

VOIMALAITOSTEN JÄRJESTELMÄTEKNISET VAATIMUKSET (VJV 2007)¹⁾

Johdanto

Tämä asiakirja sisältää Fingrid Oyj:n (jäljempänä Fingrid) sille asetetun järjestelmävastuun nojalla Suomen sähköjärjestelmään liitettäviltä voimalaitoksilta vaatimat ominaisuudet. Fingridin ylläpitämällä järjestelmäteknisillä vaatimuksilla varmistetaan, että voimalaitokset ja siirtoverkko toimivat kokonaisuutena luotettavasti kaikissa käyttötilanteissa, järjestelmän häiriötilanteet mukaan lukien.

Edellytyksenä on, että voimalaitokset pysyvät verkossa ja toimivat luotettavasti verkkohäiriöiden sattuessa. Muussa tapauksessa häiriö voi laajeta suurihäiriöksi, jolloin voimajärjestelmän toiminnan palauttaminen vaikeutuu ja viivästyy huomattavasti.

Järjestelmäteknisten vaatimusten asettamisella pyritään säilyttämään voimajärjestelmän ja siihen liittyvien voimalaitosten käyttövarmuus siten, että

- voimalaitos kestää järjestelmän sille aiheuttamat jännite- ja taajuusvaihtelut,
- voimalaitos ei verkossa ollessaan aiheuta muille järjestelmään kytketyille laitoksille haittaa.

Käyttövarmuuden ylläpitoa auttaa merkittävästi, jos voimalaitoksilla on tehonsäätöön nähden sekä riittävät että tarpeellisessa määrin samanlaiset ominaisuudet.

Voimalaitosten järjestelmäteknisiin vaatimuksiin on kirjattu Suomessa voimalaitoksilta vaadittavat ominaisuudet. Vaatimusten lähtökohdana on Nordelin sääntökokoelma "Nordic Grid Code". Järjestelmäteknisten vaatimusten lisäksi voimalaitosten on noudatettava liittymishetkellä voimassa olevia Fingridin yleisiä liittymisehtoja, 110 kV verkon sähkölaatu- sekä tiedonvaihtoperiaatteita.

Soveltaminen

Vaatimukset koskevat voimajärjestelmään liitettäviä uusia voimalaitoksia, mutta niitä tulee soveltaa myös silloin, kun käytössä olevien laitosten järjestelmäteknisiä ominaisuuksia muutetaan. Tällaisia muutoksia ovat esimerkiksi tehon- ja jänniteensäädön ominaisuuksien muuttaminen tai muut verkkovikojen kestoisuuteen liittyvät muutokset. Muutoksesta ja sen vaikutuksesta voimajärjestelmään on sovittava hyvissä ajoin etukäteen Fingridin kanssa. Muutoin vanhojen laitosten edellytetään täyttävän ne vaatimukset, jotka olivat voimassa liitettäessä niitä sähkövoimajärjestelmään.

Vaatimukset koskevat kaikkia synkronikäytössä olevia, yli 10 MVA laitoksia. Kokoluokassa 10...50 MVA sallitaan kuitenkin tässä asiakirjassa myöhemmin täsmennettyjä lievennyksiä.

Kooltaan 1...10 MVA laitosten suositellaan noudattavan voimalaitosten järjestelmäteknisiä vaatimuksia.

Vaatimukset eivät koske erilliskäytössä toimivia varavoimalaitoksia.

Laitos koostuu yhdestä tai useammasta tuotantoyksiköstä, jotka irtoavat verkosta yksittäisen vian seurauksena.

Tuulivoimalaitosten (>10 MVA) tulee täyttää kohdissa 1-2 ja 5-6 esitetyt vaatimukset. Lisäksi niiden tulee täyttää

Nordelin tuulivoimalaitoksille laatimat liittymissäännöt, jotka ovat liitteessä 2.

Voimalaitosten järjestelmäteknisten vaatimusten lisäksi saattaa laitokseen kohdistua siihen liittyvästä alueellisesta verkosta aiheutuvia lisävaatimuksia, joista tulee sopia erikseen liityntäverkon haltijan kanssa.

Voimalaitoksesta on toimitettava liitteen 1 mukaiset tiedot Fingridille.

Kantaverkon taajuus- ja jännitevaihtelu

Sähköverkon taajuuden ohjearvo pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä on 49,9...50,1 Hz. Tavanomaisessa häiriöttömässä verkon käyttötilanteessa taajuus voi vaihdella välillä 49,5...50,5 Hz. Poikkeuksellisessa tilanteessa saatetaan joutua toimimaan alueella 47,5...53 Hz.

Nimellisjännitteeltään 400 kV verkossa jännitteen normaali vaihtelualue on 395...420 kV. Häiriö- ja poikkeustilanteessa voidaan joutua toimimaan alueella 360...420 kV vastaten jäljempänä esitettyä aluetta 90...105 % (eli 100 % vastaa laskennallisesti jännitettä 400 kV). Generaattoreiden blok-kimuuntajien muuntosuhdetta valittaessa on normaali liityntäpisteen jännite 410 kV, mutta täsmällinen mitoitusarvo tulee erikseen sopia Fingridin kanssa.

Nimellisjännitteeltään 220 kV verkossa jännitteen normaali vaihtelualue on 215...245 kV. Häiriö- ja poikkeustilanteessa voidaan joutua toimimaan alueella 210...245 kV vastaten jäljempänä esitettyä aluetta 90...105 % (eli 100 % vastaa laskennallisesti jännitettä 233 kV). Generaattoreiden blok-kimuuntajien muuntosuhdetta valittaessa on normaali liityntäpisteen jännite 240 kV, mutta täsmällinen mitoitusarvo tulee erikseen sopia Fingridin kanssa.

Nimellisjännitteeltään 110 kV verkossa jännitteen normaali vaihtelualue on 105...123 kV. Häiriö- ja poikkeustilanteessa voidaan joutua toimimaan alueella 100...123 kV vastaten jäljempänä esitettyä aluetta 85...105 % (eli 100 % vastaa laskennallisesti jännitettä 118 kV). Generaattoreiden blok-kimuuntajien muuntosuhdetta valittaessa on normaali liityntäpisteen jännite 118 kV, mutta täsmällinen mitoitusarvo tulee erikseen sopia Fingridin kanssa.

1 TOIMINTA POIKKEAVALLA TAAJUUDELLA JA JÄNNITTEELLÄ

1.1 Taajuusalue 49...51 Hz

Voimalaitoksen tulee toimia jatkuvasti täydellä teholla¹ taajuusalueella 49...51 Hz verkkojännitteen ollessa alueella 90...105 %. Taajuusalueella 50,3...51 Hz edellytetään korkeintaan 10 tunnin vuotuista käyttöä yksittäisen käyttötilanteen kestoajan ollessa korkeintaan 30 minuuttia. Yli 50,3 Hz:n taajuudella on enintään 10 % pätötehon lasku sallittu, mikäli laitoksen stabiili käyttö täydellä teholla voidaan säilyttää taajuuden palatessa alle 50,3 Hz:n (Kuva 1).

¹⁾ Ilmoitettu Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivin 98/34/EY, muut. 98/48/EY mukaisesti.

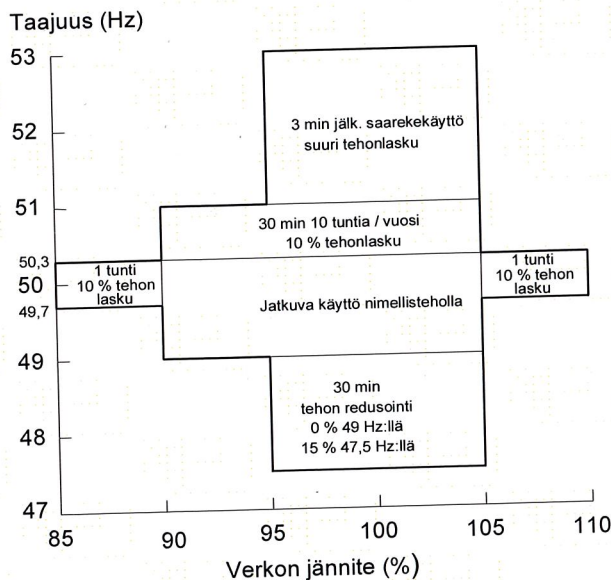
¹ Sana teho merkitsee myöhemminkin tässä asiakirjassa laitoksen tuottamaa pätötehoa.

Yksittäisissä häiriöissä voimalaitoksen tulee toimia tunnin ajan verkkojännitteen ollessa 85...90 %, kun taajuus vaihtelee välillä 49,7...50,3 Hz. Tehon sallitaan pienenevän enintään noin 10 % täydestä tehosta.

Yksittäisissä häiriöissä voimalaitoksen tulee toimia tunnin ajan verkkojännitteen ollessa 105...110 %, kun taajuus vaihtelee välillä 49,7...50,3 Hz. Tehon sallitaan pienenevän enintään 10 % täydestä tehosta.

1.2 Taajuusalue 49...47,5 Hz

Voimalaitoksen tulee toimia yksittäisissä häiriötilanteissa 30 minuutin ajan taajuusalueella 49...47,5 Hz verkkojännitteen ollessa alueella 95...105 %. Sallittu tehonlasku taajuudella 47,5 Hz on korkeintaan 15 % täydestä tehosta, ja taajuudella 49 Hz on tuotettava täysi teho. Väliarvot määrätään lineaarisella interpolaatiolla. On pyrittävä mahdollisimman pieneen tehonlaskuun, mikäli tämä on mahdollista ilman suuria lisäkustannuksia.



Kuva 1. Tehon tuotannolle asetetut vaatimukset, kun verkon taajuus ja jännite vaihtelevat.

1.3 Taajuus alle 47,5 Hz

Voimalaitos voidaan kytkeä irti verkosta taajuuden laskiessa alle 47,5 Hz:n. Irtyttyminen omakäytölle tulisi tapahtua niin pitkällä aikaviiveellä kuin koneiston mitoitus sallii.

1.4 Taajuusalue 51...53 Hz

Voimalaitoksen tulee kyetä toimimaan voimakkaasti alennetulla teholla 3 minuutin ajan taajuusalueella 51...53 Hz verkkojännitteen vaihdeltaessa alueella 95...105 %.

1.5 Taajuus yli 53 Hz

Mikäli voimalaitokselle ei aiheudu vahinkoa, se voi pysyä verkossa, vaikka verkon tai saarekkeen taajuus nousee yli 53 Hz:n. Voimalaitos tulee kytkeä irti verkosta taajuuden noustessa yli 55 Hz:n. Irtykkennän viive sovitaan Fingridin kanssa.

1.6 Hetkelliset taajuusmuutokset

Voimalaitoksen säätö- ja suojausjärjestelmät on suunniteltava siten, etteivät verkon oikosulkujen tai kytkentätilantei-

den muutosten synnyttämät hetkelliset taajuusmuutokset aiheuta kyseiseen verkkoon liitetyn voimalaitoksen irtoamista verkosta.

2 SUURET JÄNNITEMUUTOKSET

2.1 Lähellä voimalaitosta tapahtuvien verkkovikojen vaikutukset

2.1.1 Verkkovikojen aiheuttamien mekaanisten rasituksenkestokyky

Voimakoneistot on suunniteltava siten, että koneisto kestää generaattorimuuntajan yläjännitepuolella sattuvien kaikenlaisten yksi-, kaksi- ja kolmivaiheisten maa- tai oikosulkujen aiheuttamat mekaaniset rasitukset olettaen vian kestoajaksi enintään 0,25 sekuntia. Koneisto ei saa tällöin vioittua eikä tilanteesta saa seurata tarvetta laitoksen välittömään pysäyttämiseen seurausten tutkimiseksi.

2.1.2 Siirtoverkon vika-ajat

Viat, jotka esiintyvät voimalaitoksen blokkimuuntajan yläjännitepuolella, erotetaan 400 kV jännitteisessä verkossa normaalisti alle 0,1 sekunnissa. Poikkeustapauksissa vika-aika saattaa kuitenkin pidentyä 0,25 sekuntiin. 220 kV ja 110 kV jännitteisissä verkoissa johtoviat erotetaan normaalisti alle 0,5 sekunnissa vika-ajan pidentyessä poikkeustapauksissa 1 sekuntiin.

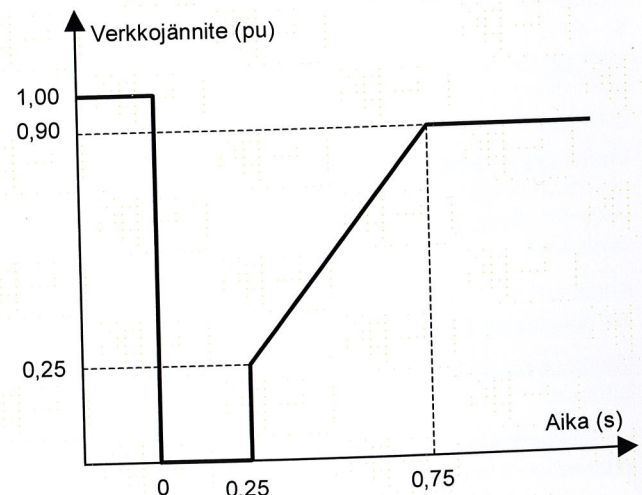
2.1.3 Syvä jännitekuoppa

400 kV, 220 kV tai 110 kV jänniteportaaseen liittyvät voimalaitokset

Voimalaitokset omakäyttöineen on suunniteltava siten, että ne kestävät alla kuvatun, viitteellisen verkkojännitteen vaihtelun irtoamatta verkosta (kuva 2):

- askelmainen 0,25 sekuntia kestävä verkkojännitteen lasku 0 %:iin
- 25 %:n askelmuutosta ylöspäin seuraa verkkojännitteen lineaarinen nousu 90 %:iin 0,5 sekunnissa
- tätä seuraa vakio verkkojännite 90 %.

Ainoastaan pieni tehon lasku sallitaan.



Kuva 2. Vian aiheuttama verkkojännitteen vaihtelu.

Alle 110 kV jänniteportaaseen liittyvät voimalaitokset

Voimalaitokset omakäyttöineen on suunniteltava siten, että ne kestävät edellä kuvatus verkkojännitteen vaihtelun Fingridin sähköverkon lähimmässä liittymispisteessä irtoamatta verkosta (kuva 2).

2.2 Suuret jännitehäiriöt

Voimalaitoksen tulee tukea sähköverkkoa mahdollisimman pitkään, kuitenkin niin, että laitos ei vaurioidu ja ei vaaranna laitoksen omakäytölle siirtymistä. Voimalaitos voidaan irrottaa verkosta, jos sen liittymispisteessä esiintyy laitoksen mitoituskriteerejä suurempia tai kestoltaan pitempiä jännitevaihteluja.

3 GENERAATTORIN JÄNNITTEENSÄÄTÖ JA LOISTEHO

3.1 Jännitteensäädön dynaamiset ominaisuudet ja jännitteensäätäjä

Generaattorin ja generaattorimuuntajan reaktanssien tulee olla niin pieniä kuin teknisesti ja taloudellisesti on mahdollista, jotta tuettaisiin järjestelmän stabiilisuutta ja loistehon kompensointia.

Normaalin tilan dynaamiset ominaisuudet määritetään mittauksin seuraavasti:

Tyhjäkäyvän, verkosta irti olevan generaattorin jännitteensäätäjän asetteluarvoa muutetaan askelmaisesti siten, että se aiheuttaa 10 % muutoksen generaattorin liitinjännitteeseen. Mittaukset tehdään jännitteen asetteluarvosta 95 % arvoon 105 % ja arvosta 105 % arvoon 95 %. Molemmissa tapauksissa generaattorin liitinjännitteen askelvasteen tulee toteuttaa seuraavat ehdot:

- Askelvaste ei värähtele.
- Nousuaika 0 -> 90 %:iin muutoksesta on staattisella magnetoinnilla 0,2...0,3 sekuntia ja harjattomalla magnetoinnilla 0,2...0,5 sekuntia kun jännite nousee sekä 0,2...0,8 sekuntia kun jännite laskee.
- Ylitys on korkeintaan 15 % muutoksesta.

Magnetointipiirin on oltava siten mitoitettu, että sen kattojännite on staattisella rakenteella vähintään kaksi kertaa ja harjattomalla rakenteella vähintään 1,6 kertaa generaattorin nimelliskuormituspistettä vastaava magnetointijännite ottaen huomioon kuitenkin muut jännitteensäädölle asetettavat vaatimukset. Piirin on kyettävä antamaan kattojännitteensä 10 sekunnin ajan.

Järjestelmänkäyttövarmuuden turvaamiseksi jännitteensäätäjä tulee toteuttaa kaksikanavaisena tai automaattisen säätäjän reservinä tulee olla vähintään magnetointivirran käsissäätö.

3.2 Loistehon tuotanto ja kulutus

Jokaisen generaattorin tulee pystyä toimimaan jatkuvasti nimellispäätötehoilla tehokertoimen ollessa vähintään alueella $0,95_{kap}$ (alimagnetoitu)... $0,9_{ind}$ (ylimagnetoitu). Tämän tulee olla mahdollista, kun verkkojännite on alueella 100...105 % alimagnetointipuolella ja 90...105 % ylimagnetointipuolella.

Jotta siirtoverkon ja laitoksen yhteensopivuus voidaan varmistaa myös verkon kehittyessä, laitoksen generaattorimuuntaja ja sen säädettävyyttä sekä generaattorin jännitealue on esitettävä jo suunnitteluvaiheessa liityntäverkon haltijalle. Tavoitteena on, että laitoksen generaattori voi verkon normaalissa käyttötilanteessa tuottaa jatkuvasti generaattorin nimellisarvoilla laaditun PQ-diagrammin määrittelemän loistehon (generaattorin jännitetasossa), sekä toisaalta verkon normaalissa käyttötilanteessa ottaa vastaan jatkuvasti generaattorin nimellisarvoilla laaditun PQ-diagrammin määrittelemän loistehon (generaattorin jännitetasossa).

Generaattorin on kyettävä ottamaan jatkuvasti vastaan loistehoa (alimagnetointi) generaattorin nimellisarvoilla laaditun PQ-diagrammin edellyttämällä tavalla myös verkon maksimijännitteillä 420, 245 ja 123 kV (mikäli stabiiliin käyttöön muut edellytykset ovat olemassa).

3.3 Loistehon tuotanto alhaisella jännitteellä

Generaattori ja sen magnetointijärjestelmä on suunniteltava siten, että generaattori kykenee tuottamaan nimellisteholla toimiessaan nimellispäätötehon suuruisen loistehon liitinjännitetasossa 10 sekunnin ajan verkkohäiriön yhteydessä liitinjännitetasoonsa generaattorin liitinjännitteen laskettua 70 %:iin liitinjännitteen nimellisarvosta.

3.4 Lisästabilointi (PSS)

Vähintään 50 MVA generaattorin jännitteensäätöön tulee liittää lisästabilointi. Lisästabilointi on viritettävä vaimentamaan generaattorin ja voimajärjestelmän heilahteluja, vähintään alueella 0,2...2,0 Hz. Lisästabiloinnin on oltava poiskytkettävissä ja stabilointisignaalin suuruutta on rajoitettava rajoittimilla, joiden asetelut voidaan valita. Lisästabiloinnin toiminta tulee todentaa voimalaitoksen käyttöönoton ja muutosten yhteydessä.

3.5 Muut jännitteensäädön laitteet

Säätöjärjestelmään tulee kuulua jännitteensäätäjän ja mahdollisen lisästabiloinnin (PSS, vrt. 3.4) lisäksi suojaavia rajoitussäätöjä sekä loistehostatiikkalaitteita.

Generaattorin roottorin ja staattorin virranrajoittimilla tulee olla käänteinen aikakarakteristika, jotta generaattorin jännitteensäätölaitteiden ylikuormitusalueita voidaan hyödyntää erilaisissa käyttötilanteissa.

3.6 Jännitteensäädön käyttötapa

Generaattorin jännitteensäädön ensisijainen käyttötapa on liitinjännitteen vakiojännitesäätö.

Mikäli käyttövarmuutta vaarantamatta on tarve käyttää muuta säätötappaa, kuten vakioiloisteho- tai vakiotehokeroinsäätöä, tulee säädön tällöin pystyä vastaamaan jännitteen muutoksiin kuten vakiojännitesäädön. Poikkeavien säätötappojen käytöstä on sovittava Fingridin kanssa.

4 TEHONSÄÄTÖ

Tässä luvussa on annettu yleiset vaatimukset Suomen sähköjärjestelmään liittyvien voimalaitosten generaattoreiden tehonsäädölle.

Tehonsäätöön liittyvät vaatimukset noudattavat taajuusohjatun käyttö- ja häiriöreservin ylläpitoon osallistuvilta voimalaitoksilta vaadittavia ominaisuuksia. Mikäli voimalaitosta halutaan käyttää taajuusohjatun käyttö- ja/tai häiriöreservin ylläpitoon, sovitaan tästä erillisessä sopimuksessa.

4.1 Turbiinisäätäjä

Voimalaitokset tulee varustaa turbiinisäätäjällä ja siihen liittyvällä pyörimisnopeuden säädöllä.

4.2 Käyttötavat

Voimalaitoksen tehonsäätö ja -ohjaus tapahtuvat verkon normaali- ja häiriötilassa joko manuaalisesti tai laitossäätäjällä.

Laitoksen teho asetellaan normaalin käyttötilan aikana manuaalisesti. Taajuuden mittaukseen perustuva laitossäätäjä (tai turbiinisäätäjä) muuttaa tätä manuaalisesti aseteltua tehoarvoa. Normaali- ja häiriötilan tehonsäätöön liittyviä vaatimuksia on kohdassa 4.3.

Laitokset on varustettava aseteltavissa olevilla laitteilla, joilla tehon muutoksen suuruutta ja nopeutta voidaan rajoittaa. Lisäksi voimalaitokset varustetaan ainoastaan sellaisella ylikuormituskyvyllä, jonka laitoksen normaali toteutustapa mahdollistaa.

Verkon normaalitila muuttuu häiriötilaksi taajuuden muutosnopeuden ylittäessä arvon $\pm 0,5$ Hz/s tai taajuusvirheen ollessa yli 0,5 Hz. Häiriötilan tehonsäätöön siirrytään taajuutta mittaavan laitteen avulla (esim. taajuusrele). Häiriötilan tehonsäätöön liittyviä vaatimuksia on esitetty kohdassa 4.4.

Laitossäätäjän taajuuden ohjearvo on 50 Hz. Ohjearvon epätarkkuuden tai säätäjään mahdollisesti asetellun kuolleeseen alueen tulisi olla $\leq 0,05$ Hz. Kuolleen alueen tulisi tarvittaessa olla myös ohitettavissa.

Pätötehostatiikan tulee olla aseteltavissa vähintään välillä 2...8 % enintään 0,1 % portain.

4.3 Tehon muutosominaisuudet verkon normaalissa käyttötilassa

Vesivoimalaitoksia ja reservikaasuturbiineja koskevat vaatimukset on jatkossa esitetty erikseen, koska näiden laitosten tehonsäätöominaisuudet poikkeavat olennaisesti muista voimalaitoksista. Kohdassa muut (4.3.2) esitetyt vaatimukset koskevat muita kuin edellä mainittuja voimalaitoksia.

4.3.1 Tehon muutosnopeus ja tehoalue - vesivoimalaitokset ja reservikaasuturbiinit

Vesivoimalaitokset ja reservikaasuturbiinit on suunniteltava siten, että niiden tehonmuutosnopeus on vähintään ± 40 % täydestä tehosta minuutissa.

Edellä esitetyn tehon muutosnopeuden tulee olla sovellettavissa, kun laitoksen teho on 40...100 % täydestä tehosta. Tehon muutosnopeus voidaan rajoittaa turbiinien suurimpaan sallittuun tehonmuutosnopeuteen, kun laitoksen teho on alle 40 %.

Voimalaitoksen jatkuvan käytön minimitehon tulee olla mahdollisimman pieni. Vesivoimalaitosten ja reservikaasuturbiinien minimiteho on enintään 10 % täydestä tehosta.

Vesivoimalaitosten ja reservikaasuturbiinien käynnistysaika täyteen tehoon saa olla maksimissaan 10 minuuttia.

4.3.2 Tehon muutosnopeus ja tehoalue - muut voimalaitokset

Muut kuin kohdassa 4.3.1 mainitut laitokset on suunniteltava siten, että niiden tehonmuutosnopeus on vähintään ± 5 % täydestä tehosta minuutissa.

Edellä esitetyn tehon muutosnopeuden tulisi olla sovellettavissa, kun laitoksen teho on 60...90 % täydestä tehosta. Tehon muutosnopeus voidaan rajoittaa turbiinien tai höyrykattiloiden suurimpaan sallittuun tehonmuutosnopeuteen, kun laitoksen teho on alle 60 % tai yli 90 %.

Voimalaitoksen jatkuvan käytön minimitehon tulee olla mahdollisimman pieni tekniset reunaehdot huomioiden. Suunnittelun perusteena oleva minimitehon tavoitearvo tulisi olla enintään 40 % täydestä tehosta.

4.4 Tehon muutosominaisuudet verkkohäiriöiden² aikana

Seuraavassa esitettyjen välittömien askelmaisen tehonmuutosten jälkeen voimalaitosten tehoa on voitava ohjata kohdan 4.3 mukaisesti. Kuten kohdassa 4.3, vesivoimalaitoksia ja reservikaasuturbiineja koskevat vaatimukset ovat omanaan, koska näiden laitosten tehonsäätöominaisuudet poikkeavat olennaisesti muista voimalaitoksista.

4.4.1 Väliön askelmainen tehonmuutos (vesivoimalaitokset ja reservikaasuturbiinit)

Vesivoimalaitoksien ja reservikaasuturbiinien tulee pystyä toteuttamaan tarvittaessa väliön askelmainen tehonmuutos, suuruudeltaan vähintään 10 % täydestä tehosta laitoksen tehoalueella 50...100 %.

4.4.2 Väliön askelmainen tehonmuutos (muut voimalaitostyytit)

Muiden kuin edellisessä kohdassa (4.4.1) mainittujen voimalaitosten tulee pystyä toteuttamaan tarvittaessa väliön askelmainen tehonmuutos, suuruudeltaan vähintään 5 % täydestä tehosta laitoksen tehoalueella 50...90 %.

4.4.3 Pyörivä reservi

Voimalaitokset on suunniteltava siten, että niitä voidaan tarvittaessa käyttää pyörivänä reservinä. Fingridillä on oikeus vaatia laitoksia säätämään tehoaan edellä esitettyjen tehonmuutosten puitteissa, mikäli sähköjärjestelmää ei kyetä häiriön jälkeen palauttamaan normaalitilaan erillisin sopimuksin varatun reservin avulla. Kyseinen poikkeustilanne voi syntyä kantaverkon mitoitusosuustusten mukaista mitoitettavaa vikaa vakavamman häiriön tai muun odottamattoman syyn seurauksena.

4.5 Omakäyttötilanteet

Kaikki voimalaitokset on suunniteltava siten, että ne siirtyvät turvallisesti omakäytölle kohdissa 1.3, 1.4, 1.5 ja 2.2 esitetyissä tilanteissa, eli verkon taajuuden ja/tai jännitteen

² Verkkohäiriöt ovat taajuus- tai jännitehäiriöitä ja niihin sisältyvät vakavissa tapauksissa myös stabiiliisuushäiriöt.

poikkeamien ylittäessä näissä vaatimuksissa esitetyt mitoituskriteerit.

Omakäytöllä toimivaa voimalaitosta kuormittavat ainoastaan laitoksen omat apujärjestelmät.

Vesivoimalaitokset ja reservikaasuturbiinit on suunniteltava siten, että ne toimivat omakäytöllä vähintään kahdeksan tunnin ajan. Muut voimalaitokset on suunniteltava siten, että ne toimivat omakäytöllä vähintään tunnin ajan, mutta ovat tämän jälkeen uudelleen käynnistettävissä ja tahdistettavissa takaisin verkkoon mahdollisimman nopeasti tekniset reunaehdot huomioiden, kuitenkin enintään neljässä tunnissa seuraavien 12 tunnin aikana. Ydinvoimalaitosten on toimittava omakäytöllä ja oltava käynnistettävissä turvamääräysten edellyttämällä tavalla.

4.6 Toiminta verkon jakautuessa osajärjestelmiin

Voimajärjestelmän jakaututtua eri tahdissa käyviin osajärjestelmiin voimalaitos joutuu toimimaan saarekeolosuhteissa. Jotta saarekkeet voitaisiin tahdistaa sähköverkkoon, tulee niihin liittyvien voimalaitosten pystyä säätämään tehoaan Fingridin antamien ohjeiden mukaisesti.

Suositteluaan, että saarekekäytössä laitokset pystyvät kohdassa 4.3 mainittuihin tehon muutoksiin (nostamaan tai pienentämään tehoa) ja tehon muutosten kautta saavuttamaan stabiili käyttötila. Osajärjestelmien laitokselle aiheutamat vaatimukset tulee tällöin ottaa erikseen huomioon.

5 VAATIMUSTEN TODENTAMINEN

5.1 Kokeet

Esitettyjen vaatimusten täytyminen on todennettava mikäli mahdollista voimalaitoksella tehtävillä kokeilla. Jos kokeiden tekeminen osoittautuu vaikeaksi, ne voidaan korvata simuloinneilla tai teknisillä laskelmillä. Kokeiden korvaamisesta simuloinnein tai laskelmin on kuitenkin aina erikseen sovittava Fingridin kanssa. Laitoksen toiminta tulee tarkistaa ja dokumentoida vaatimusten täyttämisen osoittamiseksi.

Kokeet on tehtävä laitoksen käyttöönoton yhteydessä. Lisäksi voimalaitokselle on tehtävä tarvittavia kokeita oleellisten muutosten yhteydessä tai mikäli on syytä olettaa voimalaitoksen ominaisuuksien poikkeavan näistä vaatimuksista.

Voimalaitosliittyjä vastaa vaatimusten todentamisesta sekä teknisesti että taloudellisesti.

5.2 Todentaminen käyttöönoton aikana

5.2.1 Verkkoon liittyvät kokeet

Verkkoon liittyvistä kokeista sovitaan erikseen Fingridin kanssa. Tehtävät mittaukset ja kokeet:

- oikosulun aiheuttama syvä jännitekuoppa
- siirtyminen omakäytölle
- toiminta omakäytöllä.

5.2.2 Voimalaitokseen liittyvät kokeet

Tehtävät mittaukset ja kokeet:

- nimellisteho ja PQ-diagrammi
- generaattorijännitteen askelvaste
- lisästabilointipiirin (PSS) koe.

6 TIEDONVAIHTO

Voimalaitokselta on toimitettava Fingridille 10 MVA ja sitä suuremmista generaattoreista reaaliaikaiset pätö- ja loistehomittaukset sekä tieto, onko voimalaitos kytkeytyneenä verkkoon. Alle 10 MVA generaattoreiden osalta em. mittauksiedot voidaan toimittaa tuottajakohtaisena summana.

Muu voimalaitosta koskeva tiedonvaihto on määritelty liittymis- ja kantaverkkosopimuksissa tai erillisissä tiedonvaihotosopimuksissa.

4.6.2007

VOIMALAITOSTIEDOT

Omistaja(t): _____

 Voimalaitos: _____
 Päiväys: _____

GENERAATTORI
1. Nimellisarvot:

Nimellisjännite U_n	_____	kV
Jännitealue (% nimellisjännitteestä)	_____	%
Nimellisteho S_n	_____	MVA
Nimellinen pätöteho P_n	_____	MW
Nimellisvirta I_n	_____	A
Nimellistehokerroin $\cos \varphi_n$	_____	
Nimellispyörimisnopeus n	_____	1/min
Nimellinen magnetointijännite U_{mn}	_____	V
Nimellinen magnetointivirta I_{mn}	_____	A

2. PQ-diagrammi (rajoittimet otettu huomioon)

Kuva tai seuraavat loistehon arvot:

 Nimellisellä pätöteholla P_n :

Q_{max}	_____	Mvar
Q_{min}	_____	Mvar

 Pätöteholla $P = 0$:

Q_{max}	_____	Mvar
Q_{min}	_____	Mvar

3. Staattori- ja roottoripiirin rajoittimien asettelut
4. Tyhjäkäynti- ja oikosulkukäyrät
5. Sähköiset parametrit:

 Staattoriresistanssi R _____ %

Reaktanssit:

Pitkittäinen tahtireaktanssi X_d	_____	%
Pitkittäinen tahtireaktanssi X_d (kyllästynyt)	_____	%
Poikittainen tahtireaktanssi X_q	_____	%
Pitkittäinen muutosreaktanssi X_d'	_____	%
Pitkittäinen muutosreaktanssi X_d' (kyllästynyt)	_____	%
Poikittainen muutosreaktanssi X_q'	_____	%
Pitkittäinen alkureaktanssi X_d''	_____	%
Poikittainen alkureaktanssi X_q''	_____	%
Vastareaktanssi X_2	_____	%
Nollareaktanssi X_0	_____	%
Staattorin hajareaktanssi X_l	_____	%

Aikavakiot:

Tasakomponentin aikavakio T_a	_____	s
Pitkittäinen tyhjäkäyntimuutosaikavakio T_{do}'	_____	s

Poikittainen tyhjäkäyntimuutosaikavakio T_{qo}'	_____	s
---	-------	---

Pitkittäinen tyhjäkäyntialkuaikavakio T_{do}''	_____	s
--	-------	---

Poikittainen tyhjäkäyntialkuaikavakio T_{qo}''	_____	s
--	-------	---

Pitkittäinen muutosaikavakio T_d'	_____	s
-------------------------------------	-------	---

Poikittainen muutosaikavakio T_q'	_____	s
-------------------------------------	-------	---

Pitkittäinen alkuaikavakio T_d''	_____	s
------------------------------------	-------	---

Poikittainen alkuaikavakio T_q''	_____	s
------------------------------------	-------	---

6. Mekaaniset parametrit:

Hitausvakio (generaattori + turbiini) H	_____	s
---	-------	---

Generaattorin hitausmomentti J_g	_____	kgm ²
------------------------------------	-------	------------------

Turbiinien (1, 2, ..., x) hitausmomentit $J_{t1}, J_{t2}, \dots, J_{tx}$	_____	kgm ²
--	-------	------------------

Magnetointikoneen (jos käytössä) hitausmomentti J_{exc}	_____	kgm ²
---	-------	------------------

Edellä annettujen turbiinigenaattorin osien väliset jousivakiot $K_{t1_t2}, K_{t2_t3}, \dots, K_{tx_g}, K_{g_exc}$	_____	Nm/rad
---	-------	--------

Voimalaitos: _____

SÄÄTÖJÄRJESTELMÄ
7. Magnetointijärjestelmä:

Tyyppi: staattinen/harjaton/muu _____

Lohkokaavio asetteluineen (sekä mahdollinen kyllästyskäyrä) _____

Askelvastekokeen tulokset tai seuraavat arvot:

 Aikavakio t_{10} _____ S

 Aikavakio t_{90} _____ S

Ylitys _____ %

8. Jänniteensäädön lisästabilointipiirin lohkokaavio asetteluineen
9. Turbiinisäätäjä:

Lohkokaavio asetteluineen ja _____

Askelvastekokeen tulokset _____

10. Pyörimisnopeussäädön statiikka _____ %

11. Loistehostatiikka _____ %

KONEMUUNTAJA

Kytkentäryhmä ja maadoitustiedot _____

 Nimellisteho S_n _____ MVA

 Nimellisjännitteet U_{n1} (+väliottokytkin)/ U_{n2} _____ kV/kV

 Oikosulkuresistanssi R_k _____ %

 Oikosulkuimpedanssi Z_k _____ %

**VOIMALAITOSTEN JÄRJESTELMÄTEKNISET
VAATIMUKSET (VJV 2007) LIITE 2**



Käännös

**Liittymissäännöt tuulivoimaloiden
liittämiseksi Nordel-verkkoon**

Marraskuu 2006

Sisällysluettelo

1. Johdanto	3
2. Määritelmiä.....	3
3. Liittymissääntöjen laajuus.....	3
4. Pätötehon säätö	4
5. Loistehokapasiteetti.....	5
6. Loistehon säätö.....	5
7. Mitoitusjännite ja -taajuus	6
8. Verkkohäiriöiden aikaiset käyttöominaisuudet.....	7
9. Käynnistäminen ja pysäyttäminen	7
9. Käynnistäminen ja pysäyttäminen	8
10. Kauko-ohjaus ja mittaukset.....	8
11. Testausvaatimukset.....	8

1. Johdanto

Nämä pohjoismaiset tuulivoimaloiden liittymissäännöt ovat osa pohjoismaista Nordic Grid Code -säännöstöä. Nordic Grid Codessa määritellään yhteiset toimintaperiaatteet, jotka koskevat pohjoismaisia järjestelmävastaavia sekä pohjoismaiseen voimajärjestelmään liitettyjä voimalaitoksia.

Pohjoismaiset tuulivoimaloiden liittymissäännöt määrittävät tekniset vähimmäisvaatimukset, jotka uusien tuulivoimaloiden (ml. niiden oheislaitteet) on täytettävä siirtoverkon liittymispisteessä. Tavoitteena on varmistaa pohjoismaisen voimajärjestelmän turvallinen käyttö ja luotettavuus. Pohjoismaiset järjestelmävastaavat voivat antaa lisävaatimuksia omaa järjestelmäänsä koskevissa liittymisehdoissa.

Merkillepantavaa on, että kaikkia ominaisuuksia ei käytetä kaikissa tuulivoimaloissa jatkuvasti. Liittymissäännöt määrittävät järjestelmään liitettävien laitteiden ominaisuudet, jotka on tarvittaessa oltava käytettävissä voimajärjestelmän turvallisen ja luotettavan käytön takaamiseksi. Eri laitteiden ja niiden ominaisuuksien hyödyntämistä säädellään voimajärjestelmän käyttösäännöillä.

2. Määritelmiä

Liittymispiste: Siirtoverkon paikka, johon **tuulivoimala** tai **tuulipuisto** liitetään. Järjestelmävastaava määrittää tämän pisteen.

Tuulivoimala: Voimalaitosjärjestelmä, jonka tarkoitus on muuttaa tuulienergia sähköksi ja siirtää sähkö **liittymispisteeseen**.

Tuulipuisto: Useampi kuin yksi **tuulivoimala** on liitetty samaan **liittymispisteeseen**; sisältää mahdollisen yhteisen liittymiskaapelin tai - johdon ja muita laitteita.

Kaikki muut määritelmät ovat IEC-standardin mukaisia.

3. Liittymissäntöjen laajuus

Näiden sääntöjen vaatimukset koskevat kaikkia pohjoismaiseen voimajärjestelmään liitettyjä **tuulipuistoja**¹.

Kaikki mainitut vaatimukset on täytettävä **Liittymispisteessä**.

¹ Järjestelmävastaava päättää kussakin tapauksessa, pitääkö alle 100 MW:n tuulipuistojen täyttää kaikki vaatimukset vai voidaanko ne vapauttaa joistakin vaatimuksista sen perusteella, mikä vaikutus niillä on yhteispohjoismaisen järjestelmän käyttöön ja käyttövarmuuteen.

4. Pätötehon säätö

Tuulipuiston pätothon tuotantoa on pystyttävä säätämään. Seuraavat säätötoiminnot on oltava käytettävissä:

- Toiminnassa olevan tuulipuiston pätothon tuotannon ylärajaa on pystyttävä säätämään. Säädettävällä ylärajalla voidaan varmistaa, että pätothotuotanto, joka mitataan 10 minuutin keskiarvoina, ei ylitä määriteltyä tasoa. Ylärajaa on pystyttävä muuttamaan kauko-ohjauksella. Ylärajan asettelu on voitava antaa ± 5 % tarkkuudella alueella 20 - 100 % tuulipuiston nimellistehosta.
- Pätothon tuotannon muutosnopeutta on pystyttävä ohjaamaan. **Tuulivoimalan** pätothon tuotannon nostonopeutta on pystyttävä rajoittamaan 10 % nimellistehosta minuutissa (suuremmasta tuulennopeudesta tai muutetusta suurimmasta pätothorajasta johtuva tuotannon nousu). Mikäli tuulen voimakkuus heikkenee nopeasti, alaspäin tapahtuvaa pätothon ohjausta koskevia vaatimuksia ei ole, mutta mikäli pätothon yläraja lasketaan, muutosnopeus saa olla enintään 10 % nimellistehosta minuutissa.
- Nopea alassäätö. **Tuulivoimalan** pätothoa on pystyttävä säätämään alaspäin 100 prosentista 20 prosenttiin nimellistehosta alle viidessä sekunnissa. Tätä toimintoa tarvitaan voimajärjestelmän suojaukseen. Voimajärjestelmän stabiilisuuden säilyttämiseksi pätothon palauttaminen takaisin nopeasti alassäädön jälkeen on oltava mahdollista. Tämän vuoksi **tuulipuiston tuulivoimaloiden** irtikytkemistä ei voida käyttää vaatimuksen täyttämiseen².
- Taajuussäätö. **Tuulivoimalan** pätothon tuotantoa on pystyttävä säätämään automaattisesti järjestelmätaajuuden mukaan. Säädön on toimittava verrannollisesti taajuuspoikkeamaan, ja säädössä on oltava kuollut alue. Järjestelmävastaava antaa yksityiskohtaiset asetukset.

² Jos järjestelmässä on vain muutama tuulivoimala, tämä ei ole suuri ongelma. Tuulivoimaloiden odotetaan kuitenkin pysyvän toiminnassa 20 vuotta tai pidempäänkin ja kansainvälinen suuntaus on, että tuulivoimalat tuottavat ajoittain yhä suuremman osan kokonaissähkötuotannosta. Tästä voi tulla ongelma tulevaisuudessa, jos siihen ei puututa ajoissa.

5. Loistehokapasiteetti

Tuulipuistolla on oltava riittävä loistehokapasiteetti³, jotta tuulivoimalaa voidaan käyttää nollaloisteholla verkkoon päin mitattuna liittymispisteestä, kun jännite ja taajuus ovat normaaleilla toiminta-alueilla. Katso alue A kohdan 7 kuvassa 1.

6. Loistehon säätö

Tuulipuiston loistehotuotantoa on pystyttävä säätämään jommalla kummalla seuraavista tavoista järjestelmävastaavan vaatimusten mukaisesti:

1. **Tuulipuiston** loistehon siirtoa siirtoverkkoon on pystyttävä säätämään. Säädön tulee olla jatkuvaa ja automaattista. **Tuulipuiston** loistehon siirto siirtoverkkoon on pidettävä pienenä⁴ riippumatta pätötehon tuotannosta.
2. **Tuulipuiston** on pystyttävä automaattisesti säätämään loistehon tuotantoaan liittymispisteen jännitteen mukaan jännitteen säätämiseksi.

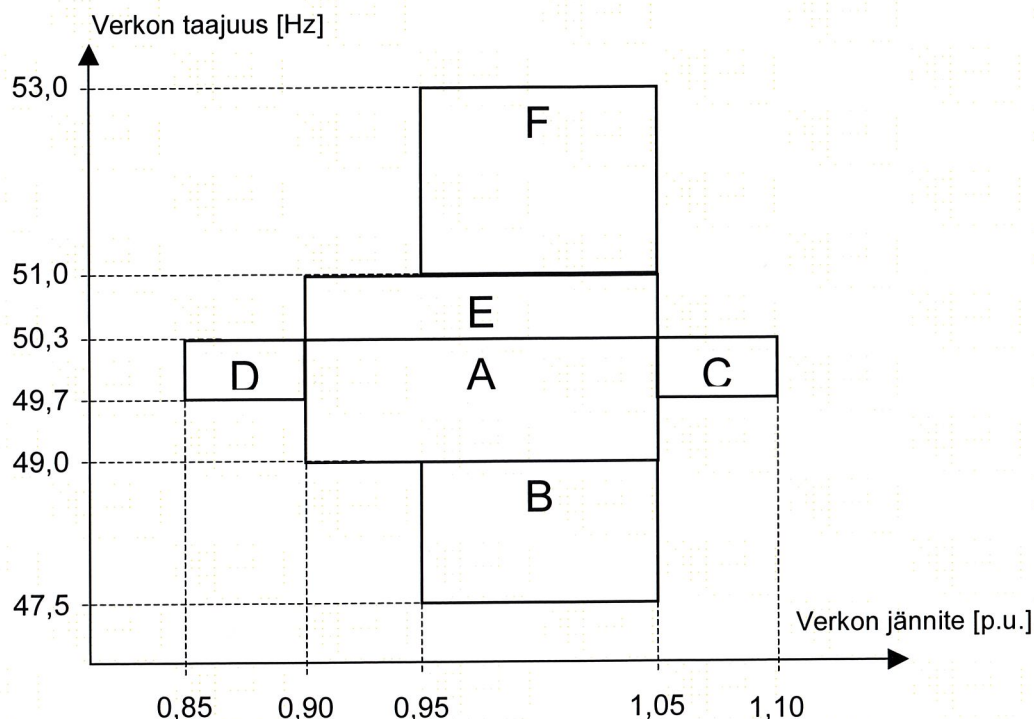
Järjestelmävastaava toimittaa loistehon säätöjärjestelmän yksityiskohtaiset asetukset.

³ Loistehokapasiteettia ei tarvitse varata jokaiseen tuulivoimalaan, vaan se voidaan varata yhteen tai useampaan erilliseen laitteeseen, jotka on liitetty voimajärjestelmään samassa liittymispisteessä tuulivoimaloiden kanssa.

⁴ Järjestelmävastaava määrittää hyväksyttävän rajan paikallisten järjestelmäolosuhteiden perusteella.

7. Mitoitusjännite ja -taajuus

Tuulipuiston on täytettävä seuraavassa kuvassa esitetyt järjestelmävaatimukset:



Kuva 1. Jännitettä ja taajuutta koskevat vaatimukset. Järjestelmävastaava määrää p.u. jännitteen referenssiarvon.

Kun jännite ja taajuus ovat kuvassa esitetyjen suorakulmioiden sisällä, sovelletaan seuraavia vaatimuksia:

A: Normaali jatkuva käyttö. Voimajärjestelmän jännitteen ja taajuuden vuoksi ei sallita pätötehon tai loistehon alentumista.

B: Vähintään 30 minuutin keskeytymätön käyttö. Pätötehon tuotannon sallitaan alenevan taajuuden lineaarisena funktiona 0 % alenemasta taajuudella 49,0 Hz 15 % alenemaan taajuudella 47,5 Hz.

C: Vähintään 60 minuutin keskeytymätön käyttö. Pätötehon tuotanto voi alentua 10 %.

D: Vähintään 60 minuutin keskeytymätön käyttö. Pätötehon tuotanto voi alentua 10 %.

E: Vähintään 30 minuutin keskeytymätön käyttö. Mahdollinen pätötehon tuotanto voi laskea vähän. (Tällaisten käyttöolosuhteiden kokonaiskesto on normaalisti enintään 10 tuntia vuodessa.)

F: Vähintään 3 minuutin keskeytymätön käyttö. Pätötehon tuotanto voi laskea, mutta voimaloiden tulee pysyä kytkettynä voimajärjestelmään.

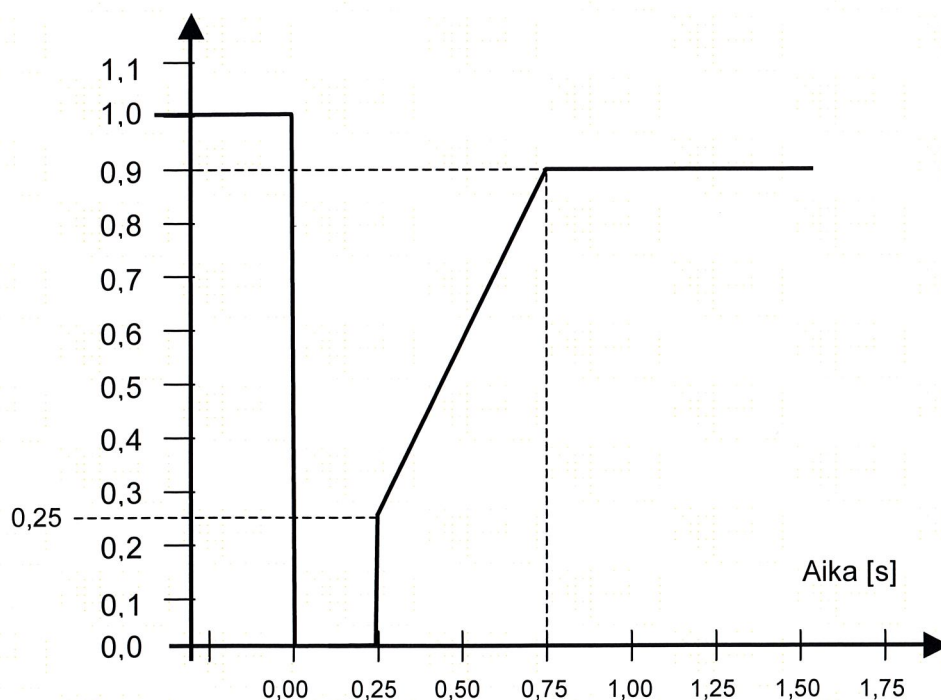
8. Verkkohäiriöiden aikaiset käyttöominaisuudet

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

- **Tuulipuiston** ja **tuulipuistossa olevien tuulivoimaloiden** on pysyttävä kytkettynä voimajärjestelmään ja jatkamaan toimintaansa yhteispohjoismaisen siirtojärjestelmän mitoittavien vikojen aikana ja niiden jälkeen. Kullakin alueella järjestelmävastaava määrittää, mitkä osat sen voimajärjestelmästä kuuluvat yhteispohjoismaiseen siirtojärjestelmään. (Tämä määräytyy yleensä jännitetason perusteella ja riippuu rinnakkainkäytöstä korkeimpien jännitetasojen kanssa. Kyseinen jännitetaso on aina yli 100 kV.)
- **Tuulipuisto** voi irrota voimajärjestelmästä, jos jännite liittymispisteessä häiriön aikana tai sen jälkeen laskee seuraavassa kuvassa 2 esitettyjen tasojen alle⁵.

Vika-aika, jonka aikana liittymispisteen jännite voi olla nolla, on 250 millisekuntia. Jännite tuulivoimalan generaattorin liittimissä on korkeampi blokkimuuntajan ja verkon impedanssin vuoksi.

Verkon jännite [p.u.]



Kuva 2. Siirtoverkon vian aiheuttama jännitekuoppa liittymispisteessä, joka tuulipuiston tulee kestää irtoamatta verkosta. Jännitteen suhteellisarvo 1,0 on jännite ennen häiriötä.

⁵ Jännitteen nousuaika riippuu merkittävästi paikallisista voimajärjestelmän ominaisuuksista eli oikosulkutehosta. Järjestelmävastaava voi käyttää omalla alueellaan erilaista käyrää riittävän käyttövarmuuden takaamiseksi.

9. Käynnistäminen ja pysäyttäminen

Tuulipuisto suositellaan suunniteltavaksi siten, että **tuulipuiston tuulivoimalat** eivät pysähdy yhtä aikaa suuren tuulennopeuden vuoksi.

10. Kauko-ohjaus ja mittaukset

Tuulipuiston kauko-ohjaus tietoliikenneyhteyksien avulla tulee olla mahdollista. Ohjaukset ja mittaukset pitää olla järjestelmävastaavan käytettävissä, mikäli näin vaaditaan.

Kunkin alueen järjestelmävastaava määrittää vaadittavat mittaukset ja muut tarvittavat tiedot, jotka **tuulipuistosta** tulee toimittaa.

11. Testausvaatimukset

Järjestelmävastaavan kanssa sovitaan erillisistä kokeista, jotka on tehtävä ennen **tuulivoimalan** tai **tuulipuiston** käyttöönottoa. Koeohjelmassa dokumentoidaan **tuulivoimalan** tai **tuulipuiston** kyky täyttää näiden liittymissäntöjen vaatimukset.

Tuulivoimalan tai **tuulipuiston** simulointimalli tulee toimittaa järjestelmävastaavalle osana koeohjelmaa. Malli on toimitettava järjestelmävastaavan määrittämässä muodossa, ja siinä on esitettävä **tuulivoimalan** tai **tuulipuiston** ominaisuudet sekä tehonjako- että dynaamiikkalaskentaa varten. Mallia käytetään suunnittelussa ennen **tuulivoimalan** tai **tuulipuiston** käyttöönottoa, ja mallin oikeellisuus tulee varmentaa **tuulivoimalan** tai **tuulipuiston** käyttöönottokokeiden yhteydessä.