

# Alueverkon saarekekäytön mallinnus

18.05.2017 S. Kauppinen / H. Tulomäki

## Sisällys

Tutkimustyön tausta.....	1
Verkon mallinnus.....	2
Sähkön laatu saarekekäytössä ja VJV-vaatimukset .....	2
Simulaatiot.....	2
Simulaatio 1 .....	2
Simulaatio 2 .....	4
Simulaatio 3 .....	4
Simulaatio 4 .....	5
Simulaatio 5 .....	6
Simulaatio 6 .....	6
Verkon viat.....	7
Yhteenvedo .....	8

## Tutkimustyön tausta

Tämä on julkiseen käyttöön tehty tiivistelmä Vaasa Energy Instituten Olavi Mäkisen laatimasta raportista. Alkuperäinen luottamuksellinen raportti tehtiin vuonna 2016 JE-Siirto Oy:n tilauksesta ja sisältää 112 sivua sekä 304 kuvaa.

Viime vuosien aikana toimitusvarmuus on nostettu tärkeäksi kriteeriksi sähköverkkoja tarkastellessa. Yksi osa korkean toimitusvarmuuden saavuttamisessa on suurhäiriöihin varautuminen. Tilanteessa, jossa on valtakunnallinen häiriö sähkönjakelussa, muodostuu alueverkon saareke äärimmäisen tärkeäksi. Alueverkolla saadaan syötettyä Jyväskylän Energian jakelualue sekä lähialueita, ja näin turvattua yhteiskunnalle tärkeiden toimintojen jatkuminen kantaverkon häiriöstä huolimatta.

Simulaatioissa tutkittiin tilannetta, jossa 110 kV alueverkko irtautuu kantaverkosta ja jää saarekekäyttöön. Irtautumishetken yhteydessä oletetaan, että alueverkko menettää sähkönsä, mutta alueverkkoon liitetty CHP-voimalaitos jää omakäytölle. Simulaatioissa selvitettiin kuormitusportaot, joilla kuormille voidaan sähkönsyöttö palauttaa. Saarekekäytöllä tarkoitetaan tässä yhteydessä tilannetta, jossa alueverkko on erossa kantaverkosta. Saarekeverkon ainoa syöttöpiste on alueen CHP-laitos, joka vastaa saarekkeen taajuuden ja 110 kV alueverkon jännitteensäädöstä. Tutkimuksen ulkopuolelle jätettiin saarekeverkon tahdistus yhteen kantaverkon kanssa.

Laskelmissa käytetään hyväksi aikaisemmassa tutkimusprojektissa toteutettua 110/20 kV alueverkon mallia, jota täydennetään CHP-voimalaitoksen mallilla. Näiden lisäksi tutkittiin sähköjärjestelmän suojausien toimintaa vikatilanteissa. Alueverkko on osittain vasta suunnitteluasteella, joten alueverkko

simuloitiin useilla mahdollisilla eri verkkomuodoilla. Näin simulointituloksia voidaan hyödyntää 110 kV alueverkon yleissuunnittelussa. Raportin tulosten pohjalta voidaan toteuttaa sellainen verkkomuoto, että 110 kV saarekekäyttö on mahdollista.

## Verkon mallinnus

JE-Siirto toteutti vuonna 2015 Vaasa Energy Institutin kanssa simulointityön, jossa selvitettiin voimalaitoksen päämuuntajan kytkemisen aiheuttamia kytkentäilmiöitä. Tätä työtä varten mallinnettiin alueverkko, päämuuntajat ja keskijänniteverkko. Mallinnusta hyödynnettiin saarekekäytön simuloinneissa. Simulointimallissa 110 kV voimajohdot ja kaapelit mallinnettiin Pii-sijaiskytkennällä. Saarekekäyttöä varten malliin lisättiin CHP-voimalaitos. Malli käsitti viisi sähköasemaa ja CHP-voimalaitoksen.

Voimalaitoksen malli koostui viidestä osasta:

- Generaattori
- Jännitteensäätäjä
- PSS (lisästabilointi)
- Turbiininsäätäjä
- Kattilan tehonrajoitus

Voimalaitoksen mallintamista varten tarvittiin runsaasti tietoa laitoksen rakennustavasta sekä ohjauslogiikasta. Voimalaitoksesta ei ollut käytettävissä kaikkia malliin tarvittuja tietoja, joten alan kirjallisuuden pohjalta arvioitiin voimalaitokselle sopivat arvot. Voimalaitoksen mallin toimivuus tarkistettiin vertaamalla voimalaitoksen käyttöönottestien tuloksia mallilla simuloituihin vastaaviin testeihin.

## Sähkön laatu saarekekäytössä ja VJV-vaatimukset

Sähkön laatustandardi SFS 50160 määrittelee, millainen sähkön laadun tulee olla saarekekäytössä. Erillisverkoissa taajuuden pitää olla välillä 49 Hz ... 51 Hz 95% viikon näytteiden ajasta ja välillä 42,5 Hz ... 57.5 Hz 100% viikon ajasta. SFS 50160 määrittelee, että tapauksissa, joissa jakeluverkko ei ole liitetty yleiseen siirtoverkkoon tai erityisillä syrjäseutujen verkon käyttäjillä jännitevaihtelun ei tulisi ylittää +10 % / - 15 % sopimuksen mukaisesta jännitteestä.

VJV2013 mukaan voimalaitoksen tulee kytkeytyä onnistuneesti omakäytölle ja toimia omakäytöllä yhden tunnin ajan. Saarekekäytön verkon kytkemiseen on aikaa yksi tunti. Ennen voimalaitoksen kytkeytymistä omakäytölle turbiinin ajotapa on ns. droop säätö eli taajuusohjattu säätö. Tämän säädön vahvistuksena käytetään laitoksella arvoa 20, jolloin kantaverkon taajuuden laskiessa arvoon 47,5Hz voimalaitos tukee yhteiskäyttöverkon taajuutta nostamalla tehonsa nimellistehoon.

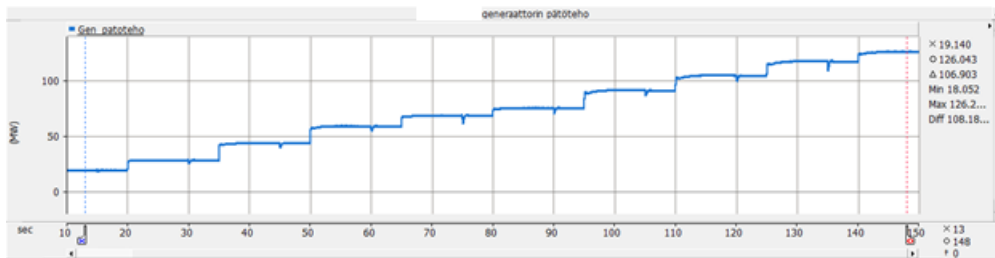
## Simulaatiot

Verkolle tehtiin kuusi erilaista simulaatiomallia, joissa verkkomalli sekä voimalaitoksen säätötapa vaihtelivat. Simulaation 4 mukaiselle verkolle simuloitiin erilaisia kolmivaiheisia vikoja.

### Simulaatio 1

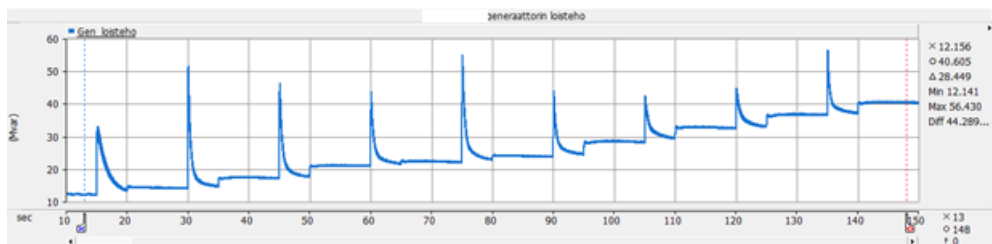
Ensimmäisessä simulaatiossa käytettiin olemassa olevaa 110 kV verkkoa, jolloin osaa asemista syötetään hyödyntäen kantaverkkoa oman alueverkon lisäksi. Simuloinnissa tyhjäkäyvän voimalaitoksen päälle kytkettiin sähköaseman päämuuntaja tyhjäkäynnille, jonka jälkeen päämuuntajan syöttämät kuormat kytkettiin kerralla päälle. Tämä toistettiin yhdeksälle eri päämuuntajalle.

Voimalaitoksen generaattorin nimellisteho on 210 MW ja saarekeverkon huippukuorma noin 140 MW. Päämuuntajien syöttämien keskijänniteverkkojen kuormitukset ovat luokkaa 10 - 20 MVA. Päämuuntajien käännykset oli asetettu huippukuormitustilanteen mukaiseen arvoon. Kuvassa 1 on generaattorin pätöteho. Kuvaajasta nähdään, miten teho on noussut kuormien kytkennän mukaisesti. Lisäksi voidaan nähdä pieni notkahdus pätötehossa ajanhetkinä, kun päämuuntaja on kytketty tyhjäkäynnille.



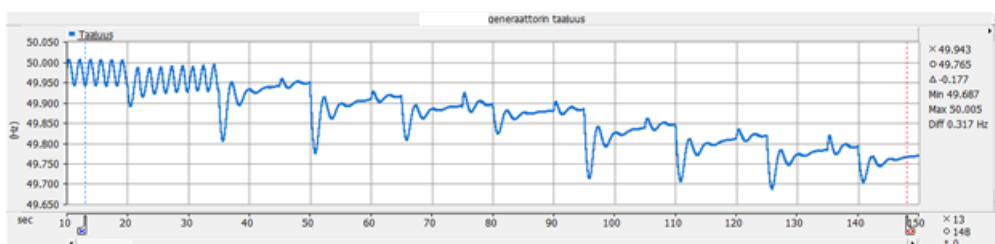
**Kuva 1 Voimalaitoksen generaattorin pätöteho simuloinnissa 1**

Kuvassa 2 on generaattorin tuottama loisteho. Kuvaajasta nähdään piikkeinä, miten päämuuntajien kytkennät vaativat paljon loistehoa.



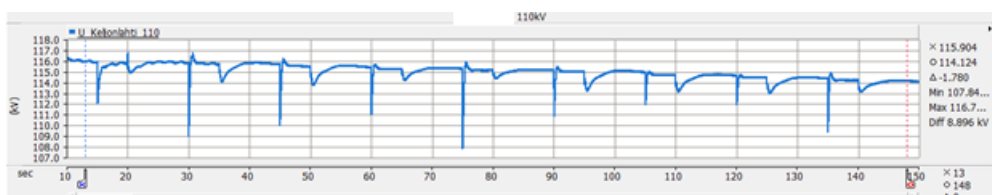
**Kuva 2 Voimalaitoksen generaattorin loisteho simuloinnissa 1**

Kuvassa 3 on saarekeverkon taajuus. Alimmillaan verkon taajuus on 49,7 Hz ja jatkuva taajuus 140 MW generaattoriteholla on 49,8 Hz.



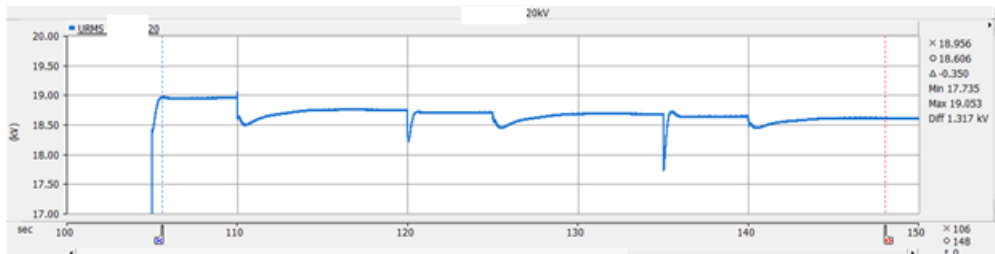
**Kuva 3 Saarekeverkon taajuus simuloinnissa 1**

Kuvassa 4 on saarekeverkon 110 kV jännite. Jännitteen kuvaajasta nähdään, miten loistehon muutokset näkyvät piikkeinä. Verkon tehon kasvaessa verkon jännite hieman putoaa.



**Kuva 4 Saarekeajossa 110 kV verkon jännite simuloinnissa 1**

Kuvassa 5 on yhden aseman 20 kV verkon jännite. Jännitteen kuvaajassa näkyy 110 kV verkon jännitteen notkahduksia vastaavat notkahdukset. Lisäksi on huomattavaa, että 20 kV verkon jännite on kuormien kytkeytymisen jälkeen liian matala. Tämä johtuu siitä, että käämikytkin on käsiajolla. Jännite korjautuu kun käämikytkin vapautetaan automaattille.

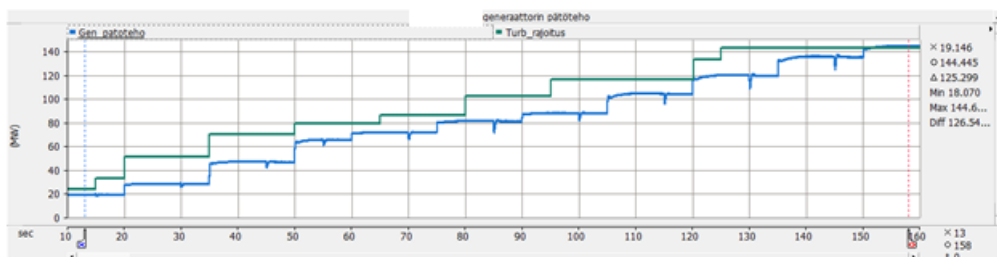


**Kuva 5 20 kV verkon jännite simuloinnissa 1**

Simulaatoriportissa on asemakohtaisesti simuloitu 110 kV verkon jännite, sekä päämuuntajakohtaisesti muuntajien tehot, virrat ja 20 kV verkon virrat.

## Simulaatio 2

Toisessa simulointimallissa rakennettiin pätkä alueverkkoa valmiiksi, jolloin suurin osa sähköasemista syötetään oman alueverkon kautta. Simulaatitilanteesta 2 eteenpäin etsittiin sitä mekaanista turbiinitehoa, joka tarvitaan syöttämään kuormien tarvitsema pätöteho. Simuloinnissa 2 sähköasemien päämuuntajat ja kuormat kytkettiin vastaavasti kuin ensimmäisessä simuloinnissa. Simuloinnin 2 tulokset ovat hyvin samantyyppiset kuin simuloinnissa 1. Kuvassa 6 on generaattorin pätöteho ja turbiinin rajoitusteho simuloinnin aikana.

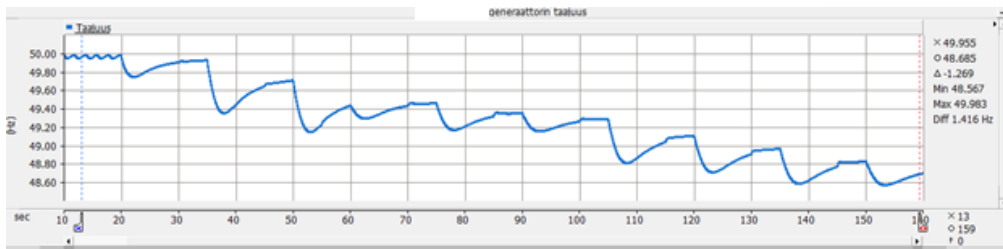


**Kuva 6 Generaattorin pätöteho ja turbiinin rajoitusteho simuloinnissa 2**

## Simulaatio 3

Kolmanteen simulointiin voimalaitoksen turbiinisäätäjän droop eli taajuusvaste asetettiin arvoon 0.05, jota käytetään kirjallisuudessa. Tällä asetuksella ja generaattorin nimellisteholla taajuus on 47.5 Hz. Turbiinin taajuusvasteen vahvistus oli 20. Verkko ja päämuuntajien kytkentäjärjestys säilyi tässä simuloinnissa ennallaan.

Simuloinnissa 3 verkko käyttäytyi kuten edellisillä simuloinneissa. Kuitenkin verkon taajuuden käyttäytymiseen tuli taajuusvasteen muutoksesta johtuen eroavaisuuksia. Verkon taajuudesta on kuva 7.

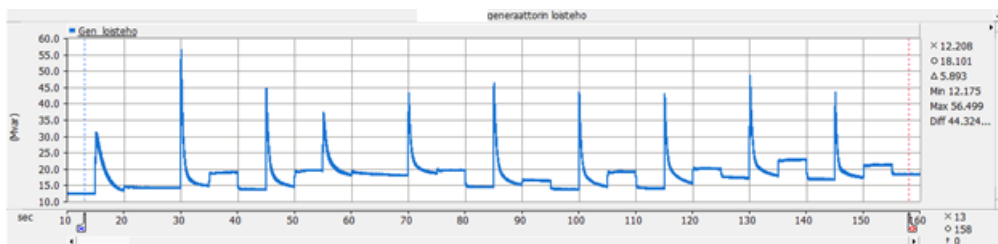


**Kuva 7 Verkon taajuus simuloinnissa 3**

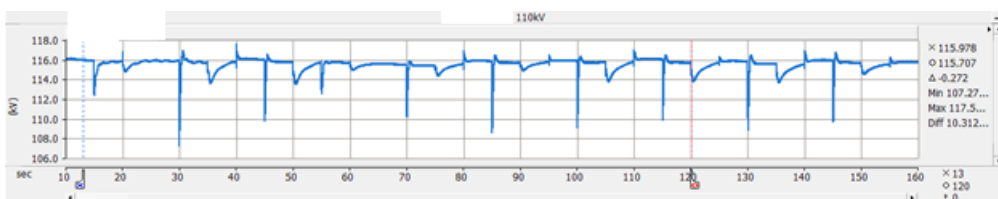
## Simulaatio 4

Neljännessä simuloinnissa verkkoon kytkettiin yksi päämuuntaja lisää. Lisäksi verkkoon kytkettiin keskijännitepuolelle tähteen kytkettyjä kompensointikondensaattoreita yhteensä 31.5 Mvar. Voimalaitoksen turbiinisäätäjän taajuusvasteen vahvistus oli 100.

Kondensaattorien kytkentä aiheutti verkkoon kytkentäilmiöitä, jotka näkyvät kuvassa 8. Kondensaattorien tuottaman tehon takia generaattorin tuottama loisteho pieneni, jolloin 110 kV verkossa siirretty loisteho pieneni ja 110 kV jännite säilyi korkeamana. 110 kV verkon jännite voimalaitoksella on kuvassa 9. Käytännössä jännite oli sama koko alueverkossa.

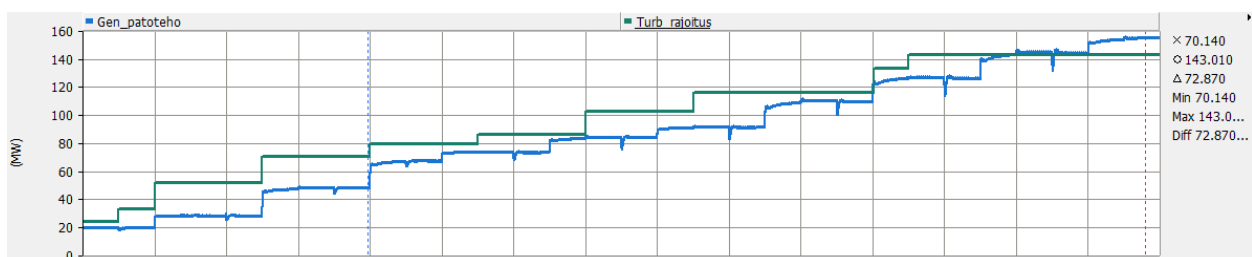


**Kuva 8 Generaattorin tuottama loisteho simuloinnissa 4**



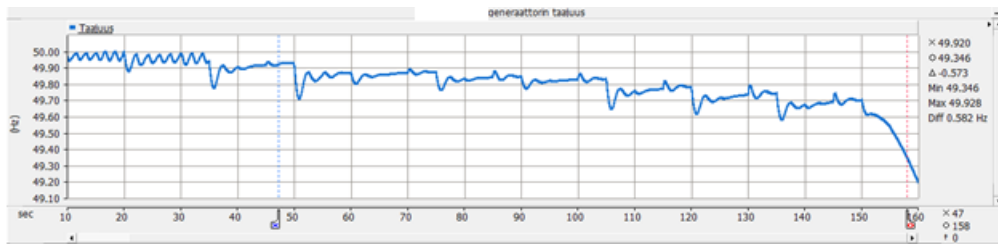
**Kuva 9 110 kV verkon jännite simuloinnissa 4**

Simuloinnissa tarvittava pätöteho kasvoi suuremmaksi kuin generaattorin turbiinin tehonrajoitus. Tämä on esitetty kuvassa 10.



**Kuva 10 Simuloinnissa 4 generaattorin tuottama teho**

Koska turbiinista ei saatu verkon vaatimaa pätötehoa, alkoi verkon taajuus laskea. Tämä näkyy kuvassa 11.

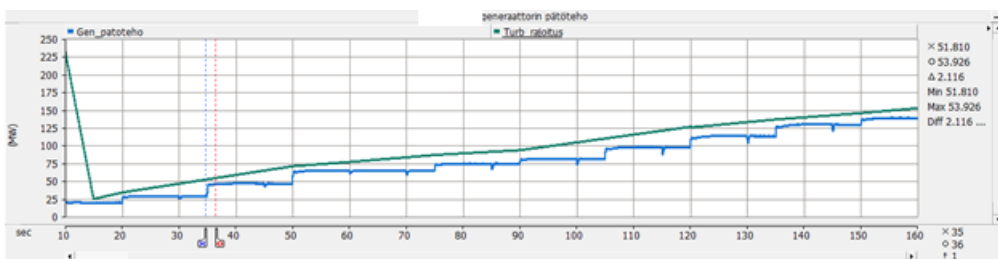


**Kuva 11 Generaattorin taajuus simuloinnissa 4**

Simuloinnissa 4 kondensaattorien ja päämuuntajien kytkentä aiheutti asemien 20 kV jännitteisiin hetkellisiä piikkejä. Keskijänniteverkkojen jännite vakiintui kaikilla asemilla lähellä 21 kV arvoa.

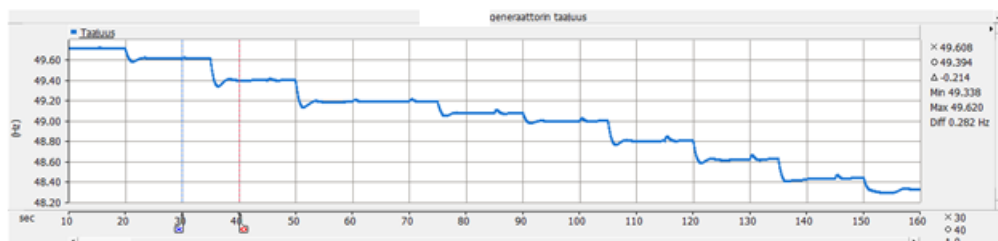
### Simulaatio 5

Simulaatiossa 5 käytettiin samaa verkkomallia kuin edellisessä simuloinnissa, mutta kondensaattoreita ei kytketty verkkoon. Voimalaitokselle tehtiin uusi kierrosnopeussäätäjä, jota voidaan käyttää droop tai zero-droop –asetuksilla. Droopin arvoksi asetettiin 5%, jolloin vahvistus on 20. Simuloinnissa 5 käytettiin pelkästään droop-säätäjää. Kuvassa 12 on generaattorin tuottama pätöteho ja turbiinin tehonrajoitus. Turbiinin tehonrajoitus on määritetty sillä periaatteella, että kuormitusta lisättäessä tehoreservi on 5 MW suurempi kuin sähköverkon arvioitu pätötehontarve.



**Kuva 12 Generaattorin pätöteho ja turbiinin tehonrajoitus simulaatiossa 5**

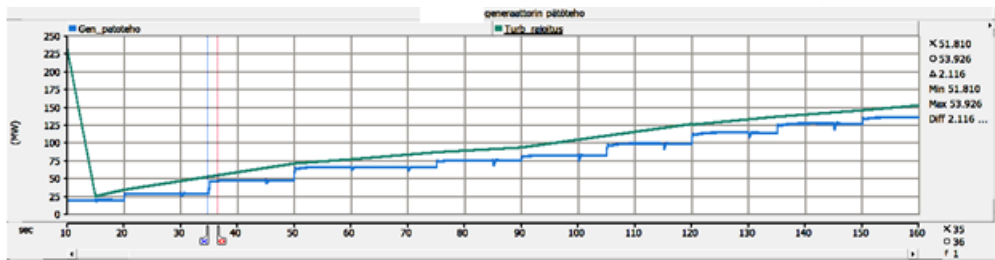
Kuvassa 13 on verkon taajuus, joka putoaa arvoon 48,3 Hz tehon kytkennän jälkeen, taajuussäätäjä toimii siis oletetulla tavalla.



**Kuva 13 Verkon taajuus simulaatiossa 5**

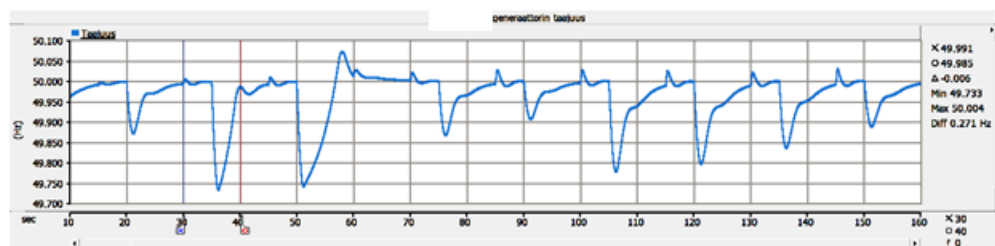
### Simulaatio 6

Simulaatiossa 6 käytettiin simulaation 5 kierrosnopeussäätäjää zero-droop –asetuksella, jolloin verkon taajuuden pitäisi palautua arvoon 50 Hz kuormitusmuutosten jälkeen. Simulointimalli säilyi muuten ennallaan verrattuna simulointiin 5. Kuvassa 14 on generaattorin pätöteho ja turbiinin tehonrajoitus.



**Kuva 14 Generaattorin pätöteho ja turbiinin tehonrajoitus simulaatiossa 6**

Kuvassa 15 on verkon taajuus. Kytkennät aiheuttavat taajuuteen pieniä muutoksia, mutta kierrosluvun säätäjä korjaa taajuudeksi 50 Hz.



**Kuva 15 Generaattorin taajuus simulaatiossa 6**

Turbiineja ei saa käyttää kuin lyhyitä aikoja nimellistaajuuden ulkopuolella, joten saarekekäytössä on tärkeää käyttää zero-droop asettelua.

## Verkon viat

Verkkoon simuloitiin erilaisia kolmivaiheisia vikoja generaattorin navoissa, 20 kV verkossa sekä 110 kV verkossa. Viat simuloitiin eri hetkille saarekeverkon muodostumista. Vikojen simulointia varten generaattorille mallinnettiin kattomagnetoinnin rajoitus, joka rajoittaa kattomagnetointia vian keston suhteen. Turbiinin kierroslukusäätäjälle käytettiin Zerodroop –asetusta. Yksivaiheisia vikoja ei käsitelty.

### 20 kV verkon viat

20 kV verkon vikavirta on vähintään 4kA, joka näkyy 110 kV puolella vähintään 0,789 kA, mutta enintään 1,164 kA tehollisena vikavirtana. Voimalaitoksen suojauskaavion perusteella 110 kV johtolähtöjen tai generaattorin suojat eivät laukea 20 kV verkon vikatilanteissa. Pitkissä vioissa generaattorin jänniterajat voivat hälyttää, mutta verkon suojaus toimii ennen generaattorin suojausta. Vikojen aiheuttamat taajuusmuutokset eivät aiheuta suojausten havahtumista voimalaitoksella. 20 kV verkon suojaukset toimivat saarekekäytössä normaalisti.

### 110 kV verkon viat

Voimalaitoksen 110 kV johtolähdön ylivirtasuojaus toimii simulointien perusteella silloin, kun sen pitäisi toimia. Generaattorin ylivirtasuojaus toimii, mikäli 110 kV johtolähdön suojaus ei jostain syystä toimi. Vikojen aikaiset taajuudenmuutokset eivät aiheuta suojausten havahtumista.

## Yhteenveto

Tutkimusraportissa tarkasteltiin 110 kV alueverkon käyttömahdollisuutta yhteistuotantovoimalaitoksen syöttämä saarekeverkkona. Tarkastelun lähtötilanteena oletettiin, että kantaverkon vika aiheuttaa CHP-laitoksen irtaantumisen verkosta ja kytkeytymisen onnistuneesti omakäytölle. Tutkimuksessa esitettyjen mallinnuksien ja simulointien valossa saarekekäyttö on mahdollista, kunhan yhteistuotantolaitosta ja verkkoa käytetään oikein.

Mallinnuksella arvioitiin, millaisin kuormitusportain saarekeverkon muodostus voidaan toteuttaa. Selvittelyjen jälkeen päädyttiin siihen, että alueverkkoon päämuuntajat kytketään voimalaitoksen generaattorin kuormitukseksi yksitellen ensin tyhjäkäynnille, jonka jälkeen muuntajan kuormat kytketään kerralla. Päämuuntajat on kytkettävä yksitellen, koska kytkentävirta aiheuttaa lyhytaikaisen alijännitteen ja pienen ylijännitteen, kun kytkentävirta vaimenee pois.

Laskelmia saarekeverkon muodostamisessa tehtiin Droop vahvistuksella 100 ja 20. Laskelmat osoittivat, että mikäli Droop on 20, niin verkon taajuus laskee arvoon 48,3 Hz. Tämä alittaa SFS50160 standardin vaihtelualan, joten saarekeverkkoa ei voida ajaa Droop säädöllä käyttäen vahvistuksena arvoa 20. Saarekeverkon ajotavalla Zerodroop kytkentäilmiöiden tasoituttua taajuus palautuu arvoon 50 Hz. Zerodroop -säädöllä taajuus pysyy lyhytaikaisestikin välillä 49,75 Hz ... 50,05 Hz. Tähän taajuuspoikkeamaan päästään, kun huolehditaan siitä, että turbiinista saadaan mekaanista tehoa vähintään 5 MW enemmän kuin kuorman kytkentä lisää generaattorin sähkötehon tarvetta.

Keskijänniteverkon jännitetaso saadaan hyvän sähkön laadun kriteerien mukaiseksi generaattorin jänniteohjeen ja käämikytkimien avulla.

Keskijänniteverkkoihin mallinnettiin sähköasemille rinnakkaiskompensointikondensaattorit. Laskelmin selvitettiin, mikä vaikutus kondensaattoreilla on jännitetasoihin ja generaattorin loistehokuormitukseen. Pienempien kompensointiparistojen 3 Mvar vaikutus vastasi yhtä käämikytkimen askelta ja vastaavasti suurempien paristojen 6 Mvar kahta askelta. Generaattorin loistehokuormitus pieneni paristojen tuottamalla loistehomäärällä arvosta 40 Mvar arvoon 15 Mvar.

Vikojen tarkasteluilla selvitettiin, toimivatko suojaukset selektiivisesti. Pitkäkestoisissa vioissa keskijänniteverkon suojaukset toimivat suunnitellun mukaisesti, eli sähköaseman keskijänniteverkon syöttökennon ja lähdon suojaukset toimivat ennemmin voimalaitoksen ylivirtasuojauksia. Pitkäkestoisissa vikatilanteissa verkon jännite laskee, mutta generaattorin jänniteensäätäjä korjaa tilanteen ja alijännitesuojaukset eivät ehdi toimia. Vian poistumisen jälkeen verkossa on ylijännitettä, jonka generaattorin jänniteensäätäjä korjaa. 110 kV verkon vioissa voimalaitoksen ylivirtasuojaukset toimivat selektiivisesti. Lyhyiden vikojen aiheuttamat jännitekuopat eivät aiheuta suojauksen toimimista.