



VAASAN YLIOPISTO
TEKNILLINEN TIEDEKUNTA



TUULIVERKKO LOPPURAPORTTI

VAASAN YLIOPISTO

Kimmo Kauhaniemi

Timo Haapalainen

Johan Nyberg

Sampo Voima

VTT

Seppo Hänninen

31.10.2008



SISÄLLYSLUETTELO

ALKUSANAT	4
1 JOHDANTO	5
2 TAUSTAA	6
2.1 Sähköjärjestelmien suojaus	6
2.2 Hajautetun tuotannon suojaus	7
2.3 Tuulivoimalat	9
2.3.1 Kiinteänopeuksinen tuulivoimala	10
2.3.2 Muuttuvanopeuksinen tuulivoimala liukurengasgeneraattorilla	11
2.3.3 Muuttuvanopeuksinen tuulivoimala kaksoissyötetyllä generaattorilla	12
2.3.4 Muuttuvanopeuksinen tuulivoimala täysitehoisella taajuusmuuttajalla	13
3 VERKKOONLIITÄNNÄN SÄÄNNÖKSET JA OHJEET	14
3.1 Suomalaiset liitäntäsuositukset	14
3.1.1 Tarvittava voimalan liityntäpisteen oikosulkuteho	14
3.1.2 Suojaus	15
3.2 Tanska	16
3.3 Saksa	19
3.4 Yhteen veto	20
4 SIMULOINTIMALLIT	22
4.1 Verkkomalli – Pori Energia Sähköverkot Oy	22
4.1.1 Verkon kuvaus	22
4.1.2 Verkon suojaus	23
4.1.3 Verkkomalli	23
4.1.4 Tuulivoimaloiden mallit	24
4.1.5 Suojareleiden mallinnus	26
4.2 Yleinen PSCAD verkkomalli	27
4.2.1 Verkkomalli	28
4.2.2 Voimalaitosmallit	29
4.2.3 Relesuojaus	30
4.3 CIGREn verkkomalli	31
4.3.1 Mallin kuvaus	31
4.3.2 Mallin toteutus	32
5 TUULIVOIMALOIDEN VAIKUTUSTEN SIMULOINTI	34
5.1 Case Pori Energia Sähköverkot Oy	34
5.2 Tuulivoimaloiden syöttämät vikavirrat	36
5.2.1 Johtolähdön vikavirran pieneminen	36
5.2.2 Tuulivoimaloiden syöttämä vikavirta viereisen johtolähdön vioissa	39
5.3 Simuloinnit yleisellä PSCAD verkkomallilla	41
5.3.1 Kaksivaiheinen oikosulku ja yksi tuulivoimala	41
5.3.2 Useampi tuulivoimala ja kaksivaiheinen oikosulku	42
5.3.3 Maasulku tuulivoimalähdöllä ja kaksi tuulivoimalaa toiminnassa	43

5.3.4	<i>Maasulun tunnistaminen nollajännitteen avulla</i>	44
5.3.5	<i>Suunnittelematon saareketilanne, saarekekäytön estosuojaus käytössä</i>	46
6	MITTAUKSET	49
6.1	Häiriötallentimet	49
6.2	Kenttäkokeet	50
6.2.1	<i>Koekohteen sähköverkon kuvaus</i>	51
6.2.2	<i>Kokeet</i>	52
6.2.3	<i>Kokeiden toteuttamien</i>	54
6.2.4	<i>Mittaukset</i>	57
6.2.5	<i>Mittausdatan käytettävyys</i>	61
6.2.6	<i>Sähköturvallisuus ja vastuukysymykset</i>	62
6.3	Kenttäkoetulosten vertailu simulointeihin	62
6.3.1	<i>Lähti 15</i>	63
6.3.2	<i>Lähti 11</i>	69
6.3.3	<i>Tabkoluoto erotinasema</i>	75
6.3.4	<i>Mittalaitteiden vertailu</i>	77
7	SUUNNITTELUPERIAATTEET JA OHJEET	78
7.1	Liityntapisteen oikosulkuteho	78
7.2	Tuulivoiman liittäminen omalle lähdölleen	80
7.3	Tuulivoimalan taajuus- ja jännitesuojaus	81
7.4	Verkon oikosulkusuojaus	83
7.5	Maasulkusuojaus	85
7.5.1	<i>Maasulkusuojaus nollajännitereleellä tuulivoimaloissa</i>	85
7.5.2	<i>Pikajälleenkytkennän käyttö sähköasemien lähdöillä</i>	86
7.6	Sähköaseman kiskosuojaus	87
7.7	Turvallisuusperiaatteita	88
7.8	Tuulivoimalan saarekekäytön estosuoja	89
8	YHTEENVETO	90
	LÄHDELUETTELO	93
	LUETTELO PROJEKTIN KIRJALLISESTA TULOSAINEISTOSTA	96

ALKUSANAT

Tämä raportti esittelee tulokset ”Tuuliverkko” hankkeesta (Tuulivoiman verkkovaikutukset ja verkkoonliittynälle asetettavat tekniset vaatimukset), joka oli Tekesin Densy ohjelmaa kuuluva yrityshanke. Hankkeen vastuullisena tahona oli Merinova Oy ja tutkijatahoina toimivat Vaasan yliopisto ja VTT. Tekesin ja Merinovan lisäksi hankkeen rahoittajina olivat Pori Energia Sähköverkot Oy, ST-pooli, Vamp Oy, ABB Oy ja WinWind Oy.

Kiitämme projektin johtoryhmää ja rahoittajia saamastamme tuesta ja hyvin sujuneesta yhteistyöstä.

Vaasassa ja Espoossa 31.10.2008

Tekijät

1 JOHDANTO

Tähän raporttiin on koottu Tuuliverkko-projektin keskeiset tulokset. Projektin tavoitteena oli todellisesta esimerkkijärjestelmästä tehtävien mittausten ja simulointien avulla lisätä hajautetun tuotannon jakeluverkkovaikutusten käytännön tuntemusta. Erityisesti tutkimuksen kohteena oli tuulivoima ja sen verkkoonliittämisessä käytettävät ratkaisut. Tältä osin tutkimuksessa tarkasteltiin myös eri maiden ohjeistuksia ja näiden sekä simulointitutkimusten pohjalta kehitettiin suosituksia tuulivoimaloiden verkkoonliityntää varten erityisesti sähköverkon ja voimalan suojauksen näkökulmasta. Käytännössä tulokset ovat yleistettävissä myös muuntityypisen hajautetun tuotannon verkkoon liittymiseen.

Keskeisenä työkaluna tässä projektissa oli transienttitason simulointi, josta Vaasan yliopistolla on jo pitkäaikainen ja monipuolinen kokemus. Tässä projektissa hyödynnettiin merkittävästi aiemmissa hankkeissa kehitettyjä simulointimalleja ja mallikirjastoja. Uutena kohteena mallinnettiin osa Pori Energia Sähköverkot Oy:n verkosta tuulivoimaloineen. Lisäksi toteutettiin yleiskäyttöinen CIGREn määrittelemä testiverkkomalli myöhempää käyttöä varten.

Pori Energia Sähköverkot Oy:n verkossa toteutettiin myös VTT:n toimesta mittauksia, joiden avulla voitiin verifioida kyseisestä verkosta laaditun simulointimallin oikeellisuus.

Tässä raportissa esitetyt tuloksia on osittain julkaistu projektin aikana mm. opinnäytetöinä. Myös niiden tulokset on tiivistetysti koottu tähän raporttiin. Kokonaan aiemmin julkaisemattomia tuloksia ovat kappaleessa 6.3 esitetyt vertailut kenttäkokeissa tehtyjen mittausten ja simulointimallin antamien tulosten välillä. Työn keskeisimmän tuloksen muodostavat kappaleessa 7 esiteltävät verkkoonliitynnän suunnitteluperiaatteet ja ohjeet, joiden odotetaan olevan perustana myöhemmin koottavilla kansallisilla määräyksillä. Tämä osuuden taustalla on projektin aikana tehty diplomityö (Nyberg 2008), jonka tuloksia on projektin loppuvaiheessa jalostettu täsmällisiksi liityntäohjeiksi.

2 TAUSTAA

Tuulivoiman määrä on kasvussa maailmalla ja tuulivoiman oletetaan lisääntyvän merkittävästi myös Suomessa seuraavan kymmenen vuoden aikana. Kansallisessa ilmastostrategiassa Suomen tuulivoimataavoitteeksi on asetettu 500 megawattia (MW) vuoteen 2010 mennessä. Nykyinen määrä on 110 MW (vuoden 2007 lopussa). Tuulivoimaa on Suomessa rakennettu lähinnä läntiselle rannikolle ja siellä se on tyypillisesti kytketty keskijänniteverkkoon. Tuulivoiman liittäminen jakeluverkkoon ei ole ongelmatonta, koska jakeluverkot on perinteisesti suunniteltu yksisuuntaista tehonsiirtoa varten. Tuotannon lisääminen voi aiheuttaa tarvetta paitsi vahvistaa verkkoa myös muuttaa verkon suojausta. GODGUNet hankkeessa tehdyn tutkimuksen mukaan jakeluverkkoyhtiöt pitävät erityisen ongelmallisena pienvoimaloiden kytkemisessä monimutkaisempaa suojausta (Kumpulainen 2002).

Tuulivoiman lisäämisen vuoksi tehtävien verkon suojausjärjestelmän muutosten kustannusten ja verkon lisärakentamiskustannusten kohdentaminen tuulivoiman tuottajalle ja jakeluverkkoyhtiöille ja siihen liittyvien pelisääntöjen puuttuminen on myös koettu esteeksi tuulivoiman lisärakentamiselle. Käytännössä ensimmäinen voimala sähköaseman alueella aikaansaa eniten muutoksia ja kustannuksia. Hallitus on esittänyt sähkömarkkinalakia muutettavaksi siten, ettei jakeluverkonhaltija saisi sisällyttää pienimuotoisen sähköntuotannon liittymismaksuun sähköverkon vahvistamisesta aiheutuvia kustannuksia, ja että jakeluverkossa sähköntuotannolta veloitettavilla siirtomaksuilla tulisi kattaa suhteellisesti pienempi osuus sähköverkon kustannuksista kuin sähkönkulutukselta perittävillä siirtomaksuilla (HE 181/2006). Esitys hyväksyttiin ja laki astui voimaan 1.2.2008 (624/2007). Laissa pienimuotoisella sähköntuotannolla tarkoitetaan *”sähköntuotantolaitosta tai usean sähköntuotantolaitoksen muodostamaa kokonaisuutta, joka liittyy nimellijännitteeltään enintään 20 kilovoltin sähköverkkoon”* (624/2007) ja *”jonka teho on enintään kaksi megavoltiampeeria”* (1326/2007).

2.1 Sähköjärjestelmien suojaus

Sähköjärjestelmien suojauksen tärkein tehtävä on varmistaa järjestelmän turvallinen käyttö ja näin ollen estää henkilövahinkojen synty. Toinen suojauksen tärkeä tehtävä on minimoi-

da kalliiden laitteistojen kokemat vauriot sähköjärjestelmässä aiheutuvien vikojen seurauksena.

Suojausjärjestelmä on tavallisesti jaettu suojausvyöhykkeisiin, minkä ansiosta voidaan erottaa pienin mahdollinen vikaantunut verkon osa. Suojausvyöhykkeet asettuvat osittain päällekkäin, jolloin ylempi suojausvyöhyke toimii varasuojana, jos varsinaisen suojausvyöhykkeen suojaus ei jostain syystä toimisi. Suomessa johtolähtöjen suojaus on tyypillisesti toteutettu yhdellä tai kahdella suojausvyöhykkeellä, mutta esimerkiksi Pohjois-Amerikassa johtolähdöt ovat yleisesti jaettu useaan suojausvyöhykkeeseen.

Jako suojausvyöhykkeisiin perustuu suojalaitteiden sijoitteluun ja niiden toiminnan koordinointiin. Keskeisenä ominaisuutena tässä suhteessa on ns. selektiivisyys. Selektiivisyyden aikaansaamiseksi on olemassa useita teknisiä ratkaisuja, joista yksinkertaisin on aikaselektiivisyys: vikapaikkaa lähempänä olevat suojalaitteet toimivat nopeammin kuin kauempana olevat.

Suojalaitteina käytetään releitä ja sulakkeita. Suomessa keskijännitejohtolähtöjen suojaus on toteutettu lähes täysin releillä. Sulakkeita käytetään esimerkiksi jakelumuuntajien ylivirtasuojaukseen. Releet voidaan jakaa niissä käytetyn tekniikan perusteella sähkömekaanisiin, staattisiin, digitaalisiin ja numeerisiin releisiin.

2.2 Hajautetun tuotannon suojaus

Hajautetun tuotannon liittäminen jakeluverkkoon muuttaa perinteisesti säteittäisenä toimineen ja yhdestä lähteestä syötetyn jakeluverkon usean lähteen järjestelmäksi, jossa vikavirrat voivat kulkea molempiin suuntiin. Perinteisesti jakeluverkkojen suojaus, varsinkin ylivirtasuojaus, on perustunut siihen että vikavirta kulkee vain yhteen suuntaan ja vain yhtä reittiä, joten hajautetun tuotannon liittäminen jakeluverkkoon voi edellyttää muutoksia suojausjärjestelmään.

Mahdollisia hajautetun tuotannon vaikutuksia suojaukseen ovat mm. (Kumpulainen 2006):

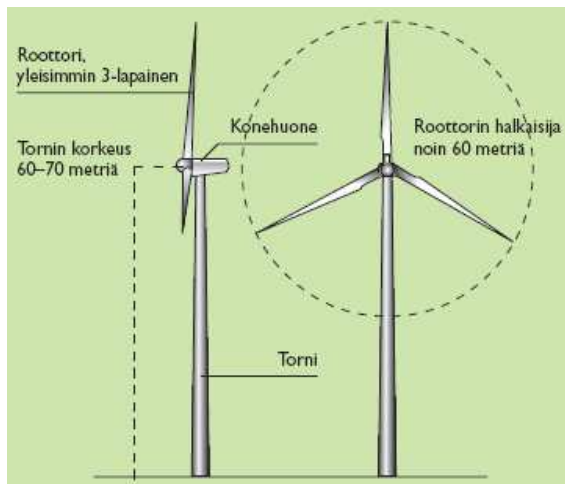
- **Verkon suojauksen toiminnan estyminen tai hidastuminen:** Johtolähdölle kytketty tuotantoyksikkö voi pienentää sen suojauksen näkemää vikavirtaa, mikä aiheuttaa suojauksen hidastumisen tai estymisen.
- **Verkon suojauksen tarpeeton laukaisu:** Viereisen johtolähdön vikaantuessa tuotantoyksikkö syöttää niin suurta vikavirtaa, että myös oman lähdön suojaus laukeaa.
- **Takasyöttö kiskoviassa:** Kiskoviassa johdolle kytketyt tuotantolaitokset voivat yläpitää kiskovikaa syöttökatkaisijan laukeamisen jälkeen.
- **Tuotantoyksiköiden tarpeettomat laukaisut:** Tuotantoyksiköt voivat erottua tarpeettomasti verkosta oman johtolähdön ulkopuolella tapahtuvien vikojen seurauksena.
- **Jälleenkytkennän epäonnistuminen:** Johtolähdölle sijoitetut tuotantoyksiköt voivat jatkaa virran syöttämistä jälleenkytkentä sekvenssin jännitteettömänä väliaikana ja näin ollen estää valokaarta sammumasta, mikä johtaa jälleenkytkennän epäonnistumiseen.
- **Epätahdissa tapahtuva jälleenkytkentä:** Jos tuotantoyksiköt ovat verkossa kiinni kun jälleenkytkentä tapahtuu, voivat ne olla ajautuneet epätähtiin, pahimmassa tapauksessa vaiheoppositioon, pääverkon kanssa, jolloin seurauksena on epätahdissa tapahtuva jälleenkytkentä. Tämä voi aiheuttaa vakavia transientteja ja laitevaurioita.
- **Oikosulkuvirtojen muutokset:** Jakeluverkkoon liitetty hajautettu tuotanto voi aiheuttaa verkon oikosulkuvirtatason kasvua, minkä seurauksena voi aiheutua kytkinlaitteiden ja johtojen mitoituksen sekä suojauksen muutostarpeita. Jos hajautettua tuotantoa on paljon, se voi johtaa oikosulkuvirtatason pienentymiseen, koska perinteistä oikosulkumagnetoinnilla varustettuja tahtigeneraattoreita voidaan olla kytkettynä pois tuotannosta. Tämä voi vaarantaa ylivirtasuojauksen toiminnan.
- **Jänniteongelmat:** Hajautettu tuotanto yleensä lisää jännitteen vaihteluita verkossa. Tyypillistä hajautetulle tuotannolle ovat jännitteen nousu sekä irtikytkeytymisestä johtuvat alijännitetilanteet.
- **Maasulkusuojauksen muutostarpeet:** Hajautettu tuotanto saattaa pitkittää maasulkua, jolloin maasulkua ei laukaista pois turvallisuusvaatimusten edellyttämässä ajassa. Keskitetysti kompensoidussa ja resistanssin kautta maadoitetussa verkossa

maadoitustapa voi muuttua maasta erotetuksi joutuessaan saarekkeeksi syöttökatkaisijan lauetessa.

- **Vaarajännite:** Ilman saarekekäytön estoa tuotantoyksiköt voivat pitää maahan pudonneita johtimia jännitteisinä ja aiheuttaa hengenvaaran.

2.3 Tuulivoimalat

Yleisimmin käytetyn tuulivoimalan rakenne on esitetty kuvassa 1. Lapoja on yleensä kolme. Konehuonetta eli nasellia käännetään siten, että lavat ovat kohti tuulen suuntaa. Tuulivoimalan lavat voivat olla kiinteäkulmaisia tai lapakulmaa voidaan säätää. Yleensä säätö tapahtuu hydraulikkajärjestelmällä. Lapoja säätämällä voidaan vaikuttaa tuulen aikaansaamaan momenttiin. Tuulivoimalat voidaan luokitella lapojen säätötavan perusteella sakkaussäätöisiin, lapakulmasäätöisiin ja aktiivisakkaussäätöisiin.



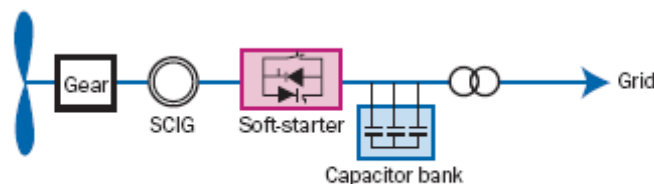
Kuva 1. Tuulivoimalan rakenne (Motiva 2003)

Nykyisin käytössä olevat tuulivoimalaitokset voidaan jakaa kiinteä- ja muuttuvanopeuksisiin konsepteihin, riippuen siitä sallitaanko tuuliturbiinin nopeuden muuttua tuulennopeuden muuttuessa. Suurin osa nykyisistä tuulivoimalaitoksista edustaa jotain seuraavaksi esiteltävistä neljästä tuulivoimaloiden perustyyppistä.

2.3.1 Kiinteänopeuksinen tuulivoimala

Kiinteänopeuksinen tuulivoimala eli tyyppiä A oleva voimala koostuu suoraan muuntajan välityksellä verkkoon liitetystä oikosulkugeneraattorista, jota tuuliturbiini pyörittää vaihteiston välityksellä.

Oikosulkugeneraattori (SCIG) tarvitsee aina toimiakseen loistehoa, joten sitä tuotetaan voimalan omilla kompensointikondensaattoreilla. Tuulivoimalan käynnistystilanteessa käynnistysvirtaa pyritään pienentämään pehmokäynnistimellä (soft-starter). Tyyppiä A olevan voimalan periaatteellinen kaavio on esitetty seuraavassa kuvassa ja yhteenveto tyypin eduista ja haitoista on esitetty taulukossa 1.



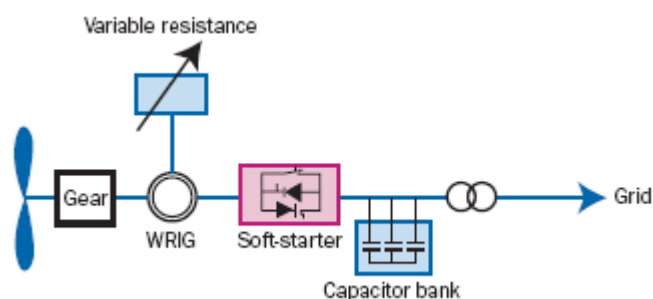
Kuva 2. Tyyppin A tuulivoimala (EWEA 2005)

Taulukko 1. Tuulivoimalatyyppin A edut ja haitat (Ackermann 2005)

Edut	Haitat
Kondensaattoriparisto kompensoi loistevirran.	Kondensaattoriparisto lisää kustannuksia.
Pehmokäynnistimellä voidaan käynnistysvirta rajoittaa nimellistehon suuruiseksi (ohitetaan käynnistuksen jälkeen).	Käynnistymisen aikana virran harmonisen särön osuus on suuri.
Oikosulkugeneraattorin ansiosta rakenne on yksinkertainen, vähävikainen ja edullinen.	Tuulen nopeusvaihtelut muuttuvat tehonsyötön vaihteluiksi.
	Heikossa verkossa voimala aikaansaa jännitteen vaihteluita.

2.3.2 Muuttuvanopeuksinen tuulivoimala liukurengasgeneraattorilla

Liukurengasgeneraattorilla (WRIG) ja muutettavalla roottorin resistanssilla varustettu tuulivoimalatyypin B on rajoitetusti muuttuvanopeuksinen. Muutettava roottorin resistanssi mahdollistaa $\pm 10\%$ muutokset voimalan roottorin pyörimisnopeudessa tuulennopeuden vaihdellessa, mikä parantaa sähkön laatua ja pienentää laitteiston mekaanista rasitusta. Tämän voimalaitostyyppin B on kehittänyt tanskalainen Vestas ja konsepti tunnetaan myös nimellä OptiSlip®. Tämän tuulivoimalatyyppin periaatteellinen kaaviokuva on esitetty seuraavassa kuvassa ja yhteenveto tyyppin eduista ja haitoista on esitetty taulukossa 2.



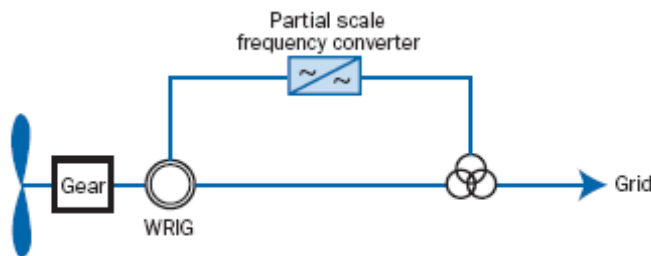
Kuva 3. Tyyppin B tuulivoimala (EWEA 2005)

Taulukko 2. Tuulivoimalatyyppin B edut ja haitat (Ackermann 2005)

Edut	Haitat
Kondensaattoriparisto kompensoi loisivirran.	Kondensaattoriparisto tuo lisähintaa.
Pehmokäynnistimellä voidaan käynnistysvirran rajoittaa nimellisvirran suuruiseksi (ohitetaan käynnistysvirran jälkeen).	Käynnistysajan aikana virran harmonisen särön osuus on suuri.
Roottoriresistanssia säädetään valosignaalin avulla ja harjattoman epätahtigeneraattorin ansiosta huoltotarve on vähäinen.	
Roottorinnopeutta voidaan säätää 0...10% yli nimellisnopeuden, jolloin tuulen nopeusvaihtelut eivät muutu kokonaan tehonsyötön vaihteluiksi.	

2.3.3 Muuttuvanopeuksinen tuulivoimala kaksoissyötetyllä generaattorilla

Viime vuosina suosituin tuulivoimalaitostyyppi on ollut muuttuvanopeuksinen tyyppi C. Se perustuu kaksoissyötettyyn generaattoriin (DFIG), jonka roottoripiiri on kytketty verkkoon taajuusmuuttajan välityksellä. Taajuusmuuttajan kokoluokka on noin 30 % generaattorin nimellistehosta. Pyörimisnopeus voi vaihdella tyypillisesti 30 – 40 % tahtinopeuden molemmiin puolin. Tämän voimalaitostyyppin periaatekuva on esitetty alla ja yhteenveto tyyppin eduista ja haitoista löytyy taulukosta 3.



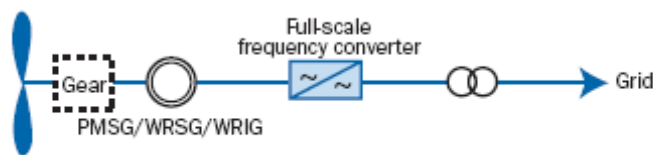
Kuva 4. Tyyppin C tuulivoimala (EWEA 2005)

Taulukko 3. Tuulivoimalatyyppin C edut ja haitat (Ackermann 2005)

Edut	Haitat
Roottoripiirin taajuusmuuttaja kompensoi loisivirran.	Taajuusmuuttaja ja liukurengas-generaattori lisäävät hintaa.
Taajuusmuuttajalla toteutetun roottorin magnetoinnin avulla magnetoidaan käynnistysvaiheessa staattori. Käynnistysvirta voidaan rajoittaa nimellisvirran suuruiseksi.	Taajuusmuuttaja tuo harmonista säröä, joka poistettava lisäkustannusta tuovalla suotimella.
Osateholle mitoitettava taajuusmuuttaja ($30 \% \times S_n$) tuo kustannusetua (vrt. tyyppi D jäljempänä).	Harjallinen epätahtigeneraattori lisää huollon tarvetta ja lisää huoltokustannuksia.
Roottorinnopeutta voidaan säätää laajalla alueella $-40 \% \dots +30 \%$ alle ja yli nimellisnopeuden, jolloin tuulen nopeusvaihtelut eivät muutu tehonsyötön vaihteluiksi.	Suojaus verkon häiriöissä on hankalampaa (taajuusmuuttajan suojaus).

2.3.4 Muuttuvanopeuksinen tuulivoimala täysitehoisella taajuusmuuttajalla

Täysin taajuusmuuttajan välityksellä verkkoon kytketyn voimalan generaattorina voi olla tahtigeneraattori tai liukurengasgeneraattori. Nämä tyypin D voimalat on myös mahdollista toteuttaa ilman vaihteistoa, jolloin generaattorin tulee olla usealla napaparilla varustettu hiitaasti pyörivä generaattori. Voimalatyyppin periaatekaavio on esitetty alla olevassa kuvassa. Taulukossa 4 on esitetty tyyppin etuja ja haittoja.



Kuva 5. Tyyppin D tuulivoimala (EWEA 2005)

Taulukko 4. Tuulivoimalatyyppin D edut ja haitat (Ackermann 2005)

<i>Edut</i>	<i>Haitat</i>
Taajuusmuuttaja kompensoi loisivirran ja toimii verkon suuntaan halutulla tehokertoimella.	Nimellistehon suuruinen taajuusmuuttaja tuo lisäkustannuksia.
Käynnistysvirta voidaan rajoittaa halutun (nimellisvirran) suuruiseksi.	Taajuusmuuttaja tuo säröä, joka poistettava lisäkustannusta tuovalla suotimella.
Harjaton generaattori vähentää huollon tarvetta.	Taajuusmuuttaja tuo lisähäviöitä.
Roottorinnopeutta voidaan säätää erittäin laajalla alueella alle ja yli nimellinopeuden, jolloin tuulen nopeusvaihtelut eivät muutu tehonsyötön vaihteiluiksi.	

3 VERKKOONLIITÄNNÄN SÄÄNNÖKSET JA OHJEET

Maailmalta löytyy suuri määrä erilaisia tuulivoiman ja usein samalla myös muun hajautetun tuotannon verkkoonliityntää koskevia säännöksiä, ohjeita tms. Luonteeltaan ne voivat olla joko suosituksia tai määräyksiä ja alueellisesti ne voivat olla joko maakohtaisista, alueellisista tai sähköyhtiökohtaisista. Aihepiirin tuoreus ja kehitysvaihe näkyvät siinä, että säännöissä on vielä kirjavuutta ja uusia ohjeita julkaistaan koko ajan. Vähitellen myös aiheeseen liittyvät kansainväliset standardit kehittyvät ja yhä enemmän paikallisissa ohjeissa voidaan viitata niihin. Osa määräyksistä liittyy sähkön laatuun ja voimalaitosten säätöön, mutta tässä yhteydessä keskitytään lähinnä sähköverkon suojauksen kannalta olennaisiin vaatimuksiin. Seuraavassa käydään läpi ensin määräyksiä maittain kolmen maan osalta (Suomi, Tanska ja Saksa), jonka jälkeen yhteenvedossa luodaan vielä katsaus laajempaan eri maiden säännöksistä tehtyyn vertailuun.

3.1 Suomalaiset liitântäsuositukset

Senerin suosituksessa pienvoimaloiden liittämisestä jakeluverkkoon (Sener 2001) jaetaan voimalat neljään ryhmään käyttötapojen ja syöttöjärjestelyn perusteella. Tuulivoimalat sijoituvat suosituksessa mainitun ryhmittelyn perusteella luokkaan 4. Tässä luokassa ovat voimalat, jotka toimivat rinnan yleisen jakeluverkon kanssa niin, että tuotettu sähkö voidaan siirtää osin tai kokonaan yleiseen jakeluverkkoon.

Senerin suositus on pohjana useissa suomalaisten verkkoyhtiöiden omissa ohjeissa ja vaatimuksissa. Vertailun vuoksi tässä käsitellään myös Helen Sähköverkko Oy:n ohjetta (Helsingin Energia 2006), joka sisältää joiltain osin tarkempia vaatimuksia. Pienvoimaloiden jaotteleminen on Helenin ohjeessa sama kuin Senerin suosituksessa.

3.1.1 Tarvittava voimalan liityntäpisteen oikosulkuteho

Voimalan verkkoon kytkemisestä aiheutuvan jännitemuutoksen suuruus on määritettävissä yhtälöstä:

$$\Delta U = i_{\text{suhde}} \cdot \frac{S_n}{S_k} \cdot U_v \quad (1)$$

missä

i_{suhde} = kytkentävirta / nimellisvirta

S_k = verkon oikosulkuteho ensimmäisessä muun kuluttajan kanssa yhteisessä pisteessä

S_n = voimalan nimellisteho

U_v = verkon vaihejännite

Enintään 4 % muutos antaa liittymispisteen oikosulkuteholle vaatimuksen:

$$S_k \geq 25 \cdot i_{\text{suhde}} \cdot S_n \quad (2)$$

Tämän suosituksen taustalla on lähinnä jännitteen vaihteluiden rajoittaminen, mutta asettulla oikosulkutehon rajalla on omat vaikutuksensa myös suojauksen toteutukseen. Vaatimus on sama sekä Senerin että Helenin ohjeissa.

3.1.2 Suojaus

Perussuojauksen muodostavat jännite- ja taajuussuojat, joille Senerin ja Helenin ohjeissa esitetyt asettelut löytyvät taulukosta 5. Senerin ohjeessa ylivirtasuojaukseen suositellaan vakioylivirtareleitä tai sulakkeita. Ylivirtasuojan ei tulisi aiheuttaa ylimääräisiä laukaisuja. Suoja pitää mitoittaa niin, että kosketusjännitesuojausvaatimukset toteutuvat. Helenin ohjeessa ylivirtasuojaukselle ei aseteta erityisiä vaatimuksia.

Taulukko 5. Jännite- ja taajuussuojien asetukset

<i>Tunnus</i>	<i>Asetus</i>		<i>Aikahidastus</i>	
	Sener	Helen	Sener	Helen
3U>>	110%	115%	0,05 s	0,15 s
3U>	106%	110%	30 s	1,5 s
3U<	90%	85%	2 s	5 s
3U<<	-	50%	-	0,15 s
f>	51Hz	51 Hz	0,2 s	0,2 s
f<	47Hz	48 Hz	0,2 s	0,5 s

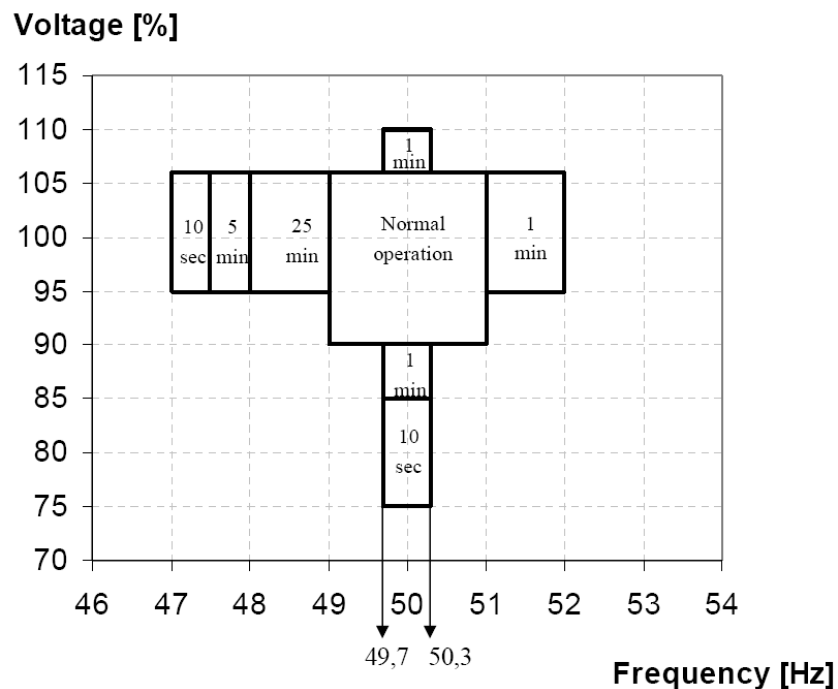
Senerin ohjeessa saarekekäytön estosuoja (SE) suositellaan täydentäväksi suojaksi, jos on vaara voimalan tahdistamattomaan kytkeytymiseen pikajälleenkytkennän (PJK) tai muun katkoksen takia. SE-suoja on vaatimuksena Helenin ohjeessa. SE-suojasta käytetään näissä ohjeissa termiä *yksinsyötön estosuoja*, mikä ei ole kovin täsmällinen ilmaisu kun tuotantoyksiköitä on useampia. SE-suojista ohjeessa mainitaan taajuuden muutosnopeuteen (dt/df) perustuva Rocof-suoja, verkon impedanssin muutokseen perustuva suoja ja jännitteen myötäkomponenttiin perustuva suoja. Jännitteen myötäkomponenttiin perustuvalle releelle Senerin ohjeessa suositellaan asetteluarvoksi $70 \% \cdot U_n$. Helenin ohjeessa SE-suojalle on esitetty kokonaisaikahidastukseksi 0,15 s, mutta laukaisun raja-arvot on jätetty tapauskohtaisesti sovittaviksi.

Helenin ohjeessa on lisäksi esitetty vaatimus, että generaattorilaitteiston saa kytkeytyä takaisin verkkoon vasta kun verkon jännite on pysynyt 10 minuuttia normaaliarvossaan. Lisäksi laitteiston ja sen suojauksen tulee kestää rikkoutumatta verkon vikatilanteet ml. maasulusta aiheutuva 0,4 sekunnin PJK.

3.2 Tanska

Tanskassa nykyisin voimassa olevat tuulivoimaloiden verkkoonliittymää koskevat ohjeet on julkaissut Energinet.dk. Energinet.dk perustettiin vuonna 2005 ja sen omistaa Tanskan valtio. Energinet.dk:hon sulautettiin Eltra, Elkraft System, Elkraft Transmission ja Gastra. Jul-

kaisu “Wind turbines connected to grids with voltages below 100 kV” (Elkraft System ja Eltra 2004) antaa tekniset määrittelyt jakeluverkkoon liitettävien tuuliturbiinien ominaisuuksille ja säädölle. Näissä ohjeissa on mm. määritelty voimaloiden pätö- ja loistehon säädölle asetettavat vaatimukset. Verkon vika- ja häiriötilanteiden osalta määräyksissä on eritelty tilanteet, jolloin tuulivoimalan on irrottauduttava verkosta ja tilanteet, jolloin tuulivoimala ei saa irrota verkosta. Viimeksi mainittu on määritelty tuulivoimaloiden suunnittelukriteerinä, joka edellyttää, että tuulivoimala kykenee tuottamaan tehoa normaalista poikkeavissa tilanteissa enintään seuraavassa kaaviossa esitettyjen aikarajojen verran.



Kuva 6. Tuulivoimaloilta vaadittu toiminta-alue (Elkraft System ja Eltra 2004)

Tuulivoimalan irrottautuminen verkosta perustuu suojausasetteluihin, jotka on esitetty seuraavassa taulukossa.

Taulukko 6. Tanskan määräykset tuulivoimalan suojauksen asetteluarvoille (Elkraft System ja Eltra 2004)

Disconnection criterion	Setting value		Duration of which the setting value must be exceeded	
Under-voltage	$0.9 \cdot U_{\text{rated}}$	V	10...60	s
Over-voltage 1	$1.06 \cdot U_{\text{rated}}$	V	60	s
Over-voltage 2	$1.1 \cdot U_{\text{rated}}$	V	200	ms
Over-frequency	51 If frequency regulation is active: $f_u + 0.5$ (f_u is the upper frequency limit for the control range)	Hz Hz	200	ms
Under-frequency	47	Hz	200	ms

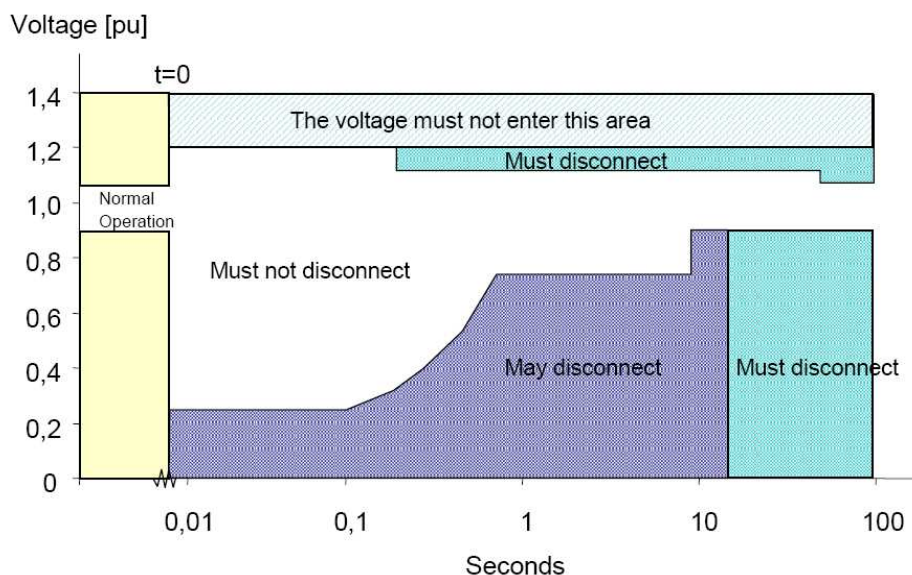
Lisäksi vaaditaan, että kun tuulivoimalan koko on yli 1,5 MW on voimalan ja kompensointilaitteiston pysyttävä verkossa seuraavissa tilanteissa:

- 3-vaiheinen oikosulku: 100 ms,
- 2-vaiheinen oikosulku maasululla tai ilman: 100 ms, jota seuraa uusi oikosulku 300..500 ms jälkeen, joka on kestoltaan 100 ms.

Tuulivoimalalla tulee olla myös riittävät reservit (apusähkö, hydraulipaine) myös seuraavien sekvenssien kestämiseen:

- 6 kpl 2-vaiheisia oikosulkuja 5 min sisällä,
- 6 kpl 3-vaiheisia oikosulkuja 5 min sisällä.

Kun edellä esitetyt vaatimukset yhdistetään, päästään seuraavassa kaavioissa esitettyyn vaatimukseen verkon jännitteen suhteen.



Kuva 7. Tuulivoimalan irtikytketymiskriteerit jännitteen suhteen (Elkraft System ja Eltra 2004)

3.3 Saksa

Saksassa tuulivoimaloiden liityntävaatimukset määräytyvät verkosta, johon liitytään. Tuulivoimaloille jakeluverkossa pätee useassa tapauksessa VDEW:n tai laajennetut VDEW:n vaatimukset kytkentätavasta riippuen. Liityntäjännite molemmissa on alle 60 kV. Jokainen verkko-operaattori päättää itse minkälaiset vaatimukset heidän verkossaan pätee. Suurjännitevaatimukset pätevät siirtoverkkoon liityttäessä yleensä yli 60 kV jännitteillä. Lisäksi on määritetty pienjänniteverkon liityntävaatimukset. Tässä keskitytään liityntävaatimuksiin keskijänniteverkoissa. Saksassa suuntauksena on kuitenkin tuulivoimaloiden kytkeminen siirtoverkkoon jolloin pätevät suurjänniteläitynnälle asetetut vaatimukset. Niissä erityispiirteenä on vaatimus jännitekuoppasietoisuudesta (ns. fault-ride-through vaatimus).

Saksassa on satoja jakeluverkkoyhtiöitä. Jokainen asettaa omat vaatimukset ja tilanne on kahdenlainen. Toisaalta noudatetaan vanhaa VDEW:n (nykyisin BDEW, <http://www.bdew.de>) vuonna 1998 julkaistua määräystä (VDEW 1998) ja toisaalta osa verkkoyhtiöistä laatinut siihen pohjautuvat jatko vaatimukset (AVACON et al. 2004). Jatko vaatimusten sisältö lähenee suurjänniteläitynnän vaatimuksia; esimerkiksi jännitekuoppasietoisuudelle esitetään vaatimuksia.

VDEW:n määräys (VDEW 1998) käsittelee verkkoonliityntää laajasti mm. sähkön laadun kannalta, mutta suojauksen osalta todetaan vain melko väljät rajat jännite ja taajuusreleille.

Uudemmat jatkovaatimukset (AVACON et al. 2004) koskevat voimaloita, joiden liitännäispiste on sähköasemalla. Liitäntä voidaan tehdä 60 kV jännitteellä operaattorin niin määrätessä. Uudet voimalat ja voimalat, joihin on tehty muutoksia noudattavat niiden operaattorien alueella, jotka niin määräävät tätä uutta jatkovaatimusta keski- ja suurjänniteliitynnöissä. Voimaloille, joiden liityntäpiste on keskijänniteverkossa, pätee vanha VDEW 1998. Taulukossa 16 on esitetty jatkovaatimuksen mukaiset tuulivoimalan relesuojien asetukset.

Taulukko 7. Saksan jatkovaatimuksen (AVACON et al. 2004) jännite- ja taajuussuojien asetukset

<i>Tunnus</i>	<i>Asetus</i>	<i>Aikahidastus</i>
3U>>	108%	0,1 s
3U<	85%	5 s
f>	51,5 Hz	0,1 s
f<	47,5 Hz	0,1 s

Tämä tutkimusprojektin loppuvaiheessa ilmestyi Saksassa uusi BDEW:n julkaisema liityntäohje (BDEW 2008), johon tässä projektissa ei ollut enää valitettavasti mahdollisuuksia perehtyä tarkemmin.

3.4 Yhteenveto

Eri maiden määräyksissä liittyen tuulivoiman verkkoonliityntään on vielä melko paljon kirjavuutta. Suojauksen kannalta ohjeissa on suosituksia usein ainoastaan taajuus- ja jännitesuojille. Vaikka saarekekäytön esto on yksi keskeinen ongelma hajautetun tuotannon suojauksessa, siihen ei ole useinkaan selkeästi kantaa erityisesti tuulivoimaloita tai muita keskijänniteverkkoon liitettäviä voimaloita koskevissa määräyksissä. Yksi syy tähän lienee se tosiseikka, että aukotonta ratkaisua ongelmaan ei markkinoilta vielä löydy. Toisaalta vaatimuksissa ollaan tuulivoiman lisääntyessä menossa kohti samoja vaatimuksia kuin muillakin voimaloilla. Tällöin tuulivoimala osallistuisi tehon ja taajuuden säätöön kuten perinteinen-

kin voimalaitos ja tilanne verkon kannalta ei ole saareketilanteessa välttämättä niin kriittinen. Kuitenkin tällöinkin turvallisuuteen ja jälleenkytkentöihin liittyvät seikat tulisi ottaa huomioon.

Siirtoverkon määräysten soveltaminen keskijänniteverkoissa näkyy Saksan määräyksissä. Käytännössä tämä tarkoittaa toisaalta vaatimuksia taajuuden ja tehon säädön suhteen ja toisaalta vaatimuksia jännitekuoppasietoisuudesta. Jälkimmäinen koetaan kriittiseksi erityisesti silloin kun tuulivoiman osuus tuotannosta nousee merkittäväksi. Myös Nordelin grid codeen on sisällytetty tuulivoiman verkkoonliityntää koskevat määräykset (Nordel 2006), jotka on sisällytetty myös Fingridin järjestelmätekniisiin vaatimuksiin (Fingrid 2007). Suomalaiset pienvoimaloita koskevat määräykset ovat tätä vanhempia ja uusissa ohjeissa olisi syytä ottaa huomioon myös siirtoverkkoyhtiö asettamat vaatimukset. Erityisesti on huomattava, että jo 1 MVA kokoiisiin laitoksiin suositellaan sovellettavan järjestelmätekniisiä vaatimuksia (Fingrid 2007). Toisaalta kuitenkin vaatimusten (Fingrid 2007) liitteessä olevat tuulivoimaa koskevat määräykset koskevat vain tuulipuistoja ja alle 100 MVA puistojen osalta vaatimuksista voidaan neuvotella. Käytännössä kantaverkon voimaloille asetettavia vaatimuksia voitaisiin edellyttää sellaisenaan niiltä jakeluverkkoon liitettäviltä tuulivoimaloilta, jotka kytketään jakeluverkon sähköasemaan omalla johtolähdöllään ja joiden tehoa siirretään kantaverkossa. Näidenkin osalta lisäohjeita tarvitaan erityisesti suojauksen toteutukseen.

4 SIMULOINTIMALLIT

Tässä kappaleessa esitellään simulointimallit, joita on hyödynnetty tässä hankkeessa tuulivoimaloiden verkkovaikutusten tutkimisessa. Lisäksi esitellään CIGREn testiverkko, josta myös on hankkeen puitteissa laadittu simulointimalli myöhempää käyttöä varten.

4.1 Verkkomalli – Pori Energia Sähköverkot Oy

Projektin puitteissa tehdyssä diplomityössä (Haapalainen 2007) laadittiin simulointimalli Pori Energia Sähköverkot Oy:n yhden sähköaseman syöttämästä verkosta sisältäen verkossa olevat tuulivoimalaitokset.

4.1.1 Verkon kuvaus

Mallinnettava verkko koostui pääosin Pori Energia Sähköverkot Oy:n Syväsataman sähköaseman alaisesta keskijänniteverkosta (20 kV). Malliin sisällytettiin normaalitilanteessa Syväsataman aseman kautta syötettävät keskijännitelähdöt sekä yksi normaalisti Kaanaan sähköaseman kautta syötettävä lähtö, jonka varrella sijaitsee neljä Pengertien 1 MW tuulivoimalaitosta. Pengertien tuulivoimaloiden lisäksi Syväsataman aseman verkkoon on liitetty kuusi muuta tuulivoimalaa kooltaan 0,3 – 3 MW. Näistä neljä, mukaan lukien 3 MW ja 2 MW tuulivoimalat sijaitsevat pelkästään tuulivoimaloita sisältävällä lähdöllä. Reposaaressa sijaitsee yksi 1 MW tuulivoimala sekä 0,3 MW tuulivoimala. Simulointimalliin sisällytettiin kaikki em. tuulivoimalat lukuun ottamatta pienintä 0,3 MW voimalaa.

Syväsataman aseman keskijänniteverkko koostuu 10 johtolähdöstä, joista normaalitilanteessa syötetään tämän aseman kautta kahdeksaa. Ahlaisten suuntaan lähtevä johtolähtö on normaalitilanteessa syötetty Kaanaan aseman kautta, joten sitä ei ole mallinnettu tähän verkkomalliin. Johtolähdöt koostuvat sekä avojohdoista että kaapeleista. Suurin osa Syväsataman aseman verkosta on kaapeliverkkoa kytkentätilanteen ollessa normaali. Mallinnetut johtolähdöt ovat pituudeltaan varsin lyhyitä, pisimmilläänkin vain noin 10 km.

Syväsataman asemalla on yksi 31,5 MVA:n päämuuntaja, jonka kytkentäryhmä on YNy. Malliin sisällytetyillä lähdöillä oli kaikkiaan 33 jakelumuuntajaa.

4.1.2 Verkon suojaus

Johtolähtöjen oikosulkusuojaus on toteutettu sähköasemalla sijaitsevilla vakioaikaylivirtareleillä. Ylivirtareleiden asettelut on toteutettu kaksiporaisena, sekä aikahidastettuna että pikalaukaisuna. Päämuuntajan alajännitepuolen ylivirtareleiden toiminta on estetty, kun jokin johtolähtöjen releistä on havahtuneena, millä estetään sen tarpeeton toiminta kun vika on johtolähdöllä.

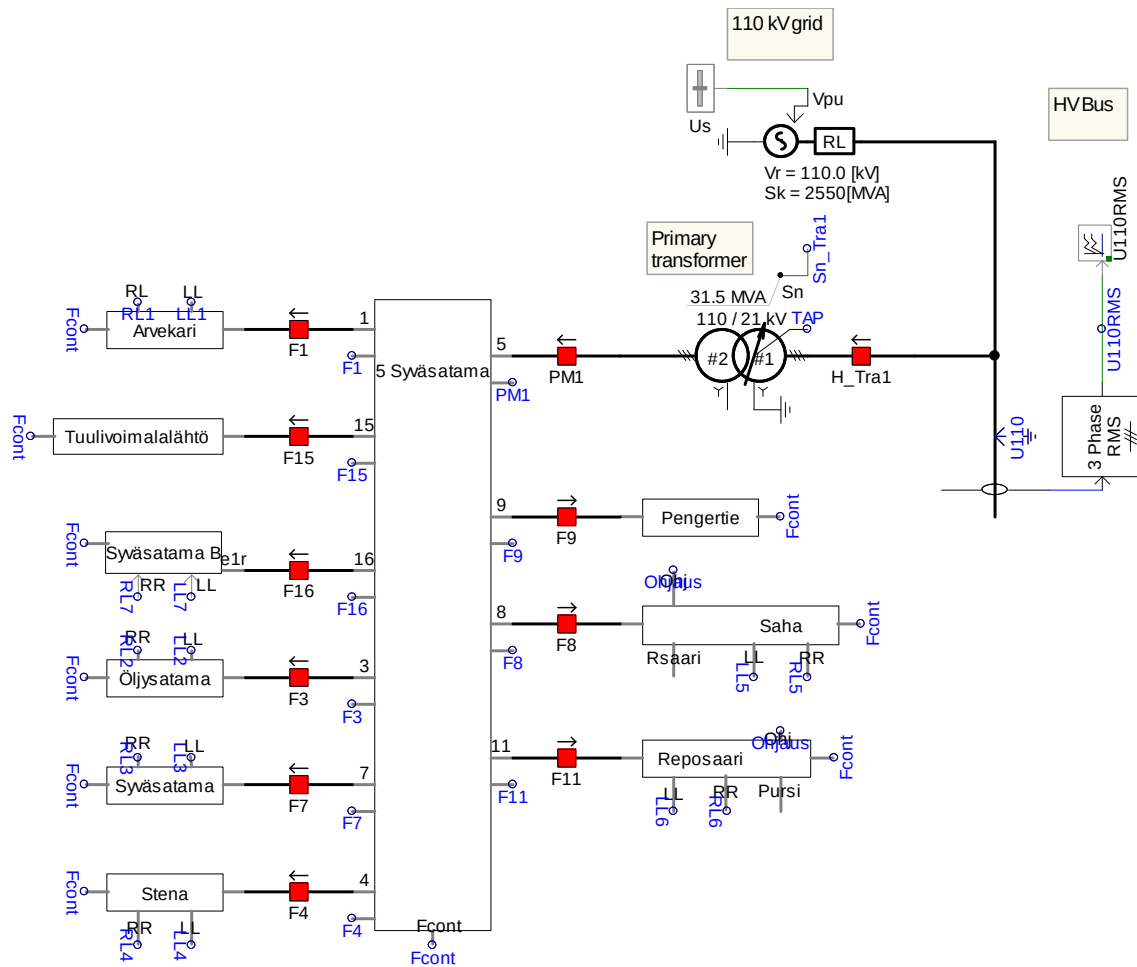
Johtolähtöjen maasulkusuojaus on toteutettu suunnatuilla maasulkureleillä, joihin on aseteltu raja-arvot sekä nollajännitteelle että nollavirralle. Näiden lisäksi maasulkusuojauksen varasuojana on käytössä reilusti aikahidastettu, pelkästään nollajännitettä tarkkaileva rele.

Kaikilla johtolähdöillä, paitsi niillä joihin on liitetty tuulivoimaa, on käytössä jälleenkytkennät. Jälleenkytkennät ovat käytössä sekä ylivirtasuojauksen että maasulkusuojauksen toimissa. Pikajälleenkytkentä tapahtuu 0,3 s jännitteettömän ajan kuluttua ja aikajälleenkytkentä 180 s jännitteettömän ajan kuluttua, mikäli pikajälleenkytkennän jälkeen vika ei ole poistunut.

3 MW tuulivoimalan liitäntäpisteen keskijännitepuolelle on sijoitettu nollajänniterele sekä ylivirtarele. Toiseksi suurimman 2 MW tuulivoimalan liityntäpisteessä on keskijänniteverkon puolella ylivirtarele sekä 100 A suurjännitesulake ja 1 MW tuulivoimaloiden liityntäpisteen keskijännitepuolella on 63 A suurjännitesulakkeet.

4.1.3 Verkkomalli

Tarkasteltava verkko pyrittiin mallintamaan mahdollisimman tarkasti lähinnä suojauksen toimintaan liittyviä simulointeja silmällä pitäen. Malli olisi voitu mallintaa vain tuulivoiman tuotantoa sisältävien lähtöjen osalta, loput verkosta olisi siinä tapauksessa kuvattu taustaverkon ekvivalenttipiirinä, mutta tässä työssä päädyttiin mallintamaan myös muut lähdöt mahdollisimman tarkasti. Verkkomallin pääsivu on esitetty seuraavassa kuvassa. Johtolähdöt on kuvattu alasuuna, jotka on pääsivulla esitetty laatikoina, joissa lukee kyseistä johtolähtöä kuvaava nimi.



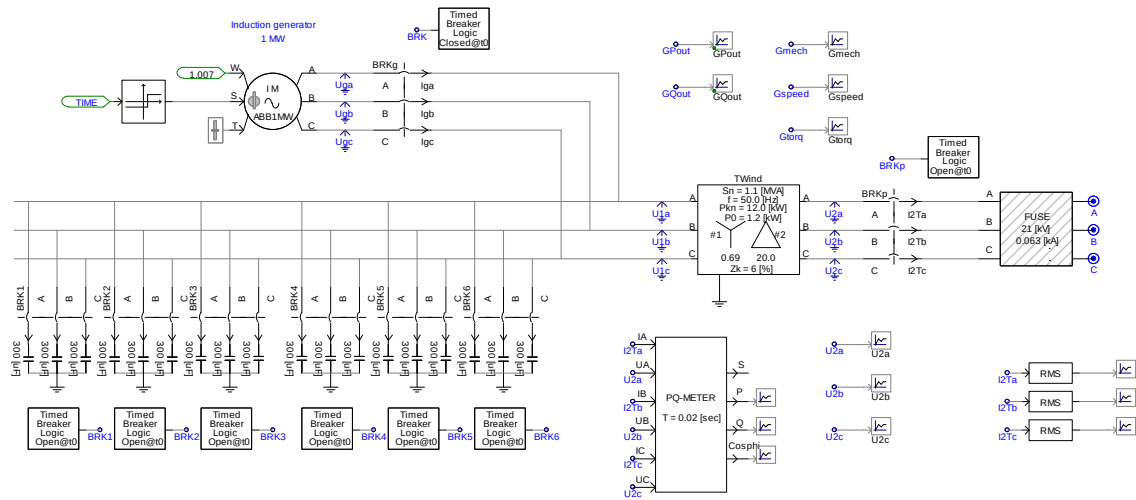
Kuva 8. PSCAD malli Syväsataman sähköaseman verkosta.

Verkkomallin kuormat on sijoitettu jakelumuuntajien pienjännitepuolelle ja ne ovat mallissa tyypiltään vakioimpedanssikuormia. Lähtöarvona saadut johtolähtökohtaiset kuormat on jaettu kunkin johtolähdön jakelumuuntajien kesken muuntajien nimellistehojen suhteessa. Mallissa on lisäksi erillinen kuormituskerroin, jonka arvo on vapaasti valittavissa ja näin voidaankin verkon kuormitustasoa muuttaa helposti.

4.1.4 Tuulivoimaloiden mallit

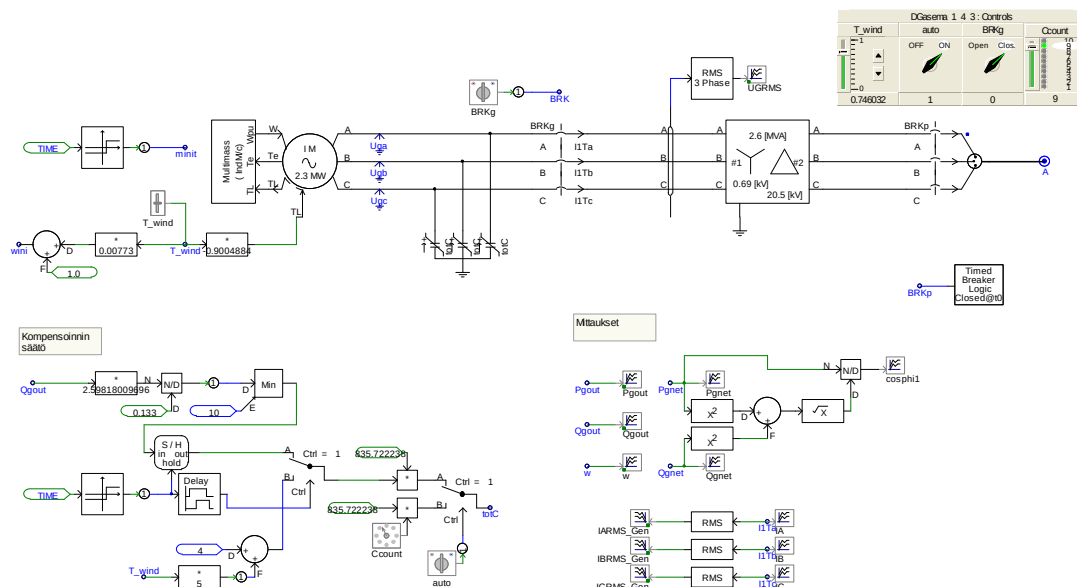
1 MW tuulivoimalamalli on esitetty seuraavassa kuvassa. Se koostuu suoraan verkkoon liittymisestä oikosulkugeneraattorista sekä kuudesta erillisestä kompensointikondensaattorista, joiden kytkeytymisen ajankohta on vapaasti valittavissa. Koska tarkkoja tietoja kohteena ole-

vasta tuulivoimalasta ei saatu, on tässä tapauksessa mallinnuksessa hyödynnetty aiemmin mallinnettua vastaavankokoista laitosta.



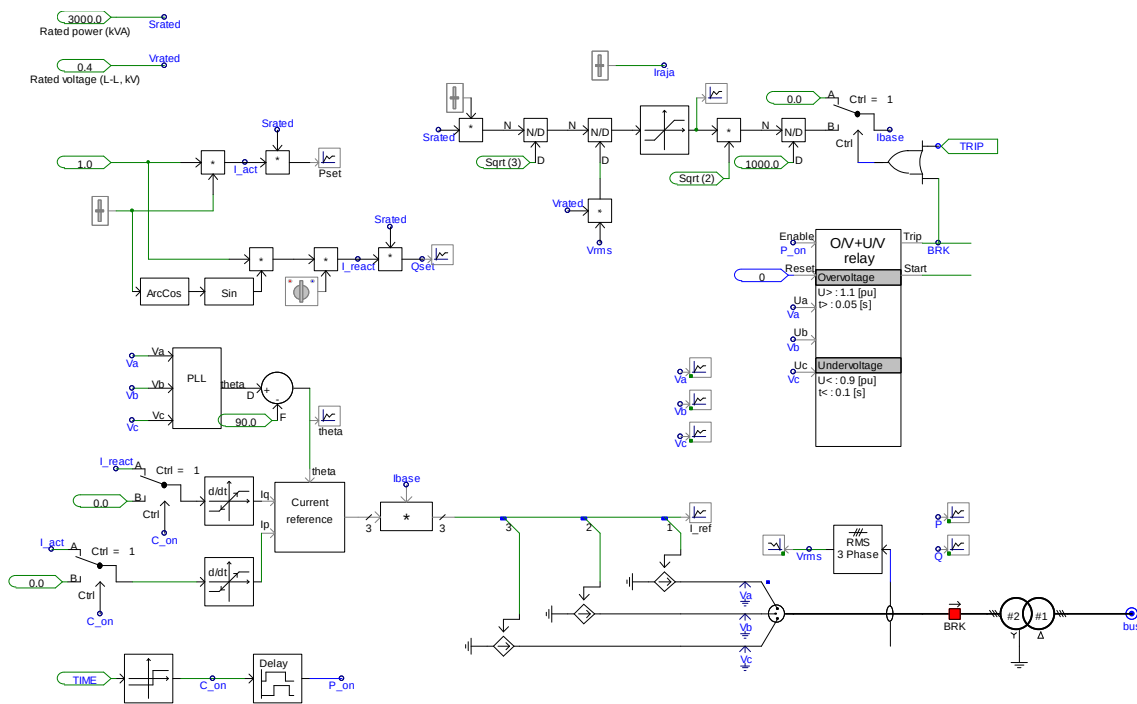
Kuva 9. 1 MW tuulivoimalan PSCAD-malli.

Tarkkojen tietojen puuttuessa 2 MW tuulivoimalaitoksen mallina käytettiin aiemmin Simulointiympäristö-projektissa kehitettyä 2,3 MW tuulivoimalaitoksen mallia. Sen katsottiin olevan tarpeeksi lähellä 2 MW tuulivoimalaa. Seuraavassa kuvassa esitetty malli koostuu 2,3 MW generaattorista ja automaattisesti säätävästä kompensointikondensaattorista.



Kuva 10. 2 MW tuulivoimalan PSCAD-malli.

3 MW tuulivoimala on todellisuudessa täysin taajuusmuuttajan välityksellä verkkoon kytketty voimala. Koska taajuusmuuttajamallin lisäys simulointimalliin olisi hidastanut simulointien suorittamista merkittävästi, päädyttiin tässä tapauksessa kuvaamaan tätä voimalaa vaihtotehoisilla virtalähteillä, joiden maksimivirta on rajoitettu. 3 MW tuulivoimalan PSCAD-malli on esitetty seuraavassa kuvassa.



Kuva 11. 3 MW tuulivoimalan PSCAD-malli

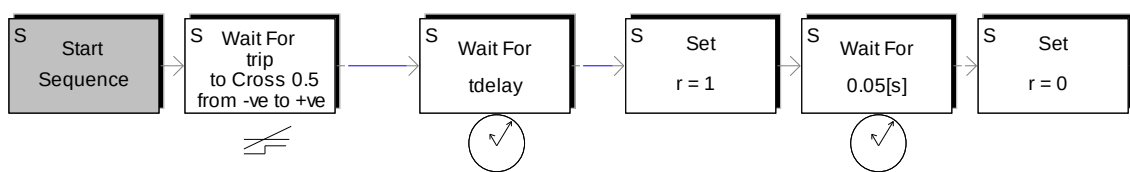
4.1.5 Suojareleiden mallinnus

Tässä simulointimallissa hyödynnettiin aikaisemmassa Simulointiympäristö-projektissa kehitettyjä rele-malleja, jotka eivät vastaa tarkasti minkään tietyn valmistajan suojareleitä. Suojareleet onkin mallinnettu lähinnä toiminnallisen kuvauksen pohjalta.

Tässä verkkomallissa käytettyjä johtolähtöjen suojareleitä ovat ylivirtarele ja suunnattu maasulkurele. Ylivirtareleelle on mahdollista asettaa kahdet asettelut, sekä aikahidastetulle laukaisulle että pikalaukaisulle. Suunnatulle maasulkureleelle on mahdollista asettaa kolmet eri asetteluarvot esimerkiksi verkon erilaisille maadoitustavoille kullekin omansa. Asetteluar-

voina annetaan summavirta, toiminta-aika, nollajännite sekä valitaan joko lois- tai pätövirta-kytkentä.

Muilla paitsi tuulivoimaloita sisältävillä lähdoilla oli käytössä jälleenkytkennät releiden lauetessa. Ne toteutettiin seuraavassa esitetyllä sekvenssipiirillä, jossa trip-signaali tulee releeltä sen lauetessa, jonka jälkeen odotetaan määritelty jälleenkytkennän jännitteetön väliaika ja ohjataan releen reset sisääntulo ykköseksi, jolloin rele palautuu alkutilaan.



Kuva 12. Jälleenkytkennän toteutus PSCADin sekvenssilohkoilla.

Tuulivoimaloiden suojauksesta ei tähän työhön saatu tarkempia tietoja, joten tyydyttiin käyttämään lähteen (Mäki 2003) mukaan Ruotsissa käytössä olevia tuotantoyksiköiden suojaussuosituksia. Käytännössä tämä tarkoitti sitä että voimalat varustettiin jännite- ja taajuusreleillä. Yli/alijännitereleeseen on mahdollista asettaa kolmet laukaisuarvot. Rele mittaa kunkin vaiheen jännitettä, joista lasketaan tehollisarvot. Taajuusreleeseen on mahdollista asettaa kaksi toimintaporrasta sekä yli- että alijännitteelle. Rele mittaa kunkin vaiheen jännitteet, joiden perusteella se laskee taajuuden.

Koska verkkoyhtiö on vastuussa verkon turvallisesta käytöstä kaikissa tilanteissa, on hieman huolestuttavaa, ettei verkkoyhtiöllä ole tiedossa heidän verkkoonsa liitettyjen generaattoreiden suojausasetteluita. Koska tuulivoimaloiden suojausasettelut ovat usein piilotettu voimaloiden ohjausjärjestelmiin tai ovat muutoin hankalasti saatavissa, voisi sähköverkkoyhtiön kannalta olla parasta vaatia liityntäpisteeseen relesuojaus, jolla voidaan taata järjestelmän turvallinen käyttö kaikissa tilanteissa.

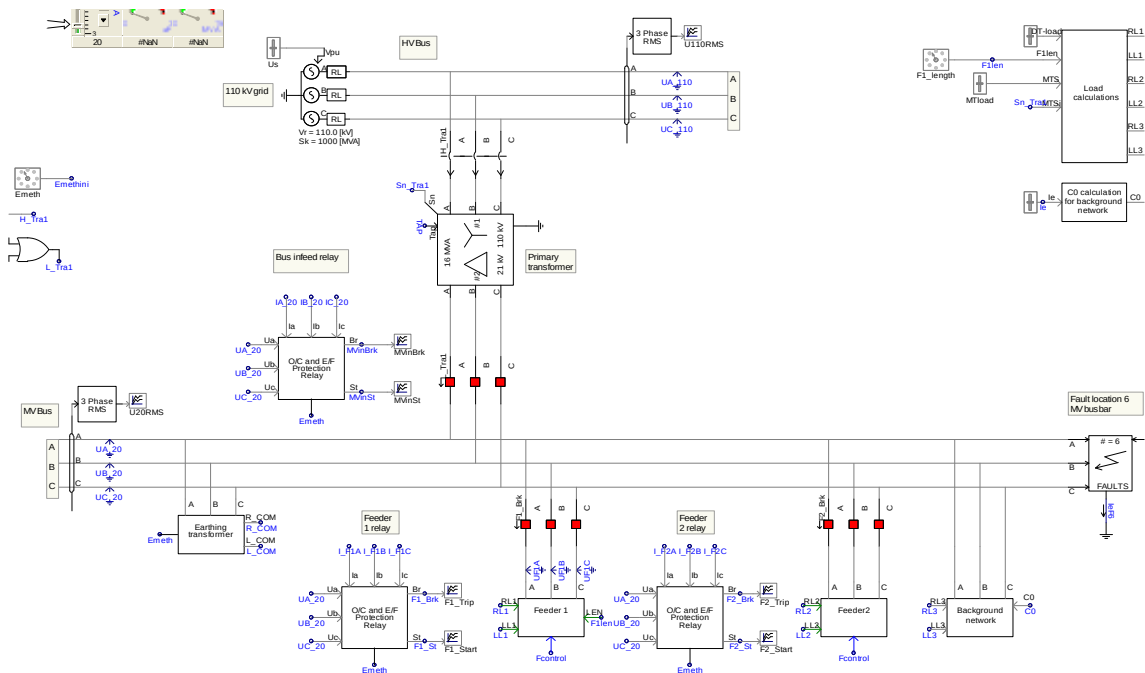
4.2 Yleinen PSCAD verkkomalli

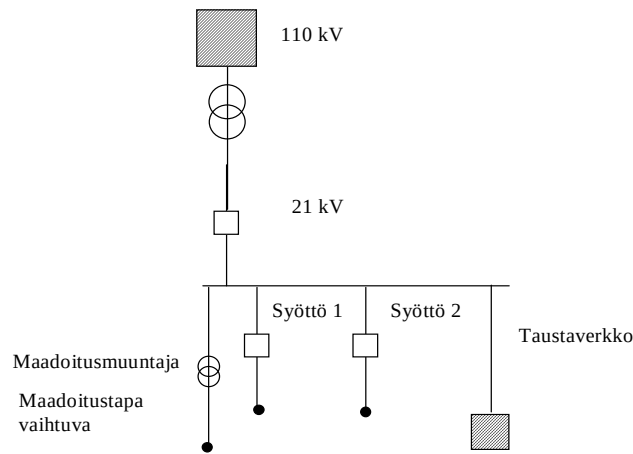
Projektissa tehdyssä toisessa diplomityössä (Nyberg 2008) tutkittiin tuulivoimaloiden verkkoliitynnän vaatimuksia jakeluverkon suojauksen kannalta. Tässä työssä käytettiin yleistä

PSCAD verkkomallia suojauksen liittyvien ongelmien havainnollistamiseen ja tarkempaan tutkimiseen erityisesti suositusten kannalta.

4.2.1 Verkkomalli

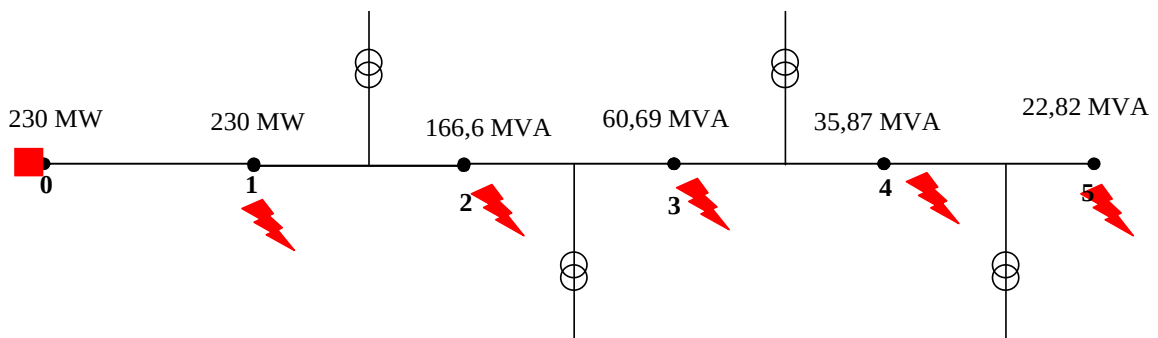
Verkkomallina käytettiin aiemmin Simulointiympäristö ja Simujatko hankkeissa VTT:n ja Vaasan yliopiston yhteistyönä kehittämää suomalaisen ajojohtoverkon mallia joka on esitetty seuraavassa kuvassa.





Kuva 14. Verkkomallin pääkaavio.

Verkkomallin ominaisuuksien selvittämiseksi oikosulkuteho määritettiin verkon eri pisteissä ilman hajautettua tuotantoa. Tuloksena saadut oikosulkutehot lähdön eri pisteissä on esitetty seuraavassa kuvassa.



Kuva 15. Johtolähdön 1 oikosulkutehot.

4.2.2 Voimalaitosmallit

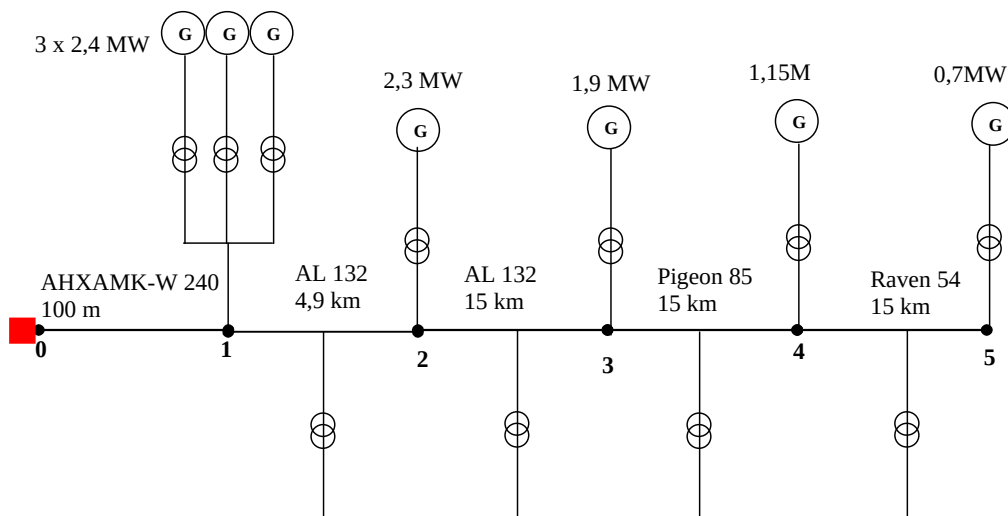
Tässä tapauksessa verkkomalliin sijoitettiin 7 tuulivoimalaitosta. Tuulivoimalaitoja voidaan mallintaa eri tarkkuusasteilla. Pääosa tässä käytetyistä tuulivoimaloista oli mallinnettu virtalähteisiin perustuvalla mallilla ja yksi voimalaitos oikosulkugeneraattorilla. Ensiksi mainitun avulla on kuvattu lähinnä taajuusmuuttajan välityksellä verkkoon kytkeytyviä voimalaitoksia. Taajuusmuuttajan tarkka mallintaminen hidastaisi simuloinnin suorittamista. Lisäksi etuna

simuloinnin kannalta on, että tämän voimalamallin syöttämä teho ja maksimioikosulkuvirta on helposti säädettävissä. Virtalähteisiin perustuva voimalaitosmalli oli käytännössä sama kuin Pori Energia Sähköverkot Oy:n verkkomallissa käytetty 3 MW malli (kuva 11, sivu 26), jonka nimellisteho vain vaihdettiin halutuksi.

Oikosulkugeneraattorin mallina käytettiin samaa 2,3 MW mallia kuin Pori Energia Sähköverkot Oy:n mallissakin (kuva 10, sivu 25).

Voimaloiden sijoituskohtien suurimmat mahdolliset liityntätehot määritettiin verkon oikosulkutehon mukaan. Lähtökohtana käytettiin yhtälöä 2 (sivu 15). Käynnistysvirtasuhteena i_{suhde} käytettiin virtalähdemalliin perustuvissa voimaloissa arvoa 1,25 ja epätahtigeneraattorilla mallinnetussa voimalassa arvoa 2,1.

Voimaloiden tehot ja niiden sijoituspaikat on esitetty seuraavassa kuvassa.



Kuva 16. Tuulivoimaloiden tehot ja sijoituspaikat

4.2.3 Relesuojaus

Simulointimallissa johtolähtöjen ylivirtareleet aseteltiin siten, että pikalaukaisun toiminta-alue on 5 km 3-vaiheisessa oikosulussa. Aikalaukaisun toiminta-alue kattaa koko lähdön myös 2-vaiheisessa oikosulussa. Lisäksi lähdöllä 1 otettiin käyttöön suunnattu ylivirtarele. Maasulkusuojausasetuksina annettiin olla verkkomallin alkuperäiset asetukset.

Tuulivoimalat varustettiin taajuus- ja jännitereleillä, jotka aseteltiin Helenin suositusten mukaisesti. Lisäksi tehtiin simulointeja, joissa tuulivoimaloilla oli ROCOF ja vektorihyppy funktioihin perustuva saarekekäytön estorele.

4.3 CIGREn verkkomalli

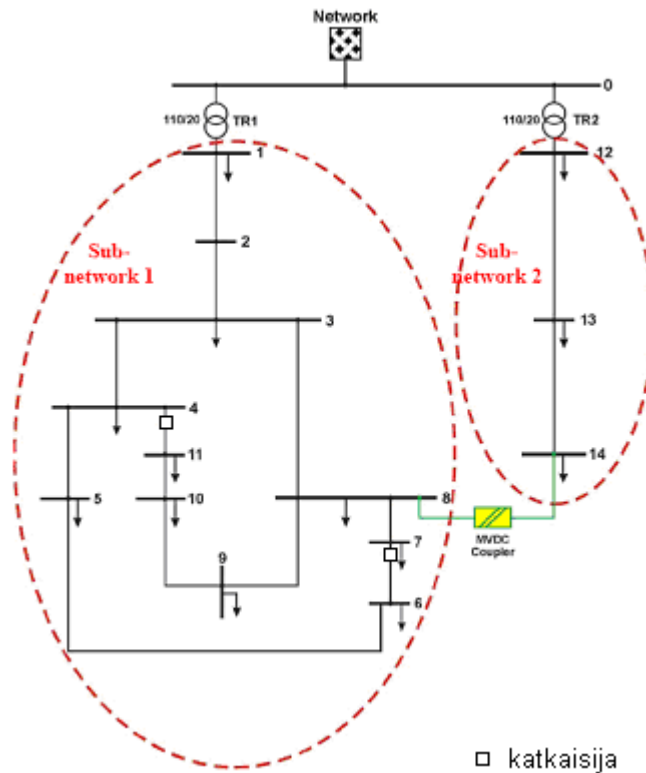
Tässä kappaleessa esitellään lyhyesti CIGREn kehittämä keskijännitejakuverkon verkkomalli. Malli on esitelty yksityiskohtaisemmin seminaarityössä (Voima 2008a).

CIGREn tavoitteena on ollut kehittää yhtenäinen verkkomalli, jota käytettäessä eri tutkimustahojen tuloksista saadaan vertailukelpoisia ja helpommin toistettavia. Tässä projektissa tavoitteena on ollut toteuttaa malli PSCAD ohjelmalla, jotta tuulivoiman verkkoonliittymän ratkaisuja voidaan myöhemmin testata vertailukelpoisemmin kuin tähän saakka käytettävissä olleilla malleilla.

4.3.1 Mallin kuvaus

CIGREn keskijänniteverkkomallin pohjana on ollut todellinen saksalainen maaseutuverkko. Verkko syöttää pientä kaupunkia ja sitä ympäröivää maaseutua. Verkon jännitetaso on 20 kV ja sitä syötetään 110 kV muuntoasemalta. Verkko on pääasiassa kaapeliverkkoa, mutta osia verkosta on toteutettu myös ilmajohdoilla. Lähtökohtana testiverkon mallinnuksessa on ollut yksityiskohtaisempi malli, jossa on 30 solmupistettä. Tästä mallista on tehty yksinkertaistettu malli, jossa verkko vielä säilyttää realistisen luonteen ja hajautetun tuotannon verkkovaikutuksien havainnollistaminen on helpompaa. Tämä verkko malli on esitetty kuvassa 17.

Yksinkertaistetussa verkkomallissa on 14 solmupistettä jaettuna kahteen erilliseen aliverkkoon. Aliverkossa 1 on hajautettua tuotantokapasiteettia yhteensä 3079 kW, aliverkossa 2 ei ole hajautettua tuotantoa. Molempia aliverkkoja syötetään erillisiltä 110/20 kV muuntajilta ja ne toimivat itsenäisinä kokonaisuuksinaan niitä yhdistävän tasajänniteyhteyden (MVDC Coupler) ollessa pois käytöstä. Verkko käytetään normaalisti säteittäisenä ja tällöin avoimena olevat katkaisijat on merkitty eo. kuvaan. (Rudion 2006.)



Kuva 17. Keskijänniteverkon simulointimalli (Rudion ym. 2006).

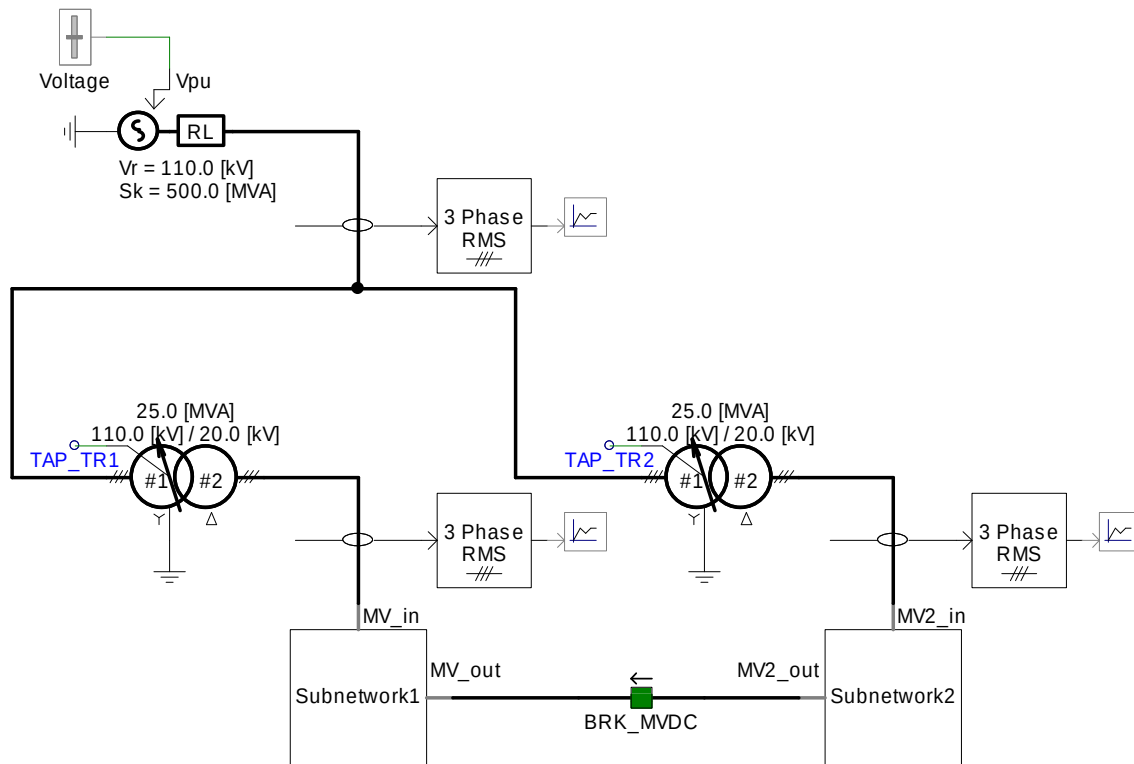
Testiverkosta on vielä niukasti julkaisuja saatavilla ja käytettävissä olevat julkaisut ovat hyvin suurpiirteisiä monessakin asiassa mm. verkon parametrien kerronnassa. Esimerkiksi lähteessä (Rudion 2006) mainitut kuormat on ilmoitettu p.u.-arvoina niiden nimellistehon sijasta. Lisäksi aliverkkoja syöttävistä muuntajista ei ole kerrottu muuta kuin niiden muuntosuhde (110/20 kV), eikä myöskään keskijänniteverkon maadoitusratkaisusta ei ole mainintaa. Oikosulkulaskentaa varten tarvittaisiin lisäksi syöttävän verkon parametreit. Esitettyjen kapasitanssien arvot näyttäisivät olevan moninkertaisia verrattuna esim. tyypillisen suomalaisen verkkomallin arvoihin. CIGRE on julkaisemassa vuoden 2009 alussa tiedotteen (brochure), jossa on verkkomallin yksityiskohtaisempi kuvaus.

4.3.2 Mallin toteutus

Edellä kuvatusta CIGREN testiverkkomallista laadittiin tässä projektissa PSCAD simulointimalli. Toteutetussa PSCAD-mallissa on pääsivulle (kuva 18) mallinnettu syöttävä 110 kV verkko, sekä molemmat aliverkot omina alasuureinaan. Molempia aliverkkoja syötetään

omalta 110/20 kV muuntajalta. Aliverkkoja yhdistävä tasajänniteyhteys (MVDC Coupler) on mallissa toteutettu tavallisena katkaisijana (BRK_MVDC), koska suuntaajan mallintamiseen ei tämän työn puitteissa ollut aikaa.

Simulointimalliin sisällytettiin kaikki eri solmupisteissä olevat kuormitukset siten, että kuormitustasoksi voidaan valita joko minimi tai maksimikuormitus. Mallin sisällytettiin myös tuotantoyksiköt lähtötietojen mukaisesti. Kaikki tuotantoyksiköt kuvattiin ohjattavilla virtalähteillä. Vaikka lähtötiedot olivat puutteelliset vikavirtojen laskennan kannalta, sijoitettiin malliin jo valmiiksi myös johtolähtöjen ylivirtareleet. Yksityiskohtaisemmin malli ja sen avulla tehdyt testisimuloinnit on kuvattu tämän loppuraportin kanssa samaan aikaan valmistuvassa erikoistyössä (Voima 2008b).



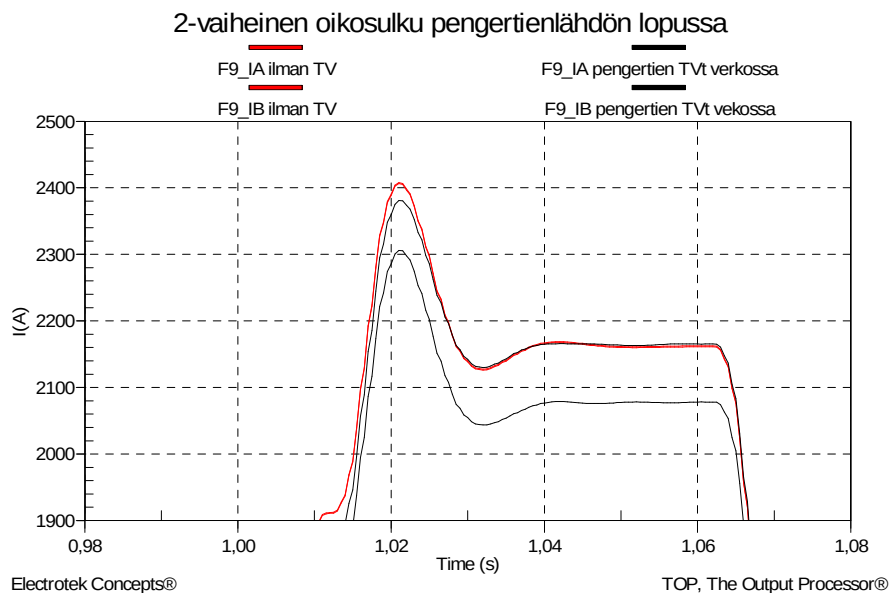
Kuva 18. Keskijänniteverkon PSCAD mallin pääsivu.

5 TUULIVOIMALOIDEN VAIKUTUSTEN SIMULOINTI

5.1 Case Pori Energia Sähköverkot Oy

Yksityiskohtaisempi kuvaus suoritetuista simuloinneista löytyy diplomityöstä (Haapalainen 2007). Simuloinnit keskittyivät lähinnä tarkastelemaan suojauksen kannalta ongelmallisia tilanteita. Joitain simulointeja suoritettiin myös jännitteen käyttäytymisen kannalta mahdollisesti ongelmallisissa käynnistys- ja irtikytketymistilanteista.

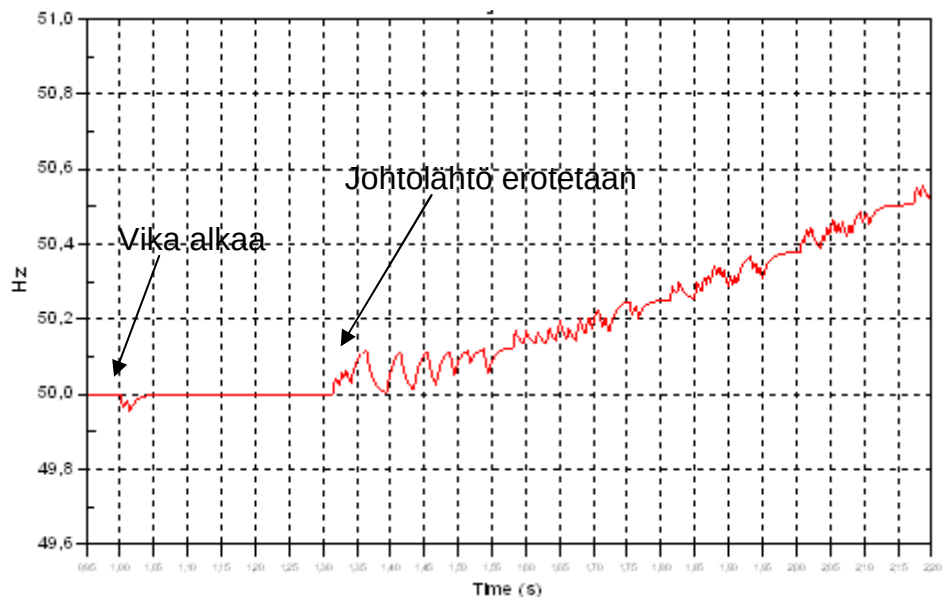
Esimerkkinä tehdyistä simuloinneista on seuraavassa kuvassa esitetty tilanne, jossa tuulivoimalat vaikuttavat lähdön alussa näkyvään vikavirtaan. Kuvassa on esitetty johdon alussa kulkevat virrat A ja B vaiheen osalta sekä ilman tuulivoimaa, että tuulivoiman kanssa kun lähdön lopussa tapahtuu kaksivaiheinen oikosulku. Kuvasta nähdään että vikavirrat kyllä pienenevät, mutta suojauksen toimintaan sillä ei ole merkitystä, koska vikavirtataso on kuitenkin riittävän suuri.



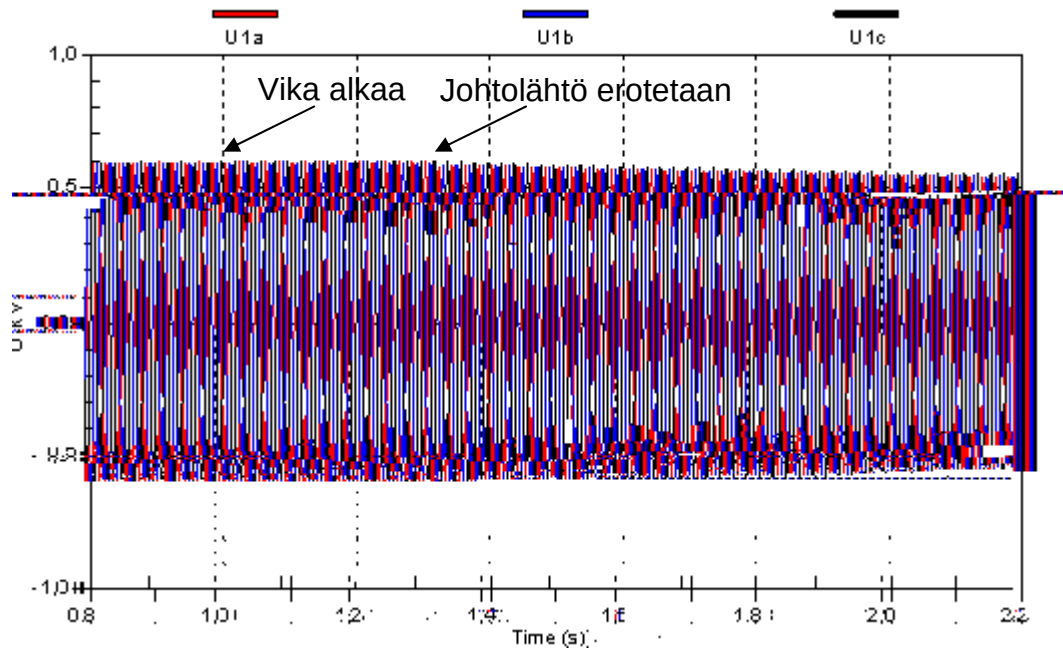
Kuva 19. Oikosulkuvirrat, kun Pengertien lähdön lopussa tapahtuu kaksivaiheinen oikosulku.

Simuloinnein tutkittiin myös eroonkytkentätilannetta, jossa johtolähtö laukeaa maasulkuuojan toimiessa. Seuraavat kuvat esittävät taajuus ja jännitereleen mittaamia arvoja tässä tilanteessa. Kuten kuvista nähdään, eroonkytkentä ei onnistu pelkästään jännite- ja taajuus-

releitä käyttäen riittävän nopeasti. Jos käytössä olisi ollut pikajälleenkytkentä ja siinä olisi ollut tyypillinen 0,3 sekunnin jännitteetön aika, olisi tuulivoimala ollut edelleen verkossa kiinni jälleenkytkennän tapahtuessa.



Kuva 20. Tuulivoimalan taajuusreleen mittaama taajuus.



Kuva 21. Tuulivoimalan generaattorin puolen jännitteet.

Suoritettujen simulointien perusteella voidaan todeta, että näin vahvassa jakeluverkossa, jonka johtolähdöt ovat melko lyhyitä, ei tämän suuruisella tuulivoiman integraatiolla ole juurikaan vaikutusta oikosulkusuojauksen toteuttamiseen. Myöskään johtolähtöjen maasulkusuojauksen asetteluihin ei tuulivoimaloilla ole vaikutusta. Suojauksen kannalta haastava tilanne on kuitenkin tuulivoimaloiden irtikytkentä ja mahdollisen saareketilanteen estäminen maasulkutilanteissa. Nollaverkon suureet, joista maasulku normaalisti todetaan, eivät välity Dyn-kytketyn muuntajan pienjännitepuolelle. Tämän vuoksi tuulivoimalat on varustettava erityisellä saarekekäytön estosuojauksella. Myös jälleenkytkentöjen käyttöönottamiseksi on tärkeää, että tuulivoimalat kytetään erottamaan verkosta mielellään ennen kuin johtolähdön suojaus erottaa vikaantuneen johdon, mutta ainakin huomattavasti ennen jälleenkytkennän tapahtumista. Suoritettujen simulointien perusteella eräs mahdollisuus tämän toteuttamiseksi on käyttää keskijänniteverkon puolelta nollajännitettä mittaavaa relettä, joka on sijoitettu tuulivoimaloiden liityntäpisteeseen. Koordinoimalla tämän releen asetteluarvo ja aikahidastukset verkon muun suojauksen kanssa toimivaksi olisi mahdollista sallia jälleenkytkennän ainakin maasulkujen osalta myös niillä johtolähdöillä, joiden varrelle on liitetty tuulivoimaloita. Näin pystyttäisiin parantamaan sähkönjakelun laatua niiden kuluttajien osalta, jotka sijaitsevan niin sanotuilla tuulivoimalähdöillä.

5.2 Tuulivoimaloiden syöttämät vikavirrat

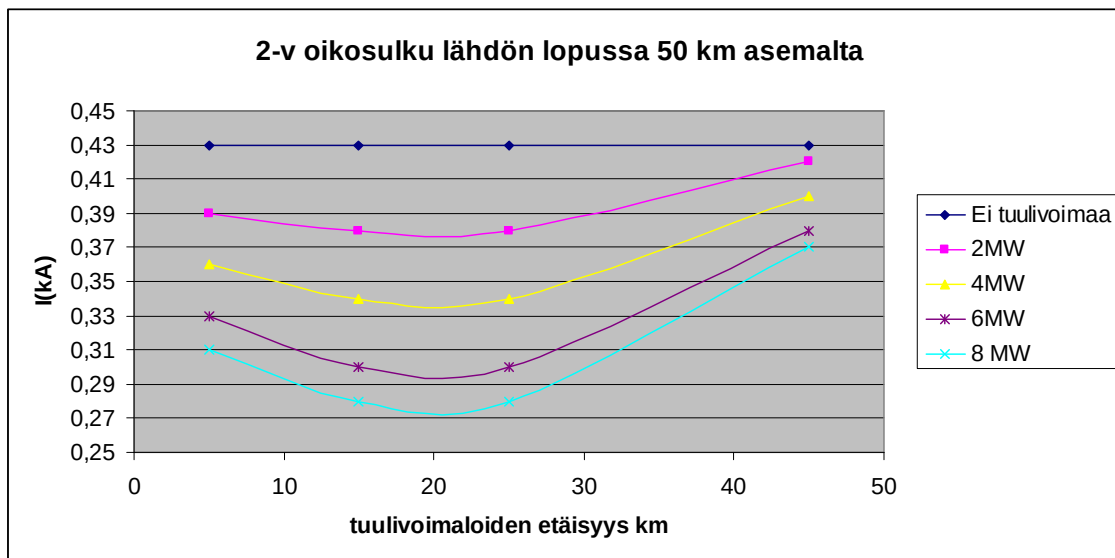
Tässä kappaleessa esitellään tuloksia simuloinneista, joissa suoraan verkkoon kytkettyyn epätahtigeneraattoriin perustuvien tuulivoimaloiden vikavirtojen käyttäytymistä tutkittiin tarkemmin yleisellä verkkomallilla käyttäen toista laskentatyökalua: DigSilent PowerFactoria (PF). Näitä tuloksia ei ole sisällytetty projektissa aiemmin tehtyihin julkaisuihin.

5.2.1 Johtolähdön vikavirran pieneneminen

Sähkönjakeluverkon oikosulkusuojaus perustuu virran mittaukseen, jonka suuruus riippuu syöttävän verkon oikosulkutehosta ja oikosulkupiirin impedanssista. Kun jakeluverkkoon liitetään tuotantoyksikköjä, kytkeytyvät generaattorien oikosulkuimpedanssit käytännössä osittain olemassa olevan oikosulkuvirtapiirin impedanssin rinnalla. Tällöin vikatilanteessa kulkeva virta jakautuu impedanssien suhteessa generaattorien syöttämään ja johtolähdön alun kautta syöttävästä verkosta tulevaan osuuteen. Näin ollen tuulivoimaloiden sijoittami-

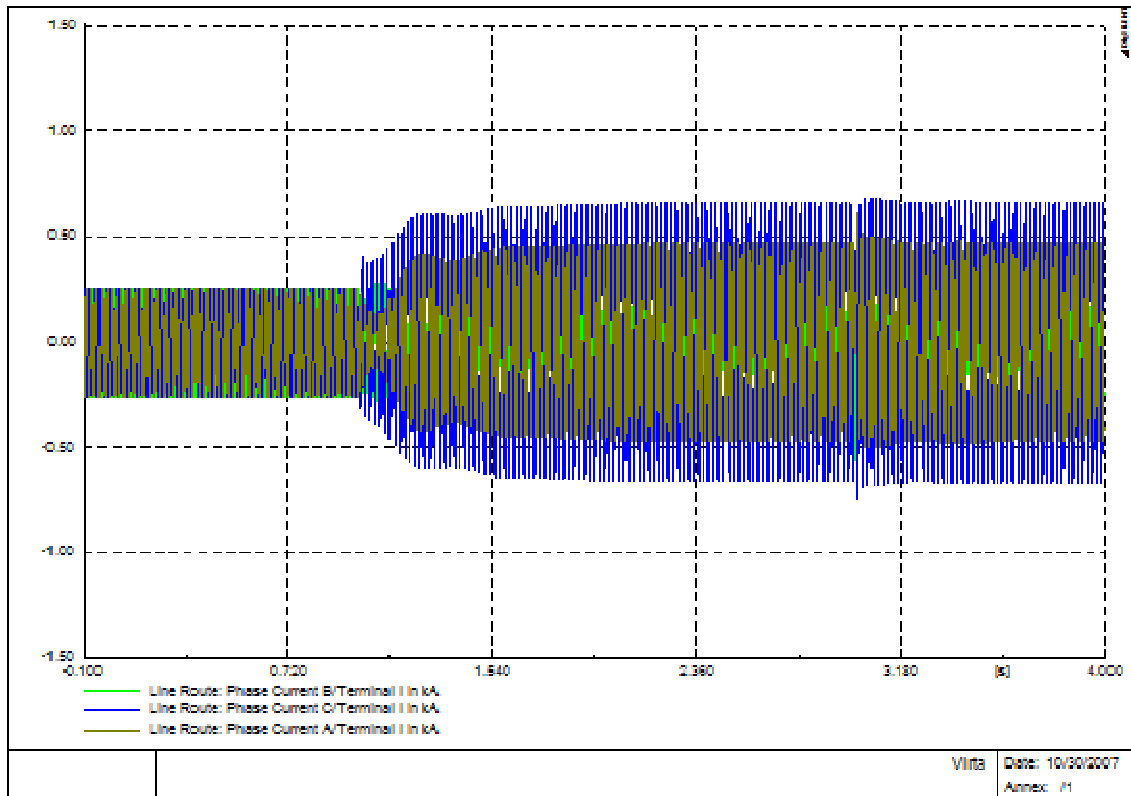
nen johtolähdön varrelle aiheuttaa aina johtolähdön alun kautta kulkevan oikosulkuvirran pienenemisen.

Oikosukusuojauksen tulisi toimia kaikissa verkon oikosukutilanteissa. Oikosulkuvirta on pienimmillään, kun tapahtuu 2-vaiheinen oikosulku johtolähdön lopussa. Simuloinneissa keskityttiinkin juuri tähän tilanteeseen, kun verkkoon on liitetty eri määrä tuulivoimaloita eri etäisyyksille johtolähdön alusta. Seuraavassa kuvassa esitetään IEC-standardin mukaisesti PF ohjelmalla lasketut johtolähdön alun kautta kulkevat alkuoikosulkuvirrat eri tilanteissa.



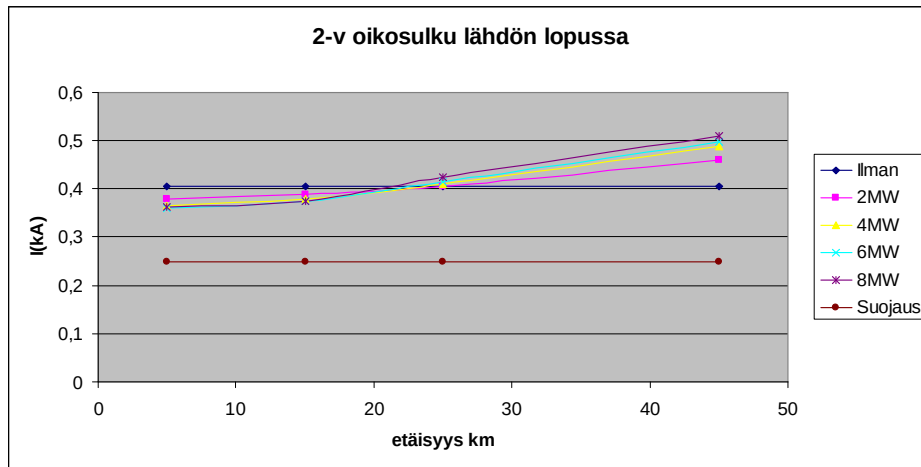
Kuva 22. Kaksivaiheisen oikosulun alkuoikosulkuvirrat.

Kun tarkastellaan oikosulkuvirran muutosta ajan funktiona, mikä on esitetty seuraavassa kuvassa, voidaan huomata että tuulivoimaloiden oikosulkuvirtaa pienentävä vaikutus kohdistuu vain oikosukutilanteen alkuhetkille, joten vaikutus suojauksen toimintaan on korkeintaan hidastava.



Kuva 23. Oikosulkuvirta johtolähdön alussa hetkellisarvoina.

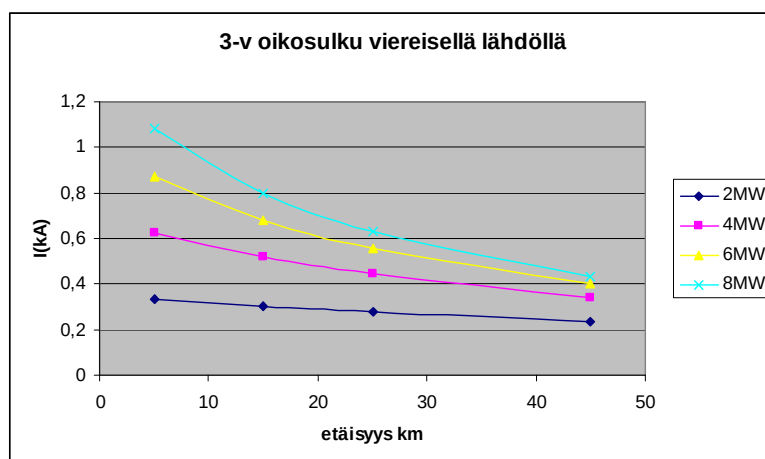
Kun tarkastellaan virran arvoja hetkellä, jolloin suojaus toimii, voidaan todeta että tämän-tyyppisillä tuulivoimaloilla ei ole juurikaan oikosulkuvirtaa pienentävää vaikutusta, vaan lähelle vikapaikkaa sijoitetut tuulivoimalat jopa kasvattavat suojauksen näkemää vikavirtaa. Nämä arvot on esitetty seuraavassa kuvassa. Kuvasta nähdään, että johdon alkupäähän sijoitetut tuulivoimalat pienentävät hieman pysyvän tilan oikosulkuvirtaa, mutta johdon keskivaiheille ja loppuun sijoitetut tuulivoimalat kasvattavat johtolähdön alun kautta kulkevaa vikavirtaa. Tämän ilmiön luonteen syvempään tutkimiseen tässä projektissa ei ollut mahdollisuuksia, mutta se johtuu todennäköisesti epätahtigeneraattorin ottamasta magnetointivirrasta epäsymmetrisessä viassa.



Kuva 24. Suurimman vaihevirran arvo suojauksen toimintahetkellä.

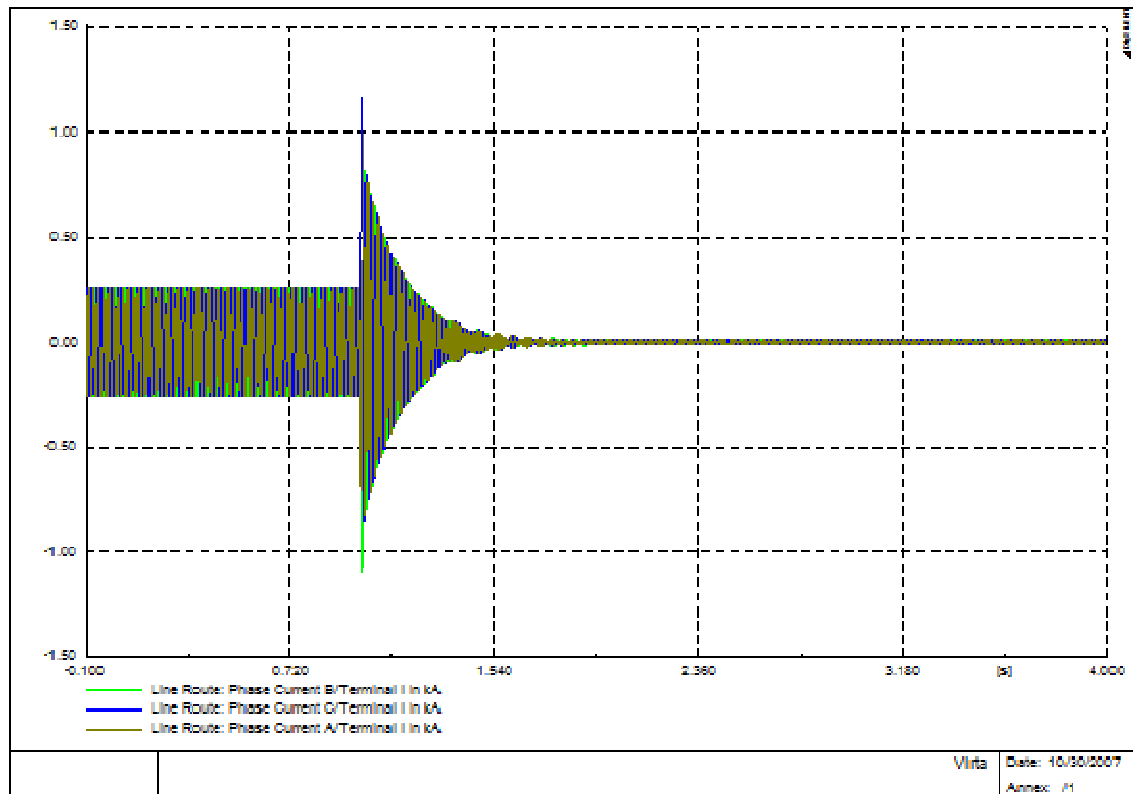
5.2.2 Tuulivoimaloiden syöttämä vikavirta viereisen johtolähdön vioissa

Verkkoon liitetyt tuulivoimalat syöttävät vikavirtaa myös oikosulkuvian tapahtuessa muulla kuin omalla johtolähdöllä ja tämä vikavirta on tuulivoimalalähdön suojauksen nähtävissä. Näin ollen on olemassa mahdollisuus, että tuulivoimaloita sisältävän johtolähdön suojaus toimii tarpeettomasti muualla tapahtuvan vian seurauksena. Seuraavassa kuvissa on esitetty tuulivoimaloiden syöttämät IEC-standardin mukaisesti PF ohjelmalla lasketut alkuoikosulkuvirrat kun 3-vaiheinen oikosulku tapahtuu viereisen johtolähdön alussa.



Kuva 25. Tuulivoimaloiden alkuoikosulkuvirta, kun 3-vaiheinen oikosulku tapahtuu viereisen johtolähdön alussa.

Kun tarkastellaan vielä tuulivoimaloiden syöttämää oikosulkuvirtaa ajan funktion käyttäen PF ohjelman transienttisimulointia, niin voidaan nähdä että kolmivaiheisen vian tapauksessa tuulivoimalat eivät kykene syöttämään vikavirtaa pitkään vaan se vaimenee hyvin nopeasti, mikä voidaan nähdä seuraavasta kuvasta.



Kuva 26. Johtolähdön suojauksen näkemä virta, kun 3-vaiheinen oikosulku tapahtuu viereisellä lähdöllä.

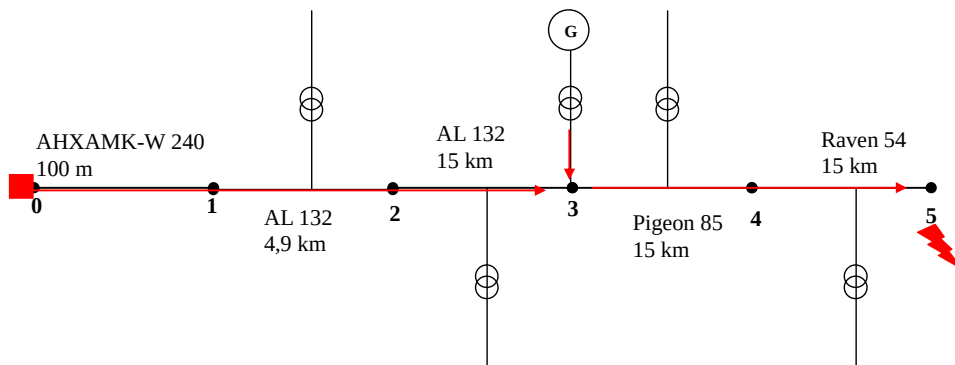
Simulointien perusteella voidaan todeta, että tuulivoimaloiden syöttämä vikavirta voi aiheuttaa terveen lähdön suojauksen tarpeettoman toiminnan viereisen johtolähdön vikaantues- sa. Tämä voidaan estää käyttämällä tuulivoimaloita sisältävällä johtolähdöllä suurempaa suojauksen toiminta-aikaa kuin muilla lähdöillä. Mikäli suuremman toiminta-ajan käyttö ei ole mahdollista, on tuulivoimaloita sisältävä johtolähtö varustettava suunnatulla ylivir- tasuojauksella.

5.3 Simuloinnit yleisellä PSCAD verkkomallilla

Tässä kappaleessa esitetään tiivistetysti joitain poimintoja kappaleessa 4.2 esitellyllä yleisellä verkkomallilla tehtyjen simulointien tuloksista. Tämä osuus perustuu projektissa tehtyyn diplomityöhön (Nyberg 2008). Kyseisessä työssä simulointien avulla tutkittiin tuulivoimalan ja sähköaseman suojausta oikosulussa ja maasulussa sekä tuulivoimaloiden käyttäytymistä saareketilanteessa. Simulointien osalta on erityisesti huomattava, että tässä tapauksessa johtolähdölle sijoitettiin huomattavan suuri määrä tuulivoimaloita. Lisäksi pääosa voimaloista mallinnettiin ohjattuina virtalähteinä, jolloin ne edustavat paremmin nykysuuntauksen mukaisia verkkovaihtosuuntaajaan perustuvia ratkaisuja.

5.3.1 Kaksivaiheinen oikosulku ja yksi tuulivoimala

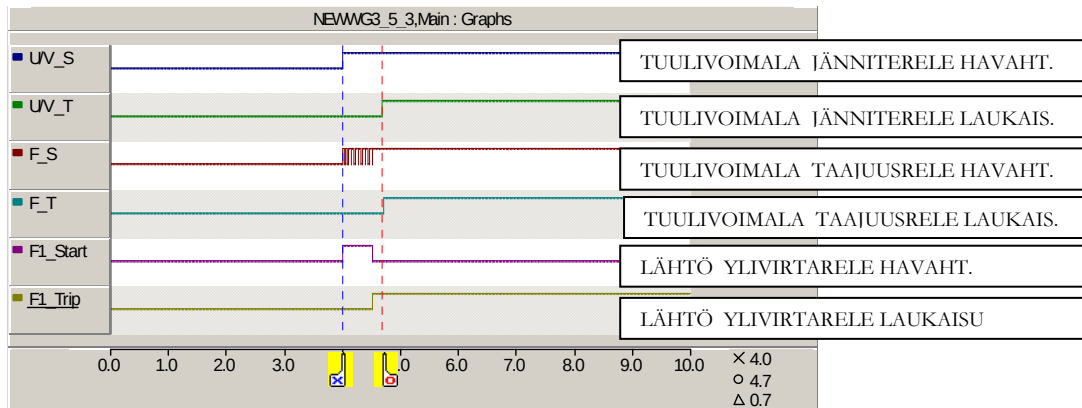
Kun tutkittavalla lähdöllä yksi tuulivoimala on toiminnassa ja lähdön lopussa tapahtuu kaksivaiheinen oikosulku, on tilanne seuraavan kuvan mukainen. Vikaa syötetään sekä sähköasemalta että tuulivoimalasta.



Kuva 27. Yksittäinen tuulivoimala kytkettynä johtolähdöllä, kaksivaiheinen oikosulku johtolähdön lopussa.

Yksittäinen tuulivoimala ei tässä tapauksessa vaikuta haitallisesti lähdön oikosulkusuojaukseen, koska lähdön oikosulkusuojan aikalaukaisun asetusarvo on tarpeeksi matala. Lisäksi tuulivoimalan alijänniterele, jossa on Helenin ohjeen mukaiset asetukset tuulivoimalassa erottaa tuulivoimalan verkosta 0,2 sekuntia sen jälkeen kun lähdön rele on lauennut. Tämä on seurausta siitä, että yksittäinen tuulivoimala ei pysty pitämään jännitettä saarekkeessa yllä yksinään. Huomattavaa on, että tuulivoimala irtoaa kuitenkin vasta 0,7 sekuntia vian alka-

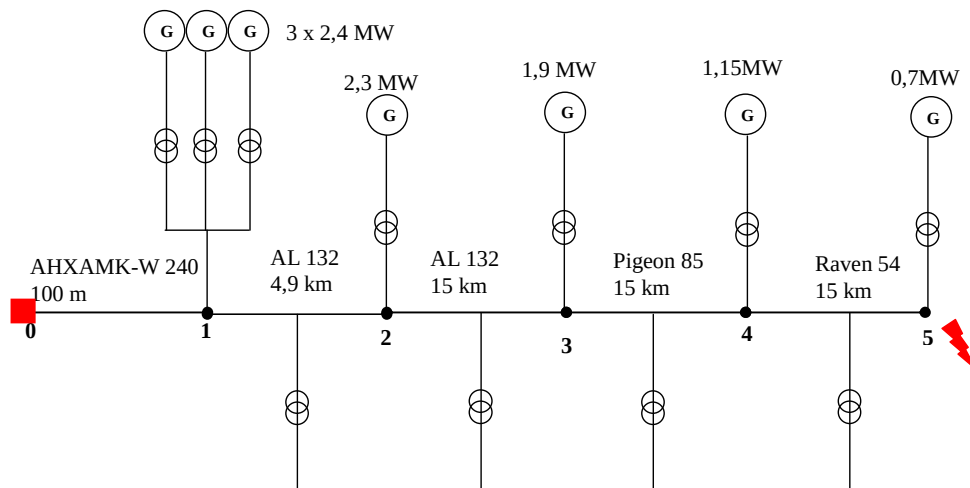
misen jälkeen, kuten seuraavasta kuvasta käy ilmi. Näin johtimien kestoisuuksia laskettaessa on terminen vaikutus otettava huomioon lähdön releen toiminta ajan sijasta tuulivoimalan ja lähdön releen yhteenlasketun toiminta-ajan mukaan.



Kuva 28. Tuulivoimalan jännite- ja taajuusreleen ja lähdön ylivirtareleen laukaisukäyrät, kaksivaiheinen oikosulku lähdön lopussa

5.3.2 Useampi tuulivoimala ja kaksivaiheinen oikosulku

Seuraavaksi lisättiin lähdöllä olevan tuulivoiman määrää. Voimalat sijoittuvat lähdölle seuraavan kuvan mukaisesti ja kaksivaiheinen oikosulku (vaiheet A ja B) on lähdön lopussa.



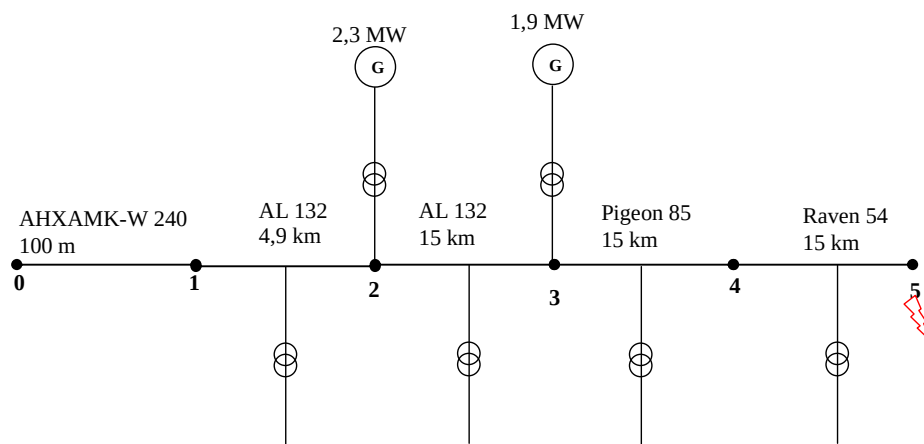
Kuva 29. Tuulivoimaloiden sijoituspaikat ja tehot sekä oikosulun sijainti

Tässä tapauksessa lähdön suojaus ei toimi, koska virta-raja ei ylity. Lähdön suoja sokaistuu eli se ei pysty näkemään todellista vikavirtaa tuulivoimaloiden syöttämän vikavirran vuoksi. Vian aikana voimalat 1 ja 2 pysyvät verkossa. Voimalat kohdissa 3 ja 4 irrottautuvat 5,0 sekuntia vian jälkeen ja voimala 5 irrottautuu välittömästi vian jälkeen.

Tehon suunta on ennen vikaa lähdöltä sähköaseman suuntaan. Tällöin tehoa siirtyy 7,1 MW:a. Loistehoa siirtyy 3 MVAR:a sähköasemalta lähdön suuntaan. Vian aikana pätötehoa siirtyy edelleen lähdöltä sähköaseman suuntaan 1,1 MW:a ja loistehoa siirtyy sähköasemalta lähdölle 8,2 MVAR:a. Lähdön alussa näkyvä virta oikosulun aikana on siis pääosin loisvirtaa.

5.3.3 Maasulku tuulivoimalähdöllä ja kaksi tuulivoimalaa toiminnassa

Simulointimalli määriteltiin maasta erotetuksi ja sen avulla tutkittiin maasulkua, kun tuulivoimalat 2 ja 3 olivat kytkettyinä verkkoon. Tilanne oli seuraavassa kuvassa esitetyn mukainen. Tuulivoimaloihin oli asennettu jännite- ja taajuusreleet.

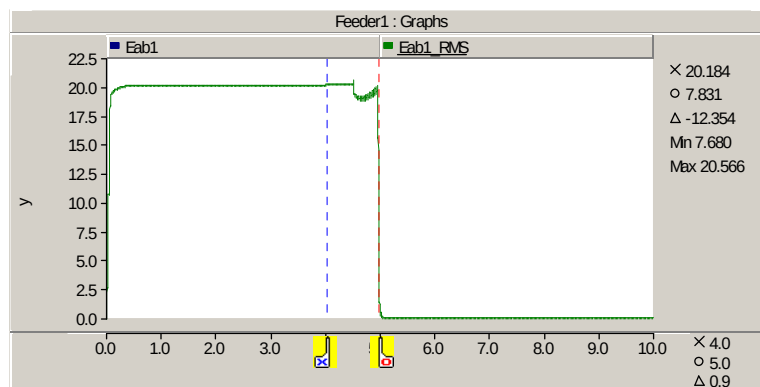


Kuva 30. Maasulku tuulivoimalähdön lopussa hetkellä 4,0s, tuulivoimalat verkossa

Maasulkurele sähköasemalla erottaa lähdön 0,5 s vian alkamisesta. Laukaisusignaali on esitetty seuraavassa kuvassa. Tuulivoimalat pitävät yllä jännitettä saarekkeessa aina ajan hetkeen 5,0 s asti. Jännite lähdöllä on esitetty kuvassa 32. Tuulivoimalat irrottautuivat saarekkeesta taajuussuojan laukaisemina. Maasulku kestää tässä tapauksessa siis yhden sekunnin.



Kuva 31. Tuulivoimalähdön maasulkureleen havahdumis- ja laukaisusignaali.

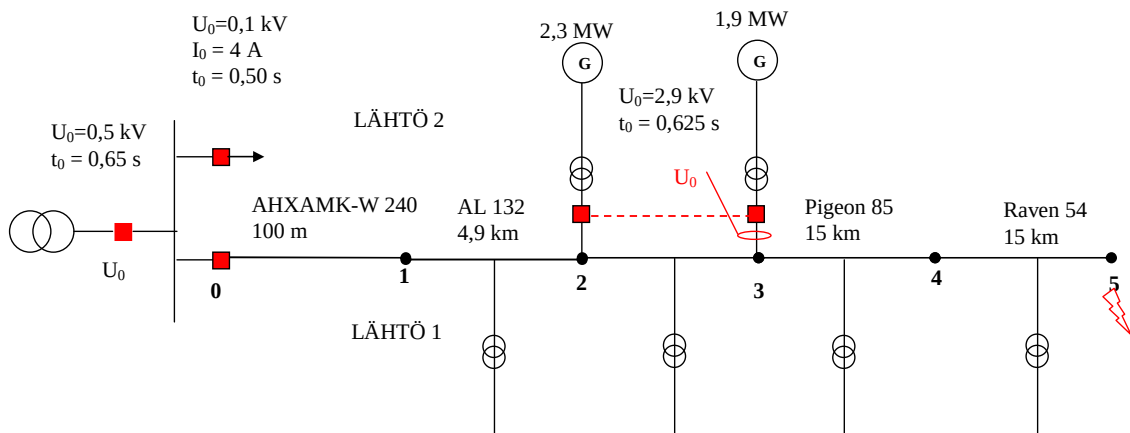


Kuva 32. Jännite tuulivoimalähdöllä, tuulivoimalat 2 ja 3 toiminnassa, maasulku alkaa hetkellä 4,0 s.

5.3.4 Maasulun tunnistaminen nollajännitteen avulla

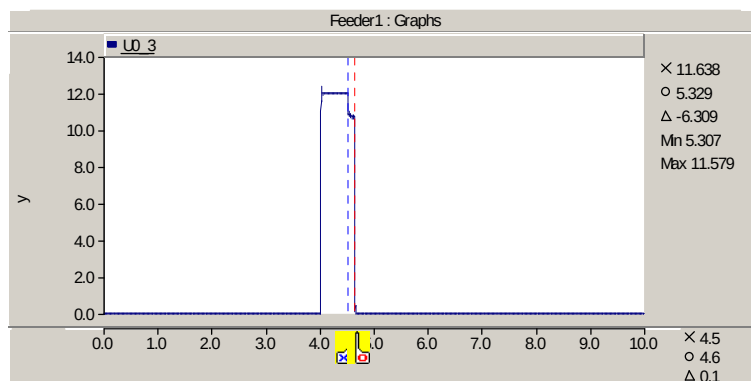
Tutkitussa verkkomallissa asennettiin nollajännitemittaus lähdölle kohtaan 3, kuten seuraavassa kuvassa on esitetty. Nollajännitteen mittauksella pyrittiin selvittämään tuulivoimaloiden laukaisumahdollisuudet nollajännitteen perusteella. Verkko oli tässäkin tapauksessa maasta erotettu.

Verkkoon aiheutettiin simuloinneissa maasulkuvika ensin tuulivoimalähdölle ja tämän jälkeen viereiselle lähdölle. Tuulivoiman tulisi pystyä irrottautumaan tuulivoimalähdöllä tapahtuvassa maasulussa, mutta pysymään verkossa muualla verkossa tapahtuvassa maasulussa.



Kuva 33. Nollajännitteen mittauspaikka tuulivoimalähdöllä.

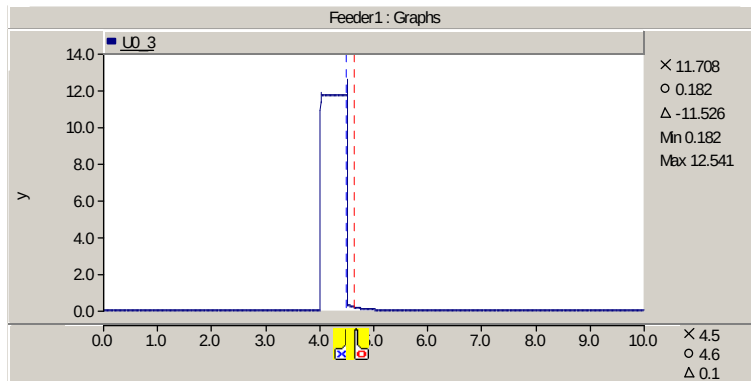
Nollajännite tuulivoimaloiden luona maasulun tapahtuessa tuulivoimalähdöllä on esitetty seuraavassa kuvassa. Kuvassa ensimmäisessä katkoviivoitetussa kohdassa irtoaa lähtö sähköasemasta ja toisessa kohdassa irtoavat tuulivoimalat 2 ja 3. Nyt tuulivoimalat irrottautuvat 0,625s maasulun alkamisen jälkeen. Nollajännite lähdön maasulkureleen aikahidastuksen aikana on 11,6 kV ja tuulivoimaloiden syöttäessä saarekkeessa 10,6 kV. Maasulku vaikuttaa siis 0,625 sekuntia.



Kuva 34. Nollajännite maasulun aikana tuulivoimalalla, vika tuulivoimalähdöllä.

Seuraava kuva esittää vastaavaa tilannetta kun maasulku on viereisellä lähdöllä. Kuvassa ensimmäisessä katkoviivoitetussa kohdassa irtoaa lähtö sähköasemasta. Nollajännite lähdön maasulkureleen aikahidastuksen aikana on 11,7 kV. Maasulku vaikuttaa 0,5 sekuntia. Vierei-

sen johtolähdön maasulku ei aiheuta simuloituilla asetuksilla turhaa tuulivoimaloiden irrottamista.

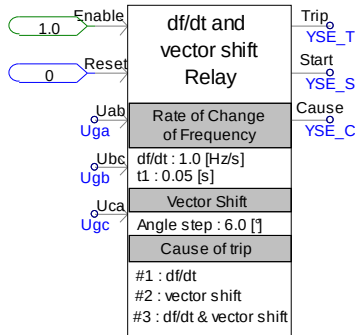


Kuva 35. Nollajännite maasulun aikana tuulivoimalalla, vika viereisellä lähdöllä.

Nollajännitereleen käyttö lyhensi simulointien perusteella maasulun vaikutusaikaa verrattuna kohdassa 5.3.3 esitettyyn tilanteeseen. Sopivia asetteluita käytettäessä myös turhilta tuulivoimaloiden irtoamisilta verkosta vältytään. Simuloinneissa nollajännitereleen aikahidastus oli johtolähdön maasulkureleen aikahidastus lisättynä 0,125 s eli 0,625 s. Tämä on kuitenkin selvästi lyhyempi aika kuin maasulkusuojukselle tyypillisesti esitetty porrasaika. Turvallisuuksikat ja pikajälleenkytkennän käyttö kuitenkin edellyttävät usein mahdollisimman pientä laukaisuaikaa.

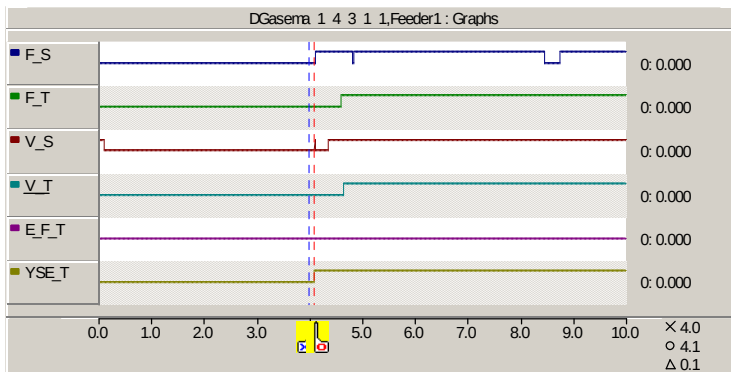
5.3.5 Suunnittelematon saareketilanne, saarekekäytön estosuojaus käytössä

Simuloinneissa tarkasteltiin tilannetta, jossa tuulivoimajohtolähdön sähköaseman katkaisija aukaistaan normaalitilanteessa (ilman vikaa) tuulivoimaloiden 2 ja 3 ollessa toiminnassa. Normaalien suojien lisäksi tuulivoimalat oli tässä tapauksessa varustettu saarekekäytön estosuojilla (SE-suojilla). SE-suojina käytettiin relemallia, jossa suojaus perustuu sekä taajuuden muutosnopeuteen (df/dt) ja vektorihippyyyn. Relemalli ja siinä käytetyt asetukset on esitetty seuraavassa kuvassa. Laukaisu tapahtuu, mikäli joko taajuuden muutosnopeus on ylittynyt asetetun ajan tai tapahtuu vektorihippy.



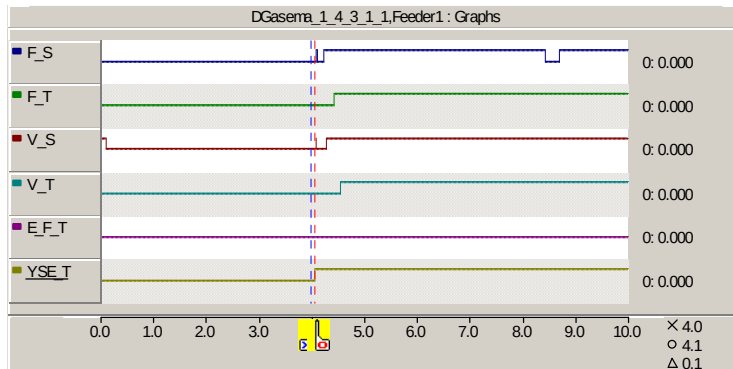
Kuva 36. Saarekekäytönestosuojan malli ja sen asetukset.

Tuulivoimalan suojarleiden havahtumis- ja laukaisusignaalit on esitetty seuraavassa kuvassa. Siitä nähdään, että SE-suoja toimii hyvin nopeasti. Saareketilanne loppuu 0,1 sekunnin kuluttua sähköaseman johtolähdön katkaisijan aukeamisesta. SE-suoja laukaisee tässä tapauksessa sekä taajuuden muutoksen että vektorihypyn perusteella.



Kuva 37. Tuulivoimalan laukaisusignaalit (YSE_T = saarekekäytönestosuoja).

Tässä käytetyn SE-suojan herkkyyttä virhelaukaisuille tutkittiin aiheuttamalla 3-vaiheinen oikosulku viereiselle lähdölle. Seuraavassa kuvassa on esitetty tuulivoimalan relesuojien signaali-kaavio. Kuvasta näkyy, että SE-suoja irrottaa voimalan välittömästi ja siis turhaan oikosulun alkaessa viereisellä lähdöllä. Laukaisu syynä on vektorihypyn havaitseminen hetkellä, jolloin viereisen lähdön suoja erottaa vian.



Kuva 38. Tuulivoimalan laukaisusignaalit (YSE_T = saarekekäytönestosuojan).

Taajuudenmuutosnopeuteen ja vektorihyppyyn perustuva SE-suojaus mahdollistaa nopean erottamisen vikatilanteessa, mutta suojalle on ominaista suuri herkkyys muualla verkossa tapahtuvilla vioilla. Asetteluarvoja viilaamalla sekä suojan toimintaa (mm. mittaussignaalien käsittely) kehittämällä voidaan todennäköisesti pienentää virhelaukaisujen määrää, mutta tällöin todennäköisesti toiminta hidastuu erityisesti lähellä tasapainotilaa tapahtuvissa eroonkytkeytymisissä. Luotettavan SE-suojan kehittäminen on siis edelleen suuri haaste hajautetun tuotannon suojauksessa.

6 MITTAUKSET

6.1 Häiriötallentimet

Vaasan yliopistossa tehtiin simulointimalli PCSAD-ohjelmistolla Pori Energia Sähköverkot Oy:n Syväsataman sähköaseman syöttämästä verkosta (kpl 4.1) jonka avulla simuloitiin erilaisia vikatilanteita (kpl 5.1). Simulointimallin oikeellisuuden todentamiseksi ja tarkkuuden selvittämiseksi oli tavoitteena kerätä testiaineistoa todellisista vioista. Kyseiselle sähköasemalle kytkettiin kahden lähdön alkuun REF543 sarjan häiriötallentimet (ks. kuva 39). Lisäksi toisen lähdön lopussa olevien tuulivoimaloiden luokse erotinasemalle asennettiin häiriötallenninyksikkö. Sähköasemalle ja erotinasemalle oli perinteinen puhelinliittymä, johon kytkettiin mittauksen ajaksi ADSL-modeemi laajakaistayhteyttä varten. Kyseisille releille oli yhteys internetin kautta VTT:ltä (Espoo), jolloin häiriötallenteet siirtyivät automaattisesti etäyhteyden kautta VTT:lle tietokoneeseen. Tietoliikenneyhteyden ylläpidossa oli ZYWALL VPN Client -ohjelmisto. Lisäksi oli käytettävissä ABB:n PCM600-ohjelma, jolla oli mahdollista monitoroida aseman mittauksia (virtoja ja jännitteitä) lähes reaaliaikaisesti.

Sähköasemalla tallennettiin kaikki vaihejännitteet ja -virrat sekä nollajännite ja -virta. Tuulivoimaloiden luona mitattiin vaihejännitteet ja -virrat 2 kHz näytteenottotaajuudella. Tallennus tapahtui nollajännitteen tai vaihevirran ylittäessä asetellun kynnsarvon.

Tämäntyyppinen häiriötallenteiden etäluenta vaatii vielä kehittämistä, koska käytetty etäyhteys ei toiminut kunnolla koko seuranta-aikaa. Koska kyseisen sähköaseman syöttämä verkko on pääasiassa kaapeloitua, niin siellä ei myöskään sattunut kyseisenä seuranta-aikana kuin muutama häiriö. Häiriötallentimilla onnistuttiin taltioimaan kuusi kappaletta häiriöitä, jotka olivat pääasiassa kytkennän muutoksista tai voimaloiden käynnistämisestä aiheutuneita nollajännitteen heilahteluita, jotka aiheuttivat tallentimien liipaisun.



Kuva 39. REF-sarjan rele, jossa on häiriötallenninyksikkö.

6.2 Kenttäkokeet

Projektin puitteissa tehtiin myös kenttäkokeita Pori Energia Sähköverkot Oy:n verkossa. Kenttäkokeiden ensisijainen tarkoitus oli saada testausaineistoa tehdyn simulointimallin verifioimiseksi, koska häiriötallentimilla ei saatu riittävästi taltioitua todellisia häiriötapauksia verkosta. Projektin teollisuusosapuolille kenttäkokeet tarjosivat mahdollisuuden käyttää koeaineistoa myöhemmin omiin tuotekehitystarpeisiinsa.

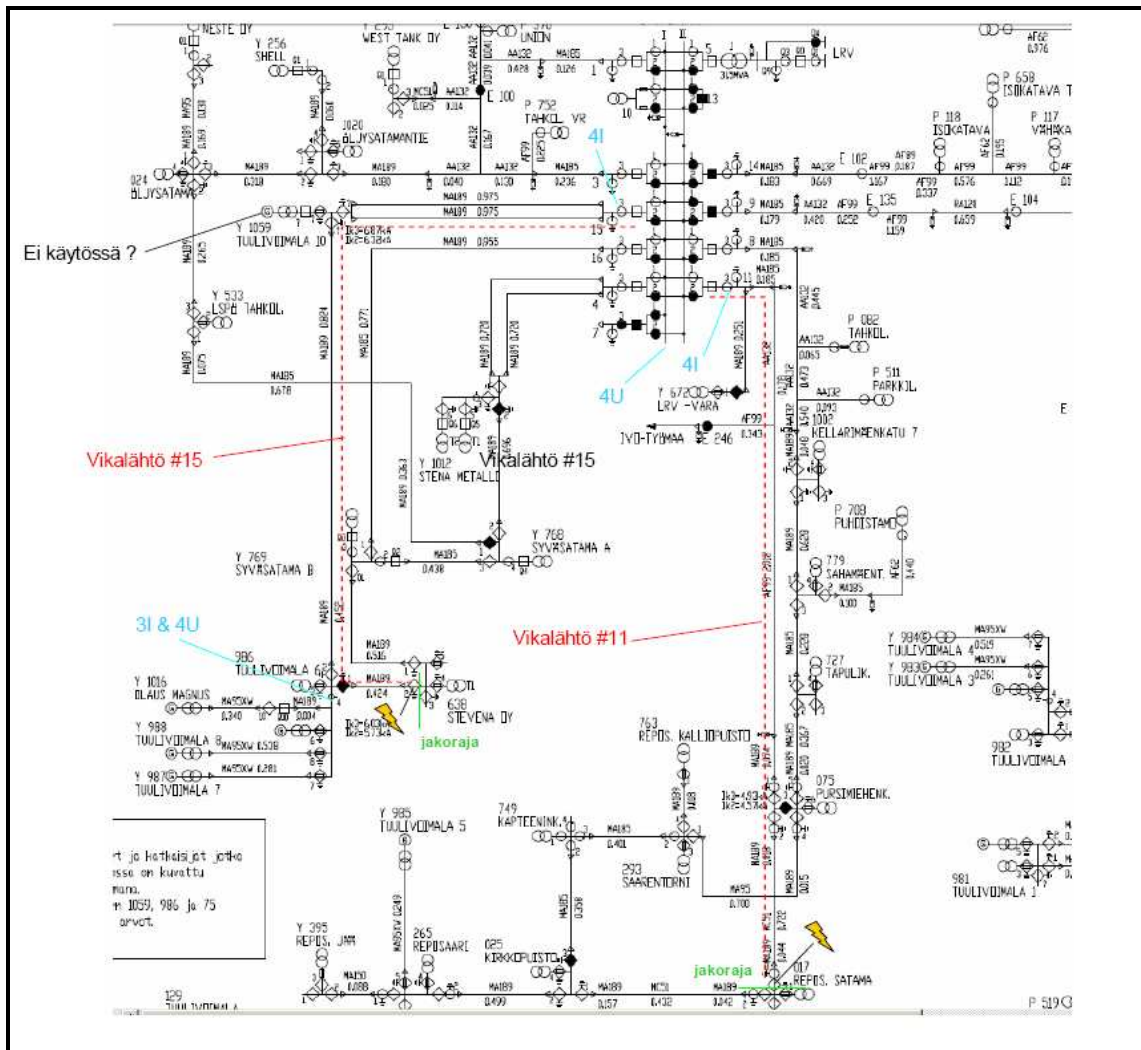
Verkkoyhtiö osallistui kokeiden käytännön järjestelyihin ja kytkentöjen tekemiseen. Kokeiden aikana verkonhaltijan edustaja johti paikanpäällä koetoimintaa ja oli yhdyshenkilönä kokeisiin osallistuvien eri yritysten henkilöiden ja käyttövalvomon välillä. Kenttäkokeiden varsinaisesta käytännön toteutuksesta vastasi ABB Oy, jolla on tähän tarkoitukseen sopiva koevaunu ja mittauskalusto. ABB osallistui myös koesuunnitelman tekemiseen ja mittauksiin. VAMP teki kokeiden aikana mittauksia ja testasi omia tuotteitaan. VTT:n vastuulla oli koesuunnitelman tekeminen, osallistuminen kokeiden käytännön järjestelyihin ja mittauksen tekeminen. Seuraavassa kuvataan pääpiirteissään koekohde, tehdyt kokeet, kokeiden suoritustajajärjestys, mittaukset sekä eri osapuolten rooli kokeiden aikana. Kenttäkokeiden ajankohdaksi oli 8.-10.4.2008.

Kenttäkokeiden aikana havainnoitiin myös tuulivoimaloiden toimintaa. Kyseinen ajankohta ei ollut paras mahdollinen kokeiden tekemiseen johtuen siitä, että kokeiden aikana tuuli oli heikko ja toisena koepäivänä voimalat olivat verkossa vain osan aikaa.

6.2.1 Koekohteen sähköverkon kuvaus

Kenttäkokeet tehtiin Pori Energia Sähköverkot Oy:n Syväsataman 110/21 kV sähköaseman syöttämässä verkossa, joka koostuu normaalitilanteessa Syväsataman aseman kautta syötettävistä keskijännitelähdöistä sekä normaalisti Kaanaan sähköaseman kautta syötetystä lähdöstä, jonka varrella sijaitsee neljä kappaletta Pengertien yhden megawatin tuulivoimalaitosta. Pengertien tuulivoimaloiden lisäksi Syväsataman aseman verkkoon oli liitetty kuusi muuta tuulivoimalaa kooltaan 0,3 – 3 MW. Näistä neljä, mukaan lukien kolmen megawatin ja kahden megawatin tuulivoimalat sijaitsevat pelkästään tuulivoimaloita sisältävällä lähdöllä (lähtö nro. 15, Tuulivoimala). Reposaaaren lähdöllä (nro. 11) sijaitsevat vielä yksi yhden megawatin tuulivoimala sekä 0,3 megawatin tuulivoimala. Suurin osa Syväsataman aseman verkosta on kaapeliverkkoa kytkentätilanteen ollessa normaali. Johtolähdöt ovat pituudeltaan varsin lyhyitä, pisimmilläänkin vain noin 10 km. Kenttäkokeet tehtiin lähdöllä 11, Reposaaari/Pursimiehenkatu, ja lähdöllä 15, Tuulivoimala. Verkkotietojärjestelmän perusteella lähdön 11 pituus on 7769 m, josta kaapelia on 4777 m ja avojohtoa 2992 m. Lähtö 15 on kokonaan kaapelia, ja sen pituus on 4427 m.

Kohteena ollut sähköasema ja sen syöttämät johtolähdöt on esitetty kuvassa 40, johon on merkitty myös kenttäkoepaikat.



Kuva 40. Koekohteena ollut verkko ja kenttäkoepaikat.

6.2.2 Kokeet

Kenttäkokeina tehtiin seuraavia kokeita:

- maasulkukokeet vikavastusarvoilla 0....15000 Ω
- oikosulkukokeet
- lähtöjen 11 ja 15 impedanssien mittaukset.

Vikapaikkana lähdöllä 11 oli muuntamo 017 "Reposaaren satama" ja lähdöllä 15 muuntamo 638 "Stevena Oy". Mittauspaikkoina olivat Syväsataman sähköasema ja erotinasema "Tuuli-

voimala" 986, joihin asennettiin suuremman tarkkuuden omaava mittauskalusto. Lisäksi mittauksia tehtiin "Pursimiehenkatu" 075 erotinasemalla.

Kenttäkokeet tehtiin taulukkojen 8 ja 9 mukaisessa suoritusjärjestyksessä. Kunkin kokeen jälkeen varattiin riittävä aika mittaustietojen taltioimiseksi ja kytkentöjen muuttamiseksi viikapaikalla. Ennen kokeen suorittamisesta tiedotettiin puhelimitse vikakohteesta eri mittauspisteisiin kokeen tarkka alkamishetki.

Taulukko 8. Tehdyt kokeet lähdöllä 15: Muuntamo 638 "Stevena Oy", (MS= maasulku, OS=oikosulku).

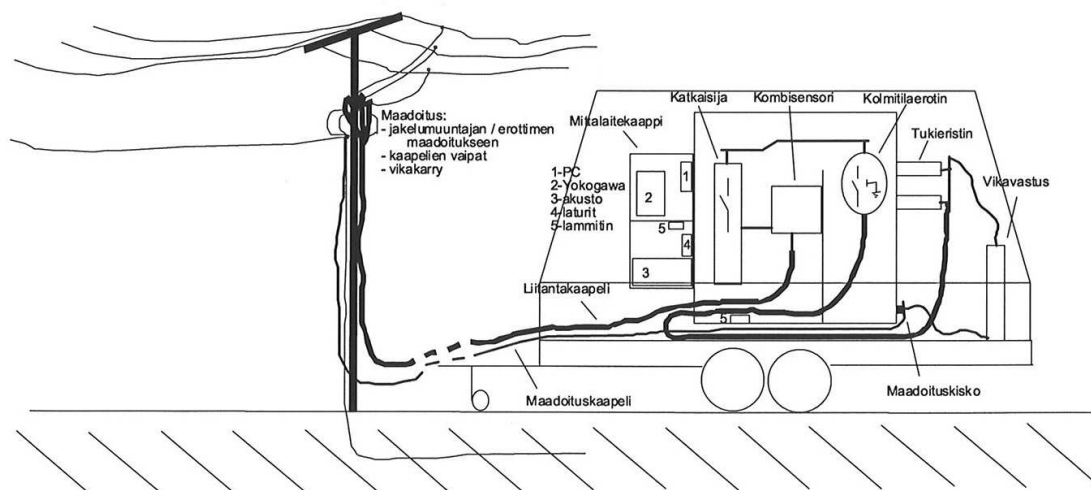
Koe	Vikavastus, Ω	Vaihe
MS	15000	R, S, T
MS	10000	T
MS	5000	R
MS	1500	R
MS	1000	R
MS	500	R, S, T
MS	330	R, S, T
MS	0	R, S, T, T, T
OS	0	R-S
OS	0	R-S-T

Taulukko 9. Tehdyt kokeet lähdöllä 11: Muuntamo 017 "Reposaaren satama, (MS= maasulku, OS=oikosulku).

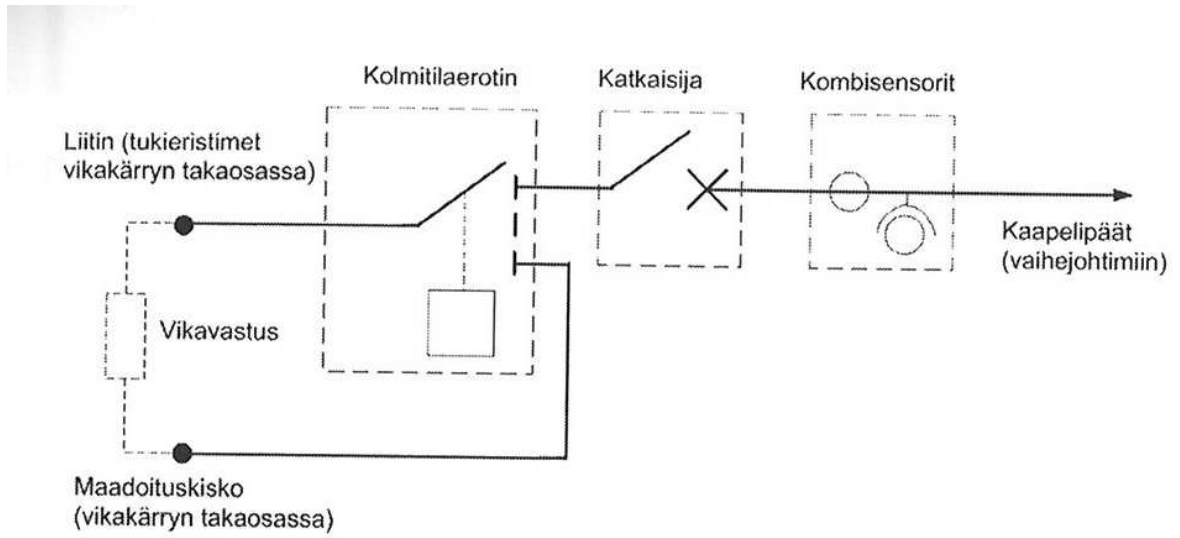
Koe	Vikavastus, Ω	Vaihe
MS	15000	R, S, T
MS	10000	T
MS	5000	R
MS	3300	R
MS	1500	R
MS	1000	R
MS	500	R, S, T
MS	100	R, S, T
MS	0	R, S, T
OS	0	R-S
OS	0	R-S-T

6.2.3 Kokeiden toteuttamien

ABB:llä oli käytettävissä kokeiden tekemiseksi katkaisijalla varustettu vaunu. Maasulkukokeet ja oikosulkukokeet tehtiin lähdöllä 11 ja 15. Lähdöllä 11 on osittain avojohtoverkkoa, mutta lähtö 15 on kokonaan kaapelia. Vikapaikkana lähdöllä 11 oli muuntamo 017 "Reposaaren satama" ja lähdöllä 15 muuntamo 638 "Stevena Oy". Vikakohteet ovat puistomuuntamoja, joten koevaunun verkkoonkytkentä tehtiin muuntamon kojeistossa olevan liitäntäyksikön avulla. Pori Energia järjesti kojeistoon niin sanotun kulmakappaleen kojeiston ulosotoksi, johon vaunun kaapelit kiinnitettiin. Vikavastukselta maahan menevä johdot kytkettiin puistomuuntamon maadoituskiskoon. Periaatekuvat koevaunusta, vaunun keskiännitepiirin kytkennästä ja puistomuuntamon kojeiston liitäntäkohdasta vikavaunulle ovat kuvissa 41-44. Koevaunun kytkemisestä verkkoon ja kokeiden tekemisestä on erillinen ABB sisäinen ohje (Tausa 2007). Kyseisessä vikakärryohjeessa on myös tarkemmin kuvattu vaunun kanssa toimimisesta kokeiden aikana sekä tärkeitä sähköturvallisuuteen liittyviä ohjeita, joita kokeiden aikana piti noudattaa.



Kuva 41. Koevaunu (Tausa 2007)



Kuva 42. Koevannun keskijännitepiirin kytkentäkaavio (Tansa 2007)



Kuva 43. Koevannu koevalmiudessa.



Kuva 44. Koevaunun kaapeleiden liitöntäköhta kojeistossa.

Maasulkukokeiden aikana kukin vaihe kytkettiin maahan vikavastuksen kautta. Vikavastuksen alueella $0...15000\ \Omega$ koe suoritetaan muutamilla vastusarvoilla. Kokeissa käytettävä vikaimpedanssi (vastus) oli puhtaasti resistiivinen. Kokeita tehtiin kaikissa kolmessa vaiheessa. Kokeet tehtiin ensin samalla vastusarvolla kaikissa vaiheissa (R, S, T) ja sen jälkeen muutettiin vastusarvoa.

Suurilla vastusarvoilla ($> 50\ \text{k}\Omega$) voidaan vika pitää päällä enintään noin 5 s kerrallaan. Vastukset ovat teholtan pieniä ja lämpenevät nopeasti. Tämän suhteen ei kuitenkaan tullut ongelmia, koska vika voitiin ohjata päälle ja pois turvallisuussyistä etäyhteyden avulla vika-kohteen läheisyydessä vaunussa olevan katkaisijan avulla. Yleensä kokeiden aikana vikaa pidettiin päällä noin 100-400 ms.

Vaikka ensisijaisena tarkoituksena oli maasulkukokeiden tekeminen, niin tässä yhteydessä oli ainutlaatuinen tilaisuus tehdä myös oikosulkukokeita, joiden tekemisestä oli sovittu verkonhaltijan edustajan kanssa. Oikosulkukokeiden haittapuolena on se, että ne voivat aiheuttaa ison jännitekuopan, ja niistä voi olla haittaa kuluttajille. Oikosulkukokeiden tekemiselle asetti oman rajoituksensa myös koevaunun oikosulkukestoisuus. Yleisenä suosituksena oli, että oikosulkuvirran suuruus ei saisi ylittää 5 kA vikakohdassa. Kärryn heikoimman lenkin kestoisuus on 5 kA (1 s). Vaikka kokeen kestot olivat luokkaa 100-400 ms, niin 5 kA virta-arvoa ei olisi hyvä ylittää, jotta näin jäisi hieman marginaalia, kun otetaan huomioon va-

rasuojauksen toiminta-ajat. Vikakohtat oli valittu siten mahdollisimman kauaksi sähköasemalta. Pori Energia oli laskenut verkkotietojärjestelmänsä avulla mahdolliset kokeiden tekopaikat, kun tiedossa oli koevaunun oikosulkukestoisuus. Laskelmien mukaan 5 kA:n oikosulkuvirtaraja ylittyi jonkin verran suunnitelluissa vikakohteissa.

Oikosulkuvirtaa voidaan pienentää, joko kytkemällä vikakohtaan vastus tai tekemällä kokeet johdon loppupäässä, jossa johdon vastus pienentää oikosulkuvirtaa. Oikosulkuvirran kestoisuuden ja varasuojauksen toiminta-ajan tarkasteluilla edellä esitettyä virtarajaa voitiin hiukan kasvattaa. Kun vian kokonaiskestolle asetettiin yläraja 100 ms ja lähdön suojaukselle ylärajaksi 300 ms toiminta-aika tarvittaessa, niin voitiin virtakestoisuutta nostaa noin 7 kA:iin. Tämä edellytti suhteellisen tarkkaa 2- ja 3-vaiheisen oikosulkuvirran tuntemista vikapaikassa, kun otetaan huomioon myös tuulimyllyjen vaikutus. Projektin aikana tehdyllä simulointimallilla arvioitiin oikosulkuvirran RMS-arvon olevan enimmillään noin 6,5 kA vian loppuhetkellä eli 100 ms kuluttua vian alkuhetkestä ja maksimiarvon ollessa hetkellisesti 8,7 kA. Kyseisellä mallilla arvioitiin myös kiskostossa esiintyvä jännitekuoppaa oikosulkukokeiden aikana.

Oikosulkuvirrat aiheuttavat vaunun kaapelille ja kojeiston kaapeliliitokselle voimakkaita dynaamisia rasituksia. Ennen oikosulkukokeiden tekemistä liityntäkaapelit sidottiin asianmukaisesti ja varmistettiin liitosten kestävyys. Kokeiden ajaksi muutettiin sähköaseman releiden asetteluja siten, että välttyttiin tarpeettomilta katkaisijoiden toiminnoilta. Lisäksi vikaa pidettiin päällä kerrallaan niin lyhyen ajan, että suojareleet eivät ehtineet antaa laukaisukäskyä.

6.2.4 Mittaukset

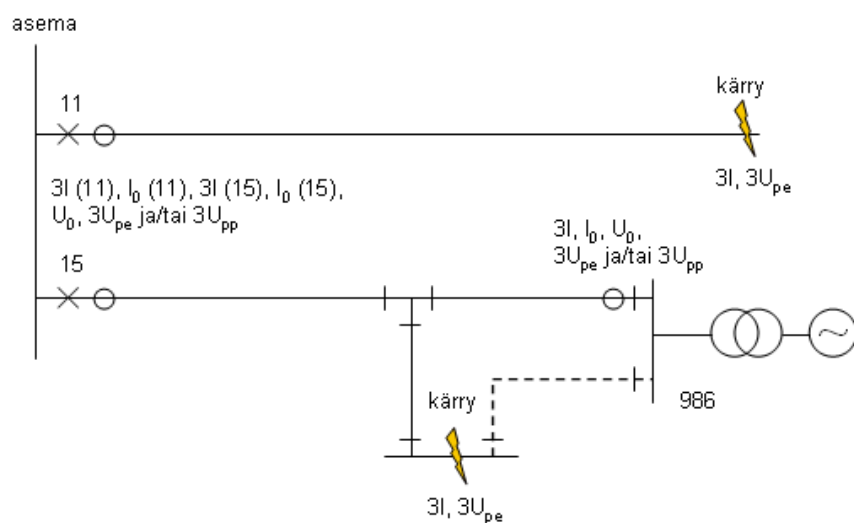
Kokeiden aikana tekivät mittauksia ja taltiointeja ABB, VAMP, VTT. Lisäksi ABB:n toimeksiantona Siemens Oy suoritti lähtöjen 11 ja 15 impedanssimittaukset. Pori Energian käyttövalvomo taltioi ennen kokeiden aloittamista verkkotietojärjestelmästäan verkon kytkentätilanteen. Lisäksi kokeiden aikana tehdyt kytkentätilanteen muutokset taltioitiin. Seuraavassa on kuvattu hiukan yksityiskohtaisemmin eri osapuolten tekemiä mittauksia.

ABB:n mittaukset

ABB asensi mittauskaluston kolmeen kohteeseen (kolme skooppia), joista kaksi oli niin sanottuja kiinteitä mittauspisteitä ja kolmas oli kulloinenkin vikakohte. Kyseisillä mittalaitteilla pystyttiin taltioimaan 100 kHz:n näytteenottotaajuudella. Edellä mainitut mittalaitteet kytkettiin aluksi siten, että kaikissa kolmessa kohteessa mittalaitteiden taltiointi synkronoitiin tapahtuvaksi yhtäaikaisesti vikapaikan katkaisijan ohjauksesta. Tästä jouduttiin kuitenkin luopumaan ja mittalaitteet liipaistiin joko manuaalisesti tai nollajännitteen tai vaihevirran muutoksesta. ABB:n mittauskohteet olivat:

- Syväsataman sähköasema
- Erotinasema 986 "Tuulivoimala".
- Lisäksi ABB mittasi vikakohteessa kokeiden aikana eli muuntamolla no 017 ja muuntamolla no 638 silloin, kun kokeita tehtiin kyseisissä kohteissa.

Kuvassa 45 on esitetty periaatekuva mittauskohteista ja mitattavista suureista ja kuvassa 46 on näkymä mittaustilanteesta. Kunkin kokeen aikana mitattiin sähköasemalla lähtöjen 11 ja 15 alusta vaihevirrat ($3I$) ja nollavirta (I_0). Jännitemittauskennosta mitattiin vaihejännitteet ($3U_{pe}$) ja nollajännite (U_0). Vastaavat suureet mitattiin myös erotinasemalla Tuulivoimala no 986. Vikakohteessa ABB mittasi vaihevirrat ($3I$), vikavirran I_f ja vaihejännitteet ($3U_{pe}$).

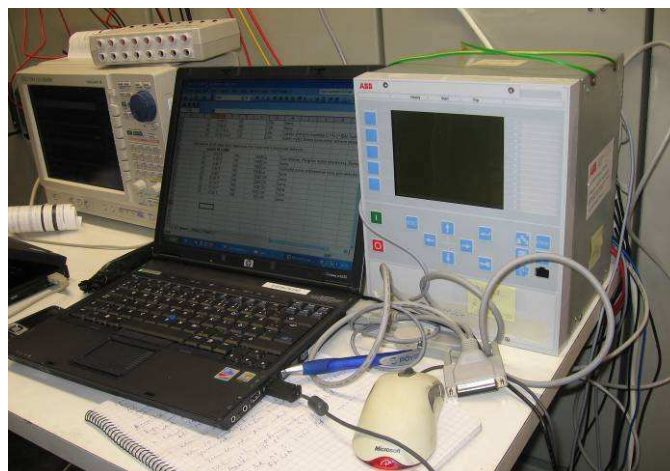


Kuva 45. ABB mittausten periaatekuva



Kuva 46. Näkymä sähköaseman mittaustilanteesta..

Edellä mainittujen mittausten lisäksi ABB kytki Syväsataman sähköasemalle kokeiden ajaksi testauskäyttöön uuden REF-sarjan releen, kuva 47. Tarkoituksena oli testata uusimpia relealgoritmeja. Lisäksi ABB oli tilannut erillisenä toimeksiantona kokeiden yhteyteen lähtöjen 11 ja 15 impedanssimittauksen Siemens Oy:ltä. Tämä edellytti mitattavien lähtöjen tekemistä jännitteettömiksi ja lähtöjen vastakkaisten päiden maadoittamista.



Kuva 47. REF-sarjan rele testauksessa kokeiden aikana.

VAMP:n mittaukset

VAMP teki seuraavat mittaukset ja taltiointit kokeiden aikana:

Sähköasemalla

Lähtöreleinä on molemmilla vikälähdöillä VAMP:in releet VAMP 257, joista VAMP keräsi suoraan PC:lle tallenteet.

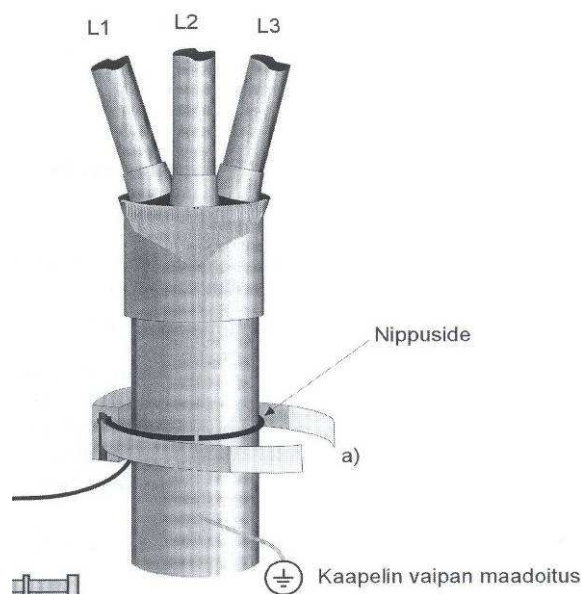
VAMPilla oli myös Yokogawa- mittalaite, jolla mitattiin vaihevirratt ja vaihejännitteet, nollavirta ja nollajännite. Mittalaitteen liitännässä hyödynnettiin ABB rinnakkaisvastuksia ($0,1 \Omega$), jolloin vastuksia ei tarvinnut asentaa useita rinnakkain eri mittaaajien toimesta.

Erotnasemat 075 ja 986

Molemmilla lähdöillä vikapaikkaa edeltävälle puistomuuntamolle VAMP asensi Wimo-päätelaitteen tietoliikenneyhteyksineen, kuva 48. Keskijännitekaapelin ympärille piti asentaa lisäksi nollavirta-anturi, kuva 49. Wimojen taltiointit luettiin etätoimintona.



Kuva 48. Wimo-päätelaite



Kuva 49. Nollavirta-anturin asentaminen keskijännitekaapelin ympärille

VTT:n mittaukset

Syväsataman sähköasemalle oli asennettu erilliset REF543 sarjan releet, jotka oli varustettu häiriötallenninyksiköllä lähdön 11 "Reposaari, Pursimiehenkatu 11" ja lähdön 15 "Tuulivoimala" alussa. Lisäksi vastaava häiriötallennin oli muuntamolla 986, joka on Tahko-luodon tuulivoimaloiden kytkentäpiste lähdön 15 "Tuulivoimala" loppupäässä. Häiriötallentimet liipastiin nollajännitteestä. Liipaisuraja säädettiin niin alhaiseksi, että maasulkukokeiden aiheuttama nollajännitteen muutos aiheutti taltioinnin. Kunkin kokeen jälkeen releen taltioimat tallenteet luettiin paikanpäällä PC:lle liitântäkaapelin avulla.

6.2.5 Mittausdatan käytettävyys

Mittausdatan jakamisesta oli periaatteessa sovittu siten, että VAMP ja ABB tekevät kumpikin itsenäisesti omat mittaukset ja heillä on omistusoikeus omiin mittaamiinsa datoihin. VTT ja Vaasan yliopisto ovat puolueettomia tutkimuslaitoksia, ja he saivat ABB:ltä ja VAMP:ilta sähköasemalla ja erotinasemalla 986 Yokokawan-mittalaitteella ja skoopeilla tallennetut datat käyttöönsä simulointimallin testaamiseksi ja myös muuhun tutkimuskäyttöön. Myös Pori Energialla oli oikeus saada haltuunsa tarvitsemansa koedata pyynnöstä eri

osapuolilta. VTT:n tallioimat häiriötallentimien datat kenttäkokeista ovat projektin osapuolten vapaasti käytettävissä Tuuliverkko-projektin sopimuksen puitteissa.

6.2.6 Sähköturvallisuus ja vastuukysymykset

Kokeiden tekeminen edellytti sähköturvallisuusmääräysten mukaisia suojaustoimenpiteitä kokeisiin osallistuville sekä ulkopuolisille. Koe- ja mittauskohteet olivat osittain satama-alueella, joka on ulkopuolisilta suljettu alue. Kokeisiin osallistuvilla oli riittävä sähköalan pätevyys sähkötöiden tekemiseksi. Pori Energia Sähköverkot Oy huolehti kokeiden aikana verkonhaltijan vastuulla olevasta sähköturvallisuudesta. Pori Energian asentajat suorittivat vikavaunun liittäjän verkkoon sekä mittauskaluston kytkennät mittauskohteissa virta- ja jännitemuuntajien liittimiin. Yleisenä periaatteena oli, että kokeiden aikana oli kussakin mitaus- ja koe-kohteessa vähintään kaksi henkilöä paikalla.

Vikavaunulla tehtävät maasulku- ja oikosulkukokeet sekä mittaukset vaativat erityisosaamista ja varovaisuutta kyseisissä kohteessa olevilta. Vikavaunun käyttämisestä ja kytkemisestä on ABB laatinut erillisen ohjeen (Tausa 2007). ABB vastasi vaunun toiminnasta ja siitä, että edellä mainittua toimintaohjetta noudatettiin kokeiden aikana ja kytkentätoimet tehtiin ohjeen mukaisessa järjestyksessä.

6.3 Kenttäkoetulosten vertailu simulointeihin

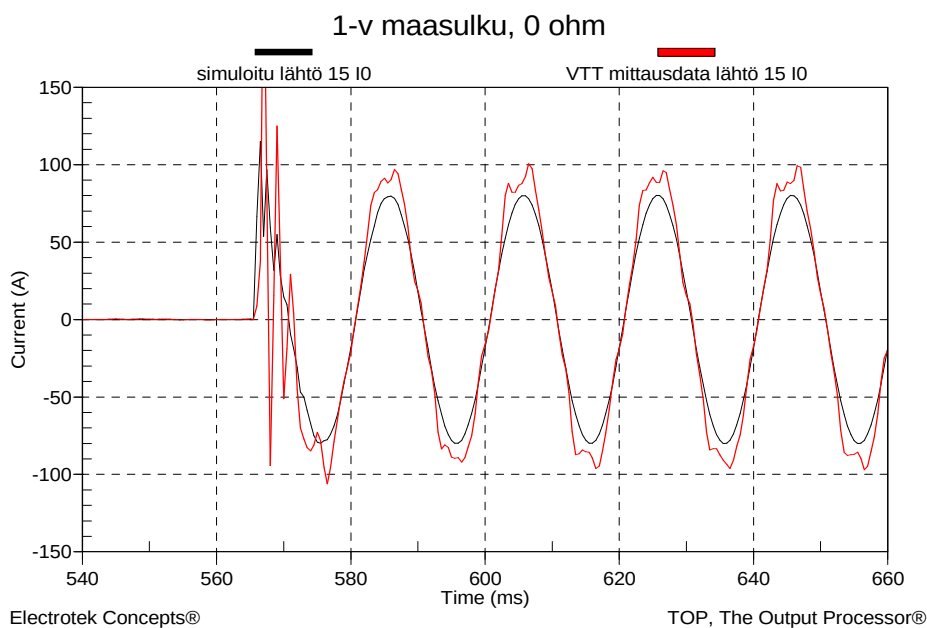
Pori Energia Sähköverkot Oy:n verkosta tehdyn simulointimallin oikeellisuuden ja tarkkuuden arvioimiseksi kenttäkokeista saatuja tuloksia verrattiin PSCAD-ohjelmalla tehtyihin vastaaviin simulointeihin. Vertailut on tehty määrittämällä simulointimalliin mahdollisimman tarkasti vastaava vikatilanne ja tekemällä sitten TOP nimisellä työkalulla kuvaajat joihin luettiin sekä vikatallenteet että simuloinnin tuottamat datat. Maasulkujen osalta tarkasteltiin nollavirtaa ja nollajännitettä. 2- ja 3-vaiheisten oikosulkujen kohdalla tarkasteltiin vaihevirtoja. Vikatallenteina käytettiin releiden mittaamaa dataa, joissa näytteenottotaajuus oli 2 kHz. Käytettävissä olisi ollut myös tarkempaa ABB:n erikseen Yogokawan skoopilla mitaamaa dataa (näytteenottotaajuus 100 kHz), mutta sitä ei voinut suoraan lukea tässä käytetyllä ohjelmalla. Kappaleessa 6.3.4 esitetään kuitenkin erikseen tehty vertailu yhdestä vikatauluksesta, jossa vertaillaan ABB:n tarkempaa mittauksia releiden tallenteisiin.

6.3.1 Lähtö 15

Seuraavassa on käsitelty lähdön 15 vikatapauksia. Erilaisia vikoja ovat neljällä eri resistanssilla tapahtuva maasulku sekä 2- ja 3-vaiheinen oikosulku.

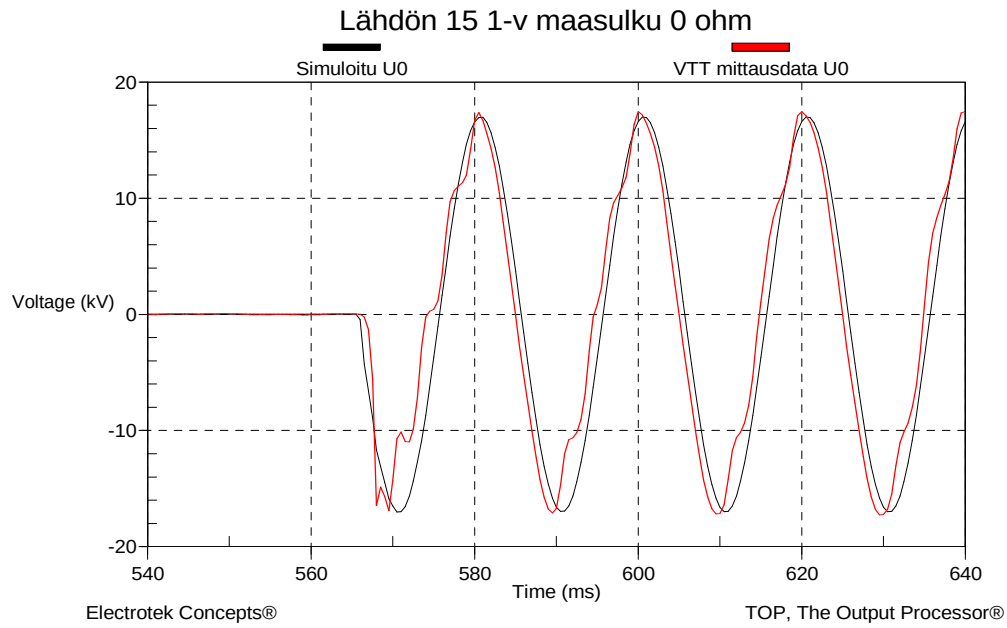
Maasulku, vikaresistanssi 0 ohm

Maasulun tapauksessa simuloitu ja mitattu nollavirta eivät käyrämuodoltaan täysin vastaa toisiaan (kuva 50). Mitatussa nollavirrassa käyrämuoto ei ole sinimuotoista, vaan huippukohdista sen käyrämuoto säröilee. Mitatussa nollavirrassa ensimmäisen puolijakson aikana ilmenee lisäksi huomattavasti suuremmat transientit kuin simuloidussa.

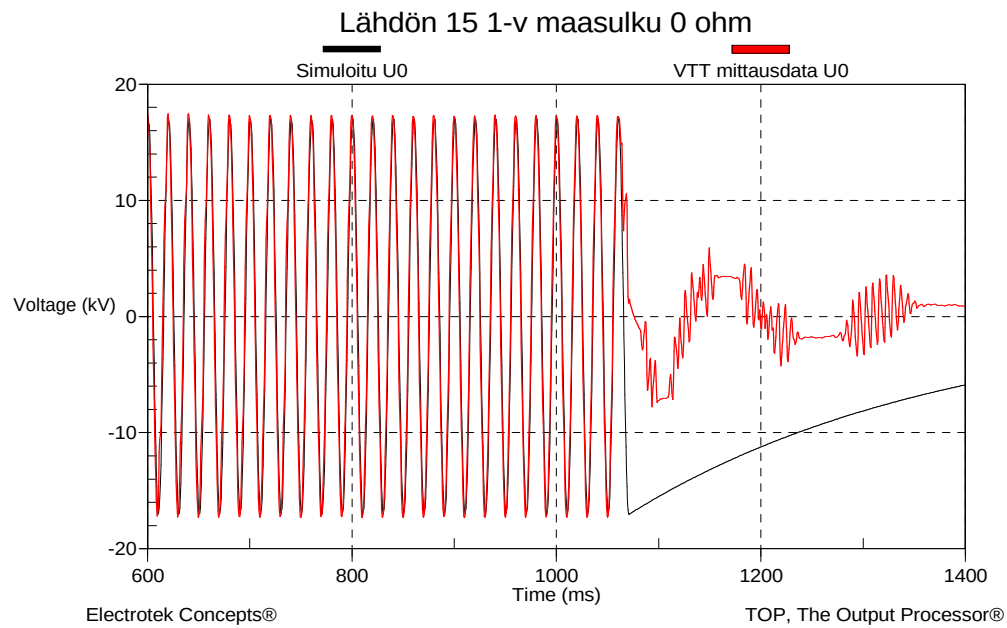


Kuva 50. Nollavirta maasulun aikana.

Mitattu nollajännite on amplitudiltaan hieman simuloitua korkeampi (kuva 51). Amplitudierot johtuvat lähinnä siitä että simulointimallissa ei ole mukana yhtä mittausten aikana asemalle kytkettyä avojohtolähtöä. Mitattu ja simuloitu nollajännite eivät myöskään käyrämuodoltaan ole täysin samanlaisia. Varsinkin vian poistuttua syntyy selvä eroavaisuus nollajännitteen käyttäytymisessä (kuva 52). Keskeisin syy tähän on se, että simulointimallissa ei ole mukana verkon vuotoresistanssia.



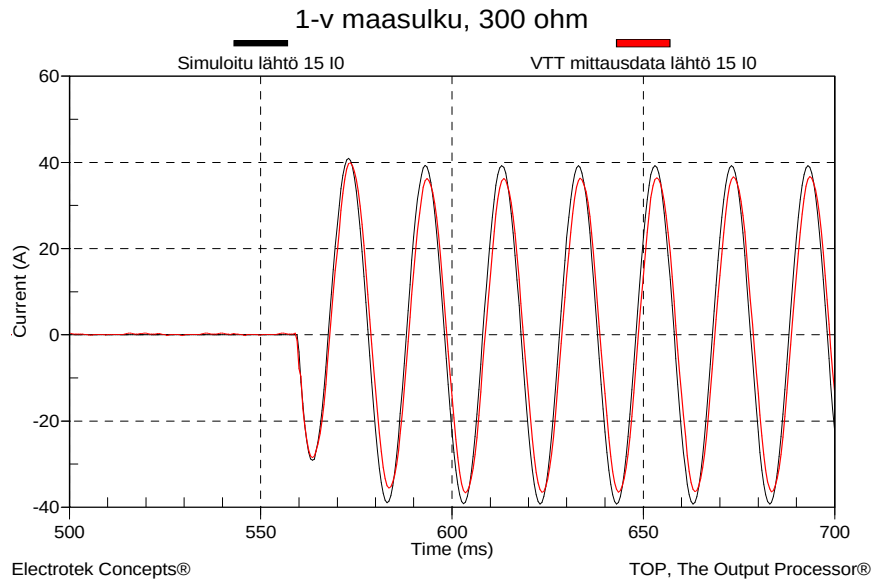
Kuva 51. Nollajännite maasulun alkaessa.



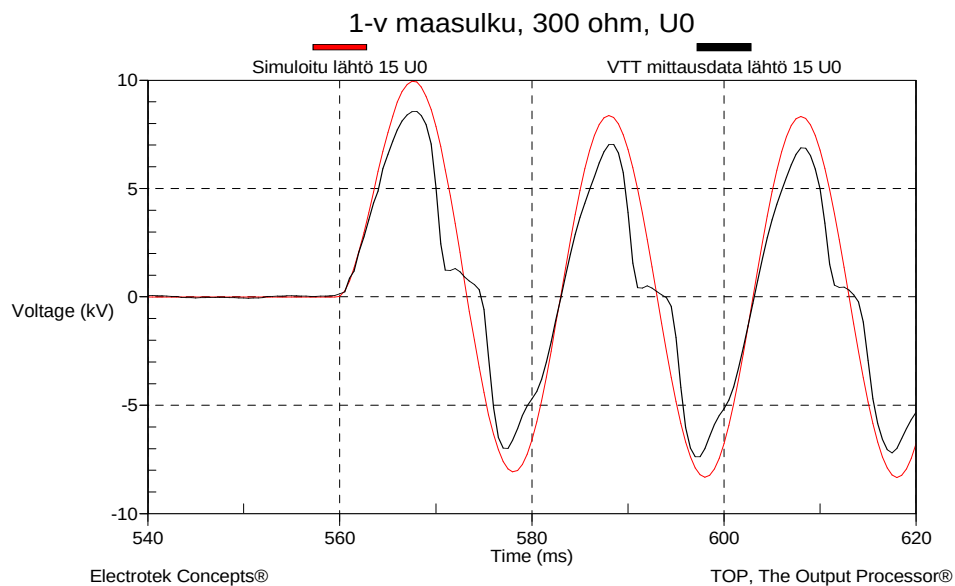
Kuva 52. Nollajännite maasulun poistuessä.

1-vaiheinen maasulku, vikaresistanssi 300 ohm

Vikaresistanssin ollessa 300 Ω mitattu ja simuloitu nollavirta vastaavat lähes täysin toisiaan (kuva 53), ainoastaan amplitudissa on pieni edellä kuten edelläkin. Nollajännitteessä on käyrämuodossa pieniä eroavaisuuksia sekä amplitudin että käyrämuodon osalta (kuva 54)



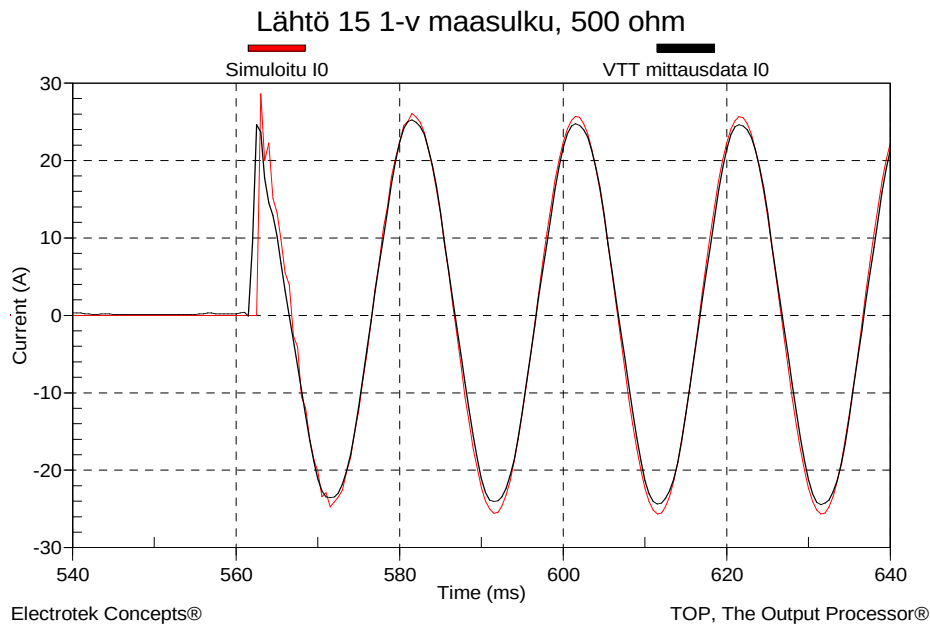
Kuva 53. Nollavirta maasulun aikana.



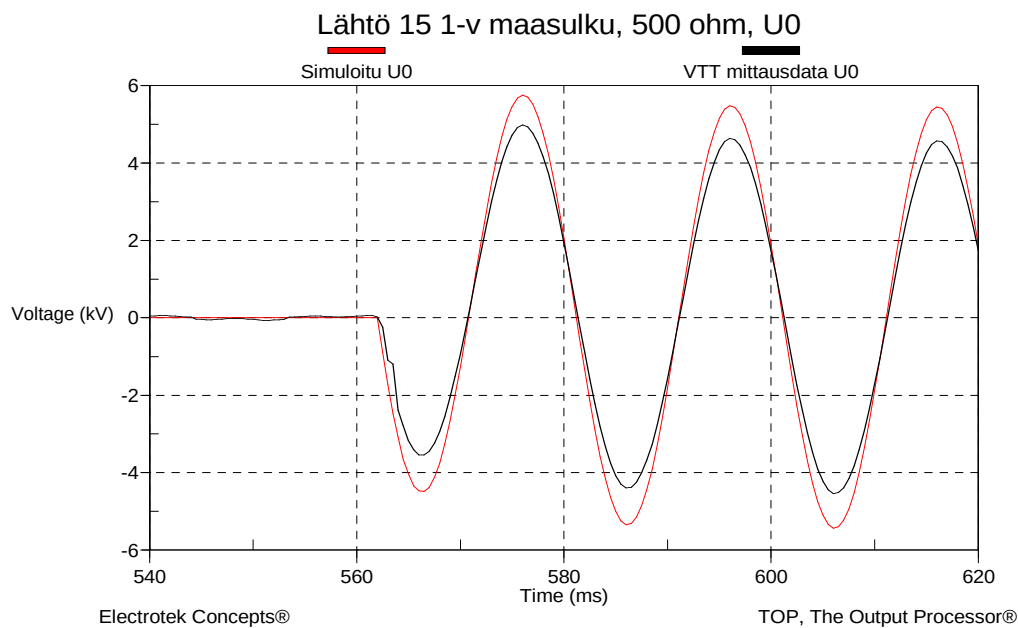
Kuva 54. Nollajännite maasulun aikana.

1-vaiheinen maasulku, vikaresistanssi 500 ohm

Simuloidut ja mitatut nollajännitteen sekä nollavirran käyrämuodot ovat hyvin toistensa kaltaisia. Amplitudissa on pieni ero.



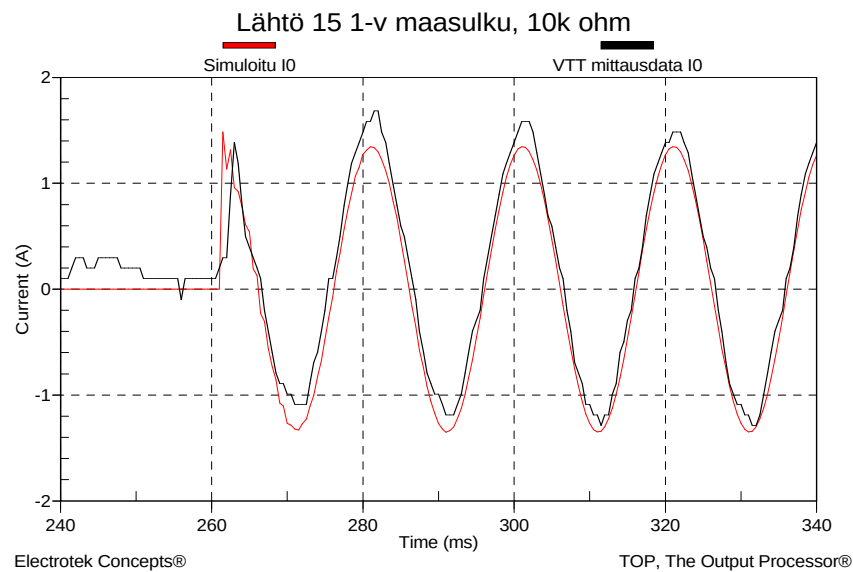
Kuva 55. Nollavirta maasulun aikana.



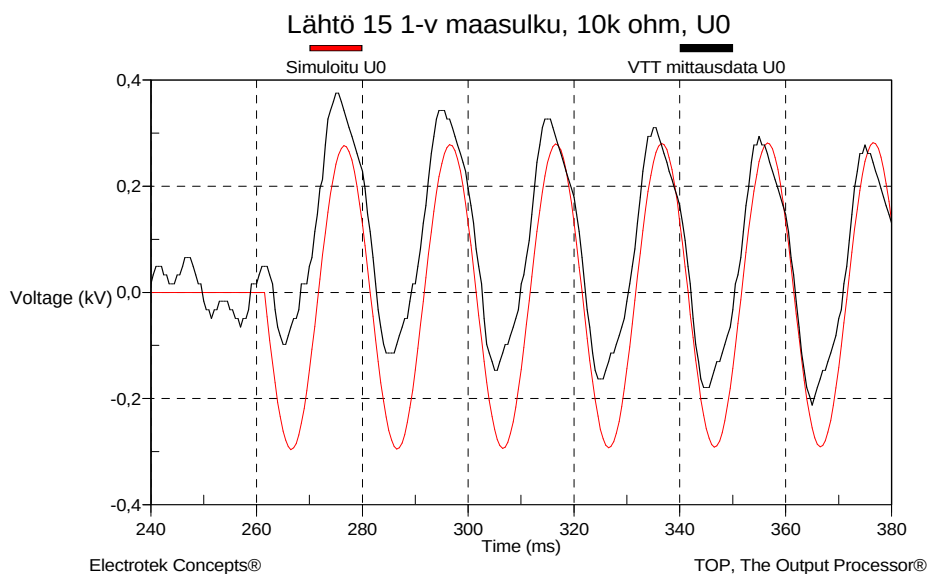
Kuva 56. Nollajännite maasulun aikana.

1-vaiheinen maasulku, vikaresistanssi 10 k Ω

Vikaresistanssin ollessa 10 k Ω sekä nollavirrassa (kuva 57) että nollajännitteessä (kuva 58) näkyy mitattujen ja simuloitujen käyrien välillä huomattavia eroavaisuuksia. Mitattujen käyrien kulmikkuus viittaa siihen, että tässä tullaan käytetyn järjestelmän mittaustarkkuuden rajoille.

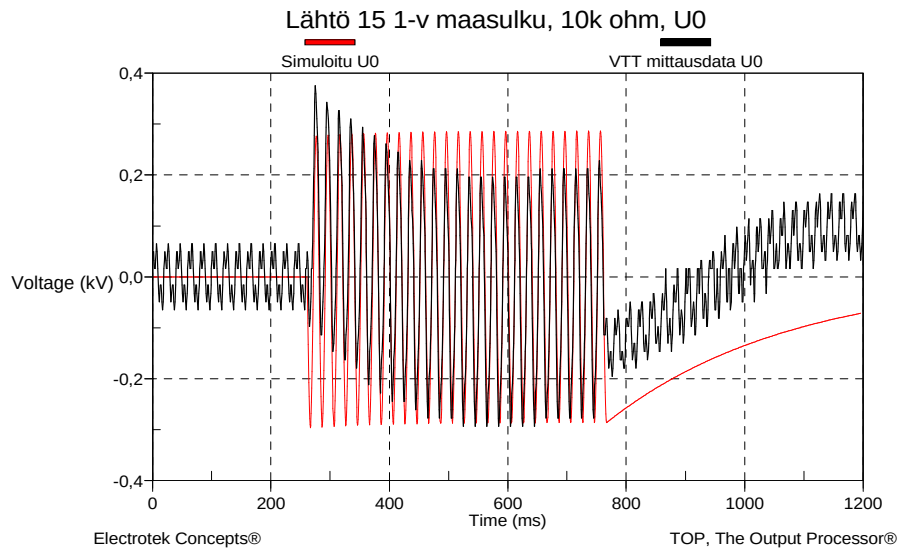


Kuva 57. Nollavirta maasulun aikana.



Kuva 58. Nollajännite maasulun aikana.

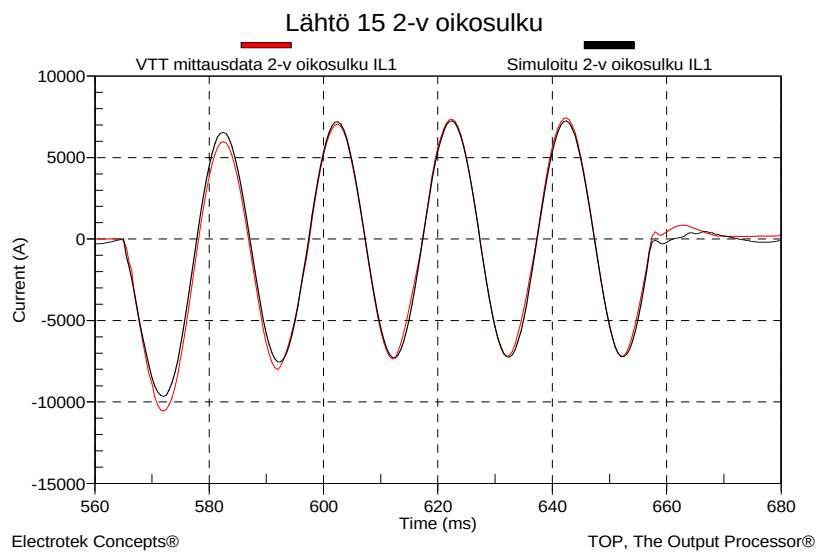
Seuraavana esitetystä nollajännitteen kuvaajasta näkyy lisäksi selvästi mm. ennen vikaa verkossa vaikuttava hyvin pieni normaalin tilan nollajännite, jota simulointimallissa ei ole.



Kuva 59. Nollajännite maasulun aikana, koko vika-aika.

2-vaiheinen oikosulku

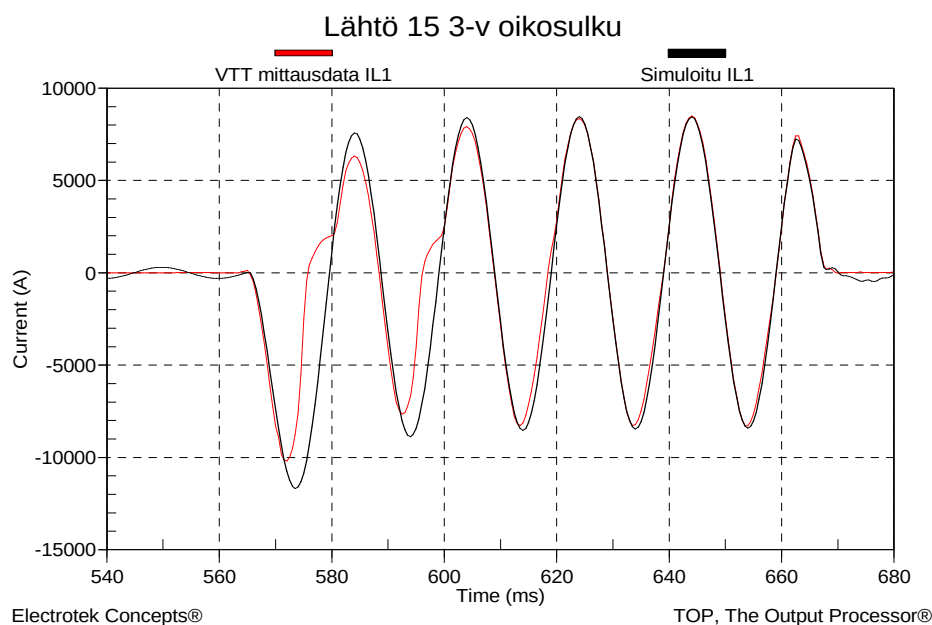
Seuraavassa kuvassa on 2-vaiheisen oikosulun aikaansaama ensimmäisen vaiheen (L1) virta. Simuloitu ja mitattu virta ovat lähes toistensa kaltaisia.



Kuva 60. Virta 2-vaiheisessa oikosulussa.

3-vaiheinen oikosulku

3-vaiheisella oikosululla simuloitu ja mitattu yhden vaiheen vikavirta eivät vastaa täysin toisiaan (kuva 61). Simuloitu virta on hyvin sinimuotoinen koko vian ajan, kun taas mitatussa virrassa ilmenee ensimmäisten jaksojen aikana käyrämuodon vääristymistä. Kyse on selvästi virtamuuntajan kyllästymisestä; mallissa ei ole mukana virtamuuntajia. Simuloitu virta vastaa niin hyvin tasoltaan mitattua, että mallin impedanssien (ml. syöttävälle verkolle määritetty impedanssi) vastaa erittäin hyvin todellisia arvoja.



Kuva 61. Virta 3-vaiheisessa oikosulussa.

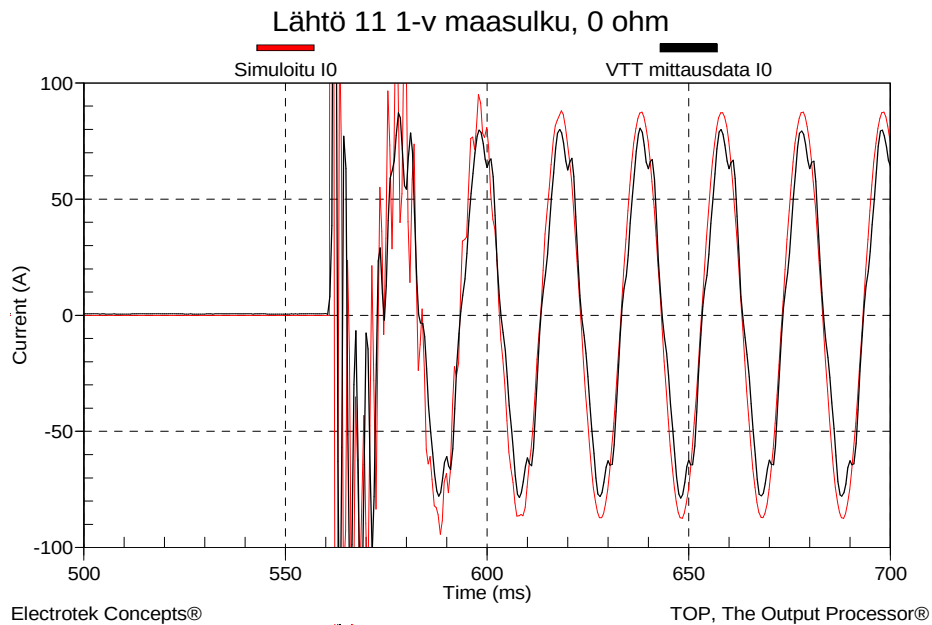
6.3.2 Lähtö 11

Lähdöllä 11 tehtyjen kenttäkokeiden vertailussa simuloitiin neljää eri vikaresistanssilla olevaa maasulkua, sekä 2- ja 3-vaiheista oikosulkua.

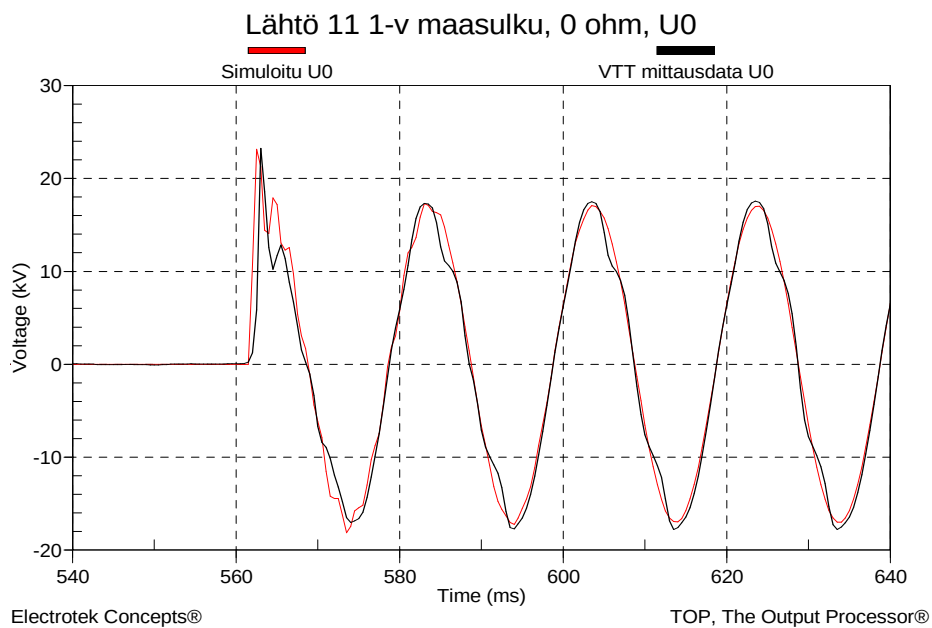
1-vaiheinen maasulku, vikaresistanssi 0 ohm

Simuloidussa nollavirrassa on vian alkamisen jälkeen huomattavasti enemmän säröä kuin mitatussa (kuva 62). Simuloidussa nollavirrassa tämän vian alun korkeataajuinen transientti vaimenee muutaman jakson jälkeen, kun taas mitatussa nollavirrassa se kestää pidempään ja

käyrämuoto ei palaudu lainkaan täysin sinimuotoiseksi. Nollajännitteessä on vain pieniä eroavaisuuksia käyrämuodoissa (kuva 63).



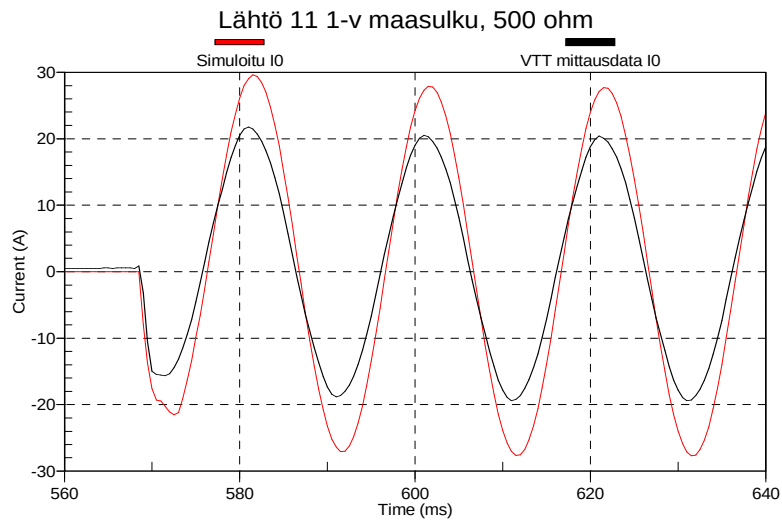
Kuva 62. Nollavirta maasulun aikana.



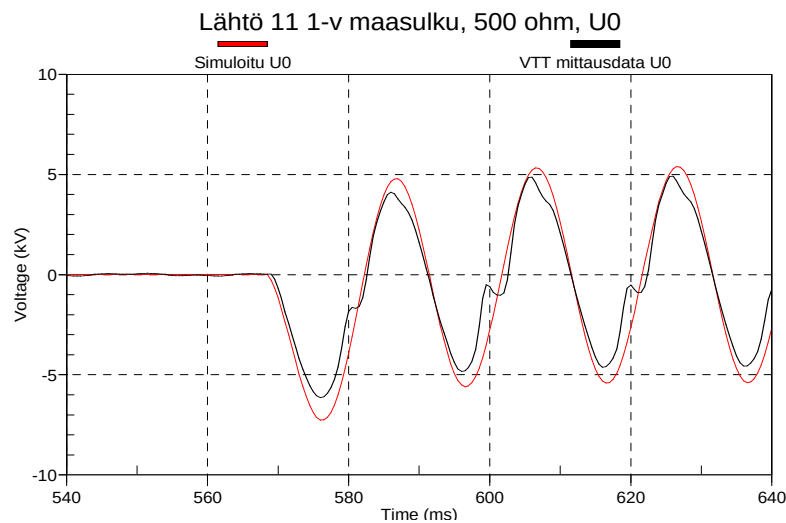
Kuva 63. Nollajännite maasulun aikana.

1-vaiheinen maasulku, vikaresistanssi 500 ohm

Simuloituun ja mitattuun nollavirtaan jää pysyvä ero amplitudiin (kuva 64). Näin suuri ero viittaa siihen, että mittauksia tehtäessä on käytetty väärää muuntosuhdetta kaapelivirta-muuntajalle; mikäli esim. muuntosuhde on ollut 50/1 A ja mittaukset on tehty asettelulla 70/1 A vastaavat arvot tässä ja jäljempänä hyvin toisiaan. Nollavirran käyrämuodot vastaavat hyvin toisiaan. Nollajännitteeseen ei jää paljon eroa amplitudeihin, mutta mitatussa käyrämuodossa on jostain syystä polvekkeisuutta (kuva 65).



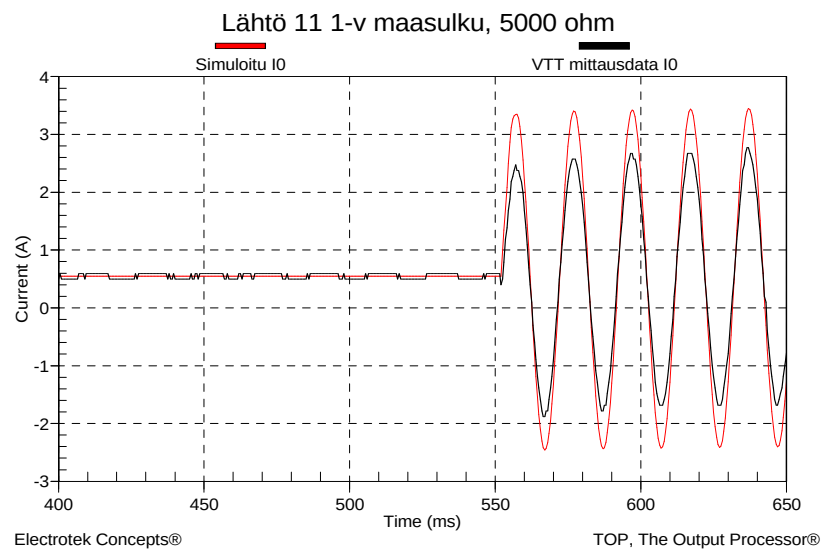
Kuva 64. Nollavirta maasulun aikana.



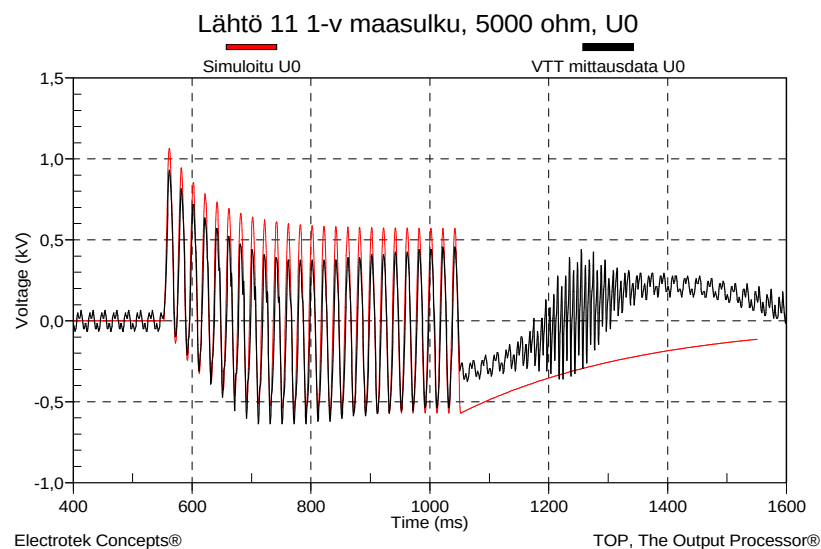
Kuva 65. Nollajännite maasulun aikana.

1- vaiheinen maasulku, vikaresistanssi 5000 ohm

Seuraavassa kuvassa simuloituun nollavirtaan on lisätty 0,5 A suuruinen DC komponentti. Tällöin käyrämuodot mitatun ja simuloitun nollavirran välillä ovat lähes samankaltaisia. Amplitudiin jää skaalaero kuten edellä. DC siirtymän syy ei ole tiedossa. Nollajännitteen (kuva 67) kohdalla mitattu ja simuloitu käyrämuoto vastaavat toisiaan, ottaen huomioon jo edellä todetut mallista johtuvat eroavaisuudet.



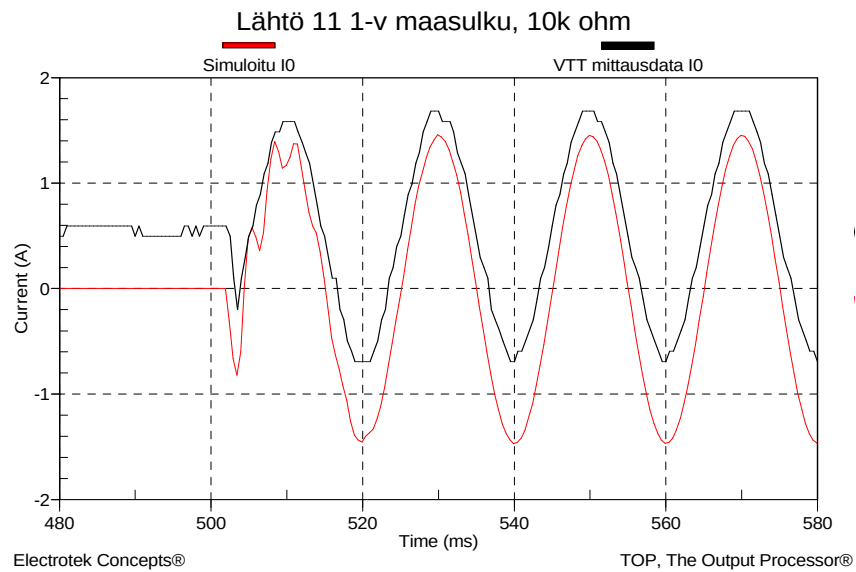
Kuva 66. Nollavirta maasulun aikana.



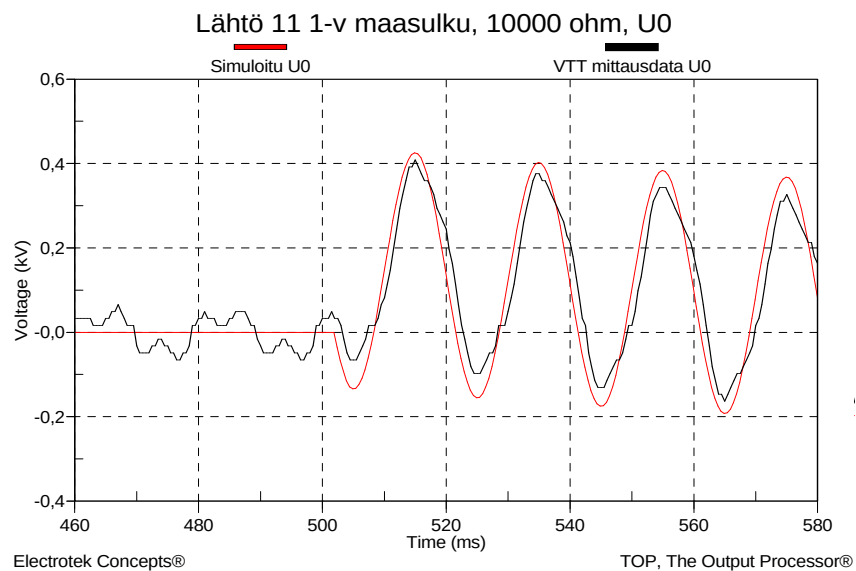
Kuva 67. Nollajännite maasulun aikana.

1-vaiheinen maasulku, vikaresistanssi 10 k Ω

Tässä tapauksessa sekä nollavirrassa (kuva 68) että nollajännitteessä (kuva 69) on pieniä eroja, joiden syyt on jo edellä selitetty. Tällä kertaa nollavirran DC siirtymää ei ole simuloidussa datassa korjattu.



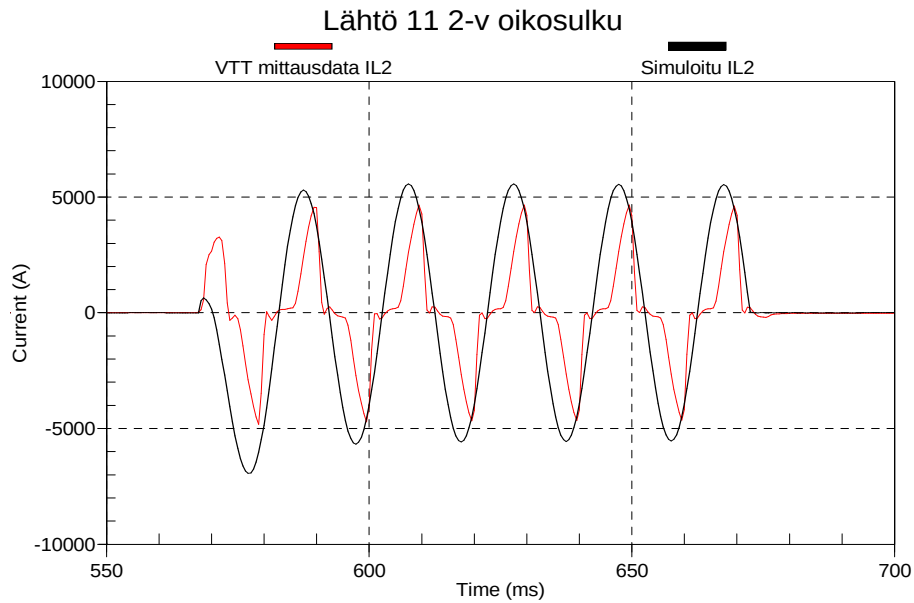
Kuva 68. Nollavirta maasulun aikana.



Kuva 69. Nollajännite maasulun aikana.

2-vaiheinen oikosulku

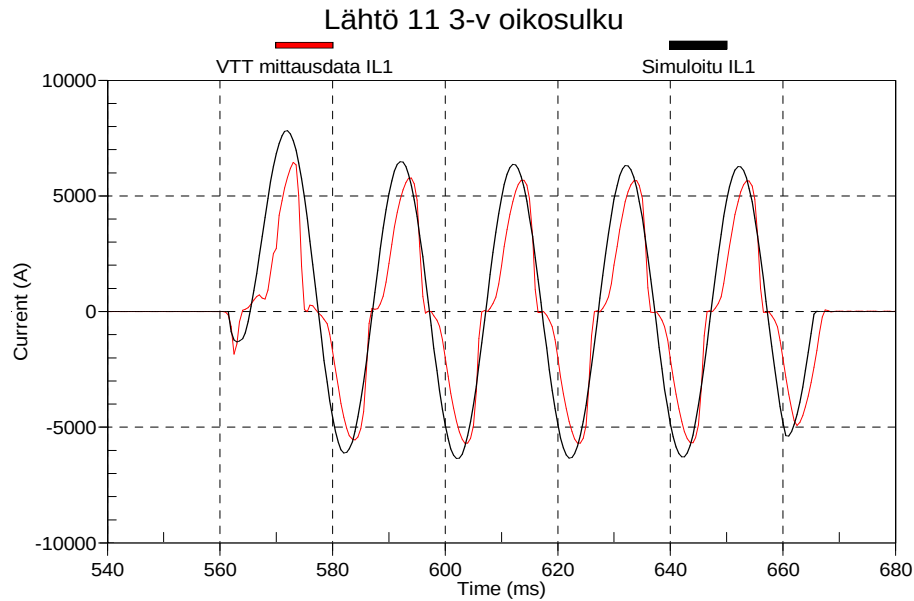
Seuraavassa kuvassa on esitetty vaiheen L2 virta. Kuten lähdön 15 tapauksessa myös tässä mitatun vaihevirran käyrämuodon selvä poikkeama sinimuodosta johtuu virtamuuntajan kyllästymisestä.



Kuva 70. Virta 2-vaiheisessa oikosulussa.

3-vaiheinen oikosulku

Myös tässä tapauksessa mitatun vaihevirran käyrämuodon poikkeama on selitettävissä virtamuuntajan kyllästymisellä. Kyllästyminen on ehkä hieman voimakkaampaa kuin edellä lähdön 15 tapauksessa, joten vikavirran tasojen vastaavuus ei ole niin helposti nähtävissä.

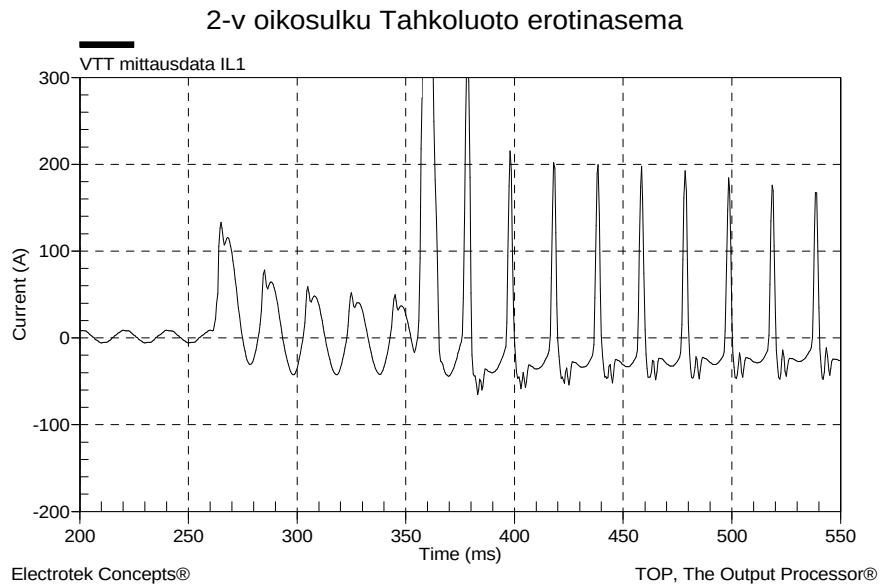


Kuva 71. Virta 3-vaiheisessa oikosulussa.

6.3.3 Tahkoluoto erotinasema

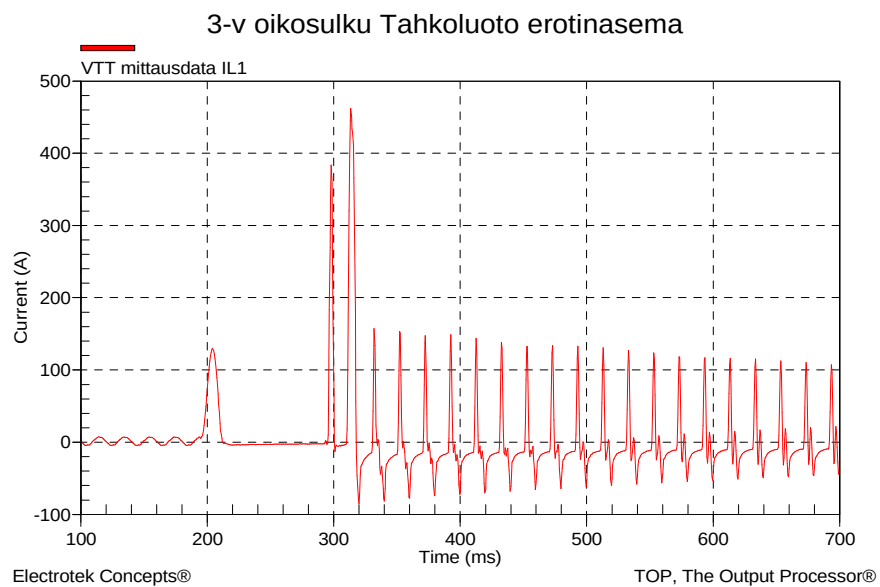
Tahkoluodon erotinasemalla tehdyissä mittauksista voidaan nähdä tuulivoimaloiden tuottamat vikavirrat. Seuraavassa on esitelty mitatut virrat oikosulkutapauksissa. Vertailuja simuloituihin ei ollut mahdollista tehdä, koska tuulivoimaloiden tilasta juuri ennen vikaa ei ole mittaustietoa.

2-vaiheisessa oikosulussa generaattorit tuottavat vikavirtaa, jonka alussa ensimmäinen huippu ylittää noin 120 ampeeriin (kuva 72, vika alkaa hetkellä 260 ms). Vian poistuessa (noin hetkellä 350 ms) näkyy huomattavasti suurempia virtapiikkejä muuntajien ja mahdollisesti generaattorienkin ottaessa jännitteen palautuessa magnetointivirtaa (ns. kytkentävirtasäys).



Kuva 72. Tuulivoimaloiden virta 2-vaiheisessa oikosulussa.

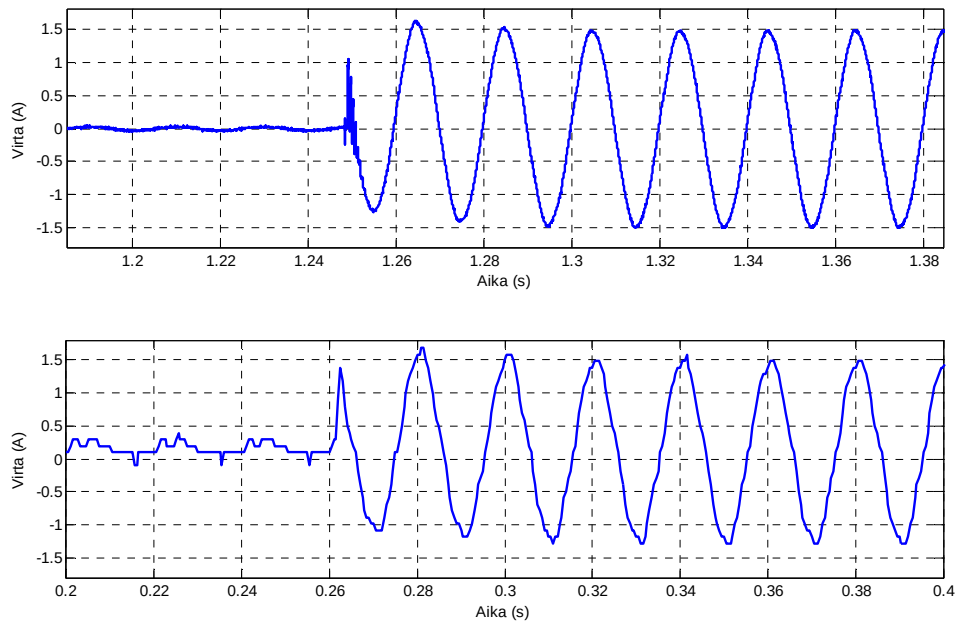
3-vaiheisessa oikosulussa voimaloista tulee vikavirtaa vain ensimmäisen puolijakson ajan (kuva 73). Tietoa ei ole toimiko tässä tilanteessa voimaloiden suojaus. Vian alkaessa ensimmäinen virtasysäys on suurin piirtein samansuuruinen kuin edellä. Myös tässä tapauksessa vian poistumisen jälkeen näkyy selkeästi kytkentävirtasysäys.



Kuva 73. Tuulivoimaloiden virta 3-vaiheisessa oikosulussa.

6.3.4 Mittalaitteiden vertailu

Edellä vertailtiin simuloituja ja releiden häiriötallentimen mittaamia arvoja. Kokeissa ABB teki mittauksia myös Yokokawan skoopilla, jossa käytettiin näytteenottotaajuutena 100 kHz kun se releissä oli 2 kHz. Näiden mittalaitteiden ero tulee näkyviin parhaiten esim. pienillä virroilla, joissa releen mittaamissa arvoissa on nähtävissä resoluutiosta johtuvaa virhettä. Toisaalta luonnollisesti suuritaajuiset ilmiöt toistuvat paremmin kun näytteenottotaajuus on suurempi. Esimerkkinä mittalaitteiden suorituskyvyn erosta on seuraavaan kuvaan poimittu lähdöllä 15 tapahtuva 10 k Ω maasulku (vrt. kuva 57). Alempi kuvaaja on releen mittaama virta ja virran arvon ollessa näin pieni eli oltaessa mittausalueen rajoilla, alkaa käyrämuodossa olla resoluutiosta johtuvaa lovisuutta. Ylempi Yokokawan mittaus sen sijaan säilyttää paremmin virtakäyrän sinimuodon. Lisäksi suuritaajuiset transientit vian alussa ovat nähtävissä vain Yokokawan mittauksessa.



Kuva 74. Yokogawan (ylempi kuvaaja) ja releen (alempi kuvaaja) mittaamien virtojen vertailu (10 k Ω maasulku lähdöllä 15).

7 SUUNNITTELUPERIAATTEET JA OHJEET

Tässä kappaleessa esitellään hankkeen perusteella kehitetyt suositukset tuulivoiman verkkoonliittymän suunnitteluun ja toteutukseen. Näkökulmana on keskijänniteverkkoon liittyvä tuulivoima, mutta pääosin esitetyt seikat pätevät muunkin tyyppiseen keskijänniteverkkoon liittyvään tuotantoon. Suositukset on pyritty esittämään siten, että niitä voidaan soveltaa sellaisenaan myöhemmin alan järjestön toimesta laadittavien verkkoonliittymää koskevien ohjeistojen tai määräysten perustana. Joidenkin asioiden suhteen tarvitaan kuitenkin jatkoselvityksiä ja nämä pyritään myös tässä esityksessä tuomaan esiin. Lisäksi on huomattava, että tarkastelunäkökulma on tässä rajattu tuulivoimalan ja verkon suojauksen yhteistoimintaan, jolloin tässä esitettyjen seikkojen lisäksi käytännön liityntäohjeissa joudutaan ottamaan kantaa mm. sähkön laatuun sekä mm. tehon säätöön liittyviin vaatimuksiin. Ensinmainitun osalta verkkoonliittymän ohjeissa voitaneen kuitenkin aika pitkälti nojautua standardeihin. Tehon säädön osalta perustana voivat olla isompien laitosten osalta Fingridin suositukset, mutta pitää myös muistaa että tällä on vaikutuksia verkon jännitetason hallintaan, joka muodostaa oman tämän tutkimuksen ulkopuolelle jätetyn ongelmakokonaisuuden.

Seuraavissa kappaleissa on ensin käsitelty kunkin osa-alueen taustoja ja perusteita esitettävillä suosituksilla. Kunkin kappaleen lopussa on kehystettynä esitetty ehdotus aiheeseen liittyväksi suositukseksi tai ohjeeksi, mikäli sellainen voidaan esittää.

7.1 Liityntäpisteen oikosulkuteho

Yksi voimalaitoksen verkkoonliittymän perusedellytys on riittävän suuri liityntäpisteen oikosulkuteho. Tällöin voimala ei käynnistyessään aiheuta liian suurta jännitteen muutosta. Aiempien suositusten pohjalta tulisi noudattaa vähintään seuraavan yhtälön mukaista rajaa verkon oikosulkuteholle liittymispisteessä:

$$S_k \geq 25 \cdot i_{\text{suhde}} \cdot S_n \quad (3)$$

missä

i_{suhde} = tuotantoyksikön käynnistysvirran suhde nimellisvirtaan

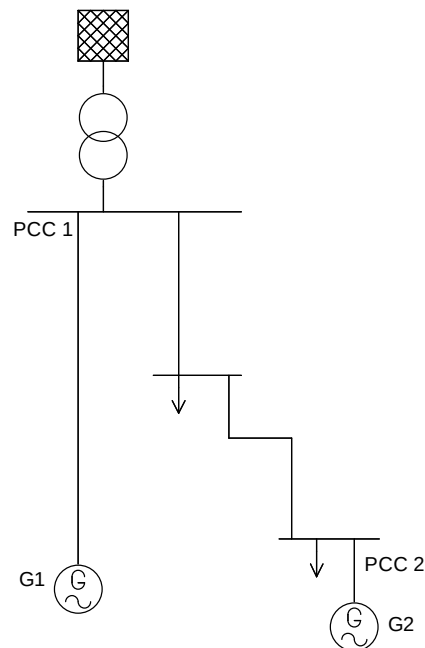
S_k = verkon oikosulkuteho liityntäpisteessä

S_n = voimalan nimellisteho.

Voimalaitoksen käynnistyminen aiheuttaa tällöin enintään 4 % jännitekuopan verkon liityntäpisteessä. Tämän rajan taustalla on kuitenkin perinteinen epätahtikoneeseen perustuva tekniikka, jossa käynnistysvirta voi olla huomattavasti nimellisvirtaa suurempi. NykYTEKNIikka mahdollistaa käynnistysvirran tehokkaan rajoittamisen, joten käynnistystilanne ei välttämättä johda suurimpaan jännitteenmuutokseen verkossa. Suurin jännitteenmuutos syntyykin tällöin tilanteessa, jossa voimalaitos pysäytetään täydestä tehosta esim. tuulen yltyessä myrskylukemiin. Tältä pohjalta lähtien onkin perusteltua ottaa lähtökohdaksi Saksan uusien määräysten (BDEW 2008) mukaisesti se että samaan pisteeseen liittyvien voimalaitoksien irtikytkeytyminen saa aiheuttaa enintään 5 % jännitteenmuutoksen. Omat vaatimuksensa liityntäpisteen oikosulkuteholle voivat tämän lisäksi asettaa sähkön laatuun liittyvät standardit.

Tässä yhteydessä liityntäpisteellä ei tarkoiteta verkkoyhtiön ja voimalaitoksen haltijan hallinnassa olevien verkonosien rajaa vaan sitä voimalaitosta lähinnä olevaa verkon pistettä, jonka takana on muuta kulutusta. Englanninkielisissä julkaisuissa tähän pisteeseen viitataan usein termillä Point of Common Coupling (PCC). Termin merkitystä on havainnollistettu kuvassa 75, jossa generaattori G1 on omalla lähdollään, jolloin sen liityntäpiste on PCC 1. Vastaavasti generaattorin G2 liittymispisteeksi tulee piste PCC 2, johon kytkeytyy kulutusta.

Liitettäessä voimalaitos riittävän suuren oikosulkutehon omaavaan verkkoon saavutetaan jännitetasen muutosten pienenemisen lisäksi myös muita etuja. Jäykän verkon myötä tuuli-voimalan tuottaman harmonisen särön suhteelliset osuudet pienenevät ja verkon jänniteprofiilin hallinta helpottuu. Lisäksi oikosulussa tuuli-voimalan vikavirtaosuus on pienempi ja näin sähköaseman suojauksen sokaistumisilmiö on vähäisempi. Voimalan tarpeettomat laukeamiset muualla verkossa tapahtuvien oikosulkuvikojen seurauksena vähenevät, koska oikosulkuviat aiheuttavat vahvassa verkossa pienemmän jännitekuopan.



Kuva 75. Liityntäpisteen (PCC) määrittely.

Samaan liityntäpisteeseen (PCC) liittyvien voimalaitosten samanaikainen irtikytkettyminen saa aiheuttaa enintään 5 % jännitteenmuutoksen missä tahansa verkossa.

7.2 Tuulivoiman liittäminen omalle lähdölleen

Jos tuulivoimalat on mahdollista kytkeä omalle lähdölleen niin, että kyseisellä lähdöllä ei ole kulutusta, kannattaa näin suojauksen kannalta toimia. Tuulivoimalähtö voidaan tällöin suojata suunnatulla suojalla, jonka virta-asettelu voi olla erittäin pieni. Käytännössä virta-asettelu voidaan määritellä tuulivoimaloiden normaaleissa käyttötilanteissa ottaman suurimman virran perusteella. Oikealla mitoituksella suojauksen sokaistumisilmiö tuulivoimalähdöllä on vältettävissä kokonaan. Lisäksi oikosulkuvian ollessa viereisellä johtolähdöllä tuulivoimalähdön suunnattu ylivirtarele ei laukea, eli tarpeettomat virhelaukaisut vältetään. Tuulivoimalat saattavat silti jännitekuopan ansiosta kytkeytyä irti.

Omalle lähdölle kytketyissä tuulivoimaloissa ei tarvita saarekekäytön estosuoja, koska saareketilanne johtaa aina selvään tehoepätasapainoon, jolloin voimaloiden taajuus- ja/tai jän-

nitesuojaus toimii. Lisäksi kun tuulivoimalat on siirretty omalle johtolähdölleen, voidaan muilla lähdöillä käyttää tarvittaessa jälleenkytkentöjä ongelmitta.

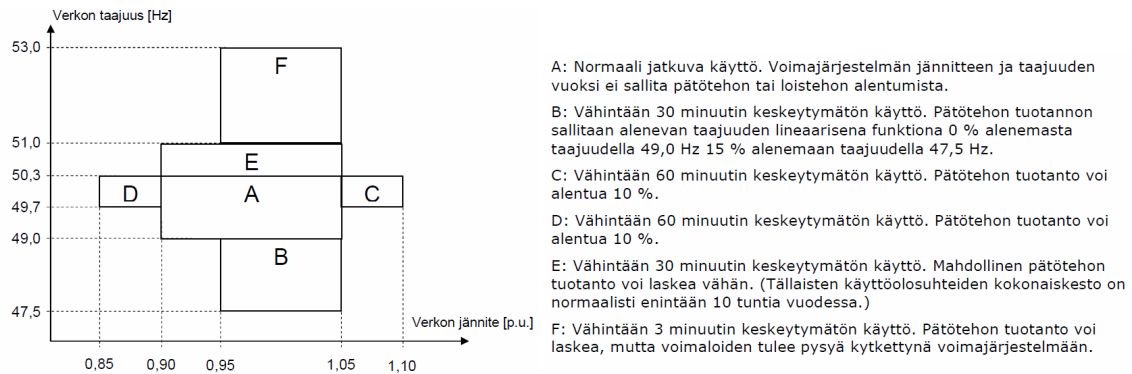
Viitaten edellisiin kohtaan voidaan myös todeta, että voimalaitosten sijaitessa omalla lähdöllään, voidaan liityntäpisteen (PCC) tulkita sijaitsevan sähköaseman kiskolla. Tällöin yleensä myös liityntäpisteen oikosulkuteholle asetettavat vaatimukset voidaan helpommin täyttää.

Voimalat on pyrittävä sijoittamaan omalle johtolähdölleen aina kun se on teknisesti mahdollista ja taloudellisesti perusteltua.

7.3 Tuulivoimalan taajuus- ja jännitesuojaus

Kappaleessa 5.3 ja diplomityössä (Nyberg 2008) esitetyissä simuloinneissa tarkasteltiin yleisimpiä ongelmallisia tapauksia tuulivoimalamalleilla, joissa oli Helenin ohjeen (Helsingin Energia 2006) mukaiset asetukset jännitesuojalle ja taajuussuojalle. Nämä asetukset toimivat simuloinneissa hyvin ja esitetyllä tavalla. Huomioitava kuitenkin on, että simuloinneissa tutkitulla johtolähdöllä oli suunnattu ylivirtarele.

Kattavia suosituksia taajuus- ja jännitesuojille on vaikea antaa, mikä näkyy myös säännösten kirjavuutena. Taajuus- ja jännitesuojat toimivat osaltaan saarekekäytön estosuojina, mutta toisaalta pyrkimyksenä on välttää voimaloiden myös tarpeeton laukeaminen muualla verkossa tapahtuvissa oikosulkuvioissa. Tämä edellyttää voimaloilta tietynlaista jännitekuoppasietoisuutta, joka on jo useissa eri maiden määräyksissä otettu huomioon. Suomessa tähän liittyen ovat voimassa Fingridin suositukset, joiden ulottamisesta jakeluverkkotasolle ei liene selkeitä periaatteita. Käytännössä voitaneen kuitenkin lähteä siitä että tuulivoimalan tulee sietää verkossa normaalisti esiintyvät jännitteen- ja taajuuden vaihtelut. Tältä pohjalta voitaneen Fingridin ohjeen (Fingrid 2007) liitteessä esitetyt tuulipuistojen järjestelmätekniset vaatimukset (kuva 76) ulottaa myös keskijänniteverkkoon sijoitettaville tuulivoimaloille.



Kuva 76. Jännitettä ja taajuutta koskevat vaatimukset (Fingrid 2007).

Varsinaisen jännitekuoppasietoisuuden osalta Fingridin vaatimusten soveltaminen on kyseenalaista koska jakeluverkoissa esiintyvien jännitekuoppien ominaisuudet (syvyys ja kesto) vaihtelevat kohteesta riippuen. Erityisesti keston osalta tähän vaikuttavat verkon suojarleiden toiminta-ajat, joten yhdet ja samat asettelut tuulivoimalan alijännitereleille eivät ole välttämättä parhaat mahdolliset kaikissa verkoissa. Jännitekuoppien syvyyden osalta ratkaisevaa on vian sijainti verkossa. Alijännitesuojausta pitäisikin tarkastella kokonaisvaltaisesti ottaen huomioon verkon oikosulkusuojauksen toiminta. Ongelmalliseksi tarkastelun tekee se että tavanomaisilla verkostolaskentatyökaluilla ei ole mahdollista määrittää vian aikaisia jännitekuoppia verkon eri osissa. Alijännitesuojauksen asetteluiden suunnittelua koskevien suositusten määrittäminen tältä osin vaatiikin vielä jatkoselvityksiä. Toistaiseksi kuitenkin kelvollinen ratkaisu on käyttää Helenin suosituksessa esitettyjä arvoja.

Jakeluverkkoon liitettävien tuulivoimaloiden tulee täyttää Fingridin esittämät järjestelmätekniset vaatimukset. Voimalaitosten jännite ja taajuussuojat tulee asetella seuraavan taulukon mukaisesti, ellei suojauskoordinaatio verkon muiden releiden kanssa muuta edellytä.

Taulukko 10. Jännite- ja taajuussuojien asetukset

<i>Tunnus</i>	<i>Asetus</i>	<i>Aikahidastus</i>
3U>>	115%	0,15 s
3U>	110%	1,5 s
3U<	85%	5 s
3U<<	50%	0,15 s
f>	51 Hz	0,2 s
f<	48 Hz	0,5 s

7.4 Verkon oikosulkusuojaus

Käytännössä verkon vikavirtataso määritetään verkkotietojärjestelmän avulla verkostolas-kentaa hyväksikäyttäen. Ongelmana vikavirran määrittämisessä on, että perinteisissä verkkotietojärjestelmissä ei juuri ole hajautettua tuotantoa kuvaavia osia. Erityisen ongelmalliseksi tilanteen tekee se, että oikosulkuvirtojen laskenta perustuu yleensä staattiseen tarkasteluun jolloin erityyppisten voimalaitosten dynaamiset ominaisuudet jäävät huomioon ottamatta. Kehittyneemmät laskentatyökalut ja jopa transienttitason simulointi voivat olla tarpeen parhaiden mahdollisten releasetteluiden määrittämiseksi joissain tapauksissa. Useimpiin tapauksiin on kuitenkin kehitettävissä tai osin jo kehitettykin sopivasti yksinkertaistettuja laskentamenetelmiä.

Johtolähdön oikosulkusuojauksen asetteluiden osalta kriittisin on tilanne, jossa yksi tai useampi tuulivoimala sijaitsee samalla lähdöllä muun kuormituksen kanssa ja 2-vaiheinen oikosulku tapahtuu lähdön lopussa. Tähän ns. sokaistumisongelmaan on olemassa useampia ratkaisuja, jotka esitellään seuraavaksi.

Perusratkaisuna on rajoittaa tuulivoimaa niin, että normaali suojaus vielä saadaan toimivaksi. Lähdön ylivirtareleen aikalaukaisun virta-asettelua määritettäessä lähtökohdaksi otetaan johtolähdön lopussa tapahtuvan 2-vaiheisen oikosulun aiheuttaman vikavirta, josta vähennetään tuulivoiman tuottama vikavirta. Mikäli saadun vikavirran minimiarvon ja suurimman kuormitusvirran väliin jää vielä riittävän suuri marginaali voidaan määrittää sopiva asettelu-

arvo. Mikäli marginaali taas jää liian pieneksi, ei ko. lähdölle voi sijoittaa enempää tuulivoimaa.

Jos tuulivoiman määrää lähdöllä ei haluta rajata, ovat vaihtoehtona erilaiset lisäinvestoinnit suojauksen toteuttamiseksi. Näitä ovat:

- välikatkaisijan käyttö sopivassa kohtaa johtolähdöllä
- tietoliikennettä hyödyntävät suojausratkaisut (vianilmaisimet johtolähdön varrella).

Sopivasti sijoitetun välikatkaisijan käytöllä voidaan myös lähdöllä olevien kuluttajien kokemien keskeytysten kestoa lyhentää. Välikatkaisijan ylivirtareleen asetteluiden määrittely on kuitenkin vaativa tehtävä, mikäli lähdöllä on suhteellisen paljon tuulivoimaa eri osissa lähtöä.

Toinen verkon suojaukseen liittyvä ongelmatilanne on johtolähdön suojan laukeaminen viereisen lähdön viassa kun johtolähdöllä olevat tuulivoimalat syöttävät vikavirtaa. Yksinkertainen ratkaisu tähän ongelmaan on suunnattujen ylivirtareleiden käyttö tuulivoimalähdöillä. Jos tuulivoimalähdöille ei asenneta suunnattuja releitä, on vaihtoehtona tuulivoimalähdön ja muiden lähdön suojarleiden asetteluiden koordinointi. Tässä on otettava huomioon että tuulivoimalan syöttämän vikavirran osalta kyseessä on kaksi perättäistä ylivirtasuojaa, jotka tulee asetella siten että selektiivisyysvaatimus toteutuu. Asetteluissa on otettava huomioon sekä virta-asettelut että aikahidastukset. Suojauksen asettelua tämän tyyppisessä tilanteessa on käsitelty mm. julkaisussa (Mäki 2007).

Johtolähdön ylivirtarele tulee asetella siten, että se havaitsee missä tahansa johtolähdöllä tapahtuvan 2-vaiheisen oikosulun kun kaikki lähdöllä olevat tuotantoyksiköt ovat toiminnassa. Mikäli sopivaa asettelua ei ole löydettävissä ottaen huomioon releen virta-asettelun ja lähdön suurimman kuormitusvirran välinen riittävä marginaali, ei kyseiselle johtolähdölle voi sijoittaa enempää tuotantoa ellei aukotonta suojausta varmisteta esimerkiksi jollain seuraavista tavoista:

- lähtö tulee jakaa kahteen tai useampaan suojausvyöhykkeeseen releillä varustettujen välikatkaisijoiden avulla
- vian havaitseminen on varmistettava johtolähdölle sijoitettavin vianilmaisimien avulla siten, että ne laukaisevat lähdön katkaisijan tietoliikenneyhteyden avulla.

Tuotantoyksiköitä sisältävän johtolähdön ylivirtasuojan asettelut on koordinoitava kaikkien muiden johtolähtöjen ylivirtasuojien kanssa virhelaukaisujen välttämiseksi. Mikäli sopivia asetteluita on mahdoton löytää, on johtolähdön suojaus toteutettava suunnatulla ylivirtareleellä.

7.5 Maasulkusuojaus

Sähköaseman maasulkurele toimii tuulivoimalähdöllä tapahtuvissa maasuluissa, mutta maasulkua ei ole mahdollista havaita tuulivoimalalla, ellei käytössä ole nollajännitteen mittausvoimalaitoksen muuntajan keskijännitepuolelta. Käytännössä tällöin suojaus jää saarekekäytön estosuojauksen varaan. Vaihtoehtona tässäkin tapauksessa on tietoliikennettä hyödyntävä ratkaisu. Tietoliikennemenetelmässä sähköaseman maasulkureleen laukaisusignaalin perusteella lähetetään tuulivoimalan suojaukselle trip-signaali.

7.5.1 Maasulkusuojaus nollajännitereleellä tuulivoimaloissa

Tuulivoimalalähdölle on mahdollista toteuttaa toimiva maasulkusuojaus käyttämällä tuulivoimalan muuntajan keskijännitepuolella nollajänniterelettä. Jotta verkon maasulkusuojaus toimisi kokonaisuuden kannalta selektiivisesti, on eri suojien toiminta-ajat porrastettava. Koska maasulkureleille suositellaan 300 ms porrasaikaa, tämä voi johtaa suhteellisen pitkiin aikahidastuksiin. Haittana on tällöin maasulun pidentyminen ja kosketusjännitevaatimuksen mahdollinen täyttämättä jääminen. Lisäksi on huomattava, että koordinoitaessa keskenään viereisen lähdön suunnattu maasulkurele ja tuulivoimalan nollajänniterele, on nollajännitereleen jänniteasettelun oltava aina vähintään sama kuin lähdön suunnatun suojan nollajänniteasetus.

Viereisen lähdön viassa tuulivoimalan nollajänniterele ei saa laukaista, koska siitä seuraa tuulivoimalan turha verkosta irtoaminen. Turha irtoaminen vältetään asettamalla tuulivoimalan nollajännitereleen aikahidastus sopivan aikaporrastuksen verran suuremmaksi kuin johtolähtöjen suunnattujen maasulkureleiden aikahidastus. Koko sähköaseman laukeamisen estämiseksi tuulivoimalan nollajännitereleen aikahidastuksen tulee olla lyhyempi kuin varasuojana toimivan sähköaseman syöttökennon nollajännitereleen. Aikahidastuksen tulisi siis olla haarukassa sähköaseman johtolähdön maasulkureleen aikahidastus $<$ tuulivoimalan nollajännitereleen aikahidastus $<$ sähköaseman syöttökennon nollajännitereleen aikahidastus.

Edellä kuvatulla tavalla aseteltuna viereisen lähdön viassa ko. lähdön rele ehtii toimia ennen tuulivoimalan nollajänniterelettä. Tuulivoimalalähdön viassa toimii ensin lähdön rele ja sitten aikaportaan verran myöhemmin tuulivoimalan rele. Tämä pidentää jonkin verran maasulun kestoa. Lisäksi pikajälleenkytkentää käytettäessä on huomattava, että jännitteetön aika alkaa vasta siitä kun tuulivoimaloiden releet ovat toimineet.

Tuulivoimalaloiden suojaruleistyksen oikea toiminta verkon maasulkutilanteissa on varmistettava joko käyttämällä tietoliikenneyhteyteen perustuvaa etälaukaisua tai paikallista nollajänniterelettä, joka mittaa nollajännitteen voimalan muuntajan keskijännitepuolelta.

Nollajänniterelettä käytettäessä voimalan nollajännitereleen aikahidastuksen tulee olla porrasajan verran (300 ms) pidempi kuin kyseisen sähköaseman johtolähdöillä olevien maasulkusuojiin pisin aikahidastus. Lisäksi varasuojana toimivan kiskosuojan nollajännitereleen aikahidastuksen on oltava porrasajan verran tuulivoimalan nollajännitereleen aikahidastusta pidempi. Mikäli kosketusjännitettä koskevat vaatimukset edellyttävät vian nopeampaa poiskytkentää on kaikissa releissä käytettävä kuitenkin enintään turvallisuusmääräysten mukaista laukaisuaikaa vaikka suojauksen selektiivinen toiminta tällöin menetettäisiinkin.

7.5.2 Pikajälleenkytkennän käyttö sähköasemien lähdöillä

Pikajälleenkytkennän käyttö vähentää pysyvien vikojen määrää keskijänniteverkoissa huomattavasti. Pikajälleenkytkennän käyttö on tuulivoimajohtolähdöillä ongelmallista, koska tuotanto saattaa pitää yllä jännitettä pikajälleenkytkennän jännitteettömänä aikana. Tällöin

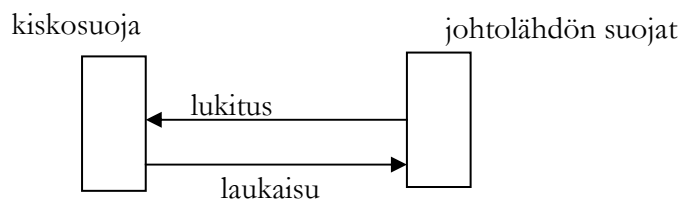
valokaari ei pääse sammumaan ja pikajälleenkytkentä epäonnistuu. Lisäksi pikajälleenkytkennän jännitteettömänä aikana tuulivoimalat saattavat ajautua eri vaiheeseen verkon kanssa aiheuttaen kytkentävirtasysäyksen jännitteen palautuessa.

Pikajälleenkytkennän tarkoituksenmukainen toiminta avojohtolähdöillä edellyttää että jännitteetön aika on riittävän pitkä. Tyypillinen jännitteetön aika on 350...500 ms (ABB 2000). Jos tuulivoimalähdöllä käytetään pikajälleenkytkentää ja 500 ms jännitteetöntä aikaa, käytettäessä lähdön releen ja tuulivoimalan nollajännitereleen välillä porrasaikaa 300 ms jäisi vian poistumiseen vain 200 ms, mikä voi olla liian vähän valokaaren sammumiseen. Käyttämällä tuulivoimaloilla saarekekäytön estosuojaa on mahdollista laukaista tuulivoimalat nopeammin ja jännitteetön aika saadaan pidemmäksi. Myös käyttämällä tietoliikenteeseen perustuva tuulivoimalan laukaisua saadaan lähtö nopeasti jännitteettömäksi. Näiden kahden viimeksimainitun tekniikan käyttöönotto vaatii kuitenkin vielä jatkokehitystä.

Mikäli pikajälleenkytkentää ei ole mahdollista saada toimimaan tuulivoimalähdöllä riittävän pitkällä jännitteettömällä ajalla on se poistettava käytöstä.

7.6 Sähköaseman kiskosuojaus

Kun sähköaseman kiskossa on valokaarivika, niin normaalitilanteessa kiskosuoja toimii ja katkaisee syötön päämuuntajalta. Jos verkossa on tällöin tuulivoimaa kytkettynä, niin ne voivat syöttää vikavalokaarta ylläpitävää jännitettä. Tämä voidaan estää siten, että kiskosuoja toimiessaan laukaisee myös muut johtolähdöt. Selkeintä on nimenomaan laukaista kaikki lähdöt, jotta mahdollinen verkkokonfiguraation muutos ei aiheuta ongelmia. Kiskosuoja ja johtolähdön suoja on hyvä kytkeä toisiinsa kaksisuuntaisesti, kuten seuraavassa kuvassa on esitetty. Toinen signaalintisuunta on lähtöjen signaloima kiskosuojanlukitus.



Kuva 77. Sähköaseman suojien välinen kytkentä

Mikäli sähköaseman syöttämässä verkossa on tuotantoyksiköitä, on aseman kiskosuojan laukaistava toimiessaan myös kaikkien johtolähtöjen katkaisijat.

7.7 Turvallisuusperiaatteita

Verkon turvallisen käytön varmistamiseksi voidaan esittää useita ohjeita, joista tähän on kirjattu tässä projektissa esiin tulleet seikat. Osin nämä ohjeet sisältyvät jo sähköturvallisuusmääräyksiin, mutta niihin on kuitenkin syytä kiinnittää huomiota myös liityntäohjeissa, koska tilanne on useassa tapauksessa verkkoyhtiön kannalta uusi.

Tuulivoimaloiden ohjausyksikkö tulee varustaa vastaanottamaan shutdown- signaali ja voimalan relesuojat trip-signaali. Shutdown-signaalin tulee johtaa voimalan sammutukseen ja roottorin pysähtymiseen. Trip-signaalin tulee johtaa suojien laukaisutoimintoon ja verkko-katkaisijan aukaisemiseen. Shutdown- ja trip-signaalit tulee olla järjestetty siten, että signaalin puuttuminen, katkeaminen tai muu häiriö aiheuttaa shutdown- tai trip –toiminnot. Tuulivoiman tuottajan ja verkko-operaattorin väliseksi asiaksi jää sopia mahdollinen tietoliikenteen käyttö. Tuulivoiman ei tule kytkeytyä automaattisesti takaisin, jos se on irrotettu verkosta edellä mainituilla signaaleilla.

Mikäli suojaus perustuu tietoliikenneyhteyksiin, on varmistettava, että verkkokonfiguraation muutos aiheuttaa vastaavan muutoksen tietoliikenneyhteyksien konfiguraatiossa.

Tuulivoimalähdölle tulee asentaa varoituskyltit, jotka kertovat huolto- ja korjaushenkilökunnalle mahdollisesta takajännitevaarasta. Lisäksi suositellaan ohjeistuksen antamista siitä, miten varmistutaan kohteen jännitteettömyys. Varomenetelmiin tulee sisältyä voimaloiden kaukosammutus ja käynnin indikointi, käsierottimien käyttö huollettavan kohteen molemmilta puolilta ja kohteen maadoitus ennen huoltotöitä.

Operaattorilla tulee olla mahdollisuus ohjata tuulivoimalan keskijännitepuolella sijaitsevaa katkaisijaa. Katkaisijan tulisi olla kolmitoiminen: kiinni, auki ja maadoitettu. Operaattorin ohjaamalla signaalilla avattua katkaisijaa ei tule voida sulkea millään muulla keinoin kuin operaattorin uudella ohjauksella. Ohjaus tulee toteuttaa varmistettuna siten, että tietoliikennehäiriöissä katkaisijan oletusarvo on auki.

Tuulivoimalan apusähkön syöttö tulee varmentaa akustolla, joka pitää tuulivoimalan ohjausyksikön ja suojauksen toiminnassa, kun sähkönsyöttö verkosta on poikki. Tuulivoimalan sisältäessä taajuusmuuttajan tulee myös tämän ohjausyksikön syötön olla akkuvarmennettu.

7.8 Tuulivoimalan saarekekäytön estosuoja

Helenin ohjeessa suositellaan taajuus- ja jännitesuojan lisäksi saarekekäytön estosuoja, jonka asetukset neuvotellaan Helenin kanssa. Simuloinnissa tutkitut taajuuden muutosnopeus ja vektorihyppy toimivat hyvin saarekekäytön estämisessä, mutta aiheuttavat turhia tippumisia viereisten lähtöjen vioissa. Turvallisuusmielessä niiden käyttö on siis perusteltua, mutta ratkaisu tuskin tyydyttää tuulivoimaloiden omistajia.

Luotettavampi saarekekäytön estosuojaus saavutetaan tietoliikennettä hyödyntäen. Vaihtoehtona on tällöin joko sähköverkon käyttö tiedonsiirtoon (ns. jatkuvuussignaali) tai erillinen tiedonsiirtoyhteys. Viimeksi mainittuun liittyen uuden mielenkiintoisen mahdollisuuden tarjoaa linjadifferentiaalireleen soveltaminen, jota on ehdotettu viitteessä (Rintamäki 2008). Tietoliikennettä soveltavien menetelmien käyttöönotto vaatii kuitenkin vielä tutkimustyötä. Samalla voisi olla syytä selvittää kehittyneiden monikriteerialgoritmien tarjoamat mahdollisuudet ja tutkia tarkoitukseen soveltuvia aktiivisia menetelmiä.

8 YHTEENVETO

Tässä tutkimuksessa on selvitetty tuulivoiman verkkovaikutuksia simulointien avulla ja pyritty niiden sekä eri maiden määräysten ja ohjeiden perusteella määrittelemään suomalaisiin olosuhteisiin sopivat tuulivoiman verkkoonliitynnän suositukset. Tavoitteena on ollut tuottaa aineistoa kansallisen liityntäohjeen tai määräyksen toteuttamiseen. Käytännössä työ on rajattu koskemaan jakeluverkkoja ja erityisesti keskijänniteverkkoa. Lisäksi työssä on keskitytty erityisesti sähköverkon suojaukseen liittyviin seikkoihin, koska muiden seikkojen osalta liityntäohjeessa pystytään nojautumaan mm. erilaisiin standardeihin (esim. sähkön laadun osalta).

Tutkimuksessa selvitettiin tuulivoimaloiden aiheuttamia ongelmatilanteita simuloimalla toisaalta todellisen verkon pohjalta tehdyllä verkkomallilla ja toisaalta myös täysin geneerisesti luodulla mallilla. Simulointien avulla voitiin pureutua syvemmin ongelmien luonteeseen ja niihin vaikuttaviin tekijöihin. Simuloinnit mahdollistivat myös eri tilanteiden havainnollistamisen projektissa tuotetuissa julkaisuissa.

Hankkeessa tehtiin myös mittauksia häiriötallentimilla ja vielä erikseen kenttäkokeita, jossa todelliseen verkkoon aiheutettiin erilaisia vikoja. Näiden avulla voitiin luotettavasti verifioida hankkeessa käytetyn verkkomallin oikeellisuus ja tarkkuus.

Simulointien lisäksi lähtökohtana pyrittäessä määrittämään uusia suomalaisia verkkoonliityntäohjeita käytettiin paitsi aiempia kotimaisia ohjeita, myös tuoreimpia ulkomaisia ohjeita. Kohdemaiksi valittiin Tanska ja Saksa, joissa tuulivoiman osuus on merkittävä. Näissä ohjeissa todettiin olevan useita hyviä periaatteita, joita voitaneen soveltaa myös kotimaisissa ohjeissa.

Laajemmin tarkasteltuna hajautetun tuotannon verkkoonliityntään liittyy vielä useita osakokonaisuuksia, jotka vaativat tutkimus- ja kehitystyötä. Vaikka on ilmeistä, että jatkossa erilaisten demonstraatioiden ja pilottien rooli aihepiirin tutkimuksessa lisääntyy, tarvitaan edelleen myös simulointeihin perustuvaa tutkimusta. Tätä tarkoitusta palvelevat erilaiset valmiit simulointimallit, joihin lukeutuu myös tässä hankkeessa laadittu CIGREn keskijännitetesti-verkon mukainen PSCAD verkkomalli.

Tämän työn keskeisinä tuloksina esitettävät liityntäohjeet voidaan tiivistää seuraavasti:

- Tuulivoimalat tulee liittää riittävän jäykkään verkkoon ja mahdollisuuksien mukaan kokonaan omalle lähdölleen.
- Tuulivoimalan perussuojauksen muodostaa jännite- ja taajuussuojaus: mikäli laskennallisesti ei ole perusteltua käyttää muita arvoja voidaan soveltaa Helenin ohjeissa esitettyjä arvoja.
- Tuulivoimaa sisältävän lähdön oikosulkusuojaus on suunniteltava ja toteutettava niin että suojaus toimii selektiivisesti kaikissa tilanteissa.
- Tuulivoimaa sisältävän lähdön maasulkusuojauksen toiminta on varmistettava käyttäen joko nollajänniterelettä tuulivoimalan muuntajan keskijännitepuolella tai tietoliikenteeseen perustuvaa laukaisua.
- Pikajälleenkytkentää käytettäessä on varmistettava, että jännitteetön aika on riittävän pitkä: muussa tapauksessa tuulivoimaa sisältävillä lähdöillä pikajälleenkytkentää ei voi käyttää.
- Tuulivoimaloiden liitântävaatimukseen tulee sisältyä vaatimus tuulivoimalaan sisällytettävästä valmiudesta tietoliikenteen avulla tapahtuvalle suojaustoiminnolle (ns. etälaukaisuvalmius) ja voimalan kaukokäytölle (käynnistys/pysäytys)
- Erilaisin varoituksin ja ohjein tulee huolehtia, että verkon kanssa työskentelevät tietävät tuulivoimaloiden aiheuttavan takasyöttövaaran.
- Takasyöttö sähköaseman kiskovian aikana tulee estää siten, että syöttökennon rele laukaisee aina myös kaikkien lähtöjen releet.

Työssä tuli esiin myös joitain jatkokehitystä kaipaavia osa-alueita:

- Tuulivoimaa sisältävän lähdön suojauksen suunnittelua varten tulee kehittää sopivia työkaluja ja yksityiskohtaiset suunnitteluohjeet erityisesti releasetteluiden laskemiseen.
- Perusteet sopivien asetteluarvojen määrittämiseksi tuulivoimalan alijännitereleelle tulisi määrittää lähtien jakeluverkossa esiintyvistä jännitekuopista.

- Eri tilanteisiin sopivia tietoliikenteeseen perustuvia suojausmenetelmiä tulisi kehittää ja pilotoida.
- Saarekekäytön estosuojausta varten tulisi kehittää luotettavasti toimiva menetelmä.

Edellä esitetyt kehityskohteet samoin kuin soveltuvien osien esitetyt suosituksetkin palvelevat tuulivoiman lisäksi myös muuntyyppisen hajautetun tuotannon verkkoonliittymän suunnittelua ja ohjeistusta.

LÄHDELUETTELO

ABB (2000). *Teknisiä Tietoja ja Taulukoita*. Yhdeksäs painos. Vaasa: Suomalaiset ABB-yhtiöt. 626 s. ISBN 951-99366-0-2.

Ackermann, T. (ed.) (2005), *Wind Power in Power Systems*, John Wiley & Sons, 742 s.

AVACON, EAM, EWE & E.ON (2004), *Ergänzungen zu der Richtlinie -
Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, 1.10.2004 , 12 s., Saatavissa:
http://www.ewe.de/download/pdf/Erg_Richtlinien_TV_Eigen_MS.pdf

BDEW (2008), *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, Ausgabe Juni 2008, Saatavilla WWW:
[http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7B6ERD_NetzCodes_und_Richtlinien/\\$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7B6ERD_NetzCodes_und_Richtlinien/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf)

Ekraft System ja Eltra, *Wind turbines connected to grids with voltages below 100 kV*, English version of Technical Regulations TF 3.2.6, 19.5.2004 , 40 s.

EWEA (2005), *Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: Analysis, issues and recommendations*. Saatavilla WWW:
http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/grid/051215_Grid_report.pdf.

Fingrid (2007), Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV 2007), 4.6.2007, Saatavilla WWW:
www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/kantaverkkopalvelut/liittyminen/vjv2007yhdistetty_200308_suo.pdf

- Haapalainen, Timo (2007), *Tuulivoimaloiden vaikutukset sähköjakeluverkon suojaukseen ja käyttöön*, Vaasan yliopisto, diplomityö
- Helsingin Energia - Helsingin Sähköverkko Oy, *Ohje sähköä tuottavan laitteiston liittämiseksi Helsingin Sähköverkko Oy:n sähköjakeluverkkoon*, 6.08/06, 1.10.2006, 10 s.
- Kumpulainen, Lauri ja Ilari Ristolainen (2006). *Sähköjakeluverkon ja siihen liitetyn hajautetun tuotannon sähköteknisen suojauksen kehittäminen*. Projektiraportti. 144s. VTT.
- Kumpulainen, Lauri ja Risto Komulainen (2002), GODGUnet WP1, 18.12.2002, VTT, projektiraportti, 32 s.
- Motiva Oy ja OPET Finland (2003), *Tuullessa on voimaa*, esite, 12 s.
- Mäki Kari, et al. (2003), *Tuulivoimaan perustuvan hajautetun sähköntuotannon vaikutus keskijänniteverkon suojaukseen*, Tampereen teknillinen yliopisto, raportti, 93 s.
- Mäki, Kari (2007), *Novel Methods for Assessing the Protection Impacts of Distributed Generation in Distribution Network Planning*, Tampere University of Technology, Publication 701
- Mäki, Kari, Pertti Järventausta ja Sami Repo (2003). *Tuulivoimaan pohjautuvan hajautetun sähköntuotannon vaikutus keskijänniteverkon suojaukseen*. Raportti 4-2003. Tampereen teknillinen yliopisto. Tampere.
- Nordel (2006), *Specifications for the Operational Performance of Power Plants Appendix 2 - Nordel Connection Code Wind Turbines*, 8 s.
- Nyberg, Johan (2008), *Tuulivoimaloiden verkkoonliittämisen vaatimukset jakeluverkon suojauksen kannalta*, Tampereen teknillinen yliopisto, diplomityö

- Rintamäki, Olli ja Juha Ylinen (2008), “Communicating Line Differential Protection for Urban Distribution Networks”, *CEPSI 2008, 17th Conference of the Electric Power Supply Industry*, 27-31 October 2008, Macau
- Rudion, K., A. Orths, Z.A. Styczynski & K. Strunz (2006). Design of Benchmark of Medium Voltage Distribution Network for Investigation of DG Integration. *Power Engineering Society General Meeting*, June 18-22 2006 Denmark.
- Sener - Sähköenergialiitto ry (2001), *Pienvoimaloiden liittäminen jakeluverkkoon*, 2001, 13 s.
- Tausa Mika (2007), *Vikakärryohje*, ABB Oy, 02.11.2007, 7 s.
- VDEW - Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (1998), *Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, VDEW-Verlag, Frankfurt am Main, ISBN 3-8022-0584-7, 94 s.
- Voima, Sampo (2008a), *CIGREn testiverkko bajautetun tuotannon tutkimiseen*, Vaasan yliopisto, Sähkötökniiikan seminaari
- Voima, Sampo (2008b), *CIGREn testiverkkomallin toteutus PSCAD ohjelmalla*, Vaasan yliopisto, Sähkötökniiikan erikoistyö

LUETTELO PROJEKTIN KIRJALLISESTA TULOSAINEISTOSTA

Haapalainen Timo (2007), *Tuulivoimaloiden vaikutukset sähköjakeluverkon suojaukseen ja käyttöön*, Vaasan yliopisto, diplomityö

Nyberg Johan (2008), *Tuulivoimaloiden verkkoonliitännän vaatimukset jakeluverkon suojauksen kannalta*, Tampereen teknillinen yliopisto, diplomityö

Voima Sampo (2008a), *CIGREn testiverkko hajautetun tuotannon tutkimiseen*, Vaasan yliopisto, Sähkötekniikan seminaari

Voima Sampo (2008b), *CIGREn testiverkkomallin toteutus PSCAD ohjelmalla*, Vaasan yliopisto, Sähkötekniikan erikoistyö

Kauhaniemi Kimmo, Haapalainen Timo, Nyberg Johan, Voima Sampo, Hänninen Seppo (2008), *Tuuliverkko – Loppuraportti*, Vaasan yliopisto ja VTT, 31.10.2008