



sgem

Smart Grids and Energy Markets

Kartoitus alueverkkojen nykytilasta

Juhani Bastman

Tampere University of Technology



Sisällysluettelo

Johdanto	4
Kartoitus nykytilasta ja kehitysnäkymistä	7
<i>Suomen sähköjärjestelmän rakenne.....</i>	<i>7</i>
<i>Nykyiset verkkojen määritelmät.....</i>	<i>8</i>
Alueverkko [14].....	8
Jakeluverkko [14].....	9
<i>Tietoja jakelu- ja alueverkkoyhtiöistä v. 2009.....</i>	<i>9</i>
<i>Alueverkkojen verkkomuodot.....</i>	<i>10</i>
Yleistä 10	
Kaupunkien alueverkot	12
<i>Alueverkon suunnittelu.....</i>	<i>13</i>
<i>Tuotannon verkkoonliityntä.....</i>	<i>14</i>
Uuden tuotannon liittämisen haasteet.....	14
Tuulivoiman verkkoon liittäminen	14
Pienimuotoinen sähköntuotanto ja sähkömarkkinalaki	16
Tuulipuistojen liittyminen jakelu- tai alueverkkoihin	16
<i>Sähkön sisämarkkinadirektiivi (EU).....</i>	<i>17</i>
Yleistä 17	
Tilanne muissa EU-maissa	18
Alueverkkoyhtiöille suunnattu kysely	19
<i>Kyselyn tavoite</i>	<i>19</i>
<i>Kohteiden valintakriteerit.....</i>	<i>19</i>
<i>Toteutus.....</i>	<i>20</i>
<i>Kyselyn tulokset</i>	<i>21</i>



Alueverkon käyttö- ja suojausratkaisut.....	21
Verkon suunnittelu.....	23
110 kV verkon keskeytykset.....	24
Tuulivoima ja muut uudet energiamuodot	28
Tuulivoiman verkkoonliityntä.....	28
Liittymisehdot tuulivoimalle	28
Tuulipuistojen dynamiikan vaikutus 110 kV:n verkon käyttöön.....	29
Alueverkon laskentamalli	30
<i>Yleistä</i>	<i>30</i>
<i>PSSE- ja PowerWorld-malli.....</i>	<i>31</i>
Laskentamalli.....	31
Mallin lähtötiedot.....	32
<i>Vikavirtalaskenta</i>	<i>35</i>
Vikavirtalaskennan jaottelu	35
Vikavirtalaskennan lähtötiedot	36
<i>Alueverkon tarkastelu.....</i>	<i>38</i>
Tehonjakolaskenta.....	38
Vikavirtalaskenta.....	39
Mallin käyttömahdollisuudet.....	41
Lähdeluettelo	42
Liitteet.....	44



Johdanto

Tämä tutkimusraportti on osa laajempaa Smart Grids and Energy Market (SGEM) tutkimusohjelmaa, jossa kehitetään uusia ratkaisuja ja tuotteita tulevaisuuden älykästä sähköverkkoa varten. Tutkimusohjelman yhtenä osana toteutettiin kartoitus alueverkkojen nykytilasta ja kehittämistarpeista. Tutkimuksen keskeisenä tavoitteena oli kartoittaa maaseudun ja haja-asutusalueen alueverkkojen nykyisiä rakennusratkaisuja sekä suunnittelu-, käyttö- ja kehittämistarpeita. Osin tarkoituksena oli saada myös parempi käsitys 20 kV ja 110 kV verkkojen vaikutuksesta toisiinsa esim. suunnittelukriteerien ja käytön kannalta sekä mahdollisesti tulevaisuudessa rakennettavan tuulivoiman vaikutuksesta verkkoon.

Tämä kartoitus keskittyy erityisesti maakunnallisiin 110 kV (> 20 kV) suurjännitteisiin jakelu- ja alueverkkoihin, joten suurten kaupunkien sisäiset 110 kV verkot eivät kuulu mukaan. Alueverkkojen rooli saattaa tulevaisuudessa mm. tuulivoiman merkittävästi lisääntyessä korostua. Käsitteenä alueverkko ei ole täysin yksikäsitteinen. Tässä raportissa alueverkko käsittää ne verkot, joiden jännite on välillä 20 – 110 kV. Alueverkon tarkempi virallinen määrittely on Energiamarkkinaviraston toimesta käynnissä (EU-direktiivi).

Hankkeen yhteydessä suoritettiin kirjallinen kysely niille maaseudun alueverkkoyhtiöille, joiden omistuksessa on Energiamarkkinaviraston mukaan yli 100 km 110 kV:n verkkoa. Kartoituksen tuloksia hyödynnetään jatkossa tutkimuksen suuntaamisessa. Kyselykaavake on esitetty liitteessä 1. Kyselyn toteutusta ja vastauksia on käsitelty luvussa 3.

Kyselyn ohella muodostettiin alueverkkojen mahdollisia laskentatarkasteluja varten yleinen laskentamalli, jolla voidaan suorittaa jatkuvan tilan tarkasteluja. Laskentamalli ei sisällä verkon dynamiikkaan liittyvien komponenttien mallinnusta, joten aikariippuvia ilmiöitä sillä ei voi tarkastella. Tehonjako ja epäsymmetristen vikavirtojen laskennan ohella mallia voi käyttää esimerkiksi seuraavissa tarkasteluissa:

- siirtokykytarkastelut
- verkon rakenteen vaikutus (säteittäinen/rengaskäyttö)
- jännitekuopat
- pientuotannon vaikutus
- tuulivoiman vaikutus
- jne.



sgem

Smart Grids and Energy Markets

- 5 -

Malli on tehty sekä PSS/E-ohjelmistoon että PowerWorld-ohjelmistoon. Verkkomallin ja siihen liittyvien lähtödatojen tarkempi kuvaus on luvussa 4. Samassa yhteydessä on myös lyhyesti esitelty mallilla laskettuja tehonjako- ja vikavirtalaskennan tuloksia. Vikavirrat on laskettu kaikissa verkon solmupisteissä tapahtuneissa 1- ja 3-vaiheisissa vikatilanteissa. Alueellinen 110 kV verkko on laskelmissa ollut sekä rengas- että säteittäiskäytössä.



Kartoitus nykytilasta ja kehitysnäkymistä

Suomen sähköjärjestelmän rakenne

Kantaverkko

Fingridin omistaman Suomen kantaverkon muodostavat 400 kV ja 220 kV rengaskäyttöinen verkko ja sitä tukeva 110 kV verkko sekä sähkömarkkinoiden käytössä olevat valtakunnan rajat ylittävät voimajohdot. Alueilla, jossa siirtokapasiteettitarve ei tällä hetkellä perustele 400 kV ja 220 kV käyttöä, on kantaverkko toteutettu 110 kV rakentein. Kantaverkkoon eivät kuulu yksittäiset kantaverkkoa syöttävät 400 kV ja 220 kV voimalaitosjohdot, eivätkä useimmat yksittäiset 110 kV voimajohdot. Perussääntönä voimantuotannon ja suurkulutuskohteiden liittämiseksi kantaverkkoon on ollut, että yksittäiset, yhtä toimijaa palvelevat voimajohdot eivät kuulu kantaverkkoon [13].

Kantaverkko yhdistää suurimmat tuotanto- ja kulutuskeskittymät sekä valtakunnan rajat ylittävät johdot toisiinsa muodostaen näin Suomen sähkömarkkinoiden ytimen. Voidaan ajatella, että sähkökaupat tapahtuvat kantaverkossa: tuottaja vastaa myytävän sähkön toimittamisesta sähköverkkoon markkinapaikalle ja sähkön käyttäjä puolestaan vastaa tarvitsemansa sähkön siirtämisestä omaan kulutuspisteeseensä.

Alue- ja jakeluverkot

Varsinaisen järjestelmävastaavan hallinnoiman kantaverkon ja keski- ja pienjännitteistä koostuvan jakeluverkon välissä on usein alueverkko, jota kutsutaan englannin kielessä nimellä sub-transmission network. Alue- ja jakeluverkkoyhtiöt vastaavat sähkönjakelujärjestelmästä. Sähkönjakelujärjestelmä muodostuu alueverkoista, sähköasemista, keskijänniteverkoista, jakelumuuntamoista ja pienjänniteverkoista. Alueverkot ovat jakeluverkkoyhtiöiden tai erityisten alueverkkoyhtiöiden omaisuutta.

Jännitetasot, joita käytetään alueverkossa, vaihtelevat suuresti maakohtaisesti, mutta ne ovat tyypillisesti suurempia kuin jakeluverkossa ja pienempiä tai joissain tapauksissa samoja kuin siirtoverkossa. Suomessa alueverkossa käytetään yleisesti 110 kV jännitettä, joka on käytössä myös kantaverkossa. Paikoin on käytössä myös 45 kV verkkoja. Alueverkko on yleensä säteittäinen, mutta se voi myös olla silmukoitu eli rengasverkko. Alueverkolle ei ole varsinaisesti olemassa mitään tarkkaa määritelmää, mutta se voi usein toimia sekä siirtoettä jakeluverkon roolissa. [4] Alueverkot täydentävät 110 kV kantaverkkoa. Alue- ja jakelu-



verkkoyhtiöillä on noin 7 900 km 110 kV johtoja, joista lähes kaikki (98 %) ovat avojohtoa [4]. Kaapeleita on käytössä merkittävästi ainoastaan kaupunkien sisäisissä 110 kV verkoissa.

Kun esimerkiksi kehitysmaata sähköistetään, on tyypilliseksi aluksi keskijänniteverkko alueverkon roolissa. Kun siirtoverkon jännitetaso kasvaa, voivat alemmat siirtoverkon jännitteet siirtyä alueverkon käyttöön tai ainakin niiden toiminta palvelee alueellista siirtoa. [5]

Alueverkon ja siirtoverkon erona on muun muassa se, että maiden väliset yhteydet eivät juuri koskaan kuulu alueverkon piiriin. Alueverkolla voi olla myös osittain jakeluverkon rooli, mitä siirtoverkolla ei ole. Yleensä alueverkon sähköasematiheys on suurempi kuin siirtoverkossa. Mitä tiheämmässä sähköasemia on, sitä enemmän alueverkko muistuttaa luonteeltaan jakeluverkkoa.

Alueverkkoon voi olla enemmän kuin yksi syöttöpiste siirtoverkosta. Kun näitä useita syöttöpisteitä käytetään rinnakkain, rinnakkaisia tehovirtauksia voi syntyä. Näiden tehovirtausten ja vikavirtojen pienentämiseksi voidaan joutua suorittamaan kiskojen erottamisia ja muita impedanssia kasvattavia toimenpiteitä. Kun syöttöpisteiden välillä ei ole yhteyttä, tätä kutsutaan "taskukäytöksi" (pocket operation) syöttöpisteen ympärillä. Ryhmäkäytössä syöttöpisteitä on vähintään kaksi, mutta kaikkien syöttöpisteiden välillä ei välttämättä ole yhteyttä. [5]

Nykyiset verkkojen määritelmät

Alueverkko [14]

Alueverkoksi luokitellaan nykyisen sähkömarkkinalain mukaan 110 kV johtoyhteydet, jotka eivät kuulu kantaverkkoon. Alueverkkotoiminta on järjestetty eri tavoin, riippuen siitä, onko alueverkon omistaja jakeluverkonhaltija, verkkoa omistava teollisuusyritys, puhdas alueverkkoyhtiö tai kantaverkkoyhtiö.

110 kV johtoyhteyksiä on tällä hetkellä yhteensä 55 jakeluverkkoyhtiöllä, joista 21:ssä 110 kV verkkoon on liittynyt jakeluverkon lisäksi muita käyttäjiä. Erillisiä alueverkkoyhtiöitä on 12 kappaletta. Verkkotoiminnan sääntelymallissa jakeluverkkojen omistama 110 kV verkko sisältyy muuhun verkkokokonaisuuteen, ellei alueverkkotoimintaa ole yhtiöitetty erilliseen yhtiöön.

Teollisuusyritysten omistama alueverkko on yleensä liittymisjohtoluonteista ja verkkotoiminta on pääsääntöisesti järjestetty omaksi yhtiökseen. Perusteena tälle järjestelylle on yleensä verotukselliset syyt. Sähkön valmisteverolain mukaan sähköstä maksetaan vero vasta siinä vaiheessa, kun se siirretään sähköverkkoluvattomaan verkkoon. Teollisuuden omistamaan alueverkkoon ei yleensä ole liittynyt muita käyttäjiä.

Yhtiöiden, joiden alueverkkoon on liittynyt ulkopuolisia asiakkaita, 110 kV verkon laajuus vaihtelee muutamasta kilometristä aina yli tuhanteen kilometriin. Yhdellä alueverkkoyhtiöllä on omistuksessaan myös 400 kV verkkoa. Tämä yhteys on alun perin rakennettu voimalaitoksen liittymisjohdoksi kantaverkkoon. Tällä hetkellä kyseiseen johtoon on kuitenkin liittynyt myös muita käyttäjiä, joten yhteyden luonne on muuttunut alkuperäisestä.



Alueverkkojen verkkopalveluhinnoittelu on yleensä keskimääräisiin kustannuksiin perustuva. Myös johtokohtainen hinnoittelu on mahdollista. Joissakin tapauksissa kantaverkon ja jakeluverkon välisellä verkko-osuudella toimii useita alueverkonhaltijoita. Tällöin jakeluverkonhaltijalle kohdistuu kustannuskomponentti kunkin alueverkonhaltijan verkko-osuuden käytöstä pistehinnoitteluperiaatteen mukaisesti. Alueverkko ei ole aina yhtenäinen kokonaisuus, vaan yhden yhtiön omistuksessa oleva alueverkko voi muodostua useista erillisistä 110 kV johdoista.

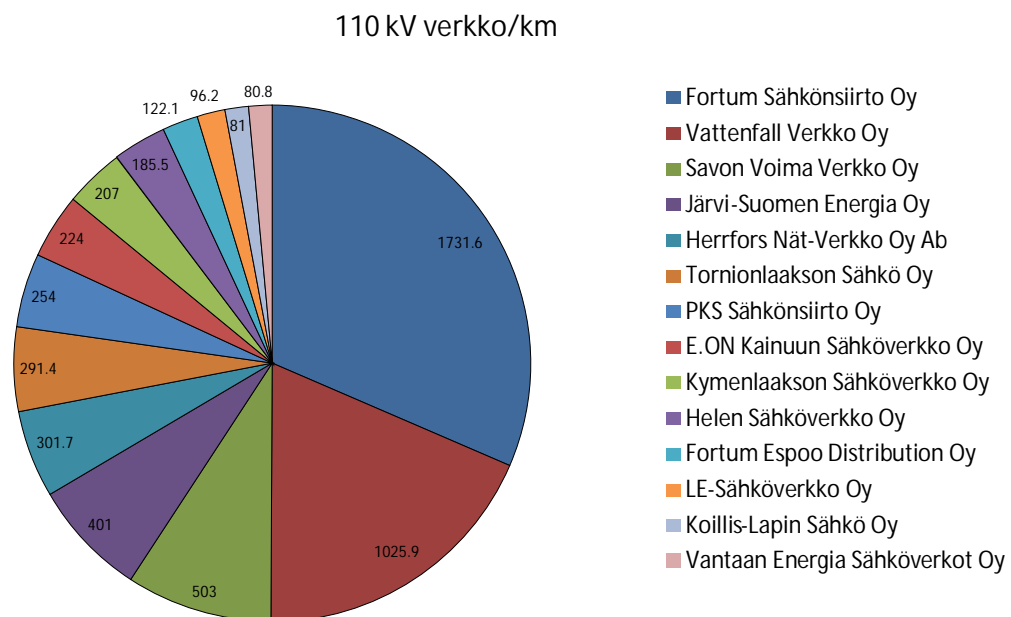
Jakeluverkko [14]

Voimassa oleva sähkömarkkinalaki määrittelee jakeluverkoksi alle 110 kV sähköverkot. Ainoastaan yhtä asiakasta palvelevat liittymisjohdot ja kiinteistön sisäinen sähköverkko voi olla muun kuin jakeluverkkoyhtiön hallinnassa. Jakeluverkoissa verkkopalvelun hinta määräytyy liittymispisteen jännitetaso perusteella.

Kuten edellä alueverkkoja käsiteltäessä on todettu, valtaosa Suomen 110 kV alueverkosta on jakeluverkkoyhtiöiden hallinnassa. Jakeluverkkoyhtiöiden 110 kV verkon voidaan katsoa olevan erottamaton osa jakeluverkkoa. Jakeluverkkoyhtiöillä on omat, pistehinnoittelun mukaiset tariffit 110 kV verkkoon liittyneille asiakkaille.

Tietoja jakelu- ja alueverkkoyhtiöistä v. 2009

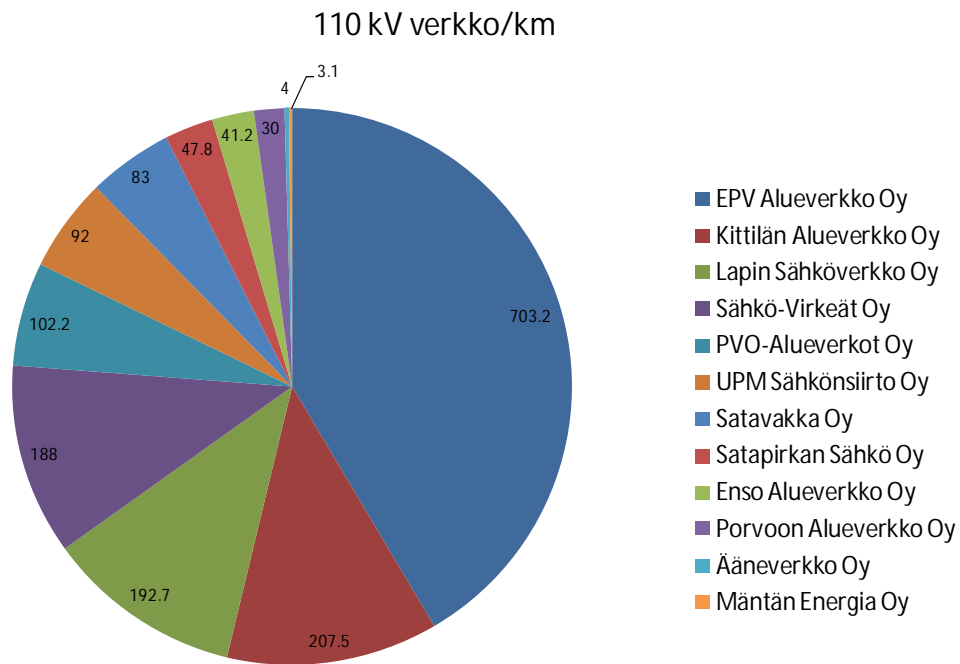
Jakeluverkkoyhtiöiden omistama 110 kV verkon pituus vuonna 2009 on esitetty kuvassa 2.1. Yhtiöiden tiedot on kerätty Energiemarkkinaviraston julkaisemasta taulukosta Sähköverkon tunnusluvut vuodelta 2009. Vastaava kuva alueverkkoyhtiöiden osalta on esitetty kuvassa 2.2.



Kuva 2.1 Jakeluverkkoyhtiöiden omistama 110 kV verkko



Alueverkkoyhtiöiden osalta on hyvä huomata teollisuuden eli lähinnä metsäteollisuuden (UPM, Enso) omistamat 110 kV johdot, joita on kymmeniä kilometrejä. Täten kyseessä eivät ole pelkästään tehdasalueen sisäiset 110 kV yhteydet, vaan useassa tapauksessa yhtiö omistaa myös tehdasta syöttävät yhteydet.



Kuva 2.2 Alueverkkoyhtiöiden omistama 110 kV verkko

Alueverkkojen verkkomuodot

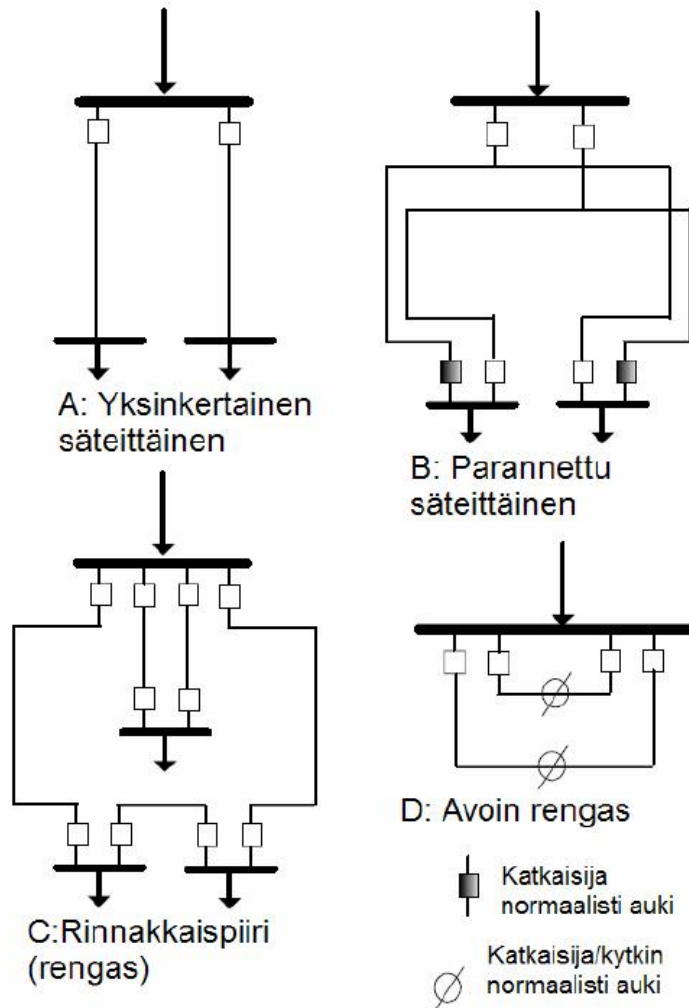
Yleistä

Alueverkkojen rakenne voi periaatteessa olla silmukoitu ja sitä voidaan käyttää silmukassa aivan kuten siirtoverkkoa. Käytännössä harva yhtiö Suomessa käyttää erityisesti maaseudulla verkkoa silmukassa. Kuvassa 2.3 on esitetty periaatteellinen silmukoidun verkon kuva [5]. Riippuen katkaisijoiden asennosta on verkko rakenteeltaan säteittäinen tai rengasverkko.



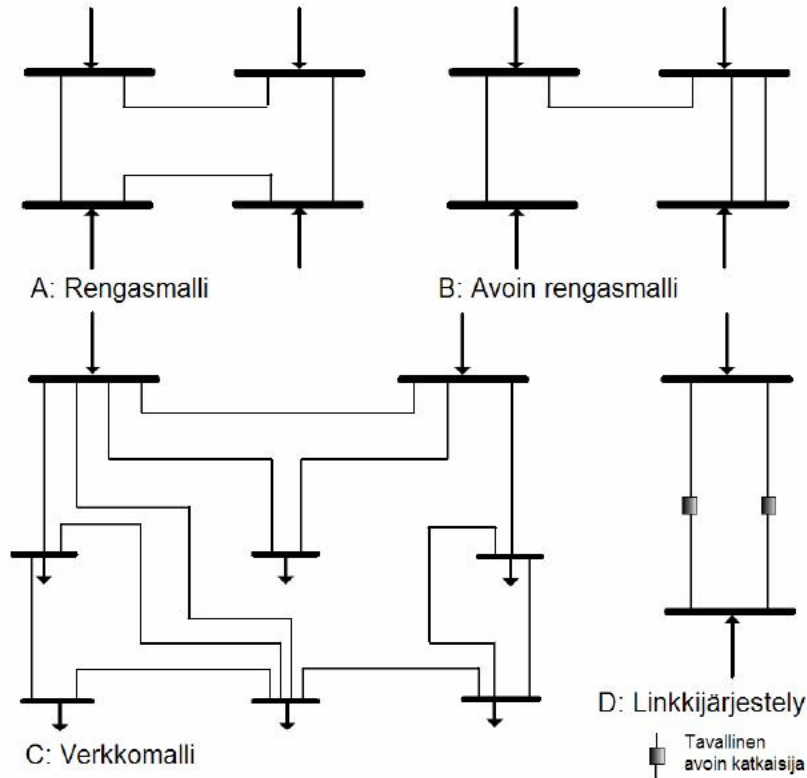
Kaupunkien alueverkot

Verkon rakenteeseen vaikuttavia tekijöitä ovat muun muassa kuormitustiheys, erilaisten komponenttien hinnat, sallitut oikosulkuvirtatasot ja muut tekniset näkökohdat, tyypilliset vikatyypit ja vikojen kestot, automaation taso sekä vaadittava luotettavuustaso. Erilaisia kaupunkiverkon syöttötopologioita on esitetty kuvissa 2.5 ja 2.6 [5, 10].



Kuva 2.5 Yhden syöttöpisteen kaupunkiverkon syöttötologioita

Rengasrakenteessa kuormapistettä syötetään useammasta kuin yhdestä suunnasta silloin, kun rengas on suljettu. Myös itse rengasrakenteista järjestelmää syötetään yleensä useasta pisteestä. Normaalisti rengas on suljettu, mutta sitä voidaan vikatilanteessa käyttää avoimeksi ilman, että toimitus häiriintyy. Yleensä järjestelmä on suunniteltu kestäväksi yhden syötön menetykselle. Kun järjestelmä laajenee, se voidaan kehittää verkoksi. Verkkomalli on luotettavampi kuin säteittäinen tai rengasmaisen verkko. Jokaista kuormapistettä syötetään useasta suunnasta.



Kuva 2.6 Usean syöttöpisteen kaupunkiverkon syöttötopologioita

Alueverkon suunnittelu

Fingrid on jakanut Suomen voimansiirtojärjestelmän maantieteellisin ja sähköteknisin perustein 13 suunnittelualueeseen. Alueellinen verkkosuunnittelu kattaa 110 kV ja 220 kV kantaverkon ja sitä tukevat 400 kV verkkoratkaisut. 220 kV:n siirtoverkkoa ei periaatteessa rakenneta lisää, vaan kyseinen jännite poistuu vähitellen käytöstä. Esimerkiksi Pohjanmaan alueella on menossa vanhan 220 kV verkon korvaaminen 400 kV verkolla. Myös muiden omistamat 110 kV verkot huomioidaan suunnittelussa. Suunnittelun aikajänne on tavallisesti 15–20 vuotta. Verkon kehittämissuunnitelmat tehdään alueittain ja ne päivitetään pääsääntöisesti 3–5 vuoden välein. Suunnittelun pohjana toimivat valtakunnalliset sähkökäyttöennusteet sekä paikallisilta verkkoyhtiöiltä, sähkön tuottajilta ja teollisuudelta saatavat täsmällisemmät ennusteet sähkön käytön ja tuotannon sekä verkon alueellisesta kehittymisestä. Kehitysnäkymien vaikutusten arvioinnissa käytetään hyväksi Fingridin verkostolaskentamallia, joka kattaa koko Suomen 400 kV, 220 kV ja 110 kV verkon. Fingridin verkon suunnittelussa sovellettavat keskeiset periaatteet on kuvattu dokumentissa [6].

Yli 110 kV johtojen rakentaminen edellyttää rakentamisluvan Energiamarkkinavirastolta. Jakeluverkonhaltijoilla ei ole yksinoikeutta alueensa 110 kV ja sen ylittävän jännitetason verkon rakentamisessa. Rakentamislupahakemuksessaan hakijan tulee perustella uuden yhtey-



den rakentamisen tarve. Liittymisjohtojen osalta tarvetta ei tarvitse perustella. Energiamarkkinavirasto toimii siis ratkaisun tekijänä, mikäli syntyy tilanne, jossa useampi taho hakee rakentamislupaa samalle yhteydelle [14].

Tuotannon verkkoonliityntä

Sähkömarkkinalainsäädännössä on määritelty täsmällisesti ainoastaan jakeluverkko. Jakeluverkkoa on sähköverkko, jonka nimellisjännite on pienempi kuin 110 kV. Jakeluverkonhaltijoille on määritetty maantieteellinen vastuualue, jonka puitteissa jakeluverkonhaltijoilla on verkon kehittämisvelvoite, verkkoon liittämismuoto ja sähkön siirtovelvoite. Jakeluverkonhaltijoilla on yksinoikeus jakeluverkon rakentamisessa omalla vastuualueellaan, lukuun ottamatta liittymisjohdon sekä kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän sisäisen verkon rakentamista. Sähkömarkkinalain perustelujen mukaan jakeluverkkoa suurempijännitteinen verkko on kanta- ja alueverkkoa.

Nykyisin suurten tuotanto- tai kulutuskohteiden liittämistä kantaverkkoon sovitaan tapauskohtaisesti Fingridin kanssa. 110 kV ja sitä ylittävän jännitetaso verkkoja suunnitellaan ja kehitetään tiiviissä yhteistyössä Fingridin ja kunkin alueen verkonhaltijoiden ja muiden merkittävien verkonkäyttäjien kanssa.

Uuden tuotannon liittämisen haasteet

Tulevaisuuden haasteita sähköjärjestelmälle tuovat uuden/uusien ydinvoimalaitosten, pienimuotoisen ja hajautetun voimantuotannon sekä yhä lukuisampien, nykyistä suurempien tuulivoimapuistojen liittämistarve sähköjärjestelmään. Tuulivoimatuotanto on usein keskittynyt maantieteellisesti rajatulle alueelle, minkä johdosta paikallisten tuuliolosuhteiden vaikutukset kohdistuvat vahvasti paikalliseen sähköverkkoon. Tuulivoimatuotannon odotetaan kasvavan merkittävästi kansallisen tuulivoimatuotannon tukijärjestelmän eli syöttötariffijärjestelmän käyttöönoton myötä.

Fingrid on täsmentänyt tuulivoiman verkkoon liittämisen periaatteita vuoden 2009 keväällä. Lisäksi Energiamarkkinavirasto on antanut vuoden 2010 alussa ratkaisun tuulivoiman liittämistä jakeluverkkoon. Tuulivoimatuotannon sähköverkkoon liittäminen on aihealue, jossa kaivataan noudatettavien periaatteiden luomista ja täsmentämistä. Tuulivoimapuistojen verkkoon liittämistä on tullut esille kysymyksiä liittyen verkkoon liittymisen kustannuksiin, verkon vahvistamiseen ja tuulipuistojen ohjaukseen erilaisissa verkkovikatilanteissa.

Tuulivoiman verkkoon liittäminen

Fingrid on julkaissut vuonna 2006 liittymissäännöt tuulivoimaloiden liittämiseksi pohjoismaiden kantaverkkoon. Tämä liittymissääntö on osa pohjoismaista Nordic Grid Code-säännöstöä, ja liittymissääntö määrittelee tekniset vähimmäisvaatimukset, jotka uusien tuulivoimaloiden on täytettävä siirtoverkon liittymispisteessä. Tavoitteena on varmistaa pohjois-



maisen voimajärjestelmän turvallinen käyttö ja luotettavuus. Tuulipuistojen liittymissäännöt määrittelevät mm. pätö- ja loistehon säädön, loistehokapasiteetin, mitoitusjännitteen ja -taajuuden, verkkohäiriöiden aikaiset käyttöominaisuudet ja kauko-ohjauksen ja mittaukset.

Myös Fingridin voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset (VJV 2007) koskevat tuulivoimaloita ja niiden verkkoon liittymistä [8].

Viitteen [14] mukaan edellä mainitut vaatimukset ja säännöt jättävät kuitenkin muutamia kohtia järjestelmävastaavan tapauskohtaisesti harkittaviksi. Tästä syystä helmikuussa 2009 Fingrid julkaisi maakohtaiset lisätäsmennykset tuulivoimaloiden liittymissääntöihin. Lisätäsmennyksissä on mainittu alueverkkoyhtiön vastaavan siitä, että heidän verkkoonsa liittyvät yli 10 MVA tuulipuistot täyttävät liittymispisteessä liittymissäännöt. Täsmennykset antavat tarkentavaa tietoa loistehokapasiteetista, loistehon säädöstä, mitoitusjännitteestä ja -taajuudesta, käynnistyksestä ja pysäytyksestä sekä kauko-ohjauksesta ja mittauksista. Lisäksi Fingrid on julkaissut yleisiä periaatteita kantaverkkoon liittymisestä. Tuulipuistoja koskee mm. kohta D) Voimalaitoksen tai suuren kuorman liittäminen. Tässä kohdassa vaaditaan, että yli 5 MVA voimalaitos on liitettävä kytkinlaitokseen tai sellainen on tarvittaessa rakennettava (vähintään kolmen katkaisijalähdön asema). Liittyjä vastaa syntyvistä kustannuksista, myös mahdollisesti rakennettavan kaksoisvirtapiirin osalta. Alle 5 MVA voimalaitos voidaan liittää suoraan kantaverkon voimajohtoon.

Fingridin antaman suosituksen mukaan tuulivoimapuisto tulee liittää puiston tehon mukaan seuraaviin jännitetasoihin:

1) Liityntä 400 kV jännitteeseen verkkoon, kun

– tuulivoimapuisto >250 MVA

– tuulivoimapuisto 100-250 MVA ja tuulivoimapuistoa ei ole verkkotekniset näkökulmat huomioiden järkevää liittää 110 kV verkkoon

2) Liityntä 110 kV jännitteeseen verkkoon, kun

– tuulivoimapuisto 100-250 MVA ja tuulivoimapuisto on verkkotekniset näkökulmat huomioiden järkevää liittää 110 kV verkkoon

– tuulivoimapuisto <100 MVA.

Verkon siirtokyvyn riittävyys on tarkistettava kaikissa yllä mainituissa tapauksissa. Lisäksi Fingrid on ilmoittanut, että kantaverkkoon liitettävän tuulivoiman tulee sijaita voimajärjestelmän kannalta riittävästi maantieteellisesti hajautettuna. Perämerelle on suunnitteilla useita suuria merituulipuistoja ja suunniteltujen puistojen kohdalla todennäköisesti joudutaan soveltamaan tätä maantieteellistä hajauttamista jossain muodossa.



Pienimuotoinen sähköntuotanto ja sähkömarkkinalaki

Muutoksella 1326/2007 sähkömarkkinalakiin lisättiin määritelmä pienimuotoisesta sähköntuotannosta. Laissa pienimuotoisella sähköntuotannolla tarkoitetaan enintään 2 MVA tuotantolaitosta tai usean sähköntuotantolaitoksen muodostamaa kokonaisuutta. Verkkopalveluiden hinnoittelussa on otettava huomioon, että pienimuotoisen sähköntuotannon sähköverkkoon liittämistä veloitettavaan maksuun ei saa sisällyttää sähköverkon vahvistamisesta aiheutuvia kustannuksia. Tämä lain kohta koskee siis myös tuulivoimaloita, mutta käytännössä vain pieniä puistoja tai yksittäisiä tuulivoimaloita.

Energiamarkkinavirasto antoi 8.1.2010 päätöksen, jossa veloitetaan erään 2 MVA tuulivoimalan jakeluverkkoon liittämisen hinnoittelun kohtuullistamista. Kyseinen tuulivoimala on aikomus liittää 20 kV jakeluverkkoon ja suojaus ja toimintavarmuuden parantamiseksi voimala tarvitsee oman johtolähdön sähköasemalle. Tuulivoimalan noin 10 km pitkän liittymisjohton rakentamiskustannuksia ei saa sisällyttää liittymishinnoitteluun, vaan liittäjän on voitava kilpailuttaa ja hankkia liittymisjohtonsa vapaasti.

Tuulipuistojen liittyminen jakelu- tai alueverkkoihin

Lisääntynyt hajautetun energian tuotannon ja pienvoimaloiden liittäminen yleiseen jakeluverkkoon sai Senerin (nyk. Energiateollisuus ry) julkaisemaan vuonna 2001 ohjeen ”Pienvoimaloiden liittäminen jakeluverkkoon”. Tämä ohje käsittelee pienvoimaloiden jakeluverkkoon liittämisen aiheuttamia teknisiä turvallisuus-, suojaus ja häiriönäkökohtia sekä niiden ratkaisumahdollisuuksia. Ohje on jo hieman vanhentunut, mutta oletettavasti edelleen käytössä useissa verkkoyhtiöissä. Myös Motiva on julkaissut vastaavan oppaan ”Sähkön pientuotannon liittäminen verkkoon”. Motivan opas antaa yleiskuvan sähkön pientuotannon liittämistä sähköverkkoon ja opas on suunnattu enemmän pientuotantoa suunnitteleville toimijoille.

Fingrid edellyttää, että jakeluverkkoyhtiöt valvovat tuulivoimapuistojen liittymissäntöjen noudattamista kun puistot liittyvät jakeluverkkoihin. Fingridin ja Nordelin Nordic Grid Code on perustana kaikille yli 10 MVA tuulivoimapuistojen verkkoliittymöille Suomessa.

Tämän säännösten lisäksi jotkut jakeluverkkoyhtiöt ovat laatimassa omia liittymisehtoja pientuotannon ja tuulipuistojen liittymisille. Verkkoyhtiöiden omat ehdot määrittelevät lähinnä sisäisiä suunnitteluohjeita ja yleisiä liittymisehtoja pientuotannon liittämiseen. Kustannusten suhteen verkkoyhtiöt noudattavat aiheutusperiaatetta eli mikäli yksittäinen tuotantolaitos aiheuttaa tarpeen uudelle kojeistolle ja kytkinlaitokselle niin rakentamiskustannukset kohdistetaan liittyjälle.



Sähkön sisämarkkinadirektiivi (EU)

Yleistä

Uusi sähkön sisämarkkinadirektiivi annettiin heinäkuussa 2009. Direktiivi tulee saattaa kansalliseen lainsäädäntöön vuoden 2011 maaliskuussa. Direktiivin merkittävimmät muutokset koskevat siirtoverkonhaltijoiden (kantaverkkoyhtiöiden) riippumattomuuden varmistamista ja sääntelyviranomaisten tehtäviä ja toimivaltaa. Direktiivin kansallista toteuttamista valmistelemaan on asetettu työryhmä työ- ja elinkeinoministeriön johtamana.

Direktiivi tunnistaa neljä verkonhaltijamuotoa: siirtoverkonhaltija, jakeluverkonhaltija, näiden yhdistelmä ja suljettu jakeluverkko. Siirtoverkonhaltija on direktiivin mukaan taho, joka vastaa siirtoverkon käytöstä, ylläpidosta ja kehittämisestä. Vastaavasti jakeluverkonhaltija on taho, joka vastaa jakeluverkon käytöstä, ylläpidosta ja kehittämisestä. Sähkön siirrolla tarkoitetaan ”sähkön siirtämistä yhteen liitettyssä siirto- ja suurjänniteverkossa toimitettavaksi loppukäyttäjille tai jakelijoille”. Sähkön jakelulla tarkoitetaan ”sähkön siirtämistä suur-, keski- tai pienjännitteisissä jakeluverkoissa asiakkaille”. Direktiivissä ei ole tarkemmin määritelty kriteereitä siirtoverkon ja jakeluverkon erottamiselle toisistaan.

Direktiivissä on määritelty suljetuksi jakeluverkoksi verkko, jossa siirretään sähköä maantieteellisesti rajatulla teollisuusalueella. Suljetut jakeluverkot voidaan vapauttaa velvoitteesta hankkia häviöenergia markkinapohjaisin menettelyin sekä tariffien hyväksyttämistä viranomaisella. Alueverkko-käsitettä ei esiinny direktiivissä, kuten sitä ei ollut myöskään aikaisemmassa direktiivissä.

Taulukko 2.1 Yhteenveto verkkoportaiden määrittelystä lainsäädännössä

	Jakeluverkko	Alueverkko	Kantaverkko
Sähkömarkkinalaki ja lain perustelut	< 110 kV sähköverkko, pois lukien liittymisjohdot ja kiinteistön sisäinen verkko	≥ 110 kV verkko, joka ei ole kantaverkkoa tai liittymisjohto	400 ja 220 kV verkot sekä tärkeimmät 110 kV johdot ja asemat
SSM Direktiivi 2009	Suur- keski- ja pienjänniteverkko Uutena terminä 'suljettu jakeluverkko', jolle voidaan antaa valvonnassa tiettyjä vapautuksia	--	Uusi termi: Siirtoverkko Direktiivissä on lueteltu siirtoverkon tehtävät, rajausta ei ole määritetty



Tilanne muissa EU-maissa

Tilanne eri EU-maissa kantaverkon laajuuden suhteen vaihtelee suuresti. Joissakin maissa kantaverkkoa on ainoastaan 400 kV verkko, kun taas eräissä maissa kantaverkko kattaa jopa pienjänniteverkkoa. Pohjoismaista Ruotsissa kantaverkko on rajattu Suomen kantaverkkoa suppeimmaksi, kattaa vain 400 kV ja 220 kV siirtoverkon. Myös Norjassa kantaverkko koostuu pääosin 420kV ja 300 kV johdoista.

Kunkin maan kantaverkot ovat kehittyneet paikallisten tarpeiden ja erityispiirteiden mukaan. Ruotsin kantaverkkoa karakterisoi jatkuva siirtotarve pohjoisen vesivoima-alueelta etelän kulutuskeskittyymiin. Siirtotarve säilynee jatkossakin pohjois-etelä suuntaisena, koska paljon tuulivoimaa tulee sijaitsemaan Pohjois-Ruotsin rannikko-alueella. Suomessa verkon ulottaminen maan kattavaksi on monilla alueilla ollut teknistaloudellisista syistä järkevää toteuttaa alhaisemmalla, 110 kV jännitteellä. Vastaavalla tavalla 220 kV jännitteen käyttö siirtoverkossa on jäänne vuosikymmenten takaa. Vähitellen kyseinen siirtojännite poistuu käytöstä. Englannissa suurvoimansiirtoverkoksi on määritelty silmukoidut verkot, joiden siirtotarve on yli 300 MW ja joissa verkon silmukointi säilyy suunniteltujen keskeytysten aikana.



Alueverkkoyhtiöille suunnattu kysely

Kyselyn tavoite

Tutkimuksen keskeisenä tavoitteena oli kartoittaa maaseudun ja haja-asutusalueen alueverkkojen nykyisiä rakennatkaisuja sekä suunnittelu-, käyttö- ja kehittämistarpeita. Osin tarkoituksena oli saada myös parempi käsitys 20 kV ja 110 kV verkkojen vaikutuksesta toisiinsa esim. suunnittelukriteerien ja käytön kannalta sekä mahdollisesti tulevaisuudessa rakennettavan tuulivoiman vaikutuksesta verkkoon. Paremman kuvan saamiseksi nykytilanteesta päätettiin toteuttaa kohdistettu kysely jakelu- ja alueverkkoyhtiöille.

Kyselyn tavoitteena oli saada tietoa maaseudun suurjännitteisten lähinnä alueellista siirtoa hoitavien yli 20 kV mutta korkeintaan 110 kV verkkojen suunnittelu ja käyttöperiaatteista. 20 kV:n keskijänniteverkot rajattiin pois siten, että ne olivat kiinnostuksen kohteena ainoastaan siltä osin kuin ne vaikuttavat korkeamman jännitetason verkkoihin. Tällaisia konkreettisia liityntäkohteita on 110/20 kV verkon suunnittelu- ja käyttökriteerit sekä pientuotannon ja tuulivoiman liittäminen alueelliseen verkkoon. Kyselyn keskeiset kysymysalueet olivat seuraavat:

- verkon rakennatkaisut ja suunnitteluperiaatteet
- verkon suunnittelussa käytetyt työkalut
- verkon käyttö ja suojausratkaisut
- verkon keskeytykset (vikojen lukumäärää ja laatu 10 vuoden ajalta)
- verkon kunnossapito
- tuulivoima ja muut uudet energiamuodot

Kohteiden valintakriteerit

Kysely kohteeksi valittiin yhtiöt seuraavien kriteerien perusteella:

- yhtiö toimii pääosin maaseudulla (ts. kaupunkien sisäiset verkot rajattiin pois)
- omistaa yli 100 km 110 kV verkkoa
- kyseessä ei ole puhtaasti teollisuusyhtiö

Kriteerit eivät ole täysin yksikäsitteisiä, sillä raja-alue esim. maaseutu/kaupunki välillä on subjektiivista. Lisäksi joku yhtiö saattaa omistaa paljon yli 20 kV jännitteistä verkkoa esim. 45 kV verkkoa, mutta ei omista 110 kV:n verkkoa yli 100 kilometriä. Tällainen yhtiön kuuluisi periaatteessa kyselyn piiriin. Näiden seikkojen ohella joissakin tapauksissa käytettiin harkintaa valitaanko yhtiö kyselyyn vai ei.



Kriteerien perusteella valittuja yhtiöitä oli kokonaisuudessaan 14 kp. Yhteystiedot saatiin Energiamarkkinaviraston julkaisemasta taulukosta Sähköverkon tunnusluvut vuodelta 2009 [4]. Vuoden 2009 jälkeen tilanne oli sikäli muuttunut, että kyselyn yhteydessä kävi ilmi, että toisin kuin 2009 taulukossa Koillis-Satakunnan Sähkö ja Sähkövirkeät olivat erillisiä yhtiöitä. Verkkopituudella mitattuna lähetty kysely kattaa jakeluverkkoyhtiöistä 72,6 % ja alueverkkoyhtiöistä 83,9 %. Jakeluverkkoyhtiöiden osalta prosenttia pienentää se, että käytetty rajauskriteeri "omistaa 110 kV verkkoa yli 100 km" on varsin korkea raja. Hyvin monella yhtiöllä on 110 kV verkkoa, mutta sen pituus on muutama kymmenen kilometriä. Alueverkkoyhtiöiden osalta prosenttiosuus on luonnollisesti korkeampi, koska kyselyn ulkopuolelle rajautuvat ainoastaan kaupunkiverkot sekä teollisuuslaitosten omat 110 kV verkot.

Toteutus

Kysely lähetettiin sähköpostilla ja vastausaika annettiin kaksi viikkoa. Muistutussähköposti lähetettiin vastausajan lopussa ja samalla vastausaika jatkettiin viikolla. Tämän jälkeen soitettiin vastaamatta jättäneet yhtiöt läpi ja pyydettiin vielä vastaamaan mahdollisuuksien mukaan.

Ongelmana tämän tyyppisissä kyselyissä on oikean henkilön löytäminen vastaajaksi. Alun perin kysely lähetettiin joko TTY:n omien kontaktien pohjalta valituille henkilöille tai sitten yhtiöiden itse ilmoittamille verkostopäälliköille tai vastaavia tehtäviä hoitaville. Yhtiöiden osalta sopivaa henkilöä kysyttiin puhelinkeskuksilta. Tässä vaiheessa tapahtui muutamassa tapauksessa selkeä virhetulkinta sopivan vastaajan suhteen. Useammassa tapauksessa itse kyselykaavake oli kiertänyt useallakin taholla yhtiön sisällä. On sinällään ymmärrettävää, että tällaiseen kyselyyn vastaaminen ei ole yhtiöissä päivittäisten käytännön töiden ohessa kovinkaan motivoivaa. Kyselykaavake on esitetty liitteessä 1.

Kyselyyn saatiin 11 vastausta yhteensä 15 yhtiöstä eli vastausprosentti oli 73,3 %, jota voidaan pitää hyvänä tuloksena. Hyvästä vastausaktiivisuudesta huolimatta tulosten edustavuutta vähentää hieman tiettyjen vastausten ylimalkaisuus tai puuttuminen kokonaan. Näissä osissa kysymykset eivät selvästikään olleet riittävän selkeitä tai pienellä työmäärällä vastattavissa.

Vastausprosentin ohella kiinnostavaa on kuinka suurta osuutta verkon pituudesta vastaukset edustavat. Taulukossa 3.1 on esitetty jakelu- ja alueverkkoyhtiöihin jaoteltuna vastausten kattavuus verkkopituutena ja prosentteina.

Taulukko 3.1 Vastausten kattavuus

Yhtiöt	110 kV verkkoa/km	Vastausten kattavuus	
Jakeluverkkoyhtiöt	4648,2	4441,2 km	95,5 %
Alueverkkoyhtiöt	1422,2	511,5 km	36,0 %



Jakeluverkkoyhtiöiden selvästi korkeampi vastausprosentti selittyy pitkälti kahden suurimman eli Fortum Sähkön siirron ja Vattenfall Verkon vastauksilla. Niiden osuus kyselyn piiriin kuuluneiden yhtiöiden verkon kokonaispituudesta on 58,9 %.

Kyselyn tulokset

Alueverkon käyttö- ja suojausratkaisut

Käyttömaadoitustapa

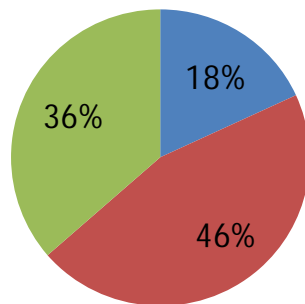
Suomessa Fingridin omistama 110 kV verkko on osittain maadoitettu, jolloin maasulkuvirta on riittävän suuri vian helpon havainnoinnin kannalta. Jättämällä osa 110 kV tähtipisteistä maadoittamatta, voidaan maasulkuvirran suuruutta säädellä. Ainoan poikkeuksen maadoitustapaan muodostaa Pohjois-Suomen alue, jossa niin Fingridin kuin paikallisten alueverkkoyhtiöiden verkot ovat sammutettuja. Muiden alueverkkoyhtiöiden osalta tilanne on vaihtelevampi. Kahden yhtiön alueverkko on maasta erotettu ja muiden maadoitettu.

Rakenne

Kyselyn vastausten perusteella 45 – 110 kV alueverkoista 64 % on osittain silmukoituja tai silmukoituja ja 36 % säteittäisiä. Kuvassa 3.1 on esitetty verkkojen periaatteellinen rakenne.

Verkon rakenne

■ Silmukoitu ■ Osin silmukoitu ■ Säteittäinen



Kuva 3.1 Maaseudun alueverkkojen rakenne

Sinällään silmukoitu rakenne ei merkitse, että verkkoja myös käytettäisiin silmukka- tai rengaskäytössä. Silmukoitu verkon käyttö on normaalissa käyttötilanteessa erittäin harvinaista, sillä ainoastaan yksi yhtiö toimii näin. Kaksi yhtiötä käyttää verkkoa silmukassa ainoastaan häiriö- tai poikkeustilanteissa. Loppuja kahdeksaa verkkoa käytetään aina säteittäisesti tai rengaskäyttö ei rakenteesta johtuen ole edes mahdollista. Oma erityisalueensa ovat ne yhti-



öt, joilla osa silmukan muodostavista yhteyksistä on jonkun muun yhtiön hallinnassa. Tällöin mahdollisen rengaskäyttö esteenä voi olla teknisten esteiden sijaan muut syyt.

Suojaus ja kommunikaatio

Suojaus on lähtökohtaisesti toteutettu distanssisuojilla. Ainoastaan muutamassa tapauksessa oli käytössä differentiaalisuojat. Osalla yhtiöistä suojista ja niiden asetteluista yms. vastaa toinen yhtiö. Viiden yhtiön suojauksessa hyödynnetään kommunikaatiota ja kolmen yhtiön osalta ei tai ei vielä. Kahden yhtiön osalta suojat omistaa toinen yhtiö. Suojausten asettelut on kaikkien yhtiöiden osalta suoritettu yhdessä syöttävän verkon omistajan kanssa. Tyypillisin vastaus suojausten asetteluista kysyttäessä oli ”Suojausasettelut on toteutettu kantaverkkoyhtiön laskelmien mukaisesti” eli asettelut ovat Fingridin laskemat ja toteuttamat.

Kaapelointi

Kolmella yhtiöllä oli 110 kV kaapelia ja kahdeksalla ei ole maakaapelia käytössä. Muilla yhtiöillä maakaapelien pituus rajoittui alle 5 km eli voidaan todeta, että haja-asutusalueiden alueverkot on toteutettu avojohdoilla. Verrattuna kaupunkien 110 kV verkkoihin, joissa on paljonkin maakaapelia, on ero selvä. Taulukossa 3.2 on esitetty muutaman suuren kaupungin aluverkkojen pituudet ja kaapelointiasteet.

Taulukko 3.2 Suurimpien kaupunkien alueverkot

Sähköyhtiö	Kaupunki	110 kV verkkoa/km	Kaapelointiaste %
Helen Sähköverkko Oy	Helsinki	185,5	28,8
Fortum Espoo Distribution Oy	Espoo	122,1	19,9
Tampereen Sähköverkko	Tampere	48,3	40,9
Turku Energia Sähköverkot Oy	Turku	64,4	19,1

Kaikkien alueverkkoyhtiöiden 110 kV verkoista on kaapeloitu yhteensä 21,4 km, joka on 1,25 %:ia. Vastaavasti kaikkien jakeluverkkoyhtiöiden osalta 110 kV kaapelia on 173,9 km, joka on 2,72 % 110 kV verkon kokonaispituudesta.



Verkon suunnittelu

Verkon suunnitteluun käytettävien ohjelmistojen osalta tilanne on vaihteleva. Yhdellä yhtiöllä on siirtoverkkojen laskentaan tarkoitettu PSS/E-ohjelma, jolla voi tehdä alueverkon tarkasteluja. Suurimmalla osalla ei ole alueverkkojen suunnitteluun varsinaista laskenta-ohjelmistoa, vaan tarpeen mukaan laskenta on tilattu palveluna. Verkkotietojen dokumentointi on yleensä hoidettu samalla järjestelmällä kuin 20 kV verkon tiedot tai sitten kyseistä verkkotietojärjestelmää on laajennettu paremmin alueverkkoihin sopivaksi. Taulukossa 3.3 on esitetty yhtiöiden vastauksia.

Taulukko 3.3 Verkon suunnittelu ja verkkotietojen ylläpito

Yhtiö	Suunnittelulaskenta	Verkkotietojen ylläpito
1	45 kV verkon suunnitteluun Xpower	45 kV verkko Xpower 110 kV verkko Fingridin Elnet
2	Suunnitteluun PSS/E	Yhteinen jakeluverkon kanssa
3	-	
4	-	Verkkotietojärjestelmän laajennus
5	Ei tarvetta	Yhteinen jakeluverkon kanssa
6	-	Osa kunnossapitojärjestelmää
7	Ei ole ohjelmistoa	Yhteinen jakeluverkon kanssa
8	Ei ole ohjelmistoa	EltelNetworks tietojärjestelmässä
9	Ei ole ohjelmistoa	-
10	-	-
11	Suunnitteluun eri ohjelmisto kuin dokumentointiin	Yhteinen jakeluverkon kanssa

Rengasverkon laskenta-ohjelmisto

Silmukoidun verkon laskentaan kykenevälle ohjelmistolle ei nähdä tällä hetkellä tarvetta. Yhdellä yhtiöllä on käytössä jo aiemmin mainittu siirtoverkon laskenta-ohjelmisto PSS/E. Jos laajempaa alueverkon suunnittelua tarvitaan, ostetaan se palveluna ulkopuoliselta toimijalta esim. Fingrid, Empower, Eltel Networks, Vertek. Vastauksissa korostettiin joko yhtiöiden omistaman alueverkon pienuutta tai mahdolliset alueverkon laajennukset ja muutokset koettiin niin vähäisiksi, ettei tarvetta suunnitteluohjelmistolle nähdä.



110 kV verkon keskeytykset

Vikojen lukumäärä ja syyt

Vikojen tilastointia 110 kV verkossa on suoritettu 80 %:ssa vastanneissa yhtiöissä ainakin jollakin tasolla. Tilastojen kattavuus ja aukottomuus vaihtelee yhtiöiden oman ilmoituksen mukaan kuitenkin runsaasti. Yhdestäkään yhtiöstä ei löydy kattavaa tilastoa esim. viimeisen 10 vuoden aikana tapahtuneista 110 kV vioista. Erään yhtiön osalta alueverkon vikoja on tilastoitu luotettavasti vuodesta 2005 alkaen.

Nordelin tilaston [9] mukaan 132 kV (eli 110 kV) avojohdoilla on Suomessa vuosina 1999 – 2008 esiintynyt keskimäärin 1.85 vikaa/100km. Kyselyyn vastanneiden yhtiöiden 110 kV avojohtoverkon pituus on n. 6052 km ja 110 kV kaapeliverkon 17,5 km. Täten avojohtojen vikoja olisi pitänyt esiintyä n. $60,52 \cdot 1,85 = 111,9$ kpl kyseisellä ajanjaksolla.

Pysyvät ja ohimenevät viat 10 vuoden aikana

Niissä yhtiöissä, joissa viat on tilastoitu, on sattunut taulukossa 3.4 ja 3.5 esitetty määrä pysyviä ja ohimeneviä alueverkon vikoja. Myös vikojen syyt on joissakin yksittäisissä tapauksissa esitetty. Mahdolliset kriittiset asiakkaat yhtiön alueella on esitetty taulukossa 3.5.



Taulukko 3.4 Pysyvät viat

Yhtiö	Pysyvät viat	Vika-aika	Syyt
1	2	4 h ja 15 min	1. Pylvään perustuksen vaihtotyön aikana pylväs kaatui 2. Johto erotettiin kytkentävirheen takia kuormitettuna
2	2/a	2 – 6 h	Viimeisen 2 vuoden ajanjaksolla mm. pylväsjalan katkeaminen, lumi/jääkuorma, rekka päin pylvästä, puu linjalle raivauksen yhteydessä
3	Vähän	-	-
4	3	Muutamia tunteja	Haruksen katkeaminen lumikuormalla, puun kaatumisen johdolle ja ukkosköyden katkeaminen
5	-	-	-
6	3 kpl, 1 vieras verkko	Yhteensä 123 min	-
7	-	-	-
8	Ei yhtään	-	-
9	Ei ole tilastoitu		
10	1	1 h	Fingridin virtamuuntajan aiheuttama keskeytys
11	6 vuoden aikana 110 kV, 24 45 kV, 66	Keskimäärin 42 min. Pisin keskeytys 7 h 52 min.	Pylvään vaurioituminen, päämuuntajan vaurioituminen, syöttävän katkaisijan vaurioituminen ja ukkosjohtimien lumikuorman aiheuttamat viat. 45 kV:n verkon vikojen tyypillisin aiheuttaja on ollut linjalle kaatunut puu ja eristevika.



Taulukko 3.5 Ohimenevät viat

Yhtiö	Ohimenevät viat	Kriittiset asiakkaat (esim. sairaala, maataloustuottaja, muuta teollisuutta)
1	3/a	2 kriittistä asiakasta, joiden osalta käyttövarmuustaso pyritään turvaamaan hoitamalla alueverkon ylläpito kantaverkkotasoisesti.
2	Pysyviin vikoihin nähden suhde n. 10-15 kertainen	Asemilla joilla useampi päämuuntaja/110kV-kisko kuormia voidaan jakaa kriittisyyden mukaan eri kiskoille.
3	-	-
4	Vuosittain muutama	Teollisuudelle on järjestetty sähköasemalle toinen päämuuntaja, muutamalle asiakkaalle ilmakaapeli (20 kV yhteys)
5	-	Ei ole kriittisiä asiakkaita, jotka otettaisiin erikseen huomioon 45 kV verkon häiriöiden yhteydessä
6	38	Ei ole
7	-	Jos asemalta puuttuu 110 kV syöttö, pystytään aseman alueen 20 kV verkkoon syöttämään sähkö naapuriasemilta.
8	3 vikaa 4 vuoden aikana, kymmenen vuoden aikana ehkä 6-8 vikaa	Teollisuutta ja voimalaitos. On huomioitu varasyötötyhteydet ja verkon jakaminen osiin.
9		Kyllä
10	Ohimeneviä vikoja keskimäärin 2-3 kpl vuodessa.	Ei
11	16 kpl 45 kV verkossa	

Huoltotyöt

Huoltotöiden yhteydessä ei lähtökohtaisesti sallita keskeytystä kuin erikoistapauksessa. Ainoastaan 2 yhtiötä sallii keskeytyksen. Varasyötöt on pääosin toteutettu 20 kV verkon kautta. Huoltotöiden ja kesän 2010 poikkeuksellisten myrskyjen aiheuttamat häiriöt on esitetty taulukossa 3.6.



Taulukko 3.6 Huoltotyöt

Yhtiö	Sallitaanko keskeytys	Sähkön syötön korvaus	2010 myrskyjen vaikutus
1	Joskus on pakko sallia, mutta keskeytysajankohdat sovitaan	20 kV verkon kautta	Alueverkossa ei esiintynyt häiriöitä.
2	Suurin osa pystytään korvaamaan, hallittu keskeytys parempi kuin hallitsematon.	20kV tai 45kV verkon kautta, varavoimakoneilla	Yksi vika, puu 110 kV linjalla.
3	-	-	-
4	Ei	Varasyöttöjen avulla (110 tai 20 kV)	Yksi vika, puu 110 kV linjalla.
5	Ei	20 kV verkon kautta	Ei mitenkään
6	Kyllä	1. Varayhteyksillä 2. Verkossa olevien vesivoimalaitosten saarikäytöllä. 3. Tarvittaessa aggregaateilla.	Ei mitenkään
7	Ei	Jos asemalta puuttuu 110 kV syöttö, pystytään aseman syöttämän 20 kV:n verkko syöttämään naapuriasemilta.	Tuulen lennättämät oksat aiheuttivat jälleenkytkentöjä Fingridin verkossa.
8	Joskus on pakko sallia, mutta keskeytysajankohdat sovitaan	Varasyöttöyhteydet asiakkaan tai naapurin verkon kautta.	Ei mitenkään
9	Kyllä	20 kV verkon kautta	Ei mitenkään
10	Ei	110 kV rengasyhteyden tai asiakkaan jakeluverkon kautta.	Ei mitenkään
11	Ei	Asemakorvauksen tai alueverkon johto-osuuden korvauksen kautta. Joissain harvinaisissa tapauksissa joudutaan ottamaan lyhyt kytkentäkatko töiden aloittamisen ja normaalitilaan palaamisen yhteydessä.	45 kV:n verkkoon 2 vikaa, linjalle kaatuneet puut. Vikapaikoja oli molemmissa tapauksissa useita.



Tuulivoima ja muut uudet energiamuodot

Tuulivoiman osalta tämän hetkinen tilanne on sellainen, että ainoastaan kahdella yhtiöllä on alueellaan tuulivoimaloita. Toisella yhtiöllä on 9 kpl ja toisella 6 kpl liitettynä 20 kV verkkoon. 110 kV verkkoon ei ollut liittynyt yhtään tuulivoimalaa tai -puistoa. Seuraavan 5 vuoden aikana tuulivoimaan liittyviä hankkeita arvioitiin käynnistyvän 8 yhtiön alueella. Osassa on kysymyksessä yksittäinen tuulivoimala, mutta useassa tapauksessa on kyseessä myös suurempi tuulipuisto. Puistojen teho olisi maksimissaan jopa n. 120 MW. Suunnitelmat olivat kauttaaltaan alkutekijöissään ja mitään varmaa hankkeiden etenemisestä ei osattu sanoa.

Tuulivoiman verkkoonliityntä

Tuulivoimaloiden verkkoon liityntä hoidetaan tapauskohtaisesti. Alla on lueteltu vastauksia:

- Kysely -> tekninen ratkaisu ja kustannusarvio
- Verkkoon liittymässä käytetään EMV:n vahvistamia liittymisehtoja ja tuotantolaitteistoille määritettyjä teknisiä ehtoja. Näissä määritettyjen periaatteiden puitteissa suunnitellaan asiakkaan kanssa yhteistyössä sopivan liittymistavan ja -ratkaisun.
- 20 kV:n liittymällä sähköasemalle
- Hoidetaan kun tilanne konkretisoituu
- Olemme alustavasti kysyneet Fingridiltä konsulttiapua
- Teemme yleissuunnittelun toimesta pyydyt selvitykset käyttämällä omaa asiantuntemustamme sekä kantaverkkoyhtiöiden ja konsulttiyritysten palveluja tarpeen ja tapauksen mukaan
- Varsinaiselle johto- ja liittymisen suunnittelun asteelle ei yksikään esille tulleista hankkeista ole edennyt
- Liittymän suunnittelua ei ole aloitettu. Ostetaan todennäköisesti palveluna.
- Yksityiskohtaista suunnittelua ei vielä ole käynnistetty. Tiedossa olevat hankkeet ovat sijainniltaan sellaisia, että ne tulisivat liitettäväksi 20 kV verkkoon.

Liittymisehdot tuulivoimalle

Julkiset liittymisehdot tuulivoiman verkkoon liitännälle löytyvät yhtiöistä taulukon 3.7 mukaisesti.

Taulukko 3.7 Liittymisehdot tuulivoimalle

Tuulivoiman liittymisehdot	Yhtiöt/lkm	%
Löytyvät	5	45,4
Yhteiset muulle pientuotannolle	3	27,3
Ei löydy	2	18,2



Tuulipuistojen dynamiikan vaikutus 110 kV:n verkon käyttöön

Tuulipuistojen vaikutuksesta verkon käyttöön ei oletetusti juurikaan ollut kokemuksia. Pääsääntöisesti mielipiteenä oli, että tuulipuistot tulevat aiheuttamaan haasteita verkon käytölle. Varsinkin latvaverkoilla verkon käyttö muuttuu paljon haastavammaksi ja edellyttää monipuolisempien suojausratkaisujen käyttöönottoa alueverkossa. Lisäksi tuulituotanto saattaa aiheuttaa muutoksia olemassa olevien, jakeluverkkoa syöttävien asemien käytön hallintaan liittyen.

Vastauksista nousivat esiin seuraavat kohdat:

- Säättötehoa mahdollisesti tarvitaan, Mahdollisesti uusia yhteyksiä/asemia/muuntajia jos jännitestabiilisuus uhkaa vaarantua/ei löydy 20kV varakenttoja tai aseman 20kV kisko tulee mitoittavaksi verkkoon.
- Verkon rengaskäyttöön liittyviin tekijöihin tuulivoiman tehonvaihteluilla on vaikutusta ja tästä syystä voi johtaa käytön kannalta ongelmiin esim. johto-osien kuormitettavuuksien ja jännitteen nousun kannalta.
- Ei varmaankaan mitään kovin positiivista.
- Saattaa vaikuttaa niin että toimenpiteet tulee tarpeelliseksi – aiheuttaja maksaa. Selvitellään tekniset vaikutukset tapauskohtaisesti etukäteen.
- Emme osaa vielä sanoa.
- Vähäisellä määrällä ei vaikutuksia. Määrän kasvaessa kymmeniin megawatteihin johtoa kohden on tällä olennainen merkitys.
- Vaikutuksista ei vielä ole kokemuksia, mutta ainakin jännitteen säädön oletetaan vaikeutuvan.



Alueverkon laskentamalli

Yleistä

Alueverkkojen laskentatarkasteluja varten muodostettiin yksinkertainen laskentamalli. Tässä työssä mallinnuksessa tyydyttiin staattisen tilan mallinnukseen eli muodostettiin tehonjaon ja vikavirtojen tarkasteluun sopiva laskentamalli. Verkon dynamiikan laskenta esim. PSS/E tai PSCAD-ohjelmistoilla edellyttäisi hyvin yksityiskohtaista mallinnusta verkkoon liitetyistä generaattoreista ja mahdollisista muista sähkökoneista säätöjärjestelmineen. Vastaavasti pitäisi mallintaa syöttävän ulkoisen verkon käyttäytyminen muutostilanteissa. Mallinnus on tehtävissä nykyaikaisilla ohjelmistoilla, mutta se edellyttäisi Fingridin kantaverkon laskentamallin hyödyntämistä, joka taas ei tämän projektin puitteissa ollut mahdollista. Tällaisen mallin luominen ilman jotakin konkreettista todellista tarkasteltavaa verkkoa ja tarvetta on lukuisten tarvittavien lähtötietojen takia hankalaa.

Valittu mallinnustarkkuus asettaa seuraavia reunaehtoja ja rajoituksia:

- perustajuisten (50 Hz) ilmiöiden tarkastelu
- tehollisarvojen käyttö
- symmetrinen tilanne (epäsymmetriset vikatilanteen symm.komponenteilla)
- yksivaiheinen sijaiskytkentä
- verkkokomponenttien jännite/virtariippuvuus ovat lineaarisia

Yllä luetellut rajoitukset perustuvat perinteiseen käsitykseen siitä, mitä termillä tehonjako- ja vikavirtalaskenta tarkoitetaan. Viimeisen vuosikymmenen aikana voidaan tehonjaon laskenta käsitteen katsoa laajentuneen kuvaamaan myös laskentoja, joissa yllä olevat rajoitukset eivät välttämättä ole mukana. Tästä on hyvänä esimerkkinä PowerWorld-simulaattori, jonka avulla voidaan visualisoida sähköverkon ja sähkömarkkinoiden toimintaa [11].

Alueverkot toimivat kantaverkon ja jakeluverkon välissä. Osa tuotannosta ja isoista kuormituksista on liitetty alueverkkoon. Vastaavasti joissakin tapauksissa, erityisesti suurten kaukunkien sisäisissä verkoissa, verkko on rakenteeltaan silmukoitu. Nämä ominaisuudet yhdessä merkitsevät sitä, että alueverkkojen tarkasteluun tarvitaan ohjelmisto, joka kykenee silmukoidun eli rengasverkon laskentaan.

Laskentamallia varten oli käytettävissä periaatteessa kolme eri ohjelmistoa: PowerWorld, PSS/E ja PSCAD. Näistä valittiin alun perin käyttöön PowerWorld. Työn edetessä varmentui jo aiemmin allekirjoittaneen tiedossa ollut PowerWorldin vikavirtalaskennan omituinen toimin-



ta. On hieman epäselvää miten vikatilanne ohjelmassa mallinnetaan, koska ns. klassisen vikavirtalaskennan oletukset eivät tunnu pitävän paikkansa ohjelman toiminnassa. Käsien lasketut tulokset eivät kaikissa tilanteissa vastaa ohjelman antamia tuloksia. Toinen ongelmallinen kohta on muuntajien mallinnus epäsymmetristen vikatilanteiden osalta. Ohjelman muodostama nollaverkon sijaiskytkentä ei niissä tilanteissa, joissa muuntajan kytkentä katkaisee nollapiirin, vastaa allekirjoittaneen käsitystä eikä kirjallisuuden mukaista kuvausta. Tässä on tosin tapahtunut sellainen parannus, että ohjelman uusien versio 15 toimii selkeästi luotettavammin kuin versio 10. Laskentaan voi käyttää PowerWorldin versio 15 opiskelijaversiota, jossa verkon koko on rajattu 15 solmupisteeseen. Vastaavanlaisia ongelmia PowerWorldin vikavirtalaskennan toiminnassa on havaittu projektin toisen osapuolen eli Aalto-yliopiston laskelmissa. Tämän vuoksi käytetyksi ohjelmaksi valittiin PSS/E [12, 13].

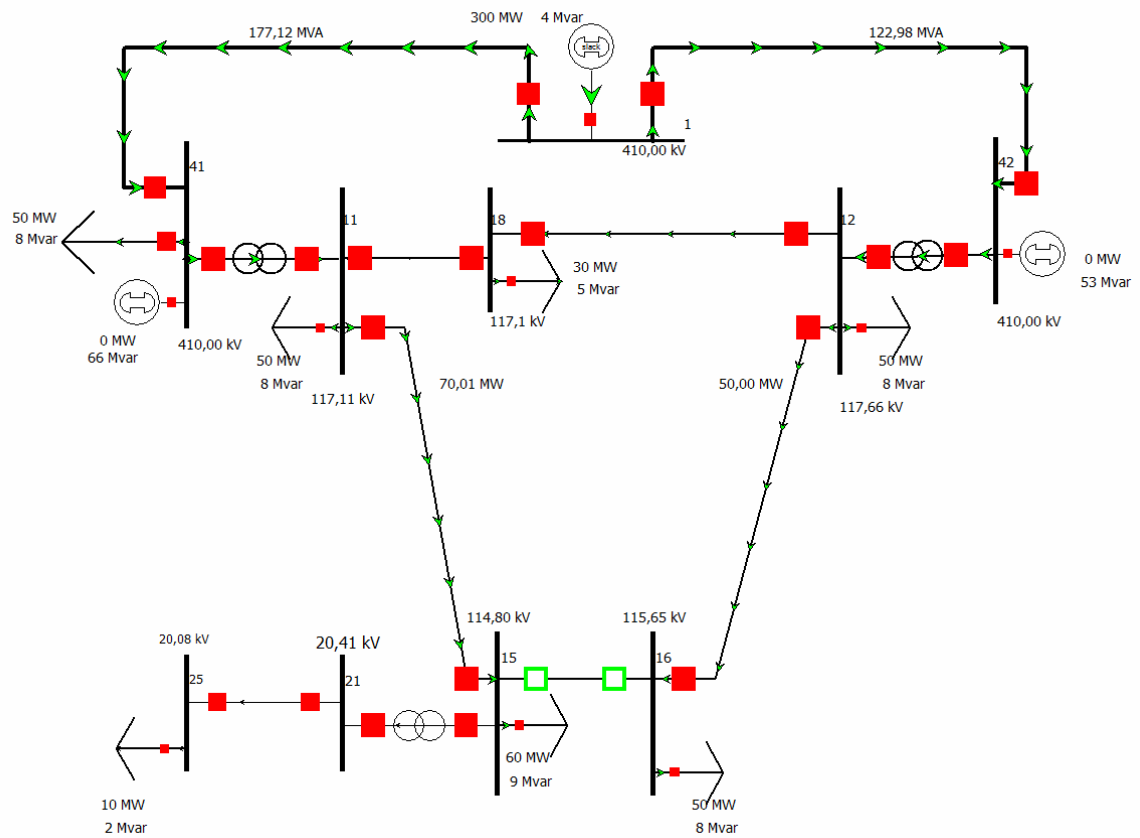
PSS/E on erittäin laajasti käytössä suurissa voimayhtiöissä ja se on saavuttanut markkinajohtajan aseman erityisesti laajojen siirtoverkkojen laskentasovellutuksissa. Ohjelmistopaketti on käytössä niin Suomen kantaverkon suunnittelusta ja käytöstä vastaavassa Fingridissä kuin muissa Pohjoismaisissakin kantaverkko-yhtiöissä (Svenska Kraftnät, Statnett, Eltra). PSS/E:stä on vuosien kuluessa muodostunut alan ohjelmistojen piirissä epävirallinen standardi. Varsin dominoiva asema merkitsee kilpailijoiden osalta sitä, että kaikkien kilpailevien tuotteiden on osattava lukea PSS/E-muodossa olevia lähtödataa. PSS/E:n käyttämä lähtötietojen esitystapa eli niin sanottu raaka data (raw data) formaatti on siten laajalti käytössä, mutta valitettavasti ohjelmiston valmistaja muuttaa formaattia säännöllisesti ilmeisesti kilpailuyistä.

PSSE- ja PowerWorld-malli

Laskentamalli

Laskennoissa on käytetty kuvan 4.1 mukaista testiverkkoa. Verkossa on kuvattuna kolme 400 kV sähköasemaa, muutamia 110 kV asemia ja kaksi 20 kV asemaa. Ideana on mallintaa kahden 400 kV asemien syöttämät 110 kV alueverkot, jotka voivat olla kytkettynä toisiinsa myös 110 kV verkon välityksellä. Lisäksi verkosta saadaan kytkentätilannetta muuttamalla helposti rakennettua 110 kV verkon osalta säteittäinen verkko. Irrottamalla johto välillä 18 – 12 saadaan 110 kV verkko säteittäiseksi. Kytkeällä johto 15 – 16 verkkoon saadaan silmuoitu 110 kV verkko, jonka silmukka muodostuu alkuperäisen ylemmän silmukan sijaan alempien 110 kV yhteyksien kautta.

400 kV asemien välillä olevan johdon puolella välissä on kolmas 400 kV asema, joka yhdessä muiden 400 kV asemien kanssa kuvaa ulkoista 400 kV kantaverkkoa. Tämä asema 43 on valittu tehonjakolaskennan vertailupisteeksi.



Kuva 4.1 Kuva laskentamallista

Mallin lähtötiedot

Johdot

400 kV johdot ovat tyypiltään 3-Finch johtimia, joiden reaktansseina on käytetty arvoa $0.33 \Omega/\text{km}$. Vastaavasti 110 kV johtimet ovat tyypiltään 2-Duck johtimia, joiden reaktansseina on käytetty arvoa $0.3 \Omega/\text{km}$. Keski-jännitejohdon reaktanssina solmuvälillä 21 – 25 on käytetty arvoa $0.346^1 \Omega/\text{km}$.

¹ Al132 $r = 0.219 \Omega/\text{km}$, $x = 0.346 \Omega/\text{km}$



Johtopituudet ja johtojen reaktanssit asemien välillä ovat taulukon 4.1 mukaiset.

Taulukko 4.1 Johtopituudet

Solmuväli	Pituus km	Reaktanssi/pu
1 – 41	100	0,01812
1 – 42	100	0,01812
11 – 18	50	0,12397
12 – 18	50	0,12397
11 – 15	60	0,14876
15 – 16	20	0,04959
12 – 16	80	0,19835
21 – 25	10	0,86500

Muut lähtötiedot

Ohjelmistot käyttävät suhteellisarvoja, joten aluksi suoritettiin lähtötietojen muuntaminen suhteellisiksi arvoiksi. Verkon kolmivaiheiseksi perustehoksi valittiin arvo $S_b = 100$ MVA ja perusjännitteeksi eri jännitetasojen pääjännitteet 400 kV, 110 kV ja 20 kV. Tällöin perusimpedansseiksi saadaan taulukon 4.2 mukaiset arvot.

Taulukko 4.2 Perusimpedanssit

Perusjännite kV	Perusimpedanssi Ω
400	1600
110	121
20	4

Jakamalla johtojen resistanssi ja reaktanssi perusimpedanssilla sekä kertomalla susceptanssi perusimpedanssilla saadaan johdon sijaiskytkennän arvot suhteellisarvoina. Näin saatu susceptanssin arvo vastaa useimmissa ohjelmissa (amerikkalaiset) käytettyä johdon kokonaisvaraus käsitettä (charging). Kuormitusten ja tuotannon osalta muunnos tapahtuu jakamalla tehot perusteholla.



Muuntajat

Kaikki muuntajat kuvattiin yksinkertaisuuden vuoksi 2-käämimuuntajina. Muuntajien arvot ovat taulukon 4.3 mukaisia.

Taulukko 4.3 Muuntajien arvot

Jännitteet	oikosulkuimpedanssi		Kytkentäryhmä
400/110 kV	$r_k = 0 \%$	$x_k = 20 \%$	Ynyn
110/20 kV	$r_k = 0 \%$	$x_k = 10 \%$	Dyn11

Vikavirtalaskennan kannalta oleellinen tieto muuntajien suhteen on kytkentäryhmä ja mahdolliset maadoitukset. Näillä muuntajien kytkentäryhmillä nollavirta pääsee etenemään 400/110 kV muuntajien läpi, koska molemmat muuntajat ovat identtiset ja niiden tähtipisteet ovat maadoitettuja. Sen sijaan nollapiiri katkeaa 110 kV ja 20 kV välisessä muuntajassa, jonka yläjännitepuolella on kolmiokytkentä. Keskijänniteverkko on tässä oletettu maasta erotetuksi, joten kyseisen muuntajan 20 kV tähtipisteeseen laitettiin suuri reaktanssi. Täten maasulkupiiri sulkeutuu 20 kV verkossa ainoastaan johdon maakapasitanssin kautta.

Tuotanto ja kuormitus

Generaattoreiden tuotannot ja toisaalta verkon kuormitukset ovat taulukkojen 4.4 ja 4.5 mukaiset.

Taulukko 4.4 Generaattorit

Gen Records

Number of Bus	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt
1	Closed	300.07	4.02	1.025
41	Closed	0	65.96	1.025
42	Closed	0	53.26	1.025

Kaikki 400 kV liityntäpisteet kantaverkkoon on kuvattu generaattoreina siten, että solmu 1 (keskellä 400 kV johtoa) on valittu vertailupisteeksi. Valinta merkitsee sitä, että kyseisten solmujen jännitteet pysyvät vakioina ja toisaalta vertailupiste tasaa verkon näennäistehon eli tarvittava pätö- ja loisteho otetaan vertailupisteestä. Generaattoreiden napajännitteeksi asetettiin 1.025 pu eli todellisena arvona 410 kV.

Kuormitusten osalta vasemmanpuoleinen 400 kV asema (solmu 41) syöttää 200 MW ja oikeapuoleinen 400 kV asema 100 MW (jos 110 kV verkon kautta ei ole yhteyttä 400 kV asemien välillä). Vasemmanpuoleisella 400 kV asemalla (solmu 41) on lisäksi 50 MW ja 8 MVar kuormitus. Kuormitusten loistehon on oletettu olevan 15 % vastaavasta pätötehosta eli koko verkon kuormituksilla $\tan\phi=0.15$.



Taulukko 4.5 Kuormat

Load Records

Number of Bus ID	Status	MW	Mvar
11	1 Closed	50	7.5
12	1 Closed	50	7.5
15	1 Closed	60	9
16	1 Closed	50	7.5
18	1 Closed	30	4.5
25	1 Closed	10	1.5
41	1 Closed	50	7.5

Perustilanteen tehonjako on kuvan 4.1 mukainen ja tarkempi listaus on esitetty myös taulukossa 4.6.

Taulukko 4.6 Perustilanteen tehonjako

Bus Records

Number	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
1	400	1,025	410	0			300,07	4,02
11	110	1,06461	117,107	-13,85	50	7,5		
12	110	1,06967	117,664	-12,86	50	7,5		
15	110	1,04361	114,797	-19,23	60	9		
16	110	1,05136	115,649	-17,92	50	7,5		
18	110	1,06433	117,077	-14,29	30	4,5		
21	20	1,02046	20,409	-19,76				
25	20	1,00401	20,08	-24,6	10	1,5		
41	400	1,025	409,999	-1,75	50	7,5	0	65,96
42	400	1,025	410	-1,22			0	53,26

Vikavirtalaskenta

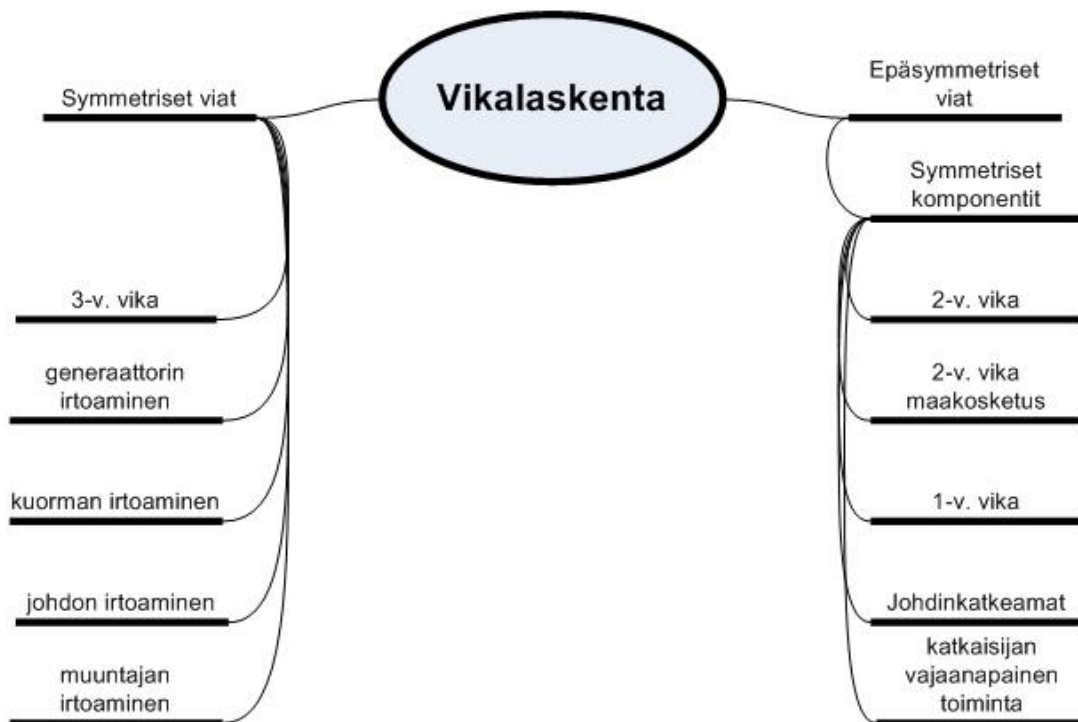
Vikavirtalaskennan jaottelu

Vikavirtalaskenta voidaan periaatteessa jaotella osiin kuvan 4.2 mukaisesti vikatyypin perusteella. Monet symmetriset vikatilanteet kuten johdon tai muuntajan irtoaminen voidaan laskea tehonjako-ohjelmalla, jollei kyseessä ole 3-vaiheinen oikosulku. Oikosulkutilanteessa tehonjako ei suppene, koska vikapaikan jännite laskee lähelle nolaa ja tehovirtaamat ovat oikosulkutilanteen mukaiset. Tämän takia sinällään symmetrinen 3-vikatilanne joudutaan ratkaistaan vikavirta-ohjelmalla. Epäsymmetriset vikatilanteet käsitellään symmetrisillä komponenteilla, joiden avulla 3-vaiheisen verkon epäsymmetria saadaan mallinnettua kolmen symmetrisen komponenttiverkon avulla [1, 2].



Useasta pisteestä syötetyn silmukoidun verkon vikavirtalaskennassa vikapaikasta näkyvän Theveninin impedanssin määrittäminen ei enää onnistu alkeellisilla verkkomuunnoksilla (sarja- ja rinnankytkentä, kolmi-tähti-muunnokset). Systemaattisen tavan Theveninin impedanssin määrittämiseen tarjoaa impedanssimatriisin hyödyntäminen. Impedanssimatriisin lävistäjä-alkiot ovat aina kyseisen solmupisteen Theveninin impedansseja [1].

Impedanssimatriisi taas saadaan teoriassa muodostettua admittanssimatriisin käänteismatriisina. Käytännössä käänteismatriisia ei kannata muodostaa varsinkaan riittävän suurella verkolla, vaan ohjelmistot laskevat ainoastaan vikapaikkaa vastaavat alkioit impedanssimatriisista erikoisalgoritmeilla [2]. Näin laskenta saadaan huomattavasti nopeammaksi kuin kokonaisen matriisin kääntämiseen kuluva aika olisi. Lisäksi on huomattava, että impedanssimatriisi on aina täysi matriisi eli siinä ei, toisin kuin admittanssimatriisissa, ole yhtään nollaalkiota. Admittanssimatriisia käytetään tehonjaonlaskennassa verkon mallintamiseen, joten se on periaatteessa aina saatavissa, jos verkolle vain on tehonjakomalli tehty. PSS/E- ja PowerWorld-ohjelmista saadaan jopa tallennettua ohjelman tekemä admittanssimatriisi, joten se on suhteellisen vaivatonta siirtää tarkastelua varten esim. Matlabiin.



Kuva 4.2 Vikavirtalaskennan jaottelu

Vikavirtalaskennan lähtötiedot

Vikavirtalaskentaa varten malliin lisättiin generaattoreiden alku- ja muutostilan reaktanssit sekä muiden verkkokomponenttien vasta- ja nollajärjestelmän arvot. Johtojen nollaimpedanssien oletettiin olevan 2.5 kertaa suuremmat kuin myötäverkon impedanssit. Muuntajien osalta nollaimpedanssin oletettiin olevan yhtä iso kuin myötäimpedanssi.



Vikavirtalaskennassa ohjelmistot käyttävät symmetristen komponenttien teoriaa. Ulkoinen 400 kV verkko on oletettu puhtaasti reaktiiviseksi eli se ei syötä pätövirtaa vikatilanteessa. Tehonjaon vertailusolmun oletettiin edustavan jäykempää kantaverkon asemaa kuin kahden muun 400 kV aseman. Aseman 3-vaiheisen vikavirran alkutilan arvona käytettiin arvoa 10 kA. Kahden muun 400 kV aseman 3-v. alkutilan vikavirtoina käytettiin arvoa 8 kA.

Tällöin 400 kV asemien generaattoreiden alkutilan reaktansseiksi saadaan asemalle 1 yhtälön (4.1) mukaisesti 23,09 Ω.

$$X_d'' = \frac{U_k}{\sqrt{3} \cdot I_k} = \frac{400 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ kA}} = 23,09 \Omega \quad (4.1)$$

Vastaavalla tavalla asemien 41 ja 42 reaktanssit tulevat olemaan 28,86 Ω.

Maasulkuvirran alkutilan arvona käytettiin 400 kV asemalla 1 arvoa $3I_0 = 6 \text{ kA}$. Nollavirran lauseke on yhtälön (4.2) mukainen.

$$I_0 = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (4.2)$$

missä I_0 = nollaverkon virta
 E_a = vikapaikan lähdejännite
 Z_1, Z_2, Z_0 = myötä-, vasta ja nollaverkon Theveninin impedanssit

Olettamalla ulkoisen verkon myötä- ja vastaimpedanssi yhtä suureksi saadaan maasulkuvirtaa 6 kA vastaava nollareaktanssi laskettua yhtälöllä (4.3). Vastaavalla tavalla kuin symmetrisessä vikatilanteessa asemien 41 ja 42 maasulkuvirran arvo oletettiin 20 % pienemmäksi kuin aseman 1 maasulkuvirta eli 4,8 kA suuruiseksi. Tällöin asemien 41 ja 42 nollareaktanssit tulevat olemaan 86,61 Ω.

$$I_0 = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \Leftrightarrow I_0 = \frac{E_a}{2Z_1 + Z_0} \Leftrightarrow Z_0 = \frac{E_a}{I_0} - 2Z_1 \quad (4.3)$$

$$X_0 = \frac{400 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 2 \text{ kA}} - 2 \cdot 23,09 \Omega = 69,29 \Omega$$

Näillä arvoilla saadaan mallin vikavirroiksi kullakin 400 kV asemalla taulukon 4.7 mukaiset arvot. Verrattaessa tuloksia taulukon 4.8 Fingridin 400 kV verkon tyypillisiin vikavirtoihin [3] huomataan tulosten olevan vaihtelualueen sisällä.



Taulukko 4.7 400 kV sähköasemien vikavirrat

Solmu	I' / kA	$3I_0 / \text{kA}$
1	18,5	11,3
41	13,7	8,4
42	13,6	8,4

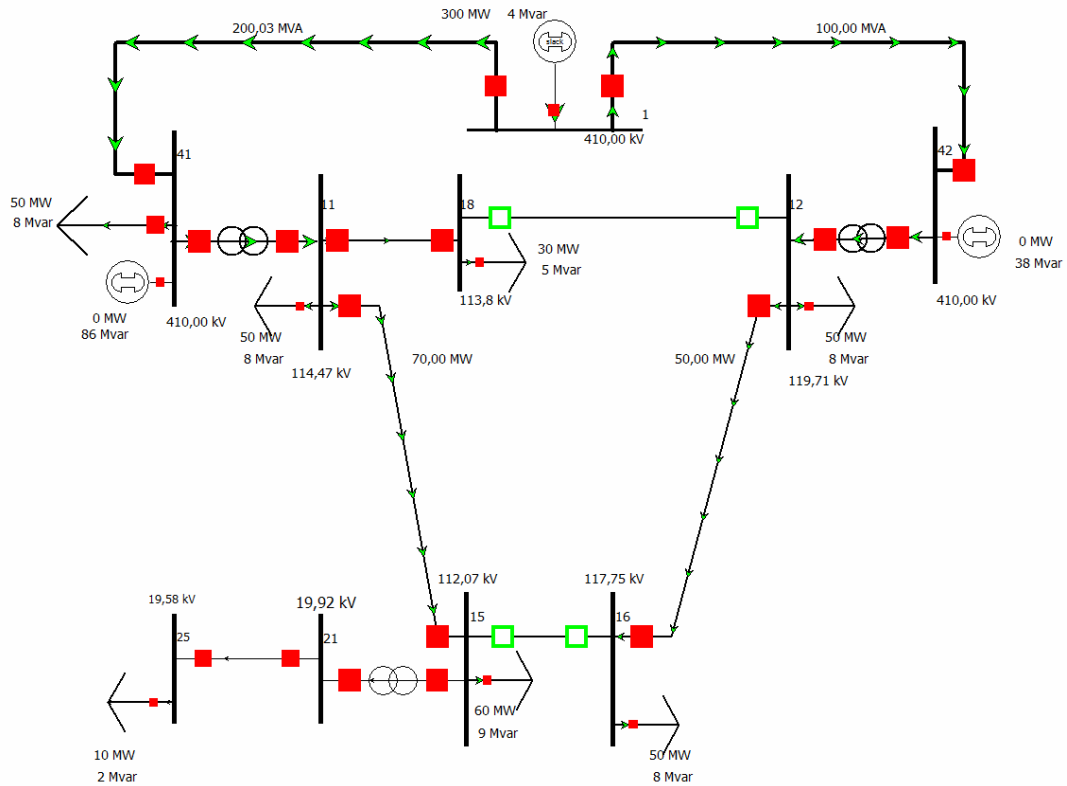
Taulukko 4.8 Fingridin verkon 400 kV asemien vikavirrat [3]

U/kV	I_k'' / kA		$3I_0 / \text{kA}$	
	Max	Min	Max	Min
400	22	10	13	6
220	12	2	11,5	1,5
110	37	1	5	0

Alueverkon tarkastelu

Tehonjakolaskenta

Kyseisellä verkolla on laskettu tehonjakoja ja erilaisia vikatilanteita, joiden tuloksia on tässä lyhyesti esitelty. Perustilanteena laskelmissa käytetään kuvan 4.1 mukaista verkon kytkentätilannetta, jonka tehonjako oli edellä esitelty taulukossa 4.6. Kun verkko muutetaan säteittäiseksi avaamalla jompikumpi katkaisija johdolla 18 – 12, saadaan kuvan 4.3 mukainen tehonjako.



Kuva 4.3 Säteittäinen kytkentätila

Kuvan 4.3 säteittäistä käyttötilannetta vastaava tehonjako on esitetty taulukossa 4.9.

Taulukko 4.9 Säteittäisen verkon tehonjako

Bus Records

Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
1	400	1.025	410	0			300	4.31
11	110	1.04068	114.475	-16.64	50	7.5		
12	110	1.08826	119.709	-10.27	50	7.5		
15	110	1.01882	112.07	-22.28	60	9		
16	110	1.07041	117.746	-15.16	50	7.5		
18	110	1.03467	113.813	-18.62	30	4.5		
21	20	0.99606	19.921	-22.83				
25	20	0.97888	19.578	-27.92	10	1.5		
41	400	1.025	410	-1.98	50	7.5	0	86.17
42	400	1.025	410	-0.99			0	37.81

Vikavirtalaskenta

Tässä osuudessa laskettiin 1- ja 3-vaiheiset vikavirrat kaikissa verkon solmupisteissä kun kytkentätilanne oli perustilanteen mukainen tai verkko oli säteittäisessä käytössä.



Perustilanteen verkon 3-v. ja 1-v. vikavirrat on esitetty taulukossa 4.10.

Taulukko 4.10 Perustilanteen vikavirrat

BUS	THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
	/I+/	AN(I+)	/IA/	AN(IA)
1	18477.4	-89.68	11333.8	-89.87
11	4049.2	-92.86	3615.2	-97.33
12	4033.5	-93.01	3610.5	-97.00
15	1987.5	-96.06	1486.5	-102.70
16	1688.9	-96.78	1242.1	-102.48
18	3475.0	-94.88	2801.8	-99.25
21	8000.3	-99.08	0.0	0.00
25	2486.9	-105.15	0.0	0.00
41	13662.0	-90.87	8456.2	-91.39
42	13644.6	-90.66	8451.6	-90.99

Säteittäisen verkon 3-v. ja 1-v. vikavirrat on esitetty taulukossa 4.11.

Taulukko 4.11 Säteittäisen 110 kV verkon vikavirrat

BUS	THREE PHASE FAULT		ONE PHASE FAULT	
	/I+/	AN(I+)	/IA/	AN(IA)
1	18478.9	-89.68	11334.2	-89.87
11	2821	-91.06	2640.1	-96.99
12	2809.2	-90.39	2663.6	-94.04
15	1642.1	-94.74	1286.3	-103.22
16	1445.9	-92.86	1121.2	-98.84
18	1745.5	-95.94	1399.8	-101.88
21	6907.6	-98.3	0	0
25	2347.7	-106.49	0	0
41	13525.2	-90.76	8311.7	-91.48
42	13460.9	-90.35	8295.2	-90.73

Silmukan avaaminen 110 kV verkon osalta pienentää vikavirtoja, koska nyt syöttävä 400 kV verkko on sähköisesti kauempina vikapaikasta. Vikavirtojen arvot laskevat esim. asemien 11 ja 12 osalta 4.0 kA:sta 2.8 kA:iin.



Mallin käyttömahdollisuudet

Edellä oli muutaman tehonjako ja vikavirtalaskelman tulokset. Näiden laskelmien ohella laskentamallia voi hyödyntää monessa muussa tarkastelussa. Tällaisia tarkasteluja ovat esimerkiksi seuraavat:

- siirtokykytarkastelut
- verkon rakenteen vaikutus (säteittäinen/rengaskäyttö)
- jännitekuopat
- pientuotannon vaikutus
- tuulivoiman vaikutus
- jne.



Lähdeluettelo

- [1] Anderson, P., (1973), Analysis of faulted power systems. IEEE PRESS Power systems engineering series. 513 s.
- [2] Grainger, J., Stewenson, W., (1994), Power system analysis. McGraw-Hill, Inc. 787 s.
- [3] Elovaara, J, Haarla, S. (2011), Sähköverkot I, Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta. Otatieto. 520 s.
- [4] Energiamarkkinavirasto. Sähköverkon tunnusluvut vuodelta 2009. Saatavissa:
[Sahkoverkko tt-luvut 2009 \(Sahkoverkko ttluvut 2009.xlsx\)](#)
- [5] Interaction between transmission and distribution system planning, Cigre/Cired WG CC 01 (Cigre 37.07-Cired 6), Lokakuu 1995
- [6] Fingrid Oyj, Kantaverkon kehittämisen, rakentamisen ja kunnonhallinnan periaatteet. Saatavissa:
http://www.fingrid.fi/attachments/fi/yritys/verkon_kehittamisen_rakentamisen_ja_kunnonhallinnan_periaatteet_.pdf
- [7] Fingrid Oyj, Kantaverkkoon liittymisen periaatteet. Saatavissa:
http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/liityntojen_periaatteet_paiv2.pdf
- [8] Fingrid Oyj, Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset 2007. Saatavissa:
http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/vjv2007yhdistetty_200308_suo.pdf
- [9] Nordel 2008, Grid disturbance and fault statistics, 56 p.
- [10] Pihkala, A, Helsingin 110 ja 400 kV sähkönsiirtoverkon kehittäminen, Diplomityö, TKK 2009, 181 s.
- [11] PowerWorld Simulator 10.0, User's Guide. PowerWorld Corporation 1816 South Oak Street, Champaign, IL 61820. www.powerworld.com



sgem

Smart Grids and Energy Markets

- 43 -

[12] Power system simulator for engineering, PSS/E 30, Program application guide: Volume I, August 2004.

[13] Power system simulator for engineering, PSS/E 30, Program operation manual: Volume I, August 2004.

[14] Pöyry: Selvitys Suomen kanta- alue- ja jakeluverkkojen rajauksesta ja ehdotus rajauskriteereiksi. 2010. 33 s.



Liitteet

Liite 1



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
Sähköenergiatekniikan laitos

4.2.2011

Kartoitus alueverkkojen nykytilasta ja kehittämistarpeista

Arvoisa vastaanottaja,

Osana laajempaa Smart Grids and Energy Market (SGEM) tutkimusohjelmaa toteutetaan kartoitus alueverkkojen nykytilasta ja kehittämistarpeista. Tämä kartoitus keskittyy erityisesti maakunnallisiin 110 kV (> 20 kV) suurjännitteisiin jakelu- ja alueverkkoihin, joiden rooli saattaa tulevaisuudessa mm. tuulivoiman merkittävästi lisääntyessä korostua. Yhteystietonne on saatu Energiamarkkinaviraston taulukosta Sähköverkon tunnusluvut vuodelta 2009. Kartoituksen tuloksia hyödynnetään tutkimuksen suuntaamisessa.

Pyydämme Teitä ystävällisesti vastaamaan oheisiin kysymyksiin (tai ohjaavan kyselyn asiasta parhaiten perillä olevalle henkilölle), jolloin olette mukana vaikuttamassa alan kehittymiseen. Kyselylomake on pyritty laatimaan siten, että sen täyttäminen ei vie kohtuuttomasti aikaa. Kaikkiin kysymyksiin ei ole myöskään pakko vastata. Kyselykaavake on ohessa sekä PDF että Word -formaattissa.

Vastaukset pyydämme toimittamaan kaavakkeen lopussa mainittuun osoitteeseen joko paperiversiona tai sähköpostilla **perjantaihin helmikuun 18. päivään mennessä**.



Vastauksianne käsitellään **nimettömästi ja luottamuksellisesti** siten, että kyselyn tulokset esitellään kokonaisuutena ainoastaan yhteenvedonomaisesti. Kyselyn yhteenvedon tulokset toimitamme kaikille kyselyyn vastanneille tämän kevään aikana.

Verkkoyhtiön yleistiedot

Yhtiön nimi:

Postiosoite:

Yhtiön verkon ominaisuudet: 110 kV 30–70 kV 20 kV

- verkkopituus [km]
- kaapelointiaste

Asiakasmäärä:

Vastaaja:

Tehtävä yhtiössä:

Sähköpostiosoite:

Puhelin:

Huomioi vastauksissa, että **KAIKKI** kysymykset koskevat yli 20 kV (myös esim. 45 kV) jännitteisiä verkkoja, vaikka kysymyksessä on mainittu vain 110 kV jännitetaso.

1) 110 kV verkostoratkaisut

1.1 Onko käytössänne kaapeliverkkoa? Minkälaisissa paikoissa tai kohteissa käytätte kaapeleita?

1.2 Millä tavalla 110/20 kV:n asemaratkaisut vaikuttavat 110 kV:n verkon suunnitteluun?



1.3 Kuinka suurta luotettavuutta (keskeytysaika x h / 10 a) 110 kV:n verkolta ja sähköasemalta odotetaan?

1.4 Millaisia yleisiä periaatteita sovellatte 110 kV verkon suunnittelussa?

1.5 Jos teillä on muuta suurjänniteverkkoa (>20 kV) kuin 110 kV verkkoa, niin aiotteko säilyttää kyseisen verkon ja jännitetason (n. seuraavat 5 vuotta) käytössä?

1.6 Jos teillä on suunnitelmia korvata kyseinen verkko tulevaisuudessa (n. 5 vuoden kuluessa), miten aiotte sen tehdä?

1.7 Millaisille uusille verkosto- ja rakenneratkaisuille näette tarvetta?

2) 110 kV verkon suunnittelun työkalut

2.1 Onko verkon suunnittelua ja verkkotietojen dokumentointia varten käytössänne keskijänniteverkkojen verkkotietojärjestelmän laajennus vai erillinen ohjelmisto?

2.2 Jos verkkotietojärjestelmä ja laskentaohjelmisto ovat erilliset, niin kuinka tietoja ylläpidetään?

2.3 Onko teillä käytössä lähinnä 110 kV verkon suunnittelua ajatellen rengasverkon (silmukoidun verkon) tehonjako ja vikavirtalaskentaan kykenevää ohjelmistoa?

2.4 Jos ei, niin näettekö sellaiselle tarvetta?

2.5 Ostattteko suunnittelupalvelun ulkopuoliselta yritykseltä?

2.6 Jos verkostolaskenta tehdään konsulttiyhtiössä, millä tavalla laskelmien lähtötiedot välitetään heille ja miten tulokset laskentatulokset välitetään verkkoyhtiölle?

3) 110 kV verkon käyttö ja suojausratkaisut

3.1 Verkon käyttömaadoitustapa

3.2 Onko verkko rakenteeltaan silmukoitu?

3.3 Käytetäänkö sitä silmukassa?



3.4 Onko verkossa johdonvariasemia?

- a) Johdon välittömässä läheisyydessä:
- b) Erottimella varustetun haaran päässä:
- c) Katkaisijalla (johtokatkaisijalla) varustetun haaran päässä:

3.5 Käytetäänkö suojaukseen differentiaali tai distanssisuojia?

3.6 Jos ette käytä kyseisiä suojia, niin onko suojien korkea hinta ainoa syy?

3.7 Hyödynnetäänkö suojausratkaisuissa kommunikaatiota?

3.8 Onko suojausten asettelut määritetty itse vai onko hyödynnetty syöttävän verkon omistajan ehdotusta/toivetta?

4) **110 kV verkon keskeytykset** (seuraavat kysymykset koskevat vikojen lukumäärää ja laatua 10 vuoden ajalta)

4.1 Onko vikojen lukumäärä ja syyt tilastoitu esim. 10 vuoden ajalta?

4.2 Kuinka monta pysyvää vikaa verkossa on sattunut?

- a) Syyt:
- b) Vika-ajat:

4.3 Kuinka monta ohimenevää vikaa on sattunut (ohimenevällä tarkoitetaan tässä vikaa, joka selviää esim. pikajälleenkytkennällä)?

4.4 Onko verkostonne alueella joku erityisen kriittinen asiakas (esim. sairaala, maataloustuottaja, muuta teollisuutta) ja miten tämä otetaan huomioon häiriöitä ajatellen?

4.5 Huoltotyöt

- a) Sallitaanko keskeytys asiakkaille 110 kV:n verkon huoltotöiden takia?
- b) Millä tavalla sähkönsyötön korvaus on toteutettu?

4.6 Millä tavalla heinä-elokuun 2010 myrskyt näkyivät 110 kV:n verkossa?

5) **110 kV verkon kunnossapito**

5.1 Ostatteko kunnossapitopalveluja ulkopuoliselta yritykseltä?

5.2 Mitä palveluja ostate ja mitä teette itse?

5.3 Ratkaiseeko hinta vai onko kilpailutuksessa käytössä muitakin kriteereitä?



6) Tuulivoima ja muut uudet energiamuodot

6.1 Onko verkkoonne kytketty tuulivoimaloita?

- 20 kV kpl.

- 110 kV kpl.

6.2 Aiotaanko niitä rakentaa 5 vuoden sisällä? Jos aiotaan, niin arvio montako ja huipputehot?

6.3 Miten tuulivoiman verkkoon liityntä ja sen suunnittelu on hoidettu?

6.4 Löytyvätkö teiltä julkiset liittymisehdot tuulivoimalalle?

6.5 Millaisia vaikutuksia tuulipuistojen dynamiikalla on 110 kV:n verkon käyttöön?

7) Alueverkkojen tutkimus- ja kehittämistarpeet

7.1 Millaisia tarpeita näette yleisesti alueverkkojen kehittämiseen liittyen tutkimukselle ja tuotekehitykselle?

7.2 Muuta kommentoitavaa?

Kiitos vaivannäöstä!

Palautus: Juhani Bastman

puh. 040-8490374

email: juhani.bastman@tut.fi

Tampereen teknillinen yliopisto

Sähköenergiatekniikan laitos

PL 527

33101 Tampere