoista verkkotietokannan rakentamisessa ja käsittelyssä. Erittäin mukavasta ja innostavasta työilmapiiristä kiitän työtovereitani VTT:llä.

Lopuksi haluan kiittää lähipiiriäni. Kiitän ystäviäni, joiden seura on tuonut virkistävää vastapainoa työlle ja opinnoille. Äitiäni, isääni ja veljeäni haluan kiittää opintojen aikana saamastani tuesta ja kannustuksesta. Lämpimän kiitoksen ansaitsee myös rakas poikaystäväni Otto.

Espoo, 11.4.2012

Niina Helistö

Sisältö

Tiivistelmä	ii
Tiivistelmä (englanniksi)	iii
Esipuhe	iv
Sisällys	v
Symbolit ja lyhenteet	viii
1 Johdanto	1
1.1 Yleistietoa Suomen sähköjärjestelmästä	1
1.2 Työn tausta ja tavoite	2
2 Sähkövoimajärjestelmän mallinnus	4
2.1 Sähkövoimajärjestelmän rakenne	4
2.2 Simulointimallien käyttö	7
2.3 Simulointimallien luominen	8
2.4 Esimerkkejä simulointimalleista	10
2.4.1 Suomen kantaverkon simulointimallit	10
2.4.2 Ruotsin kantaverkon simulointimallit	12
2.4.3 Tanskan kantaverkon simulointimallit	13
2.4.4 Pohjoismaiden kantaverkkoyhtiöiden yhteiset mallit	14
2.4.5 Ison-Britannian sähkönsiirtoverkon mallit	14
2.4.6 Euroopan sähkönsiirtoverkon malli TradeWind-projektissa	15
2.4.7 Pohjoismaiden sähköjärjestelmän 470 solmun malli	17
2.5 Simulointimallien validointi	17
3 Tehonjakolaskenta	21
3.1 Solmut tehonjakomallissa	21
3.2 Tehonjakolaskennan suoritus yleisesti	22
3.3 Suhteellisarvot ja merkintätavat	23
3.4 Silmukoidun verkon yhtälöt	24
3.4.1 Verkkoyhtälöiden solmupistemuoto	24
3.4.2 Verkkoyhtälöiden polaarinen muoto	25
3.5 Solmujännitteiden ratkaiseminen	25
3.5.1 Gaussin–Seidelin menetelmän soveltaminen	26
3.5.2 Newtonin–Raphsonin menetelmän soveltaminen	27
3.6 Virtojen, tehonsiirtojen ja häviöiden laskeminen	27
3.7 Muita tehonjakolaskentamenetelmiä	28
4 Komponenttimallit tehonjakolaskennassa	29
4.1 Muuntajien mallinnus	29
4.2 Johtojen mallinnus	31
4.3 Generaattorien mallinnus	33

4.4	Kuormien mallinnus	34
4.5	Kompensointilaitteiden mallinnus	35
5	Tehonjakomallia tukevat tietojärjestelmät	37
5.1	Tietokannat ja niiden hallinta	37
5.1.1	Tietomallista tietojärjestelmiin	37
5.1.2	Relaatiomalli	39
5.1.3	Tietokantojen suunnittelu ja käsittely	40
5.2	Paikkatietojärjestelmät	40
5.3	Tietojärjestelmät verkkoyhtiöissä	41
5.4	Sähkömarkkinoihin liittyvät tietojärjestelmät	43
6	Verkkotietokanta ja verkkomalli	44
6.1	Verkkotietojen keräys	44
6.1.1	Solmut	44
6.1.2	Kantaverkon muuntajat	45
6.1.3	Johdot	46
6.1.4	Generaattorit ja generaattorimuuntajat	49
6.1.5	Kuormat	51
6.1.6	Kompensointilaitteet	51
6.2	Verkkotietokannan kokoaminen	54
6.3	Simulointiympäristö PSS®E	55
6.3.1	PSS®E:n perusteet	55
6.3.2	Verkkomallin esitys PSS®E:ssä tehonjakotarkasteluissa	56
6.3.3	Tehonjakolaskenta PSS®E:ssä	56
6.4	Tietokannasta verkkomalliksi	57
7	Verkkomallin validointi	59
7.1	Validointimenetelmät	59
7.1.1	Verkkomallin validoinnin periaatteet	59
7.1.2	Johtojen validointimenetelmät	59
7.1.3	Generaattorien loistehokapasiteettien validointimenetelmä	60
7.1.4	Päävoimansiirtoverkon tehonjaon laskeminen	61
7.1.5	Virtalämpöhäviöiden laskeminen	62
7.2	Validoinnin tulokset	62
7.2.1	Johtojen mallinnuksen tarkkuus	62
7.2.2	Generaattorien loistehokapasiteettien mallinnuksen tarkkuus	66
7.2.3	Päävoimansiirtoverkon tehonjaon tarkkuus	66
7.2.4	Virtalämpöhäviöiden tarkkuus	68
8	Johtopäätökset	70
9	Yhteenveto	72
	Viitteet	74

Liite A Suomen kantaverkko	80
Liite B Suomen kantaverkon perusratkaisut	81
Liite C VTT:n verkkomalli	82

Symbolit ja lyhenteet

Merkintätavat

A	reaaliluku
\underline{A}	kompleksinen osoitin
\underline{A}^*	osoittimen kompleksikonjugaatti
\mathbf{A}	matriisi, jonka alkiot reaalityypisiä
$\underline{\mathbf{A}}$	matriisi, jonka alkiot kompleksityypisiä

Symbolit

a_{ki}	kuluttajaryhmää k ja tarkastelutuntia i vastaava kaksiviikkoindeksi
b	suskeptanssi johtokilometriä kohti
b_{ki}	kuluttajaryhmää k ja tarkastelutuntia i vastaava tunti-indeksi
g	konduktanssi johtokilometriä kohti
\mathbf{H}	Jacobin matriisi
\underline{I}	virta
$\underline{\mathbf{I}}$	lähdevirtavektori
I_b	virran perusarvo
\underline{I}_i	solmuun i tulevien lähdevirtojen summa suhteellisarvona
\underline{I}_{ij}	solmupisteiden i ja j välillä kulkeva virta suhteellisarvona
\underline{i}	virta suhteellisarvona
j	imaginääriyksikkö
l	johdon pituus
M	PU -solmujen määrä
N	verkkosolmujen määrä
P	pätöteho
$P_{A,i}$	pätötehonsiirto johdolla i mallissa A
$P_{A,R,i}$	pätötehonsiirto johdon i R-päässä mallissa A
$P_{A,S,i}$	pätötehonsiirto johdon i S-päässä mallissa A
$P_{B,i}$	pätötehonsiirto johdolla i mallissa B
$P_{B,R,i}$	pätötehonsiirto johdon i R-päässä mallissa B
$P_{B,S,i}$	pätötehonsiirto johdon i S-päässä mallissa B

P_i	solmuun i ns. lähteistä tulevien pätötehojen summa suhteellisarvona
P_{ki}	kuluttajaryhmän k keskiteho tarkastelutunnilla i
P_{\max}	pätötehon tuotannon maksimi
P_N	nimellinen pätöteho
P_R	pätötehonsiirto johdon R-päässä
P_S	pätötehonsiirto johdon S-päässä
p	pätöteho suhteellisarvona
Q	loisteho
Q_i	solmuun i ns. lähteistä tulevien loistehojen summa suhteellisarvona
Q_{\max}	loistehon tuotannon maksimi
Q_{\min}	loistehon tuotannon minimi
Q_R	loistehonsiirto johdon R-päässä
Q_S	loistehonsiirto johdon S-päässä
Q_{tot}	loistehokapasiteetti
q	loisteho suhteellisarvona
R	resistanssi
R_k	oikosulkuresistanssi
r	resistanssi johtokilometriä kohti
\underline{S}	näennäisteho
S_b	perusteho
\underline{S}_{ij}	solmupisteiden i ja j välillä kulkeva näennäisteho suhteellisarvona
\underline{S}_{hij}	solmupisteiden i ja j välillä häviöiksi muuttuva näennäisteho suhteellisarvona
S_R	mitoitusteho eli nimellinen teho
S_{th}	laitteen lämpenemästä riippuva siirtokapasiteetti
\underline{s}	näennäisteho suhteellisarvona
U	jännitteen itseisarvo
\underline{U}	jännite
$\underline{\mathbf{U}}$	solmujännitevektori
U_b	perusjännite
U_i	solmun i jännitteen itseisarvo suhteellisarvona
\underline{U}_i	solmun i jännite suhteellisarvona
U_{ib}	perusjännite käämityksen i puolella
U_{iR}	muuntajan mitoitusjännite käämityksen i puolelta
U_R	jännitteen itseisarvo johdon R-päässä
U_S	jännitteen itseisarvo johdon S-päässä
\underline{u}	jännite suhteellisarvona

u_r	muuntajan oikosulkujännitteen resistiivinen osa prosentti- tai suhteellisarvona
u_x	muuntajan oikosulkujännitteen reaktiivinen osa prosentti- tai suhteellisarvona
W_k	kuluttajaryhmän k vuosienergia
X_k	oikosulkureaktanssi
x	reaktanssi johtokilometriä kohti
$\underline{\mathbf{Y}}$	solmuadmittanssimatriisi
Y_{ij}	yhteis- tai itseisadmittanssin itseisarvo suhteellisarvona
\underline{Y}_{-ij}	solmujen i ja j välinen yhteisadmittanssi suhteellisarvona, jos $j \neq i$, ja itseisadmittanssi suhteellisarvona, jos $j = i$
\underline{Y}_L	johdon π -sijaiskytkennän admittanssi
\underline{Y}_{sh}	rinnakkaiskompensointilaitteen admittanssi
\underline{y}_{ij}	solmupisteiden i ja j välinen admittanssi suhteellisarvona
\underline{y}_L	johdon π -sijaiskytkennän admittanssi suhteellisarvona
\underline{Z}	impedanssi
\underline{Z}_b	impedanssin perusarvo
\underline{Z}_c	aaltoimpedanssi eli ominaisimpedanssi
\underline{Z}_k	oikosulkuimpedanssi
$\underline{Z}_{ki,j}$	kolmikäämitysmuuntajan oikosulkuimpedanssi käämitysten i ja j väliltä
\underline{Z}_L	johdon π -sijaiskytkennän impedanssi
\underline{Z}_{se}	sarjakompensointilaitteen impedanssi
\underline{Z}_{sw}	ohituskatkaisijan impedanssi
\underline{Z}_{Ti}	kolmikäämitysmuuntajan tähtisijaiskytkennän osaimpedanssi i
\underline{z}	impedanssi suhteellisarvona
\underline{z}_k	oikosulkuimpedanssi suhteellisarvona
\underline{z}_L	johdon π -sijaiskytkennän impedanssi suhteellisarvona
γ	etenemiskerroin
$\bar{\delta}$	jännitteen kulma referenssisolmuun nähden
δ_i	solmun i jännitteen kulma
δ_R	jännitteen kulma johdon R-päässä
δ_S	jännitteen kulma johdon S-päässä
ε_P	pätötehonsiirtojen suhteellinen ero
ζ	johdon π -sijaiskytkennän impedanssin kulma
θ_{ij}	yhteis- tai itseisadmittanssin kulma

Lyhenteet

AC	<i>alternating current</i> , vaihtovirta
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Electriques, suurten sähköjärjestelmien kansainvälinen järjestö
DC	<i>direct current</i> , tasavirta
DDL	<i>data definition language</i> , kieli tietokannan rakenteen määrittelyyn
DML	<i>data manipulation language</i> , kieli tietokannan sisällön käsittelyyn
G–S-menetelmä	Gaussin–Seidelin menetelmä
GIS	<i>geographical information system</i> , paikkatietojärjestelmä
JMM	<i>Joint Market Model</i> , yhdistetty sähkömarkkinamalli
LTM	<i>Long Term Model</i> , vesialtaiden käytön optimoinnin malli
MH-malli	Markkinahintamalli
N–R-menetelmä	Newtonin–Raphsonin menetelmä
NERC	North American Electric Reliability Corporation; organisaatio, jolla on velvollisuus varmistaa pääsähköjärjestelmän luotettavuus Pohjois-Amerikassa
NGET	National Grid Electricity Transmission plc, Ison-Britannian sähköjärjestelmävastaava
P1	leikkaus, joka jakaa Suomen kantaverkon pohjoiseen ja eteläiseen osaan
PMU	<i>phasor measurement unit</i> , osoitinmittauslaite
PSS®E	Power System Simulator for Engineering, verkostolaskentaohjelmisto
PTDF	<i>power transfer distribution factor</i> , tehonsiirron jakaumakerroin
SQL	<i>Structured Query Language</i> , relaatiotietokantojen hallintaan suunniteltu kieli
STT	<i>Scenario Tree Tool</i> , skenaariopuutyökalu
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset
VTT	Teknologian tutkimuskeskus VTT

1 Johdanto

Sähköverkko, voimalaitosten generaattorit ja kuluttajien kuormat muodostavat yhdessä sähköjärjestelmän. Tulevaisuuden sähköjärjestelmää tarkastellaan laskennallisesti, jotta saataisiin selville, onko esimerkiksi sähkön tuotantokapasiteetti riittävä kulutuksen tarpeisiin, onko sähkön siirtokapasiteetti riittävä sähkömarkkinoiden tarpeisiin tai onko sähköjärjestelmä käyttövarma eri tilanteissa. Jotta Suomen sähköjärjestelmää voidaan tarkastella verkkotasolla, tarvitaan verkkomalli nykyisestä kantaverkosta. Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:llä (jäljempänä Fingrid) on omassa käytössään tarkka järjestelmämalli Suomen kantaverkosta. Tämän työn tavoitteena oli luoda Teknologian tutkimuskeskus VTT:lle (jäljempänä VTT) malli Suomen kantaverkosta tehonjakolaskentaa varten.

1.1 Yleistietoa Suomen sähköjärjestelmästä

Suomen sähkönkulutus vuonna 2011 oli 84,4 TWh (ET, 2012). Talven 2011–2012 kulutushuippu mitattiin 3.2.2012 klo 18–19, jolloin Suomen sähkönkulutus oli 14 304 MWh/h (Fingrid Oyj, 2012d). Toistaiseksi suurin tuntikulutus Suomessa on mitattu 18.2.2011 klo 9–10. Sähkönkulutus oli tuolloin 14 998 MWh/h (ET, 2012). Kesäyönä kulutus voi laskea Suomessa noin 5000 MWh/h:iin (Fingrid Oyj, 2012d). Valtioneuvoston viimeisin pitkän aikavälin ilmasto- ja energiasstrategia ennustaa, että ilman toimenpiteitä Suomen vuosittainen sähkönkulutus kasvaa vuoteen 2020 mennessä 103 TWh:iin ja vuoteen 2050 mennessä 116 TWh:iin (TEM, 2008). Valtioneuvoston hyväksymä sähkönkulutustavoite on 98 TWh vuodelle 2020 ja 80 TWh vuodelle 2050 (TEM, 2008). Elinkeinoelämän keskusliitto EK ja Energiategollisuus ry ovat ennustaneet, että Suomen sähkönkulutus vuonna 2030 olisi 100–111 TWh vuodessa (EK & ET, 2009).

Suomen sähköntuotanto vuonna 2011 oli 70,6 TWh ja sähkön nettotuonti Suomeen 13,8 TWh (ET, 2012). Sähköä tuottavia voimalaitoksia Suomessa ovat tavalliset lauhdevoimalaitokset, ydinvoimalaitokset, vastapainelaitokset, kaasuturbiinilaitokset, dieselvoimalaitokset, kombivoimalaitokset, vesivoimalaitokset ja tuulivoimalaitokset (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 30–47). Sähköä tuottaa Suomessa noin 400 voimalaitosta, joista yli puolet on vesivoimalaitoksia (ET, 2011). Vaikka Suomen sähkövoimajärjestelmässä on paljon voimalaitoksia, suurimmat voimalaitokset ovat suhteellisen suuria sähkövoimajärjestelmän kokoon nähden. Esimerkiksi rakenteilla oleva, teholtaan 1600 MW:n voimalaitos Olkiluoto 3 vastaa noin 10 % Suomeksi toistaiseksi suurimmasta huippukulutuksesta ja noin 30 % tyypillisestä kesäyön sähkönkulutuksesta Suomessa. Vastaavasti pienimmät voimalaitokset Suomessa ovat varsin pieniä, alle 1 MW:n kokoisia.

Sähköä siirretään ja jaetaan sähköverkoissa. Sähköverkon omistajia kutsutaan verkonhaltijoiksi. Yhtiömuotoisista verkonhaltijoista käytetään myös nimitystä verkkoyhtiö. Verkonhaltijat jaetaan Suomessa kantaverkon-, alueverkon- ja jakeluverkonhaltijoihin. Suomen kantaverkonhaltija Fingrid omistaa Suomen kantaverkon, jonka muodostavat 400 kV:n ja 220 kV:n johdot ja muuntaajat sekä osa 110 kV:n verkosta. Suomen kantaverkko on esitetty kuvassa sivulla 80. Alueverkonhaltijat ja jakeluver-

konhaltijat omistavat loput Suomen sähköverkosta.

Suomen sähköjärjestelmä on kytketty synkronisesti Pohjoismaiden yhteiskäyttöjärjestelmään, johon kuuluvat Suomi, Ruotsi, Norja ja Itä-Tanska. Pohjoismaiden yhteiskäyttöjärjestelmän nimellistaajuus on 50 Hz. Lisäksi Suomesta ja muista Pohjoismaista on asynkronisia tasavirtayhteyksiä muualle Eurooppaan.

Sähkövoimajärjestelmän kehittämisessä tärkeimpiä tavoitteita on sähkön toimintusvarmuus. Toimitusvarmuuteen liittyy läheisesti sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapaino, siirtokapasiteetin riittävyys sekä sähkön siirron ja jakelun luotettavuus. Fingridin tavoitteita kantaverkon kehittämisessä, rakentamisessa ja kunnossapidossa ovat turvallisuus, käyttövarmuus, siirtokapasiteetin riittävyys markkinoiden tarpeisiin, ympäristövaikutusten huomioon ottaminen, kustannustehokkuus ja henkilöstön osaaminen (Fingrid Oyj, 2011a). Tavoitteet ovat osittain ristiriitaisia ja niiden väliltä on löydettävä optimi.

Euroopan unionin tavoitteena on saada aikaan eurooppalaiset sähkön sisämarkkinat (2009/72/EY). Sähkömarkkinoiden toimivuutta rajoittavat nykyisin muun muassa eri maiden sähköverkoissa olevat siirtorajoitukset. Siirtorajoitusten poistaminen edellyttää merkittäviä investointeja. Lisäksi Euroopan unionin tavoitteena on lisätä uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön osuutta (2009/28/EY). Suomen tavoitteena on nostaa tuulivoimakapasiteetin määrä 2500 MW:iin vuoteen 2020 mennessä. Näin suuri tuulivoimakapasiteetin kasvu vaatii kantaverkon kehittämistä.

Sähkön tuotantokapasiteetti määräytyy Suomessa pääasiassa markkinoiden mukaan. Tehoreservin ylläpidosta maksettavista korvauksista ja tarvittaessa järjestettävästä uuden tuotantokapasiteetin tarjouskilpailusta on kuitenkin säädetty laissa (L 11.2.2011/117; L 17.3.1995/386). Verkonhaltijoille on määrätty vastuu sähköverkon ylläpidosta, käytöstä ja kehittämisestä sekä velvollisuus kohtuullista korvausta vastaan liittää sähkökäyttöpaikat ja sähköntuotantolaitokset sähköverkkoon (L 17.3.1995/386).

1.2 Työn tausta ja tavoite

Tuulivoimaloiden onnistunut liittäminen sähköjärjestelmään vaatii yksityiskohtaista tietoa sekä tuulivoimaloista että sähköverkosta. Esimerkiksi monissa tutkimuslaitoksissa on hyvä asiantuntemus tuulivoimateknologiasta. Sähköverkonhaltijat puolestaan ylläpitävät tarkkoja malleja sähköverkoistaan. Sähkönverkonhaltijat eivät kuitenkaan tavallisesti anna näitä malleja muiden tahojen käyttöön (Akhatov et al., 2006). Tuulivoiman sähköjärjestelmävaikutusten tarkasteluun tarvitaan lisää todennukaisia, mahdollisesti yksinkertaistettuja verkkomalleja, joita myös muut kuin sähköverkonhaltijat pääsisivät käyttämään. Eri sähköverkkojen malleja voitaisiin yhdistää laajemmiksi kokonaisuuksiksi, jolloin voitaisiin tarkastella laajemmin myös tuulivoiman vaikutuksia.

Tämän diplomityön tavoitteena oli tehdä simulointimalli Suomen kantaverkosta PSS®E-verkostolaskentaohjelmistoon (Power System Simulator for Engineering) tehonjakotarkasteluja varten. Mallia varten kerättiin aluksi tietoja verkon rakenteesta ja koottiin aineisto tietokannaksi. Verkkotiedot kerättiin julkisista lähteistä. Kulutus- ja tuotantotietojen lähteinä käytettiin myös VTT:n luottamuksellisia läh-

teitä. Tietokannan pohjalta rakennettiin verkkomalli tehonjakosimulointeihin. Verkkomalli validoitiin vertaamalla sen antamia tuloksia Fingridin tarkalla järjestelmämallilla tehtyjen simulaatioiden julkisiin tuloksiin.

Diplomityössä tehdyn verkkomallin ei ole tarkoitus soveltua sähköverkon dynamiikan simulointiin eikä vikavirtalaskentaan. Mallia ei siksi voi suoraan käyttää esimerkiksi verkon suunnitteluun. Jotta verkkomalli soveltuisi myös sähköverkon dynamiikan simulointiin ja vikavirtalaskentaan, on verkon komponenteista kerättävä lisää tietoa.

Työn kirjallisuuskatsaus koostuu neljästä osasta. Luvussa 2 kerrotaan sähkövoimajärjestelmän rakenteesta ja sähkövoimajärjestelmän simulointimalleista. Simulointimallien osalta kerrotaan mallien käytöstä, mallien rakentamiseksi ja ylläpitämiseksi tehtävästä tiedonkeruusta sekä mallien validoinnista. Lisäksi luvussa 2 esitellään lyhyesti esimerkkejä käytössä olevista sähkönsiirtoverkkojen simulointimalleista. Luvussa 3 kerrotaan diplomityöhön liittyvistä laskentamenetelmistä eli silmuroidun verkon tehonjaon laskemisesta. Tehonjakolaskentaan sopivasta sähköjärjestelmän rakenneosien mallinnuksesta kerrotaan luvussa 4. Mallinnuksessa tarvittavat tiedot verkon rakenneosista kannattaa tallentaa tietokantaan, jota voi hallita tietokannanhallintajärjestelmän avulla. Luvussa 5 kerrotaan perustietoja tietokannoista ja tietojärjestelmistä sekä esitellään tehonjakomallia tukevia tietojärjestelmiä.

Työn soveltavan osuuden kuvaus alkaa aineiston hankinnan ja kokoamisen kuvauksella. Luvussa 6 kerrotaan, mitä tietoja olen löytänyt sähköjärjestelmän rakenneosista, kuinka luotettavia tiedot ovat ja kuinka tiedot on koottu tietokannaksi. Lisäksi luvussa 6 selitetään PSS®E:n käytön ja tehonjakolaskennan perusteet sekä kuvataan, kuinka verkkotiedot haetaan tietokannasta ja viedään sopivassa muodossa PSS®E:lle. Luvussa 7 selostetaan verkkomallin validointimenetelmät ja validoinnin tulokset. Samalla arvioidaan epätarkkuutta aiheuttaneita tekijöitä. Johtopäätökset verkkomallin toimivuudesta esitetään luvussa 8.

2 Sähkövoimajärjestelmän mallinnus

Tässä luvussa kerrotaan sähkövoimajärjestelmän yleisestä rakenteesta sekä sähkövoimajärjestelmän simulointimallien käytöstä, rakentamisesta ja validoinnista. Lisäksi esitellään joitakin olemassa olevia sähkövoimajärjestelmien simulointimalleja.

Voimajärjestelmän simulointimallit eli verkkomallit ja verkostolaskentamallit ovat simulointiohjelmistoja varten tehtyjä malleja voimajärjestelmästä. Verkkomallilla tarkoitetaan tässä tietoa verkon rakenteesta ja sen rakenneosien sähköteknisistä arvoista. Mallia, joka sisältää myös tiedot hetkellisistä kytkennöistä, kulutuksista ja tuotannoista, kutsutaan tässä verkostolaskentamalliksi. Verkostolaskentamalleja ovat esimerkiksi voimajärjestelmän tehonjakomallit ja dynamiikkamallit.

2.1 Sähkövoimajärjestelmän rakenne

Sähköverkon mallinnuksessa ja suunnittelussa on tunnettava sähkövoimajärjestelmän rakenneosat ja niiden sähkötekniset arvot. Sähkövoimajärjestelmän rakenneosia ovat johdot, muuntajat, generaattorit, kuormat ja kompensointilaitteet, kuten rinnakkaisreaktorit ja -kondensaattorit sekä sarjakondensaattorit. Sähkövoimajärjestelmään kuuluvat tärkeinä laitekokonaisuuksina myös sähköasemat.

Sähköasemat ovat sähköverkon solmukohtia, joissa voidaan suorittaa kytkentöjä, muuntaa jännitettä tai keskittää tai jakaa sähköenergian siirtoa eri johdoille. Kantaverkon sähköasemalla olevia laitteita ovat muuntajat, kiskostot, kytkinlaitteet, mittamuuntajat ja releet. (Elovaara & Haarla, 2011b, s. 76)

Sähköasemat voidaan luokitella kytkinlaitoksiin ja muuntoasemiin. Kytkinlaitos yhdistää vain saman jänniteportaan johtoja ja muuntoasema myös eri jänniteportaiden johtoja. Muuntoasemalla on yksi tai useampi muuntaja. Johdot ja muuntajat liitetään sähköasemalla oleviin kiskostoihin kytkinlaitteiden välityksellä. Kytkinlaitteita ovat katkaisijat ja erottimet. Sähköasemalla esiintyviä jännitteitä ja virtoja mitataan mittamuuntajien avulla. Virta- ja jännitetiedot viedään releille, joiden tehtävä on antaa katkaisijoille toimintakäskyt, kun verkon viallinen osa halutaan erottaa muusta verkosta. (Heikkilä, 2004)

Muuntaja siirtää magneettikenttensä välityksellä sähkötehoa vaihtosähköpiiristä toiseen. Muuntajan tehtäviin kuuluu jännitteen asettelu sähkönsiirron ja -jakelun kannalta edulliseen arvoon sähköverkon eri osissa. Lisäksi muuntajat erottavat eri jänniteportaat galvaanisesti toisistaan. Muuntajien avulla voidaan myös rajoittaa jakeluverkkojen oikosulkuteho katkaisijoille sallittavaan arvoon. Muuntaja on pyörimätön sähkökone, jonka toiminta perustuu sähkömagneettiseen induktioon. Muuntajan varsinaisen tehtävän suorittavat käämitykset ja rautasydän. Muuntajan muuntosuhde on sen käämitysten vaihejännitteiden – ja samalla myös pääjännitteiden – suhde. (Sähkövoimatekniikka, 2009, s. 18)

Muuntajia käytetään sähköasemalla yhdistämään eri jänniteportaiden johdot. Muuntajia käytetään myös generaattorien ja sähköverkon välillä, sillä voimalaitosgeneraattorien jännitteet ovat tyypillisesti vain noin 10–20 kV. Käytössä on kaksikäämitysmuuntajia ja kolmikäämitysmuuntajia. Kaksikäämitysmuuntajassa on kaksi käämistä – ensiö ja toisiö – ja se yhdistää kaksi jänniteportasta. Kolmikäämi-

tysmuuntajassa on kolme käämitystä – ensiö, toisio ja kolmansio eli tertiääri – ja se yhdistää kolme jänniteporrasta.

Muuntajissa voidaan käyttää käämikytkimiä, joilla muuntajan muuntosuhdetta voidaan säätää portaittaisesti muuntajan ollessa kuormitettuna. Käämikytkimen avulla voidaan pyrkiä pitämään esimerkiksi muuntajan alajännitepuolen jännite tiettyjen rajojen sisällä.

Johtojen tehtävä on kuljettaa sähkötehoa sähköasemalta toiselle. Johdon tehonsiirtokyky perustuu aaltoliikkeenä eteneviin sähkö- ja magneettikenttiin (Ängquist, 2002). Tehoa kuljettavat sähkömagneettiset kentät syntyvät virran ja jännitteen vaikutuksesta, ja johto ohjaa kentät haluttuun suuntaan. Johtoina käytetään avojoh-toja ja kaapeleita. Kolmivaihejärjestelmän johto koostuu kolmesta vaihejohtimesta. Vaihejohtin voi koostua yhdestä tai useammasta osajohtimesta. Jos vaihejohtin koostuu useammasta kuin yhdestä osajohtimesta, kutsutaan vaihejohtinta nippujohtimeksi. Nippujohtimia käytetään lisäämään johdon siirtokykyä ja pienentämään koronaa. Johdoilla voidaan myös käyttää ukkosjohtimia suojaamaan vaihejohtimia suorilta salamaniskuilta. Lisäksi voidaan rakentaa kaksoisjohtoja eli kahden virtapiirin johtoja.

Voimalaitosten generaattorien päätehtävä on muuttaa turbiinin tuottama mekaaninen akseliteho sähköiseksi pätötehoksi. Lisäksi generaattorien tulee tuottaa sähköverkkoon jännite. Suurten voimalaitosten tulee myös tarjota jännite- ja taa-juustukea verkolle muiden voimalaitosten ja verkon vikojen aikana. Generaattoreina käytetään tahtikoneita ja epätahtikoneita.

Suurin osa sähköverkossa olevista generaattoreista on tahtikoneita (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 218), jotka voivat olla rakenteeltaan umpinapa- tai avonapakoneita. Tahtikone on pyörivä sähkökone, jonka toiminta perustuu pyörivään magneettikenttään eli kiertokenttään ja sähkömagneettiseen induktioon. Tahtikoneen magneettipiirin muodostavat paikallaan pysyvä putkimainen staattori ja sen sisällä pyörivä roottori sekä näiden väliin jäävä ilmaväli. Magneettikenttä synnytetään yleensä roottorin magnetointikäimitykseen syötettävällä tasavirralla. Sähköteho syötetään verkkoon staattorin kolmivaihekäimityksestä. Tahtigeneraattorin loistehoa voidaan säätää generaattorin magnetointia muuttamalla. Pätötehoa säädetään turbiinin tehoa muuttamalla. (Sähkövoimatekniikka, 2009, s. 39, 60–67)

Osa sähköverkossa olevista generaattoreista on epätahtikoneita. Tahtikoneen tavoin epätahtikone on pyörivä sähkökone, jonka toiminta perustuu pyörivään magneettikenttään eli kiertokenttään ja sähkömagneettiseen induktioon. Myös epätahtikoneessa magneettipiirin muodostavat paikallaan pysyvä putkimainen staattori ja sen sisällä pyörivä roottori sekä näiden väliin jäävä ilmaväli. Epätahtigeneraattori ottaa magnetointia varten loistehoa verkosta tai koneen staattoriliittimiin kyt-ketyistä kondensaattoreista. Generaattorin tuottama sähköteho syötetään verkkoon staattorin kolmivaihekäimityksestä. Epätahtikoneet ovat rakenteeltaan liukurengas-koneita tai oikosulkukoneita. (Sähkövoimatekniikka, 2009, s. 39, 50, 57)

Höyryvoimalaitosten turbogeneraattorit ovat aina umpinaparakenteisia tahtigeneraattoreita (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 136). Vesivoimalaitoksissa käytetään oikosulkukonetyyppisiä epätahtigeneraattoreita ja avonaparakenteisia tahtigeneraattoreita (ABB, 2000). Tuulivoimalaitoksissa käytetään useita generaattorityyppie-

jä, kuten epätahtigeneraattoria, kaksoissyötettyä epätahtigeneraattoria ja taajuusmuuttajan kautta verkkoon liitettyä tahtigeneraattoria (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 43–45).

Kuormat ovat sähköä kuluttavia laitteita ja laitteistoja. Kantaverkon kuorma tarkoittaa kantaverkon kiskoon liittyvää kuormaa, joka on tyypillisesti kantaverkonhaltijan asiakkaan omistuksessa. Näitä kuormia ovat alueverkot, osa jakeluverkosta ja esimerkiksi suuret teollisuuslaitokset. Esimerkiksi Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridin vuonna 2004 käyttämissä verkkomalleissa oli kuvattu 400 kV:n, 220 kV:n ja 110 kV:n verkot kokonaan, mukaan lukien esimerkiksi 110 kV:n alue- ja jakeluverkot. Tällaisten verkkomallien kuormat voivat sisältää keski- ja pienjänniteverkkoa, erityyppisiä kuluttajaryhmiä, erilaisia pieniä jakeluverkossa toimivia teholähteitä, loistehokompensattoreita, jännitteensäätölaitteita sekä erilaisia tehoa kuluttavia laitteita kuten moottoreita, valaistusta ja lämmitystä. (Ojanen, 2004)

Sähköverkossa on pidettävä yllä sähkönsiirrolle tarkoituksenmukaisia ja sähköverkon laitteille sallittuja jännitetasoja. Lisäksi kuluttajille on taattava tarpeeksi tasaiset jännitteet. Sähköverkon jännite vaihtelisi voimakkaasti siirto- ja kytkentätilanteiden mukaan, ellei jännitettä säädettäisi. Jännitteen säätöön käytetään esimerkiksi tahtigeneraattoreita, muuntajien käämikytкимиä ja erityisiä loistehon kompensointilaitteita. Kompensointi voidaan jakaa rinnakkaiskompensointiin ja sarjakompensointiin. Rinnakkaiskompensointilaitteet kytketään johdon ja maan väliin. Rinnakkaiskompensointilaitteita ovat esimerkiksi rinnakkaiskondensaattorit ja rinnakkaisreaktorit sekä staattiset loistehon kompensointilaitteet. Rinnakkaiskondensaattoreita käytetään nostamaan jännitettä. Niitä käytetään tavallisesti kuormituksen rinnalla kulutuslaitteiden vaatiman loistehon kompensointiin tai sähköasemalla kulutusalueen loistehon syöttöön. Rinnakkaisreaktoreita käytetään laskemaan jännitettä. Niitä voidaan käyttää johtojen varausloistehon kuluttamiseen. Rinnakkaiskondensaattorilla ja -reaktorilla voidaan säätää jännitettä portaattaisesti. Staattisilla loistehon kompensointilaitteilla voidaan säätää jännitettä portaattomasti. Staattinen loistehon kompensointilaitte voidaan kytkeä keskelle johtoa, jolloin johdon keskikohdan jännite voidaan pitää vakiona. Sarjakompensoinnissa johdon induktiivista reaktanssia pienennetään kytkemällä kondensaattori johdon kanssa sarjaan. Sarjakondensaattorilla säädetään jännitettä portaattomasti, sillä sarjakondensaattorin tuottama loisteho riippuu johdon läpi kulkevan virran neliöstä. (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 368–374)

Verkon rakenneosille on asetettu virtarajat, jotka voivat riippua esimerkiksi ympäristön lämpötilasta. Virtarajat kertovat, kuinka paljon rakenneosia saa kuormittaa ylittämättä rakenneosien lämpökestoisuutta. Siirtoreitin siirtokapasiteetti puolestaan kertoo, kuinka paljon sähköä voidaan siirtää reittiä pitkin. Kun määritetään siirtoreitin siirtokapasiteettia, on rakenneosien lämpenemien lisäksi huomioitava stabiilius, eli järjestelmän kyky löytää uusi tasapainotila häiriön jälkeen. Häiriöitä ovat kuorman ja tuotannon muutokset sekä verkossa tapahtuvat viat. Sähkövoimajärjestelmän stabiiliuteen vaikuttavat järjestelmän tila ennen häiriötä, verkon komponenttien ominaisuudet, säätöjärjestelmät sekä itse häiriö (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 257).

2.2 Simulointimallien käyttö

Verkkomallien ja verkostolaskentamallien avulla voidaan simuloida verkon toimintaa staattisissa ja dynaamisissa tilanteissa. Tärkeimmät määritettävät tapaukset ja ilmiöt kantaverkkotasolla ovat verkon tehonjako, vikavirrat ja dynaaminen stabiilius.

Tehonjakolaskennassa selvitetään hetkellisten kuormitusten ja voimalaitosten ajotilanteen perusteella, miten sähkö kulkee verkossa. Tehonjako kertoo, paljonko johdoilla kulkee sähkötehoa ja paljonko johdoilla syntyy tehohäviöitä. Tehonjakolaskennan perusteella saadaan myös selville ne kiskojen jännitteet ja generaattorien loistehot, joita ei alun perin tiedetty. Tehonjakolaskennan tulos on symmetrisen, pysyvän tilanteen ratkaisu.

Tehonjakolaskenta on eniten käytetty verkostolaskennan muoto. Sitä käytetään seuraavissa tehtävissä:

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

Verkon suunnittelussa tehonjakolaskennalla selvitetään, kannattaako tai pitääkö jokin johto rakentaa vai ei. Kriteereinä vaihtoehtojen välillä voi olla esimerkiksi siirtokyvyn kasvaminen ja häviöiden pieneneminen. Verkon käytössä ja käytön suunnittelussa tehonjakolaskennalla lasketaan lähitulevaisuuden siirtoja ja jännitteitä sekä selvitetään suunniteltujen keskeytysten vaikutuksia tehonjaolle. Käyttö on suunniteltava siten, etteivät johdot, muuntaajat tai muut laitteet ylikuormitu ja että verkon jännitteet sekä generaattorien tuottamat loistehot pysyvät sallittujen rajojen sisällä. Verkon suojauksen suunnittelussa tehonjakolaskennalla selvitetään, aiheuttavatko kuormitusvirrat releiden laukeamisia. Häviöiden minimoinnissa tehonjakolaskennalla selvitetään sopivat asemajännitteiden arvot. Verkon dynamiikan simuloinnissa tehonjakolaskennalla selvitetään alkutilanne ennen vikaa. Myös vian jälkeinen verkon tila voidaan selvittää tehonjakolaskennalla, kun tiedetään verkon kytkentätilanne vian jälkeen. (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 152–153)

Tehonjakolaskennan suorittamisesta kerrotaan luvussa 3. Vaihtosähköjärjestelmän tehonjako voidaan ratkaista täydellisessä eli epälineaarisessa muodossa tai linearisoidussa muodossa. Niin kutsutun AC-tehonjaon (*alternating current*, vaihtovirta) ratkaiseminen on tehonjako-ongelman ratkaisemista täydellisessä muodossa. Suurin osa luvusta 3 keskittyy tähän menetelmään. Niin kutsutun DC-tehonjaon (*direct current*, tasavirta) ratkaiseminen puolestaan tarkoittaa tehonjako-ongelman ratkaisemista linearisoidussa muodossa. DC-tehonjaosta kerrotaan lyhyesti luvussa 3.7.

Vikavirtojen laskennassa selvitetään oikosulkuvirtojen maksimi- ja miniarvot pohjaksi oikosulkukestoisuuden ja suojauksen suunnittelulle (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 76). Dynaamisen stabiiliuden määrittämisessä selvitetään, miten verkko

siirtyy staattisesta alkutilasta vian syntymisen seurauksena staattiseen lopputilaan (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 76). Vikaa seuraava muutosilmiö voi olla stabiili tai epästabiili. Kaikki kantaverkonhaltijat eivät kuitenkaan mallinna tai laske dynamiikkaa. Dynamiikkaa mallinnetaan ja lasketaan usein vain, jos dynaaminen stabiilius rajoittaa sähköjärjestelmän siirtokapasiteettia. Esimerkiksi Suomen kantaverkon siirtokapasiteetteja rajoittaa pääasiassa stabiilius, joten siirtokapasiteetit selvitetään useimmiten stabiiliustarkasteluilla.

2.3 Simulointimallien luominen

Verkkomalleissa ja verkostolaskentamalleissa sähköasemien kiskostot ja muut haarautumispisteet on kuvattu solmuina. Generaattorit, kuormat ja rinnakkaiskompensointilaitteet kiinnittyvät solmuihin, ja muuntajat, johdot ja sarjakompensointilaitteet yhdistävät solmut toisiinsa. Laskelmia varten täytyy tuntea johdot, muuntajat, kompensointilaitteet, generaattorit ja kuormat riittävän tarkasti (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 75). Tarvittavien teknisten tietojen määrä riippuu laskettavasta ilmiöstä. Tehonjakolaskentaan tarvittavasta tehonjakomallista ja siinä käytettävistä rakenneosien kuvauksista kerrotaan luvussa 4.

Verkonhaltija tuntee johtojen, muuntajien, kompensointilaitteiden ja generaattorien tiedot yleensä tarkasti. Johdot, kompensointilaitteet ja omat muuntajat verkkonhaltija hankkii itse laitevalmistajilta ja saa laitteiden tekniset tiedot laitteiden arvokilvistä, luetteloista ja suoraan valmistajalta. Osa johtojen sähköteknisistä parametreista verkkonhaltijan on määritettävä laskennallisesti dimensioiden ja materiaalien perusteella tai luotettavammin mittaamalla (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 99–100). Suomessa kantaverkonhaltija saa suurien generaattorien ja generaattorimuuntajien tiedot voimalaitoksilta (Fingrid Oyj, 2007). Vanhojen voimalaitosten generaattorien dynamiikkatietoja on kuitenkin jouduttu arvioimaan.

Voimajärjestelmän mallinnuksessa on päätettävä, mitkä verkon rakenneosat mallinnetaan yksittäin ja mitkä yhdistetään niin kutsutuiksi ekvivalenttimalleiksi. Esimerkiksi voidaan päätyä mallintamaan useampi generaattori yhtenä ekvivalenttigeneraattorina ja pienjänniteverkko yhtenä ekvivalenttikuormana. Ekvivalenttimalleja tehdään, kun verkkomallin laatijalla ei ole riittävästi tietoa mallinnettavasta kohteesta. Ekvivalenttimalleja tehdään myös laskennan nopeuttamiseksi.

Verkkomalleissa ja verkostolaskentamalleissa kuormat ovat yleensä ekvivalenttikuormia, eli ne sisältävät monenlaisia sähköä kuluttavia ja usein myös sähköä tuottavia komponentteja. Tämä tekee kuormitusten mallintamisesta vaikeaa. Kuormitusten mallintamisessa on otettava huomioon kuormien kuluttamat pätö- ja loistehot sekä niiden riippuvuus jännitteestä ja taajuudesta. Kuormitusten selvittämiseen käytettäviä menetelmiä ovat esimerkiksi

- hetkellistehomittausten käyttö
- keskitehomittausten käyttö
- kuormitustietojen kysely asiakkailta
- kuormituskäyriin ja indeksisarjoihin perustuvat laskennalliset menetelmät.

Kantaverkonhaltijan on helppo saada kantaverkon kuormitukset selville esimerkiksi hetkellistehomittauksella tai tuntikeskitehomittauksella. Esimerkiksi Fingrid on käyttänyt tehonjakomallien kuormitus- ja tuotantotietoina käytönvalvontajärjestelmästä saatavia tietoja (Ojanen, 2004). Kantaverkon verkostolaskentamallissa voi kuitenkin olla tarvetta kuvata myös asiakkaiden verkkoa, jotta esimerkiksi asiakkaiden verkkoon liittyvät suuret generaattorit voidaan mallintaa niiden todellisiin liittymispisteisiin. Asiakkaiden verkosta ei kuitenkaan yleisesti ottaen ole saatavilla mittaustietoja. Kuormitusten jakautuminen asiakkaiden verkossa on tällöin arvioitava esimerkiksi saatavilla olevien mittaustietojen ja ennalta määritettyjen jakokertoimien avulla. Myös tulevia kuormituksia joudutaan arvioimaan. Kantaverkkoyhtiö voi arvioida tulevia kuormituksia kyselemällä tietoja tulevista kulutuksista muun muassa teollisuudelta ja alueellisilta suunnitteluorganisaatioilta. Saadut tiedot ovat luottamuksellisia, kuten myös ennustetiedot sähkön tuottajilta. Vastauksia voi kuitenkin olla vaikea saada elinkeinoelämän kilpailupaineiden takia. Kuormitustietoja joudutaankin usein arvioimaan kokemuksen perusteella. Myös perinteisiä laskennallisia menetelmiä voidaan käyttää kuormitusten arviointiin. Nämä menetelmät perustuvat esimerkiksi kuormituskäyrien, indeksisarjojen ja pysyvyyskäyrien käyttöön. (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 78–89)

Verkonhaltijat eivät tavallisesti anna verkkomallejaan muiden tahojen käyttöön. Jos jokin muu taho kuin verkohaltija tarvitsee verkkomallin, on sen usein itse koostettava verkkomalli julkisten lähteiden perusteella, mikä tyypillisesti rajoittaa verkkomallin tietojen määrää ja tarkkuutta. Käyttökelpoisia julkisia lähteitä ovat esimerkiksi

- verkonhaltijoiden Internet-sivut
- voimalaitosyhtiöiden Internet-sivut
- energia-alan järjestöjen Internet-sivut
- sähkövoimatekniikan oppi- ja käsikirjat
- verkonhaltijoille tehdyt opinnäytetyöt
- laitevalmistajien luettelot
- karttapalvelut.

Osa verkonhaltijoista pitää Internet-sivuillaan verkkokarttoja. Verkkokarttojen perusteella voidaan yleensä selvittää verkon perusrakenne, jännitetasot ja johtojen pituudet. Verkonhaltijoiden verkkokartoista voi myös selvittää, mihin kohtaan verkkoa voimalaitokset kiinnittyvät. Sähköjärjestelmän komponenttien sähkötekniisiä arvoja voidaan arvioida laitevalmistajien luetteloiden avulla. Usein ei kuitenkaan voida varmasti tietää, minkä tyyppisiä johtoja tai muuntajia verkonhaltijat käyttävät. Myös sähkövoimatekniikan oppikirjoista voi selvittää tyypillisiä arvoja komponenttien sähkötekniisille parametreille. Tuotantotietoja puolestaan voidaan arvioida esimerkiksi voimalaitosyhtiöiden Internet-sivuilta saatavien tietojen perusteella.

Valtioiden, kuntien ja muiden alueiden kokonaisenergiankulutuksista ja huippukulutustehoista voi löytyä julkista tietoa verkonhaltijoiden ja energia-alan järjestöjen Internet-sivuilta. Kulutuksen jakautumista voidaan arvioida esimerkiksi asutuksen, maatalouden ja teollisuuden määrän perusteella. Myös näistä on usein löydettävissä julkista tietoa. Karttapalvelujen avulla voi mahdollisesti nähdä yksityiskohtia sähköjärjestelmästä ja sen rakenneosista. Tarkoitukseen sopiva karttapalvelu on esimerkiksi Google Maps, jonka yhteydessä toimii katunäkymän tarjoava Google Street View -palvelu.

Verkkomallien lähtötietoja säilytetään yleensä tietokannoissa. Tietokannoissa tiedot säilyvät pitkään, ja tietoja on tehokasta ja helppoa hallita tietokannanhallintajärjestelmien avulla. Lisäksi voidaan rakentaa tietojärjestelmiä, jolloin tietokantoja voidaan käyttää sovellusten avulla. Tietokannoista ja tietojärjestelmistä kerrotaan lisää luvussa 5.

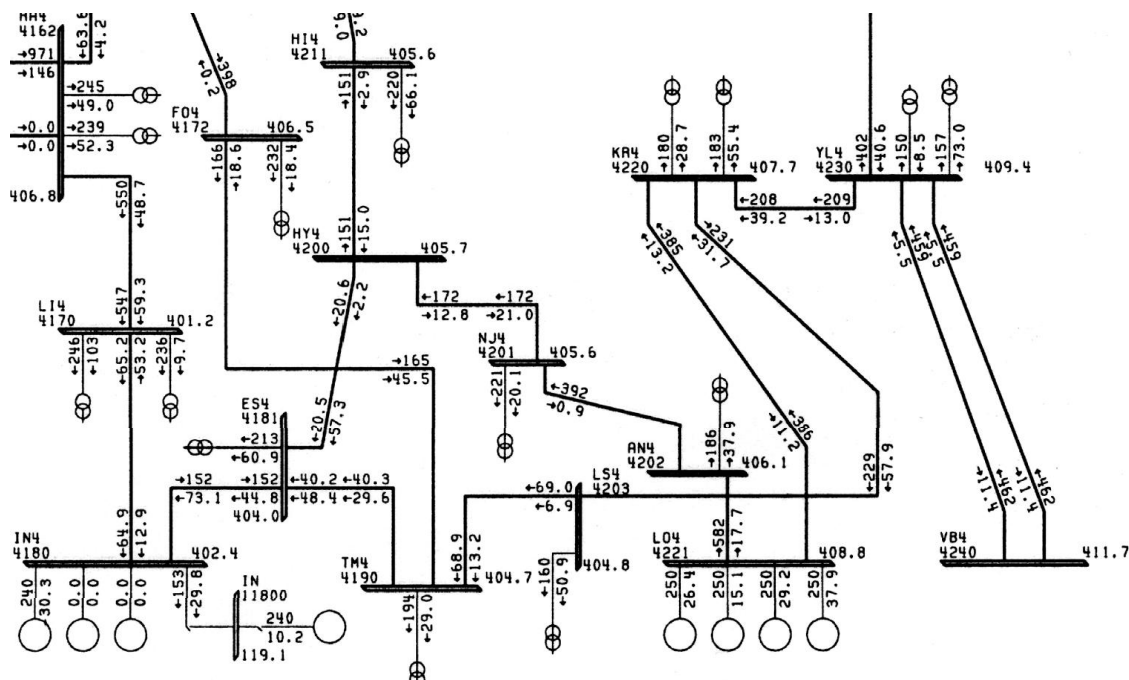
2.4 Esimerkkejä simulointimalleista

Tässä alaluvussa kuvataan olemassa olevia sähköjärjestelmien simulointimalleja. Simulointimallit voidaan karkeasti jakaa verkkoyhtiöiden omiin malleihin ja testijärjestelmämalleihin. Monet testijärjestelmämallit ovat julkisia. Verkkoyhtiöiden omista verkkomalleista sen sijaan ei ole kovin paljon julkista tietoa saatavilla. Pohjoismaiden kantaverkkoyhtiöiden verkkomalleista on kyselyn perusteella saatuja kuvauksia Ojasen diplomityössä (Ojanen, 2004).

2.4.1 Suomen kantaverkon simulointimallit

Suomen kantaverkko koostuu 400 kV:n, 220 kV:n rengaskäyttöisestä verkosta ja sitä tukevasta 110 kV:n verkosta sekä sähkömarkkinoiden käytössä olevista Suomen rajat ylittävistä voimajohdoista (Saarnio et al., 2010). Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridin vuonna 2004 käyttämissä verkkomalleissa oli kuvattu sekä Fingridin omistamat että Fingridin asiakkaiden omistamat 400 kV:n, 220 kV:n ja 110 kV:n verkot kokonaan. Malleissa oli kuvattu myös rajajohdot Ruotsiin, Norjaan ja Venäjälle. Alle 110 kV:n jännitetasoista oli kuvattu lähinnä muuntajien tähtipisteet sekä asemat, joilla on merkittäviä generaattoreita. Muut alle 110 kV:n jännitetasojen verkkorakenteista oli kuvattu ekvivalenttikuormina, jotka kiinnittyivät 110 kV:n verkon solmupisteisiin. Vuonna 2004 Fingridin tehonjakolaskentaan käyttämässä verkkomallissa oli 2100 solmua, 2500 johtoa, 1200 kuormaa ja 360 generaattoria. Verkon rakennetietoja säilytettiin verkkotietojärjestelmän tietokannassa. Osa Fingridin verkkomallista on esitetty kuvassa 1. (Ojanen, 2004)

Jotta verkkomallilla voisi tehdä simulointeja, on muodostettava verkostolaskentamalli. Fingrid käytti vuonna 2004 tehonjakolaskennassa perus- ja ennustetilanteiksi kutsuttavia verkostolaskentamalleja, joita molempia tehtiin noin neljä kappaletta vuodessa kuvaamaan eri vuodenaikojen kulutus-, tuotanto- ja kytkentätilanteita. Ennustetilanteet tehtiin yleensä noin puoli vuotta ennen ennusteen kohteena olevaa ajankohtaa. Ennustetilanne muodostettiin karkeasti ottaen viimeisimmän saman vuodenajan perustilanteen pohjalta päivittämällä malliin lähitulevaisuuden verkko-



Kuva 1: Osa Fingridin verkkomallista vuodelta 2002. Kuvassa näkyvät vain 400 kV:n ja 220 kV:n jännitetasot. (Uski, 2003)

muutokset. Vastaavasti yksinkertaistettuna perustilanne luotiin viimeisimmän saman vuodenaajan ennustetilanteen pohjalta päivittämällä malliin uudet tilannetiedot kuten mitatut ja arvioidut kulutukset ja tuotannot. (Ojanen, 2004)

Fingridin verkostolaskentamallien kuormitustiedot perustuivat osittain käytönvalvontajärjestelmän mittausten käyttöön ja osittain jakokertoimien avulla tehtävään arviointiin. Käytönvalvontajärjestelmässä oli pätötehomittaukset kaikilta Fingridin katkaisijoilta ja verkon suurimmilta generaattoreilta sekä loistehomittauksia Fingridin katkaisijoilta ja verkon suurimmilta generaattoreilta. Varsinaisia kuormitusten tehomittauksia ei ollut käytössä. Käytönvalvontajärjestelmän keräämät mittaustiedot saattavat olla osittain virheellisiä ja puutteellisia, joten verkon todellinen tila estimoitiin käytönvalvontajärjestelmän yhdeydessä toimivan tilaestimaattorin avulla. Tilaestimaattori estimoi verkon tilan verkkomallin sekä mittaus- ja kytkentätietojen perusteella. Kantaverkon kuormitus- ja tuotantotiedot otettiin tilaestimaattorin estimoimasta tilanteesta neljä kertaa vuodessa eri vuodenaikoina. Asiakkaiden verkkojen tilannetiedot arvioitiin jakokertoimien avulla. (Ojanen, 2004)

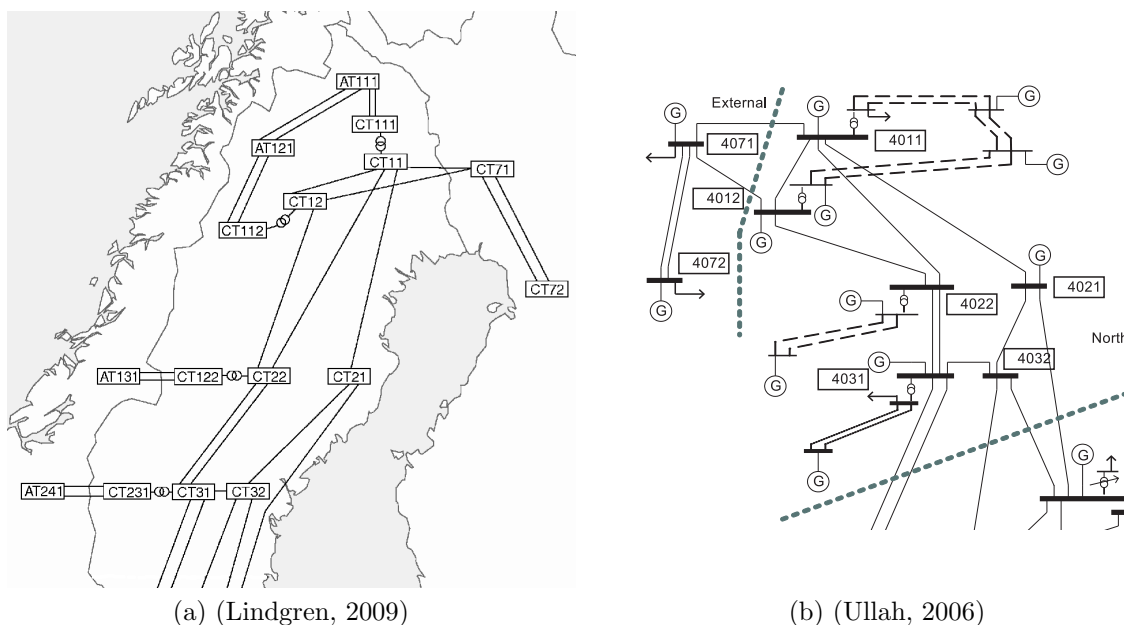
Ojanen (2004) suositteli tuntikeskitehomittauksen käyttöä perus- ja ennustetilanteiden kuormitusten selvittämiseen. Fingridillä oli tuntikeskitehomittaukset kantaverkon kuormituksista. Fingridillä ei kuitenkaan ollut tietoa asiakasverkkojen kuormitusten tuntikeskitehoista. Asiakasverkkojen kuormitusten arvioimiseen Ojanen ehdotti erilaisia arviointimenetelmiä sekä vaihtoehtoisesti asiakasyhteistyön kehittämistä siten, että Fingrid saisi asiakkaiden käytönvalvontajärjestelmistä tarvittavien kuormien pätö- ja loistehomittaukset esimerkiksi muutamalta tunnilta vuodessa. Verkostolaskentamallien tuotantojen määrittämiseen Ojanen suositteli toistaiseksi

käytönvalvontajärjestelmän tilaestimaattoria, sillä vuonna 2004 Fingridillä ei ollut kattavasti tuntikeskitehomittauksia tuotannoista.

2.4.2 Ruotsin kantaverkon simulointimallit

Ruotsin kantaverkko koostuu 400 kV:n ja 220 kV:n verkoista. Kantaverkon omistaa Ruotsin valtio, ja sitä hallinnoi Svenska Kraftnät (Svenska Kraftnät, 2011). Vuonna 2004 Svenska Kraftnätillä oli käytössään verkkomalli, johon oli mallinnettu 400 kV:n, 220 kV:n, 135 kV:n ja 70 kV:n verkot kokonaan. Näitä alemmat jännitetasot oli kuvattu kiskokuormina ja tuotantoina. 135 kV:n ja 70 kV:n verkkojen kuormitus- ja tuotantotietoina käytettiin kyseiset verkot omistavilta alueverkkoyhtiöiltä vuosittain saatavia huippukuormatilanteen tietoja. Tietoja skaalattiin tarvittaessa eri verkostolaskentamalleja varten. Kuormat oli jaettu karkealla tasolla kotitalous- ja teollisuuskuormiin. (Ojanen, 2004)

Svenska Kraftnät on kehittänyt myös fiktiivisen testijärjestelmän Nordic32, joka kuitenkin muistuttaa Ruotsin sähköjärjestelmää. Testijärjestelmä on esitetty kuvassa 2. Suurten sähköjärjestelmien kansainvälinen järjestö CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques) on standardoinut Nordic32-järjestelmän testijärjestelmäksi pitkän aikavälin dynamiikan tarkasteluihin. Svenska Kraftnät esitteli transienttistabiiliuden ja pitkän aikavälin dynamiikan simulointiin tarkoitetun testijärjestelmänsä alun perin vuonna 1995 CIGRE:n raportissa *Long term dynamics* (CIGRE, 1995). Pitkän aikavälin dynamiikalla tarkoitettiin raportissa sähköjärjestelmän todellista toimintaa aikavälillä, joka voi vaihdella kymmenestä sekunnista tunteihin (CIGRE, 1995). Nordic32-testijärjestelmää on kehitetty vuoden 1995 jäl-



Kuva 2: Osa Nordic32-testijärjestelmästä kuvattuna maantieteellisesti ja tarkempaan verkkodiagrammina.

keen ja järjestelmän 32 solmulle on määritelty myös fiktiiviset maantieteelliset sijainnit. Kaksi solmua sijaitsee Suomen puolella. (Lindgren, 2009)

2.4.3 Tanskan kantaverkon simulointimallit

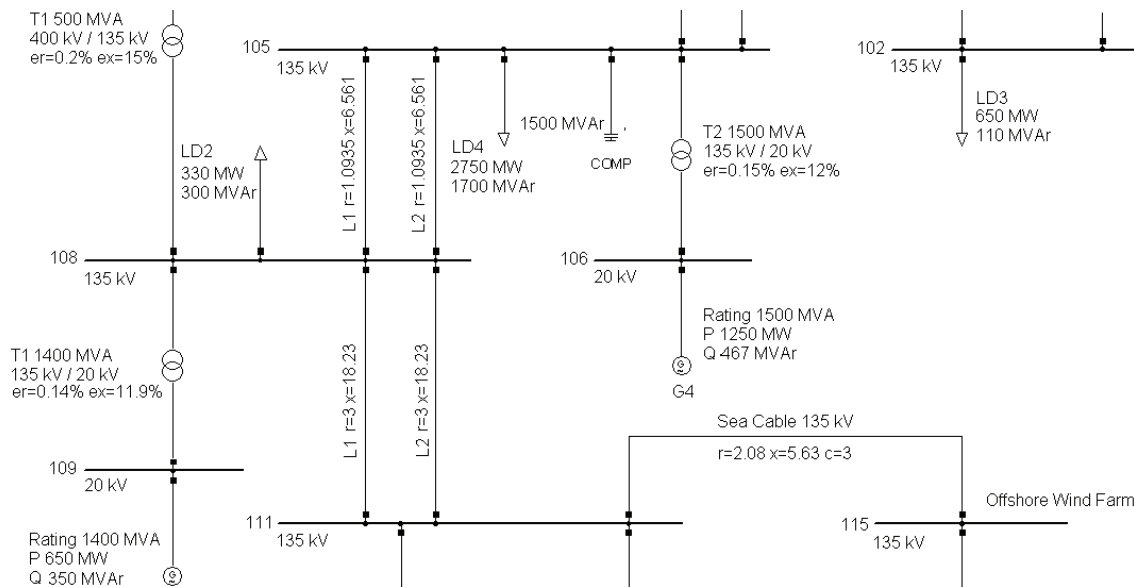
Tanskan kantaverkko koostuu 400 kV:n, 150 kV:n ja 132 kV:n verkoista. Itä-Tanskassa on käytössä 400 kV:n ja 132 kV:n jännitetasot, kun taas Länsi-Tanskassa käytetään 400 kV:n ja 150 kV:n jännitetasoja. Itä-Tanskan järjestelmä on kytketty synkronisesti Pohjoismaiden yhteiskäyttöjärjestelmään ja Länsi-Tanskan järjestelmä Manner-Euroopan yhteiskäyttöjärjestelmään. Tanskan 400 kV:n kantaverkon omistaa Energinet.dk. Lisäksi Energinet.dk omistaa 132 kV:n verkon Själlannin saaren pohjoisosassa. Muut 150 kV:n ja 132 kV:n verkot ovat paikallisten verkkoyhtiöiden omistuksessa, mutta kaikki 150 kV:n ja 132 kV:n verkot ovat kuitenkin Energinet.dk:n käytettävissä. Vuoteen 2005 asti Itä-Tanskan 400 kV:n kantaverkon omisti Elkraft Transmission ja sen käytöstä vastasi Elkraft System. 132 kV:n verkon omistivat paikalliset verkkoyhtiöt. Länsi-Tanskan 400 kV:n ja 150 kV:n kantaverkon omisti vuoteen 2005 asti Eltra. (Energinet.dk, 2011; Ojanen, 2004)

Elkraft Systemin vuonna 2004 käyttämissä verkkomalleissa oli kuvattu 400 kV:n, 132 kV:n ja 50 kV:n verkot. Näitä alemmat jännitetasot oli kuvattu kiskokuormina ja tuotantoina 50 kV:n solmupisteissä. Elkraft System ja paikalliset verkkoyhtiöt tekivät yhteistyötä, ja kaikilla yhteistyön osapuolilla oli käytettävissä koko verkon tiedot. Elkraft System vastasi tietojen ylläpidosta. 10 kV:n verkkojen kuormitus-tiedot mitattiin neljää kertaa vuodessa 132/10 kV:n ja 50/10 kV:n muuntajilta. Mittausajankohdat olivat kesäaamu, kesäilta, talviaamu ja talvi-ilta. Mittaustietoja skaalattiin tarvittaessa eri tilanteita varten. Tuotantomittauksia Elkraft Systemillä ei ollut käytettävissä, joten voimalaitosten kytkentätilanne ja tuotantoteho jouduttiin arvioimaan erikseen. (Ojanen, 2004)

Eltran vuonna 2004 käyttämissä verkostolaskentamalleissa oli mallinnettu 400 kV:n ja 150 kV:n verkot kokonaan. Kuormat ja tuotannot oli kuvattu 150/60 kV:n muuntajien alajännitepuolelle. Kaikki jakeluverkkoon liittyvät yli 10 MW:n tuotantoyksiköt oli mallinnettu sellaisinaan, mutta tätä pienempiä tuotantoyksiköitä oli yhdistetty. 60 kV:n verkko oli mallinnettu generaattoreille asti, mutta johtojen impedansseina käytettiin keskimääräisiä impedansseja. Vuonna 2004 mallia oli tarkoitus tarkentaa tuotantoyksiköiden liityntäjohtojen osalta. Kuormitus- ja tuotantotiedot perustuivat suorien mittausten käyttöön ja laskutusjärjestelmään. 150/60 kV:n liityntäpisteissä mitattiin sekä pätö- että loisenergiaa 15 minuutin otoksina, ja lisäksi kaikilta generaattoreilta mitattiin pätöenergia 15 minuutin otoksina. Käytönvalvontajärjestelmässä oli hetkellistehomittaus kaikista yli 2 MW:n yhteistuotantolaitoksista ja valikoiduista tuulivoimaloista. Eltrassa ei kuitenkaan aina tiedetty jakeluverkon kytkentätilannetta eikä siten myöskään, mihin 150/60 kV:n asemaan tuotantoyksiköt kiinnittyivät. Harkinnassa oli tiedonvaihdon laajentaminen Eltran ja jakeluverkkoyhtiöiden välillä. Loistehoa ei mitattu vaan sen kulutus ja tuotanto jouduttiin arvioimaan. (Ojanen, 2004)

Tanskan nykyinen kantaverkonhaltija Energinet.dk on antanut tutkimuskäyttöön yksinkertaistetun mallin Tanskan kantaverkosta. Yksinkertaistetussa mallissa on 17

solmua, neljä keskeistä voimalaitosta, kulutuskeskuksia, yksi ekvivalenttigueneraattori paikallisista tuulivoimaloista ja toinen ekvivalenttigueneraattori suuresta merituu-
lipuistosta. Yksinkertaistettu malli on tarkoitettu opetukseen sekä tuulivoimaloiden ja todenmukaisten sähkönsiirtoverkkojen vuorovaikutusten tarkasteluun. Osa yksin-
kertaistetusta mallista on esitetty kuvassa 3. (Akhmatov et al., 2006)



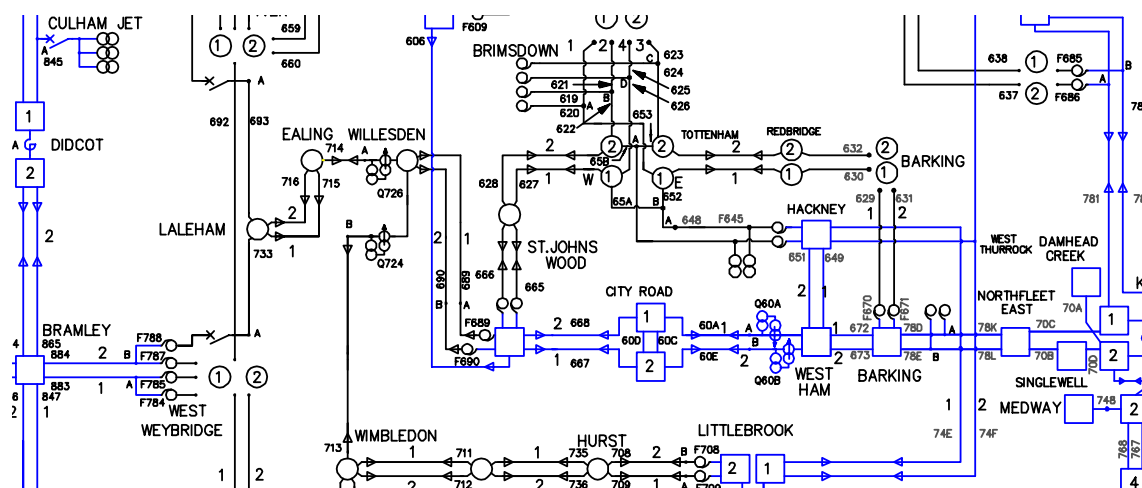
Kuva 3: Osa Tanskan kantaverkon yksinkertaistetusta verkkomallista. (Akhmatov et al., 2006)

2.4.4 Pohjoismaiden kantaverkko-yhtiöiden yhteiset mallit

Pohjoismaiden kantaverkko-yhtiöt pitävät lisäksi yhdessä yllä koko Pohjoismaiden yhteiskäyttäjärjestelmää kuvaavia verkostolaskentamalleja. Yhteiskäyttäjärjestelmän dynamiikkamallissa on otettu huomioon kuormien, generaattoreiden ja sää-
töjärjestelmien dynaaminen käyttäytyminen (Ojanen, 2004). Vuonna 2009 Pohjois-
maiden yhteiskäyttäjärjestelmää kuvaavassa dynamiikkamallissa oli 6487 solmua,
2619 kuormaa, 1474 generaattoria, 4819 AC-johtoa, 6 DC-johtoa, 2857 muuntajaa
ja 441 rinnakkaiskompensointilaitetta (Siikava, 2009).

2.4.5 Ison-Britannian sähkönsiirtoverkon mallit

Ison-Britannian sähköjärjestelmästä vastaava National Grid Electricity Transmission
plc (NGET) julkaisee Ison-Britannian sähkönsiirtoverkosta tarkkoja verkkodiagram-
mikuviä sekä taulukkomuodossa tietoa verkon komponenteista, tuotannoista ja ku-
lutuksista. Verkkodiagrammikuviissa on esitetty Skotlannin 400 kV:n, 275 kV:n ja
132 kV:n verkot sekä Englannin ja Walesin 400 kV:n ja 275 kV:n verkot. Osa verk-
komallista on esitetty kuvassa 4. NGET:n julkaisemissa taulukoissa on kerrottu
johtojen pituudet, resistanssit, reaktanssit ja susceptanssit sekä siirtokapasiteetit
eri vuodenaikoina. Taulukoissa on tietoa myös esimerkiksi tyypillisistä muuntajien



Kuva 4: Osa NGET:n verkkomallista. (National Grid, 2011)

ja staattisten loistehon kompensattorien sähköteknisistä arvoista, generaattorien päto- ja loistehokapasiteeteista sekä kiskokuormien huipputehoista ja tehokertoimista. (National Grid, 2011)

2.4.6 Euroopan sähkönsiirtoverkon malli TradeWind-projektissa

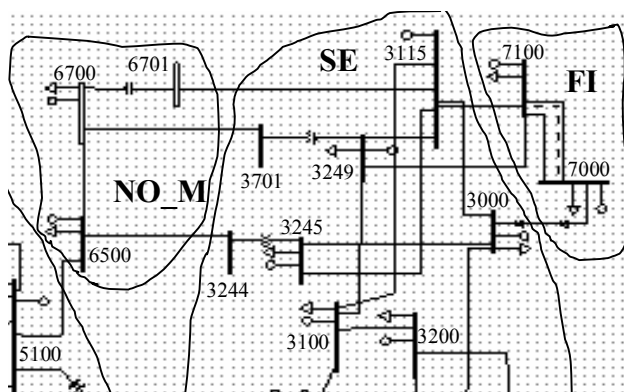
TradeWind oli Euroopan unionin rahoittama eurooppalainen tutkimusprojekti, jossa tarkasteltiin tuulivoiman integroimista eurooppalaisille sähkömarkkinoille. Projekti kesti vuodesta 2006 vuoteen 2009. Jotta projektissa olisi voitu tarkastella tuulivoiman vaikutusta Euroopan sähkönsiirtoverkon tehonsiirtoihin, tarvittiin malli Euroopan sähkönsiirtoverkosta. Koska valmista mallia ei ollut, TradeWind-projektissa koostettiin malli osittain itse. Mallin tiedot pohjautuivat julkisiin lähteisiin. Euroopan sähkönsiirtoverkkoa yksinkertaistettiin merkittävästi, koska tarkkoja tietoja tuotannoista, kulutuksista ja verkoista oli vaikea löytää, Euroopan sähkönsiirtoverkko on varsin laaja ja mallilla oli tehtävä useita simulaatioita. Malli pohjautui DC-tehonjakomalleihin. (Korpås et al., 2007)

TradeWind-projektissa Manner-Euroopan järjestelmä kuvattiin alun perin niin kutsutuilla alueellisilla tehonsiirron jakaumakertoimilla (*PTDFs, power transfer distribution factors*). Kyseistä kuvausta kutsutaan jäljempänä PTDF-aluemalliksi. Tehonsiirron jakaumakertoimien eli PTDF-esityksen yleisestä tarkoituksesta kerrotaan luvussa 3.7. Pohjoismaiden järjestelmä sekä Ison-Britannian ja Irlannin saaren järjestelmä kuvattiin TradeWind-projektissa DC-tehonjakomalleilla, jotka muutettiin PTDF-esityksiksi, kun koko Euroopan mallilla tehtiin simulaatioita. Jokainen maa jaettiin maantieteellisiin alueisiin generaattorien ja verkkoinfrastruktuurin perusteella. Maiden väliset johdot mallinnettiin TradeWind-projektissa samoin kuin lähteinä käytetyissä verkkomalleissa. (Korpås et al., 2007)

Manner-Euroopan järjestelmän PTDF-aluemalli perustui Edinburghin yliopistossa (University of Edinburgh) tehtyyn, DC-tehonjakolaskentaan tarkoitettuun tarkempaan Manner-Euroopan solmumalliin, jonka luomisesta ovat kertoneet Zhou ja Bialek (2005). Malli on kehitetty alun perin maiden rajat ylittävien sähkökauppo-

jen vaikutusten tarkasteluun. Alkuperäinen Edinburghin yliopistossa kehitetty solmumalli sisälsi 1254 solmua ja 378 generaattoria.

Pohjoismaiden yhteiskäyttöjärjestelmän DC-tehonjakomalli sisälsi 23 generaattoria. Malli on tehty SINTEF Energy Research -instituutissa, ja se on kehitetty alun perin erityisesti hitaiden dynaamisten ilmiöiden tarkasteluun (Norheim et al., 2005). Osa verkkomallista on esitetty kuvassa 5. Johdot ja generaattorit sijoiteltiin ja säädettiin mallissa siten, että ne merkittävälle tasolle asti kuvastivat todellista tuotantoa ja kiinnostavimpia siirtorajoituskohtia järjestelmässä. Impedanssit säädettiin siten, että mallin tehonjako merkittävälle tasolle asti vastasi täysikokoisella mallilla saatua tehonjakoa. Suurjännitetasasähköyhteyksiä, joita mallissa ei mallinnettu, oli mahdollista käsitellä kuormina. Esimerkiksi Suomen kulutus ja tuotanto mallinnettiin kahtena kuormana ja kahtena generaattorina. (Korpås et al., 2007)



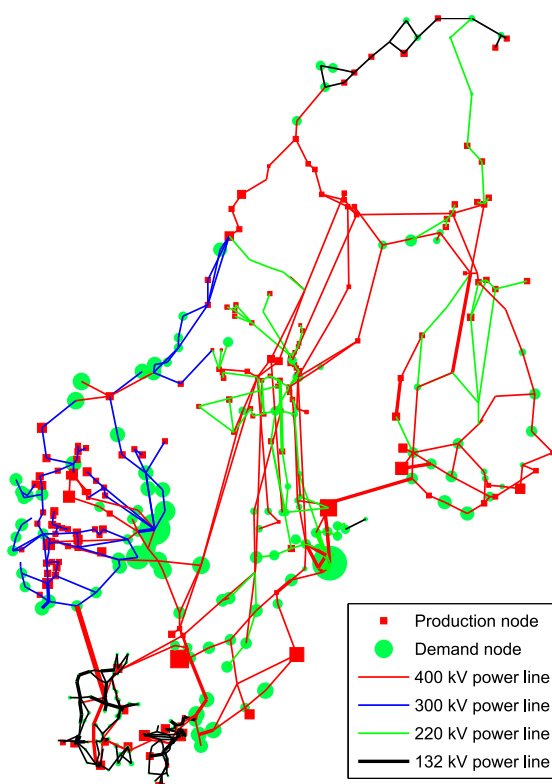
Kuva 5: Osa Pohjoismaiden 23 generaattorin verkkomallista. Kuvassa näkyy, kuinka Suomen (alue FI) kulutus ja tuotanto on mallinnettu kahtena kuormana ja kahtena generaattorina. (Norheim et al., 2005)

Myöhemmin TradeWind-projektissa päädyttiin siirtymään PTDF-esityksestä yksityiskohtaisempaan DC-tehonjakomalliin, joka edelleen perustui julkisiin lähteisiin ja yksinkertaistukseen. Päätös perustui siihen, etteivät hyvin pelkistetyt mallit, kuten PTDF-aluemalli ja merkittävästi yksinkertaistettu DC-tehonjakomalli, ole riittävän käyttökelpoisia kaikissa tilanteissa. Tämän ovat todenneet myös Duthaler et al. (2008) tarkastellessaan PTDF-esityksen käyttöä Manner-Euroopan järjestelmän kuvauksena. PTDF-aluemallilla tehty laskenta ei myöskään ollut merkittävästi nopeampaa kuin täydellisellä DC-tehonjakomallilla tehty laskenta. Purchala et al. (2005) kuitenkin ovat todenneet, ettei myöskään DC-tehonjakomalli anna oikeita tuloksia kaikissa tilanteissa. (Korpås et al., 2007, Appendix E: Model updates)

TradeWind-projektissa saatiin vuoden 2008 puolivälissä käyttöön tarkempi malli Manner-Euroopan sähkönsiirtoverkosta. Tarvittavat simulaatiot oli kuitenkin jo ehditty tehdä käyttäen julkisia malleja. Beharrysingh (2009) teki opinnäytetyössään samat simulaatiot tarkemmalla simulointimallilla.

2.4.7 Pohjoismaiden sähköjärjestelmän 470 solmun malli

Andreasson et al. (2011) tekivät julkisten lähteiden perusteella Pohjoismaiden sähköjärjestelmästä mallin, jonka avulla he tarkastelivat voimajohtovikojen keskinäisen korrelaation vaikutusta kuormien irrotukseen. Mallissa on 470 solmua ja 717 johtoa, ja se soveltuu tehonjako-ongelman tarkasteluun linearisoidussa muodossa. 470 solmun verkkomalli on esitetty kuvassa 6. Johtojen siirtokapasiteetit on asetettu mallissa siten, että kullakin jännitetasolla on käytössä yksi siirtokapasiteetti. Siirtokapasiteetti on keskiarvo maiden välisten johtojen siirtokapasiteeteista kyseisellä jännitetasolla. Esimerkiksi 400 kV:n johtojen siirtokapasiteetti on mallissa 1030 MW ja 220 kV:n johtojen siirtokapasiteetti 415 MW.



Kuva 6: Pohjoismaiden 470 solmun verkkomalli. Vihreät ympyrät ovat kuormasolmuja ja punaiset neliöt generaattorisolmuja. Eriväriset viivat solmujen välillä kuvaavat erijännitteisiä johtoja. (Andreasson et al., 2011)

2.5 Simulointimallien validointi

Uusi verkkomalli tai verkostolaskentamalli täytyy validoida eli osoittaa kelvolliseksi. Olennaista on, että verkko on mallinnettu oikein ja sopivalla tarkkuudella sen ajateltua käyttötarkoitusta varten. Verkkomallia rakennettaessa on mallia säännöllisesti tarkastettava esimerkiksi mahdollisten virheellisten tai puuttuvien kirjausten

varalta. Lisäksi verkkomallia on testattava, jotta voitaisiin selvittää, toimiiko se vaaditulla tavalla erilaisissa simulaatiotilanteissa.

Virheellisten ja puuttuvien kirjausten löytämiseen on olemassa valmiita työkaluja. Esimerkiksi sähkösiirtoverkon simulointiohjelmisto PSS®E tarjoaa monia työkaluja verkkomallin tietojen tarkastukseen. Työkalujen avulla voi löytää epäilyttäviä parametreja, ristiriitaisia jännitteensäätöjä, kelvottomia käämikytkimien säätöjä ja synkronijärjestelmästä irti olevia kiskoja (Siemens, 2007, luku 3.5).

Verkkomallin testauksessa voidaan käyttää mittaustietoja, jos niitä on saatavilla. Toteutunut tilanne simuloidaan verkkomallin avulla ja selvitetään, vastaavatko simulaation tulokset mittaustietoja. Esimerkiksi tehonjakolaskentaan tarkoitettua verkkomallia validoitaessa voidaan ottaa tarkasteluun tietty kulutus-, tuotanto- ja kytkentätilanne ja selvittää, vastaavatko simulaatiosta saadut asemien jännitteet ja johtojen tehonsiirrot mitattuja. Näin voidaan löytää verkkomallista osia, jotka vaativat parantelua.

Validointia varten simulointeja on hyvä tehdä useammasta tilanteesta. Vain yhden tilanteen perusteella validoitu verkkomalli voi olla käyttökelvoton toisissa tilanteissa. Validoinnin tarkoitus ei ole saada verkkomallia jäljittelemään yhtä tilannetta täysin vaan osoittaa verkkomallin antavan useita toteutuneita tilanteita riittävän hyvin vastaavia tuloksia.

Tehonjakomallin säätäminen toteutunutta tilannetta vastaavaksi on haastava mutta olennainen tehtävä verkkomallin ja verkostolaskentamallin validoinnissa. Mittaustiedot voivat olla puuttellisia tai jopa virheellisiä, minkä vuoksi toteutunut kulutus-, tuotanto- ja kytkentätilanne joudutaan estimoimaan. Estimoitu tilanne syötetään verkkomalliin, jolloin saadaan tehonjakomalli. Jos tehonjakomallilla saadut simulaatiotulokset eivät vastaa mittaustietoja eikä eroja voi selittää mittauserheillä, on verkkomalli luultavasti virheellinen.

Jos käytössä on tarkka malli tai tarkalla mallilla saatuja tuloksia, uuden mallin validointi voidaan suorittaa vertaamalla malleilla saatuja tuloksia keskenään. Ensin simuloidaan sama tilanne sekä validoitavalla että tarkalla mallilla. Tämän jälkeen lasketaan erot mallien antamissa tuloksissa ja päätellään, kuinka hyvin uusi malli vastaa tarkkaa mallia ja todellisuutta.

North American Electric Reliability Corporation (NERC) on Pohjois-Amerikan pääsähköjärjestelmän luotettavuudesta vastaava organisaatio, joka julkaissut ohjeistuksen verkkomallien validoinnista. Ohjeistuksessa verkkomallin validointi jaettiin komponenttimallien validointiin, järjestelmämallin validointiin ja mallien säätöön. Ohjeistuksen mukaan yksittäisten komponenttien malleja validoidaan nykyisin säännöllisesti, mutta järjestelmien systemaattiseen validointiin ei keskitytä riittävästi. Validointi koostuu niin kutsutun teknisen arvostelu- ja harkintakyvyn (*engineering judgment*) ja yleisesti hyväksytyjen käytäntöjen (*generally accepted practices*) soveltamisesta komponenttien ja järjestelmien mittaukseen ja testaukseen, komponenttimallien valintaan, komponenttimallien vakioiden määrittämiseen ja koko järjestelmän säätöön. Ohjeistuksessa tuodaan esiin myös niin kutsuttujen osoitinmittauslaitteiden eli PMU-laitteiden (*phasor measurement units*) käyttö synkronoitujen mittaustietojen saamiseksi järjestelmän validointia varten. Kun validoidaan komponenttimalleja, säätöä voidaan automatisoida jonkin verran. Automatisoinnin avulla

komponenttimallin parametreille voidaan löytää sellaiset arvot, joilla simulaatiotulokset vastaavat mittaustuloksia. Järjestelmämallin validoinnissa sen sijaan säädön automatisoinnilla tuskin saavutetaan etuja. NERC:n mukaan pääpainon pitäisi tällöin olla teknisen arvostelu- ja harkintakyvyn käytössä ja tarkasteltavan järjestelmän perusteellisessa ymmärtämisessä. (NERC, 2010)

TradeWind-projektissa luotiin Manner-Euroopan synkronijärjestelmän PTDF-aluemalli DC-tehonjakolaskentaan tarkoitetun solmumallin pohjalta. Aluemalli validoitiin luomalla tuotanto- ja kulutusskenaarioita ja vertailemalla aluemallilla ja solmumallilla saatuja tehonsiirtoja kussakin skenaariorissa. Validointimenetelmä oli seuraava (Korpås et al., 2007):

1. Muutetaan solmumallia skenaarion mukaisesti ja lasketaan tehonsiirrot solmumallilla.
2. Muunnetaan skenaarion mukaiset vaihtelut solmuissa vaihteluiksi aluemallin alueissa ja lasketaan tehonsiirrot aluemallilla.
3. Verrataan maiden rajojen yli kulkevien johtojen tehonsiirtoja aluemallissa ja solmumallissa.

Jotta kahden mallin tehonjakotulosten eroa voitaisiin kuvata kvantitatiivisesti, jokaisen skenaarion kohdalla voidaan laskea esimerkiksi tehonsiirtojen suhteellinen ero. Tämä mahdollistaa myös skenaarioiden vertailun. Suhteellinen ero lasketaan seuraavasti:

$$\varepsilon_P = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{johdot}}} |P_{A,i} - P_{B,i}|}{\sum_{i=1}^{N_{\text{johdot}}} |P_{B,i}|}, \quad (1)$$

missä

- ε_P on päätötehonsiirtojen suhteellinen ero mallien A ja B välillä
- N_{johdot} on tarkasteluun otettavien johtojen lukumäärä
- $P_{A,i}$ on päätötehonsiirto johdolla i mallissa A
- $P_{B,i}$ on päätötehonsiirto johdolla i mallissa B.

Edellä mainitulla tavalla laskettu suhteellinen ero vastaa niin kutsutun 1-normin avulla laskettua vektorin suhteellista virhettä (Gentle, 1998). Vastaavaa kvantitatiivista menetelmää käytettiin myös TradeWind-projektissa Manner-Euroopan verkkomallin validoinnissa (Korpås et al., 2007).

Myös Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridin on tarkistettava tekemiensä tehonjaon perustilanteiden kelvollisuus. Fingrid muodosti tehonjaon perustilanteet vuonna 2004 käytönvalvontajärjestelmän ja verkkotietojärjestelmän tietojen pohjalta. Perustilanteita tehtäessä tarkistettiin seuraavat asiat:

- kuormitusten suuruudet
- suurimpien generaattorien teho

- Ruotsin, Venäjän ja Norjan referenssipisteiden kuormat ja tuotannot
- tyypillisesti auki olevien katkaisijoiden kytkentä
- varavoimakäyttöön tarkoitettujen kaasuturbiinien kytkentä.

Kuormitusten virheiden havaitseminen ja korjaaminen edellytti jokaisen perustilanteen kuorman läpikäymistä ja tarkistamista yksitellen. Kuormitusten todellisia suuruuksia arvioitiin käyttämällä vertailukohtana vanhempia perus- ja ennustetilanteita sekä historiatietokantaan tallennettuja käytönvalvontajärjestelmän mittauksia. Tietoja myös tarkistettiin asiakkailta. Valmista tilannetta tehonjakotuloksineen verrattiin lähtökohtana olleeseen käytönvalvontajärjestelmän tilaestimaattorin muodostamaan tilanteeseen ja tarkistettiin, että jännitteet ja siirtotehot vastaavat suurin piirtein toisiaan. (Ojanen, 2004)

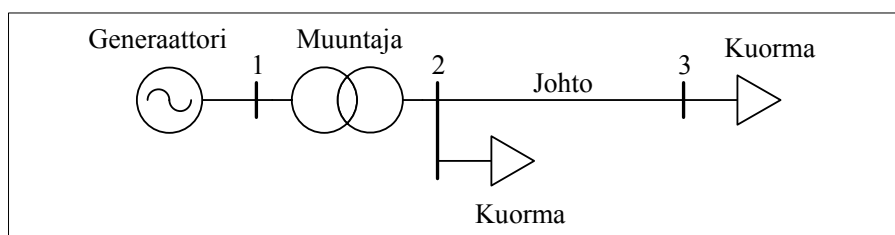
3 Tehonjakolaskenta

Tehonjako kertoo tehonsiirron kunkin johdon ja muuntajan läpi sähköverkossa. Tehonjakolaskennan tarkoituksesta ja käytöstä kerrotaan luvussa 2.2 ja tehonjakomallin komponenteista luvussa 4. Tässä luvussa kerrotaan, miten silmukoidun verkon tehonjakolaskenta suoritetaan. Tehonjako lasketaan yleensä simulointiohjelmistolla, mutta laskentaperiaatteet ja ohjelmistojen käyttämät laskenta-algoritmit on hyvä tuntea.

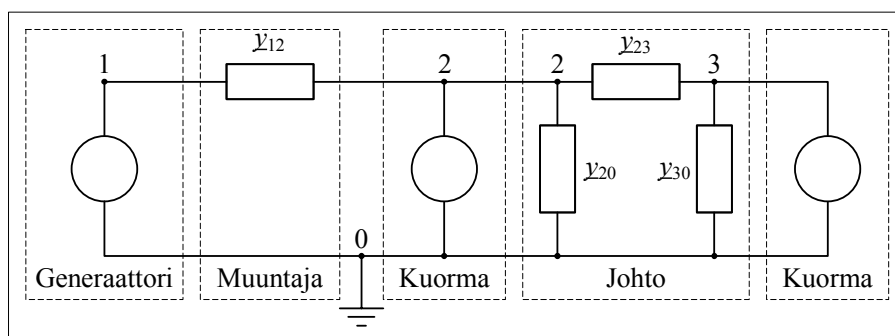
Tehonjakomalli on tehonjakolaskentaan tarkoitettu pysyvän tilan malli sähköjärjestelmästä. Koska tehonjakolaskenta suoritetaan yleensä suhteellisarvoilla, tässä luvussa esitellään myös suhteellisarvojen käyttö. Lisäksi kerrotaan tehonjakomallin solmuista ja niiden tyypeistä.

3.1 Solmut tehonjakomallissa

Tehonjakomallissa on varsinaisia verkkosolmuja N kappaletta. Verkkosolmujen lisäksi tarvitaan jännitteen itseisarvon vertailutasoksi referenssimaa. Kuvassa 7 on esimerkkiverkko, jossa on kolme verkkosolmuja, yksi generaattori, yksi muuntaja, yksi johto ja kaksi kuormaa. Jokaiseen verkkosolmuun liittyy aina neljä suuretta: pääteho P , loisteho Q , jännitteen itseisarvo U ja jännitteen kulma δ . Jotta tehonjako olisi määrätty, on tiedettävä jokaisen solmun jännitteen itseisarvo ja kulma.



(a)



(b)

Kuva 7: Esimerkkiverkko esitettyä komponenttisyömbolien avulla kuvassa (a) ja yksivaiheisen sijaiskytkennän avulla kuvassa (b). Kuvassa (b) ympyrät kuvaavat generaattoreita ja kuormia ja suorakulmiot solmujen välisiä admittansseja y_{ij} . Komponenttien sijaiskytkennöistä kerrotaan tarkemmin luvussa 4.

Verkkosolmut luokitellaan kolmeen ryhmään: PQ -solmut, PU -solmut ja $U\delta$ -solmu. PQ -solmuista tiedetään pätötehon ja loistehon kulutus ja tuotanto. PQ -solmuja ovat solmut, joihin on kytketty vain kuormia tai sellaisia generaattoreita, jotka antavat vakioloistehon. PQ -solmuja ovat myös solmut, joihin ei ole kytketty kuormia eikä generaattoreita. PQ -solmussa voi olla lisäksi rinnakkaisreaktoreita tai -kondensaattoreita. PU -solmuista tiedetään pätöteho ja jännitteen itseisarvo. PU -solmuja ovat solmut, joihin on kytketty vähintään yksi generaattori tai synkronikompensoattori, joka säätelee jännitettä. $U\delta$ -solmusta tiedetään jännitteen itseisarvo ja kulma. $U\delta$ -solmua kutsutaan referenssisolmuksi. Sitä tarvitaan antamaan jännitteiden kulman vertailuarvo ja tasapainottamaan tehonjakolaskelmaa siten, että generaattoreiden antama teho on yhtä suuri kuin kuormien ottaman tehon ja verkostohäviötehon summa. $U\delta$ -solmuja on kussakin tarkasteltavassa, synkronisesti yhtenäisessä verkossa täsmälleen yksi. PQ -solmuja ja PU -solmuja on niin paljon, että kaikki tarkasteltavan verkon solmut tulevat katettua. Jos PU -solmuja on M kappaletta, PQ -solmuja on $N - M - 1$ kappaletta.

Verkostolaskennassa täytyy ottaa huomioon reunaehdot. Yksinkertaistettuna generaattoreiden pätö- ja loistehon tuotantoa rajoittavat epäyhtälöt $0 \leq P \leq P_{\max}$ ja $Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$, missä tuotettu pätöteho P ja loisteho Q ovat toisistaan riippumattomia. Generaattorisolmu voi muuttua PU -solmusta PQ -solmuksi, jos jännite laskee liikaa ja generaattorin antama loisteho saavuttaa maksimiarvonsa.

3.2 Tehonjakolaskennan suoritus yleisesti

Tehonjakolaskentaa varten on muodostettava sähkövoimajärjestelmän pysyvän tilan malli, jossa on määritetty verkon kytkentätilanne, verkon rakenneosien sähkötekniset arvot sekä tarkasteltavan tilanteen suunnitellut tuotannot ja kulutukset. Kytkentätilanteen osalta päätetään, mitkä kytkinlaitteet ovat auki ja mitkä kiinni. Järjestelmän komponenteista tarvitaan tehonjakomalliin seuraavat tiedot (Siemens, 2007, luku 4.2):

- johtojen impedanssit ja admittanssit
- muuntajien impedanssit, muuntosuhteet ja käämikytkinten arvot
- rinnakkaiskompensointilaitteiden admittanssit
- kuormien pätö- ja loistehon kulutus
- generaattorien pätötehon tuotanto
- generaattorien ylläpitämät solmujännitteet tai loistehon tuotanto
- generaattorien loistehon otto- ja antokyky.

Koska tehonjako-ongelma koskee sähkövoimajärjestelmän symmetristä toimintaa, riittää tarkastella niin kutsutun myötäjärjestelmän kuvauksia järjestelmän komponenteista. Tehonjakomalliin tarvittavista verkon rakenneosien sähköteknisistä parametreista kerrotaan tarkemmin luvussa 4. Tuotanto- ja kulutustiedot perustuvat

usein toteutuneisiin tilanteisiin. Lisäksi tehonjakomallissa on numeroitava verkon solmupisteet. On myös tiedettävä, mitä tyyppiä kukin solmu on. Solmujen tyypeistä on kerrottu luvussa 3.1. Tämän jälkeen tehonjakolaskenta etenee seuraavasti (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 145):

1. Muodostetaan verkkoyhtälöt.
2. Ratkaistaan solmujännitteet.
3. Lasketaan verkkohaarojen virrat, tehot ja häviöt.

PU -solmuista on selvitettävä jännitteen kulma ja PQ -solmuista sekä jännitteen itseisarvo että kulma. Solmujännitteet ratkaistaan tavallisesti iteroimalla. Laskennan helpottamiseksi käytetään fysikaalisten arvojen sijaan suhteellisarvoja, joiden laskemisesta on kerrottu luvussa 3.3. Tehonjakolaskennan lopuksi tulokset voidaan palauttaa takaisin fysikaalisiksi arvoiksi. Verkkoyhtälöiden muodostaminen, solmujännitteiden ratkaiseminen, verkkohaarojen virtojen, tehojen ja häviöiden laskeminen sekä tulosten palauttaminen fysikaalisiksi arvoiksi annetaan tavallisesti tietokoneohjelman tehtäväksi. Kyseisistä tehonjakolaskennan vaiheista on kerrottu luvuissa 3.4–3.6.

3.3 Suhteellisarvot ja merkintätavat

Tässä työssä merkitään kompleksisia osoitinsuureita alleviivatuilla tunnuksilla. Alkujaan reaalisia suureita ja osoitinsuureiden itseisarvoja merkitään alleviivaamattomin tunnuksin. Imaginääriyksikkönä käytetään j :tä.

Kun käytetään fysikaalisten absoluuttiarvojen sijaan suhteellisarvoja, kysymyksessä olevaa suuretta verrataan ennalta valittuun tai laskettuun perusarvoon. Tavallisesti silmukoitua verkkoa koskevissa laskuissa valitaan koko järjestelmän perustehoksi jokin kolmivaiheteho sekä jänniteportaiden perusjännitteiksi kunkin jänniteportaan mitoitusjännite. Perustehon S_b ja perusjännitteen U_b avulla voidaan laskea virran perusarvo I_b ja impedanssin perusarvo Z_b kussakin jänniteportaassa:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} \quad (2)$$

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b}. \quad (3)$$

Impedanssi \underline{Z} , jännite \underline{U} , virta \underline{I} ja näennäisteho \underline{S} muutetaan suhteellisarvoiksi jakamalla ne vastaavien suureiden perusarvoilla:

$$\underline{z} = \frac{\underline{Z}}{Z_b} \quad (4)$$

$$\underline{u} = \frac{\underline{U}}{U_b} \quad (5)$$

$$\underline{i} = \frac{\underline{I}}{I_b} \quad (6)$$

$$\underline{s} = \frac{\underline{S}}{S_b} = \frac{P + jQ}{S_b} = p + jq. \quad (7)$$

Kolmivaiheteho suhteellisarvoilla laskettuna on

$$\underline{s} = p + jq = \underline{u} \cdot \underline{i}^*, \quad (8)$$

missä \underline{i}^* on virran suhteellisarvon kompleksikonjugaatti. Suhteellisarvojen käytöstä ja laskemisesta ovat kertoneet esimerkiksi Elovaara ja Haarla (2011a, s. 141–143).

Luvuissa 3.4–3.6 esitettävissä tehonjakolaskennan yhtälöissä käytetään suhteellisarvoja eli pu-arvoja (*per unit*). Muuttujien osalta käytetään seuraavia merkintätapoja:

\underline{I}_i	solmuun i tulevien lähdevirtojen summa (pu)
P_i	solmuun i ns. lähteistä tulevien pätötehojen summa (pu)
Q_i	solmuun i ns. lähteistä tulevien loistehojen summa (pu)
\underline{U}_i	solmun i jännite (pu)
U_i	solmun i jännitteen itseisarvo (pu)
δ_i	solmun i jännitteen kulma (rad)
\underline{Y}_{ij}	solmujen i ja j välinen yhteisadmittanssi, jos $j \neq i$, ja itseisadmittanssi, jos $j = i$ (pu)
Y_{ij}	yhteis- tai itseisadmittanssin itseisarvo (pu)
θ_{ij}	yhteis- tai itseisadmittanssin kulma (rad)
\underline{y}_{ij}	solmupisteiden i ja j välinen admittanssi (pu)
\underline{I}_{ij}	solmusta i admittanssiin \underline{y}_{ij} lähtevä virta (pu)
\underline{S}_{ij}	solmusta i admittanssiin \underline{y}_{ij} lähtevä näennäisteho (pu)
\underline{S}_{hij}	admittanssissa \underline{y}_{ij} häviöiksi muuttuva näennäisteho (pu)

3.4 Silmukoidun verkon yhtälöt

Tässä alaluvussa esitellään silmukoidun verkon yhtälöiden solmupistemuoto ja polaarinen muoto. Yhtälöt esittävät tehonjako-ongelman täydellisessä, epälineaarissa muodossa. Verkkosolmut on oletettu numeroiduiksi 1– N ja referenssimaan indeksiksi on oletettu 0.

3.4.1 Verkkoyhtälöiden solmupistemuoto

Silmukoidun verkon virtoja, admittansseja ja jännitteitä kuvaa solmupisteyhtälönä tunnettu matriisiyhtälö (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 145–147; Valtonen, 2011)

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \cdots & \underline{Y}_{1i} & \cdots & \underline{Y}_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{i1} & \cdots & \underline{Y}_{ii} & \cdots & \underline{Y}_{iN} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{N1} & \cdots & \underline{Y}_{Ni} & \cdots & \underline{Y}_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_N \end{bmatrix}, \quad (9)$$

joka voidaan esittää myös muodossa

$$\underline{\mathbf{I}} = \underline{\mathbf{Y}} \underline{\mathbf{U}}, \quad (10)$$

missä $\underline{\mathbf{I}}$ on lähdevirtavektori, $\underline{\mathbf{Y}}$ on solmuadmittanssimatriisi ja $\underline{\mathbf{U}}$ on solmujännitevektori.

\underline{I}_i lasketaan solmuun i liittyvien lähdevirtojen suhteellisten arvojen summana, kun solmuun tulevat virrat otetaan positiivisina. Lähdevirrat syntyvät generaattoreista, kuormista ja muista teho-, jännite- ja virtalähteistä. Solmujännite \underline{U}_i tarkoittaa solmun i suhteellisarvona ilmaistua jännitettä maahan ja referenssikulmaan nähden. Niin kutsuttu itseisadmittanssi \underline{Y}_{ii} on solmuun i liittyvien admittanssien suhteellisarvojen summa $\sum_{j=0, j \neq i}^N \underline{y}_{ij}$. Niin kutsuttu yhteisadmittanssi $\underline{Y}_{ij, j \neq i}$ on solmupisteitä i ja j yhdistävän admittanssin suhteellisarvo \underline{y}_{ij} kerrottuna -1 :llä. Jos solmuja i ja j ei ole yhdistetty, $\underline{Y}_{ij} = 0$.

Solmupisteyhtälö 9 voidaan ilmaista virran sijaan tehon avulla käyttämällä apuna yhtälöä 8:

$$\begin{bmatrix} \frac{P_1 - jQ_1}{\underline{U}_1^*} \\ \vdots \\ \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} \\ \vdots \\ \frac{P_N - jQ_N}{\underline{U}_N^*} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \cdots & \underline{Y}_{1i} & \cdots & \underline{Y}_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{i1} & \cdots & \underline{Y}_{ii} & \cdots & \underline{Y}_{iN} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{N1} & \cdots & \underline{Y}_{Ni} & \cdots & \underline{Y}_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_N \end{bmatrix}. \quad (11)$$

Yhtälössä 11 on tärkeää käyttää suureiden suhteellisia arvoja.

3.4.2 Verkkoyhtälöiden polaarinen muoto

Verkkoyhtälöiden polaarinen esitysmuoto on (Grainger & Stevenson, 1994, s. 330)

$$P_i = \sum_{j=1}^N U_i Y_{ij} U_j \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (12)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^N U_i Y_{ij} U_j \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i), \quad (13)$$

missä θ_{ij} on admittanssin \underline{Y}_{ij} kulma, δ_i on jännitteen \underline{U}_i kulma ja δ_j on jännitteen \underline{U}_j kulma. U_i , Y_{ij} ja U_j ovat vastaavien alleviivattujen osoitinsuureiden itseisarvoja.

3.5 Solmujännitteiden ratkaiseminen

Jotta solmujännitteet tunnettaisiin kokonaan, PU -solmuista on selvitettävä jännitteen kulma ja PQ -solmuista sekä jännitteen itseisarvo että kulma. Kun PU -solmuja on M kappaletta ja PQ -solmuja $N - M - 1$ kappaletta, on tuntemattomia yhteensä $2N - M - 2$. Vastaavasti PU -solmujen pätötehoista sekä PQ -solmujen pätö- ja loistehoista saadaan yhteensä $2N - M - 2$ yhtälöiden 12–13 mukaista yhtälöä. Koska solmujen määrä on tavallisesti suuri ja tehonjako-ongelma on toisen asteen yhtälöryhmänä epälineaarinen, verkkoyhtälöt ratkaistaan yleensä iteraatiomenetelmiä käyttävillä tietokoneohjelmilla.

Epälineaariseen optimointiin on useita yleisiä menetelmiä (Bazaraa et al., 2006). Kaksi perustavaa iteraatiomenetelmää solmujännitteiden ratkaisemiseksi ovat Gaussin–Seidelin menetelmä (G–S-menetelmä) ja Newtonin–Raphsonin menetelmä (N–R-menetelmä). Näistä G–S-menetelmä on pitkälti väistynyt yleisesti tehokkaamman ja nopeamman N–R-menetelmän tieltä. G–S-menetelmään ja N–R-menetelmään perustuvia muunneltuja iteraatiomenetelmiä käytetään myös. Ennen iterointia on aina tiedettävä admittanssit \underline{Y}_{ij} . Lisäksi PQ -solmuista on tiedettävä suunnitellut P_i ja Q_i ja annettava alkuarvot suureille U_i ja δ_i . PU -solmuista on tiedettävä suunnitellut P_i ja U_i ja annettava alkuarvot kulmille δ_i .

3.5.1 Gaussin–Seidelin menetelmän soveltaminen

Gaussin–Seidelin menetelmää sovellettaessa kirjoitetaan aluksi solmupisteyhtälön 11 avulla seuraavat yhtälöt solmujen jännitteille ja loistehoille:

$$\underline{U}_i = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left(\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} - \sum_{j=1, j \neq i}^N (\underline{Y}_{ij} \underline{U}_j) \right) \quad (14)$$

$$Q_i = -\operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_i^* \sum_{j=1}^N (\underline{Y}_{ij} \underline{U}_j) \right\}. \quad (15)$$

$U\delta$ -solmun jännitettä ei iteroida, mutta solmu otetaan laskentaan mukaan summaus-termissä. G–S-menetelmässä korvataan alkuarvot tai edellisen kierroksen arvot uusilla arvoilla heti, kun ne on laskettu. Uusia arvoja käytetään siis jo samalla iteraatiokierroksella seuraavien solmujen uusien arvojen laskemisessa. Jos oletetaan, että $U\delta$ -solmun indeksi on N , kukin iteraatiokierros k etenee yksitellen solmusta 1 solmuun $N - 1$. Iteraation vaiheet ovat:

1. Jos solmu i on PU -solmu, lasketaan sen loisteho $Q_i^{(k)}$ jännitteiden uusimpien arvojen avulla yhtälöstä 15. Muutoin siirrytään suoraan kohtaan 2.
2. Lasketaan solmun i jännitteen uusi arvo $\underline{U}_i^{(k)}$ jännitteiden ja PU -solmun tapauksessa myös loistehon uusimpien arvojen avulla yhtälöstä 14.
3. Jos solmu i on PU -solmu, korjataan laskettu jännite $\underline{U}_i^{(k)}$ kertomalla se tekijällä $U_i/U_i^{(k)}$, missä U_i on jännitteen etukäteen tiedetty itseisarvo. Muutoin siirrytään suoraan kohtaan 4.
4. Siirrytään seuraavaan solmuun $i + 1$. Jos $i + 1 < N$, palataan kohtaan 1. Jos $i + 1 = N$, tarkistetaan, onko iteraatiokierroksella syntynyt korjaus jokaisen solmun jännitteessä pienempi kuin ennalta päätetty toleranssi. Jos on, iterointi päättyy. Jos ei ole, aloitetaan uusi iteraatiokierros $k + 1$ palaamalla solmuun 1 ja kohtaan 1.

G–S-menetelmän soveltamisesta tehonjakolaskennassa kertovat tarkemmin esimerkiksi Grainger ja Stevenson (1994, s. 335–342).

3.5.2 Newtonin–Raphsonin menetelmän soveltaminen

Newtonin–Raphsonin menetelmää sovellettaessa ryhmitellään aluksi yhtälöt 12 ja 13 siten, että ensin tulevat PQ -solmut ja niiden jälkeen PU -solmut. PU -solmuja on M kappaletta ja PQ -solmuja tällöin $N - M - 1$ kappaletta. $U\delta$ -solmua ei oteta mukaan laskentaan. Kirjoitetaan yhtälöt

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{N-1} \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{N-M-1} \end{bmatrix}}_{\text{suunniteltujen ja laskettujen tehojen erotukset}} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_1 & \mathbf{H}_2 \\ \mathbf{H}_3 & \mathbf{H}_4 \end{bmatrix} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \vdots \\ \Delta \delta_{N-1} \\ \Delta U_1 \\ \vdots \\ \Delta U_{N-M-1} \end{bmatrix}}_{\text{jännitteiden kulmien ja itseisarvojen korjaukset}}. \quad (16)$$

\mathbf{H} -matriisit ovat Jacobin matriiseja, ja niiden alkiot ovat

$$H_{1ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \quad H_{2ij} = \frac{\partial P_i}{\partial U_j}$$

$$H_{3ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \quad H_{4ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial U_j}.$$

Jacobin matriisien osittaisderivaattojen laskemisesta ja N–R-menetelmän soveltamisesta tehonjakolaskennassa löytää lisää tietoa esimerkiksi kirjoittajilta Grainger & Stevenson (1994, s. 342–356). Myös Elovaara & Haarla (2011a, s. 149–151) ovat kertoneet N–R-menetelmän soveltamisesta tehonjakolaskennassa. Varsinainen iteraatio etenee seuraavasti:

1. Lasketaan alkuarvojen avulla P ja Q yhtälöistä 12 ja 13.
2. Lasketaan suunniteltujen ja laskettujen tehojen erotus ja syötetään se yhtälöryhmään 16. Jos erotus on pienempi kuin annettu toleranssi (noin 10^{-3} pu), tarkkuus riittää ja iterointi päättyy.
3. Lasketaan uudet osittaisderivaatat Jacobin matriiseissa. Käännetään osittaisderivaattamatriisi ja lasketaan korjaukset jännitteiden itseisarvoille ja kulmille.
4. Lisätään saadut korjaukset jännitteiden itseisarvoihin ja kulmiin. Palataan kohtaan 1.

3.6 Virtojen, tehonsiirtojen ja häviöiden laskeminen

Kun kaikkien solmujännitteiden itseisarvot ja kulmat on selvitetty, voidaan laskea johtojen kuormittuminen ja häviöt. Solmupisteiden i ja j välisessä admittanssissa kulkee virta

$$\underline{I}_{ij} = \underline{y}_{ij} (\underline{U}_j - \underline{U}_i). \quad (17)$$

Solmupisteestä i virtaa solmupisteiden i ja j väliseen admittanssiin näennäisteho

$$\underline{S}_{ij} = \underline{U}_i \underline{I}_{ij}^* = \underline{U}_i \underline{y}_{ij}^* (\underline{U}_j^* - \underline{U}_i^*). \quad (18)$$

Solmupisteiden i ja j välisessä admittanssissa muuttuu häviöiksi

$$\underline{S}_{hij} = \underline{y}_{ij}^* (\underline{U}_j - \underline{U}_i)^2. \quad (19)$$

Yhtälöissä 17–19 käytetään suhteellisarvoja. Admittanssia on merkitty pienaakosella erotukseksi yhtälön 11 matriisin alkioista. Laskennan päätteeksi voidaan vielä muuttaa tulokset fyysikaalisiksi arvoiksi kertomalla suhteellisarvot perusarvoilla.

3.7 Muita tehonjakolaskentamenetelmiä

Edellisissä alaluvuissa esitettiin vaihtosähköjärjestelmän AC-tehonjaon ratkaiseminen eli tehonjako-ongelman ratkaiseminen täydellisessä muodossa. Ongelma oli epälineaarinen ja vaati iteratiivisia ratkaisumenetelmiä. Tehonjako-ongelma voidaan ratkaista myös linearisoidussa muodossa tulosten laajuuden ja tarkkuuden kustannuksella. Vaihtosähköjärjestelmän DC-tehonjako on lineaarinen ongelma, eikä vaadi iteratiivisia ratkaisumenetelmiä. DC-tehonjaossa loistehot ja häviöt jätetään huomiotta ja tarkastellaan vain siirtyviä päätötehoja. DC-tehonjaossa oletetaan jännitteiden itseisarvojen olevan hyvin lähellä toisiaan, jännitteiden kulmien erojen olevan pieniä ja johtojen resistanssien olevan olemattomia. Vaikka kyseiseen tehonjako-ongelmaan viitataan termillä DC-tehonjako, siinä ei tarkastella tasasähköä. (Purchala et al., 2005)

Tehonsiirtoja voidaan tarkastella myös niin kutsuttujen tehonsiirron jakaumakertoimien eli PTDF-tekijöiden (*power transfer distribution factors*) avulla. PTDF-menetelmää käytetään erityisesti sähkökauppojen tehonsiirtovaikutusten tarkasteluun. PTDF-tekijät kertovat, paljonko tehonsiirto verkon kunkin siirtoreitin (*flow-gate*) läpi muuttuu, kun verkon kahden alueen (*zone*) välillä tapahtuu sähkökauppa. Alueet voivat olla esimerkiksi valtioita tai todellisia sähköverkon solmukoh-
tia. PTDF-tekijät voidaan ilmaista jokaiselle alueparille PTDF-matriisissa. PTDF-tekijät lasketaan usein DC-tehonjakomallilla, mutta ne on mahdollista laskea myös täydellisellä AC-tehonjakomallilla. PTDF-menetelmän käytöstä ovat kertoneet esimerkiksi Korpås et al. (2007) sekä Duthaler et al. (2008).

4 Komponenttimallit tehonjakolaskennassa

Tässä luvussa esitellään verkon rakenneosien mallinnus tehonjakolaskennassa sekä kerrotaan, mitä fysikaalista asiaa sijaiskytkentöjen parametrit ilmentävät. Merkin-
tätapojen osalta noudatetaan luvussa 3.3 esitettyjä periaatteita.

4.1 Muuntajien mallinnus

Esimerkiksi Elovaara ja Haarla (2011a, s. 130–135) ovat kirjoittaneet muuntajista sähköverkon näkökulmasta. Muuntaja kuvataan verkostolaskennassa tyypillisesti oikosulkuimpedanssillaan. Oikosulkuimpedanssi kuvaa muuntajassa syntyvän haju-
vuon eli rautasydämen ulkopuolella kulkevan magneettivuon suuruuden. Kaksikä-
mitysmuuntajan kuvauksessa on vain ensiö- ja toisiokäämityksen välinen oikosul-
kuimpedanssi, kun taas kolmikäämitysmuuntajan kuvauksessa on kolme käämitys-
ten välistä oikosulkuimpedanssia.

Verkostolaskennassa käytetty kaksikämitysmuuntajan sijaiskytkentä on esitetty kuvassa 8. Kaksikämitysmuuntajan oikosulkuimpedanssi on

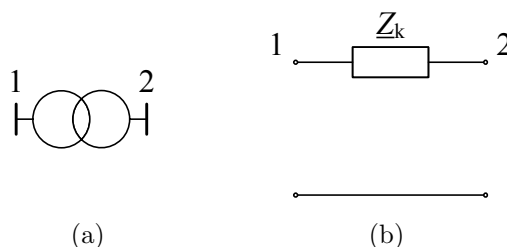
$$\underline{Z}_k = R_k + jX_k. \quad (20)$$

Oikosulkuresistanssi R_k ja oikosulkureaktanssi X_k voidaan laskea muuntajan kilpiarvoista. Muuntajan kilpiarvoja ovat mitoitus-teho S_R , mitoitusjännitteet U_{1R} ja U_{2R} ja oikosulkujännite. Oikosulkujännitteellä on resistiivinen osa u_r ja reaktiivinen osa u_x ja ne on ilmoitettu prosentteina muuntajakäämin mitoitusjännitteestä. Kilpiarvoista laskettuna oikosulkuimpedanssin osat ovat ensiöpuolelta laskettuna

$$R_k = u_r \frac{U_{1R}^2}{S_R} \quad (21)$$

$$X_k = u_x \frac{U_{1R}^2}{S_R}. \quad (22)$$

Jos oikosulkuimpedanssi halutaan laskea toisiopuolelta, käytetään jännitteen U_{1R} sijaan jännitettä U_{2R} . Oikosulkuimpedanssin arvo ensiöpuolelta laskettuna on erisuuruinen kuin toisiopuolelta laskettuna. Oikosulkuimpedanssin osat voidaan laskea myös oikosulkukokeen tuloksista (Sähkövoimatekniikka, 2009, s. 33).



Kuva 8: Tehonjakolaskennassa käytetty kaksikämitysmuuntajan esitys kuvassa (a) ja yksivaiheinen sijaiskytkentä kuvassa (b). \underline{Z}_k = oikosulkuimpedanssi.

Muuntajan impedanssin suhteellinen arvo järjestelmän tehoerustassa ensiöpuolelta laskettuna on

$$\underline{z}_k = \frac{Z_k}{Z_b} = \frac{R_k + jX_k}{Z_b} = \frac{(u_r + ju_x) \frac{U_{1R}^2}{S_R}}{\frac{U_{1b}^2}{S_b}}, \quad (23)$$

missä S_b on valittu perusteho, S_R on muuntajan mitoitusteho, U_{1b} on muuntajan ensiöpuolen jännitteen perusarvo, U_{1R} on muuntajan ensiöpuolen mitoitusjännite ja $(u_r + ju_x)$ on muuntajan suhteellinen oikosulkujännite. Jos muuntajan muuntosuhde on sama kuin muuntajan ensiö- ja toisiopuolen perusjännitteiden suhde, muuntajan impedanssin suhteellinen arvo on sama toisiopuolelta laskettuna. Muutoin täytyy valita, kummalta puolelta impedanssi lasketaan, ja ottaa laskuissa huomioon myös muuntajan suhteellinen muuntosuhde, joka lasketaan jännitteiden perusarvojen ja muuntajan mitoitusjännitteiden avulla.

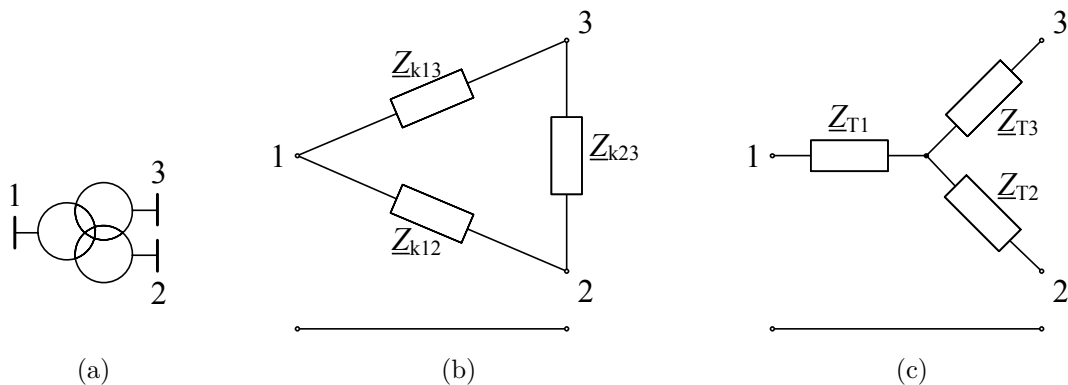
Kolmikäämitysmuuntajasta voidaan käyttää kolmio- tai tähtisijaiskytkentää, jotka on esitetty kuvassa 9. Tähtisijaiskytkennässä esiintyvät osaimpedanssit Z_{T1} , Z_{T2} ja Z_{T3} , jotka saadaan laskettua oikosulkuimpedansseista Z_{k12} , Z_{k13} ja Z_{k23} . Oikosulkuimpedanssit saadaan selville tekemällä kolme oikosulkumittausta eri käämiparien välillä. Osaimpedansseiksi saadaan

$$Z_{T1} = \frac{1}{2} (Z_{k12} + Z_{k13} - Z_{k23}) \quad (24)$$

$$Z_{T2} = \frac{1}{2} (Z_{k12} + Z_{k23} - Z_{k13}) \quad (25)$$

$$Z_{T3} = \frac{1}{2} (Z_{k13} + Z_{k23} - Z_{k12}). \quad (26)$$

Jos muuntajassa on käämikytkin, sitä voidaan käyttää verkon jännitteen säätöön. Käämikytkimen jännitteensäätömahdollisuudet riippuvat siitä, kuinka suu-

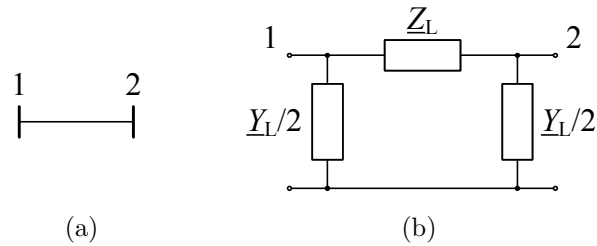


Kuva 9: Kolmikäämitysmuuntajan esitys ja yksivaiheiset sijaiskytkennät tehonjakolaskennassa. Muuntajan esitys on kuvassa (a). Kolmiosijaiskytkentä on esitetty kuvassa (b) ja tähtisijaiskytkentä kuvassa (c). Z_{kij} = oikosulkuimpedanssi käämitysten i ja j välillä, Z_{Ti} = tähtisijaiskytkennän osaimpedanssi i .

ria käämikytkimen asettelualue ja askeleet ovat. Asettelualue kertoo, kuinka paljon muuntosuhdetta voidaan suurimmillaan muuttaa. Askel kertoo, kuinka pieniä muutoksia muuntosuhteeseen on mahdollista tehdä. Asettelualue ja askel ilmoitetaan prosentteina muuntajan muuntosuhteesta.

4.2 Johtojen mallinnus

Johdot sisältävät resistanssia r , reaktanssia x , konduktanssia g ja susceptanssia b tasaisesti koko johtopituudelle jakautuneena. Johdoista käytetään verkostolaskennassa tavallisesti yksivaiheista π -sijaiskytkentää, jossa esiintyvät pitkittäisimpedanssi \underline{Z}_L ja poikittaisadmittanssi \underline{Y}_L . Sijaiskytkentä on esitetty kuvassa 10.



Kuva 10: Tehonjakolaskennassa käytetty johdon esitys kuvassa (a) ja yksivaiheinen π -sijaiskytkentä kuvassa (b). \underline{Z}_L = johdon pitkittäisimpedanssi, \underline{Y}_L = johdon poikittaisadmittanssi.

Kun johdon pituus on l , sijaiskytkennän parametrit ovat etenemiskertoimen $\underline{\gamma}$ ja aaltoimpedanssin eli ominaisimpedanssin \underline{Z}_c avulla lausuttuna (Grainger & Stevenson, 1994, s. 213–214):

$$\underline{Z}_L = \underline{Z}_c \sinh(\underline{\gamma}l) \quad (27)$$

$$\frac{\underline{Y}_L}{2} = \frac{1}{\underline{Z}_c} \tanh(\underline{\gamma}l/2). \quad (28)$$

Aaltoimpedanssi ja etenemiskerroin lasketaan seuraavasti:

$$\underline{Z}_c = \sqrt{\frac{r + jx}{g + jb}} \quad (29)$$

$$\underline{\gamma} = \sqrt{(r + jx)(g + jb)}. \quad (30)$$

Johdon impedanssi ja admittanssi suhteellisarvoina ovat

$$\underline{z}_L = \frac{\underline{Z}_L}{Z_b} \quad (31)$$

$$\underline{y}_L = \underline{Y}_L Z_b, \quad (32)$$

missä Z_b on impedanssin perusarvo johdon jänniteportaassa.

Resistanssi on johdon pätötehohäviöiden merkittävin aiheuttaja (Grainger & Stevenson, 1994, s. 143). Johdon resistanssiin vaikuttavat johdinmateriaali ja johdinten tai johdinnipun poikkipinta-ala. Konduktanssi kuvaa vuotovirtahäviöitä eristeissä (Grainger & Stevenson, 1994, s. 141). Konduktanssi ja sen vaikutus on tavallisesti hyvin pieni. Reaktanssi saadaan kertomalla johdon induktanssi järjestelmän kulmataajuudella. Induktanssi kuvaa sähkövirran aiheuttamaa magneettikenttää johdolla (Grainger & Stevenson, 1994, s. 141–169). Induktanssiin vaikuttavat vaihejohdinnipun ekvivalenttinen säde ja vaiheiden väliset etäisyydet. Suskeptanssi saadaan kertomalla johdon kapasitanssi järjestelmän kulmataajuudella. Kapasitanssi kuvaa jännitteen aiheuttamaa sähkökenttää, joka ilmenee vaihejohtimien ja maan välillä sekä eri vaihejohtimien välillä (Grainger & Stevenson, 1994, s. 170–192). Kapasitanssiin vaikuttavat vaihejohdinnipun ekvivalenttinen säde, vaiheiden väliset etäisyydet ja vaihejohtimien korkeus maasta.

Ukkosjohtimien huomioon ottaminen tekee induktanssin ja kapasitanssin laskemisesta hieman monimutkaisempaa, mutta ei merkittävästi muuta lopputuloksia. Esimerkiksi Elovaaran ja Haarlan (2011a, s. 110–116, 125–127) esimerkeissä vuorotellun ukkosjohtimellisen johdon myötäreaktanssi on vain noin 0,8 % pienempi ja käyttökapasitanssi vain noin 0,5 % suurempi kuin vuorotellun ukkosjohtimettoman johdon. Kaksoisjohtojen eli kahden virtapiirin johtojen tapauksessa induktanssin ja kapasitanssin laskeminen monimutkaistuu entisestään.

Kaapeleille voidaan käyttää samanlaista sijaiskytkentää kuin avojohdoille. Kaapelien ominaisarvot poikkeavat kuitenkin suuruusluokaltaan avojohdosten ominaisarvoista, ja lisäksi kaapelien ominaisarvot vaihtelevat enemmän kuin avojohdosten ominaisarvot. (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 99)

Tehonsiirto yksittäisellä johdolla voidaan laskea johdon sijaiskytkentäparametrien ja johdon päiden jännitteiden avulla. Määritellään tehon positiivinen suunta johdon päästä johdon keskelle. Merkitään johdon toista päätä S:llä ja toista päätä R:llä. Pätö- ja loistehonsiirrot johdon S- ja R-päissä ovat (Grainger & Stevenson, 1994, s. 216)

$$P_S = -\frac{U_S U_R}{Z_L} \cos(\zeta + \delta_S - \delta_R) + \frac{A U_S^2}{Z_L} \cos(\zeta - \alpha) \quad (33)$$

$$Q_S = -\frac{U_S U_R}{Z_L} \sin(\zeta + \delta_S - \delta_R) + \frac{A U_S^2}{Z_L} \sin(\zeta - \alpha) \quad (34)$$

$$P_R = -\frac{U_S U_R}{Z_L} \cos(\zeta + \delta_R - \delta_S) + \frac{A U_R^2}{Z_L} \cos(\zeta - \alpha) \quad (35)$$

$$Q_R = -\frac{U_S U_R}{Z_L} \sin(\zeta + \delta_R - \delta_S) + \frac{A U_R^2}{Z_L} \sin(\zeta - \alpha), \quad (36)$$

missä ζ , A ja α on määritelty seuraavasti:

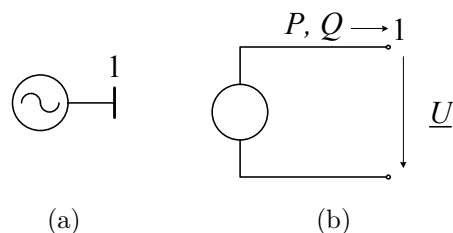
$$\underline{Z}_L = Z_L \angle \zeta \quad \frac{Z_L Y_L}{2} + 1 = A \angle \alpha$$

ja jännitteet johdon päissä s ja r seuraavasti:

$$\underline{U}_S = U_S \angle \delta_S \quad \underline{U}_R = U_R \angle \delta_R.$$

4.3 Generaattorien mallinnus

Kuvassa 11 on esitetty generaattorin sijaiskytkentä tehonjakolaskennassa. Generaattorista on tiedettävä sen tuottama pätöteho. Vakioloistehon tuottavasta generaattorista on tiedettävä lisäksi loistehon tuotanto, ja jännitettä säätävästä generaattorista on tiedettävä säädettävän kisko-jännitteen ohjearvo. Jännitettä säätävän generaattorin tapauksessa on myös tiedettävä generaattorin toiminta-alue loistehon otto- ja antokyvyn osalta.



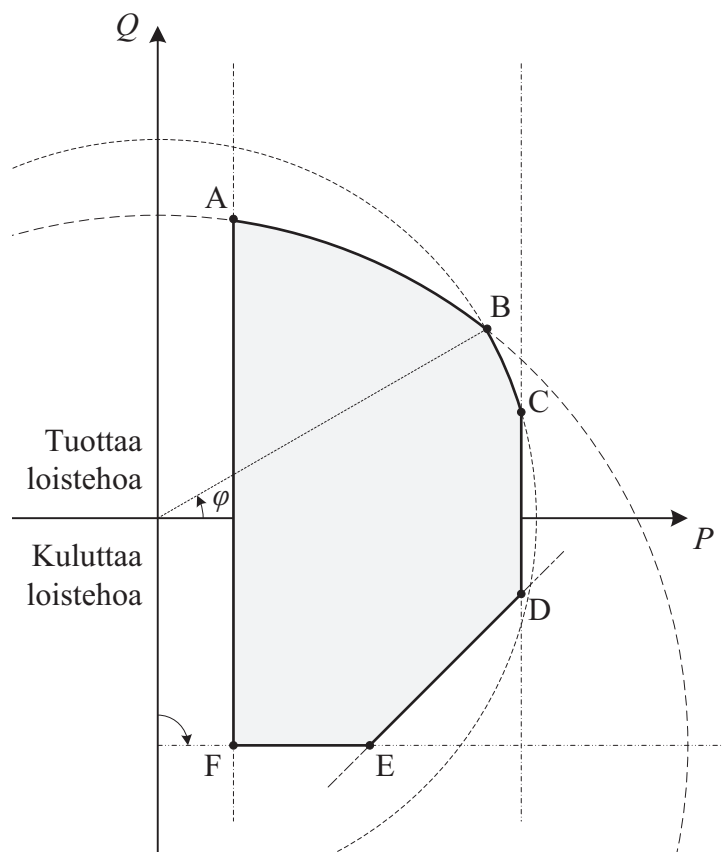
Kuva 11: Tehonjakolaskennassa käytetty generaattorin esitys kuvassa (a) ja yksivaiheinen sijaiskytkentä kuvassa (b). Generaattori mallinnetaan jännitelähteenä. Generaattori on määrätty tuottamaan tietty pätöteho. Lisäksi generaattori on määrätty tuottamaan tietty loisteho tai ylläpitämään tiettyä jännitettä tietyssä solmussa. P = generaattorin tuottama pätöteho, Q = generaattorin tuottama loisteho, \underline{U} = generaattorin liitinjännite.

Tahtigeneraattorin toiminta-alue on esitetty kuvassa 12. Tahtigeneraattorin toiminta-aluetta eli sen tuottamaa pätötehoa P ja loistehoa Q rajoittavat

- staattorivirran maksimiarvo, joka aiheutuu staattorinkäämityksen lämpenemän rajasta
- magnetoinnin ja samalla sähkömotorisen voiman maksimiarvo, joka aiheutuu roottorinkäämityksen lämpenemän rajasta
- pätötehon maksimiarvo, joka aiheutuu turbiinin tuotannon ylärajasta
- pätötehon minimiarvo, joka aiheutuu turbiinin tuotannon alarajasta
- alimagnetointiraja, joka aiheutuu staattisen stabiiliuden rajasta eli roottorin maksimikulmasta sekä koneen päätyosien lämpenemän rajasta.

Alimagnetointiraja valitaan käytännössä riittävän kauas staattisen stabiiliuden ja koneen päätyosien lämpenemän rajoista, koska myös generaattorin dynaaminen stabiilius on otettava huomioon ja koneen päätyosien lämpenemisrajaa ei kuvaa mikään yksinkertainen teoreettisesti määriteltävä käyrä PQ -koordinaatistossa. Generaattori mitoitetaan toimimaan pisteessä, jossa sen tehokerroin $\cos \varphi$ on nimellinen. (Grainger & Stevenson, 1994, s. 110–117; Machowski et al., 2008, s. 91–95)

Tahtigeneraattorin toiminta-aluetta ei aina ole tarkoituksenmukaista mallintaa niin tarkasti kuin periaatteellinen kuva 12 esittää. Esimerkiksi tehonjakolaskennassa voidaan päästä riittävään tarkkuuteen mallintamalla generaattorin toiminta-alue



Kuva 12: Tahtigeneraattorin toiminta-alue PQ -koordinaatistossa. Käyrällä AB toiminta-aluetta rajoittaa roottorikämmityksen lämpenemä, käyrällä BC staattorikämmityksen lämpenemä, käyrällä CD turbiinin tuotannon yläraja, käyrällä DE koneen päätyosien lämpenemä, käyrällä EF generaattorin staattinen stabiilius ja käyrällä FA turbiinin tuotannon alaraja. P = pätöteho, Q = loisteho, φ = tehoker-toimen kulma.

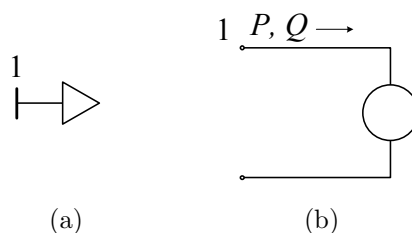
suorakulmiona, jossa generaattorin pätötehorajat ja loistehorajat eivät riipu toisistaan. Tätä kuvaavat myös luvussa 3.1 esitetyt epäyhtälöt $0 \leq P \leq P_{\max}$ ja $Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}$. Tyypillisesti loistehon tuotannon alaraja $Q_{\min} < 0$ eli generaattori voi kuluttaa loistehoa ja loistehontuotannon yläraja $Q_{\max} > 0$.

4.4 Kuormien mallinnus

Kuormien pätö- ja loisteho voi riippua verkon jännitteestä ja taajuudesta. Tehonjakolaskennassa taajuuden oletetaan olevan vakio, joten kiinnostavaksi jää kuormitusten jänniteriippuvuuden tarkasteleminen.

Tehonjakolaskennassa kuormat on yleensä kuvattu vakio pätötehoina ja vakio loistehoina (NERC, 2010; Machowski et al., 2008, s. 111). Kuvassa 13 on esitetty tällaisen vakiotehokuorman kuvaus ja yksivaiheinen sijaiskytkentä tehonjakolaskennassa. Myös jännitteestä riippuvia vakiovirtakuormia ja vakioimpedanssikuormia

on käytetty tehonjakolaskennassa (NERC, 2010). Lisäksi on mahdollista käyttää vakioteho-, vakiovirta- ja vakioimpedanssimallin yhdistelmää. Vakiotehomalli antaa muita malleja pessimistisemmät tulokset tehonjakolaskennassa, ja siksi vakiotehomallia käyttämällä voidaan simuloida verkon kannalta pahin tilanne (Ojanen, 2004; Elovaara & Haarla, 2011a, s. 140). Esimerkiksi Fingridin vuonna 2004 käyttämissä tehonjakolaskentaan tarkoitetuissa verkostolaskentamalleissa kuormat oli kuvattu jännitteestä riippumattomina vakiotehokuormina (Ojanen, 2004).



Kuva 13: Tehonjakolaskennassa käytetty kuorman esitys kuvassa (a) ja yksivaiheinen sijaiskytkentä kuvassa (b). Kuorman rakennetta ei ole määritelty, vaan kuorma on kuvattu vakiotehomallilla. P = kuorman kuluttama pätöteho, Q = kuorman kuluttama loisteho.

Kuormien hetkelliset tehot voidaan arvioida esimerkiksi vuosienergioiden ja indeksisarjojen avulla. Kuluttajaryhmän k keskiteho tunnilla i lasketaan seuraavasti:

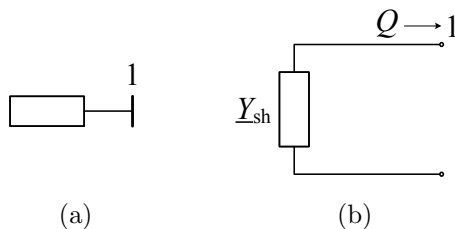
$$P_{ki} = \frac{W_k}{8760 \text{ h}} \cdot \frac{a_{ki}}{100} \cdot \frac{b_{ki}}{100}, \quad (37)$$

missä W_k on kuluttajaryhmän vuosienergia, a_{ki} on tarkastelutuntia i vastaava kaksiviikkoindeksi ja b_{ki} on vastaava tunti-indeksi. Kuormitusten arvioinnissa on huomioitava myös sähkölämmityksen lämpötilariippuvuus. (Ojanen, 2004)

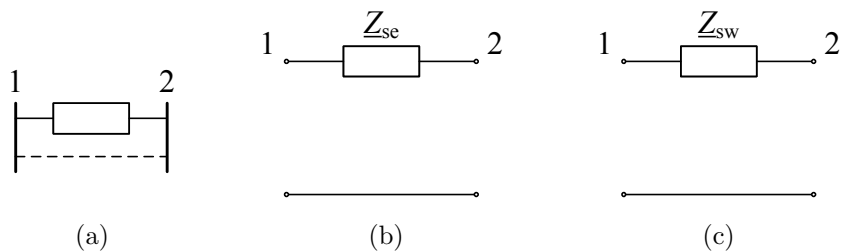
4.5 Kompensointilaitteiden mallinnus

Rinnakkaisreaktorit ja rinnakkaiskondensaattorit kuvataan tehonjakolaskennassa yleensä induktiivisina tai kapasitiivisina susceptansseina. Rinnakkaiskompensointilaitteen kuvaus ja yksivaiheinen sijaiskytkentä on esitetty kuvassa 14.

Sarjakondensaattoreista ilmoitetaan usein kompensointiaste. Kompensointiaste tarkoittaa, kuinka suuri on sarjakondensaattorin kapasitiivinen reaktanssi suhteessa kompensoitavan johdon induktiiviseen reaktanssiin. Sarjakondensaattorit on esimerkiksi Fingridin vuonna 2007 käytössä olleessa verkkomallissa kuvattu johtoina, joiden pituus on nolla ja joiden reaktanssi on kapasitiivinen (Harjula, 2008). Sarjakondensaattorien ohituskatkaisijat on kyseisessä verkkomallissa kuvattu johtoina, joiden pituus on nolla ja joilla on pieni reaktanssi ja hyvin pieni resistanssi (Harjula, 2008). Sarjakondensaattorin ja sen ohituskatkaisijan yksinkertainen kuvaus ja yksivaiheiset sijaiskytkennät on esitetty kuvassa 15.



Kuva 14: Tehonjakoslaskennassa käytetty rinnakkaiskompensointilaitteen esitys kuvassa (a) ja yksivaiheinen sijaiskytkentä kuvassa (b). \underline{Y}_{sh} = rinnakkaiskompensointilaitteen admittanssi, Q = laitteen tuottama loisteho.



Kuva 15: Yksinkertainen kuvaus sarjakondensaattorista ja sen ohituskatkaisijasta tehonjakolaskennassa. Kuvassa (a) on laitteiston esitys, missä ylempi haara kuvaa sarjakondensaattoria ja alempi ohituskatkaisijaa. Kuvassa (b) on yksivaiheinen sijaiskytkentä piiristä, kun sarjakondensaattori on käytössä, ja kuvassa (c) on yksivaiheinen sijaiskytkentä piiristä, kun sarjakondensaattori on ohitettu ohituskatkaisijalla. \underline{Z}_{se} = sarjakondensaattorin impedanssi, \underline{Z}_{sw} = ohituskatkaisijan impedanssi.

5 Tehonjakomallia tukevat tietojärjestelmät

Tehonjakomallin pohjaksi tarvitaan tietoja verkon rakenneosista. Koska verkkotietoja on paljon ja niitä on pystyttävä hakemaan ja päivittämään helposti, ne tallennetaan yleensä tietokantoihin, joita hallitaan tietokannanhallintajärjestelmien avulla. Tietokantoja voidaan käyttää tietojärjestelmien sovellusohjelmien avulla erilaisiin tarkoituksiin. Tässä luvussa kerrotaan aluksi perustietoa tietokannoista sekä niiden hallinnasta ja käytöstä. Näkökulmia ovat tietokantojen tarkoitus ja kehitys, relaatiomalli tiedon rakenteen kuvauksena sekä tietokantojen suunnittelu ja käsittely. Lisäksi tässä luvussa kerrotaan verkonhaltijoiden käyttämisestä tehonjakomallia tukevista tietojärjestelmistä. Tärkein näistä on verkkotietojärjestelmä, jonka tietokantaan verkkotiedot tallennetaan.

5.1 Tietokannat ja niiden hallinta

Tietokanta on kokoelma tietoa, jota säilytetään pitkään. Yleensä tietokannalla tarkoitetaan tietokokoelmaa, jota hallitaan tietokannanhallintajärjestelmän avulla. Tämän alaluvun tiedot tietokannoista ja tietokannanhallintajärjestelmistä perustuvat kirjoittajien Garcia-Molina et al. (2009) teokseen, ellei toisin mainita. Tietojärjestelmillä tarkoitetaan tässä järjestelmiä, jotka koostuvat tietokannasta, tietokannanhallintajärjestelmästä ja tietokantaa käyttävistä sovellusohjelmista.

5.1.1 Tietomallista tietojärjestelmiin

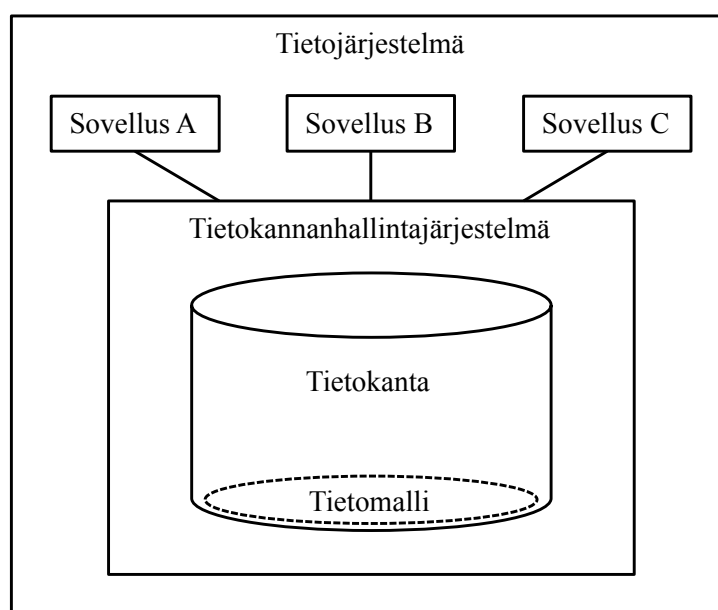
Tietokannanhallintajärjestelmät (*database management systems*) ovat nimensä mukaisesti tietokannan hallintaan tarkoitettuja järjestelmiä. Niiden yleiset tehtävät ovat

- uusien tietokantojen luonnin ja kaavioiden määrittelyn mahdollistaminen
- tietokannalle tehtävien kyselyjen ja muokkausten mahdollistaminen
- suuren tietomäärän pitkäaikaisen varastoinnin tukeminen
- tietokannan palauttamisen salliminen esimerkiksi väärinkäytön jälkeen
- monen käyttäjän samanaikaisen tiedonkäsittelyn säätely.

Ensimmäiset kaupalliset tietokannanhallintajärjestelmät kehitettiin 1960-luvulla tiedostojärjestelmien pohjalta. Tietokannanhallintajärjestelmät käyttävät niin kutsuttuja tietomalleja (*data model*) kuvaamaan tiedon rakennetta tietokannassa. Tietomalli on notaatio tiedon kuvaamiseen. Se käsittää tiedon rakenteen, operaatiot ja rajoitteet. Varhaisia tietomalleja olivat hierarkkinen malli (*hierarchical model*) ja verkkomalli (*network model*). Varhaiset tietokannanhallintajärjestelmät eivät kuitenkaan tukeneet korkean tason kyselykieliä. Vuonna 1970 Edgar Frank Codd esitti tiedon järjestämisen tauluina eli relaatioina (Codd, 1970). Tätä tietomallia kutsutaan relaatiomalliksi (*relational model*). Relaatiomalli mahdollisti korkean tason

kyselykielet, mikä paransi käyttäjien tehokkuutta. Vuoteen 1990 mennessä tietokannanhallintajärjestelmät perustuivat säännönmukaisesti relaatiomalliin. Tietokannanhallintajärjestelmien kehitys kuitenkin jatkuu, ja uusia aiheita ja näkökulmia tulee esiin säännöllisesti. Relaatiomallin lisäksi tiedon rakenteen kuvaamiseen on käytössä esimerkiksi puolirakenteisia tietomalleja, olio-relaatiomalleja ja oliomalleja.

Tietokantoja käytetään erilaisiin tarkoituksiin sovellusohjelmien avulla. Tietokannan, tietokannanhallintajärjestelmän ja sovellusohjelmien muodostamaa kokonaisuutta kutsutaan tässä tietojärjestelmäksi (*information system*). Tietojärjestelmän periaatteellinen rakenne on esitetty kuvassa 16. Yksittäiset tietojärjestelmät on suunniteltu toteuttamaan tietyn osakokonaisuuden muodostavia tehtäviä. Järjestelmät liittyvät kuitenkin usein laajempaan tehtäväkokonaisuuteen. Tietojärjestelmät tarvitsevat tietoa toisista järjestelmistä ja tuottavat sitä eteenpäin muiden käyttöön. Järjestelmät kytkeytyvät toisiinsa tiedonvaihdon kautta.



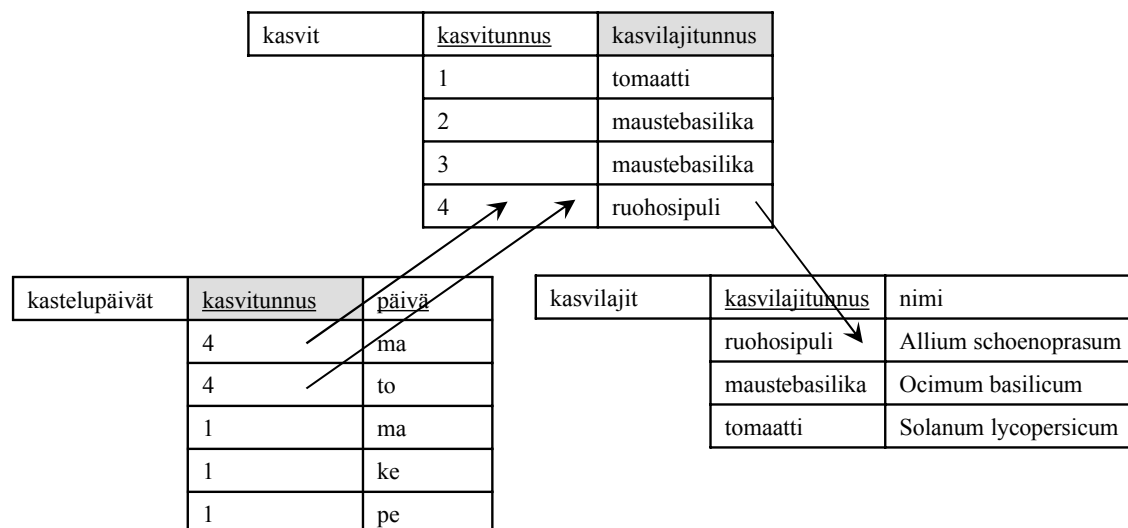
Kuva 16: Tietojärjestelmän periaatteellinen rakenne.

Tietokantoja luodaan usein toisistaan riippumattomina, ja vasta myöhemmin saattaa ilmetä tarvetta pystyä käsittelemään tietokantoja yhdessä. Lisäksi tietokantaa käyttävät sovellukset odottavat tietokannan rakenteen pysyvän samanlaisena, mutta joskus tietokannan tietoja voidaan tarvita tarkoitukseen, joka vaatii erilais- ta tietokantaa. Tiedon integraatio (*information integration*) eli monen tietokannan tietojen yhdistämistä kokonaisuudeksi, joka toimii kuin yksi tietokanta, on pitkään ollut tietojärjestelmien ongelma. Integraatioarkkitehtuureiksi on kehitetty yhdistettyjä tietokantoja (*federated databases*), tietovarastoja (*data warehouses*) ja välikerroksia (*middlewares, mediators*). Yhdistetyissä tietokannoissa tietokannat pysyvät erillisinä, mutta tietokantojen välille rakennetaan yhteydet, joiden kautta ne voivat välittää tietoa toisilleen. Tietovarasto on käyttäjän kannalta tavalliselta tietokannalta näyttävä kokonaisuus, johon on kopioitu tietoja useista tietokannoista. Välikerros ei sisällä tietoa, mutta sille voi tehdä kyselyjä kuten tavalliselle tietokannalle. Väli-

kerros kääntää käyttäjän kyselyn yhdeksi tai useammaksi kyselyksi tietokannoilleen ja vastaavasti yhdistää tietokantojen antamat tulokset vastaukseksi käyttäjälle.

5.1.2 Relaatiomalli

Relaatiomalli on yksinkertainen ja rajoitettu mutta kuitenkin monikäyttöinen lähestymistapa tiedon rakenteeseen. Lisäksi sillä on rajoitettu mutta käytännöllinen joukko operaatioita. Siksi relaatiomallin käyttö on helppoa ja tehokasta. Kuvassa 17 on esitetty esimerkki tiedon kuvaamisesta relaatiomallin mukaisesti.



Kuva 17: Esimerkki relaatioista. Relaatioiden perusavaimet on merkitty alleviivauksella ja viiteavaimet harmaalla taustalla. Kolme viittausta on havainnollistettu nuolien avulla.

Relaatiomallissa tieto kuvataan kaksiuotteisina tauluina (*tables*), joissa on rivejä (*rows*) ja sarakkeita (*columns*). Taulua kutsutaan relaatioksi (*relation*). Taulun ylimmällä rivillä esitetään sarakkeiden nimet eli attribuutit (*attributes*). Muita rivejä kutsutaan monikoiksi (*tuples*). Monikon osiin tallennetaan attribuuttien arvot. Samassa sarakkeessa olevilla monikkojen osilla on sama arvojoukko (*domain*), joka voi olla esimerkiksi kokonaislukujen joukko.

Arvojoukko on yksi esimerkki tietomallin käsittämistä rajoitteista. Rajoitteiden avulla kokonaislukuattribuutin voi rajata myös esimerkiksi välille 1–7. Rajoitteita ovat myös niin kutsutut avaimet. Avain (*key*) on joukko attribuutteja, jotka yhdessä yksilöivät monikon. Kahdella tai useammalla monikolla voi olla osittain muttei täysin samoja arvoja avaimessa. Attribuutteja, jotka muodostavat avaimen, kutsutaan perusavaimiksi (*primary keys*).

Kullakin relaatiolla on myös nimi. Relaation nimi ja attribuutit muodostavat kaavion (*schema*). Relaatiotietokannassa on yleensä useampi kuin yksi relaatio. Tietokannan kaikkien relaatioiden kaaviot muodostavat tietokantakaavion (*database schema*).

Yleensä relaatiotietokannassa on yhteyksiä eri monikoiden välillä. Yhteyksiä voi olla sekä saman relaation sisällä että relaatioiden välillä. Monikoiden välinen yhteys kuvataan sisällyttämällä yhteen (viittaavaan) monikkoon viittaus (*reference*) toiseen (viitattavaan) monikkoon. Tällöin viittaavaan monikkoon tallennetaan viitattavan monikon avaimen arvo. Avaimen arvo tallennetaan viiteavaimen (*foreign key*) arvoksi. Viiteavain koostuu yhtä monesta attribuutista kuin viitattavan monikon avain.

5.1.3 Tietokantojen suunnittelu ja käsittely

Tietokannan suunnittelussa noudatettavia periaatteita ovat uskollisuus todelliselle maailmalle, toiston välttäminen, yksinkertaisuus, oikeiden yhteyksien valitseminen ja oikeanlaisten elementtien valitseminen. Uskollisuus tarkoittaa, että kuvataan todellisia asioita. Toiston välttämiseksi sama asia tulee ilmaista vain kerran. Yksinkertaisuus tarkoittaa, ettei tuoda tietokantaan enempää elementtejä kuin on välttämätöntä. Oikeiden yhteyksien valitseminen tarkoittaa, että vaikka todellisessa maailmassa yhteyksiä asioiden välillä on paljon, tietokannassa kannattaa kuvata vain tarpeelliset yhteydet. Oikeanlaisen elementin käyttö tarkoittaa, ettei asioita kannata kuvata esimerkiksi attribuutteina, jos ne on parempi kuvata luokan ja yhteyden yhdistelminä.

Tietokantojen käsittelyä varten on olemassa erityisiä kieliä. Kielistä voidaan nähdä olevan kaksi versiota: toinen tietokannan rakenteen määrittelyyn (DDL, *data definition language*) ja toinen tietokannan sisällön käsittelyyn (DML, *data manipulation language*). DDL-komennoilla tietokannan pääkäyttäjä voi luoda ja muokata kaavioita. Muut käyttäjät ja ohjelmistot voivat käsitellä tietokannan sisältöä DML-komennoilla. Sisällön käsittelyyn kuuluvat kyselyt (*queries*) ja muokkauskomennot (*modification commands*). Kyselyt tarkoittavat tiedon hakemista tietokannasta. Muokkaukset voivat olla tiedon lisäämistä, poistamista tai muuttamista.

Useimmat relaatiomalliin pohjautuvat tietokannanhallintajärjestelmät käyttävät tietokannan käsittelyyn SQL-komentoja (*Structured Query Language*). SQL on kieli, jota voi käyttää sekä DDL-komentoihin että DML-komentoihin. SQL:stä on useita standardeja ja versioita.

Kaupallisia relaatiomalliin tai olio-relaatiomalliin pohjautuvia tietokannanhallintajärjestelmiä ovat esimerkiksi Oracle Database, Microsoft SQL Server ja IBM DB2. Avoimen lähdekoodin tietokannanhallintajärjestelmiä ovat esimerkiksi MySQL, PostgreSQL ja SQLite.

5.2 Paikkatietojärjestelmät

Paikkatietojärjestelmä (GIS, *geographical information system*) on suunniteltu keräämään, hallitsemaan, analysoimaan ja esittämään tietoa, johon liittyy maantieteellinen sijainti. Paikkatietojärjestelmä on paikkatietoaineiston, tarvittavien ohjelm-sovellusten ja tietokonelaitteiston integroitu yhdistelmä. Paikkatieto-ohjelmisto on paikkatietojärjestelmää suppeampi ja yleispätevämpi kokonaisuus.

Tunnettuja paikkatieto-ohjelmistoja ovat esimerkiksi Esrin kehittämä ArcGIS,

Intergraphin kehittämä GeoMedia sekä avoimen lähdekoodin ohjelmistot GRASS GIS (Geographic Resources Analysis Support System) ja Quantum GIS. Paikkatietoa käsitteleviä kaupallisia tietokannanhallintajärjestelmiä ovat esimerkiksi Oracle Spatial -komponentilla laajennettu Oracle Database, Microsoft SQL Server versiosta 2008 alkaen ja IBM DB2 Spatial Extender -komponentilla laajennettu DB2-järjestelmä. Paikkatietoa käsitteleviä avoimen lähdekoodin tietokannanhallintajärjestelmiä ovat esimerkiksi PostGIS-laajennosta käyttävä PostgreSQL sekä SpatiaLite-laajennosta käyttävä SQLite.

5.3 Tietojärjestelmät verkkoyhtiöissä

Laajan tehonjakomallin muodostamiseksi ja päivittämiseksi tarvitaan tietojärjestelmiä. Verkonhaltijoilla on käytössä useita tietojärjestelmiä, joita käytetään esimerkiksi verkon kehittämisen, kunnossapidon ja käytön apuna. Erityisesti jakeluverkonhaltijoille on kehitetty useita tietojärjestelmäsovelluksia, ja niistä on kerrottu useissa julkisissa dokumenteissa. Tietojärjestelmien kuvaus tässä alaluvussa perustuu jakeluverkonhaltijoiden tietojärjestelmistä julkaistuihin kuvauksiin (Lakervi & Partanen, 2009; Forsström, 2007; Vierimaa, 2007), ellei toisin mainita. Tarkastelun kohteena tässä alaluvussa ovat verkostolaskentaa tukevat tietojärjestelmät. Näitä ovat verkkotietojärjestelmä, asiakastietojärjestelmä, käytönvalvontajärjestelmä ja karttatietojärjestelmät. Tämän alaluvun päätteeksi kuvataan lyhyesti myös Suomen kantaverkonhaltijan käyttämiä tietojärjestelmiä.

Tärkein tehonjakomallia tukeva tietojärjestelmä on verkkotietojärjestelmä. Verkkotietojärjestelmään kuuluu olennaisena osana verkkotietokanta, jota monen käyttäjän ja sovelluksen on mahdollista käsitellä samanaikaisesti. Verkkotietojärjestelmän avulla voidaan tallentaa, järjestellä ja hakea verkkotietoja. Verkkotietojärjestelmä tarjoaa lisäksi työkaluja moniin toimintoihin, kuten verkostolaskentaan. Verkkotietojärjestelmä voidaan kytkeä yhteen verkkoyhtiön muiden tietojärjestelmien kanssa, jotta tiedonvaihto eri järjestelmien välillä olisi nopeaa. Kytettäviä järjestelmiä voivat olla esimerkiksi asiakastietojärjestelmä ja käytönvalvontajärjestelmä. Verkkotietojärjestelmä on usein GIS-pohjainen eli perustuu maantieteellisen paikkatiedon hallintaan. Verkko voidaan tällöin kuvata graafisesti taustakartan päälle, kun kaikille verkon komponenteille annetaan maantieteelliseen koordinaatistoon pohjautuvat koordinaatit. Taustakarttoja voi varastoida esimerkiksi karttatietojärjestelmässä. Taustakartat voivat sisältää tietoa esimerkiksi maaston muodoista ja olemassa olevista rakenteista.

Asiakastietojärjestelmä on perinteisesti sisältänyt perustiedot asiakkaista, sopimuksista, sähkönkäyttöpaikoista, mittarilukemista, kulutushistoriasta ja vuosienenergioista. Järjestelmää käytetään laskutuksen pohjana, asiakaspalvelun apuna ja sopimusten hallinnassa. Asiakkaisiin liittyviä tehtäviä varten voi myös olla erikseen käytössä asiakastehtävien hallintajärjestelmä. Asiakkaiden kulutustietoja voidaan siirtää asiakastietojärjestelmästä verkkotietojärjestelmään, jossa niitä voidaan käyttää esimerkiksi tehonjakolaskentaan. Jos tehonkulutus on laskettava energiankulutuksesta, voidaan käyttää hyväksi kuormitusmallitietokantoja. Asiakastietojärjestelmä voidaan integroida kaukoluentajärjestelmään ja mittaustietojärjestelmään. Kauko-

luentajärjestelmän avulla voidaan mitata asiakkaiden sähköenergiamäärät etäluettavilla mittareilla ja välittää energiatiedot niitä tarvitseville sovelluksille. Mittaustietojärjestelmän avulla sähköenergian mittaustietoa voidaan tallentaa, käsitellä ja välittää eteenpäin. Mittaustietojärjestelmää voidaan käyttää energiatietojen varastointiin asiakastietojärjestelmän sijaan.

Käytönvalvontajärjestelmä mahdollistaa sähköverkon reaaliaikaisen valvonnan ja ohjauksen. Käytönvalvontajärjestelmällä valvotaan ja ohjataan sähköasemalla sijaitsevia laitteita sekä kerätään ja välitetään mittaus- ja tilatietoja. Kerättäviä tietoja ovat esimerkiksi kytkinlaitteiden tilatiedot, kiskojännitteet, lähtöjen virrat sekä muuntajien pätö- ja loistehot. Käytönvalvontajärjestelmän tiedonsiirron kanavaksi tarvitaan viestijärjestelmä. Käytönvalvontajärjestelmän yhteydessä toimii historia-tietokanta, johon tallennetaan käytönvalvontajärjestelmän kautta tulevia mittaustietoja. Mittaustiedot voidaan tallentaa esimerkiksi tuntikeskiarvoina. Historiatietokanta toimii tiedon varastona, josta tietoa voidaan myöhemmin hakea useisiin tarpeisiin. Tietoja voidaan käyttää esimerkiksi verkostolaskentatilanteiden pohjana.

Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridin käyttämiin tietojärjestelmiin kuuluvat Elnet-verkkotietojärjestelmä, käytönvalvontajärjestelmä ja Verkkopalvelusovellus. Elnet-verkkotietojärjestelmän tietokanta on sisältänyt verkostolaskentamalleihin mallinnettujen komponenttien tiedot asiakasomisteisten verkkokomponenttien tiedot mukaan lukien. Komponenteille on määriteltä myös voimassaoloajat, jotta verkostolaskentamalli olisi helppo saada vastaamaan jonkin tietyn ajankohdan verkko-tilannetta rakenteellisten tietojen osalta. Elnet-verkkotietojärjestelmän Power Simulation -verkostolaskentasovelluksen avulla on ollut mahdollista hakea tietoa verkko-tietokannasta ja siirtää sitä PSS®E-simuloinneissa käytettäviin verkostolaskentamalleihin. Fingrid on ilmoittanut uusivansa verkkotietojärjestelmänsä ja ottavansa vuonna 2014 käyttöön uuden ohjelmistokokonaisuuden, jonka toimittaa IBM (Fingrid Oyj, 2012b). (Ojanen, 2004)

Fingridin käytönvalvontajärjestelmä on kerännyt sekä pätötehon että loistehon hetkellistehomittauksia Fingridin katkaisijoilta ja verkon suurimmilta generaattoreilta (Ojanen, 2004). Käytönvalvontajärjestelmä on sisältänyt myös tietokannan, tilaestimaattorin ja ohjausten vaatimia sovelluksia. Tietokantaan tallennetaan tiedonsiirtojärjestelmästä kerättyjä tietoja, käyttöä koskevat ennusteita, aikaisemmasta käytöstä tallennettuja käyttötietoja ja käytön perustietoja. Tilaestimaattori etsii verkon todelliselle tilalle matemaattisen estimaatin minimoimalla poikkeamista ja mittausvirheistä aiheutuvan kokonaisvirheen. (Elovaara & Haarla, 2011b, s. 421)

Verkkopalvelusovellus on energiatiedon hallintaan tarkoitettu tietojärjestelmä, jota Fingrid on käyttänyt muun muassa kantaverkkolaskutukseen, loistehon hallintaan sekä Fingridin verkon häviösähkökulutuksen laskentaan. Verkkopalvelusovellus on kerännyt pätö- ja loisenergian tuntikeskitehomittauksia kantaverkon kuormilta. Vuonna 2004 Fingrid muodosti verkostolaskentamallinsa pääasiassa käytönvalvontajärjestelmän mittaustietojen pohjalta. Ojanen suositteli diplomityössään, että Fingrid alkaisi käyttää Verkkopalvelusovelluksen mittaustietoja verkostolaskentamallien kuormitustietojen selvittämiseen. (Ojanen, 2004)

5.4 Sähkömarkkinoihin liittyvät tietojärjestelmät

VTT on tutkimuskeskus, jolla ei ole omistuksessaan tai valvonnassaan sähköverkkoa. VTT tarvitsee tulevaisuuden sähköjärjestelmän tarkasteluun sähköverkkomallin ja sähkömarkkinamallin. Suomen sähköverkkomalli ja siihen liittyvä verkkotietokanta rakennetaan tämän diplomityön yhteydessä. Sähkömarkkinoiden tarkasteluun VTT:llä on jo käytössä esimerkiksi Wilmar Planning Tool, joka on erityisesti tuulivoiman lisäämisen vaikutusten tutkimiseen suunniteltu työkalu. Wilmar Planning Tool sisältää seuraavat apumallit ja tietokannat (Rinne, 2010):

- yhdistetty sähkömarkkinamalli JMM (*Joint Market Model*)
- skenaariopuutyökalu STT (*Scenario Tree Tool*)
- vesialtaiden käytön optimoinnin malli LTM (*Long Term Model*)
- Markkinahintamalli eli MH-malli
- skenaariotietokanta
- syötetietokanta
- tulostietokanta.

JMM:n avulla voidaan suunnitella, miten voimalaitoksia kannattaa ajaa eri ajanhetkinä, kun tiedetään sähkön ja lämmön kulutus sekä reservitarpeet. Optimaalinen ajo lasketaan yleensä vuoden jokaiselle tunnille. STT on työkalu tuuli- ja kysyntäskenaarioiden luomiseksi, ja LTM on vesiarvojen laskentaa varten kehitetty työkalu. MH-malli on työkalu, joka kehitettiin VTT:llä alun perin sähkön hinnan arviointiin Pohjoismaissa. MH-mallissa merkittävässä osassa on vesivarastoalttaiden käyttö, ja sitä voidaan käyttää parempaan vesiarvolaskentaan kuin LTM-työkalua. (Rinne, 2010)

STT:llä luodut kysyntä- ja tuuliskenaariot tallennetaan skenaariotietokantaan. Syötetietokanta sisältää tiedot käytettävistä teknologioista, aikasarjadataa lämmön kysynnästä ja jokivesivoiman tuotannosta, perustiedot mallin maantieteestä sekä aika-askleet. Skenaariotietokannan ja syötetietokannan tiedot annetaan lähtötietoina JMM:lle, LTM:lle ja MH-mallille. Mallit vaihtavat tietoa keskenään ja laskennan päätteeksi JMM antaa tulokset, jotka tallennetaan tulostietokantaan. (Rinne, 2010)

Wilmar Planning Toolin skenaario-, syöte- ja tulostietokannoista saadaan lähtötietoja sähköverkkomallissa käytettäväksi, ja toisaalta sähköverkkomallin perusteella voidaan tarvittaessa tarkentaa sähkömarkkinamallin tehonsiirtorajoituksia. VTT:n sähköverkkomalli ja verkkotietokanta on tarkoitettu suunnitella siten, että tiedonvaihto eri tietokantojen ja mallien välillä on mahdollisimman selkeää.

6 Verkkotietokanta ja verkkomalli

Tässä luvussa kerrotaan mistä Suomen kantaverkon verkkotiedot on kerätty ja mitä tietoja on löydetty. Samalla arvioidaan myös tietojen luotettavuutta. Lisäksi kerrotaan lyhyesti verkkotietojen kokoamisesta tietokannaksi, PSS®E-ohjelmiston käytöstä sekä tietokantojen, verkkomallin ja PSS®E-ohjelmiston välisistä yhteyksistä. Karttakuva VTT:n verkkomallista on esitetty sivulla 82.

6.1 Verkkotietojen keräys

Tässä diplomityössä ei päästy käsiksi Suomen kantaverkonhaltijan sisäisiin tietoihin vaan tietoja verkkokomponenteista kerättiin julkisista lähteistä. Voimalaitosten osalta käytettiin myös VTT:n luottamuksellisia lähteitä. Julkisista lähteistä suoraan löytyneitä tietoja julkaistaan sellaisenaan, kun taas itse määritetyistä tiedoista esitetään määrittämissä periaatteet. Luottamuksellisten lähteiden perusteella määritetyistä tiedoista mainitaan lähteet.

Itse keräämiäni ja määrittämiäni verkkotietoja ovat johtojen tyypit ja johtotyyppien tiedot, kiskot eri asemilla, muuntajien sijainnit ja tiedot, kompensointilaitteiden sijainnit ja tiedot sekä generaattorien tiedot. Johtojen reitit on määrittänyt pääosin VTT:n tutkija Erkki Rinne, joka on kerännyt myös sähköasemien nimet ja sijainnit. Lisäksi Rinne on osallistunut generaattorien ja kuormien mallinnukseen sekä muodostanut kuormitus- ja tuotantotiedot verkostolaskentamalleihin.

6.1.1 Solmut

Suomen kantaverkon sähköasemien sijainnit ja nimet on poimittu Fingridin karttapalvelusta ja viety karttapohjan päälle Quantum GIS -ohjelmiston avulla. Fingridin karttapalvelusta nähdään myös, mitä jänniteportaita sähköasema yhdistää. Sähköaseman kunkin jänniteportaan kiskoston olen kuvannut pääosin yhtenä solmuna. Solmujen nimilyhenteitä ja numerointeja olen poiminut Uskin (2003) diplomityöstä.

Kantaverkossa jännitteiden normaalit vaihteluvälit ovat seuraavat (Fingrid Oyj, 2007):

- 400 kV: 395–420 kV
- 220 kV: 215–245 kV
- 110 kV: 105–123 kV.

110 kV:n kiskojen jännitteitä pyritään pitämään arvossa $118 \text{ kV} \pm 2 \%$ eli 116–120 kV (Korpi-Kyyny, 1988). 400 kV:n kiskojen vakio-optimalue on Vihavaisen (2007) diplomityön mukaan noin 400–416 kV eli $408 \text{ kV} \pm 2 \%$. 220 kV:n kiskojen optimijännitteistä en löytänyt luotettavaa tietoa. Kuitenkin esimerkiksi Uskin (2003) diplomityön perusteella voidaan selvittää minkälaisia jännitteitä 220 kV:n kiskoilla esiintyy. Jännitteet ovat noin 231–241 kV eli $236 \text{ kV} \pm 2 \%$.

6.1.2 Kantaverkon muuntajat

Fingridillä on käytössä 400/220 kV:n, 400/110 kV:n ja 220/110 kV:n muuntajia. Niiden mallinnukseen tarvittavia tietoja olen kerännyt Fingridin Internet-sivuilta, diplomitöistä sekä sähkövoimatekniikan oppikirjoista.

Uskin (2003) diplomityöstä saadaan selville muuntajien määrät eri sähköasemilla vuonna 2002. Fingridin Internet-sivujen perusteella olen selvittänyt, mille sähköasemille on tullut uusia muuntajia vuoden 2002 jälkeen (Fingrid Oyj, 2011b). Tietoja löytyy kuitenkin kattavasti vasta vuodesta 2009 eteenpäin. Kuuselan (2011) esitelmäkälvoista nähdään, kuinka monta muuntajaa Fingridillä oli vuonna 2011 kullakin jänniteporrasvälillä ja mitkä olivat muuntajien yhteenlasketut kokonaistehot. Ruususen (2009) esitelmäkälvoista nähdään samat tiedot vuodelta 2009. Muuntajien määrien ja kokonaistehojen avulla voidaan selvittää muuntajien keskimääräiset tehot. Tiedot muuntajien määristä ja tehoista on esitetty taulukossa 1.

Taulukko 1: Suomen kantaverkon muuntajat vuonna 2009 ja 2011 (Ruusunen, 2009; Kuusela, 2011)

Jänniteportaat	Määrä (kpl)		Kokonaisteho (MVA)		Keskiarvoteho (MVA)	
	2009	2011	2009	2011	2009	2011
400/220 kV	5	5	1900	1900	380	380
400/110 kV	39	43	15600	17200	400	400
220/110 kV	22	23	3450	3700	157	161

Tietoja 400 kV:n ja 110 kV:n jänniteportaita yhdistävistä muuntajista löytyy paljon. Suurin osa näistä muuntajista on kolmikäämitysmuuntajia, mutta myös kakskäämitysmuuntajia on käytössä (Elovaara & Haarla, 2011b, s. 147). Taulukossa 2 on esitetty löytämiäni tietoja 400 kV:n ja 110 kV:n jänniteportaita yhdistävistä muuntajista.

400 kV:n ja 110 kV:n jänniteportaita yhdistävistä muuntajista löytyy myös hieman ristiriitaista tietoa. Ristiriitaisuutta selittänee se, että muuntajat tuskin ovat keskenään täysin samanlaisia. Taulukossa 2 on esimerkiksi esitetty käämikytkimien asettelualueeksi $\pm 6 \times 1, 33 \%$ eli $\pm 8 \%$, mutta tyypilliseksi käämikytkimien asettelualueeksi on kirjallisuudessa mainittu myös $\pm 12 \%$ (Voimansiirron tekniikka, 1991) ja $\pm 15 \%$ (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 376). 3-käämitysmuuntajan väli- ja alajännitteiden väliseksi oikosulkuimpedanssiksi on taulukossa 2 esitetty 60% 400 MVA:n tehoperustassa. Arvoksi on kirjallisuudessa kuitenkin mainittu myös 66% 400 MVA:n tehoperustassa (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 134).

Tietoja 400/220 kV ja 220/110 kV muuntajien oikosulkuimpedansseista ei löytynyt suoraan. Niiden arvioinnissa käytin apuna tietoja erilaisten muuntajien tyypillisistä oikosulkureaktansseista ja -resistansseista. Muuntajien tyypillisiä oikosulkureaktansseja on esitetty taulukossa 3. 400/220 kV:n muuntajien reaktanssiksi arvioin karkeasti 15% ja 220/110 kV:n muuntajien reaktanssiksi 12% muuntajan tehoperustassa. Suuritehoisten muuntajien oikosulkuresistansseille löysin seuraavia arvoja:

1–2 % (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 132), noin 0,3 % (Machowski et al., 2008) ja alle 1 % (Grainger & Stevenson, 1994). Myös resistanssit on ilmaistu muuntajan tehoperustassa.

Merkittävimmät epävarmuudet kantaverkon muuntajien mallinnuksessa ovat

- 400/220 kV:n ja 220/110 kV:n muuntajien tehot
- 400/220 kV:n ja 220/110 kV:n muuntajien oikosulkuimpedanssit.

Taulukko 2: Suomen kantaverkon 400 kV:n ja 110 kV:n jänniteportaita yhdistävien muuntajien tietoja (Elovaara & Haarla, 2011b, s. 147)

	3-käämitysmuuntajat	2-käämitysmuuntajat
Nimellisteho (MVA)	400/400/125	400
Nimellisjännitteet (kV)	$400 \pm 6 \times 1, 33 \%$ /120/21	$400 \pm 6 \times 1, 33 \%$ /120
Oikosulkuimpedanssit (%) ¹	20/40/60	20

¹ 3-käämitysmuuntajien oikosulkuimpedanssit ovat järjestyksessä $Z_{k12}/Z_{k13}/Z_{k23}$, missä 1 on yläjännite, 2 on välijännite ja 3 on alajännite. Sekä 3-käämitysmuuntajien että 2-käämitysmuuntajien oikosulkuimpedanssit on ilmaistu 400 MVA:n tehoperustassa.

Taulukko 3: Muuntajien tyypillisiä oikosulkureaktansseja

Muuntajan kuvaus	Reaktanssi (%) ¹
Tavallinen muuntaja ²	6–15
115–161 kV ³	6–14
230–500 kV ⁴	7–20
110–220 kV ⁵	10–12
150–630 MVA ⁶	11–15

¹ Reaktanssit on ilmaistu prosentteina muuntajan tehoperustassa.

² Reaktanssi kasvaa muuntajakoon kasvaessa (Elovaara & Haarla, 2011a).

³ 115–161 kV on järjestelmän nimellisjännite, muuntajassa on pakotettu ilmajäähdytys (Grainger & Stevenson, 1994).

⁴ 230–500 kV on järjestelmän nimellisjännite, muuntajassa on pakotettu ilmajäähdytys (Grainger & Stevenson, 1994).

⁵ 110–220 kV on järjestelmän nimellisjännite (Voimansiirron tekniikka, 1991).

⁶ 150–630 MVA on muuntajan teho (Machowski et al., 2008).

6.1.3 Johdot

Tietoja Suomen kantaverkon johdoista on kerätty Fingridin Internet-sivuilta, Google Street View -palvelusta ja sähkövoimatekniikan oppikirjoista. Johtojen reitit ja jännitetasot on selvitetty Fingridin karttapalvelusta (Fingrid Oyj, 2012a). Johdot on

piirretty karttapohjan päälle Quantum GIS -ohjelmiston avulla, minkä jälkeen johtojen pituudet voi laskea ohjelmistolla automaattisesti. Fingridin johtojen yhteenlasketuista pituuksista löytyy tietoa esimerkiksi Kuuselan (2011) esitelmäkälvoista. Tietoa voidaan käyttää apuna johtojen pituuksien tarkistuksessa.

Lähes kaikkien 400 kV:n ja 220 kV:n johtojen osajohtimien määrän olen selvittänyt Google Street View -palvelun avulla (Google, 2012). Lisäksi olen selvittänyt joidenkin 110 kV:n johtojen osajohtimien määrän Google Street View'n avulla ja pyrkinyt päättelemään niiden perusteella muiden 110 kV:n johtojen osajohtimien määrät. Kirjallisuudesta löytyy esimerkkejä eri jännitetasoilla käytettävistä johtotyypeistä (esim. Elovaara & Haarla, 2011a, s. 98; Korpi-Kyyny, 1988). Kun tiedossa on sekä johdon osajohtimien määrä että kyseisellä jännitetasolla tavallisesti käytettävät johtotyypit, voidaan tehdä karkea arvio kyseisen johdon johtotyypistä. 110 kV:n johtotyyppien arvioiminen on kuitenkin hankalaa, sillä 110 kV:n jännitetasolla on käytössä lukuisia johtotyyppisiä.

Johtotyyppien johtovakioista löytyy tietoa kirjallisuudesta (esim. Elovaara & Haarla, 2011a, s. 98; Tekniikan käsikirja 3, 1969). Lämpenemästä riippuvat siirtorajat eri johtotyypeille olen selvittänyt kirjallisuudesta (esim. Korpi-Kyyny, 1988; Elovaara & Haarla, 2011b, s. 269). Lämpenemästä riippuvat siirtorajat vaihtelevat jonkin verran eri lähteiden välillä. Verkkotietokantaan voidaan kuitenkin tallentaa useita tietoja siirtorajoille. Taulukossa 4 on esitetty VTT:n verkkomallissa käytettyjen johtotyyppien johtovakioita ja lämpenemästä riippuvia siirtorajoja.

Taulukko 4: Suurjännitejohtojen tietoja¹ (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 98; Elovaara & Haarla, 2011b, s. 269; Korpi-Kyyny, 1988; Tekniikan käsikirja 3, 1969)

Jännite (kV)	Tyyppi	r (Ω/km)	x (Ω/km)	g ($\mu\text{S}/\text{km}$)	b ($\mu\text{S}/\text{km}$)	S_{th} ² (MVA)
110	Duck	0,096	0,409	0	2,808	120
110	2-Duck	0,048	0,300	0	3,788	240
220	Condor	0,074	–	–	–	290
220	2-Hawk	0,059	–	–	–	440
400	2-Finch	0,026	0,330	0,023	3,570	1385
400	3-Finch	0,0171	0,291	0,020	4,040	2050

¹ Tietoja, joita ei löytynyt kirjallisuudesta, on merkitty ajatusviivalla (–).

² S_{th} on johdon lämpenemästä riippuva siirtoraja.

Koska 220 kV:n jännitetasolla käytettäville johdoille ei löytynyt kirjallisuudesta kaikkia johtovakioita suoraan, jouduin arvioimaan osan itse. 220 kV:n johtojen reaktanssina, konduktanssina ja susceptanssina käytämme verkkomallissa seuraavia arvoja:

- Condor: $x = 0,41 \Omega/\text{km}$, $g = 0 \mu\text{S}/\text{km}$, $b = 2,8 \mu\text{S}/\text{km}$
- 2-Hawk: $x = 0,31 \Omega/\text{km}$, $g = 0 \mu\text{S}/\text{km}$, $b = 3,7 \mu\text{S}/\text{km}$.

Arvioinnissa olen käyttänyt apuna kirjallisuudesta löytyviä lähtötietoja ja arviointiperiaatteita (Tekniikan käsikirja 3, 1969).

Suomen rajat ylittävien yhteyksien käytettävissä olevat siirtokapasiteetit olen selvittänyt pääasiassa Fingridin Internet-sivuilta. Tiedot on esitetty taulukossa 5. Näissä siirtokapasiteeteissa on huomioitu myös sähköjärjestelmän stabiilius. Tasa-sähköyhteiksi ei toistaiseksi mallinnettu VTT:n verkkomalliin. Suomen rajat ylittävät siirrot mallinnettiin Suomen tasasähköasemille tai Suomen ulkopuolisille sähköasemille liitetyillä kuormilla ja generaattoreilla.

Fingridin Internet-sivuilta olen selvittänyt myös Pohjois- ja Etelä-Suomen välisen siirtokapasiteetin, joka on ollut pohjoisesta etelään 2000 MW ja etelästä pohjoiseen 1400 MW (Fingrid Oyj, 2009). Stabiiliuden rajoittamat siirtokapasiteetit voivat muuttua, kun sähköjärjestelmää vahvistetaan tai uusia voimalaitoksia liitetään järjestelmään. Nämä toimenpiteet eivät kuitenkaan muuta yksittäisten johtojen lämpenemästä riippuvia siirtorajoja. Sivulla 81 on esitetty Fingridin suunnitelmat kantaverkon kehittämiseksi.

Taulukko 5: Suomen rajat ylittävät siirtoyhteydet (Fingrid Oyj, 2009; Fingrid Oyj, 2011b; Nordel, 2008)

Raja	Kuvaus	Siirtokapasiteetti (MW)
Ruotsi	3 pohjoista johtoa	1100/1500 ¹
	Fenno-Skan-merikaapeli	500–550 ²
	Fenno-Skan 2 -merikaapeli	800
Norja	pohjoinen yhteys	100
Venäjä ³	pohjoinen 110 kV:n yhteys	60
	eteläinen 110 kV:n yhteys	100
	eteläiset 400 kV:n yhteydet	1300
Viro	Estlink-merikaapeli	350–365 ²
	Estlink 2 -merikaapeli ³	650 ⁴

¹ Suomen ja Ruotsin välisten pohjoisten yhteyksien siirtokapasiteetti on Suomesta Ruotsiin 1100 MW ja Ruotsista Suomeen 1500 MW. Kahden johdon jännite on 400 kV ja yhden johdon jännite 220 kV.

² Siirtokapasiteetti riippuu vuodenajasta.

³ Venäjältä vain tuodaan sähköä. Yhteydet eivät yhdistä Suomen ja Venäjän verkkoja synkronisesti. Venäjällä on kaksi voimalaitosta, jotka voivat olla synkronisesti kytketty Suomen verkkoon 110 kV:n johtojen kautta. Yksi yksikkö Pietarin luoteispuolella sijaitsevasta voimalaitoksesta on kytketty synkronisesti Suomen verkkoon oman 400 kV:n johdon kautta, ja lisäksi Viipurin tasasähköaseman kautta siirretään sähköä Suomeen kahta 400 kV:n johtoa pitkin (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 63).

⁴ Estlink 2 -merikaapelin arvioitu käyttöönottovuosi on 2014.

Merkittävimmät epävarmuudet johtojen mallinnuksessa ovat

- 110 kV:n johtojen johtotyypit
- 220 kV:n johtotyyppien johtovakiot.

6.1.4 Generaattorit ja generaattorimuuntajat

Voimalaitosten sijainnit ja pätötehokapasiteetit on kerätty VTT:n luottamuksellisesta voimalaitostietokannasta. Pienimmät tietokannassa olevat voimalaitokset ovat nimellispätöteholtaan 0,1 MW. Voimalaitokset on liitetty lähimmän sähköaseman 110 kV:n kiskoon, ellei muuta tietoa ole ollut saatavilla. Esimerkiksi Huhtasen (1998) diplomityöstä nähdään, mihin Lapin ja Koillis-Pohjan kiskoihin on kytketty voimalaitosgeneraattori. Voimalaitosten generaattoreista ja generaattorimuuntajista olen kerännyt tietoa esimerkiksi voimalaitosyhtiöiden Internet-sivuilta ja kirjallisuudesta.

Kemijoki Oy:n Internet-sivuilta löytyy tietoa voimalaitosten generaattorien näennäistehoista ja jännitteistä sekä generaattorimuuntajien näennäistehoista ja jännitteistä. Taulukossa 6 on esitetty generaattoritietoja ja generaattorimuuntajataietoja muutamasta Kemijoki Oy:n vesivoimalaitoksesta. Olkiluodon kolmesta ydinvoimalaitoksesta löytyy tietoa esimerkiksi Latvan (2009) diplomityöstä, ja Loviisan voimalaitoksesta löytyy tietoa esimerkiksi Kanervan (2006) diplomityöstä.

Taulukko 6: Voimalaitostietoja (Kemijoki Oy, 2011)

Voimalaitos	Teho (MW)	Gen. (MVA)	Gen. (kV)	Muuntaja (MVA)	Muuntaja (kV)
Matarakoski	11	12	6,3	12	117/6,3
Ossauskoski	124	46	10,5	72	242/10,5
		46	10,5	92	242/10,5
		46	10,5		
Permantokoski	13	15	10,5	16	121/10,5
Petäjaskoski	172	60	12,5	375/255/120	405/241/12,5
		70	12,5	400/300/150	415/240/12,5
		70	12,5		

VTT:n verkkomallissa voimalaitoksille on useimmiten mallinnettu yksi generaattori. Generaattorin tuottaman pätötehon minimiksi olen olettanut 0 MW ja maksimiksi voimalaitoksen nimellisen pätötehon P_N . Loistehorajojen määrittämisessä on käytetty apuna Fingridin julkaisua ”Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset (VJV 2007)” (Fingrid Oyj, 2007). Sopimuksen mukaan yli 10 MVA:n generaattorien tulee pystyä toimimaan jatkuvasti nimellispätötehollla tehokertoimen ollessa 0,95kap...0,90ind. Loistehorajojen arvioimiseksi oletan, että generaattorin nimellinen näennäisteho eli mitoitus-teho on $S_R = P_N/0,90$. Jos VJV:n vaatimusten oletetaan määrittävän generaattorin loistehorajat, saadaan loistehon minimiksi ja maksimiksi

$$Q_{\min} = -\sin(\arccos(0,95))P_N/0,90 = -0,3P_N$$

$$Q_{\max} = \sin(\arccos(0,90))P_N/0,90 = 0,5P_N.$$

Nämä ovat kuitenkin melko karkeat arviot. Fingrid on täydentänyt VJV 2007 -dokumenttia joulukuussa 2011 liitteillä, mutta voimalaitosten tulee edelleen täyttää

myös alkuperäisen dokumentin vaatimukset.

Verkkomallissa huomioidaan myös se, että 400 kV:n verkkoon kytketyt generaattorit eivät saa normaalitilanteessa tuottaa eivätkä kuluttaa loistehoa, lukuun ottamatta generaattorimuuntajan ja voimalaitoksen omakäytön kuluttamaa loistehoa. 400 kV:n verkkoon kytkettyjen generaattorien loistehoa pidetään häiriöreservinä. Muut yli 10 MVA:n generaattorit saavat normaalitilanteessa tuottaa tai kuluttaa enintään puolet loistehokapasiteetistaan. Loput generaattorien loistehokapasiteetista ovat häiriöreserviä. (Fingrid Oyj, 2012c)

VJV 2007 kertoo myös, mitkä ovat normaalit liityntäpisteen jännitteet generaattorimuuntajissa. 400 kV:n verkkoon liittyvissä voimalaitoksissa normaali liityntäpisteen jännite on 410 kV, 220 kV:n verkkoon liittyvissä voimalaitoksissa 240 kV ja 110 kV:n verkkoon liittyvissä voimalaitoksissa 118 kV (Fingrid Oyj, 2007). Arvot ovat kuitenkin vain viitteellisiä, eivätkä välttämättä päde jokaiseen voimalaitokseen. Tietoa liityntäpisteen jännitteestä voidaan kuitenkin käyttää arvioitaessa generaattorimuuntajan muuntosuhdetta ja jännitettä säätävän generaattorin jänniteasetusta. Lisäksi jänniteasetusta määritettäessä voidaan hyödyntää luvussa 6.1.1 esitettyjä tietoja eri jännitetasojen optimijännitteistä.

Generaattorimuuntajan nimellisteho on yleensä sama kuin generaattorin mitoitusteho S_R (Tekniikan käsikirja 3, 1969, s. 650). Generaattorimuuntajien oikosulkuimpedanssien määrittämisessä käytin apuna kirjallisuudesta löytyneitä arvioita tyyppillisiksi oikosulkureaktansseiksi (ks. taulukko 3). Jaoin generaattorimuuntajat karkeasti kolmeen tyyppiin muuntajan tehon mukaan ja arvioin kullekin tyyppille sopivan reaktanssin:

- muuntajan teho < 100 MVA: oikosulkureaktanssi 10 %
- muuntajan teho 100–200 MVA: oikosulkureaktanssi 12 %
- muuntajan teho > 200 MVA: oikosulkureaktanssi 15 %.

Oikosulkureaktanssit on ilmaistu muuntajan tehoperustassa. Generaattorimuuntajien oikosulkuresistanssin olen olettanut olevan 0 %.

Generaattorien ja generaattorimuuntajien staattisten tietojen selvittämisen jälkeen on tehonjakolaskentaa varten selvitetävä myös generaattorien hetkelliset tuotantotiedot. Generaattorien tuotantotiedot eri tilanteisiin voidaan VTT:llä muodostaa esimerkiksi Wilmar Planning Toolin yhdistetyn sähkömarkkinamallin avulla.

Merkittävimmät epävarmuudet generaattoreiden ja generaattorimuuntajien mallinnuksessa ovat

- generaattorien loistehorajat
- generaattorien jännite- ja loistehoasetukset
- generaattorimuuntajien oikosulkuimpedanssit
- generaattorien hetkelliset tehot.

6.1.5 Kuormat

Kuormien mallinnuksessa on hyödynnetty tietoja kuntien kulutuksista. Jokainen kunta on kuvattu yhtenä tai useampana kuormana, jotka on liitetty kunnan alueella tai lähellä kuntaa olevien sähköasemien 110 kV:n kiskoihin. Kuntakuormat on kuvattu jännitteestä riippumattomina vakiotehokuormina, sillä näin ei pitäisi saada ainakaan todellista optimistisempia tuloksia (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 140). Verkostolaskentamalleja varten tarvitaan tiedot kuormien hetkellisistä kulutuksista. Kuntien hetkelliset kulutukset eri tilanteissa voidaan määrittää esimerkiksi VTT:llä käytettävissä olevien luottamuksellisten indeksisarjojen ja kuntien vuosittaisen sähköenergian käytön avulla.

Pätötehokuormitusten lisäksi on mallinnettava loistehokuormitukset. Elovaaran ja Haarlan (2011a, s. 140) mukaan loistehokuorman osuus verkon kokonaiskuormasta on 20–30 %. Toisaalta heidän mukaan kantaverkkokuormituksilla käytetään loistehon ja pätötehon suhteena arvoja 0,1–0,3 (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 89). Lisäksi Ojaseen mukaan Fingrid on käyttänyt perus- ja ennustetilanteissa loistehon ja pätötehon suhteelle nyrkkisääntönä loistehosopimusten mukaista arvoa 0,16 (Ojanen, 2004, s. 83). Päädyin käyttämään VTT:n verkkomallissa kuormien loistehon ja pätötehon suhteelle Ojaseen mainitsemaa arvoa 0,16.

Merkittävimmät epävarmuudet kuormien mallinnuksessa ovat

- kuntien kulutuksen jakautuminen eri sähköasemille
- hetkittäiset kulutukset kunnissa
- loistehon osuus kulutuksesta.

6.1.6 Kompensointilaitteet

Kompensointilaitteista olen pyrkinyt mallintamaan VTT:n verkkomalliin Suomen kantaverkon sarjakondensaattorit, rinnakkaisreaktorit ja rinnakkaiskondensaattorit. Tietoja kompensointilaitteista on kerätty diplomitöistä ja sähkövoimatekniikan alan koulutusmateriaaleista. Kompensointilaitteiden tietoja on esitetty taulukoissa 7, 8 ja 9.

Suomessa on sarjakompensoitu pohjois-eteläsuuntaiseen siirtoon sekä Suomen ja Ruotsin väliseen siirtoon osallistuvia 400 kV:n johtoja. Taulukossa 7 on esitetty tietoja näistä sarjakondensaattoreista. Sarjakompensointiasteet ovat 70–75 %. Asmun-
tin, Tuomelan ja Isovaaran sarjakondensaattorien reaktansseista ei ole suoraa tietoa. Olen laskenut ne verkkomallia varten käyttäen hyväksi tietoa sarjakompensoitavan johdon sarjakompensointiasteesta ja pituudesta sekä arviota sarjakompensoitavan johdon johtotyypistä. Toisaalta Keminmaan, Uusnivalan ja Vuolijoen sarjakondensaattoreista on kerrottu sekä nimellisreaktanssi että sarjakompensointiaste. Näitä tietoja voidaan käyttää hyväksi tarkistettaessa sarjakompensoitavien johtojen reaktansseja verkkomallissa.

Suomen kantaverkon 400/110/21 kV:n ja 220/110/21 kV:n muuntajien tertiääriin on kytkettävissä rinnakkaisreaktoreita (Outinen, 2004). Taulukossa 8 on esitetty Suomen kantaverkon rinnakkaisreaktorien määrä ja yhteenlaskettu teho eri

Taulukko 7: Tietoja sarjakondensaattoreista¹ (Harjula, 2008)

Asema	Määrä (kpl)	Nimellis- reaktanssi (Ω)	Sarjakompen- sointiaste (%)
Keminmaa	2	31	70
Uusnivala (länsi)	2	27	73
Uusnivala (itä)	1	54	73
Vuolijoki	2	25,5	75
Asmunti	–	–	70
Tuomela	–	–	70
Isovaara ²	–	–	70

¹ Tietoja, joita ei löytynyt kirjallisuudesta, on merkitty ajatusviivalla (–).

² Isovaaran asema sijaitsee Ruotsin puolella Petäjäskosken ja Letsin sähköasemien välissä.

Taulukko 8: Suomen 400 kV:n kantaverkon rinnakkaisreaktorit vuonna 1988 (Korpi-Kyyny, 1988)

Asema	Määrä (kpl)	Kokonaisteho (MVA)	Keskiarvoteho ¹ (MVA)
Petäjäskoski	2	140	70,0
Pirttikoski	2	90	45,0
Keminmaa	2	132	66,0
Pikkarala	4	246	61,5
Alajärvi	2	120	60,0
Seinäjoki	2	132	66,0
Alapitkä	2	120	60,0
Huutokoski	4	252	63,0
Yliskälä	2	126	63,0
Uvila	3	183	61,0
Kangasala	3	192	64,0
Lieto	2	120	60,0
Koria	2	126	63,0
Inkoo	1	60	60,0
Hyvinkää	3	180	60,0
Nurmijärvi	2	126	63,0
Tammisto	1	63	63,0

¹ Keskiarvoteho on esitetty kolmen numeron tarkkuudella riippumatta siitä, kuinka tarkasti kokonaisteho on ilmoitettu.

Taulukko 9: Suomen kantaverkon rinnakkaiskondensaattorit (Outinen, 2004)

Asema	Nimellinen koko (MVA _r)	Optimaalinen koko (MVA _r)
Alapitkä	30	20
Espoo	52,6	30 tai 37,5
Forssa	30	15
Hikiä	39	26
Iloharju	20	13,2
Kalajoki	30	22,5
Kalanti	20	13,2
Kangasala	52,8	13,2
Karjaa	33	13,2
Keminmaa ¹	30,1	–
Kemiö	20	13,2
Kontiolahti	33	19,8 tai 26,4
Koria	52	39 tai 52
Lieto	65	26
Nurmijärvi	30	15
Petäjavesi	45	22,5
Puhos	14	13,2
Rauhalahti	30,1	15
Särkivaara	7,5	7,5
Tammisto	30	30
Tihisenniemi	20	19,8
Tikinmaa	40	19,8
Toivila	52	39
Ulvila	65	39 tai 52
Virkkala	33	13,2 tai 19,8

¹ Keminmaan rinnakkaiskondensaattorin koko oli vuonna 2004 pienempi kuin sille määritetty optimaalinen koko.

400 kV:n sähköasemilla vuonna 1988. Vihavaisen (2007) diplomityössä on esitetty uudempaa tietoa rinnakkaisreaktorien määrästä 400 kV:n sähköasemilla. Vihavaisen työstä ei kuitenkaan saada selville rinnakkaisreaktorien tarkkaa tehoa eikä vuoden 2007 jälkeen tapahtuneita muutoksia rinnakkaisreaktorien määrissä. Toisaalta 400/110/21 kV:n muuntajiin kytkettyjen rinnakkaisreaktorien tehot ovat tyypillisesti 60–66 MVA (Outinen, 2004), eli vaihtelua ei ole kovin paljon. 220/110/21 kV:n muuntajiin kytkettyjen rinnakkaisreaktorien tehot puolestaan ovat 20–30 MVA (Outinen, 2004). Rinnakkaisreaktorien määrien viimeaikaisista muutoksista löytyy tietoa Fingridin Internet-sivuilta (Fingrid Oyj, 2011b).

Suomessa käytetään 110 kV:n verkossa rinnakkaiskondensaattoreita joillakin sähköasemilla. Tietoja Suomen kantaverkossa olevista rinnakkaiskondensaattoreista löytyy esimerkiksi Outisen (2004) diplomityöstä. Rinnakkaiskondensaattorien tietoja

on esitetty taulukossa 9. Vuonna 2004 Suomen kantaverkossa oli 25 rinnakkaiskondensaattoria ja niiden koot olivat 7,5–65 MVA. Outinen laski diplomityössään loisenergian ja häviöenergian kannalta optimaaliset koot rinnakkaiskondensaattoreille. Monet kondensaattorit olivat vuonna 2004 liian suuria optimaaliseen kokoonsa nähden.

Lisäksi Fingridillä on Kangasalan sähköasemalla staattinen loistehon kompensointilaitte (Fingrid Oyj, 2011b). Staattisesta loistehon kompensointilaitteesta löytyi kuitenkin niin vähän tietoa, ettei sitä pystytty mallintamaan VTT:n verkkomalliin. Merkittävimmät epävarmuudet kompensointilaitteiden mallinuksessa ovat

- rinnakkaisreaktorien nykyiset sijainnit erityisesti 220 kV:n verkossa
- rinnakkaiskondensaattorien nykyiset tehot.

6.2 Verkkotietokannan kokoaminen

Kerätyt verkkotiedot koottiin verkkotietokantaan, joka rakennettiin tämän diplomityön yhteydessä. Verkkotietokannan tarkoitus on mahdollistaa verkkotietojen pitkäaikainen varastointi ja yksinkertainen päivittäminen. Tarkoitus on myös helpottaa tiedonvaihtoa verkkomallin ja sähkömarkkinamallin välillä.

Verkkotietokanta pohjautuu relaatiomalliin. Tietokannanhallintajärjestelmänä käytetään PostGIS-laajennoksella varustettua PostgreSQL:ää, joten tietokantaan voidaan tallentaa myös maantieteellisiä paikkatietoja. Verkkotietokannan rakenteen ja käytön suunnittelusta on vastannut Erkka Rinne. Olen osallistunut rakenteen muokkaamiseen, mutta omana vastuualueenani on ollut verkkotietojen etsiminen ja vieminen tietokantaan. Tietokannan rakennetta voi muokata SQL-komennoin. Tietokannan sisältöä voi lisätä, muuttaa ja poistaa helposti Microsoft Access -rajapinnan kautta. Tietokannasta voi myös hakea tietoa SQL-kyselyjen avulla esimerkiksi tehonjakolaskentaa varten.

Esimerkiksi kiskot on tallennettu verkkotietokannassa omaan, kiskoille tarkoitettuun tauluun, jossa avaimen muodostaa kiskon tunnusnumero. Johdot taas on tallennettu omaan, johdoille tarkoitettuun tauluun, jossa avaimen muodostavat johdon tunnusnumero ja variaationumero. Variaationumeron avulla voidaan määrittää tietylle johdolle eri johtotyyppejä. Johdoille tarkoitettussa taulussa on yhtenä attribuuttina johdon pituus. Lisäksi taulussa on viittaus johtotyyppitauluun. Johtotyyppitaulun attribuutteja ovat muun muassa johtotyyppien johtovakiot. Jokaisen johdon sijaiskytkentäparametrit voidaan tällöin laskea johdon pituuden ja johtotyyppin johtovakioiden avulla. Lisäksi johtojen mallinuksessa käytetään johdot ja kiskot yhdistävää taulua, jossa attribuutteina ovat johdon tunnusnumero, johdon variaationumero ja kiskon tunnusnumero. Johdon tunnusnumero ja variaationumero muodostavat viiteavaimen johdoille tarkoitettuun tauluun, ja kiskon tunnusnumero muodostaa viiteavaimen kiskoille tarkoitettuun tauluun. Johdot ja kiskot yhdistävässä taulussa jokainen johtovariaatio on jaettu kahdelle riville, sillä jokaisella johdolla on täsmälleen kaksi päatekiskoa.

Verkkotietokantaan on pyritty tallentamaan tehonjakolaskentaa varten tarvittavat tiedot seuraavista Suomen sähkövoimajärjestelmän rakenneosista ja laitekoko- naisuuksista:

- Fingridin sähköasemat ja lisäksi Fingridin johtojen varrella olevia muita ase- mia
- Fingridin johdot sekä muutama muu 400 kV:n ja 220 kV:n johto
- Fingridin muuntaajat
- voimalaitokset, joiden nimellisteho on vähintään 0,1 MW
- Fingridin sarjakondensaattorit, rinnakkaisreaktorit ja rinnakkaiskondensaatto- rit.

Lisäksi tietokantaan on tallennettu tieto siitä, mihin kiskoihin kuntakuormat on kytketty. Verkkotietokantaan ei ole toistaiseksi tallennettu 110 kV:n johdoista muita kuin Fingridin johdot.

6.3 Simulointiympäristö PSS®E

Tässä työssä verkkotietokannan pohjalta tehtävä VTT:n verkkomalli on tarkoi- tettu PSS®E-ohjelmistolle. PSS®E (Power System Simulator for Engineering) on sähkönsiirtoverkkojen tarkasteluun käytetty ohjelmisto. Tässä alaluvussa ker- rotaan PSS®E:n perusteista, verkkomallin esityksestä PSS®E:ssä ja PSS®E:n te- honjakolaskennasta. Tämän alaluvun lähteenä on käytetty PSS®E:n käyttöohjetta (Siemens, 2007).

6.3.1 PSS®E:n perusteet

PSS®E-ohjelmiston avulla voi tarkastella sähkövoimajärjestelmän toimintaa sekä pysyvässä tilassa että dynaamisissa olosuhteissa. Ohjelmisto sisältää työkaluja esi- merkiksi tehonjaon ja optimaalisen tehonjaon selvittämiseen, vika-analyysiin, re- dusoitujen verkkojen rakentamiseen sekä dynamiikan simulointiin. Lisäksi PSS®E tarjoaa apuohjelmia muun muassa tietojen syöttöä, tulostamista ja käsittelyä var- ten.

Joskus on tarpeellista tehdä verkkomallilla monia ajoja pääosin toistuvalla formaatilla. Käyttäjä voi automatisoida ajojen suorituksen IPLAN- tai Python- ohjelmointikieltä käyttävien ohjelmien avulla. Nämä ohjelmat mahdollistavat sekä PSS®E:n perusoperaatioiden ohjauksen että verkkotietojen ja tulosten prosessoin- nin ja raportoinnin. IPLAN- tai Python-ohjelma voi esimerkiksi hakea tehonsiirrot kullakin johdolla ja kirjoittaa ne tekstitiedostoon. Käyttäjä voi luoda Python- ja IPLAN-ohjelmia tekstieditorin avulla. Lisäksi PSS®E tarjoaa Python-ohjelmien te- koon niin kutsutun nauhoitustyökalun.

6.3.2 Verkkomallin esitys PSS®E:ssä tehonjakotarkasteluissa

PSS®E käyttää useita tiedostotyyppisiä verkkomallin lähtötietojen ja tulosten esittämiseen. Käyttäjän näkökulmasta olennaisimpia tiedostotyyppisiä ovat syötetiedostot (*Input Data files*), tilannetiedostot (*Saved Case files*) ja kaaviokuvatiedostot (*Slider Diagram files*).

Syötetiedostot ovat käyttäjän tekstieditorin tai ulkopuolisen ohjelman avulla luomia tiedostoja. Tehonjakolaskennan kannalta tärkeitä syötetiedostoja ovat tehonjaon raakadatatiedostot eli *.raw-tiedostot (*Power Flow Raw Data files*), jotka ovat ASCII-muotoisia listauksia verkon tehonjaosta. Nämä tiedostot sisältävät tehonjakomallin spesifikaatiotiedot alkutilan (*initial working case*) luomista varten.

Tilannetiedostot eli *.sav-tiedostot ovat PSS®E:llä luotuja tiedostoja, jotka sisältävät verkon tehonjakotiedot binäärimuodossa. Tilannetiedosto voidaan luoda esimerkiksi *.raw-tiedoston pohjalta. PSS®E näyttää *.sav-tiedostot taulukkomuodossa. Jokainen *.sav-tiedosto sisältää verkostolaskentamallin spesifikaatiotiedot ja mahdollisesti myös tehonjakolaskennan tulokset.

Kaaviokuvatiedostot eli *.sld-tiedostot ovat käyttäjän PSS®E:llä luomia tiedostoja, jotka esittävät verkon graafisesti verkkodiagrammina. Kaaviokuvatiedoston voi yhdistää tilannetiedostoon, siten että verkkodiagrammissa näkyy myös tehonjakolaskennan tulokset.

6.3.3 Tehonjakolaskenta PSS®E:ssä

PSS®E tarjoaa seuraavat iteraatiomenetelmät jännitteiden ratkaisemiseksi tehonjaon ratkaisua varten:

- Gaussin–Seidelin menetelmä
- muunneltu Gaussin–Seidelin menetelmä, joka reagoi myös sarjakondensaattoreihin
- täydellinen Newtonin–Raphsonin menetelmä (*Full Newton-Raphson method*)
- yksinkertaistettu Newtonin–Raphsonin menetelmä (*Decoupled Newton-Raphson method*)
- yksinkertaistettu Newtonin–Raphsonin menetelmä, jossa käytetään kiinteää kulmakerrointa (*Fixed-Slope Decoupled Newton-Raphson method*).

Kullakin yllä mainitulla iteraatiomenetelmällä on vahvuutensa ja heikkoutensa. Iteraatiomenetelmän konvergenssi eli ratkaisun löytyminen riippuu verkon ja kuormien ominaisuuksista. Jos yksi menetelmä ei toimi, kannattaa kokeilla toista menetelmää tai esimerkiksi väliaikaisesti lukita verkkokomponenttien säätömahdollisuuksia. Karkeasti sanoen Gaussin–Seidelin menetelmät sopivat verkostolaskentamalleihin, joissa jännitteiden alkuarvaukset ovat huonot tai joissa on loisteho-ongelmia, ja Newtonin–Raphsonin menetelmät verkostolaskentamalleihin, joissa on sarjakondensaattoreita.

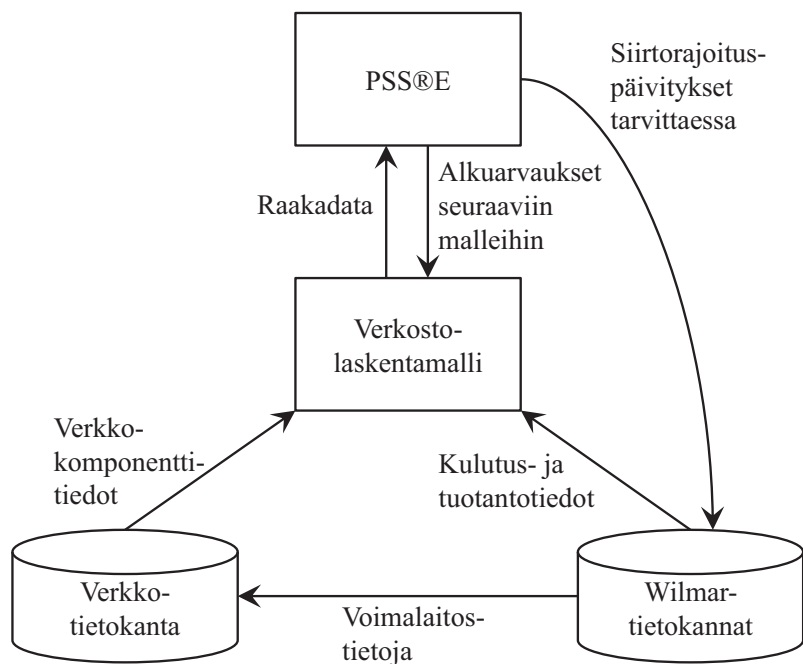
Jos tehonjakotilanteeseen on löytynyt ratkaisu, kannattaa ratkaisua käyttää alkuarvauksena samankaltaisille tehonjakotilanteille. Muutoksia ei yleensä kannata

tehdä kerralla kovin paljon, sillä tällöin alkuarvauksena käytetty edellisen tilanteen ratkaisu voi olla liian kaukana uuden tilanteen ratkaisusta, eikä ratkaisua löydy. Usein on parempi tehdä muutokset yksitellen ja ratkaista tehonjako jokaisen muutoksen jälkeen.

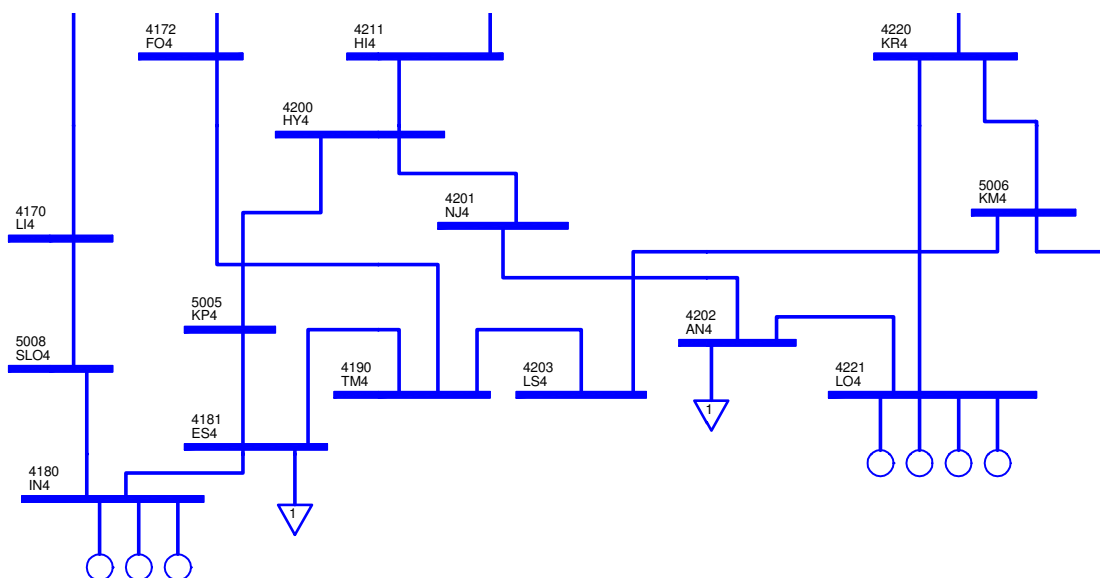
6.4 Tietokannasta verkkomalliksi

Verkostolaskentamallia varten tarvitaan tietoja verkon rakenteesta ja rakenneosista, hetkellisistä kulutuksista ja tuotannoista sekä hyviä alkuarvauksia kiskojen jännitteille. Verkkotietokannasta haetaan tietoja verkon rakenteesta ja rakenneosista SQL-kyselyjen avulla. SQL-kyselyjen avulla haetaan myös kulutus- ja tuotantotietoja VTT:n sähkömarkkinatietokannoista. Jännitteiden alkuarvaukset joudutaan joko arvaamaan tai ne haetaan edellisten simulaatioiden tuloksista. Tiedot tallennetaan *.raw-tekstitiedostoksi, jonka PSS®E-ohjelmisto voi lukea. Verkkotietokannan, verkostolaskentamallin, Wilmar-sähkömarkkinatietokantojen ja PSS®E-ohjelmiston väliset kytkennät on esitetty kuvassa 18.

Verkkotietokantaan on tallennettu skenaarioita, joissa on määritelty, mitkä verkkokomponentit otetaan mukaan verkkomalliin. Skenaarioiden avulla tietokannasta voidaan helposti hakea esimerkiksi malli nykyisestä kantaverkosta tai jonkin skenaarion mukainen malli kantaverkosta kymmenen vuoden kuluttua. Tietokannan pohjalta luotavassa, nykyistä Suomen kantaverkkoa kuvaavassa verkkomallissa on noin 400 solmua, 70 muuntajaa, 410 johtoa, 410 generaattoria, 270 kuormaa, 10 sarjakondensaattoria ja 80 rinnakkaiskompensointilaitetta. Verkkomalli on suunniteltu tehonjakolaskentaan PSS®E-ohjelmistossa. Verkkomallista piirrettiin myös kaaviokuvia tehonjakolaskennan tulosten tarkastelun helpottamiseksi. Kaaviokuva osasta VTT:n verkkomallia on esitetty kuvassa 19.



Kuva 18: VTT:n verkkotietokannan, verkostolaskentamallin, Wilmar-sähkömarkkinatietokantojen ja PSS®E-ohjelmiston väliset kytkennät.



Kuva 19: Kaaviokuva osasta VTT:n verkkomallia. Kuvassa näkyy eteläisimmän Suomen 400 kV:n verkko.

7 Verkkomallin validointi

Kuten luvussa 2.5 todettiin, uudet verkkomallit ja verkostolaskentamallit on validoitava. Validointi koostuu useista erilaisista toimenpiteistä, joihin kuuluu tarkistuksia, laskelmia ja testauksia. Tässä luvussa kerrotaan, mitä validointimenetelmiä VTT:n verkkomallin validoinnissa käytettiin ja kuinka hyvin laskelmien ja simulaatioiden tulokset vastasivat vertailun kohteena olevia tuloksia.

7.1 Validointimenetelmät

Tässä alaluvussa kerrotaan VTT:n verkkomallin validoinnin periaatteista ja haasteista sekä kuvaillaan tapauksia ja tietoja, joita käytettiin apuna validoinnissa. Validointiin kuului sekä yksittäisten komponenttien että koko järjestelmän validointia.

7.1.1 Verkkomallin validoinnin periaatteet

VTT:n verkkomallin validointi toteutettiin siten, että aluksi validoitiin yksittäisiä komponentteja ja komponenttiryhmiä. Lopuksi validoitiin koko järjestelmä. Yksittäisten komponenttien validointia hankaloitti se, että mittausmahdollisuuksia ei ollut ja julkista validointiin sopivaa tietoa on varsin vähän. Tietoa löytyi kuitenkin riittävästi johtojen sijaiskytkentäparametrien ja generaattorien loistehokapasiteettien karkeaan validointiin.

VTT:n verkkomalli voitaisiin validoida järjestelmätasolla simuloimalla sama tilanne VTT:n verkkomallilla ja Fingridin verkkomallilla ja vertaamalla simulaatiotuloksia keskenään. VTT:n verkkomalli toimii kyseisessä tilanteessa oikein, jos tulokset ovat lähellä toisiaan. VTT:n verkkomallilla saatujen tulosten on oltava lähellä oikeita tuloksia useissa tehonjakotilanteissa, jotta verkkomallin voisi olettaa antavan riittävän oikeita tuloksia kaikissa tehonjakotilanteissa.

Myös järjestelmän validointia hankaloitti kuitenkin validointimateriaalin puute. VTT:llä ei ollut käytettävissä Fingridin verkkomallia, ja Fingridin verkkomallilla simuloituja tehonjakotilanteita ei ole julkaistu kovin monta. Tässä työssä käytettiin järjestelmän validoinnissa yhtä koko Suomen 400 kV:n ja 220 kV:n verkon kattavaa tehonjakotilannetta. Lisäksi järjestelmän validoinnissa hyödynnettiin suppeampia tehonjaosta kertovia julkisia tietoja. Ongelmana validoinnissa oli myös se, että validointiin sopiva materiaali on osittain yli kymmenen vuotta vanhaa ja verkkoa on kehitetty jatkuvasti. Tämä pyrittiin huomioimaan verkostolaskentamalleja muodostettaessa.

7.1.2 Johtojen validointimenetelmät

Johtojen validoinnissa tarkistettiin aluksi, että yhteenlasketut johtopituudet kullakin jännitetasolla vastaavat Fingridin ilmoittamia johtopituuksia. Tämän jälkeen validoitiin yksittäisten johtojen sijaiskytkentäparametreja. Validoinnissa käytettiin apuna tietoja sekä johtojen tehonsiirroista että sarjakompensoitujen johtojen kompensointilaitteista.

Neljästä sarjakompensoidusta johdosta tiedetään Harjulan (2008) diplomityön perusteella sekä kompensointiaste että kompensointiasemalla olevien sarjakondensaattorien reaktanssit. Sarjakompensoidun johdon reaktanssi saadaan laskemalla yhteen kompensointiasemalla olevien sarjakondensaattorien reaktanssit ja jakamalla summa kompensointiasteella. Kyseisten sarjakompensoitujen johtojen reaktanssi validoitiin vertaamalla VTT:n verkkotietokannassa olevaa arvioita johdon reaktanssista edellä mainitulla tavalla laskettuun reaktanssiin.

Yksittäisiä johtojen sijaiskytkentäparametreja voidaan validoida johtojen tehonsiirtojen perusteella. Vertailutilanteena tehonsiirtojen avulla tehtävässä validoinnissa käytettiin Uskin (2003) diplomityössä olevaa verkkomallikuvaa. Kuvasta nähdään kiskojen jännitteiden itseisarvot 0,1 kV:n tarkkuudella, pätötehonsiirrot 1 MW:n tai 0,1 MW:n tarkkuudella ja loistehonsiirrot 1 MVAR:n tai 0,1 MVAR:n tarkkuudella. Osasta johtoja on esitetty tehonsiirrot vain johdon toisessa päässä, mutta suurimmasta osasta johtoja on esitetty tehonsiirrot johdon kummassakin päässä. Kuvassa ei kuitenkaan ole esitetty kiskojen jännitteiden kulmia, joita tarvitaan tehonsiirtojen laskemiseksi. Arvasin jännitteiden kulmat siten, että tehonsiirtovirheet olisivat mahdollisimman pienet. Valitsin tarkasteluun 12 johtoa eri puolilta Suomea siten, että saisin kolme edustajaa kullekin VTT:n verkkomallissa käyttämälleni 400 kV:n ja 220 kV:n johtotyypille.

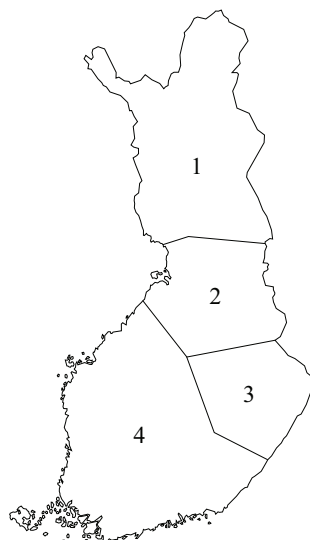
7.1.3 Generaattorien loistehokapasiteettien validointimenetelmä

Martikaisen (2002) diplomityöstä löytyy tietoa Suomen eri alueiden loistehoreserveistä ja siitä, mikä on loistehoreservin osuus alueen loistehokapasiteetista. Tietojen avulla saadaan selville generaattorien yhteenlasketut loistehokapasiteetit eri alueilla. Loistehokapasiteetit ovat

- Kemijoen alueella kesällä noin 510 MVAR ja talvella noin 670 MVAR
- Oulujoen ja Iijoen alueella kesällä noin 490 MVAR ja talvella noin 730 MVAR
- Itä-Suomessa kesällä noin 280 ja talvella noin 330 MVAR
- Länsi- ja Etelä-Suomessa kesällä noin 3400 MVAR ja talvella noin 4700 MVAR.

Talvitilanteessa lasketut loistehokapasiteetit lienevät lähellä kunkin alueen kaikkien generaattorien yhteenlaskettuja loistehokapasiteetteja. On kuitenkin huomioitava, että Martikainen on määrittänyt loistehoreservit tilanteessa, jossa Olkiluodon generaattorien loistehoreservejä ei ole käytettävissä. Länsi- ja Etelä-Suomen loistehokapasiteeteissa ei siis mitään ilmeisimmin ole huomioitu Olkiluodon generaattorien loistehokapasiteetteja.

Generaattorien loistehokapasiteettien validoimiseksi VTT:n verkkomalli jaettiin aluksi neljään loistehoalueeseen. Alueet on esitetty kuvassa 20. VTT:n verkkomallissa olevien generaattorien loistehot laskettiin yhteen kullakin alueella ja summia verrattiin Martikaisen diplomityössä esitettyihin tietoihin.



Kuva 20: Loistehokapasiteettien laskennassa käytetyt alueet. Loistehoalueet pyrittiin määrittämään Martikaisen (2002) diplomityössä esitetyjä alueita vastaaviksi. 1: Kemijoen alue, 2: Oulujoen ja Iijoen alue, 3: Itä-Suomi, 4: Länsi- ja Etelä-Suomi. Suomen pohjakartta: © Maanmittauslaitos.

7.1.4 Päävoimansiirtoverkon tehonjaon laskeminen

VTT:n verkkomallia validoitiin järjestelmätasolla vertaamalla sillä saatuja simulatiotuloksia Uskin (2003) diplomityössä esitettyyn tehonjakotilanteeseen. Tehonjakotilanteen päivämääräksi on esitetty 3.5.2002 ja kellonajaksi 12:43. Tilanne on sama, jota on käytetty johtojen sijaiskytkentäparametrien validoinnissa. Tilanteesta tiedetään siis 400 kV:n ja 220 kV:n kiskojen jännitteiden itseisarvot sekä 400 kV:n ja 220 kV:n johtojen tehonsiirrot. Lisäksi Uskin diplomityössä esitetystä verkkokuvasta nähdään 400/110 kV:n ja 220/110 kV:n muuntajille menevät tehonsiirrot sekä useiden 400 kV:n verkkoon kytkettyjen generaattorien tuottamat pätö- ja loistehot. Esimerkiksi 220 kV:n verkkoon kytkettyjen generaattorien tuotantoa kuvasta ei kuitenkaan suoraan nähdä.

Aluksi VTT:n verkostolaskentamalli oli muokattava vastaamaan toukokuun 2002 sähköjärjestelmätilannetta. VTT:n verkostolaskentamallista tehtiin kaksi versiota: laaja ja suppea. Suppeassa malliversiossa kuvattiin vain Suomen päävoimansiirtoverkko eli 400 kV:n ja 220 kV:n verkot. Tässä versiossa jätettiin 110 kV:n verkko mallintamatta, kuvattiin kaikki generaattorit ja kuormat 400 kV:n tai 220 kV:n kiskoihin ja säädettiin tuotannot ja kulutukset käsin vertailutilannetta vastaaviksi.

Laajassa malliversiossa mallinnettiin koko Suomen kantaverkko. VTT:llä olevien historiatietojen mukaan Suomen kulutus 3.5.2002 klo 12–13 oli 9700 MWh/h. Historiatiedot on kerätty pohjoismaisesta sähköpörsistä Nord Poolista. VTT:n tutkija Erkki Rinne määrittäi kulutuksen jakautumisen VTT:n verkkomallissa indeksisarjojen avulla. Indeksisarjamenetelmä kuitenkin yliarvioi Suomen kulutuksen kyseisenä ajankohtana. Jotta koko Suomen kulutukseksi saataisiin 9700 MW, kaikkia verkkomallin kuormituksia skaalattiin pienemmäksi samalla kertoimella. Suomen rajat

ylittävät tehonsiirrot yhtä johtoa lukuun ottamatta määrättiin Uskin diplomityön verkkokuvan perusteella. Viimeisen rajasiirron määrää referenssisolmuun liitetty generaattori. Tuotannot määritettiin VTT:n luottamuksellisten historia- ja voimalaitostietojen sekä Uskin diplomityön verkkokuvan perusteella. Historiatiedoista saadaan selville eri voimalaitostyyppien yhteenlaskettu tuotanto Suomessa tarkasteluaikajhetkenä ja voimalaitostiedoista saadaan selville eri voimalaitosten tuotantokustannukset. Uskin diplomityön verkkokuvan perusteella saadaan selville tai voidaan pyrkiä päättämään 400 kV:n ja 220 kV:n kiskoihin kiinnittyvien generaattorien tuotanto tarkasteltavassa tilanteessa. Tuotantoa säädettiin näiden tietojen perusteella, kunnes Ruotsiin sijoitetusta referenssisolmusta Suomeen siirtyvä teho oli riittävän lähellä vastaavaa rajasiirtoa Uskin diplomityön verkkokuvassa. Tutkija Erkki Rinne määrittä alustavat tuotantotiedot, joiden säädön toteutin PSS®E-ohjelmistossa.

7.1.5 Virtalämpöhäviöiden laskeminen

Kantaverkon virtalämpöhäviöt pohjoisen ja eteläisen verkon välisen tehonsiirron eli P1-siirron funktiona on esitetty Vihavaisen (2007) diplomityössä. Virtalämpöhäviöt P1-siirron funktiona kertovat P1-siirron vaikutuksesta verkon tehonjakoon ja siten pohjimmiltaan verkon silmukoinnista ja esimerkiksi johtoparametreista. Määrittääkseen virtalämpöhäviöt P1-siirron funktiona Vihavainen varioi tammikuun 2006 sähköjärjestelmätilannetta, jossa Suomen kokonaiskulutus oli 12 600 MW. Vihavainen muutti Etelä-Suomen tuotantoa yli- ja alijäämäiseksi ja laski virtalämpöhäviöt eri siirtotilanteissa.

Järjestelmän validoimiseksi VTT:n verkkomallilla simuloitiin talvitilanne, jossa Suomen kokonaiskulutus oli 12 600 MW. Verkostolaskentamalli pyrittiin muokkaamaan vuoden 2006 sähköjärjestelmää vastaavaksi. Lähtötilanteen tuotannot ja kulutukset määrittä VTT:n tutkija Erkki Rinne. Myös VTT:n verkkomallin P1-siirtoa varioitiin muuttamalla Etelä-Suomen tuotantoa yli- ja alijäämäiseksi. Suomen kantaverkon virtalämpöhäviöt laskettiin eri siirtotilanteissa ja tuloksia verrattiin Vihavaisen saamiin tuloksiin.

7.2 Validoinnin tulokset

Tässä alaluvussa esitellään edellisessä alaluvussa kuvattujen validointimenetelmien avulla saadut tulokset. Laskelmista ja simulaatioista saatuja tuloksia verrataan Fingridin verkkomallista julkaistuihin tietoihin ja Fingridin verkkomallilla tehtyjen simulaatioiden julkisiin tuloksiin. Lisäksi arvioidaan tulosten tarkkuuteen vaikuttaneita tekijöitä.

7.2.1 Johtojen mallinnuksen tarkkuus

Johtojen yhteenlasketut pituudet eri jännitetasoilla on esitetty taulukossa 10. Taulukossa on esitetty sekä Fingridin julkaisemat tiedot johtopituuksista että VTT:n verkkomallissa huomioitujen johtojen yhteenlasketut pituudet. VTT:n verkkomallin yhteenlasketut johtopituudet vastaavat Fingridin johtopituustietoja 100 km:n tarkkuudella 400 kV:n ja 220 kV:n jännitetasoilla. Myös 110 kV:n johtojen yhteispituus

VTT:n verkkomallissa on lähellä Fingridin julkaisemaa tietoa. Mitä ilmeisimmin VTT:n verkkomallissa on mallinnettu Fingridin johtojen pituudet oikein.

Taulukossa 11 on esitetty neljän sarjakompensoidun johdon validoinnin tulokset. Johtojen sijaiskytkentäreaktanssit on arvioitu VTT:n verkkomallissa hyvin lähelle sarjakondensaattorien tietojen perusteella laskettuja reaktansseja.

Taulukko 10: Johtojen yhteenlasketut pituudet eri jännitetasoilla

Jännitetaso (kV)	Johtojen yhteispituus (km)	
	Fingrid ¹	VTT ²
400	4300	4300
220	2600	2600
110	7500	7400

¹ Kuusela (2011)

² VTT:n tietokannassa olevat Fingridin 3-vaihejohdot.

Taulukko 11: Sarjakompensoitujen johtojen reaktanssit

Kompensointiasema	Johdon reaktanssi (Ω)	
	Fingrid ¹	VTT ²
Keminmaa	89	91
Uusnivala (länsi)	74	74
Uusnivala (itä)	74	74
Vuolijoki	68	69

¹ Laskennan lähtötiedot on esitetty taulukossa 7.

² Reaktanssi on poimittu VTT:n tietokannasta.

Johtojen sijaiskytkentäparametrien validointiin valitut johdot numeroitiin 1–12. Johdot 1–6 ovat 400 kV:n käytössä ja johdot 7–12 ovat 220 kV:n käytössä. Johtojen toista päätä merkitään S:llä ja toista päätä R:llä. Tehonsiirtojen laskennassa käytettiin yhtälöitä 33–36, missä tehonsiirron positiivinen suunta on johdon päästä johdon keskelle.

Taulukossa 12 on esitetty tulokset 400 kV:n johtojen validoinnista. 400 kV:n johdoilla tarkasteluun otettujen johtojen tehonsiirtojen virheet ovat suurimmillaan 1,9 MW tai 2,1 MVar. Prosentuaaliset virheet ovat suurimmaksi osaksi alle 4 %. Suurin prosentuaalinen virhe, 10,2 %, koskee johtoa 4, jonka pätoehonsiirto on ollut toisessa päässä 5,1 MW ja toisessa päässä $-4,6$ MW. Jos tehonsiirto on pientä, pienikin virhe megawateissa saa aikaan suuren prosentuaalisen virheen. Toisaalta vertailutilanteessa johdolla tulee virtalämpöhäviöitä 10 % johdolla siirrettävästä pätoehosta, vaikka johdolla ei siirretä merkittävästi loistehoa. Tämä voi kertoa siitä, että vertailutilanteessa johto on mallinnettu tavallisesta 400 kV:n johdosta poikkeavalla tavalla.

Taulukossa 13 on esitetty tulokset 220 kV:n johtojen validoinnista. 220 kV:n johdoilla tarkasteluun otettujen johtojen tehonsiirtojen virheet ovat suurimmillaan

Taulukko 12: 400 kV:n johtojen validoinnin tulokset

Johto ¹	Suure	Vertailumalli ² (MW tai MVar)	VTT:n malli ² (MW tai MVar)	Virhe ³ (MW tai MVar)	Virhe ³ (%)
1	P_S	-399	-400,9	1,9	0,5
	P_R	402	403,4	1,4	0,4
	Q_S	-19,9	-20,7	0,8	3,8
	Q_R	-40,6	-38,6	2,0	4,8
2	P_S	166	166,3	0,3	0,2
	P_R	-165	-166,0	1,0	0,6
	Q_S	-18,6	-17,4	1,2	6,5
	Q_R	-45,5	-46,2	0,7	1,4
3	P_S	-547	-546,9	0,1	0,0
	P_R	550	549,8	0,2	0,0
	Q_S	-59,3	-59,8	0,5	0,8
	Q_R	48,7	49,4	0,7	1,4
4	P_S	5,1	4,6	0,5	10,2
	P_R	-4,6	-4,6	0,0	0,4
	Q_S	-26,4	-27,0	0,6	2,2
	Q_R	-34,2	-33,5	0,7	2,1
5	P_S	428	427,1	0,9	0,2
	P_R	-422	-422,1	0,1	0,0
	Q_S	-91,2	-89,1	2,1	2,3
	Q_R	51	50,0	1,0	1,9
6	P_S	-79,2	-77,5	1,7	2,1
	P_R	79,5	77,7	1,8	2,3
	Q_S	-56,6	-56,1	0,5	0,9
	Q_R	-45,8	-45,7	0,1	0,1

¹ Johtojen 1–3 tyypiksi on arvioitu 3-Finch ja johtojen 4–6 tyypiksi 2-Finch.

² Vertailumalli on Uskin (2003) diplomityöstä poimittu tehonjakotilanne. VTT:n malli tarkoittaa tässä VTT:n tietokannasta poimittuja johtoja. Kunkin johdon kohdalla on arvattu johdon päiden välinen kulmaero sopivaksi. Tehonsiirrot on laskettu kulmaeron, jännitteiden ja johtojen sijaiskytkentäparametrien avulla.

³ Virheet ovat itseisarvoja.

Taulukko 13: 220 kV:n johtojen validoinnin tulokset¹

Johto ²	Suure	Vertailumalli ³ (MW tai MVar)	VTT:n malli ³ (MW tai MVar)	Virhe ⁴ (MW tai MVar)	Virhe ⁴ (%)
7	P_S	–	43,5	–	–
	P_R	–43,4	–43,4	0,0	0,1
	Q_S	–	–8,1	–	–
	Q_R	–6,5	–8,1	1,6	24,5
8	P_S	–	25,8	–	–
	P_R	–26,3	–25,6	0,7	2,7
	Q_S	–	–35,5	–	–
	Q_R	–3,8	–3,7	0,1	1,9
9	P_S	–	123,0	–	–
	P_R	–121	–121,2	0,2	0,2
	Q_S	–	–27,4	–	–
	Q_R	12,4	12,5	0,1	0,4
10	P_S	118	118,1	0,1	0,1
	P_R	–118	–117,8	0,2	0,2
	Q_S	39,1	35,9	3,2	8,2
	Q_R	–40	–36,6	3,4	8,5
11	P_S	–31,9	–32,6	0,7	2,2
	P_R	32	32,7	0,7	2,2
	Q_S	–5,1	–5,3	0,2	3,5
	Q_R	–7,7	–8,0	0,3	3,8
12	P_S	–49,5	–49,6	0,1	0,2
	P_R	49,7	49,7	0,0	0,0
	Q_S	–11,1	–11,6	0,5	4,1
	Q_R	5,5	5,8	0,3	4,9

¹ Tietoja, joita ei löytynyt tai joita ei voitu määrittää, on merkitty ajatusviivalla (–).

² Johtojen 7–9 tyyppiä on arvioitu 2-Hawk ja johtojen 10–12 tyyppiä Condor.

³ Vertailumalli on Uskin (2003) diplomityöstä poimittu tehonjakotilanne. VTT:n malli tarkoittaa tässä VTT:n tietokannasta poimittuja johtoja. Kunkin johdon kohdalla on arvattu johdon päiden välinen kulmaero sopivaksi. Tehonsiirrot on laskettu kulmaeron, jännitteiden ja johtojen sijaiskytkentäparametrien avulla.

⁴ Virheet ovat itseisarvoja.

0,7 MW tai 3,4 MVar. Prosentuaaliset virheet ovat 220 kV:n johtojen tapauksessa suurimmaksi osaksi alle 5 %. Suurimmat virheet koskevat johtojen 7 ja 10 loistehoja. Johdolla 7 loistehon virhe on 24,5 % (1,6 MVar), ja johdolla 10 loistehojen virheet ovat 8,2 % (3,2 MVar) ja 8,5 % (3,4 MVar).

Loistehojen virheet voivat johtua esimerkiksi pienistä eroista jännitteissä, sillä lähtötiedoissa jännitteet on ilmaistu vain 0,1 kV:n tarkkuudella. Jo 0,1 kV:n muutos jännitteessä voi muuttaa loistehonsiirtoja useita megavareja. Esimerkiksi jos jännite laskee 0,1 kV johdon 10 S-päässä, loistehoiksi johdon päissä tulee $Q_S = 39,2$ MVar ja $Q_R = -39,9$ MVar. Tällöin loistehojen virheet olisivat 0,0 % kummassakin päässä. Kyseinen muutos jännitteessä muuttaa pätötehonsiirtoja johdon päissä vain noin 0,5 MW ja 0,6 MW. Lisäksi on muistettava, että 220 kV:n jännitetasolla käytettyjen johtotyyppien ominaisarvot oli arvioitu vain kahden merkitsevän numeron tarkkuudella.

7.2.2 Generaattorien loistehokapasiteettien mallinnuksen tarkkuus

Yksiselitteistä tietoa eri alueiden loistehokapasiteeteista ei löytynyt, mikä hie-man hankaloittaa loistehokapasiteettien validointia. Loistehokapasiteetti riippuu siitä, kuinka paljon voimalaitoksia on kytkettynä verkkoon. Taulukossa 14 on esitetty loistehokapasiteetit eri alueilla sekä Fingridin verkkomallissa että VTT:n verkkomallissa. VTT:n verkkomallin loistehokapasiteettien laskennassa huomioitiin kaikki VTT:n tietokannassa olevat nykyiset voimalaitokset lukuun ottamatta Olkiluodon voimalaitoksia, joita ei mitä ilmeisimmin huomioitu myöskään Martikaisen (2002) diplomityössä julkaistuissa tiedoissa. VTT:n verkkomallin loistehokapasiteetit ovat lähellä Martikaisen diplomityön perusteella määritettyjä loistehokapasiteetteja kaikilla neljällä alueella.

Taulukko 14: Loistehokapasiteetit Q_{tot} eri alueilla

Alue	Q_{tot} (MVar)	
	Fingrid ¹	VTT ²
Kemijoki	670	580
Oulujoki ja Iijoki	730	680
Itä-Suomi	330	290
Länsi- ja Etelä-Suomi	4700	4600

¹ Martikaisen (2002) diplomityön perusteella määritetty talvitilanteen loistehokapasiteetti Fingridin verkkomallissa.

² Generaattorien yhteenlaskettu loistehokapasiteetti VTT:n verkkomallissa. Olkiluodon voimalaitoksia ei ole huomioitu.

7.2.3 Päävoimansiirtoverkon tehonjaon tarkkuus

Päävoimansiirtoverkon tehonjakolaskennan tuloksien virheet on esitetty taulukossa 15. Virheet tarkoittavat laskentatulosten eroa vertailutilanteena olevaan tehonjako-

Taulukko 15: Tehonjakolaskennan tuloksien virheet 400 kV:n ja 220 kV:n verkkojen jännitteissä U sekä pätötehon P ja loistehon Q siirroissa

	Tarkasteltava suure	Laaja malli ¹	Suppea malli ²
U	Virheiden keskiarvo (pu)	0,008	0,004
	Suurin yksittäinen virhe (pu)	0,038	0,016
P	Suhteellinen kokonaisvirhe (%)	24,7	4,3
	Suurin yksittäinen virhe (MW)	194,8	34,2
Q	Suhteellinen kokonaisvirhe (%)	64,6	26,3
	Suurin yksittäinen virhe (MVar)	135,1	144,5

¹ Laaja malli tarkoittaa mallia, jossa on kuvattu koko Suomen kantaverkko ja kuormat on mallinnettu 110 kV:n kiskoihin.

² Suppea malli tarkoittaa mallia, jossa on kuvattu vain päävoimansiirtoverkko ja kuormat on mallinnettu 400 kV:n ja 220 kV:n kiskoihin.

tilanteeseen nähden. Taulukossa on esitetty sekä koko järjestelmän mallilla (laaja malli) että päävoimansiirtoverkon mallilla (suppea malli) saatujen tulosten virheet.

Kiskojäännitteiden tarkkuuden tarkastelua varten laskettiin jännitepoikkeamien keskiarvo. Laskennassa käytettiin jännitteiden pu-arvoja, jotta 400 kV:n ja 220 kV:n kiskojen jännitepoikkeamia voitaisiin tarkastella tasapuolisesti. Tarkastelussa huomioituja kiskoja oli 65. Pätö- ja loistehonsiirroille laskettiin suhteelliset kokonaisvirheet. Suhteelliset kokonaisvirheet laskettiin samalla periaatteella kuin tehonsiirtojen suhteellinen ero sivulla 19. Koska laskennassa huomioitiin tehonsiirrot johtojen molemmissa päissä, pätötehonsiirtojen suhteellinen kokonaisvirhe laskettiin seuraavasti:

$$\varepsilon_P = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{johdot}}} (|P_{A,S,i} - P_{B,S,i}| + |P_{A,R,i} - P_{B,R,i}|)}{\sum_{i=1}^{N_{\text{johdot}}} (|P_{B,S,i}| + |P_{B,R,i}|)}, \quad (38)$$

missä

- ε_P on A-mallin pätötehonsiirtojen suhteellinen kokonaisvirhe B-malliin nähden
- N_{johdot} on tarkasteluun otettavien johtojen lukumäärä
- $P_{A,S,i}$ on tehonsiirto johdon i S-päässä mallissa A
- $P_{B,S,i}$ on tehonsiirto johdon i S-päässä mallissa B
- $P_{A,R,i}$ on tehonsiirto johdon i R-päässä mallissa A
- $P_{B,R,i}$ on tehonsiirto johdon i R-päässä mallissa B.

Loistehonsiirtojen suhteellinen kokonaisvirhe laskettiin vastaavasti. Malli A tarkoittaa tässä VTT:n laajalla tai suppealla mallilla laskettua tilannetta ja malli B vertailutilannetta. Tarkasteluun otettiin mukaan kaikki 400 kV:n ja 220 kV:n johdot, joiden tehonsiirrot olivat näkyvissä Uskin (2003) diplomityön verkkokuvassa. Tarkasteluun otettavia johtoja oli noin 50, ja suurimmasta osasta voitiin laskea tehonsiirron

virhe johdon molemmissa päissä. Vertailutilanteessa johtojen pätötehonsiirrot olivat 4,6–973 MW ja loistehonsiirrot 0,2–161 MVA_r.

Koko järjestelmän mallilla saatiin pätötehonsiirtojen suhteelliseksi virheeksi 24,7 % Loistehonsiirtojen vastaava virhe oli 64,6 %. Suurin yksittäinen pätötehonsiirron virhe oli 194,8 MW ja suurin yksittäinen loistehonsiirron virhe 135,1 MVA_r. Suurimmat yksittäiset virheet ovat varsin suuria, mutta on huomattava, että ne koskevat vain yksittäisiä johtoja laajassa järjestelmässä. Jännitteet poikkesivat keskimäärin 0,008 pu (2,3 kV) vertailutilanteen jännitteistä. Suurin jännitepoikkeama 0,038 pu oli 220 kV:n kiskossa, ja se oli kilovoltteina ilmaistuna 8,4 kV.

Suppeammalla päävoimansiirtoverkon mallilla päästiin parempiin tuloksiin. Jännitteet poikkesivat keskimäärin 0,004 pu (1,0 kV) vertailutilanteen jännitteistä. Suurin yksittäinen jännitepoikkeama 0,016 pu oli 220 kV:n kiskossa, ja se oli kilovoltteina ilmaistuna 3,5 kV. Yksittäisillä johdoilla pätötehonsiirron virhe on suurimmillaan 34,2 MW ja loistehonsiirron virhe suurimmillaan 144,5 MVA_r. Erityisesti pätötehonsiirtojen kohdalla suhteellinen kokonaisvirhe oli varsin pieni (4,3 %). Loistehonsiirtojen osalta suhteellinen kokonaisvirhe oli kohtuullinen (26,3 %), mutta kovin tarkkaan loistehotarkasteluun VTT:n verkkomallia ei kuitenkaan nykyisellään voi käyttää. Loistehonsiirrot ovat hyvin herkkiä johdon päiden jännitteille.

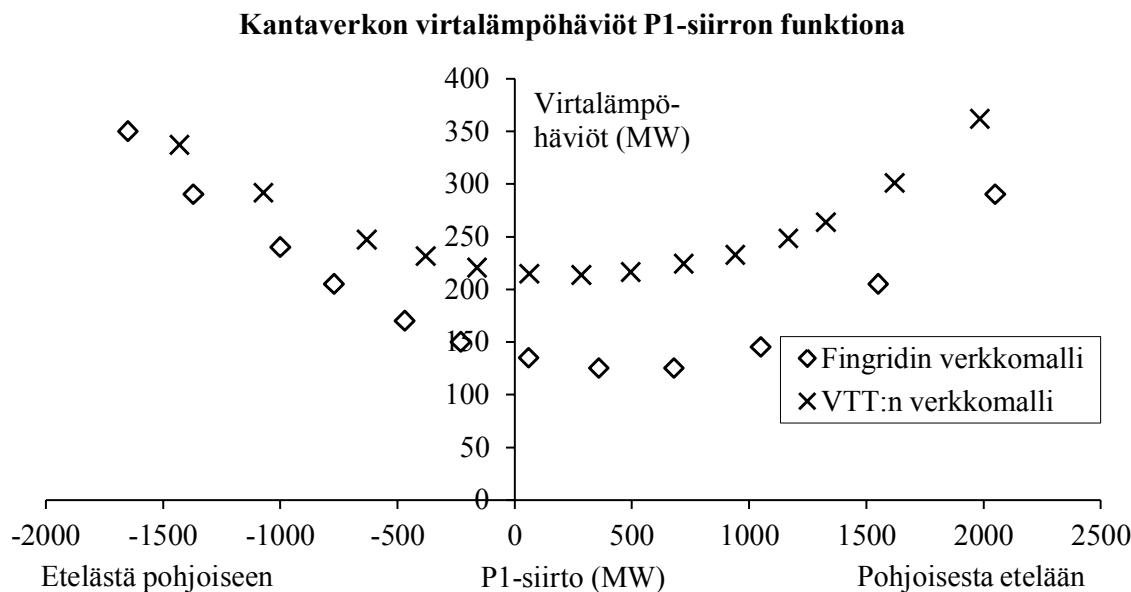
Oli odotettavissa, että suppeammalla mallilla päästään parempiin tuloksiin. Suppeaa mallia tehtäessä pyrittiin säätämään 110 kV:n verkkoihin menevät pätö- ja loistehot mahdollisimman tarkasti vertailutilanteen tietoja vastaaviksi. Koko järjestelmän mallissa päävoimansiirtoverkosta 110 kV:n verkkoihin menevä teho riippui monimutkaisemmin kulutuksen ja tuotannon jakautumisesta 110 kV:n verkoissa. 110 kV:n verkon kulutus- ja tuotantotiedot puolestaan pyrittiin määrittämään mahdollisimman suoraan ja yksinkertaisesti indeksisarjojen ja sähkömarkkinamallin perusteella säätämättä tietoja hyvien tehonjakolaskentatulosten saavuttamiseksi.

Ennen tehonjakosimulointeja 220 kV:n verkkoon ei ollut mallinnettu rinnakkaisreaktoreita, sillä 220 kV:n reaktorien sijainteja ja määriä ei saatu selville kirjallisuudesta. Esimerkiksi Outisen (2004) diplomityön perusteella kuitenkin tiedetään, että Suomessa käytetään 220 kV:n verkossa rinnakkaisreaktoreita, joiden tehot ovat 20–30 MVA. Tehonjakosimuloinneissa huomattiin, että Lapin 220 kV:n verkon kiskojaännitteet nousevat liian suuriksi, ellei verkossa ole reaktoreita. Simulointien perusteella lisättiinkin verkkomalliin 30 MVA:n reaktoreita Lapin 220 kV:n sähköasemille.

7.2.4 Virtalämpöhäviöiden tarkkuus

Fingridin verkkomallilla lasketut ja VTT:n koko kantaverkkoa kuvaavalla verkkomallilla lasketut virtalämpöhäviöt on esitetty kuvassa 21. Fingridin verkkomallilla lasketut virtalämpöhäviöt on arvioitu Vihavaisen (2007) diplomityön kuvaajasta.

VTT:n verkkomallilla lasketut virtalämpöhäviöt ovat samaa suuruusluokkaa kuin Fingridin verkkomallilla lasketut virtalämpöhäviöt. Molemmilla malleilla laskien virtalämpöhäviöt ovat pienimmillään alhaisella P1-siirrolla ja suurimmillaan, kun tehoa siirretään paljon etelästä pohjoiseen tai pohjoisesta etelään. Lisäksi molemmilla malleilla laskien virtalämpöhäviöiden minimi saavutetaan, kun P1-siirtoa on hieman pohjoisesta etelään. VTT:n verkkomalli kuitenkin yliarvioi virtalämpöhäviöitä jon-



Kuva 21: Virtalämpöhäviöt P1-siirron funktiona Fingridin verkkomallilla (Vihavainen, 2007) ja VTT:n verkkomallilla laskien.

kin verran. Ero Fingridin mallilla laskettuihin virtalämpöhäviöihin on huomattavin P1-siirron ollessa lähellä nollaa tai kohtuullinen pohjoisesta etelään.

Kuten päävoimansiirtoverkon tehonjakoa tarkasteltaessa, myös virtalämpöhäviöitä laskettaessa havaittiin tarpeelliseksi mallintaa Lapin 220 kV:n verkkoon reaktoreita, jotta jännitteet pysyisivät sallituissa rajoissa. Lisäksi kahden Pohjois-Ruotsissa sijaitsevan solmupisteen, Letsin ja Svartbynin, välille mallinnettiin 400 kV:n johto tasapainottamaan Suomen ja Ruotsin rajajohtojen sekä Pohjois-Suomen johtojen tehonsiirtoja. Myös todellisuudessa Letsin ja Svartbynin asemat ovat yhteydessä toisiinsa Ruotsin sisäisten pohjoisten johtojen kautta.

Simulaatioita tehtäessä huomattiin lisäksi, että osa verkkomallin 110 kV:n johdoista kuormittuu selvästi liikaa tavallisissa kulutus- ja tuotantoskenaarioissa. Johtojen näennäinen ylikuormittuminen voi selittää virtalämpöhäviöiden suuruutta. Yksi syy näennäiseen ylikuormittumiseen voi olla kuormitusten jako virheellisesti 110 kV:n asemien kesken. Nykyisessä VTT:n verkkomallissa kuntakuormitukset on jaettu tasan kunnassa olevien sähköasemien kesken. Jos kunnassa ei ole sähköasemaa, kuormitus on liitetty lähimmälle sähköasemalle. Toinen syy johdon näennäiseen ylikuormittumiseen voi olla, että johto on mallinnettu verkkomallissa väärin, ja todellisuudessa johto kestää kyseisen kuormituksen. 110 kV:n johtojen mallinnuksessa jouduttiin tyytymään arvioihin, sillä jokaisen johdon osajohtimien määrää saati johdintyyppiä ei ollut mahdollisuutta selvittää. Ylikuormittumiseen ja laskentatulosten epätarkkuuteen saattoi vaikuttaa myös se, että simulaatioissa pidettiin kaikki VTT:n verkkomallin johtorenkaat kiinni, vaikka todellisuudessa osaa 110 kV:n johtorenkaista pidetään auki (Elovaara & Haarla, 2011a, s. 57). 110 kV:n johtorenkaiden mallinnus on hankalaa, sillä julkisten lähteiden perusteella ei selvinnyt, mitä johtorenkaita pidetään yleensä auki ja mistä kohdista johtorenkaat on avattu.

8 Johtopäätökset

Tässä työssä mallinnettiin Suomen kantaverkko täydellisessä eli epälineaarissa muodossa tehtävää tehonjakolaskentaa varten. Työssä kehitettyyn VTT:n verkkomalliin on pyritty mallintamaan kaikki Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridin muuntajat, johdot, rinnakkaisreaktorit ja -kondensaattorit sekä sarjakondensaattorit. Lisäksi verkkomallissa on noin 410 generaattoria ja 270 kuormaa.

Johtojen mallinnustarkkuudella on huomattava vaikutus verkkomallin toimivuuteen. Validointitulosten perusteella Fingridin 400 kV:n ja 220 kV:n johdot on mallinnettu VTT:n verkkomallissa riittävän tarkasti suuntaa antavaan tehonjakotarkasteluun. 110 kV:n johtoja ei pystytty validoimaan, sillä validointiin soveltuvaa materiaalia ei löytynyt. Voidaan kuitenkin olettaa, että 110 kV:n johdot on mallinnettu oikean pituisina oikeiden asemien välille. 110 kV:n johtoja ei kuitenkaan välttämättä ole mallinnettu oikeilla johtotyypeillä.

Kun tehonjakomallin toimintaa testattiin, havaittiin että VTT:n verkkomallilla on mahdollista päästä lähelle Fingridin verkkomallilla simuloitua tehonjakotilannetta. Tämä kuitenkin edellyttää kulutuksen ja tuotannon tarkkaa asetelua. Lisäksi jännitettä säätevien komponenttien asetukset vaikuttavat merkittävästi verkostolaskentamallien toimintaan. Jo pienet muutokset kiskojen jännitteissä muuttavat loistehonsiirtoja merkittävästi.

Kantaverkon jännitteen säätöön käytetään muun muassa tahtigeneraattoreita. Generaattorien jännitteensäätöominaisuuksiin vaikuttaa generaattorien kyky tuottaa ja kuluttaa loistehoa. VTT:n verkkomallissa generaattorien loistehokapasiteetit ovat oikeaa suuruusluokkaa, joskin hieman pienemmät kuin Fingridin verkkomallissa. Tällöin VTT:n verkkomallilla ei pitäisi saada ainakaan liian optimistisia tuloksia. On kuitenkin muistettava, että jos VTT:n verkkomallilla tehtävissä simuloinneissa generaattorien loistehorajat tulisivat täpärästi vastaan, näin ei todellisuudessa luultavasti kävisi.

Kantaverkon pohjoisen ja eteläisen osan välisen tehonsiirron funktiona lasketut virtalämpöhäviöt kertovat pohjimmiltaan verkon silmukoinnista ja esimerkiksi johtoparametreista. VTT:n verkkomallilla lasketut virtalämpöhäviöt vastaavat kohtalaisesti Fingridin verkkomallilla laskettuja virtalämpöhäviöitä erilaisissa siirtotilanteissa. VTT:n verkkomallilla lasketut virtalämpöhäviöt ovat kuitenkin jonkin verran suuremmat kuin Fingridin verkkomallilla lasketut. Häviöiden suuruus voi johtua 110 kV:n johtojen näennäisestä ylikuormittumisesta tavallisissa kulutus- ja tuotantoskenaarioissa. VTT:n verkkomallilla saatavien tulosten tarkkuutta voidaan yrittää parantaa tarkentamalla kuormitusten jakoa sähköasemien kesken sekä keräämällä lisää tietoa 110 kV:n johtojen johtotyypeistä ja johtorenkaiden kytkentätiloista.

Diplomityössä kehitetty VTT:n verkkomalli kuvaa Suomen kantaverkkoa suuntaa antavasti, kun tarkastellaan päävoimansiirtoverkon eli kantaverkon 400 kV:n ja 220 kV:n osien päätötehonsiirtoja. Jos VTT:n verkkomallilla halutaan tarkastella loistehonsiirtoja päävoimansiirtoverkossa tai kantaverkon 110 kV:n osien tehonsiirtoja ja jännitteitä, on verkkomallia ja kuormitusten arviointimenetelmää kehitettävä. Lisäksi on suositeltavaa jatkaa verkkomallin validointia. Validointia varten on kerättävä lisää tuloksia Fingridin verkkomallilla tehdyistä simulaatioista. Nykyisellään-

kin diplomityössä kehitetty verkkomalli parantaa tutkimusmahdollisuuksia VTT:llä huomattavasti, sillä VTT:n käytettävissä ei ole aiemmin ollut Suomen kantaverkosta mallia, joka soveltuisi täydellisessä muodossa tehtävään tehonjakolaskentaan. Lisäksi diplomityössä kehitettyä verkkomallia voidaan käyttää VTT:llä testijärjestelmänä, kun tarkastellaan erilaisia tehonjakoon liittyviä ilmiöitä sähkönsiirtoverkossa.

9 Yhteenveto

Tuulivoiman sähköjärjestelmävaikutusten tarkasteluun tarvitaan lisää todenmukaisia sähköverkon simulointimalleja, joita voi käyttää tutkimuksessa ja opetuksessa. Tämän diplomityön tavoitteena oli rakentaa tehonjakolaskentaan soveltuva simulointimalli Suomen kantaverkosta. Simulointimallia on tarkoitus käyttää VTT:llä erilaisten sähköjärjestelmäskenaarioiden tarkasteluun.

Simulointimalleja voi olla vaikea saada sähköverkonhaltijoilta, ja niitä joudutaankin usein koostamaan julkisten lähteiden perusteella. Lähteinä voidaan käyttää esimerkiksi sähkövoimatekniikan oppi- ja käsikirjoja, sähköverkonhaltijoille tehtyjä diplomitöitä sekä energia-alan yhtiöiden ja järjestöjen Internet-sivuja. Uudet verkkomallit ja verkostolaskentamallit on validoitava eli osoitettava kelvollisiksi. Validointimateriaalia voi olla vaikea löytää, mutta sitä voi etsiä esimerkiksi vanhoista diplomitöistä.

Tehonjako kertoo, kuinka paljon tehoa siirretään sähköverkossa johtojen ja muuntajien läpi. Tehonjakolaskennassa haetaan sähköjärjestelmän symmetrisen, pysyvän tilan tehonjako- ja jännitetiedot. Tehonjakolaskenta on yleisin verkostolaskennan muoto, ja sitä käytetään verkon suunnittelussa, verkon käytössä ja käytön suunnittelussa, verkon suojauksen suunnittelussa, häviöiden minimoinnissa sekä verkon dynamiikan simuloinnissa. Tehonjako voidaan ratkaista täydellisessä eli epälineaarisessa muodossa tai linearisoidussa muodossa. Tässä diplomityössä tehty verkkomalli on tarkoitettu tehonjako-ongelman ratkaisemiseen täydellisessä muodossa.

Komponenttimalleina tehonjakolaskennassa käytetään yksivaiheisia myötaverkon sijaiskytkentöjä sähköverkon rakenneosista. Tehonjakomallia varten johdoista on selvitettävä impedanssit ja admittanssit. Muuntajista on selvitettävä impedanssit, muuntosuhteet ja kämmikytöntien arvot. Rinnakkaiskompensointilaitteista on selvitettävä admittanssit ja sarjakondensaattoreista impedanssit. Kuormista on selvitettävä pätö- ja loistehon kulutus. Generaattoreista on selvitettävä pätötehon tuotanto sekä generaattorin ylläpitämä generaattorisolmun jännite tai generaattorin tuottama loisteho. Lisäksi on tiedettävä generaattorien loistehon otto- ja antokyky.

Sähköverkon simulointimalleja varten tarvitaan paljon tietoja verkon rakenneosista. Koska tietoja on pystyttävä hakemaan ja päivittämään helposti, tiedot on käytännöllistä tallentaa tietokantaan, jota hallitaan tietokannanhallintajärjestelmän avulla. Verkkotietoja varten rakennettu tietokanta voidaan myös yhdistää muihin tehonjakolaskennassa tarvittaviin tietokantoihin. VTT:n Energiajärjestelmien osamiskeskuksessa käytössä on erilaisia sähkömarkkinatietokantoja.

Tässä diplomityössä kerättiin verkkotiedot pääosin julkisista lähteistä, kuten sähkövoimatekniikan oppi- ja käsikirjoista, vanhoista diplomitöistä sekä Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridin Internet-sivuilta. Voimalaitostietoja haettiin myös VTT:n luottamuksellisista lähteistä. Verkkotiedot tallennettiin diplomityön yhteydessä rakennettuun verkkotietokantaan, jonka suunnittelusta vastasi VTT:n tutkija Erkka Rinne. Verkkotietokannasta haetaan verkostolaskentamallia tarvittavat tiedot tietokantakyselyjen avulla ja tiedot kirjoitetaan tekstitiedostoksi, joka syötetään tehonjakolaskentaohjelmistolle.

Tässä työssä onnistuttiin rakentamaan tehonjakolaskentaan soveltuva simuloin-

timalli Suomen kantaverkosta. Tämä VTT:n verkkomalli validoitiin käyttäen apuna Fingridin verkkomallista julkaistuja tietoja sekä Fingridin verkkomallilla saatuja simulaatiotuloksia, jotka poimittiin vanhoista diplomitöistä. Validoinnin johtopäätöksenä todettiin, että VTT:n verkkomallissa on mallinnettu 400 kV:n ja 220 kV:n johdot riittävän tarkasti suuntaa antavaan tehonjakotarkasteluun. Verkkomalli myös kuvaa Suomen kantaverkon toimintaa suuntaa antavasti, kun tarkastellaan 400 kV:n ja 220 kV:n verkkojen pätehtehonsiirtoja. Verkkomalli tuo merkittävän parannuksen VTT:llä tehtävään tutkimukseen, jossa tarvitaan kuvausta Suomen kantaverkosta. Kovin tarkkaan loistehotarkasteluun VTT:n verkkomalli ei kuitenkaan nykyisellään sovellu. Myös 110 kV:n verkkojen tehonjaon tarkastelemiseksi verkkomallia on kehitettävä.

Viitteet

- 2009/28/EY (2009). Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 23.4.2009 uusiutuvista lähteistä peräisin olevan energian käytön edistämiseksi. EYVL N:o 140, 5.6.2009.
- 2009/72/EY (2009). Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 13.7.2009 sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä. EYVL N:o 211, 14.8.2009.
- ABB (2000). Teknisiä tietoja ja taulukoita. Luku 14: Voimalaitokset. Viitattu 30.6.2011. Saatavissa: <http://heikki.pp.fi/abb/>.
- Akhmatov, V., Lund, T., Hansen, A. D., Sørensen, P., & Nielsen, A. H. (2006). A Reduced Wind Power Grid Model for Research and Education. Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms.
- Andreasson, M., Amin, S., Schwartz, G., Johansson, K. H., Sandberg, H., & Sastry, S. S. (2011). Correlated Failures of Power Systems: Analysis of the Nordic Grid. Workshop on Foundations of Dependable and Secure Cyber-Physical Systems, Chicago, Il, April 2011. Viitattu 11.1.2012. Saatavissa: <https://www.truststc.org/conferences/11/CPSWeek/program.htm>.
- Bazaraa, M. S., Sherali, H. D., & Shetty, C. M. (2006). *Nonlinear Programming: Theory and Algorithms*. Hoboken, New Jersey: Wiley. Third Edition. 853 s.
- Beharrysingh, S. (2009). *Simulations of cross-border power flows in the European transmission network with the large scale integration of wind energy using a detailed UCTE network model*. Loughborough University. Leicestershire.
- CIGRE (1995). *Long term dynamics, Phase II, Final report*. CIGRE Task Force 38.02.08. Ref. No. 102.
- Codd, E. F. (1970). A Relational Model of Data for Large Shared Data Banks. *Communications of the ACM*, 13(6), 377–387. Viitattu 24.8.2011. Saatavissa: <http://www.seas.upenn.edu/~zives/03f/cis550/codd.pdf>.
- Duthaler, C., Emery, M., Andersson, G., & Kurzidem, M. (2008). Analysis of the Use of PTDF in the UCTE Transmission Grid. Power System Computation Conference, Glasgow. Viitattu 26.8.2011. Saatavissa: http://infoscience.epfl.ch/record/153995/files/0807_PSCC_PTDF-Duthaler.pdf?version=2.
- EK & ET (2009). (Elinkeinoelämän keskusliitto EK ja Energiateollisuus ry.) Arvio Suomen sähkön kysynnästä vuonna 2030. Viitattu 15.9.2011. Saatavissa: http://www.energia.fi/sites/default/files/arvio_sahkon_kysynnasta_2030_271009.pdf.

- Elovaara, J., & Haarla, L. (2011a). *Sähköverkot 1: Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta*. Helsinki: Otatieto. 520 s.
- Elovaara, J., & Haarla, L. (2011b). *Sähköverkot 2: Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet*. Helsinki: Otatieto. 551 s.
- Energinet.dk (2011). About us. Viitattu 23.8.2011. Saatavissa: <http://www.energinet.dk/EN/OM-OS/Sider/default.aspx>.
- ET (2011). (Energiateollisuus ry.) Sähkön tuotanto. Viitattu 15.9.2011. Saatavissa: <http://www.energia.fi/energia-ja-ymparisto/sahkontuotanto>.
- ET (2012). (Energiateollisuus ry.) Tilastot ja julkaisut. Viitattu 28.3.2012. Saatavissa: <http://www.energia.fi/tilastot-ja-julkaisut>.
- Fingrid Oyj (2007). Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV 2007). Viitattu 11.1.2012. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/vaatimukset__vjav_2007.pdf.
- Fingrid Oyj (2009). Siirtokapasiteetin määrittäminen. Viitattu 20.2.2012. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/sahkomarkkinat/siirtokapasiteetin_maarittaminen_.pdf.
- Fingrid Oyj (2011a). Kantaverkon kehittämisen, rakentamisen ja kunnonhallinnan periaatteet. Viitattu 16.8.2011. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/yritys/verkon_kehittamisen_rakentamisen_ja_kunnonhallinnan_periaatteet_.pdf.
- Fingrid Oyj (2011b). Työmaat. Viitattu 13.7.2011. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/voimajohdot_ja_maankaytto/tyomaat/.
- Fingrid Oyj (2012a). Fingrid Oyj:n palaute- ja lausuntopyyntöpalvelu. Viitattu 11.1.2012. Saatavissa: <http://fingrid.navici.com/>.
- Fingrid Oyj (2012b). Fingridille uusi toiminnanohjausjärjestelmä: Kantaverkon toiminnanohjaus- ja verkkotietojärjestelmän toimittajaksi on valittu IBM. 5. maaliskuuta 2012. Viitattu 12.3.2012. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/uutiset/lehdistotiedotteet?bid=1453>.
- Fingrid Oyj (2012c). Kantaverkkopalvelu 2012–2015. Viitattu 11.1.2012. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/kantaverkkopalvelut/>.
- Fingrid Oyj (2012d). Sähkön kulutus ja tuotanto. Viitattu 28.3.2012. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/sahkomarkkinat/sahkon_kulutus_ja_tuotanto/.
- Forsström, S. (2007). *Sähköverkkoyhtiön tietojärjestelmien kehittäminen*. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu. Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto.

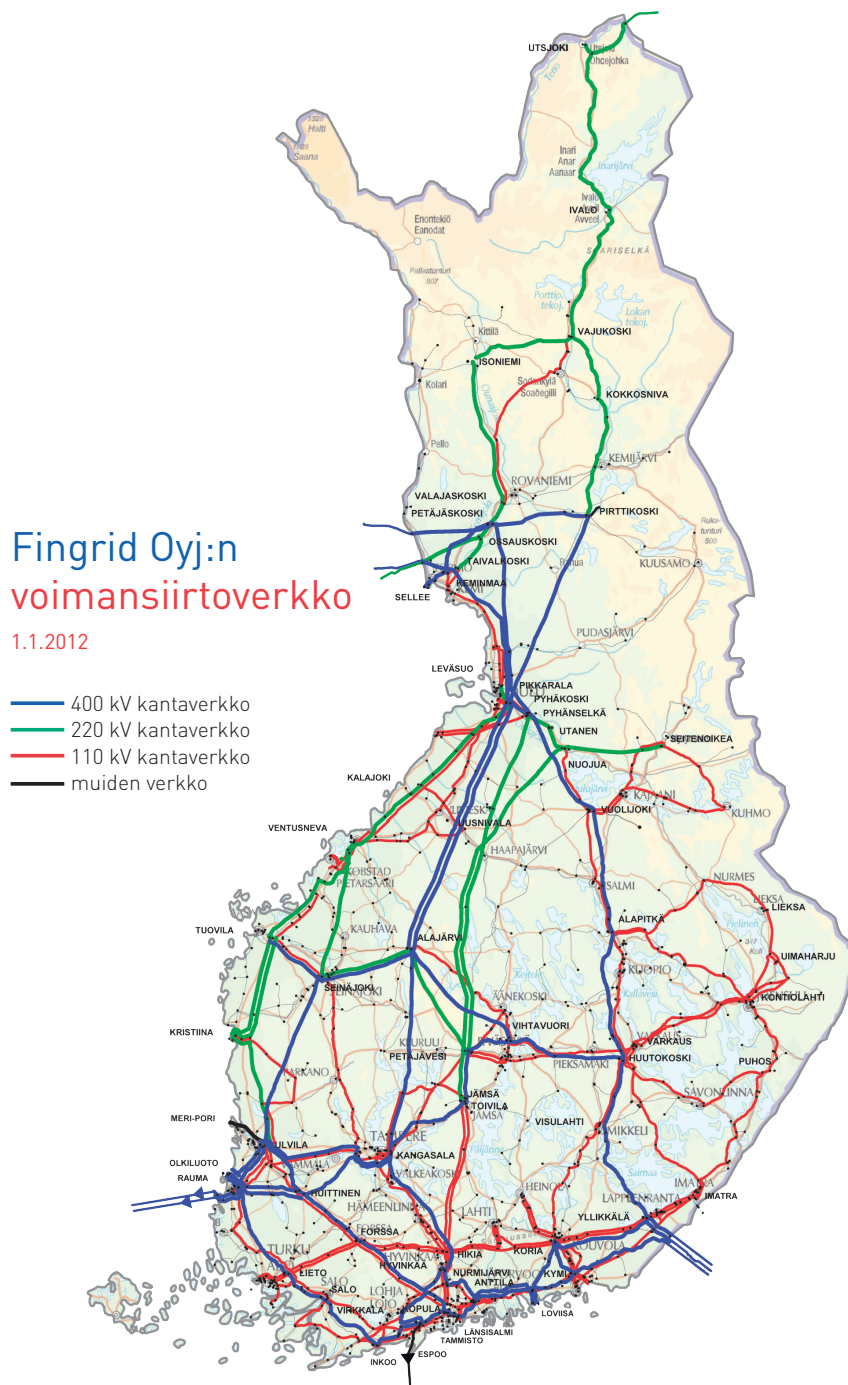
- Garcia-Molina, H., Ullman, J. D., & Widom, J. (2009). *Database Systems: The Complete Book*. Upper Saddle River, New Jersey: Pearson Education, Inc. Second Edition. 1203 s.
- Gentle, J. E. (1998). *Numerical linear algebra for applications in statistics*. Statistics and computing. New York: Springer. 221 s.
- Google (2012). Google Maps. Viitattu 11.1.2012. Saatavissa: <http://maps.google.com/>.
- Grainger, J. J., & Stevenson, W. D., Jr. (1994). *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill. 787 s.
- Harjula, A. (2008). *Metallioksidivaristoreilla suojattujen sarjakondensaattorien käsittely vikavirtalaskennassa*. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu. Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta. Sähkötekniikan laitos.
- Heikkilä, J. (2004). Sähköasema ja sen tärkeimmät laitteet. Fingrid 1/2004, s. 25. Viitattu 29.6.2011. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/media/julkaisut/yrityslehti/fingrid_1_04.pdf.
- Huhtanen, U. (1998). *Selvitys sammutettujen 110 kV verkkojen muuttamisesta osittain maadoitetuiksi verkoiksi*. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu. Sähkötekniikan osasto.
- Kanerva, A. (2006). *Ulkoisten sähköyhteyksien menetystaajuus ja kesto Loviisan ydinvoimalaitoksella*. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu. Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto.
- Kemijoki Oy (2011). Voimalaitosesitteet. Viitattu 11.1.2012. Saatavissa: http://www.kemijoki.fi/kejo-fi/sp_Content4CFA2.
- Korpi-Kyyny, A. (1988). Loissähkö kantaverkossa. Julkaisussa: INSKO-161-88. Loisteho ja sen kompensointi.
- Korpås, M., Warland, J., Tande, O. G., & Uhlen, K. (2007). D3.2 Grid modelling and power system data. Viitattu 26.8.2011. Saatavissa: http://www.trade-wind.eu/fileadmin/documents/publications/D3.2_grid_modelling_and_power_system_data.pdf.
- Kuusela, K. (2011). Investointiohjelma eteenpäin vastuullisin askelin. Kantaverkkopäivä 7.9.2011. Viitattu 23.9.2011. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/media/Seminaarit/kantaverkkopaiva_2011/investointiohjelma_eteenpain_kuusela.pdf.
- L 11.2.2011/117 (2011). Laki sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa varmistavasta tehoreservistä.
- L 17.3.1995/386 (1995). Sähkömarkkinalaki.

- Lakervi, E., & Partanen, J. (2009). *Sähkönjakelutekniikka*. Helsinki: Otatieto. 2. uud. p. 295 s.
- Latva, J. (2009). *Vaatimukset ydinvoimalaitoksen kantaverkkoliitynnälle*. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma.
- Lindgren, L. (2009). *Automatic Power System Restoration – Application of a Search Algorithm*. Licentiate Thesis. Lund University. Department of Measurement Technology and Industrial Electrical Engineering. Lund.
- Machowski, J., Bialek, J. W., & Bumby, J. R. (2008). *Power System Dynamics: Stability and Control*. Chichester: Wiley. 2nd ed. 629 s.
- Martikainen, J. (2002). *Loistehoreservit ja niiden valvonta Suomen voimajärjestelmässä*. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu. Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto.
- National Grid (2011). National Electricity Transmission System Seven Year Statement. Viitattu 29.8.2011. Saatavissa: <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/SYS/current/index.htm>.
- NERC (2010). Power System Model Validation: A White Paper by the NERC Model Validation Task Force of the Transmission Issues Subcommittee. Viitattu 29.8.2011. Saatavissa: http://www.nerc.com/docs/pc/mvtf/MV%20White%20Paper_Final.pdf.
- Nordel (2008). Annual Report 2008. Viitattu 11.1.2012. Saatavissa: <https://www.entsoe.eu/resources/publications/former-associations/nordel/annual-report/>.
- Norheim, I., Mogstad, O., Sørensen, P., Jauch, C., Pudjianto, D., & Anaya-Lara, O. (2005). GreenNet-EU27. Deliverable D8: Case Studies on System Stability with Increased RES-E Grid Integration. Viitattu 26.8.2011. Saatavissa: [http://greennet.i-generation.at/files/Report%20on%20Case%20Studies%20on%20System%20Stability%20\(D8%20GreenNet-EU27\).pdf](http://greennet.i-generation.at/files/Report%20on%20Case%20Studies%20on%20System%20Stability%20(D8%20GreenNet-EU27).pdf).
- Ojanen, K. (2004). *Kuormitus- ja tuotantotietojen käyttö voimansiirtojärjestelmän verkostolaskentamalleissa*. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu. Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto.
- Outinen, E. (2004). *Rinnakkaiskondensaattorien optimaalinen mitoitus ja käyttö kantaverkossa*. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan osasto.
- Purchala, K., Meeus, L., Van Dommelen, D., & Belmans, R. (2005). Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis. *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 1*, 454 – 459.

- Rinne, E. (2010). *Vesiarvolaskennan kehittäminen stokastisessa sähkömarkkinamallissa*. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto. Ympäristö- ja energiatekniikan koulutusohjelma.
- Ruusunen, J. (2009). Suomen 80-vuotias kantaverkko ei ikäänny. Verkkopäivä 20.8.2009. Viitattu 23.9.2011. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/media/Seminaarit/verkkoseminaari/jukka_ruusunen.pdf.
- Saarnio, K., Aaltonen, P., & Päivärinta, J. (2010). Selvitys Suomen kanta- alue- ja jakeluverkkojen rajauksesta ja ehdotus rajauskriteereiksi. Viitattu 22.9.2011. Saatavissa: http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Selvitys_sahkoverkkojen_rajauksesta.pdf.
- Sähkövoimatekniikka (2009). Kurssin S-17.1010 luennot. Teknillinen korkeakoulu; elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta; sähkötekniikan laitos. Otaniemi.
- Siemens (2007). (Siemens Power Transmission & Distribution, Inc.) PSS/E 31.0 Users Manual.
- Siikava, J. (2009). *Utilization of SCADA Derived Load Flow Data in Dynamic Simulations*. Master of Science Thesis. Tampere University of Technology. Degree Programme in Electrical Engineering.
- Svenska Kraftnät (2011). About us. Viitattu 23.8.2011. Saatavissa: <http://www.svk.se/Start/English/About-us/>.
- Tekniikan käsikirja 3 (1969). Jyväskylä: Gummerus. Kahdeksas, uusittu ja lisätty painos. Toim. Liisa Sihvo.
- TEM (2008). Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategia. Valtioneuvoston selonteko eduskunnalle 6. päivänä marraskuuta 2008. Viitattu 15.9.2011. Saatavissa: http://www.tem.fi/files/20585/Selontekoehdotus_311008.pdf.
- Ullah, N. R. (2006). *Grid Reinforcing Wind Generation*. Licentiate Thesis. Chalmers University of Technology. Department of Energy and Environment. Göteborg.
- Uski, S. (2003). *Kulmastabiilisuuden mallinnus*. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu. Energiatekniikan osasto.
- Valtonen, M. (2011). S-55.1220 Piirianalyysi 2: Luentomoniste. Aalto-yliopisto, sähkötekniikan korkeakoulu.
- Vierimaa, H. (2007). *Verkkotietojärjestelmän kehittämistarpeet yleissuunnittelun näkökulmasta*. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu. Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto.

- Vihavainen, P. (2007). *Kantaverkon jännitteensäädön ohjausmenetelmien kehittäminen*. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu. Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto.
- Voimansiirron tekniikka (1991). Svt-18.124 Sähkölaitostekniikan liseniaattiseminaari 1989–1990. Teknillinen korkeakoulu. Sähkölaitos- ja valaistustekniikan laboratorio.
- Zhou, Q., & Bialek, J. W. (2005). Approximate Model of European Interconnected System as a Benchmark System to Study Effects of Cross-Border Trades. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), 782–788. Viitattu 29.8.2011. Saatavissa: http://www.see.ed.ac.uk/~jbialek/Zhou_Europe.pdf.
- Ängquist, L. (2002). *Synchronous Voltage Reversal Control of Thyristor Controlled Series Capacitor*. Doctoral Dissertation. Royal Institute of Technology. Department of Electrical Engineering. Stockholm.

Liite A Suomen kantaverkko



Kuva A.1: Suomen kantaverkko. © Karttakeskus Oy, Lupa L9505/12.

Kuvan lähde: Fingrid Oyj (2012). Suomen sähköjärjestelmä. Viitattu 8.3.2012.
 Saatavissa: http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/yritysinfo/suomen_sahkojarjestelma/.

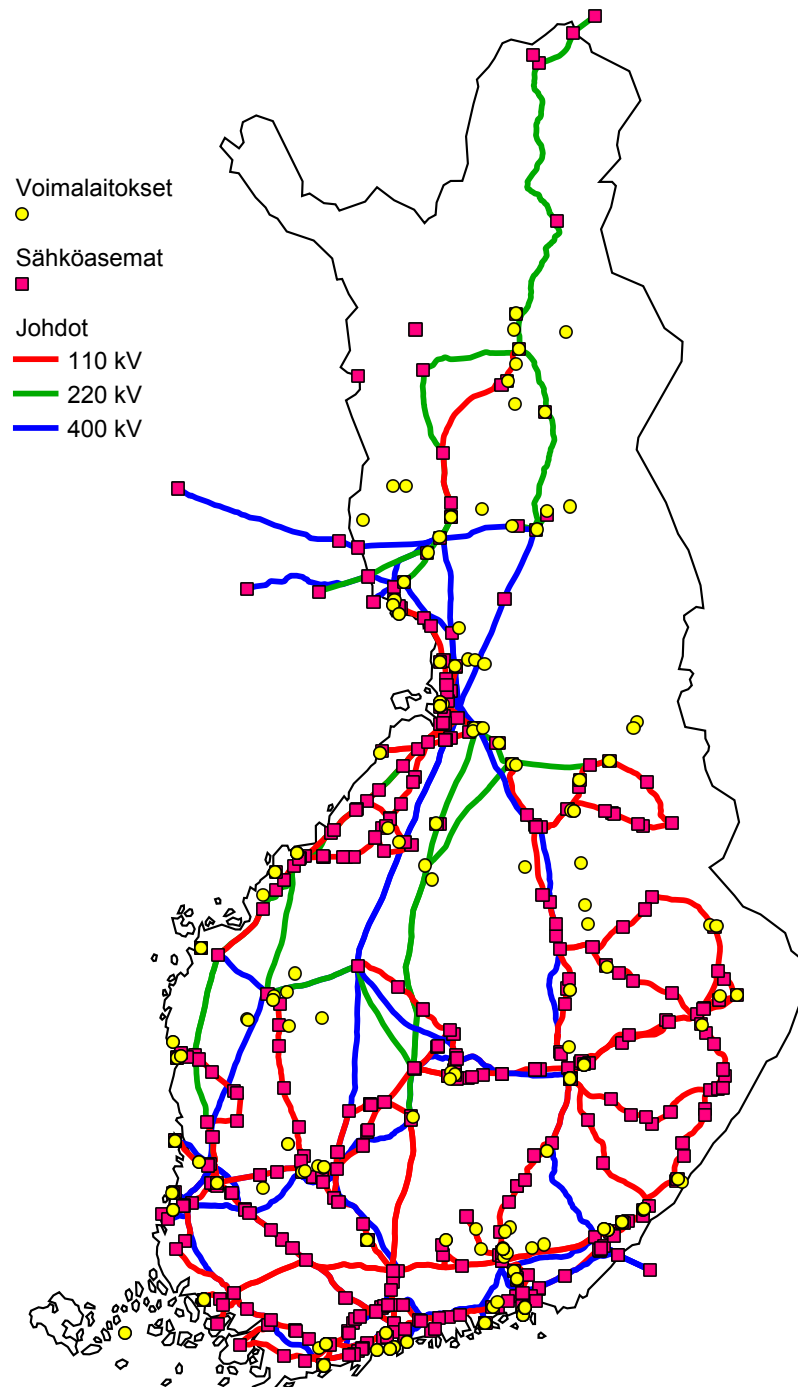
Liite B Suomen kantaverkon perusratkaisut



Kuva B.1: Fingrid Oyj:n 400 kV:n kantaverkko ja sen perusratkaisut.

Kuvan lähde: Kuusela, Kari (2011). Investointiohjelma eteenpäin vastuullisin askelin. Kantaverkkopäivä 7.9.2011. Viitattu 23.9.2011. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/attachments/fi/media/Seminaarit/kantaverkkopäivä_2011/investointiohjelma_eteenpain_kuusela.pdf.

Liite C VTT:n verkkomalli



Kuva C.1: Diplomityössä tehty VTT:n verkkomalli. Suomen pohjakartta: © Maanmittauslaitos.