

VOIMALAITOSTEN JÄRJESTELMÄTEKNISET VAATIMUKSET (VJV 2007) LIITE 2

**Tuulivoimalaitosten järjestelmätekniiset
vaatimukset**

Joulukuu 2011

1. Johdanto

Suomen voimajärjestelmään kytkeytyviä tuulivoimalaitoksia koskevat järjestelmätekniset vaatimukset pohjautuvat pohjoismaiseen Nordic Grid Code -säännöstöön. Nordic Grid Codessa määritellään yhteiset toimintaperiaatteet, jotka koskevat pohjoismaisia järjestelmävastaavia sekä pohjoismaiseen voimajärjestelmään liitettyjä voimalaitoksia.

Nordic Grid Code ja Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2007 liitteinen (myöhemmin tässä dokumentissa Vaatimukset) määrittävät järjestelmätekniset vähimmäisvaatimukset, jotka uusien tuulivoimalaitosten on täytettävä vaatimuksille määritetyssä referenssipisteessä. Tavoitteena on varmistaa pohjoismaisen voimajärjestelmän turvallinen käyttö ja luotettavuus. Vaatimukset määrittävät järjestelmään liitettävien laitteiden ominaisuudet, jotka on tarvittaessa oltava käytettävissä voimajärjestelmän sekä sen komponenttien turvallisen ja luotettavan käytön ja keskinäisen toiminnan takaamiseksi.

Tämä VJV2007 liite esittää Pohjoismaisella tasolla tuulivoimaloille asetettuihin järjestelmäteknisiin vaatimuksiin liittyvät maakohtaiset täsmennykset Suomen voimajärjestelmään kytkettävien tuuliturbiinigeneraattoreiden ja tuulivoimalaitosten osalta.

2. Määritelmiä

Liittymispiste: Liittymissopimuksen mukainen omistusraja.

VJV-vaatimusten referenssipiste: Paikka, jossa Vaatimukset on täytettävä (myöhemmin tässä dokumentissa VJV-referenssipiste)

Tuuliturbiinigeneraattori: Tuotantoyksikkö, jonka tarkoitus on muuttaa tuulienergia sähköksi ja siirtää sähkö keskijännitteiseen verkonosaan, kohti liittymispistettä.

Tuulivoimalaitos: Useamman kuin yhden tuuliturbiinigeneraattorin muodostama voimalaitoskokonaisuus, joka sisältää yhteisen voimalaitostason säädön (nk. puistosäätö) ja tuulivoimalaitoksen sisäisen keski- tai/ja suurjänniteverkon sekä mahdollisesti nostomuuntajan ja muita laitteita.

Tässä dokumentissa käytettävät jännitteiden referenssitason ovat:

400 kV verkossa 100 % = 400 kV

220 kV verkossa 100 % = 233 kV

110 kV verkossa 100 % = 118 kV

Keskijänniteverkon referenssitason määrittää turbiinigeneraattorin tai voimalaitoksen liittymispisteen verkonhaltija.

3. Liittymissäntöjen laajuus

Suomen sähköverkkoon kytkeytyvien yli 10 MVA tuulivoimalaitosten on täytettävä Vaatimukset Fingridin määrittämässä VJV-referenssipisteessä. Fingrid määrittää VJV-referenssipisteen VJV2007'n liitteessä 3 kuvattavien periaatteiden mukaisesti.

Suomen sähköverkkoon kytkeytyvien 0.5-10 MVA tuulivoimageneraattoreiden ja -laitosten on täytettävä Vaatimukset VJV-referenssipisteessä, jonka liittymispisteen verkonhaltija määrää VJV2007'n liitteessä 3 kuvattavien periaatteiden mukaisesti

Liittymispisteen verkonhaltijalla on oikeus määrittää lisävaatimuksia paikallisen verkon tarpeiden mukaisesti. Lisävaatimukset eivät saa olla ristiriidassa Fingridin vaatimusten kanssa.

Koska Fingridillä ei ole sopimussuhdetta asiakasverkkojen taakse, Fingridin verkkoon kytkeytyvät verkkoyhtiöt vastaavat siitä, että niiden verkkoon suoraan tai verkon taakse kytkeytyvät 0.5 MVA'n

ja sitä suuremmat tuuliturbiinigeneraattorit ja tuulivoimalaitokset täyttävät Fingridin voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset tässä dokumentissa kuvattavalla tavalla.

Jakeluverkkoyhtiöt määräävät alueellaan alle 0.5 MVA'n generaattoreille tai voimalaitoksille asetettavat järjestelmätekniset vaatimukset. Alle 0.5 MVA'n kokoluokassa on suositeltavaa hyödyntää Energiategollisuus RY:n suosituksia tuotantoyksiköille asetettaville teknisille vaatimuksille.

Mahdollisuudesta poiketa Vaatimuksista on pyydettävä erikseen lausuntoa Fingridiltä. Poikkeamien osalta hyväksyntä poikkeaman myöntämisestä on saatava Fingridiltä mahdollisimman aikaisessa vaiheessa voimalaitosprojektia, viimeistään voimalaitoksen turbiinigeneraattoreiden hankintavaiheessa.

3.1 Voimalaitokset, jotka voivat vaikuttaa voimajärjestelmän siirtokykyyn

Niitä tuotantolaitoksia, jotka pystyvät vaikuttamaan joko 400 kV'n pääsiirtoverkon tai 220 kV'n Lapin siirtoverkon siirtokykyyn, koskevat tämän dokumentin kappaleissa 1-13 lisäksi liitteessä 5 esitetyt lisävaatimukset.

3.2 Vaiheittain etenevät tuulivoimahankkeet

Vaiheittain etenevien tuulivoimahankkeiden osalta Vaatimuksia tulee soveltaa huomioiden voimalaitoksen lopullinen tuotantokapasiteetti sekä tuotantokapasiteetin kehittyminen hankkeen eri vaiheissa. Vaatimukset tulee todentaa soveltuvin osin voimalaitoksen tuotantokapasiteetin ylittäessä Vaatimukseen liittyvän tehorajan tai voimalaitoksen rakenteen muuttuessa tavalla, joka mahdollisesti vaikuttaa voimalaitoksen järjestelmäteknisiin ominaisuuksiin ja toiminnallisuuksiin.

Tapa, jolla vaatimukset tulee huomioida vaiheittain etenevien tuulivoimahankkeiden yhteydessä, tulee kirjata liittymissopimukseen.

4. Pätötehon säätö

Tuuliturbiinigeneraattorin ja -voimalaitoksen pätötehon tuotantoa on pystyttävä säätämään. Seuraavat säätötoiminnot on oltava käytettävissä:

4.1 Kokoluokka 0.5 - 10 MVA

Tuuliturbiinigeneraattorilla tai -voimalaitoksella on oltava valmius säätää pätötehon tuotannon ylärajaa VJV-referenssipisteessä. Säädettävällä ylärajalla voidaan tarvittaessa varmistaa, että pätötehotuotanto ei ylitä määriteltyä tasoa. Generaattorilla ja voimalaitoksella on oltava valmius ylärajan säätämiseksi kaukokäytön yli. Ylärajan asettelu on voitava antaa ± 5 % tarkkuudella (tai tarkemmin) generaattorin minimi- ja maksimitehon rajaamalla alueella.

4.2 Kokoluokka > 10 MVA

Tuulivoimalaitoksen on pystyttävä säätämään pätötehon tuotannon ylärajaa VJV-referenssipisteessä. Säädettävällä ylärajalla voidaan tarvittaessa varmistaa, että pätötehotuotanto ei ylitä määriteltyä tasoa. Ylärajaa on pystyttävä muuttamaan kauko-ohjauksella. Ylärajan asettelu on voitava antaa 1 MW tarkkuudella (tai tarkemmin) generaattorin minimi- ja maksimitehon rajaamalla alueella.

Tuulivoimalaitoksen pätötehon tuotannon nostonopeutta on pystyttävä rajoittamaan siten, että tehonmuutosnopeuden on oltava mahdollista ainakin nopeudella 10 % nimellistehosta minuutissa (suuremmasta tuulennopeudesta tai muutetusta suurimmasta pätötehorajasta johtuva tuotannon nousu). Mikäli tuulen voimakkuus heikkenee nopeasti, alaspäin tapahtuvaa pätötehon ohjausta koskevia vaatimuksia ei ole, mutta mikäli pätötehon ylärajaa lasketaan, muutosnopeuden tulee olla

vapaasti valittavissa huomioiden tuuliturbiinigeneraattorin luontaisen kyvyn toimia tehonmuutostilanteissa. Muutosnopeus tulee olla aseteltavissa tarkkuudella 1 MW/min.

Tuulivoimalaitoksen pätötehon tuotantoa VJV-referenssipisteen suhteen on pystyttävä säätämään nopeasti alas. Pätötehoa on pystyttävä säätämään alaspäin 100 prosentista 20 prosenttiin nimellistehosta alle viidessä sekunnissa. Voimajärjestelmän stabiilisuuden säilyttämiseksi pätötehon palauttaminen takaisin nopeasti alaspäin jälkeen on oltava mahdollista. Tämän vuoksi voimalaitoksen generaattoreiden irtikytkemistä ei voida käyttää vaatimuksen täyttämiseen.

Tuulivoimalaitoksen pätötehon tuotantoa VJV-referenssipisteen suhteen on pystyttävä säätämään automaattisesti järjestelmätaajuuden mukaan taajuussäätötoiminnon avulla. Säädön on toimittava verrannollisesti taajuuspoikkeamaan, ja säädössä on oltava aseteltavissa oleva kuollut alue.

Aseteltavien suureiden ja niiden asettelualueiden on oltava vähintään

- 1) säädön kuollut alue: 0 – 500 mHz aseteltavissa enintään 5 mHz portaissa
- 2) tavoitearvo VJV-referenssipisteen tehotasolle, jolta taajuudensäätö suoritetaan: 0 – 100 % nimellistehosta, aseteltavissa vähintään 1 MW tarkkuudella
- 3) säätöalue (symmetrinen tai epäsymmetrinen ylös- ja alaspäin varten): 0 – 100 % nimellistehosta, aseteltavissa vähintään 1 MW tarkkuudella
- 4) säädön statiikka: 2-12% aseteltavissa enintään 1% portaissa

Kaikki pätötehon säätöön liittyvät toiminnallisuudet on toteutettava siten, että niiden toiminnan seurauksena voimalaitoksen tuottamassa pätö- ja/tai loistehossa ei tapahdu voimakkaita äkillisiä muutoksia eikä voimakkaita ja/tai heikosti vaimenevia värähtelyitä.

VJV-referenssipisteestä mitattavan pätötehon tulee seurata säätötoiminnon määrittämää tehoarvoa tarkkuudella 1 MW tai 1 % voimalaitoksen nimellistehosta (näistä valitaan suurempi) huomioiden kuitenkin mahdollisesti tuulen nopeudessa tapahtuvien voimakkaiden hetkellisten vaihteluiden vaikutukset tehonsäätötoimintojen tarkkuuteen.

5. Loistehokapasiteetti

Tuuliturbiinigeneraattorilla ja -voimalaitoksella tulee olla riittävä loistehokapasiteetti. Generaattorin tai voimalaitoksen tulee kyetä tuottamaan ja kuluttamaan tässä kappaleessa sekä kuvissa 5.1 ja 5.2 esitettävien vaatimusten mukaisesti loistehoa sille määritetyssä VJV-referenssipisteessä.

Mikäli VJV-referenssipiste sijaitsee keskijännitteisessä jakeluverkossa, KJ- ja SJ-verkon yhdistävän muuntajan mahdollisen käämikytkimen (OLTC, on-line tap changer) vaikutus kuvissa 5.1 ja 5.2 esitettyyn jännitteeseen voidaan huomioida vaatimuksen täyttymistä arvioitaessa.

Tässä kappaleessa määritettyjen raja-arvojen ulkopuolella, voimalaitoksen ja turbiinigenaattoreiden loistehon tuotantokyvyn tulee perustua tuuliturbiinigenaattoreiden sekä muiden loistehoa tuottavien tai kuluttavien voimalaitoslaitteiden loistehontuotantokapasiteettiin kuitenkin huomioiden generaattoreiden stabiilin ja turvallisen toiminnan sekä turbiinigenaattoreiden ja muiden laitteiden rakenteen asettamat raja-ehdot. Generaattoreissa ja muissa laitteissa käytettävien virtarajoittimien (tai vastaavien) toimintaan liittyvien suojien tulee olla koordinoitu siten, että voimalaitoksesta saatavilla oleva loistehokapasiteetti tulee hyödynnettyä mahdollisimman tehokkaasti ilman generaattorin verkosta irtikytkemisen riskiä.

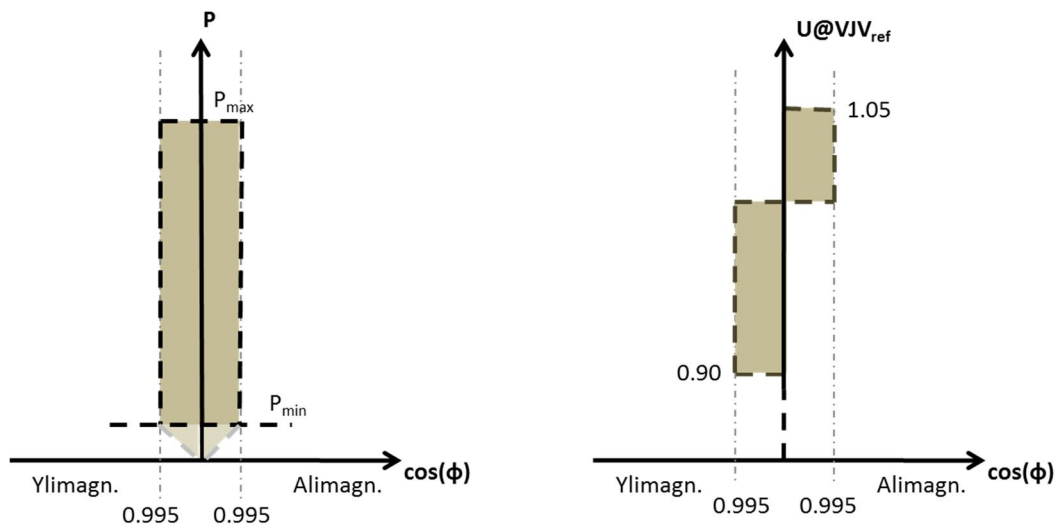
Mikäli tuulivoimalaitoksen ja sen komponenttien rakenne ei luonnostaan mahdollista loistehokapasiteettivaatimuksen täyttämistä VJV-referenssipisteessä, vaatimuksen saavuttamiseksi voi hyödyntää erillisiä, osaksi voimalaitosta toteutettavia kompensointilaitteita. Suunnitelma kompensointilaitteiden hyödyntämisestä on hyväksyttävä liittymispisteen verkonhaltijalla sekä yli 10 MVA voimalaitosten osalta myös Fingrillä viimeistään voimalaitoksen turbiinigenaattoreiden hankintavaiheessa.

Tuuliturbiinigeneraattorin ja/tai tuulivoimalaitoksen toimiessa minimituotantotehonsa (P_{\min}) alapuolella, eli sen ottaessa sähköverkosta omakäyttötehonsa, generaattoriin ja/tai voimalaitokseen ei kohdistu loistehokapasiteettiin liittyvää järjestelmäteknistä vaatimusta.

5.1 Kokoluokka 0.5 - 10 MVA

Kuvan 5.1. osoittamalla tavalla tuuliturbiinigeneraattorin tai -voimalaitoksen tulee kyetä toimimaan minimitehonsa (P_{\min}) ja maksimitehonsa (P_{\max}) rajaamalla toiminta-alueella jatkuvasti tehokertoimen ollessa enintään

- 0,995ind (ylimagnetoitu), kun verkkojännite on alueella 90 -100 %
- 0,995kap (alimagnetoitu), kun verkkojännite on alueella 100-105 %

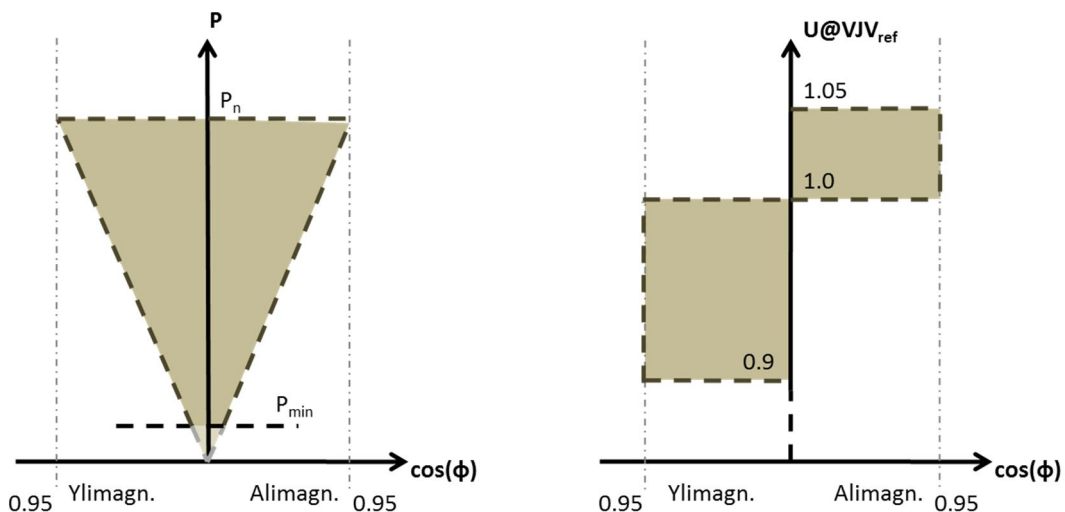


Kuva 5.1 Kokoluokalta 0.5-10 MVA vaadittava loistehokapasiteetti

5.2 Kokoluokka > 10 MVA

Kuvan 5.2 osoittamalla tavalla voimalaitoksen tulee kyetä toimimaan minimitehonsa (P_{\min}) ja maksimitehonsa (P_{\max}) rajaamalla toiminta-alueella jatkuvasti tehokertoimen ollessa enintään

- 0,95ind (ylimagnetoitu), kun verkkojännite on alueella 90 -100 %
- 0,95kap (alimagnetoitu), kun verkkojännite on alueella 100-105 %



Kuva 5.2 Kokoluokalta >10 MVA vaadittava loistehokapasiteetti

Yli 10 MVA yksiköiden osalta loisteholaskelma tulee suorittaa jo suunnitteluvaiheessa ja hyväksyttävä Fingridillä kappaleessa 13.2 kuvatulla tavalla. Laskelman tulee osoittaa loistehokapasiteettivaatimuksen täyttyminen VJV-referenssipisteessä sekä kuvata yksittäisten, loistehokapasiteettivaatimusten kannalta keskeisten komponenttien loistehon tuotanto- ja kulutus niihin vaikuttavien parametrien (esim. jännite, pätöteho) funktiona.

6. Loistehon ja jännitteensäätö

Tuuliturbiinigeneraattoreilla ja -voimalaitoksilla on oltava automaattinen loisteho- ja jännitteensäätö, jonka avulla ohjataan VJV-referenssipisteeseen syötettävää tai siitä otettavaa loistehoa. Sääto tulee toteuttaa siten, että säädön toiminta on jatkuvaa ja säädön toiminnan vaikutuksesta loistehon muutokset referenssipisteessä tapahtuvat portaattomasti. Säätoimintojen vaste voimajärjestelmän jännitteen askelmaisiin muutoksiin ja jatkuvaan vaihteluun tulee olla stabiili ja vasteen seurauksena toteutettavat säätoiminnot eivät saa johtaa toistuviin tai heikosti vaimeneviin heilahteluihin laitoksen loistehossa.

Loistehosäädön tulee mahdollistaa voimalaitoksen loistehokapasiteetin hyödyntäminen kappaleessa 5 kuvatulla tavalla. Säädön toiminta ei saa häiriintyä verkon jännitteen ja taajuuden muutoksista tai hetkellisistä jännitehäiriöistä.

Säädön toimintatilan ja toimintapisteen muutosten tulee tapahtua ilman merkittäviä äkillisiä muutoksia (>1% nimellistehosta) tai toistuvia, merkittäviä heilahteluita laitoksen tuottamassa tehossa. Toimintatilan muutoksen tulee tapahtua ennalta määritetyn ajan kuluessa siitä, kun tuulivoimalaitokselle on annettu pyyntö vaihtaa säädön toimintatila.

Mikäli loistehokapasiteettivaatimuksen saavuttamiseksi hyödynnetään erillisiä, osaksi voimalaitosta toteutettavia kompensointilaitteita, niiden toiminta on koordinoitava tuulivoimajärjestelmän säätäjien toiminnan kanssa tässä kappaleessa esitettyjen vaatimusten täyttämiseksi.

Tuuliturbiinigeneraattorin ja/tai tuulivoimalaitoksen toimiessa minimituotantotehonsa (P_{\min}) alapuolella eli sen ottaessa sähköverkosta omakäyttötehonsa, generaattorilla ja/tai voimalaitoksella ei järjestelmäteknisten vaatimusten kannalta ole velvoitetta säätää VJV-referenssipisteeseen jännitettä tai loistehoa.

6.1 Kokoluokka 0.5 - 10 MVA

Voimalaitoksella tulee olla ainakin toinen seuraavista kahdesta loistehosäätöön liittyvistä toiminnallisuuksista:

- 1) Vakiloistehosäätö
- 2) Vakiotehokerroinsäätö

Säätoimintojen tarkkuuden tulee varmistaa, että voimalaitoksen tuotantotehon vaihdellessa loistehosäädön tavoitearvon ollessa 0 kVar, laitoksen tuottama loisteho vaihtelee säädön tavoitearvon ympärillä korkeintaan 5 % voimalaitoksen nimellistehosta (eli $\Delta Q = \pm 0.025 \times S_N$ [kVar]). Loistehon vaihtelu ei saa hetkellisesti ylittää tasoa joka vastaa 10 % voimalaitoksen nimellistehosta (eli $\Delta Q = \pm 0.05 \times S_N$ [kVar]).

Säädön toimivuus tulee todentaa käyttöönottomittausten yhteydessä. Säädön tarkkuuden ja sen vasteiden todentaminen käyttöönoton yhteydessä voidaan korvata tyyppitestaustodentoinilla tai vastaavalla.

Mikäli voimalaitoksen ominaisuuksiin kuuluu lähtökohtaisesti useampi kuin yksi loistehosäätöön liittyvä toiminnallisuus tai mahdollisuus säätää generaattorin tuottamaa loistehoa verkon jännitteen perustella (vakiojännitesäätö), liittymispisteen verkonhaltijalla on oikeus edellyttää voimalaitoksen luontaisen loistehokapasiteetin puitteissa kyseisen toiminnallisuuden hyödyntämistä voimalaitoksen tuottaessa pätötehoa verkkoon.

6.2 Kokoluokka > 10 MVA

Kokoluokan >10 MVA voimalaitosten loisteho- ja jännitteensäädöllä tulee olla seuraavat toiminnallisuudet:

- 1) Vakioloistehosäätö
- 2) Vakiotehokerroinsäätö
- 3) Vakiojännitesäätö

Loisteho- ja jännitesäädön säätöalueen tulee vastata voimalaitoksen todellista loistehokapasiteettia. Säädön toteutustapa tai sen parametointi ei saa keinotekoisesti rajoittaa loistehokapasiteettia. Voimalaitoksen komponenttien virtakestoisuuden takaamiseksi toteutettujen rajoittimien periaatteellinen toiminta on kuvattava osana toimitettavaa laitosdokumentaatiota.

Loistehon ja jännitteen säätötoimintojen tulee pystyä pitämään voimalaitoksen loistehotuotanto säätötoiminnon mukaisessa tavoitearvossa. Loistehon ja jännitteen säätötoimintojen tarkkuus todennetaan käyttöönottokokeiden yhteydessä liitteessä 4 kuvattavien periaatteiden mukaisesti.

Säätötoimintojen vaste voimajärjestelmän jännitteen askelmaisiiin muutoksiin ja jatkuvaan vaihteluun tulee olla stabiili ja vasteen seurauksena toteutettavat säätötoiminnot eivät saa johtaa toistuviin tai heikosti vaimeneviin heilahteluihin laitoksen loistehossa.

6.2.1 Vakioloistehosäätö

Voimalaitoksen tulee kyetä toimimaan vakioloistehosäädöllä siten, että säädön avulla on mahdollista ohjata suoraan VJV-referenssipisteeseen syötettävää ja siitä otettavaa loistehoa.

Vakioloistehosäädön asetteluarvo loisteholle tulee olla aseteltavissa VJV-referenssipisteen suhteen enintään 1 Mvar portaissa. Tavoitearvon asettelualueen tulee vastata voimalaitoksen todellista loistehokapasiteettia kappaleen 5 mukaisesti.

6.2.2. Vakiotehokerroinsäätö

Voimalaitoksen tulee kyetä toimimaan vakiotehokerroinsäädöllä siten, että säädön avulla on mahdollista ohjata suoraan VJV-referenssipisteen tehokerrointa, eli VJV-referenssipisteeseen syötettävää ja siitä otettavaa loistehoa generaattorin tuottaman pätötehon funktiona.

Vakiotehokerroinsäädön asetteluarvo tehokertoimelle tulee olla aseteltavissa enintään 0.01 portaissa VJV-vaatimusten mukaisella tehokerroinalueella (kuvat 5.1 ja 5.2).

6.2.3. Vakiojännitesäätö

Voimalaitoksen tulee kyetä toimimaan vakiojännitesäädöllä siten, että säädön avulla, loistehostatiikka huomioiden, on mahdollista ohjata suoraan VJV-referenssipisteen jännitettä.

Vakiojännitesäädön asetteluarvo jännitteelle tulee olla aseteltavissa Vaatimuksissa VJV-referenssipisteen jännitteelle määritettyjen (jatkuva toiminta) raja-arvojen mukaisesti enintään 0.01 p.u. tai 1 kV portaissa

Jännitesäädön loistehostatiikka tulee olla aseteltavissa alueella 1-10 % enintään 1% portaissa.

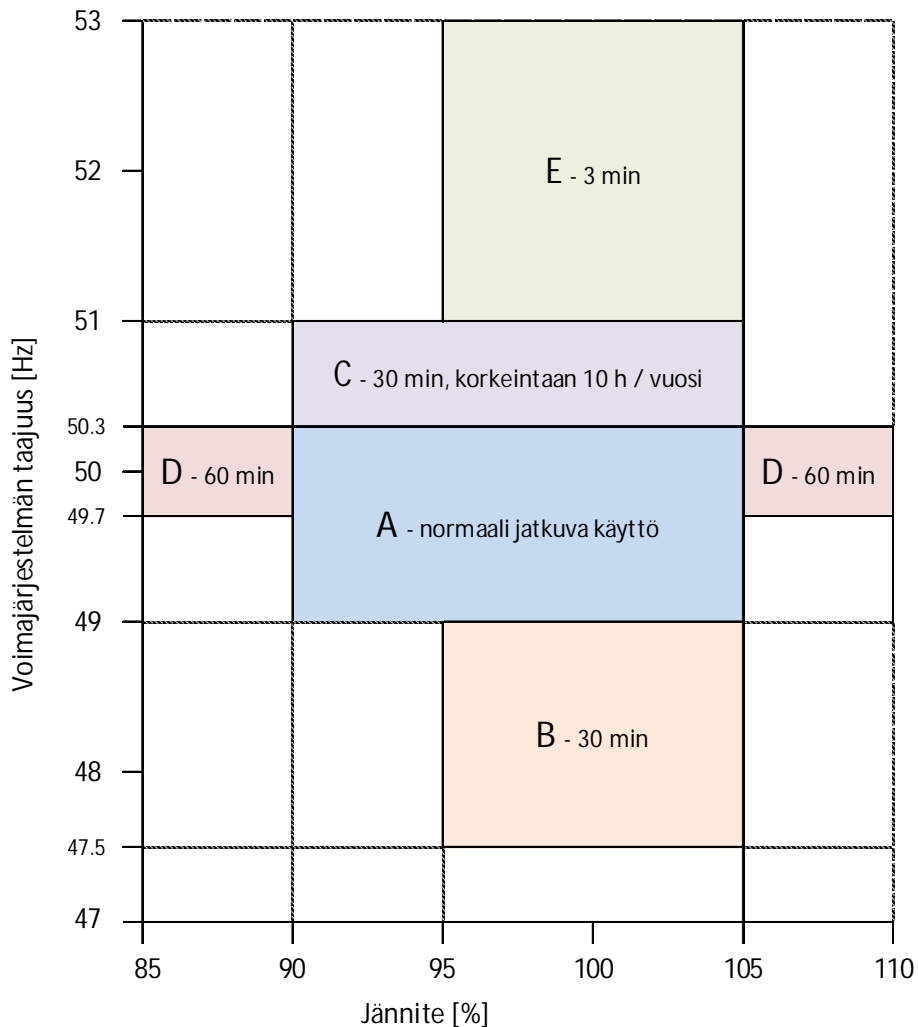
Askelvasteen nousuaika 0 - 90 %:iin mitatusta kokonaisuutuksesta tulee olla korkeintaan 1 sekunti. Askelvasteessa todettava ylitys saa olla korkeintaan 15% mitatusta kokonaisuutuksesta

Askelvasteeseen perustuvassa säätäjävirityksessä tulee huomioida säätäjän toiminnan mahdollinen vaikutus voimajärjestelmän dynamiikkaan erityisesti kappaleessa 3.1 kuvatuissa erityistapauksissa. Tällöin säätäjän viritäminen tulee suorittaa yhteistyössä liittyjän, laitetoimittajan ja Fingridin kanssa liitteessä 5 kuvattujen periaatteiden mukaisesti.

7. Mitoitusjännite ja -taajuus

Tuulivoimalaitoksen on kyettävä toimimaan kuvassa 7.1. esitetyllä toiminta-alueella.

Taajuus- ja jännite -toiminta-alueeseen liittyviin automaattisiin tehonalemiin liittyvät periaatteet ja toiminnallisuudet tulee dokumentoida kattavasti ja toimittaa Fingridille osana voimalaitosdokumentaatiota.



- A: Normaali jatkuva käyttö - voimajärjestelmän jännitteestä ja/tai taajuudesta johtuvaa pätehon tai loistehon tuotantokyvyn alenemista ei sallita
- B: 30 min yhtäjaksoinen käyttö - tehonalenema sallittu siten, että suurin sallittu alenema 49 Hz'n tasolla on 0% ja 47.5 Hz'n tasolla 15% (välille jäävällä taajuusalueella sallittu alenema määrytyy lineaarisesti rajataajuuksilla sallittujen alenemien perusteella
- C: 30 min yhtäjaksoinen käyttö yhteensä korkeintaan 10 tunnin ajan vuosittain - 10% tehonalenema sallitaan mikäli se ei aseta rajoituksia jatkaa toimintaa täydellä teholla taajuuden palaututtua alle 50.3 Hz'n tason
- D: 60 minuutin yhtäjaksoinen käyttö - tehon sallitaan alenevan enintään 10% täydestä tehosta
- E: 3 minuutin yhtäjaksoinen käyttö - voimakas tehonalenema sallittu

Yllä mainittujen toiminta-alueiden ulkopuolella käyttöä tulee jatkaa teknologian sallimissa rajoissa, välitön irtikytkäminen ei ole sallittua

Kuva 7.1 Toiminta poikkeavalla jännitteellä ja taajuudella

8. Käyttöominaisuudet verkkohäiriöiden yhteydessä

Tuuliturbiinigeneraattoreiden ja -voimalaitosten tulee pystyä jatkamaan toimintaansa siirtoverkon häiriöiden aikana ja niiden jälkeen. Tämä vaatimus on voimassa seuraavilla ehdoilla:

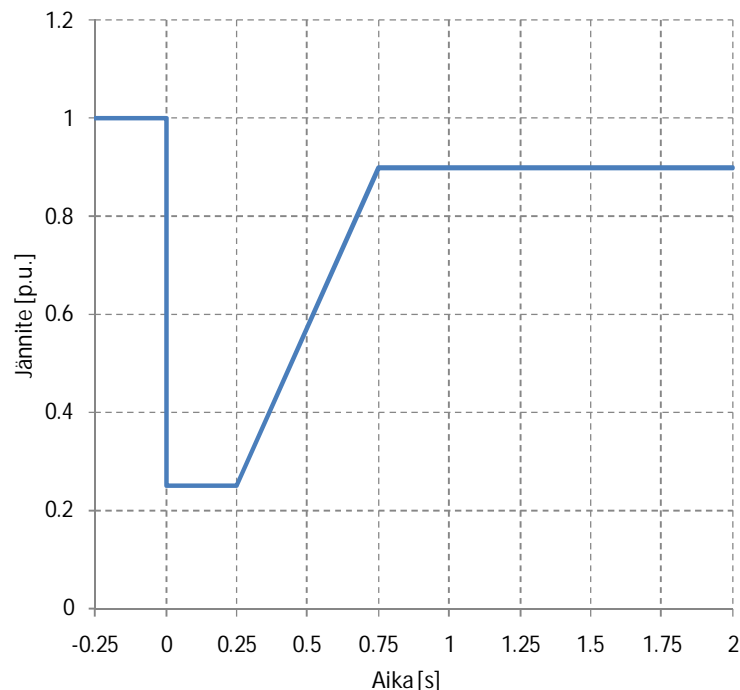
Tuuliturbiinigeneraattoreiden ja -voimalaitosten on pysyttävä kytkettynä voimajärjestelmään ja jatkamaan toimintaansa yhteispohjoismaisen siirtojärjestelmän mitoittavien vikojen aikana ja niiden jälkeen.

Voimalaitos tai/ja generaattorit eivät kuitenkaan saa kytkeytyä viiveettä irti järjestelmästä alijännitereleen toiminnan seurauksena vaan niiden pitää jatkaa toimintaansa teknologian sallimissa rajoissa, vaikka jännitehäiriön aikana matalimman pääjännitteen verhoikäyrä ei pysyisi seuraavissa kappaleissa esitettyjen tasojen alapuolella.

Verkkohäiriön jälkeen turbiinigeneraattorin ja/tai voimalaitoksen tulee palauttaa vikaa edeltänyt tehotaso mahdollisimman nopeasti. Mahdolliset yhtä sekuntia suuremmat (1 s) viiveet tehonpalautumisessa tai pitkäaikaiset tehonalenemat on hyväksyttävä Fingridillä. Mikäli tehonpalautuminen riippuu VJV-referenssipisteen jännitteen tasosta, kyseinen riippuvuus ja sen mahdollinen vaikutus tehonpalautumiseen on dokumentoitava ja toimitettava Fingridille.

8.1 Kokoluokka 0.5 - 10 MVA

Kokoluokan 0.5-10 MVA turbiinigeneraattoreiden ja voimalaitosten tulee pystyä jatkamaan toimintaansa VJV-referenssipisteen matalimman pääjännitteen pysyessä sähköverkon häiriöiden aikana ja niiden jälkeen kuvan 8.1 osoittamalla tasolla tai sen yläpuolella.



Kuva 8.1 VJV-referenssipisteessä tapahtuva jännitekuoppa, jonka ajan ja jälkeen turbiinigeneraattorin tai voimalaitoksen tulee jatkaa toimintaansa normaalisti. Jännitteen suhteellisarvo 1.0 on jännite ennen häiriötä

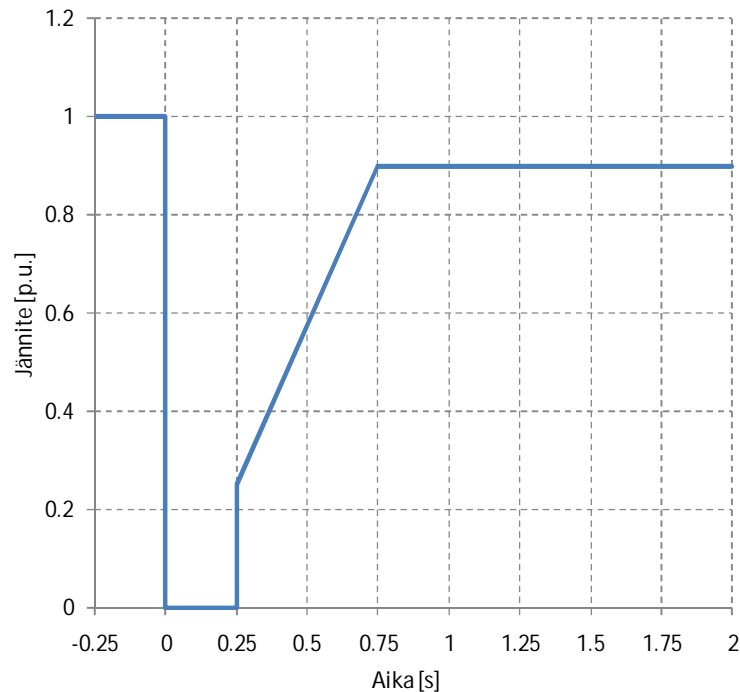
8.2 Kokoluokka >10 MVA

Kappaleen 8 alussa mainittujen toiminnallisuuksien lisäksi kokoluokan >10 MVA voimalaitoksilta vaaditaan seuraavat toiminnallisuudet:

Kokoluokan >10 MVA voimalaitosten tulee pystyä jatkamaan toimintaansa VJV-referenssipisteen matalimman pääjännitteen pysyessä sähköverkon häiriöiden aikana ja niiden jälkeen kuvan 8.2

osoittamalla tasolla tai sen yläpuolella. Voimalaitoksen ja sen generaattoreiden alijännitesuojien asettelut on toimitettava Fingridille kappaleissa 13.2.2 ja 13.2.3 kuvattavalla tavalla.

Yksityiskohdista liittyen tapaan, jolla voimalaitoksen toiminta verkkohäiriön yhteydessä todennetaan, tulee sopia erikseen Fingridin kanssa



Kuva 8.2 VJV-referenssipisteessä tapahtuva jännitekuoppa, jonka ajan ja jälkeen turbiinigeneraattorin tai voimalaitoksen tulee jatkaa toimintaansa normaalisti. Jännitteen suhteellisarvo 1.0 on jännite ennen häiriötä

9. Käynnistäminen ja pysäyttäminen

Tuuliturbiinigeneraattorin ja/tai voimalaitoksen käynnistäminen ei saa aiheuttaa voimakkaita ja/tai huonosti vaimenevia yliaaltoja esimerkiksi muuntajien kytkentävirtasysäyksestä aiheuttamia eikä yli 0.03 p.u. jännitemuutosta VJV-vaatimusten referenssipisteen jännitteessä (jännitevaihtelun suuruuden tulee olla alle 3 % VJV-referenssipisteen nimellisestä käyttöjännitteestä).

Tuulivoimalaitoksen tuuliturbiinigeneraattorit eivät saa pysähtyä yhtä aikaa suuren tuulennopeuden vuoksi. Pysäytyksen tulee olla porrastettu perustuen tuuliturbiinigeneraattoreiden kykyyn (toiminnallinen turvallisuus) toimia voimakkaalla tuulella.

Tuuliturbiinigeneraattorin automaattisen pysäytyksen porrastuksen toteutus toiminnallisen turvallisuuden takaamisen kannalta kriittisten tuulennopeuksien ja niihin liittyvien viiveiden osalta tulee dokumentoida ja toimittaa Fingridille. Dokumentoinnin tulee myös sisältää kuvaus tuotannon jatkamiseen liittyvistä periaatteista suuren tuulennopeuden seurauksena tapahtuneen tuotannon keskeytyksen jälkeen.

10. Kauko-ohjaus ja mittaukset

Fingridin tiedonvaihtoperiaatteet on esitetty kantaverkkosopimuksen liitteessä 2 "Tiedonvaihdon sovellusohje" (saatavilla Fingridin internetsivuilta). Liitteen 2 mukaisten mittausten tulee olla Fingridin käytettävissä kun tuulivoimageneraattori tai tuulivoimalaitos aloittaa pätötehon syöttämisen sähköverkkoon. Yli 1 MVA laitoksista on toimittava tuntikohtainen energiamittaustieto Fingridille.

Kappaleessa 3.1 kuvatuissa erityistapauksissa osaksi voimalaitoksen säätö- ja/tai automaatiojärjestelmää tulee asentaa tai muutoin toteuttaa häiriötallennin liitteessä 5 kuvattujen periaatteiden mukaisesti.

10.1 Kokoluokka 0.5 - 10 MVA

Tuuliturbiinigeneraattorilla ja/tai tuulivoimalaitoksella on oltava kaukokäyttövalmius.

10.2 Kokoluokka >10 MVA

Tuulivoimalaitoksen kauko-ohjauksen on oltava mahdollista.

11. Vaatimusten täyttämisen osoittaminen ja testausvaatimukset

Voimalaitokselle kohdistettujen vaatimusten täytyminen voidaan todentaa hyödyntäen seuraavia tapoja:

- 1) voimalaitoksen käyttöönoton yhteydessä suoritettavat VJV-vaatimuksiin liittyvät voimalaitostason järjestelmäkokeet
- 2) akkreditoitujen laboratorioiden sertifikaatit tai vastaavat yksityiskohtaiset turbiinigeneraattoreiden testausraportit
- 3) jatkuva seuranta
- 4) todennettuja laskentamalleja hyödyntäen suoritettavat laskentatarkastelut

Voimalaitosliittyjä vastaa vaatimusten todentamisesta sekä teknisesti että taloudellisesti.

11.1 Kokoluokka 0.5 - 10 MVA

Turbiinigeneraattorin tai voimalaitoksen käyttöönoton ja/tai koekäyttöjen yhteydessä tulee mittauksin varmentaa seuraavat Vaatimuksiin liittyvät ominaisuudet:

- 1) Voimalaitoksen käynnistyksen ja pysäyttämisen vaikutus hetkellisesti jännitetasoon
- 2) Voimalaitoksen suurimman tuotantotehon todentaminen
- 3) Kuvan 5.1 mukainen loistehokapasiteetti
- 4) Laitoksen kyky ylläpitää 0 kVar:n loistehotaso kappaleessa 6.2.2 kuvatulla tavalla
- 5) Loistehosäädön toiminta ja toimintapisteen muutos ilman merkittäviä, äkillisiä muutoksia
- 6) Sähkön laatu

Edellä mainittujen ominaisuuksien osalta liittymispisteen verkonhaltijalle on toimitettava käyttöönottopöytäkirja, johon on dokumentoitu mittauksin todennetut suureet sekä mittauksen ajankohta.

Kohtiin 2, 3 ja 5 liittyen käyttöönottomittaukset voidaan korvata tyyppitestausraportilla tai vastaavalla, mikäli kohtiin liittyvien kokeiden suorittaminen ei esim. tuuliolosuhteista tai sähköverkon käyttötilanteesta johtuen ole mahdollista.

Kohtaan 6 liittyvät mittaukset voidaan korvata joko esimerkiksi standardin IEC 61400-21 mukaisella testausraportilla tai vastaavalla verkkoon liitettävien laitteiden vaikutuksia sähkön laatuun kuvaavalla testausraportilla.

Lisäksi mikäli generaattorilla tai voimalaitoksella on esimerkiksi kappaleissa 5 ja 6 mainittuja säätöominaisuuksia, liittymispisteen verkonhaltijalla on oikeus edellyttää myös näiden ominaisuuksien testaamista generaattorin tai voimalaitoksen koekäyttöjen yhteydessä.

11.2 Kokoluokka > 10 MVA

Vaatimusten täytyminen voimalaitostasolla on todennettava ensisijaisesti voimalaitoksella käyttöönoton yhteydessä suoritettavilla käyttöönottokokeilla. Kolmea muuta tapaa käytetään

ensisijaisesti koetulosten tukena. Arvioitaessa käyttöönottokokeiden toteutettavuutta kokeiden käytännönjärjestelyjen kannalta, yksittäisiä käyttöönottokokeita voidaan tapauskohtaisesti korvata hyödyntäen vaihtoehtoisia tapoja.

Koeohjelman laatiminen on liittyjän vastuulla ja ohjelman tulee kattaa Vaatimusten kannalta keskeisten toiminnallisuuden testaaminen. Kokeiden toteutuksen tulee ainakin kattaa taulukossa 11.1 esitetyt kokonaisuudet ja koejärjestelyjen tulee pääpiirteissään vastata liitteessä 4 esitettyä kuvausta.

Käyttöönottokokeiden tulosten on oltava linjassa voimalaitoksesta toimitettavien tietojen sekä laskentamallien kanssa. Kokeiden tulokset on raportoitava ja keskeisiltä osiltaan toimitettava Fingridille numeerisessa muodossa.

Vaatimukseen liittyvän koeohjelman lopullisesta sisällöstä tulee sopia yhteistyössä Fingridin ja laitostoimituksen eri osapuolien välillä. Kappaleessa 13.2.2 kuvatulla tavalla käyttöönottokokeiden rakenne ja ohjelma on esitettävä Fingridille viimeistään 3 kk ennen Vaatimukseen liittyvien käyttöönottokokeiden aloittamista. Samassa yhteydessä Fingridille toimitettavien tietojen pohjalta Fingrid suorittaa käyttöönottoon liittyen taustoittavaa laskentaa. Laskennan tarkoitus on kartoittaa

- 1) kokeisiin liittyviä käyttötoimenpiteitä
- 2) kokeiden suorittamisen tarkoituksenmukaista tapaa sekä
- 3) kokeiden mahdollisia vaikutuksia voimajärjestelmään

Laskennan tavoitteena on arvioida eri kokeiden suorittamiseksi mahdollisesti vaadittavia käyttötoimenpiteitä ja yleisellä tasolla eri kokeiden suorittamisen tarkoituksenmukaisuutta.

Taulukko 11.1 Esimerkki koeohjelman rakenteesta keskeisten osakokonaisuuksien osalta

1	Voimalaitoksen käynnistäminen ja pysäyttäminen
2	Toiminta minimiteholla
3	Loistehokapasiteetti
4	Loisteho- ja jännitesäädön toiminta
4.1	Vakioloistehosäätö
4.2	Vakiotehokerroinsäätö
4.3	Vakiojännitesäätö
4.4	Säädön toimintatilan muutokset
5	Pätötehon ja taajuudensäädön toiminta
5.1	Tehon rajoitus
5.2	Tehon muutosnopeuden rajoitus
5.3	Toiminta kovalla tuulella
5.4	Taajuussäätö
5.5	Säädön toimintatilan muutokset
6	Sähkön laatu
7	Toiminta jännitehäiriössä

Fingrid hyväksyy käyttöönottokokeet neljän osakokonaisuuden perusteella.

- 1) Kokeiden valmistelu ja suunnittelu on toteutettu liitteen 4 kappaleiden 2.1 ja 2.2 laajuudessa
- 2) Kokeet suoritetaan hyväksytysti liitteen 4 kappaleen 2.3 kuvaamalla tavalla ja sovitussa laajuudessa
- 3) Kokeissa todennettu voimalaitoksen toiminta ei ole ristiriidassa VJV-vaatimusten ja voimalaitoksesta toimitetun teknisen dokumentaation (ml. laskentamallit ja niiden toiminta) kanssa
- 4) Kokeista on toimitettu käyttöönottoraportti sekä mittausdata numeerisessa muodossa vähintään laskentamallin toiminnan todentamisen kannalta keskeisiin koekokonaisuuksiin liittyen

Käyttöönottokokeiden aikana tuulivoimalaitoksen tuuliturbiinigeneraattoreista saa olla pois käytöstä enintään 10 % tai yksi tuuliturbiinigeneraattori (prosentuaalisesti suurempaa arvoa sovelletaan). Käytöstä pois olevien tuuliturbiinigeneraattoreiden prosentuaalinen osuus ei kuitenkaan saa ylittää 20 %.

Käyttöönottokokeet edellä kuvatussa laajuudessa on suoritettava lähtökohtaisesti hyväksytysti 9 kk sisällä hetkestä, jolloin tuulivoimalaitos on syöttänyt ensimmäisen kerran päätotehoa voimalaitoksen liittymispisteeseen. Kappaleessa 3.2 kuvattujen laajennusprojektien osalta kokeiden suorittamiseen käytettävissä olevan ajanjakson viivästämisestä on sovittava erikseen Fingridin kanssa, mikäli se on laajennusprojektin etenemisen kannalta perusteltua.

12. Laskentamallit

Fingridille toimitettavia laskentamalleja hyödynnetään ensisijaisesti seuraaviin tarkoituksiin

- 1) Voimajärjestelmän suunnitteluun liittyvä laskenta
- 2) Käyttöönottokokeisiin liittyvä laskenta
- 3) Voimajärjestelmän käytönsuunnitteluun liittyvä laskenta
- 4) Häiriöiden jälkiselvitykseen ja voimajärjestelmän säätöjen koordinointiin liittyvä laskenta

Fingridille toimitettavia laskentamalleja käytetään myös osana yhteispohjoismaista, koko pohjoismaisen yhteiskäyttöjärjestelmän kuvaavaa dynamiikkalaskentamallia.

Tehonjako- ja vikavirtalaskentaan soveltuva malli sekä dynamiikkalaskentamalli tulee toimittaa PSS/E-laskentaohjelmistolle.

Toimitettava dynamiikkalaskentamalli voi, yleiset malliin kohdistuvat vaatimuksen huomioiden, toteutukseltaan olla kumpi tahansa seuraavista:

- 1) Parametrointi yleisesti saatavilla olevaan standardimalliin
- 2) Toimittajakohtainen laskentamalli (nk. vendor-specific model)

Kappaleessa 3.1 ja liitteessä 5 kuvattavalla tavalla tiettyihin voimalaitosliityntöihin liittyvät erikoistarkastelut on huomioitava mahdollisimman aikaisessa vaiheessa voimalaitosprojektia.

Liitteen 5 mukainen EMT-laskentamalli tulee toimittaa PSCAD-laskentaohjelmistolle.

Laskentamallien tulee toistaa Vaatimusten mukaisella jännite- ja taajuustoiminta-alueella generaattoreiden ja/tai voimalaitoksen toiminta huomioiden niiden toiminnan vaikutus voimajärjestelmään. Jos mallien toimintaan ja toiminnallisuuksiin liittyy rajoitteita, ne on kuvattava osana malli- ja/tai voimalaitosdokumentaatiota.

Ohjelmistoversiot sekä malleilta vaadittavat numeeriset ominaisuudet (esim. laskentamallien vaatima aika-askel) on kuvattu erikseen VJV2007 liitteessä 6.

Mikäli järjestelmäteknisten vaatimusten täyttämiseksi hyödynnetään kompensointilaitteistoja, niihin liittyvistä mallinnusvaatimuksista on sovittava erikseen Fingridin kanssa.

12.1 Kokoluokka 0.5 - 10 MVA

Tuuliturbiinigeneraattoreista tulee toimittaa turbiinigeneraattori-kohtaiset tehonjako- ja vikavirtalaskentaan sekä dynamiikkalaskentaan soveltuvat mallit (yksi malli riittää, jos kytkettävät turbiinigeneraattorit ovat identtisiä).

Mikäli kokoluokan 0.5 - 10 MVA laitoksien säätö on toteutettu hyödyntäen nk. laitostason säätöä, laitostason säädön on oltava osana dynamiikkalaskentamallia.

Laskentamallin dokumentaation tulee kattaa seuraavat pääkohdat:

- 1) yleisen tason kuvauksen generaattoreiden säädöistä
- 2) ohjeistus käyttää ja ylläpitää laskentamallia

Laskentamallit tulee toimittaa liitteessä 6 kuvattaville ohjelmaversioille osana kappaleessa 13.1 kuvattavia voimalaitostietoja.

12.2 Kokoluokka > 10 MVA

Kaikista yli 10 MVA'n tuulivoimalaitoksista tulee toimittaa laskentamallit tehonjako- ja vikavirta- sekä dynamiikkalaskentaohjelmille.

Toimitettavien mallien tulee kappaleen 12 alussa mainitut käyttötarkoitukset huomioiden toistaa voimalaitoksen keskeiset toiminnallisuudet ja ominaisuudet todenmukaisesti.

Tehonjako- ja vikavirtalaskentaan tarkoitetun mallin tulee toistaa vaadittavalla jännite- ja taajuustoiminta-alueella voimalaitoksen toiminta huomioiden voimalaitoksen vaikutus:

- 1) järjestelmän tehonjakoon huomioiden mahdolliset riippuvuudet esim. tuotantotehon ja liittymispisteen jännitteen välillä
- 2) järjestelmän jänniteprofiiliin eri jännite- ja loistehonsäädön toimintatilat ja rajoitteet sekä mahdolliset lisäkompensointilaitteet huomioiden
- 3) vikavirtoihin

Mikäli laskentamalli ei pysty toistamaan osaa voimalaitoksen toiminnan ominaispiirteistä kuten tehon riippuvuutta liittymispisteen jännitteestä tai voimalaitoksen syöttämää virtaa vikavirtalaskennan yhteydessä, kyseisten poikkeamien osalta laitoksen todellinen käyttäytyminen verrattuna laskentamallin käyttäytymiseen on dokumentoitava ja toimitettava Fingridille.

Dynamiikkalaskentaan tarkoitetun mallin tulee toistaa vaadittavalla jännite- ja taajuustoiminta-alueella voimalaitoksen toiminta huomioiden voimalaitoksen vaste ja vaikutus:

- 1) jännitteen amplitudin ja sen vaihekulman muutoksiin nk. sähkömekaanisten transienttien yhteydessä
- 2) kulmastabiilisuuteen liittyviin pien- ja suursignaali muutosilmiöihin ml. sähkömekaaniset heilahtelut taajuusalueella 0.2 - 2 Hz
- 3) jännitestabiilisuuteen liittyviin nopeisiin (10 ms - 10 s) muutosilmiöihin huomioiden mm. laitoksen toiminnan jännitehäiriöiden (nk. FRT-toiminta) yhteydessä sekä tehon palautumisen ja loistehokapasiteetin riippuvuuden jännitteestä

Mahdolliset keskeiset poikkeamat laskentamallin ja todellisen voimalaitoksen käyttäytymisen välillä tulee dokumentoida ja toimittaa Fingridille.

Voimalaitosmallin toiminta on todennettava käyttöönottokokeiden yhteydessä suoritettavia mittauksia vasten.

Laskentamallit tulee toimittaa liitteessä 6 kuvattaville ohjelmaversioille kappaleessa 13.2 esitetyn aikataulun mukaisesti.

12.2.1 Dynamiikkalaskentamallin rakenne ja toteutus

Toimitettavan dynamiikkalaskentamallin laajuuden ja rakenteen tulee olla toinen seuraavista:

- 1) Voimalaitoksen rakenteen kuvaava dynamiikkamalli (nk. topologia-malli)
- 2) Nk. aggregoitu malli voimalaitoksesta eli voimalaitoksen yhden tai muutaman ekvivalenttgeneraattorin ja laitoskomponentin avulla kuvaava malli

Mallin toteutuksen tulee mahdollistaa vähintään vaatimuksiin liittyvien jännite- ja loistehosäätötoimintojen parametroiden muokkaamisen. Lisäksi pätö- ja loistehosäätöihin liittyvien toiminnallisuuksien tulee olla toteutettavissa vapaasti simulointiajon aikana muutettavissa olevan tehonsäädön rajapinnan avulla.

12.2.2 Dynamiikkalaskentamallin dokumentaatio

Laskentamallin dokumentaation toimitusmuoto on valittavissa vapaasti edellyttäen että toimitettavat dokumentit ovat kirjoitusasultaan ja rakenteeltaan selkeitä ja yksiselitteisiä. Laskentamallin dokumentaation tulee kattaa seuraavat pääkohdat:

- 1) yksityiskohtaisen, lohkoaviotason kuvauksen laitoksen säädöistä ja yleisen tason kuvauksen generaattoreiden säädöistä
- 2) laitoksen rakenteen kuvaus ja pääkomponenttien parametrit
- 3) yksityiskohtainen ohjeistus käyttää ja ylläpitää laskentamallia
- 4) mallin toimintaa tukevat käyttöönottokokeiden tulokset

13. Toimitettavat tiedot

Tietojen toimitustapa- ja muoto ovat vapaasti valittavissa edellyttäen, että toimitettavat dokumentit ovat kirjoitusasultaan ja rakenteeltaan selkeitä ja yksiselitteisiä. Dokumentoinnin tulee kattaa tässä luvussa jäljempänä mainitut vaatimukset.

13.1 Kokoluokka 0.5 - 10 MVA

Kokoluokan 0.5-10 MVA tuotantoyksiköstä on toimitettava Fingridille taulukon 13.1 mukaiset tiedot käyttöönottomittausten suorittamisen jälkeen.

Taulukko 13.1 Fingridille toimittettavat tiedot kokoluokan 0.5-10 MVA tuotantoyksiköistä

Pakol- linen	Valin- nainen	Toimitettavat tiedot
		1 Voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden rakenne ja sijainti
x		1.1 Pääkaavio (single line diagram)
x		1.2 Rakenne
x		Voimalaitoksen ja/tai turbiinigeneraattoreiden tyyppi
x		Perustiedot (esim. tuulivoimalaitoksesta tornin korkeus, roottorin halkaisija, konvertterikäyttö yms.)
x		1.3 Sijaintitieto
		2 Voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden muuntajan/muuntajien tekniset tiedot:
x		2.1 Voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden muuntajien lukumäärä(t)
x		2.2 Voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden muuntajien nimellisarvot
x		Teho [MVA]
x		Virta [A]
x		Jännite [V]
x		Muuntosuhde [ensiö/toisio]
x		Käämikytkimen säätöalue ja -askel [%,%]
x		Käämikytkinten askeleiden määrä ja valittu askel [kpl, asematieto]
		3 Voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden voimajärjestelmätekniset tiedot:
x		3.1 Turbiinigeneraattoriyksiköiden lukumäärä(t)
x		3.2 Turbiinigeneraattoriyksiköiden ja niiden komponenttien toimittaja/toimittajat
x		3.3 Turbiinigeneraattoriyksiköiden ja niiden komponenttien tyyppi/tyypit
x		3.4 Turbiinigeneraattoriyksiköiden ja niiden komponenttien nimellisarvot
x		Teho (näennäis) [MVA]
x		Teho (suurin tuotantoteho) [MW]
x		Virta [A]
x		Jännite [V]
x		Taajuus [Hz]
x		3.5 Tuotantotehon riippuvuus käyttöolosuhteista (esim. tuulen voimakkuus, lämpötila)
x		3.6 Mahdollisesti käytössä olevat kompensointi- ja/tai tehokertoimen korjaamisessa käytettävät laitteet
x		Tyyppi/tyypit
x		Lukumäärä(t)
x		Nimellisarvot (teho, virta, jännite, taajuus)
x		Mikäli hyödynnetään yliaaltojen suodattamiseen, tiedot rakenteesta ja viritystaajuudesta
		4 Voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden ominaisuudet:
x		4.1 Kuvaus loistehotuotantokapasiteetista (esim. generaattoreiden nk. PO-diagrammit)
X		4.2 Kuvaus voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden kyvystä toimia ali- ja ylijännitteellä
X		4.3 Kuvaus voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden kyvystä toimia ali- ja ylitaajuudella
X		4.4 Kuvaus voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden kyvystä toimia jännitehäiriöiden yhteydessä (nk. FRT-toiminta)
X		4.5 Kuvaus voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden säätöominaisuuksista
	x	4.6 Kuvaus voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden vaikutuksesta sähkön laatuun
		5 Voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden suojaustiedot:
x		5.1 Voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden relesuojauskaavio
x		5.2 Voimalaitoksen tai turbiinigeneraattoreiden relesuojausasettelut
	x	5.3 Kuvaus saarekesuojan toimintaperiaatteesta
		6 Käyttöndokumentit:
		6.1 Käyttöndottopöytäkirjat
x		6.2 Loistehosäädön lopulliset asetteluarvot ja toimintatila
x		6.3 Voimalaitoksen ja/tai turbiinigeneraattoreiden lopulliset relesuojausasettelut
		7 Muu dokumentaatio:
x		7.1 Laskentamallit

13.2 Kokoluokka > 10 MVA

Tietoja on toimitettava voimalaitosprojektin kolmessa eri vaiheessa:

- 1) Mahdollisimman aikaisin tai viimeistään voimalaitoksen keskeisten komponenttien toimittajavalinnan jälkeen
- 2) Ennen käyttöönottoa (viimeistään 3 kk ennen Vaatimukseen liittyvien testien aloittamista)
- 3) Käyttöönoton jälkeen loppudokumentaatio

Ennen toimittajavalintaa voimalaitoksen VJV-referenssipiste on määritettävä liitteessä 3 kuvattavalla tavalla.

Mahdolliseen poikkeamaan liittyvät tiedot ja selvitykset on toimitettava kappaleessa 3.2 kuvattavalla tavalla.

Lisäksi kappaleen 3.1 kuvaamissa erityistapauksissa jo projektin esisuunnitteluvaiheessa:

13.2.1 Mahdollisimman aikaisin tai viimeistään toimittajavalinnan jälkeen toimitettavat tiedot

1) Voimalaitoksen perustiedot, rakenne ja sijainti

Voimalaitoksen sijainti ja pääkaavio, josta ilmenevät voimalaitoksen rakenne, keskeisimmät komponentit ja niitä yhdistävä sähköverkko.

Mahdolliset tulevaisuuden laajennussuunnitelmat.

2) Laskelma voimalaitoksen loistehokapasiteetista

Laskelma voimalaitoksen loistehokapasiteetista Vaatimusten mukaisella jännite-taajuus-toiminta-alueella. Laskelman tulee osoittaa loistehokapasiteettivaatimuksen täyttyminen VJV-referenssipisteessä sekä kuvata yksittäisten, loistehokapasiteettivaatimusten kannalta keskeisten komponenttien loistehon tuotanto ja kulutus niihin vaikuttavien parametrien (esim. jännite, pätöteho) funktiona. Laskelman perusteella voidaan tarvittaessa myöntää poikkeamia laitokselle asetetusta loistehokapasiteettivaatimuksesta.

Generaattoreiden PQ-diagrammi(t) sekä tieto sen jännite- ja taajuusriippuvuudesta.

3) Generaattoreista ja tuotantoyksiköistä erikseen toimitettavat tiedot

Generaattoreiden dokumentaatio ja mahdolliset datalehdet ml.

- yleistason kuvaus loistehon ja jännitteensäädön toimintaperiaatteista
- yleistason kuvaus taajuuden ja pätötehonsäädön toimintaperiaatteista
- jännite- ja taajuustoiminta-alueet
- toiminta merkittävien jännitehäiriöiden yhteydessä (nk. FRT-toiminta)

Kuvaus voimalaitoksen toiminnasta omakäytöllä.

Lisäksi tulee ilmoittaa tuotantoyksikön tuotantotehon riippuvuus käyttöolosuhteista, kuten tuulenopeudesta ja lämpötilasta.

4) Muuntajista ja muista voimalaitoksen komponenteista toimitettavat tiedot

Muuntajien dokumentaatio ja mahdolliset datalehdet, sekä tiedot käämikytkimen toiminnasta ja asetteluista.

Dokumentaatio ja mahdolliset datalehdet niistä voimalaitokseen kuuluvista komponenteista, jotka vaikuttavat voimalaitoksen toimintaan Vaatimusten kannalta.

Tällaisia laitteita ovat esim. mahdolliset loistehon kompensointilaitteet ja yliaaltosuodattimet sekä kapasiteetiltaan merkittävät reservitehonsyöttöyksiköt.

5) Reaaliaikaisen mittaustiedon toimittamisen toteutustapa

Kuvaus tavasta, jolla reaaliaikaisen mittaustiedon toimittaminen Fingridille toteutetaan

6) Projektin alustava aikataulu

Projektin alustava aikataulu ml. ennakoitu Vaatimukseen liittyvien käyttöönottokokeiden ajankohta.

13.2.2 Ennen käyttöönottoa (viimeistään 3 kk ennen Vaatimukseen liittyvien testien aloittamista) toimitettavat tiedot

1) Muutokset ja täsmennykset luvussa 13.2.1 esitettyihin tietoihin

2) Voimalaitoksen toiminta poikkeavalla jännitteellä ja taajuudella sekä suojausasettelut

Alustavat tiedot generaattorien ja laitostason suojausasetteluineen. Tiedot on toimitettava suojusta, jotka joko johtavat generaattorin/laitoksen verkosta irtoamiseen tai generaattorin/laitoksen pätötehon rajoittamiseen tai automaattiseen muuttamiseen.

Kuvaus voimalaitoksen/generaattorin vaikutuksesta sähkön laatuun.

Kuvaus mahdollisen saarekesuojan toimintaperiaatteesta.

3) Voimalaitoksen taajuuden ja pätötehon säätö

Täsmennetty dokumentaatio, soveltuvin osin (toiminnallinen, ei yksityiskohtainen) siirtofunktioitasolla, voimalaitoksen/generaattorin taajuuden ja pätötehon säätöjen toteutuksesta ja toimintaperiaatteista.

Säätäjille alustavasti aseteltavat parametrit ja toimintaviiveet (voidaan sopia myös sovittaessa käyttöönottokokeisiin liittyvistä järjestelyistä).

4) Voimalaitoksen jännitteen ja loistehon säätö

Täsmennetty dokumentaatio, soveltuvin osin (toiminnallinen, ei yksityiskohtainen) siirtofunktioitasolla, voimalaitoksen/generaattorin jännitteen ja loistehon säätöjen toteutuksesta ja toimintaperiaatteista.

Säätäjille alustavasti aseteltavat parametrit ja toimintaviiveet (voidaan sopia myös sovittaessa käyttöönottokokeisiin liittyvistä järjestelyistä).

5) Dynaamisen toiminnan laskentaan tarvittavat tiedot

Voimalaitoksen laskentamalli luvussa 12.2 kuvatussa laajuudessa.

6) Käyttöönoton alustava aikataulu ja käyttöönotto-ohjelma

Yksityiskohtainen käyttöönottosuunnitelma ml. käyttöönottokoesuunnitelma, alustavat käyttöönotto-ohjeet ja kuvaus kokeiden käytännön järjestelyistä Vaatimusten todentamiseksi on toimitettava Fingridille kommentoitavaksi.

Käyttöönoton alustava aikataulu, myöhemmät muutokset Vaatimukseen liittyvien kokeiden aikatauluun tulee ilmoittaa Fingridille.

Suunnitelma Vaatimukseen liittyvien kokeiden mittausjärjestelyistä. Tiedot kiinteästi asennettavista sekä vain käyttöönottokokeiden aikana käytössä olevista mittalaitteista.

13.2.3 Käyttöönoton jälkeinen loppudokumentaatio

- 1) Muutokset ja täsmennykset luvussa 13.2.1 ja luvussa 13.2.2 esitettyihin tietoihin.
- 2) Vaatimuksiin liittyvien kokeiden käyttöönottopöytäkirjat ja -raportit sekä käyttöönottokokeiden keskeiset tulokset numeerisessa muodossa.
- 3) Voimalaitoksen/generaattoreiden säätäjien lopulliset asetteluarvot.
- 4) Voimalaitoksen/generaattoreiden suojauksen lopulliset asetteluarvot.

14. Tuulivoimalaitosten VJV2007-vaatimusten liitteet

LIITE 3 - VJV-vaatimusten referenssipisteen määrittelyperiaatteet

LIITE 4 - Vaatimusten todentamiseen liittyvät toimintatavat ja kuvaus käyttöönottokokeiden sisällöstä

LIITE 5 - Lisävaatimukset yli 100 MW voimalaitoksille sekä laitoksille jotka kytkeytyvät Lapin sähköverkkoon

LIITE 6 - Tiedot vaadittavien laskentamallien ohjelmaversioista ja laskentateknisistä tiedoista