Aalto-yliopisto
Sähkötekniikan
korkeakoulu

Automaation ja sähkötekniikan maisteriohjelma

Verkkoa luovien sähkövarastojen vaikutus voimajärjestelmän stabiiliuteen

Juuso Määttä

Diplomityö
2025

© 2025.

Tämä teos on lisensoitu Creative Commons “Nimeä-EiKaupallinen-JaaSamoin 4.0 Kansainvälinen” -käyttöluvalla.

Aalto-yliopisto
Sähkötekniikan korkeakoulu

Tekijä Juuso Määttä

Työn nimi Verkkoa luovien sähkövarastojen vaikutus voimajärjestelmän stabiiliuteen

Koulutusohjelma Automaatio ja sähkötekniikka

Pääaine Säätö, Robotiikka ja Autonomiset järjestelmät

Työn valvoja Prof. Janne Seppänen

Työn ohjaaja DI Olli-Pekka Janhunen

Yhteistyötaho Fingrid Oyj

Päivämäärä 17.09.2025 **Sivumäärä** 82+6 **Kieli** suomi

Tiivistelmä

Suomen sähköntuotanto on kasvavissa määrin suuntaajakytketyn tuotannon varassa, minkä vuoksi suuntaajalähtöisen stabiiliuden ilmiöt vaikuttavat merkittävästi voimajärjestelmän stabiiliuteen. Suuntaajien verkkoa luovalla säädöllä voidaan ylläpitää voimajärjestelmän stabiiliutta perinteisten tahtikoneiden kaltaisesti, mikä mahdollistaa siirtymisen täysin suuntaajavaltaiseen järjestelmään. Ensimmäisten joukossa maailmassa Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj vaatii verkkoa luovaa säätöä yli 10 MW:n sähkövarastoilta. Tässä diplomityössä tutkitaan verkkoa luovien sähkövarastojen kykyä parantaa tuulivoiman suuntaajalähtöistä stabiiliutta Suomen voimajärjestelmässä.

Verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikykyä tutkitaan simuloimalla kahdella Suomen voimajärjestelmää mallintavalla verkkomallilla, käyttäen laitevalmistajien malleja tuulivoimalaitosten ja sähkövarastojen osalta. Simuloinneilla tutkitaan sähkövarastolaitosten sekä hybridipuistojen sähkövarastojen stabilointikykyä akkujen latauksen ja purun eri toimintapisteissä sekä sähkövarastojen sijainnin vaikutusta stabilointikykyyn. Lisäksi tilanteita tarkastellaan myös impedanssiskannausten avulla.

Tulosten perusteella verkkoa luovat sähkövarastot kykenevät stabiloimaan tuulivoimaa omaan tehonsa nähden moninkertaisesti suuntaajalähtöisen stabiiliuden näkökulmasta. Sähkövarastojen toimintapiste akkujen latauksen ja purun välillä vaikuttaa niiden stabilointikykyyn selkeästi, stabilointikyvyn ollessa heikoimmillaan sähkövaraston purkaessa akkujansa täydellä teholla. Stabilointikykyyn ei vaikuta merkittävästi sijaitseeko sähkövarasto verkon solmukohdassa vai sivussa solmukohdista, mutta stabiloiva vaikutus heikkenee etäisyyden myötä. Osana hybridipuistoa sähkövarastolla on merkittävästi parempi stabilointikyky kuin erillisellä sähkövarastolaitoksella.

Työssä tehtyjen impedanssiskannausten perusteella stabiiliuden kannalta kriittiset taajuudet tulevat vahvasti esiin impedanssiskannauksissa, mutta suuntaajakytketyn laitoksen stabiiliuden rajan tarkka määrittely impedanssiskannauksella on haastavaa.

Työn tulosten perusteella on ilmeistä, että verkkoa luovat sähkövarastot parantavat voimajärjestelmän suuntaajalähtöistä stabiiliutta tehokkaasti aina ollessaan kytkettyinä sähköverkkoon. Sähkövarastojen stabiloivan vaikutuksen tehostamiseksi niitä tulisi rakentaa lähelle suuntaajakytkettyä tuotantoa.

Avainsanat Verkkoa luova säätö, Verkkoa luovat suuntaajat, Sähkövarastot, Suuntaajavaltainen järjestelmä, Suuntaajalähtöinen stabiilius

Aalto University
School of Electrical Engineering

Author Juuso Määttä

Title The stability effects of grid-forming battery energy storage systems in Finnish power system

Degree programme Automation and Electrical Engineering

Major Control, Robotics and Autonomous Systems

Supervisor Prof. Janne Seppänen

Advisor M.Sc (Tech.) Olli-Pekka Janhunen

Collaborative partner Fingrid Oyj

Date 17.09.2025 **Number of pages** 82+6 **Language** Finnish

Abstract

Finnish electricity production is increasingly dependent on inverter-based resources (IBR), which is why converter-driven stability phenomena have a significant impact on the stability of the power system. Grid-forming control (GFM) enables converters to support the stability of the power system in a similar way to synchronous machines. With GFM it is possible to maintain power system stability with high IBR penetration. Among the first in the world, Fingrid Oyj, the transmission system operator in Finland, requires GFM from new battery energy storage systems (BESS) of more than 10 MW. This master's thesis investigates the ability of GFM BESS to improve the converter-driven stability of wind power in the Finnish power system.

The stabilization capability of GFM BESS is studied by simulating two grid models of the Finnish power system using original equipment manufacturers' models for wind turbines and BESS. The simulations examine the stabilization capability of separate BESS and BESS within hybrid wind parks at different operating points of battery charging and discharging, and the effect of the location of BESS to the stabilization capability. The simulation scenarios are also examined using impedance scans.

Based on the simulation results, GFM BESS is able to improve converter-driven stability of wind power multiple times more than its own nominal power. The operating point of BESS between battery charging and discharging clearly affects their stabilization capability, it being weakest when the BESS is discharging its batteries at full power. The stabilization capability is not significantly affected by whether the BESS is located at a central node of the grid or away from the nodes, but the stabilizing effect weakens with distance. A BESS in a hybrid park has better stabilization capability than a separate BESS. Based on the impedance scans performed in the work, frequencies critical for stability are highlighted well in the impedance scans, but accurately defining the stability limit of IBR using impedance scans is challenging.

Based on the results of the simulations, it is clear that GFM BESS effectively supports the converter-driven stability of the power system whenever they are connected to the grid. To effectively stabilize the power system GFM BESS should be built close to wind and solar power facilities.

Keywords Grid-forming converters, GFM, BESS, IBR, Converter-driven stability

Esipuhe

Vahvalla tuella ja selkeillä tavoitteilla on helppoa saada hyvää jälkeä aikaan. Olen tyytyväinen tämän työn työstämisen kulkuun ja erityisesti siihen, kuinka hyvin apua ja tukea olen prosessin aikana saanut. Muutama mutka oli matkassa, mutta työ eteni miellyttävän jouhevasti alusta alkaen. Diplomityötä tehdessä olen oppinut valtavasti sähköstä, voimajärjestelmistä ja ennen kaikkea verkkosuuntaajista.

Mitä lämpimimmät kiitokseni kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:lle, valvojalleni Jannelle sekä koko ohjausryhmälleni. Erityinen kiitos ohjaajalleni Olli-Pekalle asiantuntevasta ja kattavasta tuesta, jota oli tarjolla koko diplomityön kirjoituksen ajan.

Haluan lisäksi kiittää polyteekkariyhteisöä siitä, että se on kasvattanut minusta aktiivisen ja osallistuvan kansalaisen. Kiitokset Automaatio- ja systeemitekniikan killalle sekä Aalto-yliopiston ylioppilaskunnalle mahdollisuudesta osallistua, ottaa vastuuta, oppia ja kasvaa ihmisenä. Näissä yhteisöissä minut on otettu aina avosylin vastaan sekä tarjottu päätä pyörryttävä määrä kokemusta. Kiitokset L-salin väelle optimistisen mielen säilyttämisestä. Ennen kaikkea, sydämeni pohjasta kiitokset Teekkarijaostolle, joka on tuonut elämääni tärkeimpiä ystäviäni, valanut sieluuni loputtoman uskon yhdessä tekemiseen sekä opettanut luottamaan toisiin kuin itseeni.

Aikani Otaniemessä on tarjonnut minulle ainutlaatuisen mahdollisuuden näkeä, kokea ja fasilitoida uniikkeja, jopa historiallisia, hetkiä. Tämä kuitenkin kalpenee sen rinnalla, että olen päässyt työskentelemään uskomattoman nohevien ja vilpittömien ihmisten kanssa, jotka aina tilaisuuden tullen tarttuvat auliisti toimeen sekä hymyssä suin ottavat työläimmänkin vastuun kannettavakseen. Kiitollisuuteni siitä, että olen päässyt tällaisiin ihmisiin tutustumaan pistää minut nöyräksi. Haikein mielin jään kaipaamaan Otaniemen kulttuuria ja sen ihmisiä.

Lopuksi kiitokset myös Teemu Koskimäelle siitä, että sytytit sisälleni liekin, joka sammumatta ylläpitää uskoani parempaan tulevaisuuteen. Kiitokset perheelleni ja muille elämäni tärkeimmille henkilöille tuesta ja yhteisistä vuosista, joita opintojen parissa on kertynyt useita.

Pro rebus felicibus!

Tekniikan kehdossa,
Otaniemessä
17.09.2025

Juuso Määttä

Sisällysluettelo

Tiivistelmä **3**

Tiivistelmä (englanniksi) **4**

Esipuhe **5**

Sisällysluettelo **6**

Symbolit ja lyhenteet **8**

1 Johdanto **10**
1.1 Työn tausta 10
1.2 Tavoitteet ja rajaukset 11
1.3 Työn rakenne 12

2 Suuntaajakytketyt laitokset **13**
2.1 Verkkosuuntaajat 13
2.2 Suuntaajakytketyt voimalaitokset 15
2.2.1 Tuulivoimalaitokset 15
2.2.2 Aurinkovoimalaitokset 16
2.2.3 Sähkövarastot 17
2.3 Suuntaajavaltainen järjestelmä 17
2.4 Verkkoa seuraavat suuntaajat 19
2.4.1 Verkkosuuntaajien säätö 19
2.4.2 Verkkoa seuraava säätö 23
2.5 Verkkoa luovat suuntaajat 24
2.5.1 Verkkoa luovan suuntaajan toiminta 24
2.5.2 Verkkoa luova säätö 26

3 Voimajärjestelmän stabiilius **29**
3.1 Tahtikoneet voimajärjestelmässä 29
3.2 Suuntaajalähtöinen stabiilius 30
3.2.1 Nopea suuntaajalähtöinen stabiilius 31
3.2.2 Hidas suuntaajalähtöinen stabiilius 32
3.2.3 Suuntaajalähtöisen stabiiliuden analysointi 33
3.3 Muut stabiiliusluokat 37
3.3.1 Kulmastabiilius 37
3.3.2 Jännitestabiilius 38
3.3.3 Taajuusstabiilius 40
3.3.4 Resonanssistabiilius 41

4 Vaatimukset verkkoa luovalle säädölle **42**
4.1 Toiminnalliset vaatimukset 42
4.2 Vaatimustenmukaisuuden testaus 45

5 Tutkimusmenetelmät **47**
5.1 Yksinkertainen EMT-verkkomalli 48
5.2 Laaja EMT-verkkomalli 50
5.2.1 Hybridipuistojen simuloinnit 52
5.2.2 Sähköasemien sähkövarastojen simuloinnit 53
5.2.3 Hajautettujen sähkövarastojen simuloinnit 54
5.3 Impedanssiskannaus 55

6 Tulokset **57**
6.1 Yksinkertaisen EMT-verkkomallin tulokset 57
6.2 Laajan EMT-verkkomallin tulokset 61
6.2.1 Hybridipuistojen simulointitulokset 63
6.2.2 Sähköasemien sähkövarastojen simulointitulokset 65
6.2.3 Hajautettujen sähkövarastojen simulointitulokset 66
6.3 Impedanssiskannauksen tulokset 67

7 Johtopäätökset **69**
7.1 Verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikyky 69
7.2 Tutkimusmenetelmien rajoitteet 70
7.3 Voimajärjestelmän stabilointi sähkövarastoilla 71
7.4 Jatkotutkimukset 73

8 Yhteenveto **74**

Viitteet **76**

A Simulointitulokset **83**
A.1 Yksinkertaisen EMT-mallin simulointitulokset 83
A.2 Laajan EMT-mallin simulointitulokset 85

Symbolit ja lyhenteet

Symbolit

δ	Tehokulma
θ	Vaihekulma
θ'	PLL-piirin määrittämä arvo verkon jännitteen vaihekulmalle
θ_g	Verkkoa luovan suuntaajan jännitteen vaihekulma
λ	Suuntaajan admittanssin ominaisarvo
ω	Kulmanopeus
ω_0	Verkon jännitteen peruskulmanopeus
ω'	PLL-piirin määrittämä arvo verkon jännitteen kulmanopeudelle
ω^*	Kulmanopeuden asetusarvo
ω_g	Suuntaajan jännitteen kulmanopeus
ω_s	Tahtikoneen tahtinopeus
D	Virtuaalisen tahtikoneen vaimennuskerroin
E_0	Suuntaajan jännitetason perusarvo
E_g	Verkkoa luovan suuntaajan sisäinen jännite
G_{CFF}	Yleistetyn statiikkasäädön siirtofunktio pätötehon takaisinkytkennälle
G_p	Siirtofunktio pätötehon säädölle
G_{PLC}	Yleistetyn statiikkasäädön siirtofunktio pätötehostatiikalle
G_q	Siirtofunktio loistehon säädölle
H	Tahtikoneen hitausvakio
$i^*_{\alpha\beta}$	Virran kompleksikonjugaatti
i^*_d	Asetusarvo suuntaajan virralle
i_{gg}	Suuntaajan virta liittymispisteessä
i_{gi}	Suuntaajan virta ennen suodatinta
i_i	Suuntaajan tasavirtapuolen virta
i_o	Suuntaajan vaihtovirtapuolen virta
J	Virtuaalinen hitausmomentti
k	Stabilointikyky
K_ω	Virtuaalisen tahtikoneen statiikkakerroin
L	Induktanssi
p	Pätötehon suhteellisarvo, p.u.
P	Voimajohdolla siirtyvä pätöteho
P^*	Asetusarvo suuntaajan pätöteholle
P_B	Sähkövarastojen pätötehokapasiteetti
p_g	Suuntaajan pätöteho
p^*_g	Suuntaajan pätötehon asetusarvon
P_e	Tahtikoneen sähköinen pätöteho
P_m	Tahtikoneen mekaaninen pätöteho
P_{max}	Suurin mahdollinen voimajohdolla siirrettävä pätöteho
P_{S0}	Stabiili tuulivoimateho ilman sähkövarastoja
P_{S1}	Simuloinnin stabiili tuulivoimateho
Q	Voimajohdon kuluttama loisteho
Q^*	Asetusarvo suuntaajan loisteholle
q_g	Suuntaajan loisteho
q^*_g	Suuntaajan loistehon asetusarvon
R	Resistanssi
S_R	Tahtigeneraattorin mitoitusteho
$tan\phi$	Loistehon suhde pätötehoon
u	Jännitteen suhteellisarvo, p.u.
U_1	Jännite voimajohdon alkupäässä
U_2	Jännite voimajohdon loppupäässä
v_α	Jännitteen α-komponentti
$v^*_{\alpha\beta}$	Jännitteen kompleksikonjugaatti
$\vec{v}_{\alpha\beta 0}$	Jännitevektori $\alpha\beta$-koordinaatistossa
v_β	Jännitteen β-komponentti
v_0	Jännitteen nollavektori
$v_{a/b/c}$	Kolmivaihesähkön vaihejännite
v_d	Jännitteen d-komponentti
V^*_{dc}	Asetusarvo suuntaajan tasavirtapuolen jännitteelle
$\vec{v}_{dq0}$	Jännitevektori dq-koordinaatistossa
v_g	Suuntaajan jännite liittymispisteessä
v_i	Suuntaajan tasavirtapuolen jännite
v_o	Suuntaajan vaihtovirtapuolen jännite
v_q	Jännitteen q-komponentti
v'_q	PLL-piirin määrittämä arvo verkon jännitteen q-komponentille
x	Reaktanssin suhteellisarvo, p.u.
X	Voimajohdon reaktanssi
Y_g	Sähköverkon admittanssi
Z_{11}	Impedanssin elementti
Z_{eq}	Impedanssiekvivalentti
Z_g	Verkon impedanssi
Z_{PPM}	Voimalaitoksen impedanssi
Z_{tot}	Järjestelmän kokonaisimpedanssi

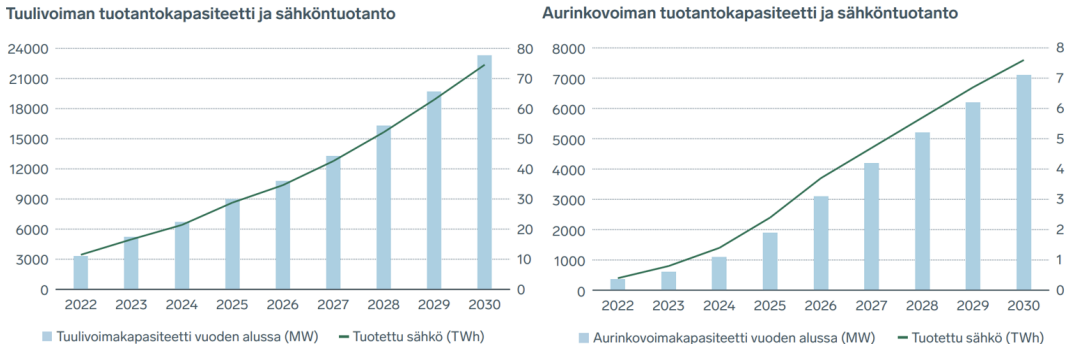
Lyhenteet

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Euroopan unionin energiaregulaattoreiden yhteistyöjärjestö
AEMO	Australian Energy Market Operator, Australialainen kantaverkkoyhtiö
BESS	Battery energy storage systems, sähkövarasto
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional, Chilen kantaverkkoyhtiö
EMT	Elektromagneettinen transientti
ESCR	Equivalent short-circuit ratio, Ekvivalenttinen oikosulkusuhde
EU	Euroopan unioni
FACTS	Flexible alternating current transmission system, joustava sähkönsiirtojärjestelmä
FRT	Fault ride-through, lähivikakestoisuus
GPSTC	The Global Power System Transformation Consortium, voimajärjestelmä -alan toimijoiden yhteistyöjärjestö
HECO	Hawaiian Electric, Havaijin verkkoyhtiö
HIL	Hardware-in-loop, fyysisten laitteiden sisällyttäminen järjestelmän testaukseen
HVDC	High-Voltage Direct Current, korkeajännitteinen tasasähköyhteys
MPPT	Maximum power point tracking, suurimman tehopisteen seurantasäätö
NESO	National Energy System Operator, Iso-Britannian kantaverkkoyhtiö
PI	Proportional integer
PLL	Phase-locked loop, vaihelukittu silmukka
PR	Proportional resonant
PWM	Pulse-width modulation, pulssinleveysmodulaatio
RfG	Requirements for Generators, Euroopan Unionin sähköntuotantoa käsittelevä verkkokoodi
RfG2	Muutosesitys Euroopan Unionin sähköntuotantoa käsittelevään verkkokoodiin
RoCoF	Rate of change of frequency, taajuuden muutosnopeus
SCR	Short-circuit ratio, oikosulkusuhde
STATCOM	Static synchronous compensator, staattinen synkronikompensaattori
SVM	Space vector modulation, avaruusvektoreihin perustuva pulssinleveysmodulaatio

1 Johdanto

1.1 Työn tausta

Energia-ala on suuressa murroksessa, jota kirittää ilmastonmuutoksen synnyttämä tarve irtautua fossiilisista energianlähteistä. Tämä murros näkyy energian käytön sähköistymisessä sekä uusiutuvien energianlähteiden nousemisessa sähköntuotannon keskiöön perinteisten polttolaitosten tilalle. Suomessa tuuli- ja aurinkovoiman tuotantokapasiteetin kasvu on ollut erittäin nopeaa, ja kasvun ennustetaan jatkuvan samankaltaisena [1]. Tuulivoima on noussut sähkön vuosituotannossa toiseksi suurimmaksi energianlähteeksi ja vuosikymmenen loppuun mennessä sen ennustetaan nousevan ydinvoiman ohi Suomen suurimmaksi sähköntuotantomuodoksi [1]. Kuvassa 1 esitetään kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:n (myöh. Fingrid) ennusteet vuodelta 2023 tuuli- ja aurinkovoiman kasvusta Suomessa.



Kuva 1: Tuuli- ja aurinkovoiman kasvuennusteet Suomessa [1].

Tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto tuovat uudenlaista teknologiaa voimajärjestelmään. Perinteisten polttolaitosten, ydinvoimalaitosten ja vesivoimalaitosten sähköä tuottava tahtigeneraattori on suoraan kytkettynä osaksi voimajärjestelmää. Tuuli- ja aurinkovoimalaitokset ovat suuntaajakytkettyjä tuotantolaitoksia, joissa sähkön tuotannon ja voimajärjestelmän välissä on tehoelektroniikkaan perustuva suuntaaja. Muita tällaisia suuntaajakytkettyjä laitoksia voimajärjestelmässä ovat tasasähköyhteydet, joustavat sähkönsiirtojärjestelmät (engl. Flexible alternating current transmission system, FACTS) sekä sähkövarastot (engl. battery energy storage systems, BESS).

Suuntaajien toiminta voi aiheuttaa voimajärjestelmän stabiiliuteen vaikuttavia ilmiötä, joita kutsutaan suuntaajalähtöiseksi stabiiliudeksi [2]. Sen lisäksi suuntaajakytketyt laitokset eivät tue voimajärjestelmän stabiiliutta samankaltaisesti kuin tahtigeneraattorit. Tahtigeneraattorit ovat olleet keskeisessä roolissa voimajärjestelmän stabiiliuden ylläpitämisessä, ja siksi niiden korvaaminen suuntaajakytketyllä tuotannolla synnyttää tarpeen uudenlaisille ratkaisuille voimajärjestelmän epästabiiliuden välttämiseksi.

Suuntaajien kykyä tukea voimajärjestelmän stabiiliutta voidaan parantaa hyödyntämällä verkkoa luovaa säätöä (engl. grid-forming control), jonka avulla suuntaajat kykenevät ilman tahtigeneraattoreita ylläpitämään voimajärjestelmän jännitettä ja tukemaan sen stabiiliutta tahtigeneraattoreiden kaltaisesti [3]. Verkkoa luovaa säätöä ja

sen mahdollisia vaikutuksia voimajärjestelmään on tutkittu laajasti viime vuosina [4], [5]. Koska verkkoa luova säätö on uutta ja kehittyvää teknologiaa, ovat sen käytännön sovellukset vielä rajalliset. Kaupallisia ratkaisuja markkinoilla esiintyy erityisesti verkkoa luovien sähkövarastojen osalta.

Voimajärjestelmät ovat kompleksisia järjestelmiä, joiden kaikkea dynamiikkaa ei voida määrittää analyyttisesti. Siksi voimajärjestelmän stabiiliuden analysointi vaatii usein tarkasteltavan voimajärjestelmän simulointia. Voimajärjestelmät ovat myös uniikkeja, joten analyysituloksia ei voida suoraan yleistää kaikkiin voimajärjestelmiin. Lisäksi Suomen voimajärjestelmä on siinä mielessä ainutlaatuinen, että se sisältää paljon sarjakompensoituja voimalinjoja ja tuulivoiman tuotanto on vahvasti keskittynyt maantieteellisesti yhteen osaan voimajärjestelmää.

Suomen voimajärjestelmässä verkkoa luovien suuntaajien vaikutuksia suuntaajalähtöiseen stabiiliuteen ei ole tutkittu kattavasti. Kansainvälisesti verkkoa luovien suuntaajien vaikutusta sähköverkon vahvuuteen ja voimajärjestelmän stabiiliuteen on selvitetty [6], [7]. Myös verkkoa luovien sähkövarastojen kykyä stabiloida tuulivoiman suuntaajalähtöistä stabiiliutta on tutkittu [8]. Verkkoa luovien sähkövarastojen vaikutuksista suuntaajakytketyn tuotannon stabiiliin tehon määrään voimajärjestelmän tasolla on vain vähäisesti julkista tutkimustietoa. Lisäksi laitetoimittajien malleja tai laajoja verkkomalleja on hyödynnetty vain harvoin verkkoa luovien suuntaajien stabiiliutta käsittelevissä julkisissa tutkimuksissa. Tässä työn tutkimusten sisältö kattaa osaltaan näitä tutkimusaukkoja.

Stabilointikyky määriteltiin simuloitavan tilanteen suurimman stabiilin tuu- livoimatehon ja ilman sähkövarastoja ajettavan perustilanteen suurimman stabiilin tuulivoimatehon erotuksena suhteessa simulointitilanteen sähkövarastokapasiteetin nimellistehoon. Stabilointikyvyllä kuvattiin suhdetta, kuinka monta wattia tuulivoiman tehoa voidaan nostaa per sähkövaraston nimellistehon watti siten, että voimajärjestelmän suuntaajalähtöinen stabiilius säilyy.

1.2 Tavoitteet ja rajaukset

Tämän diplomityön tavoitteena on selvittää verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikykyä Suomen voimajärjestelmässä. Tässä työssä sähkövarastojen stabilointikyvylla tarkoitetaan niiden kyvykkyyttä kasvattaa stabiilin tuulivoimatehon määrää järjestelmätasolla siten, että voimajärjestelmän suuntaajalähtöinen stabiilius säilyy.

Tutkimuksen tavoitetta lähestytään seuraavien tutkimuskysymysten kautta:

1. Millainen on verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikyky tuulivoimalaitoksen ja sähkövaraston muodostamassa hybridipuistossa?

2. Miten verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikyky eroaa hybridipuistojen ja erillisten sähkövarastolaitosten välillä?

3. Miten sijainti vaikuttaa verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikykyyn?

4. Miten akuston toimintapiste, latauksen ja purun välillä, vaikuttaa verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikykyyn?

Diplomityön pääasiallinen tutkimusmenetelmä on aikatason simuloinnit PSCAD-transientti-laskentaohjelmistolla. Voimajärjestelmän pohjamalleina käytetään Fingridin verkkomalleja, jotka sisältävät laitetoimittajien tarkat mallit tuulivoimalaitoksista. Myös sähkövarastojen mallina käytetään laitetoimittajalta saatua tarkkaa mallia sähkövarastojärjestelmästä.

Diplomityössä tutkitaan voimajärjestelmän stabiiliutta suuntaajalähtöisen stabiiliuden sekä suuntaajakytkettyjen laitosten verkkovioista palautumisen kautta. Verkkomalleissa simuloidaan voimajärjestelmän kannalta kriittisiä häiriöitä erilaisissa tilanteissa, jotka rakentuvat tutkimuskysymysten ympärille. Simulointitilanteet vaihtelevat verkkoa luovien sähkövarastojen määrän, tehon, toimintapisteen ja sijainnin suhteen.

Lisäksi diplomityössä käytetään impedanssipohjaisia analyysimenetelmiä tuomaan laajempaa ymmärrystä verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikyvykkyydestä. Impedanssipohjaiset analyysit toteutetaan AIM Toolboxin avulla, joka on PSCAD:n lisäosaksi rakennettu ohjelmisto.

Diplomityössä keskitytään sähköverkon tasolla havaittaviin stabiiliusilmiöihin. Voimajärjestelmän stabiiliuden suhteen työssä keskitytään suuntaajalähtöiseen stabiiliuteen. Suuntaajakytkettyjen laitosten osalta työssä ei tarkastella tasasähköyhteyksiä (engl. High-Voltage Direct Current, HVDC) tai FACTS-järjestelmiä, kuten STATCOM-laitoksia (engl. static synchronous compensator) tai synkronikompensaattoreita. Työn rajauksen ulkopuolelle jää myös suuntaajakytketty sähkönkulutus muiden kuin sähkövarastojen osalta. Verkkoa luovien suuntaajien osalta työssä käsitellään vain sähkövarastoja, sillä niiden osalta markkinoilla on kaupallisia ratkaisuja. Lisäksi Fingrid on ensimmäisten kantaverkkoyhtiöiden joukossa maailmassa asettanut sähkövarastoille vaatimuksen verkkoa luovalle säädölle. Työssä käytettävä sähkövaraston malli täyttää Fingridin sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset [9].

1.3 Työn rakenne

Luvussa 2 kuvataan verkkoon kytkettyjen suuntaajien toimintaa, suuntaajakytkettyihin voimalaitoksiin ja suuntaajavaltaisen järjestelmän teknisiin haasteisiin sekä esitellään verkkoa seuraavan ja verkkoa luovan säädön toimintaperiaatteet ja eroavaisuudet. Luvussa 3 tutustutaan tahtikoneiden rooliin voimajärjestelmän stabiiliuden kannalta, tarkastellaan suuntaajalähtöistä stabiiliutta ja sen analysointia sekä käydään läpi voimajärjestelmän muita stabiiliusilmiöitä. Luku 4 käy läpi verkkoa luovaan säätöön liittyvät vaatimukset eri maiden verkkokoodeissa. Luvussa 5 määritellään työssä tehtävät simuloinnit ja luvussa 6 esitellään niiden tulokset. Luvussa 7 vedetään johtopäätöksiä työn tulosten perusteella ja esitellään jatkotutkimustarpeita. Luvussa 8 on esitetty yhteenveto diplomityön sisällöstä ja keskeisistä tuloksista.

2 Suuntaajakytketyt laitokset

Tässä luvussa luodaan katsaus suuntaajakytkettyihin laitoksiin ja verkkosuuntaajien säätöön. Luvussa 2.1 esitellään verkkosuuntaajien toimintaperiaate tehoelektroniikan näkökulmasta. Seuraavaksi luvussa 2.2 käydään lyhyesti läpi tuuli- ja aurinkovoimalaitosten sekä sähkövarastojen toimintaa. Luvussa 2.3 tuodaan tarkemmin esiin ilmiöitä ja haasteita, jotka liittyvät voimajärjestelmän siirtymiseen suuntaajavaltaiseen järjestelmään. Lopuksi luvuissa 2.4 ja 2.5 tutustutaan suuntaajien säätötekniikkaan vakiintuneen verkkoa seuraavan säädön sekä uudemman verkkoa luovan säädön kautta.

2.1 Verkkosuuntaajat

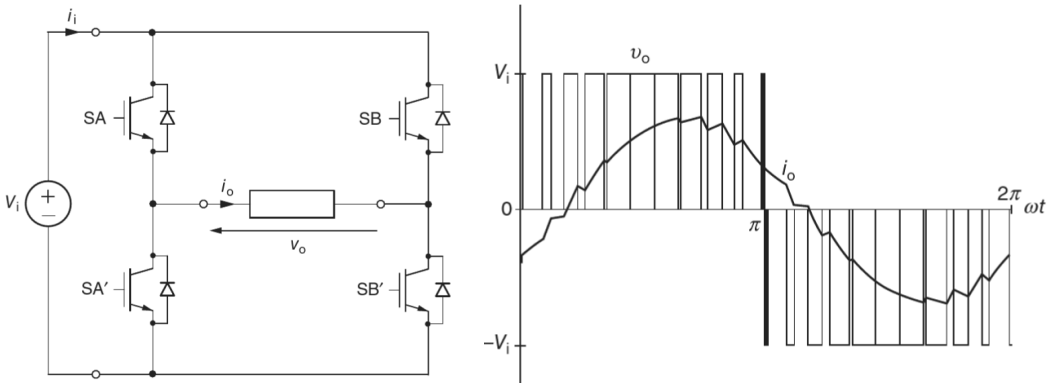
Suuntaajat ovat tehoelektroniikkalaitteita, jotka muuttavat sähkövirtaa tai sen jännitettä. Vaihtosuuntaaja eli invertteri muuttaa tasasähkön vaihtosähköksi ja tasasuuntaaja muuttaa vaihtosähkön tasasähköksi. Jännitemuunnin on suuntaaja, joka muuttaa sähkön jännitetasoa. Kaksisuuntaisessa suuntaajassa sähköteho voi kulkea suuntaajan läpi molempiin suuntiin. Taajuusmuuttaja on kahdesta kaksisuuntaisesta invertteripiiristä koostuva suuntaaja, jolla voidaan säätää vaihtojännitteen taajuutta ja amplitudia. Suuntaajia käytetään laajasti erilaisissa käyttötarkoituksissa, sillä ne toimivat erittäin korkealla hyötysuhteella [10]. Tässä työssä keskitytään verkkosuuntaajiin, eli sähköverkkoon kytkettyihin suuntaajiin, jotka toimivat osana voimajärjestelmää.

Suuntaajien pääelementteinä toimivat puolijohdekytkimet sekä niitä ohjaava ohjainpiiri. Lisäksi suuntaajissa hyödynnetään keloja, kondensaattoreita ja muuntajia oheiskomponentteina esimerkiksi varastoimaan energiaa ja parantamaan sähkön laatua [10]. Perinteiset linjakommutoivat suuntaajat käyttävät tyristoreja kytkiminä [10]. Tyristorit kestävät hyvin korkeita virtoja ja jännitteitä, mutta niiden ohjattavuus on kuitenkin heikompi kuin transistoreilla. Linjakommutoivia suuntaajia käytetään nykyisin erityisesti HVDC-siirtoyhteyksien suuntaajissa [11]. Tuuli- ja aurinkovoimalaitoksissa sekä sähkövarastoissa voimajärjestelmään kytkeytynyt verkkosuuntaaja on yleensä jännitelähdesuuntaaja [12], [13]. Jännitelähdesuuntaajassa kytkiminä toimivat pääsääntöisesti IGBT-tehotransistorit [11].

Tässä työssä tutkitaan suuntaajakytkettyjä voimalaitoksia, jotka syöttävät sähköverkkoon tehoa. Sähkönkulutusta ei käsitellä kuin sähkövarastojen latauksen osalta. Koska sähköverkko toimii vaihtosähköllä, verkkoon sähköä syöttävä verkkosuuntaaja on aina invertteri. Sähkövarastojen verkkosuuntaajan tulee olla kaksisuuntainen, jotta varaston lataus on mahdollista. Suuntaajakytkettyjen voimalaitosten suuntaajia käsitellään tarkemmin luvussa 2.2.

Jännitelähdesuuntaajalle syötetään tasavirtaa, jonka jännite on kontrolloitua. Syöttöjännitettä säädetään toisella suuntaajalla tai tasataan kondensaattorilla [11]. Yksinkertaistettu jännitelähdeinvertteripiirin topologia on esitetty kuvassa 2. Signaalit v_i ja i_i ovat tasavirta puolen jännite ja virta, ja v_o ja i_o suuntaajan syöttämät jännite- ja virtakäyrät.

Jännitelähdesuuntaajassa tasajännite muutetaan vaihtovirraksi ohjaamalla transistoreita pulssinleveysmodulaatiolla, jossa kytkimiä ohjataan päälle ja pois eri pituisiksi jaksoiksi synnyttäen ulostulon vaihtovirtana [10]. Verkkosuuntaajien yleisimmät mo-



Kuva 2: Yksinkertaisen jännitelähdesuuntaajan piiri sekä verkon puolen jännite- ja virtakäyrät [14].

dulaatiomenetelmät ovat siniaaltoinen pulssinleveysmodulaatio (engl. pulse-width modulation, PWM) sekä avaruusvektoreihin perustuva pulssinleveysmodulaatio (engl. space vector modulation, SVM) [15]. Kolmivaiheisissa verkkosuuntaajissa modulaationa toimii yleensä SVM, joka tarvitsee enemmän laskentaa mutta vähentää harmonisia yliaaltoja sekä kytkentähäviöitä verrattuna perinteiseen siniaaltoiseen pulssinleveysmodulaatioon [16].

Kuvassa 2 esitetään yksinkertaistetun jännitelähdeinvertteripiirin tuottamat jännite- ja virtakäyrät, joista nähdään pulssinleveysmodulaation toimintaperiaate. Mitä korkeampitaajuinen modulaatiopiirin kytkentätaajuus on, sen korkealaatuisempaa virtaa saadaan suuntaajasta ulos [17]. Käytännössä invertterin ulostuloa suodatetaan vielä suuntaajan suodatinpiirillä, jonka avulla verkoon syötettävän sähkön laatua nostetaan suodattamalla harmonisia yliaaltoja.

Jännitelähdesuuntaajan pätötehoa voidaan mitata tasasähköpuolen jännitteestä. Mikäli tasasähköpuolen jännite laskee, suuntaaja syöttää verkkoon enemmän pätötehoa kuin mitä primäärilähde sille tuo ja vastaavasti jos jännite nousee niin verkkoon syötetään vähemmän pätötehoa [18]. Tässä mielessä verkkosuuntaajan tasasähköpuolen jännitettä voidaan verrata tahtigeneraattorin roottorin mekaaniseen tehoon.

Tahtigeneraattoreiden dynamiikkaa määrittää suuresti generaattorin fyysiset ominaisuudet, kun taas verkkosuuntaajan dynamiikan ja sähköverkkoon syöttämän tehon ja tehokertoimen määrittelee täysin suuntaajan säätöalgoritmi. Jännitelähdesuuntaajan sähköverkkoon syöttämää pätö- ja loistehoa voidaan säätää toisistaan riippumatta [13].

Pulssinleveysmodulaatiota ohjaa suuntaajan säätöpiiri, joka määrittää modulaatiopiirille jännitteen asetusarvon. Säätöä toteutetaan modulaatiosignaalin amplitudia, eli vaiheen käyttöjaksoa (engl. duty cycle), muuttamalla. Modulaatiopiirille syötettävän jännitteen asetusarvon määrittäminen riippuu suuntaajan säätömenetelmästä. Verkkoa seuraavilla suuntaajilla pätö- ja loistehoa säädetään suuntaajan virran kautta [11] ja verkkoa luovilla suuntaajilla tehoa ohjataan suuntaajan jännitteen kautta [3]. Verkkosuuntaajien säätöä käsitellään tarkemmin luvuissa 2.4 ja 2.5.

2.2 Suuntaajakytketyt voimalaitokset

Tässä luvussa esitellään suuntaajakytkettyjen voimalaitosten toimintaa sekä niiden eroja. Suuntaajakytkettyihin voimalaitoksiin sisältyy tuuli- ja aurinkovoimalaitokset, sekä sähkövarastot. Suuntaajakytketyissä voimalaitoksissa jokin energianlähde, kuten tuuliturbiini, aurinkopaneeli tai akku, on kytketty osaksi voimajärjestelmää verkkosuuntaajan kautta. Suomen voimajärjestelmässä valtaosa suuntaajakytketyistä laitoksista on tuulivoimalaitoksia, joiden rooli voimajärjestelmässä on jo merkittävä. Kaikkien tässä luvussa esiteltyjen voimalaitosten ennustetaan yleistyvän entisestään Suomen voimajärjestelmässä lähivuosina [1].

2.2.1 Tuulivoimalaitokset

Tuulivoimalaitokset tuottavat sähköä tuuliturbiiniin yhdistetyllä generaattorilla. Generaattorin synnyttämä sähkö syötetään sähköverkkoon tuuliturbiini-generaattorin suuntaajan ja muuntajan kautta [19]. Tuuliturbiini-generaattorin yhteydessä sijaitseva keskijännitemuuntaja nostaa sähkön jännitteen keskijännitetasolle, tyypillisesti 20 tai 33 kV. Yksittäiset tuuliturbiini-generaattorit muodostavat tuulivoimalaitoksen eli tuulipuiston, joka liittyy voimajärjestelmään voimalaitoksen päämuuntajan kautta [12]. Päämuuntaja nostaa tuulivoimalaitoksen keskijännitteen sähköverkon 110 kV:n tai 400 kV:n tasolle. Tuulipuistoa ohjaa puistosäädin (laitossäädin), joka antaa asetusarvot yksittäisten tuuliturbiini-generaattorien suuntaajien säätimille.

Tuulivoimalaitoksessa generaattorina toimii tahtigeneraattori tai epätahtigeneraattori, eli induktiogeneraattori [19]. Generaattorissa pyörivän roottorin synnyttämä magneettikenttä indusoi staattorikäämitykseen sähkömotorisen voiman. Tahtigeneraattorissa roottori pyörii tahdissa staattorin jännitteen kanssa. Epätahtigeneraattorissa roottori pyörii jättämän verran verkkoa nopeammin.

Tuulivoimalaitokset voidaan luokitella neljään tyyppiin turbiinin nopeuden säädön perusteella [20]. Tyypin 1 ja 2 voimalaitokset ovat suoraan kytketty sähköverkkoon ilman suuntaajia, jonka vuoksi niiden turbiinin pyörimisnopeuden määrittelee pitkälti verkon taajuus [20]. Näiden voimalaitosten turbiinin pyörimisnopeus on vain vähäisesti säädeltävissä, jonka vuoksi ne eivät voi hyödyntää tehokkaasti tuulen eri nopeuksia [19]. Tyypin 3 ja 4 tuulivoimalaitokset ovat korvanneet eurooppalaisissa tuulivoimalaitoksissa vanhemmat tyypin 1 ja 2 voimalaitokset [21]. Suomessa valtaosa tuulivoimalaitoksista on tyypin 3 tai 4 voimalaitoksia [19]. Tästä syystä tässä työssä keskitytään vain tyypin 3 ja 4 tuulivoimalaitoksiin.

Tyypin 3 tuulivoimalaitos on muuttavanopeuksinen voimala osatehoisella suuntaajakäytöllä [20]. Sen generaattorina toimii kaksoissyötetty epätahtigeneraattori [19]. Generaattorin staattorikäämitys on suoraan kytketty sähköverkkoon, ja roottorin käämitys on kytketty verkkoon osatehoisen taajuusmuuttajan kautta.

Tyypin 3 tuulivoimalaitoksessa pätö- ja loistehoa voidaan säätää toisistaan riippumatta [20]. Generaattoria ohjataan säätämällä roottorivirtaa taajuusmuuttajan kautta. Staattori syöttää tehoa verkkoon tuulivoimalaitoksen ollessa kytkettynä voimajärjestelmään. Roottoripiiristä voidaan syöttää tehoa verkkoon tai ottaa tehoa verkosta [19]. Alisynkronisissa tilanteissa roottori ottaa tehoa verkosta ja ylisynkronisissa tilanteissa

roottoripiiri syöttää taajuusmuuttajan kautta tehoa verkkoon.

Tyypin 3 voimalaitoksessa käytetään osatehoista taajuusmuuttajaa, jonka kapasiteetti on tyypillisesti 30 %:ia generaattorin tehosta [18]. Pienempi suuntaaja mahdollistaa säästöt tehoelektroniikan osalta, antaen kuitenkin merkittäviä hyötyjä tyypin 1 ja 2 voimalaitoksiin verrattuna, kuten merkittävästi laajempi skaala tehokkaasti hyödynnettävissä olevia tuulen nopeuksia [20]. Koska staattori on suoraan kytketty verkkoon, tyypin 3 tuulivoimalaitos myös tuottaa oikosulkutehoa luontaisesti [18].

Tyypin 4 tuulivoimalaitos on muuttuvanopeuksinen voimalaitos täystehoisella suuntaajakäytöllä [20]. Siinä generaattorina käytetään tyypillisesti kestomagneetti tahtigeneraattoria, jossa roottori on magnetoitu kestomagneeteilla [21]. Turbiini voi pyöriä sen dynamiikan kannalta optimaalisella nopeudella, sillä täysitehoinen suuntaaja mahdollistaa sen, että tahtigeneraattori ei välttämättä ole tahdissa sähköverkon kanssa [20]. Siksi tyypin 4 tuulivoimalaitos pystyy hyödyntämään erittäin laajasti erilaisia tuulen nopeuksia.

Tyypin 4 tuulivoimalaitoksilla on hyvä pätö- ja loistehon ohjattavuus [19]. Tehoa voidaan säätää vapaasti taajuusmuuttajan virtarajoissa. Loistehokapasiteetin osalta tyypin 4 tuulivoimalaitoksella on laajempi ohjattavuus tehokertoimen suhteen verrattuna tyypin 3 voimalaitokseen [20]. Tyypin 4 tuulivoimalaitoksen oikosulkutehon tuotttamista säädetään ohjelmallisesti ja sen syöttöä rajoittavat suuntaajan virtarajat [18].

Tuuliturbiini-generaattoreita säädetään tyypillisesti suurimman tehopisteen seurantasäädöllä (engl. maximum power point tracking, MPPT) [12]. Säädin pyrkii määrittämään suurimman mahdollisten tehon toimintapisteen, ja säätää sen mukaisesti tuuliturbiini-generaattoria ja suuntaajaa. Tämä piste riippuu olosuhteista kuten tuulen nopeudesta, joten sitä pitää seurata reaaliajassa. Yksittäisen tuuliturbiini-generaattorin säädön lisäksi tuulivoimalaitoksen toimintaa ohjaa kokonaisuutena puistosäädin, eli laitossäädin, joka ohjaa tuulipuiston pätö- ja loistehon tuotantoa tuulivoimalaitoksen liittymispisteessä. Laitossäätimen toimintaa kuvataan luvussa 2.4.1.

2.2.2 Aurinkovoimalaitokset

Aurinkovoimalaitoksessa aurinkokennot tuottavat sähköä ilman generaattoria valosähköisen ilmiön avulla suoraan auringon säteistä. Yksittäinen aurinkokenno tuottaa hyvin matalan tasajännitteen, joten aurinkopaneelissa aurinkokennoja kytketään sarjaan korkeamman jännitteen saavuttamiseksi [13].

Aurinkovoimalaitoksella voi olla useita erilaisia topologioita aurinkopaneelien ja suuntaajien suhteen. Tyypillisesti paneeleita kytketään jännitteen nostamiseksi sarjaan paneeliketjuun, joita kytketään virran nostamiseksi rinnan [22]. Tasajännitemuuntimia voidaan käyttää nostamaan jännitetasoa ja säätämään virran laatua ennen voimajärjestelmään kytkettyä verkkoinvertteriä. Tasajännitemuuntimia voi olla säätämässä esimerkiksi yhtä tai useampaa paneeliketjua. Myös verkkoinverttereitä voi olla yksittäisessä aurinkovoimalassa useampia. Kuten tuulivoimalaitos, myös aurinkovoimalaitos kytkeytyy osaksi voimajärjestelmää päämuuntajan kautta, joka nostaa voimalaitoksen jännitteen sähköverkon tasolle [12]. Aurinkovoimalaitokset liittyvät usein 20 kV:n keskijänniteverkkoon tai 110 kV:n suurjänniteverkkoon.

Aurinkovoimalaitoksen paneeleihin kytkettyä suuntaajaa ohjataan myös suurimman tehopisteen seurantasäädöllä, jolla maksimoidaan tuotettu pätöteho vaihtelevissa olosuhteissa [22]. Yleensä tämä suuntaaja on tasajännitemuunnin alempana topologiassa, mutta pienemmillä voimalaitoksilla myös verkkoinvertteriä voidaan ohjata suurimman tehopisteen seuraus -säädöllä.

Aurinkovoimalaitokset ovat aina täysin suuntaajakytkettyjä, joten niillä on hyvä ohjattavuus pätö- ja loistehon suhteen. Aurinkovoimalaitokset eivät kykene tuottamaan voimajärjestelmään oikosulkutehoa suuntaajan virtarajoja enempää [23].

2.2.3 Sähkövarastot

Yleisesti sähkövarastot ovat sähköverkkoon suuntaajien kautta kytkettyjä akkuvarastoja. Tässä työssä käytetään sähkövarastojen määritelmänä Fingridin sähkövarastojen järjestelmäteknisissä vaatimuksissa asetettua määritelmää [9]. Sen mukaan sähkövarasto on liitetty sähköverkkoon tehoelektroniikan kautta. Tämä määritelmä sulkee pois kaikki sellaiset energiavarastot, jotka eivät ole suuntaajakytkettyjä laitoksia.

Sähkövarastoja käytetään uusiutuvien energianlähteiden ajoittaisen tuotannon tasaamiseen ja vakauttamiseen [24]. Sähkövarastot koostuvat akustosta, muunninjärjestelmästä, eli suuntaajista, ja akuston keskitetystä ohjaus- ja hallintajärjestelmästä [25]. Sähkövarastojen akustoissa hyödynnetään useita erilaisia akkuteknologioita. Vanhemmissa järjestelmissä on hyödynnetty laajasti lyijyakkuja, mutta nykyisin yleisimmin käytössä on litiumioniakut [24], [26].

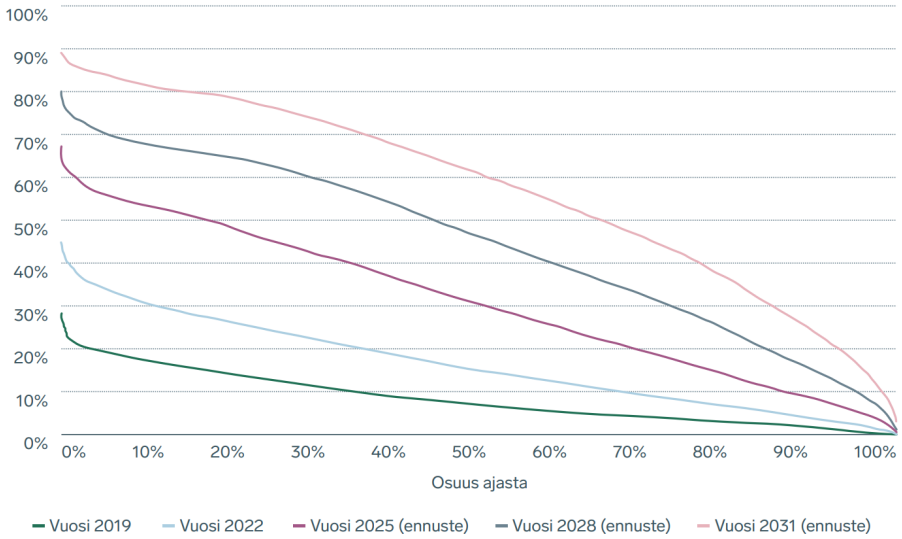
Sähkövarastot ovat topologialtaan samankaltaisia kuin aurinkovoimalaitokset [25]. Yksittäisen akun jännite- ja virtataso on kohtalaisen matala, joten akkuja kytketään sarjaan ja rinnan näiden tasojen nostamiseksi. Sähkövaraston yksitasoinen muunninjärjestelmä koostuu yhdestä tai useammasta verkkoinvertteristä, joka muuntaa akuston tasasähön vaihtosähköksi. Kaksitasoinen muunninjärjestelmä sisältää toisena tasona tasajännitemuuntimia nostamassa jännitettä ennen invertteriä. Tasajännitemuuntimen sisältävällä kaksitasoisella muunninjärjestelmällä on yksitasoiseen verrattuna hieman enemmän häviöitä mutta se on luotettavampi [25]. Sähkövarastoissa kaikkien suuntaajien täytyy olla kaksisuuntaisia, jotta sähkövaraston lataus ja purku on mahdollista. Myös sähkövarasto on liitetty osaksi voimajärjestelmää päämuuntajan kautta. Sähkövarasto voi olla oma irrallinen voimalaitoksensa tai sitä voidaan käyttää osana hybridivoimalaitosta (hybridipuistoa) tuuli- tai aurinkovoimalaitosten yhteydessä.

Myös sähkövarastot ovat aina täysin suuntaajakytkettyjä. Niillä on hyvä ohjattavuus pätö- ja loistehon suhteen, mutta oikosulkuteho on rajallinen. Sähkövarastot kuitenkin voivat tarjota voimajärjestelmälle tukea taajuustabiiliuteen varastoituneen energian avulla [27].

2.3 Suuntaajavaltainen järjestelmä

Tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto on sääriippuvaista ja ajoittaista. Vaikka näiden tuotantomuotojen kapasiteetti on merkittävä osuus voimajärjestelmän kokonaistuotantokapasiteetista, niiden hetkellisessä osuudessa voi olla suurta vaihtelua. Suuntaajakytketyn tuotannon penetraatioasteella kuvataan niiden osuutta kokonaistuotannosta

tietyllä ajanhetkellä. Korkeat penetraatioasteet tulevat yleistymään kasvavan suuntaajakytketyn tuotannon myötä. Kuvassa 3 esitetään suuntaajapohjaisen tuotannon ennustettuja penetraatioasteita Suomen voimajärjestelmässä vuositasolla tarkasteltuna [1]. Vuonna 2022 ei suuntajakytketyn tuotannon penetraatioaste ylittänyt 50 %:a kuin yksittäisen tunnin osalta, mutta vuonna 2025 ennustetaan kyseisen rajan ylittyvän noin 20 %:a ajasta. Seuraavan viiden vuoden aikana suuntaajakytketyn tuotannon osuus Suomessa tuotetusta sähköenergiasta ennustetaan kasvavan yli 20 prosenttiyksikköä nykyisestä 36 %:sta likimain 57 %:iin [1].



Kuva 3: Tuuli- ja aurinkovoiman osuus Suomen kokonaissähköntuotannosta kaikkina vuoden tunteina 2019, 2022 ja ennuste vuosille 2025,2028 ja 2031 [1].

Suuntaajakytketty tuotanto on voimajärjestelmän stabiiliuden kannalta erilaista kuin perinteinen tahtikoneisiin perustuva tuotanto, jota se syrjäyttää osana energiaalan murrosta [12]. Suuntaajakytketyn tuotannon korkea penetraatioaste vaikuttaa merkittävästi voimajärjestelmän stabiiliuteen. Erityisesti vaikutukset näkyvät Suomessa länsirannikolla, jossa sijaitsee suurin Suomen suuntaajakytketystä tuotannosta, ja paikallinen penetraatioaste nousee merkittävästi korkeammalle kuin koko voimajärjestelmää tarkasteltaessa [1].

Voimajärjestelmän kykyä vastustaa tehomuutoksista aiheutuvaa muutosta verkon taajuudessa kutsutaan verkon inertiaksi. Voimajärjestelmän matala inertia kasvattaa verkon taajuuden muutosnopeutta ja sen myötä heikentää voimajärjestelmän taajuus- ja kulmastabiiliutta [28]. Suuntaajakytketty tuotanto ei tuo verkkoon luontaisesti inertiaa samalla tavalla kuin suoraan verkkoon kytkettyjen tahtigeneraattoreiden pyörivä massa[29]. Verkkoa seuraavan suuntaajakytketyn tuotannon korkea penetraatioaste yleensä laskee verkon suhteellista inertiaa ja tekee voimajärjestelmästä alttiimman taajuuden heilahteluille mikäli sähkön tuotannossa tai kulutuksessa tapahtuu suuri muutos.

Oikosulkuvirta tarkoittaa virtaa, joka kulkee piirissä oikosulkutilanteessa. Mikäli oikosulkuvirta on liian matala, sähköverkon suojalaitteet eivät välttämättä toimi oikein. Suuntaajien tehoelektroniikka ei kestä suuria virtoja, jonka vuoksi suuntaajakytketty

tuotanto ei syötä voimajärjestelmään oikosulkuvirtaa samalla tavalla kuin tahtigeneraattorit, jotka luontaisesti vikatilanteissa syöttävät moninkertaista oikosulkuvirtaa [3].

Oikosulkusuhteella (engl. short-circuit ratio, SCR) kuvaataan sähköverkon vahvuutta voimajärjestelmän pisteessä. Se kuvaa liittymispisteen oikosulkutehoa suhteessa kytkettävän suuntaajan nimellistehoon. Verkko on erittäin heikko, kun oikosulkusuhde on matala (alle 2) [30]. Oikosulkutehoa käytetään erityisesti analysoimaan suuntaajien kykyä toimia stabiilisti liittymispisteessä [30]. Suuntaajavaltaisessa järjestelmässä oikosulkusuhde on puuttellinen suuntaajakytkettyjen laitosten stabiiliuden tarkasteluun, sillä se ei ota huomioon muita suuntaajakytkettyjä laitoksia. Paremmaksi työkaluksi on esitetty ekvivalenttista oikosulkusuhdetta (engl. equivalent short-circuit ratio, ESCR). Suuntaajakytketyn tuotannon korkea penetraatioaste laskee paikallisesti verkon oikosulkutehoa tehden verkosta heikomman [29].

Edellä kuvatut haasteet voimajärjestelmän stabiiliuden suhteen liittyvät pitkälti suuntaajakytketyn tuotannon korkeaan penetraatioasteeseen kun tahtigeneraattoreihin perustuva järjestelmä siirtyy kohti suuntaajavaltaisen järjestelmään. Kuitenkin suuntaajat itsessään aiheuttavat myös täysin uudenlaisia stabiiliusilmiöitä, joita kutsutaan suuntaajalähtöiseksi stabiiliudeksi [2]. Näiden ilmiöiden merkittävyys koko voimajärjestelmän stabiiliuteen riippuu vahvasti suuntaajakytketyn tuotannon penetraatioasteesta.

Suuntaajalähtöiseksi stabiiliuteen liittyvät ilmiöt vaativat perinteisiin stabiiliusilmiöihin verrattuna uudenlaista tutkimusta ja tarkastelua, sillä suuntaajien dynamiikka toimii eri aikaskaalalla kuin tahtikoneiden dynamiikka [3].

Seuraavissa luvuissa tarkastellaan läheisemmin suuntaajien säätöä. Voimajärjestelmän stabiiliusilmiöitä käsitellään laajemmin luvussa 3.

2.4 Verkkoa seuraavat suuntaajat

Verkkosuuntaajien toiminta voimajärjestelmässä perustuu suuntaajan säätöjärjestelmään. Säätöjärjestelmän dynamiikka määrittelee suuntaajan vasteen ja stabiiliuden voimajärjestelmässä, minkä vuoksi verkkosuuntajien toimintaa ei voi tutkia ymmärtämättä niiden säätöä.

Yleisesti verkkosuuntaajat toimivat voimajärjestelmässä virtalähteenä. Tällöin niiden säätömenetelmää kutsutaan verkkoa seuraavaksi säädöksi (engl. grid-following control), sillä ne synkronoivat oman jännitevektorinsa verkon jännitteeseen. Verkkoa seuraava säätö on vallitseva säätöteknologia suuntaajakytketyissä laitoksissa. Käytännössä kaikki tuuli- ja aurinkovoimalaitokset ovat nykyisellään kytketty sähköverkkoon verkkoa seuraavien suuntaajien kautta [31]. Tässä luvussa esitellään verkkosuuntaajien säädön keskeiset elementit sekä verkkoa seuraavan suuntaajan tyypillinen säätömenetelmä. Verkkoa luovan säädön toimintaperiaate esitellään luvussa 2.5.

2.4.1 Verkkosuuntaajien säätö

Verkkosuuntaajien säätöön liittyy useita elementtejä fyysisistä komponenteista säätöalgoritmeihin. Tässä luvussa esitellään tyypillisessä säätömenetelmässä käytettyjä

koordinaatiomuunnoksia sekä synkronoitumismenetelmä. Lisäksi käydään läpi tyypilliset laitossäätimen säätötilat sekä suuntaajakytkettyjen laitosten viasta palautumisen vaatimukset.

Tyypillinen verkkosuuntaaja on kolmivaiheinen kaksitasoinen jännitelähdeinvertteri [12], [13], [32]. Verkkosuuntaajien topologia voi vaikuttaa sen säätöön, mutta sekä verkkoa seuraava että verkkoa luova säätö voidaan toteuttaa suuntaajatopologiasta riippumatta [3]. Tästä syystä suuntaajien erilaisiin topologioihin ei pureuduta syvällisemmin tässä työssä. Suuntaajan suodatin ja sen mitoitus vaikuttaa verkkoon syötettävän virran laatuun sekä osaltaan säädön viritykseen [3], mutta tässä työssä ei myöskään käsitellä suodattimen suunnittelua tarkemmin.

Verkkosuuntaajien säätöalgoritmit toteutetaan tyypillisesti stationaarisessa $\alpha\beta$- tai synkronoidussa dq-koordinaatistossa [18]. Vaihejännite ja -virtamittaukset saadaan kuitenkin luonnollisessa abc-koordinaatistossa, joten mittaukset tulee muuntaa säätöalgoritmeille käytettävään muotoon koordinaatiomunnoksilla.

Yhtälössä 1 esitetään standardi Clarken koordinaatiomuunnos abc-koordinaatistosta $\alpha\beta$-koordinaatistoon [33]. $\alpha\beta$-koordinaatistossa kolmivaiheista jännitettä kuvataan kaksiulotteisesti reaali- ja imaginaariosalla. Käänteismuunnoksessa tulee kokonaisuuteen liittää nollavektori. Nollavektori jätetään usein pois $\alpha\beta$- ja dq-koordinaatistossa koska nollajännite ei vaikuta virtaan. Skaalaus $\frac{2}{3}$ pitää signaalien amplitudit samana mutta ei säilytä tehoarvoa. Vaihtamalla muunnosmatriisin edellä olevan skaalauksen muotoon $\sqrt{2/3}$ tehoarvot säilyisi, mutta ei virta- tai jänniteamplitudit. Tehoarvon säilyttävässä muodossa myös nollavektorin kertoimet muuttuvat [33].

$$\vec{v}_{\alpha\beta 0} = v_\alpha + jv_\beta = \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\mathrm{a} \\ v_\mathrm{b} \\ v_\mathrm{c} \end{bmatrix} \tag{1}$$

Yhtälössä 2 esitetään muunnos $\alpha\beta$-koordinaatistosta synkronoituun dq-koordinaatistoon eli tahtikoordinaatistoon [33]. Tahtikoordinaatisto pyörii samassa tahdissa signaalin kanssa, johon se on synkronoitu. Tästä syystä vaihtosähkösignaalit muistuttavat tahtikoordinaatistossa tasaisia tasasähkösignaaleja. Muunnos tahtikoordinaatistoon vaatii signaalin vaihekulman θ.

$$\vec{v}_{\mathrm{dq}0} = v_\mathrm{d} + jv_\mathrm{q} = \begin{bmatrix} v_\mathrm{d} \\ v_\mathrm{q} \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta & 0 \\ -\sin\theta & \cos\theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} \tag{2}$$

Yhtälö 3 sisältää Parkin muunnoksen, eli muunnoksen abc-koordinaatistosta suoraan tahtikoordinaatistoon [33].

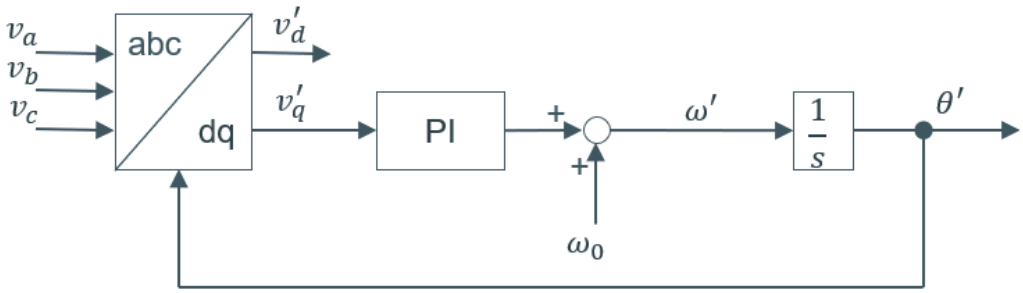
$$\vec{v}_{\mathrm{dq}0} = \begin{bmatrix} v_\mathrm{d} \\ v_\mathrm{q} \\ v_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \sin\theta & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\mathrm{a} \\ v_\mathrm{b} \\ v_\mathrm{c} \end{bmatrix} \tag{3}$$

Tahtikoordinaatistossa reaali- ja imaginaarikomponentteja voidaan käsitellä erikseen ja niillä voidaan säätää pätö- ja loistehoa. Verkkosuuntaajan säätö tahtikoordinaatistossa luo tahtikoordinaatiston d- ja q-komponenttien välille keskinäisriippuvuuden

[34], [35]. Yhtälössä 4 esitetään tahtikoordinaatistossa kolmivaiheisesta RL-kuormasta yksinkertainen malli, josta keskinäisriippuvuuvat elementit ωL tulevat esiin [35]. Suuntaajan eri säätöpiirit lisäävät omalta osaltaan d- ja q-komponenttien välistä keskinäisriippuvuutta [36]. Verkkosuuntaajan syöttäessä loistehoa, on keskinäisriippuvuuden vaikutus suuntaajan impedanssiin merkittävä [36].

$$\begin{bmatrix} v_\mathrm{q} \\ v_\mathrm{d} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & \omega L \\ -\omega L & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\mathrm{q} \\ i_\mathrm{d} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} s \begin{bmatrix} i_\mathrm{q} \\ i_\mathrm{d} \end{bmatrix} \tag{4}$$

Verkkosuuntaajan tulee synkronoitua verkon jännitteeseen, jotta se voi toimia stabiilisti osana voimajärjestelmää. Verkkoa seuraava suuntaaja nimensä mukaisesti seuraa verkon jänniteosoitinta ja määrittää sen perusteella verkkoon syötettävää virtaa [37]. Verkkoa seuraavat suuntaajat synkronoituvat verkon jännitteeseen hyödyntäen vaihelukittua silmukkaa (engl. phase-locked loop, PLL) verkon jännitteen vaihekulman mittaamiseksi. Kolmivaiheisissa järjestelmissä on yleisimmin käytössä tahtikoordinaatistoon toteutettu PLL [18]. Tahtikoordinaatiston PLL määrittää verkon jännitteen vaiheen Park-muunnoksen jälkeen v_q-komponentista. Piiri säätää oman koordinaatistonsa kulman siten, että v_q-komponentti on nolla, jolloin PLL-piirin ja verkon jännitteen vaiheen välillä ei ole vaihe-eroa. Ideaalissa sähköverkossa PLL:n avulla säätöjärjestelmä synkronoituu verkon jännitteeseen nopeasti ja tarkasti [38]. Tahtikoordinaatiston PLL-piirin lohkokaavio on esitetty kuvassa 4. Jännitesignaalit v_abc ovat verkon vaihejännitteet, ω_0 nimelliskulmanopeus ja $v_\mathrm{q}^{'}$, $\omega^{'}$ ja $\theta^{'}$ ovat määritettyjä arvoja v_q-komponenttille, verkon jännitteen kulmanopeudelle sekä verkon vaiheelle. PI-lohko tarkoittaa PI-säädintä (engl. proportional integer).



Kuva 4: Tahtikoordinaatiston PLL-piirin toimintaperiaate

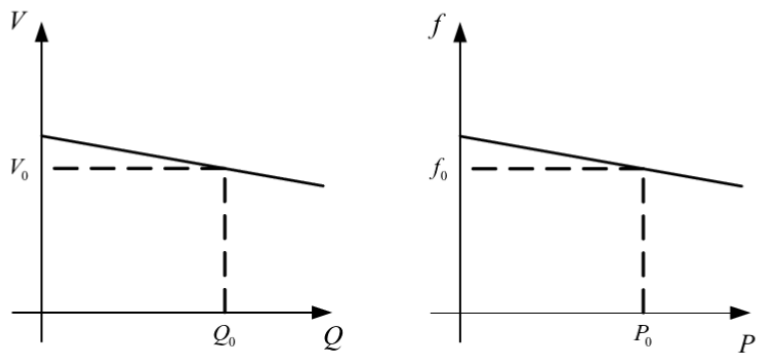
PLL-piirin toiminta vaikuttaa verkkoa seuraavan suuntaajan stabiiliuteen, sillä PLL-piirin vuoksi suuntaajan resistanssin q-komponentti on negatiivinen PLL:n jakotaajuutta (engl. crossover frequency) alemmilla taajuuksilla [37]. Negatiivisen resistanssin suuruus on pienempi suuremman teholuokan suuntaajilla [36]. Tämä negatiivinen resistanssi altistaa verkkoa seuraavan suuntaajan epästabiiliudelle, erityisesti heikossa verkossa [36], [37]. PLL:n korkea kaistanleveys mahdollistaa nopean ja tarkan synkronoitumisen verkon jännitteeseen ideaalissa tilanteessa, mutta altistaa edellä mainitulle epästabiiliudelle sekä harmonisille yliaalloille [38]. Toisaalta matala kaistanleveys on ongelma jännitteen epäsymmetrisissä tilanteissa [38].

PLL-piiri on hyvin keskeinen osa verkkoa seuraavien suuntaajien säätömenetelmää,

mutta sitä voidaan hyödyntää myös verkkoa luovien suuntaajien säädössä esimerkiksi verkkoon synkronoitumisessa ennen siihen kytkeytymistä [3].

Yksittäisten verkkosuuntaajien ulkoiset asetusarvot pätö- ja loisteholle tulevat tyypillisesti ylemmän tason laitossäätimeltä. Laitossäädin voi pyrkiä pitämään pätö- ja loistehoa sekä liittymispisteen jännitettä tasaisena, tai se voi käyttää statiikkasäätöä. Laitossäätimen dynamiikka on huomattavasti, yleensä vähintään kertaluokkaa hitaampaa kuin yksittäisen suuntaajan verkkoa seuraava tai verkkoa luova säätö. Laitossäätimen säätötilalla on merkittävä vaikutus siihen, miten laitos vaikuttaa voimajärjestelmän stabiiliuteen.

Statiikkasäätö ohjaa laitoksen tehoa lineaarisesti suhteessa verkon taajuuteen tai jännitteeseen tukien näin voimajärjestelmän jännite- ja taajuusstabiiliutta. Statiikkasäätö voi olla pätötehoa ohjaava P-f-statiikka tai loistehoa ohjaava Q-V-statiikka. Kun verkon jännite laskee, niin Q-V-statiikkasäätö ohjaa loistehon tuotantoa ylöspäin lineaarisesti, ja kun jännite nousee niin loistehon tuotantoa vähennetään. P-f-statiikka ohjaa vastaavasti pätötehoa suhteessa verkon taajuuteen. Q-V-statiikkasäätö mahdollistaa loistehon jaon voimalaitosten välillä ja voimajärjestelmän jännitestabiiliuden tukemisen. P-f-statiikkasäätö mahdollistaa pätötehonjaon ja sen myötä paremman rinnakkaisen toiminnan muiden tuotantolaitosten kanssa [18]. Kuvassa 5 on esitetty statiikkasäädön toiminta.



Kuva 5: Statiikkasäädön toiminta [18]

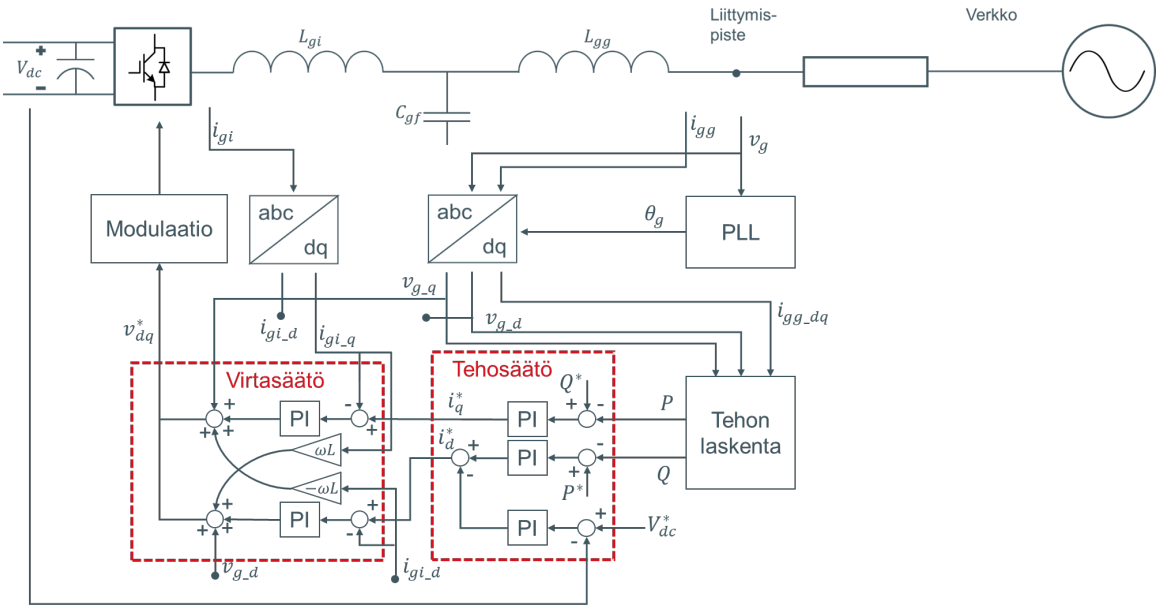
Suuntaajakytkettyjen laitosten säädön kannalta oleellista on myös niiden lähivikakestoisuus (engl. fault ride-through, FRT). Lähivikakestoisuuteen liittyvillä vaatimuksilla pidetään huolta siitä, että verkon häiriöt eivät irrota merkittävää määrää tuotantoa ja synnytä voimajärjestelmään tehon epätasapainoa. Lisäksi vikojen jälkeen voimajärjestelmä vaatii loistehon säätöä, jotta järjestelmän jännitetasot saadaan palautettua takaisin normaaleihin rajoihin [39].

Suuntaajakytketyn laitoksen alittaessa tai ylittäessä asetetun verkon jännitteen kynnysarvon, se siirtyy FRT-säätötilaan, jossa se syöttää pätö- ja loisvirtaa suhteessa jännitteen alenemaan ennalta määrätyllä tavalla [39]. Kun verkko on palautunut vikatilanteesta, tulee laitoksen palautua FRT-tilasta. Suuntaajakytketyn tuotannon muodostaessa merkittävän osan voimajärjestelmän tuotannosta, on tämän tuotannon vikakestoisuus tärkeässä roolissa. Suomessa vaaditaan suuntaajakytketyiltä laitoksilta

lähivikakestoisuutta ja loisvirran syöttöä Fingridin järjestelmäteknisten vaatimusten mukaisesti [9], [40].

2.4.2 Verkkoa seuraava säätö

Verkkoa seuraavan suuntaajan tyypillinen säätömenetelmä on tahtikoordinaatistossa toteutettu jännitesuunnattusäätö (engl. voltage-oriented control), jossa on sisäkkäinen virran- ja tehonsäätöpiiri [18]. Säätöpiirin tahtikoordinaatisto on synkronoitu verkon jännitteeseen siten, että dq-koordinaatiston d-akseli on verkon mitatun jännitevektorin suuntainen, kuten edellisessä luvussa kuvattiin. Sisäkkäisten säätöpiirien sisempi piiri säätää suuntaajan virtaa ja ulompi säätöpiiri säätää suuntaajan tehoa. Kaavio jännitesuunnatusta säädöstä on esitetty kuvassa 6. Signaalit v_{g}, i_{gg} ja i_{gi} tarkoittavat liittymispisteen jännitettä ja virtaa sekä suuntaajan syöttämää virtaa ennen LCL-suodatinta. Arvot P^*, Q^* ja V_{dc}^* ovat asetusarvot pätö- ja loisteholle sekä tasavirta puolen jännitteelle.



Kuva 6: Tyypillinen säätömenetelmä verkkoa seuraavalla suuntaajalla [18].

Sisemmän virransäätöpiirin avulla suuntajaan virran säätö toimii nopeammalla dynamiikalla. Tästä on hyötyä verkon suuntaan syötettävän virran laadun ylläpitämiseksi sekä ylivirtojen välttämiseksi, joita suuntaajan tehoelektroniikka sietää huonosti [32].

Verkkosuuntaajien virransäätö on tyypillisesti toteutettu tahtikoordinaatistossa perinteisellä PI-säätimellä [12], [5]. PI-säädin tarvitsee toimiakseen tahtikoordinaatiston tasaisen signaalin. Stationaarisessa koordinaatistossa PI-säädin voidaan korvata PR-säätimellä (engl. proportional resonant). Luonnollisessa koordinaatistossa voidaan rakentaa säätöpiiri myös esimerkiksi hystereesi- tai deadbeat-säätimen ympärille [15]. Luonnollisen koordinaatiston säätimet eivät välttämättä tarvitse modulaatiota vaan pystyvät ohjaamaan suuntaajan kytkimiä suoraan [32].

Verkkoa seuraavan suuntaajan virransäädölle asetusarvon antaa ulompi tehonsäätöpiiri. Tahtikoordinaatistossa toteutetussa säädössä pätö- ja loistehoa voidaan säätää erikseen virran d- ja q-komponenteilla [18]. Jännitesuunnatussa säädössä suuntaajan virran komponenttien asetusarvot voidaan määrittää verkon jännitteestä ja tehon asetusarvoista yhtälön 5 mukaisesti [18].

$$\begin{bmatrix} i_{\mathrm{d}}^{*} \\ i_{\mathrm{q}}^{*} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{\mathrm{d}}^{2} + v_{\mathrm{q}}^{2}} \begin{bmatrix} v_{\mathrm{d}} & -v_{\mathrm{q}} \\ v_{\mathrm{q}} & v_{\mathrm{d}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^{*} \\ Q^{*} \end{bmatrix} \tag{5}$$

Jännitelähdesuuntaajalle jännitettä syöttävän tasavirtalinkin jännitteen tulee olla tasaista, joten mikäli tasavirtapuolen jännitettä ei säädä toinen suuntaaja, tulee tasavirran jännitteen säätö yhdistää ulomman säätöpiirin pätötehon säätöön [3].

Kuvassa 6 on esitetty lohkokaavio tyypillisestä jännitesuunnatusta säätömenetelmästä verkkoa seuraavalla suuntaajalla. Siinä virtaa ja tehoa ohjataan PI-säätimillä tahtikoordinaatistossa. Jännitteen laadun parantamiseksi käytetään jännitteen ennakoivaa säätöä (engl. voltage feedforward). Kaaviossa nähdään myös tasajännitemittauksen vaikutus pätötehonsäätöön sekä virran d- ja q-elementtien keskinäisriippuvuuden kompensointi, jota tarvitaan koska virtaelementtien välillä on keskinäisriippuvuutta yhtälön 4 mukaisesti.

Verkkoa seuraavat suuntaajat tarvitsevat jännitereferenssin johon synkronoitua, eivätkä ne tästä johtuen kykene toimimaan yksin sähköverkossa. Verkkoa seuraavat suuntaajat saattavat myös toimia epästabiilisti heikossa verkossa, mikä on yleistyvä haaste suuntaajavaltaisessa järjestelmässä. Ratkaisuna tähän on suuntaajien verkkoa luova säätö, joka ei tarvitse ulkoista jännitereferenssiä. Seuraavassa luvussa tarkastellaan verkkoa luovien suuntaajien toimintaperiaatetta ja säätömenetelmiä.

2.5 Verkkoa luovat suuntaajat

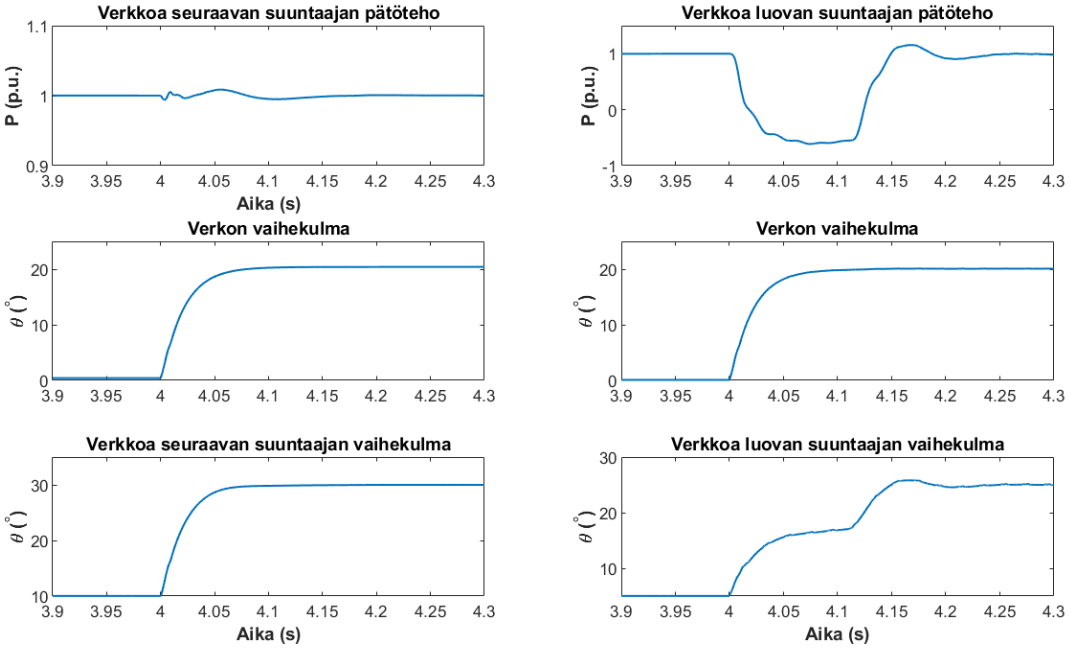
Verkkoa luovat suuntaajat toimivat voimajärjestelmässä vaihtojännitelähteenä. Verkon jännitteen sijaan ne seuraavat omaa sisäistä jänniteosoitinta. Oleellisesti ne kykenevät yksinään ylläpitämään voimajärjestelmän jännitetasoa ilman tahtikoneita.

Rocabert ym. esitteli verkkoa luovan säädön termin alunperin vuonna 2012 [41]. Kirjallisuudessa ei ole täysin vakiintunutta määritelmää verkkoa luovalle säädölle [3]. Termillä kootaan yhteen ominaisuuksia, joita on verkkosuuntaajilla ollut pidemmän aikaa. Verkkoa luovien suuntaajien keskeisin ominaisuus on kuitenkin vaihtojännitelähteenä toimiminen [3]. Muita tärkeitä ominaisuuksia on luontainen synkronointi, nopea vaste ja se ettei saareketoiminta vaadi säätötilan vaihtoa [3]. Kantaverkkoyhtiöiden asettamia vaatimuksia verkkoa luovan säädön määritelmän täyttämiseksi on esitelty luvussa 4. Tässä luvussa esitellään verkkoa luovat suuntaajat ja verkkoa luovan säädön keskeiset toimintaperiaatteet.

2.5.1 Verkkoa luovan suuntaajan toiminta

Tahtikoneen tapaan verkkoa luova suuntaaja synkronoituu sähköverkon jännitteeseen tehon kautta. Säätöjärjestelmä määrittää verkon virta- ja jännitemittausten perusteella

lasketun pätötehon kautta oman sisäisen jännitteen kulmansa [3]. Sisäisen jänniteen amplitudia ohjaa vastaavasti määritetty loisteho [3]. Tämän säätömenetelmän hitaampi reagointi verkon jännitteen muutoksiin mahdollistaa suuntaajan verkkoa luovat ominaisuudet. Verkkoa seuraavan ja verkkoa luovan suuntaajan vasteet verkon jännitteenkulman muutokseen on esitetty kuvassa 7. Kuvasta nähdään miten verkon jännitteen kulman muutos johtaa verkkoa luovalla säädöllä voimakkaaseen tehovasteeseen ja verkkoa seuraavaa säätöä hitaampaan muutokseen suuntaajan jännitteen kulmassa.



Kuva 7: Verkkoa seuraavan ja verkkoa luovan suuntaajan vasteet verkon jännitteen kulmamuutokseen.

Verkkoa luovien toiminnallisuuksien ylläpitämiseen, eli kuvan 7 mukaisen vasteen aikaansaamiseksi, verkkoa luova suuntaaja tarvitsee varastoitunutta energiaa. Energiavaraston mahdollistaman tehonnoston kautta verkkoa luovat suuntaajat tuovat voimajärjestelmään inertiaa. Suuntaajakytketyn laitoksen energiavarastona voi toimia primäärienergianlähde, suuntaajan tasavirtalinkin kondensaattori tai erillinen energiavarasto [3]. Mikäli primäärienergianlähde toimii energiavarastona, ei energian tuotanto voi toimia täydellä kapasiteetilla, vaan tuotantotehoon on jätettävä hieman energiareserviä, joka realisoituu supistettuna tuotantona. Tasavirtalinkin kondensaattori tarjoaa korkeatehoisen energiavaraston, mutta vähäisellä energiatiheydellä. Ja siksi siihen liittyy haasteita saada tarpeeksi energiaa varastoitua taloudellisesti. Helpoin tapa taata verkkoa luovan suuntaajan tarvitsema energiavarasto on erillisellä energiavarastolla, kuten sähkövarastolla tai vauhtipyörällä [3].

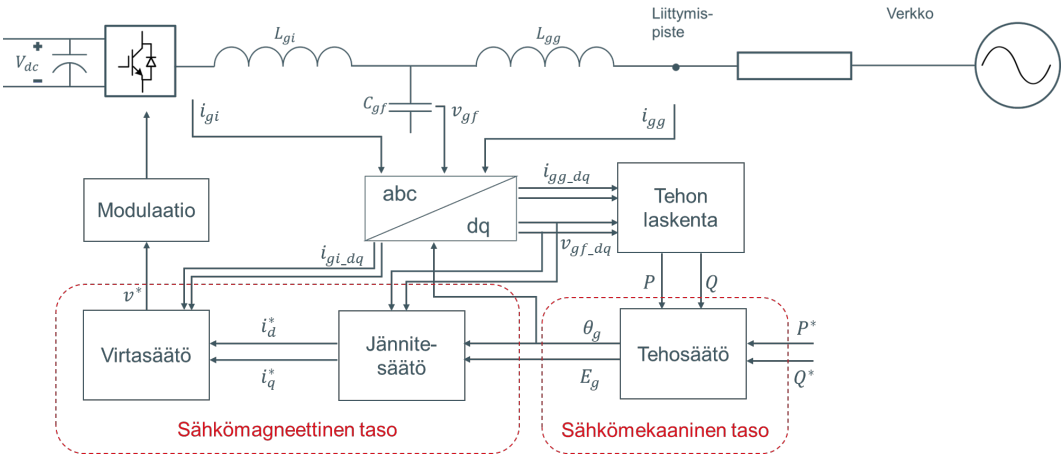
Verkkoa luovan suuntaajan kuvan 7 mukainen vaste verkon muutoksiin aiheuttaa tehopiikin, joka altistaa suuntaajan tehoelektroniikan ylivirroille. Siksi ylivirtojen rajoitus on verkkoa luovien suuntaajien säätömenetelmissä vielä tärkeämmässä roolissa kuin verkkoa seuraavien suuntaajien säädössä.

Verkkoa luovien suuntaajien ero verkkoa seuraaviin suuntaajiin on pitkälti säätöjärjestelmässä [3]. Kaikenlaiset verkkosuuntaaja topologiat ovat yhdensopivia verkkoa luovan säädön kanssa. Fyysisen laitteiston puolella verkkoa luovan suuntaajan erot verkkoa seuraavaan suuntaajan liittyvät mittalaitteisiin ja suodattimeen. Verkkoa luova suuntaaja vaatii enemmän mittauksia sekä suuremman suodattimen [3]. Erityisesti verkon puolen L-suodattimen kokoa tulee kasvattaa, sillä verkkoa luova suuntaaja tarvitsee verkkoon syötettävälle virralle enemmän suodatusta sähkön laadun sekä säätöjärjestelmän stabiiliuden vuoksi [3].

2.5.2 Verkkoa luova säätö

Verkkoa luova säätö voidaan jakaa kahteen tasoon; ensimmäinen on sisäisen jänniteosoittimen luova sähkömekaaninen taso, ja toinen jänniteosoitinta seuraava sähkömagneettinen taso [3]. Sähkömekaanisen tason säätömenetelmä yleensä määrittelee verkkoa luovan suuntaajan luokittelun.

Sähkömagneettinen taso hoitaa verkkoa luovan suuntaajan jännitesäätöä [3]. Toisin kuin verkkoa seuraavilla suuntaajille, joilla ulompi tehonsäätöpiiri antaa sisemmälle virran säädölle syötteeksi virran asetusarvon, verkkoa luovilla suuntaajilla ulompi tehon säätö antaa sisemmälle säätöpiirille syötteeksi jännitteen amplitudin ja kulman. Sähkömagneettisen tason tyypillinen säätömenetelmä on sisäkkäinen jännite- ja virtasäätö, joka jakautuu sisempään virransäätöpiiriin ja sitä ohjaavaan jännitteensäätöpiiriin [42]. Sisäkkäisen jännite- ja virtasäädön rakenne on esitetty kuvassa 8. Siinä E_g ja θ_g ovat sähkömekaanisen säätötason määrittelemä jännitetaso ja jännitteen kulma.



Kuva 8: Verkkoa luovien suuntaajien tyypillinen jännitteen säätömenetelmä on sisäkkäinen jännite- ja virtasäätö, joka saa jänniteosoittimen ulommalta tehonsäädöltä. Mukailtu lähteestä [3].

Verkkoa luovien suuntaajien sisäkkäinen jännite- ja virtasäätö toteutetaan tyypillisesti tahtikoordinaatistossa PI-säätimillä [3]. Toisin kuin verkkoa seuraavilla suuntaajilla, Park-muunnokseen käytetään säädön sähkömekaanisen tason määrittelemää jännitteen kulmaa PLL-piirin määrittelemän kulman sijaan. Sisäisen virransäädön

vahvuutena on verkkoon syötetyn virran hyvä laatu, harmonisten yliaaltojen hyvä vaimennus sekä suojaus ylivirtoja vastaan[3]. Säätömenetelmän heikkoutena on monimutkainen parametrisointi, pätö- ja loistehon keskinäisriippuvuus sekä heikko tuki jännitestabiiliudelle, sillä loistehostatiikka voidaan asettaa vain suodattimen kondensaattorin jännitteeseen eikä liittymispisteen jännitteeseen [3]. Pätö- ja loistehon keskinäisriippuvuus saattaa vaatia lisäimpedanssia irtikytkennän saavuttamiseksi. Jännitestabiiliutta voidaan parantaa laitossäätimen Q-V-statiikalla. Sisäkkäinen jännite- ja virtasäätö voidaan toteuttaa myös luonnollisessa tai $\alpha\beta$-koordinaatistossa.

Toinen yleinen tapa toteuttaa sähkömagneettisen tason jännitesäätö on loistehosäädön kautta [42]. Loistehosäädössä ei ole erillistä virransäätöä ja jännitteen asetusarvo syötetään suoraan virtuaalisen impedanssin kautta modulaatiopiirille. Jännitettä säädetään Q-V-statiikka säädöllä. Loistehosäätö on toteutettu yleensä luonnollisessa tai $\alpha\beta$-koordinaatistossa. Loistehosäädön vahvuus sisäkkäiseen jännite- ja virtasäätöön verrattuna on helppo viritys stabiiliin käyttöön sekä pätö- ja loistehon vähäisempi keskinäisriippuvuus [3]. Loistehosäädön heikkoutena on virransäädön puutteen aiheuttama altistuminen ylivirroille sekä tarve erilliselle harmonisten yliaaltojen vaimennukselle [3].

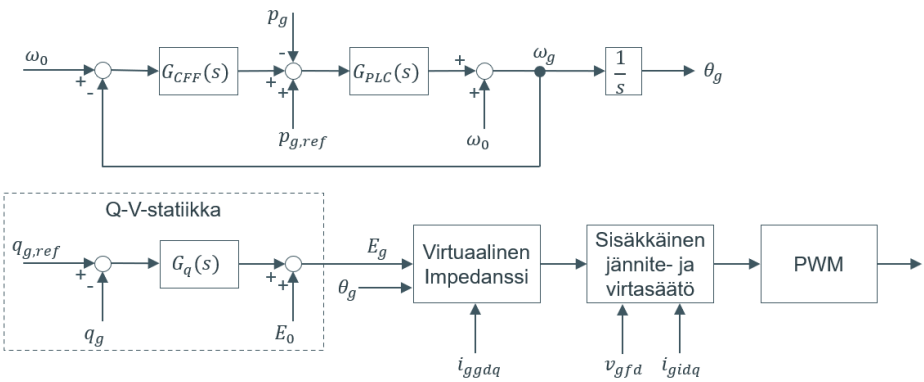
Sähkömekaanisella tasolla määritetään suuntaajan sisäisen jännitteen amplitudi ja kulma mitatun pätö- ja loistehon perusteella [3]. Samalla säädetään suuntaajan tehoa sekä synkronoidutaan verkon jännitteeseen. Tällä uloimmalla säätöpiirillä yleisimmät säätömenetelmät ovat statiikkasäätö ja virtuaalinen tahtikone säätö [3]. Statiikkasäätö luo suuntaajan säätöön statiikkaa, jolla suuntaaja säätää jännitettään tasaisesti suhteessa kuormaan. Virtuaalisen tahtikoneen säädöllä suuntaajan ohjaukseen luodaan dynamiikkamalli, joka simuloi tahtikoneen dynamiikkaa.

Yksinkertaisessa statiikkasäädössä (engl. droop control) sisäisen jännitteen kulma määritetään pätötehostatiikan perusteella ja jännitteen taso loistehostatiikan perusteella. Verkkoa luovien suuntaajien yksinkertainen statiikkasäätö eroaa laitossäätimien statiikkasäädöstä siten, että verkkoa luova statiikkasäätö on ylätason säädön sijaan säätöjärjestelmän ytimessä määrittelemässä sisäistä jänniteosoitinta.

Statiikkasäätö mahdollistaa tehonjaon ja sen myötä rinnakkaisen toiminnan toisen verkkoa luovan suuntaajan tai tahtikoneen kanssa [3]. Statiikkasäädön stabiili toiminta vaatii tehomittausten alipäästösuodatuksen. Yksinkertaiseen statiikkasäätöön ei sisälly vaimennusta eikä virtuaalista inertiaa. Yksinkertaisen statiikkasäädön viritys stabiiliksi on haastavaa menetelmän vähäisten parametrien vuoksi [3].

Yleistetty statiikkasäätö (engl. generalized droop control) on esitetty yhtälössä 6 ja kuvassa 9. Siinä statiikkaa määrittelee yleisesti siirtofunktiot G_p ja G_q, jotka säätävät pätötehoa ja loistehoa vastaavasti. ω_g kuvaa suuntaajan jännitteen kulmanopeutta. Signaalit p_g ja p_g^* ovat suuntaajan pätöteho ja sen asetusarvo suhteellisuuarvoina. E_0 on perustaso jännitteelle ja q_g ja q_g^* ovat suuntaajan loisteho ja sen asetusarvo suhteellisuuarvoina. Pätötehostatiikka muodostuu siirtofunktiosta G_PLC sekä takaisinkytkennän siirtofunktiosta G_CFF, joka ovat molemmat vapaasti määriteltävissä. Määrittelemällä siirtofunktiot G_p ja G_q sopivalla tavalla, voidaan yleistettyyn statiikkasäätöön luoda haluttuja toiminnallisuuksia kuten virtuaalista inertiaa sekä vaimennusta[3]. Matemaattisesti kaikki muut verkkoa luovan säädön sähkömekaanisen tason säätömenetelmät voidaan pelkistää yleistettyyn statiikkasäätöön [3].

$$
\begin{aligned}
\omega_{\mathrm{g}} &= \omega_0 + G_{\mathrm{p}}(s)(p_{\mathrm{g}}^* - p_{\mathrm{g}}) \\
E_{\mathrm{g}} &= E_0 + G_{\mathrm{q}}(s)(q_{\mathrm{g}}^* - q_{\mathrm{g}}) \\
G_{\mathrm{p}}(s) &= \frac{G_{\mathrm{PLC}}(s)}{1 + G_{\mathrm{PLC}}(s) + G_{\mathrm{CFF}}(s)}
\end{aligned}
\tag{6}
$$



Kuva 9: Yleistetty statiikkasäätömenetelmä verkkoa luovilla suuntaajilla. Käännetty lähteestä [3]

Virtuaalinen tahtikone (engl. virtual synchronous machine) on säätömenetelmä, jossa suuntaajan säätöjärjestelmä pyrkii jäljittelemään tahtikoneen dynamiikkaa. Virtuaalisen tahtikoneen säätö koostuu statiikkasäädöstä, johon on mallinnettu heilahteluyhtälö P-f-statiikan perään. Virtuaalisen tahtikoneen pätötehoa ja jännitteen kulmaa säätävä liikeyhtälö on kuvatttu yhtälössä 12, jossa J on virtuaalinen hitausmomentti, K_ω on statiikkakerroin, ω^* on kulmanopeuden asetusarvo ja D on vaimennuskerroin. Virtuaalisen tahtikoneen tavoitteena on tuottaa virtuaalista inertiaa voimajärjestelmän tukemiseksi [3].

$$
J\dot{\omega}_{\mathrm{g}} = P^* + K_\omega(\omega^* - \omega_{\mathrm{g}}) - P - Dd\omega_{\mathrm{g}} \tag{7}
$$

Verkkoa luovan suuntaajan säätömenetelmä vaikuttaa siihen, miten helposti suuntaajan parametrejä, kuten virtuaalista inertiaa, voidaan säätää. Säätömenetelmä myös vaikuttaa siihen miten verkkosuuntaajaa käyttäytyy voimajärjestelmässä. Seuraavan luvun alussa tutustutaan tahtikoneiden toimintaan voimajärjestelmässä ja sen jälkeen voimajärjestelmän stabiiliuteen laajemmin.

3 Voimajärjestelmän stabiilius

Voimajärjestelmän stabiilius tarkoittaa järjestelmän kykyä palautua vakaaseen toimintapisteeseen häiriön tai vian jälkeen [2]. Stabiilius on välttämätöntä voimajärjestelmän toiminnalle ja on siksi keskeisessä roolissa voimajärjestelmää tutkittaessa. Tässä työssä voimajärjestelmän stabiiliutta tarkastellaan erityisesti suuntaajalähtöisen stabiiliuden kautta.

Tässä luvussa tarkastellaan ensimmäiseksi luvussa 3.1 perinteisten tahtikoneiden toimintaa ja niiden roolia voimajärjestelmän stabiiliuden ylläpitämisessä. Seuraavaksi luvussa 3.2 esitellään suuntaajalähtöisen stabiiliuden luokka ja siihen liittyviä analysointimenetelmiä. Lopuksi luvussa 3.3 käsitellään muita stabiiliusluokkia.

3.1 Tahtikoneet voimajärjestelmässä

Perinteisesti voimajärjestelmä on suunniteltu tahtikoneiden ympärille. Tahtikoneilla on keskeinen rooli voimajärjestelmän stabiiliuden ylläpitämisessä. Tahtikoneet ylläpitävät verkon jännitettä ja tukevat taajuusstabiiliutta luontaisesti [19]. Ilman tahtikoneiden toimintaa ei Suomen voimajärjestelmä nykyisellään pysyisi stabiilina.

Tahtikoneessa on tahtigeneraattori, jossa roottori pyörii tahdissa staattorin jännitteen kanssa. Roottoria pyörittää voimakone, kuten höyryturbiini, ja staattori on kytketty sähköverkkoon. Toisin kuin tyypin 4 tuulivoimalaitoksen tahtigeneraattorissa, suoraan voimajärjestelmään kytketyn tahtikoneen ja verkon välissä ei ole suuntaajaa. Tästä syystä generaattorin magneettikenttä on roottoriin nähden samansuuntainen, joten kone on normaaliajossa aina tahdissa verkon jännitteen kanssa [19].

Voimalaitosten tahtikoneissa roottori magnetoidaan tasasuuntaajan avulla. Magnetoinnilla ohjataan generaattorin jännitettä. Pätötehon määrittelee verkon ja generaattorin jännitteiden välinen vaihe-ero [19]. Kun tahtikone toimii generaattorina, kulkee koneen jännite verkon jännitteen edellä ja siirtyvä pätöteho näyttäytyy turbiinia jarruttavana voimana. Mikäli vaihe-eroa ei ole, ei tahtikoneesta siirry pätötehoa verkon suuntaan ja roottori pyörii vapaasti ilman vääntöä. Jos verkon jännite kulkee tahtikoneen edellä, pätöteho kulkee verkosta koneeseen päin ja tahtikone toimii moottorina. Generaattorin pätötehoa ohjataan turbiinin tehoa ohjaamalla. Tahtikoneiden pätö- ja loistehoa ohjataan luvussa 2.4.1 kuvatun statiikkasäädön mukaisesti, joten ne tukevat verkon jännitettä ja taajuutta.

Tahtigeneraattorit synkronoituvat voimajärjestelmään verkkoa luovien suuntaajien kaltaisesti tehon kautta. Generaattori luontaisesti säätää nopeuttaan oman tehotasapainonsa perusteella ja kykenee siten jakamaan tehoa toisten tahtigeneraattoreiden kesken ja toimimaan yhdessä osana voimajärjestelmää. Tahtikoneen synkronoitumista voimajärjestelmään käsitellään tarkemmin kulmastabiiliuden yhteydessä luvussa 3.3.1.

Tahtigeneraattorit ovat tyypillisesti suuria laitteita, joiden pyörivällä roottorilla on suuri hitausmomentti. Roottorin hitausmomentti hidastaa sen pyörimiseen kohdistuvia muutoksia, ja tällä tavalla suoraan voimajärjestelmään kytketyt tahtigeneraattorit kasvattavat sähköverkon inertiaa.

Seuraavassa luvussa käsitellään suuntaajalähtöistä stabiiliutta, eli stabiiliusilmiöitä, joita on alkanut esiintyä voimajärjestelmässä kun tahtikoneiden tilalle ja rinnalle on

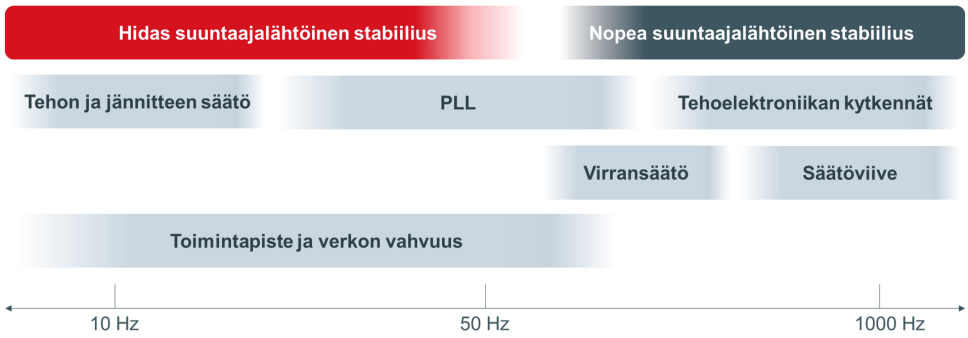
tullut suuntaajakytkettyjä laitoksia.

3.2 Suuntaajalähtöinen stabiilius

Suuntaajakytkettyjen laitosten yleistyminen on nostanut esiin uudenlaisia stabiiliusilmiöitä, jotka liittyvät suuntaajien toimintaan voimajärjestelmässä. Vuonna 2021 nämä ilmiöt esitettiin luokiteltavaksi omaksi suuntaajalähtöisen stabiiliuden luokaksi [2]. Tämä luokka kattaa kaikki voimajärjestelmän stabiiliusilmiöt, jotka liittyvät verkkosuuntaajien vuorovaikutukseen toistensa sekä voimajärjestelmän muiden elementtien kanssa.

Voimajärjestelmän stabiiliutta kuvaavana luokkana suuntaajalähtöinen stabiilius ei ole täysin vakiintunut. Esimerkiksi kesällä 2025 on esitetty suuntaajalähtöisen ja resonanssistabiiliuden korvaamista ali- ja ylisynkronisen (engl. sub-/supersynchronous) ja harmonisen stabiiliuden luokilla [43]. Suuntaajien aiheuttamia voimajärjestelmän stabiiliusilmiöitä voidaan luokitella eri tavoin mutta ilmiöt ja niiden taustalla vaikuttavat tekijät pysyvät samoina. Tässä työssä käytetään suuntaajalähtöisen stabiiliuden luokkaa kuvaamaan kaikkia suuntaajien aiheuttamia stabiiliusilmiöitä.

Suuntaajalähtöisen stabiiliuden keskiössä on suuntaajien säätöpiirien dynamiikka [44]. Suuntaajia ohjaa useampi säätöpiiri, joilla jokaisella on oma dynamiikkansa. Kokonaisuutena ne toimivat laajalla kaistanleveydellä, joten myös epästabiiliutta voi esiintyä laajalla spektrillä [44]. Kuvassa 10 esitetään suuntaajalähtöisen stabiiliuden ilmiöitä suhteessa taajuuteen.



Kuva 10: Suuntaajalähtöisen stabiiliuden ilmiöitä eri taajuuksilla. Mukailtu lähteestä [44].

Suuntaajalähtöinen stabiilius voidaan jakaa nopeaan ja hitaaseen suuntaajalähtöiseen stabiiliuteen stabiiliusilmiöiden taajuuden perusteella [2]. Alkuperäinen luokittelu ei määrittele selkeää jakoa nopean ja hitaan suuntaajalähtöisen stabiiliuden välille [2]. Tästä syystä vakiintunutta jakoa näiden alaluokkien välillä ei ole. Erityisesti suuntaajalähtöisen stabiiliuden ilmiöt, jotka synnyttävät ali- ja ylisynkronisen komponentin luonnollisen taajuuden molemmille puolille, on luokiteltu eri lähteissä eri tavalla [2], [44].

Sähköverkon luonnollista taajuutta, 50 Hz, voidaan käyttää nopean ja hitaan suuntaajalähtöisen stabiiliuden rajana siten, että luonnollisen taajuuden alueen ja sitä matalamman taajuuden ilmiöt ovat hidasta suuntaajalähtöistä stabiiliutta ja korkeammat

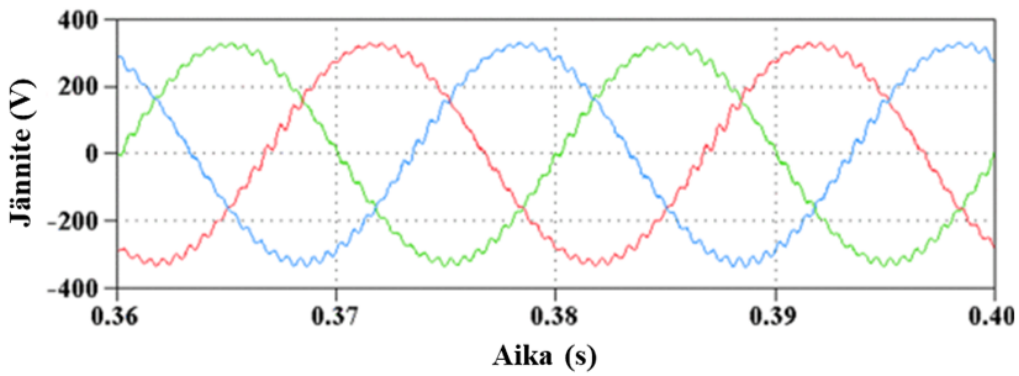
taajuudet nopeaa suuntaajalähtöistä stabiiliutta [44], [45]. Tässä työssä suuntaajalähtöinen stabiilius jaetaan nopeaan ja hitaaseen suuntaajalähtöiseen stabiiliuteen vastaavasti.

Suuntaajalähtöinen stabiilius on yleistermi, joka pitää sisällään useita erilaisia stabiiliusilmiöitä joita suuntaajien toiminta aiheuttaa. Suuntaajalähtöistä epästabiiliutta voi esiintyä samanaikaisesti eri taajuuksilla, sillä niiden taustalla voi olla eri ilmiöitä [44].

Seuraavaksi luvuissa 3.2.1 ja 3.2.2 esitellään tarkemmin nopea ja hidas suuntaajalähtöinen stabiilius. Luvussa 3.2.3 tutustutaan suuntaajalähtöisen stabiiliuden analysointimenetelmiin.

3.2.1 Nopea suuntaajalähtöinen stabiilius

Nopean suuntaajalähtöisen stabiiliuden ilmiöt esiintyvät tyypillisesti satojen hertzien taajuudelta kilohertzien taajuudelle [45]. Nopean suuntaajalähtöisen stabiiliuden ilmiöt liittyvät vuorovaikutukseen suuntaajien kesken tai suuntaajien vuorovaikutukseen sähköverkon passiivisten elementtien kanssa [2]. Nopeaa suuntaajalähtöistä stabiiliutta kutsutaan kirjallisuudessa myös harmoniseksi stabiiliudeksi [2], [45]. Kuvassa 11 esitetään nopeaan suuntaajalähtöiseen stabiiliuteen liittyvää verkon jännitteessä esiintyvää korkeataajuista värähtelyä.



Kuva 11: Vaihejännitteissä näkyvä nopean suuntaajalähtöisen stabiiliuden ilmiö. Käännetty lähteestä [46].

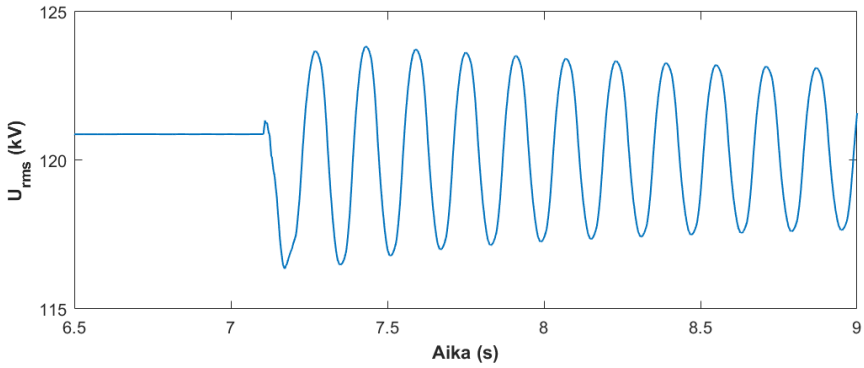
Suuntaajien keskinäisen korkeataajuuksisen vuorovaikutuksen taustalla on suuntaajien sisäiset, nopean dynamiikan säätöpiirit [2]. Pääasialliset syyt nopeaan suuntaajalähtöiseen epästabiiliuteen on säätöpiirien viive sekä suuntaajien sisäinen virransäätöpiiri [45]. Myös suuntaajien modulaatiopiiri ja kytkennät voivat luoda rinnakkaisten suuntaajien välille resonanssia [44].

Suuntaajien ja verkon passiivisten elementtien, kuten suodattimien tai voimajohtojen kapasitanssin, välisen vuorovaikutuksen seurauksena voi myös syntyä korkeataajuista harmonista epästabiiliutta. [2], [46]. Koska suuntaajiin vaikuttava kokonaisimpedanssi riippuu verkon toimintapisteestä, saattaa epästabiilia värähtelyä syntyä tietyissä olosuhteissa, vaikka verkon normaaliolosuhteissa epästabiiliutta ei havaittaisi. [45].

Nopean suuntaajalähtöisen epästabiiliuden torjumiseksi keskeisessä osassa on aktiiviset vaimennusmenetelmät [2]. Niiden avulla voidaan varmistaa, että korkeilla taajuuksilla kokonaisvaimennus on positiivinen, eikä mahdolliset värähtelyt aiheuta resonanssia voimajärjestelmässä.

3.2.2 Hidas suuntaajalähtöinen stabiilius

Hidas suuntaajalähtöinen stabiilius kattaa suuntaajalähtöisen stabiiliuden ilmiöt, jotka esiintyvät muutaman hertsin taajuudelta luonnolliselle taajuudelle [44]. Hitaan suuntaajalähtöisen stabiiliuden ilmiöt liittyvät yleisesti vuorovaikutukseen suuntaajien ja verkon hitaan dynamiikan elementtien välillä [2]. Verkkosuuntaajilla ylemmän tason säätöpiirit, verkkoa seuraavilla suuntaajille erityisesti PLL-piiri, vaikuttavat hitaaseen suuntaajalähtöiseen stabiiliuteen [45]. Hitaan suuntaajalähtöisen stabiiliuden ilmiöt voidaan jakaa alisynkroniseen värähtelyyn ja sivukaistan värähtelyyn [44]. Kuvassa 12 esitetään hitaaseen suuntaajalähtöiseen stabiiliuteen liittyvää verkon jännitteen tehollisarvossa esiintyvää värähtelyä.



Kuva 12: Verkon jännitteen tehollisarvossa näkyvä matalataajuinen värähtely johdon irroituksen jälkeen.

Sivukaistan värähtely on luonnollisen taajuuden läheisyydessä tapahtuvaa värähtelyä. Verkkosuuntaajien PLL-piiri sekä ulomman tason tahtikoordinaatiston säätöpiirit voivat aiheuttaa sivukaistan värähtelyä [47]. Sivukaistan värähtelyt liittyvät vahvasti suuntaajien synkronointistabiiliuteen, johon vaikuttaa erityisesti sähköverkon vahvuus [48]. Verkkoa seuraavilla suuntaajilla tahtikoordinaatiston PLL-piiri voi olla epästabiili heikossa verkossa synnyttäen sivukaistan värähtelyä [44]. Verkkoa luovilla suuntaajilla tahtikoordinaatiston tehosäätö voi aiheuttaa sivukaistan värähtelyitä vahvassa verkossa tai sarjakompensoidussa heikossa verkossa [48]. Sekä verkkoa seuraavilla että verkkoa luovilla suuntaajilla, näitä värähtelyitä voidaan vaimentaa suuntaajien säädön oikeanlaisella virityksellä ja säätömenetelmän kehittämisellä [48], [45].

Alisynkroninen värähtely on luonnollista taajuutta matalampaa värähtelyä, alle 50 Hz:n taajuusalueella. Suuntaajalähtöisen alisynkronisen värähtelyn taustalla on pääasiallisesti suuntaajien säädön uloimmat säätöpiirit sekä verkon vahvuus ja sarjakompensointi [45], [49]. Verkkoa seuraavilla suuntaajilla alisynkronista värähtelyä voi

aiheuttaa PLL-piirin vuorovaikutus ulompiin säätöpiireihin tai verkon sarjakompensointiin [44], [49], ja verkkoa luovilla suuntaajilla jännitteen säädön ja tehonsäädön vuorovaikutus [44], [45]. Verkon toimintapiste vaikuttaa osaltaan myös alisynkroniseen värähtelyyn, heikossa verkossa matalataajuista värähtelyä esiintyy eniten [2], [44], [45]. Myös alisynkronista värähtelyä voidaan vaimentaa suuntaajien säädön, erityisesti PLL-piirin, virityksellä [44], [45].

3.2.3 Suuntaajalähtöisen stabiiliuden analysointi

Suuntaajalähtöisen stabiiliuden mallintamiseen käytetään analyyttisiä menetelmiä sekä simulointeja [44]. Koska suuntaajalähtöinen stabiilius kattaa useita, eri taajuuksilla esiintyviä stabiiliusilmiöitä, ei kaikkia siihen liittyviä ilmiöitä välttämättä voi mallintaa samalla menetelmällä samanaikaisesti [44]. Lähtökohtaisesti analyyttiset menetelmät antavat syvempää ymmärrystä piensignaalistabiiliuteen, kun taas transienttistabiiliutta voidaan tarkastella lähinnä aikatason simuloinneilla. Tässä luvussa tarkastellaan erilaisia menetelmiä suuntaajalähtöisen stabiiliuden mallintamiseen. Luvussa keskitytään menetelmiin, jotka soveltuvat mustan laatikon malleihin (engl. black box), koska tämän työn simulaatioissa käytetään laitetoimittajien mustan laatikon malleja.

Suuntaajalähtöisen piensignaalistabiiliuteen tarkasteluun voidaan käyttää analyyttisiä menetelmiä. Nämä menetelmät voidaan jakaa ominaisarvoanalyyseihin ja impedanssipohjaisiin analyyseihin [44], [50].

Yksinkertaisimmillaan ominaisarvojen avulla voidaan analysoida järjestelmän stabiiliutta säätötekniikan perusperiaatteiden mukaisesti kun tunnetaan järjestelmän siirtofunktio. Kun kaikkien ominaisarvojen reaaliosat ovat negatiivisia, on järjestelmä stabiili. Mikäli yhden tai useamman ominaisarvon reaaliosat ovat positiivisia, on järjestelmä epästabiili. Ominaisarvot voidaan määrittää valkoisen laatikon (engl. white box) malleille sekä mustan laatikon malleille tietyssä toimintapisteessä. Jos järjestelmästä tunnetaan valkoisen laatikon malli, esimerkiksi aikatason tilaesitysmalli, voidaan ominaisarvoja analysoida syvällisemmin kuin mustan laatikon malleista [50].

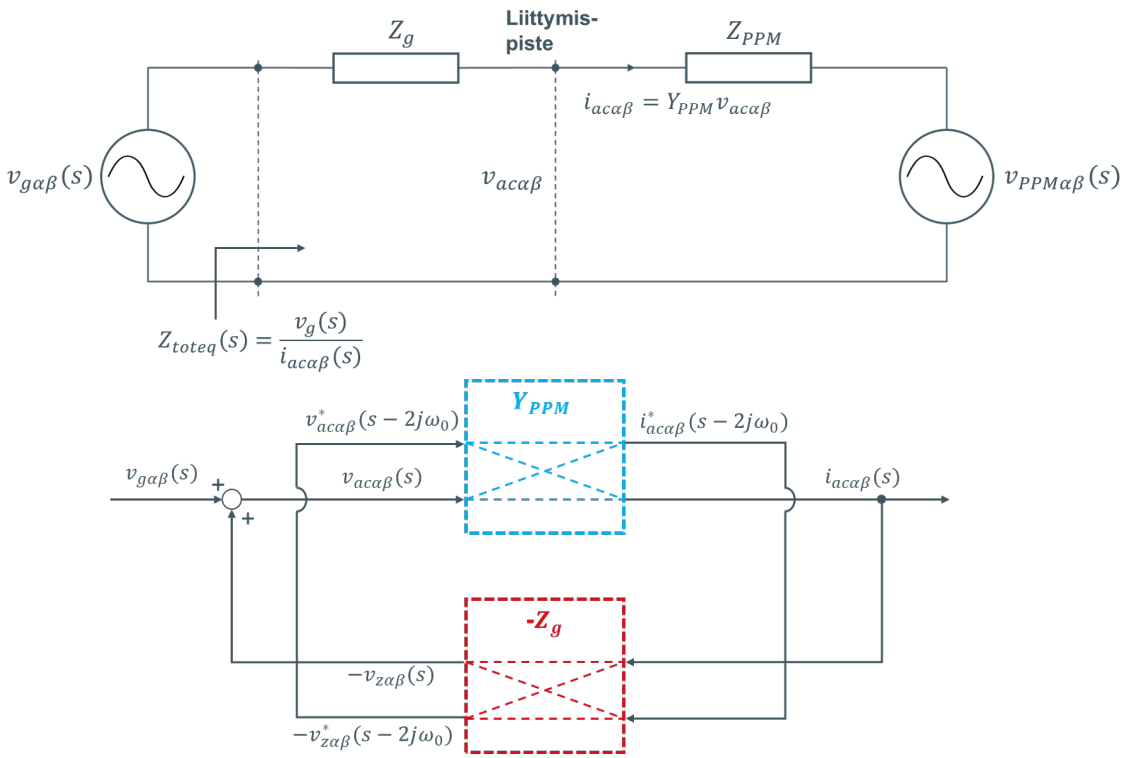
Mustan laatikon malleja voidaan analysoida impedanssipohjaisilla analyyseillä [50]. Impedanssipohjaisissa analyyseissa käytettävät impedanssimallit voidaan määrittää impedanssiskannauksella järjestelmän taajuusvasteesta mittausten tai simulaatioiden perusteella [44].

Impedanssiskannauksessa järjestelmälle syötetään eri taajuuksilla virta- tai jännitesyötteitä ja tarkastellaan järjestelmän vastetta [44]. Järjestelmän syöte suhteessa vasteeseen kuvaa impedanssia yhtälön 8 mukaisesti [51], [52]. Suuntaajilla esiintyy impedanssin elementtien keskinäisriippuvuutta tahtikoordinaatiston PLL-piirin dynamiikan vuoksi [34]. Tämä keskinäisriippuvuus saadaan kuvattua yhtälön 8 mukaisesti kompleksikonjugaatin avulla [34], [51]. $Z_{11}, Z_{12}, Z_{21}, Z_{22}$ kuvaavat järjestelmän impedanssin elementtejä, ja $i^*_{\alpha\beta}$ ja $v^*_{\alpha\beta}$ kuvaavat virran ja jännitteen kompleksikonjugaatteja.

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha\beta}(s) \\ v^*_{\alpha\beta}(s-2j\omega) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11}(s) & Z_{12}(s) \\ Z_{21}(s) & Z_{22}(s) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha\beta}(s) \\ i^*_{\alpha\beta}(s-2j\omega) \end{bmatrix} \tag{8}$$

Impedanssiskannaukselle voidaan määrittää sijaiskytkentä Thevenin ekvivalenttien avulla kuvan 13 mukaisesti [52], [53]. Verkkoa seuraavat suuntaajat voi olla

parempi mallintaa Thevenin jännitelähde-ekvivalentin sijaan Nortonin virtalähde-ekvivalenttina [54]. Kun impedanssiskannauksen perusteella tarkastellaan liittymispisteen stabiiliutta verkon ja suuntaajakytketyn laitoksen impedanssien suhteena, voidaan käyttää Thevenin tai Nortonin ekvivalentteja [53], [54]. Kuvassa 13 on esitetty impedanssiskannauksen tilanteen piensignaalisijaiskytkentä sekä impedanssielementtien keskinäisriippuvuus.



Kuva 13: Impedanssiskannauksen sijaiskytkentä ja impedanssielementtien keskinäisriippuvuus. Mukailtu lähteistä [51], [52].

Stabiiliutta skannauspisteessä analysoidaan tutkimalla skannauspisteen molemmilta puolilta skannattujen impedanssien suhdetta. Analyysia voi yksinkertaistaa laskemalla moniulotteiselle impedanssimatriisille yksiulotteisen ekvivalentin [51]. Ekvivalentin tulee ottaa huomioon impedanssielementtien keskinäisriippuvuudet. Suuntaajavaltaisessa järjestelmässä tulee impedanssin keskinäisriippuvuus huomioida sekä suuntaajakytketyn laitoksen, että muita suuntaajia sisältävän verkon puolella.

Kuvan 13 perusteella voidaan johtaa järjestelmän impedansseille yhtälöt 9, joissa Z_g ja Z_{PPM} kuvaavat verkon ja suuntaajakytketyn laitoksen impedansseja. Näiden yhtälöiden perusteella voidaan johtaa yhtälöt impedanssiekvivalenteille suuntaajavaltaisen järjestelmän skannauspisteessä, jossa impedanssielementtien keskinäisriippuvuus vaikuttaa skannauspisteen molemmilla puolilla. Yhtälöt 10 kuvaavat impedanssiekvivalentteja tällaisessa tilanteessa. Siinä Z_{eq} kuvaa impedanssiekvivalenttia ja $Z_{tot} = Z_g + Z_{PPM}$ järjestelmän kokonaisimpedanssia.

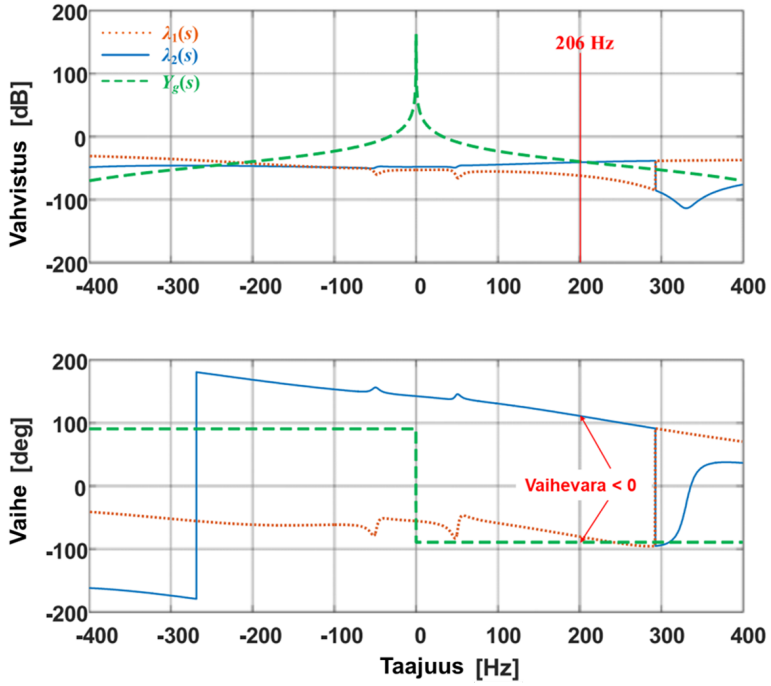
$$
\begin{aligned}
\begin{bmatrix} v_{\alpha\beta}(s) \\ v^*_{\alpha\beta}(s-2j\omega) \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} Z_{\mathrm{PPM11}}(s) & Z_{\mathrm{PPM12}}(s) \\ Z_{\mathrm{PPM21}}(s) & Z_{\mathrm{PPM22}}(s) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha\beta}(s) \\ i^*_{\alpha\beta}(s-2j\omega) \end{bmatrix} \\
\begin{bmatrix} v_{\alpha\beta}(s) \\ v^*_{\alpha\beta}(s-2j\omega) \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} v_{\mathrm{g}\alpha\beta}(s) \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{\mathrm{z}\alpha\beta}(s) \\ v^*_{\mathrm{z}\alpha\beta}(s-2j\omega) \end{bmatrix} \\
\begin{bmatrix} v_{\mathrm{z}\alpha\beta}(s) \\ v^*_{\mathrm{z}\alpha\beta}(s-2j\omega) \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} Z_{\mathrm{g11}}(s) & Z_{\mathrm{g12}}(s) \\ Z_{\mathrm{g21}}(s) & Z_{\mathrm{g22}}(s) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha\beta}(s) \\ i^*_{\alpha\beta}(s-2j\omega) \end{bmatrix}
\end{aligned}
\tag{9}
$$

$$
\begin{aligned}
Z_{\mathrm{geq}}(s) &= \frac{v_{\mathrm{z}\alpha\beta}(s)}{i_{\mathrm{ac}\alpha\beta}(s)} = Z_{\mathrm{g11}} - \frac{Z_{\mathrm{tot21}}}{Z_{\mathrm{tot22}}} Z_{\mathrm{g12}} \\
Z_{\mathrm{PPMeq}}(s) &= \frac{v_{\mathrm{ac}\alpha\beta}(s)}{i_{\mathrm{ac}\alpha\beta}(s)} = Z_{\mathrm{PPM11}} - \frac{Z_{\mathrm{tot21}}}{Z_{\mathrm{tot22}}} Z_{\mathrm{PPM12}}
\end{aligned}
\tag{10}
$$

Impedanssimalleja analysoidaan tyypillisesti Nyquist- ja Bode-diagrammeilla, joilla tarkastellaan järjestelmän taajuusvastetta [53]. Nyquistin stabiiliuskriteeriä käytetään yleisesti impedanssimallin stabiiliuden määrittämiseen [50]. Yleistetyn Nyquistin stabiiliuskriteerin mukaan järjestelmä on stabiili jos ja vain jos Nyquistin käyrä kiertää pisteen $\omega = -1$ yhtä monta kertaa kuin avoimella järjestelmällä on positiivisia napoja [55]. Impedanssiskannauksissa stabiiliutta tarkastellaan tutkimalla skannauspisteen impedanssisuhdetta. Jos verkon ja suuntaajakytketyn laitoksen impedanssit ovat stabiileja, eli niillä ei ole positiivisia ominaisarvojen reaaliosia, ja impedanssisuhde $\frac{Z_{\mathrm{g}}}{Z_{\mathrm{PPM}}}$ täyttää Nyquistin stabiiliuskriteerin, on skannauspiste stabiili [53].

Bode-diagrammi kuvaa järjestelmän taajuusvastetta vahvistuksen ja vaihesiirron kautta. Kuvassa 14 on esitetty Bode-diagrammi, jonka ylempi kuvaaja on vahvistuskäyrä ja alempi vaihesiirtokäyrä. Bode-diagrammilla tarkastellaan impedanssiskannauspisteen stabiiliutta asettamalla verkon ja suuntaajakytketyn laitoksen impedanssit samaan diagrammiin. Mikäli impedanssien vaihesiirtojen erotus on yli 180 astetta pisteessä, jossa impedanssien vahvistuskäyrät leikkaavat on järjestelmä epästabiili. Bode-diagrammista voidaan määrittää järjestelmän stabiiliuden lisäksi sen vahvistus- ja vaihevara [53]. Vahvistus- ja vaihevara kuvaavat kuinka lähellä järjestelmä on stabiiliuden rajoja. Vahvistusvara määritetään Bode-diagrammista -180 asteen vaiheeroa vastaavan vahvistuksen ja 0 dB vahvistuksen erotuksena. Vaihevara määritetään Bode-diagrammista 0 dB vahvistusta vastaavan vaihe-eron ja -180 asteen vaihe-eron erotuksena. Kuvassa 14 nähdään esimerkki epästabiilista tilanteesta, jossa impedanssien vahvistuskäyrien leikkauspisteessä vaiheiden ero on yli 180 astetta ja vaihevara on negatiivinen. Kuvassa λ_1 ja λ_2 ovat suuntaajan ja verkon admittanssien suhteen ominaisarvojen taajuusvasteita ja Y_g sähköverkon admittanssi.

Piensignaalistabiiliutta tarkastellaan voimajärjestelmän yhdessä toimintapisteessä. Transienttitilanteessa voimajärjestelmän tila vaihtelee nopeasti ja voimakkaasti, joten sitä ei voi linearisoida tai tarkastella vain tietyn toimintapisteen kohdalta. Transienttistabiiliutta tarkastellessa numeerinen simulointi aikatasossa on usein toimivin ratkaisu



Kuva 14: Esimerkki Bode-diagrammista. Käännetty lähteestä [34]

[50], [53]. Suuntaajalähtöisen stabiiliuden ilmiöt voivat olla korkeataajuisia, joten simulaatiomallien pitää kyetä simuloimaan suuntaajien nopeaa dynamiikkaa [44].

Yleisin simulointimenetelmä suuntaajalähtöiseen stabiiliuteen on elektromagneettinen transientti (EMT) simulointi, joka kykenee jopa mikrosekunnin aika-askeleen tarkkuuteen [44]. EMT-simulointiohjelma laskee dynamiikkaa Kirchhoffin lakeihin perustuvilla ensimmäisen asteen differentiaaliyhtälöillä, jotka kuvaavat RLC-piirien dynamiikkaa [56]. Tarkkuutensa vuoksi EMT-malleihin voidaan mallintaa voimajärjestelmän epälineaarisuuksia, kuten suojauksia, saturaatioita ja suuntaajien säätöä [53].

EMT-simulointi vaatii kuitenkin paljon laskentatehoa, joka on kyseisen mallintamismenetelmän suurin heikkous [44]. Suurta laskentatehon tarvetta voidaan lieventää käyttämällä EMT-malleja yhdessä muiden mallinnus- ja analysointimenetelmien kanssa, kuten EMT-mallin alustamista erillisellä tehonjakolaskennalla [44].

EMT-mallinnusta hyödynnetään pääasiallisesti transienttistabiiliuden tarkasteluihin [53]. Lisäksi sitä voidaan käyttää kehittämään ja todentamaan piensignaalistabiiliuden mallintamiseen tarkoitettuja lineaarisia malleja [53]. EMT-simulointeja voidaan hyödyntää myös analysoimaan tarkemmin epästabiiliutta, joka on havaittu muilla mallinnusmenetelmissä [53]. EMT-simulaatioiden vaatima laskentateho on perinteisesti rajoittanut niiden käyttöä laajoissa verkkomalleissa, mutta lähiaikoina myös laajoja EMT-malleja on hyödynnetty juuri suuntaajalähtöisen stabiiliuden analysoinnissa [6].

Suuntaajalähtöisen stabiiliuden tutkimisen lisäksi EMT-mallinnus soveltuu hyvin voimajärjestelmän transienttistabiiliuden tarkasteluun muidenkin stabiiliusluokkien osalta. Näitä muita stabiiliusluokkia käsitellään seuraavassa luvussa.

3.3 Muut stabiiliusluokat

Voimajärjestelmän stabiiliusilmiöt jaotellaan suuntaajalähtöisen stabiiliuden lisäksi kulma-, jännite-, taajuus- ja resonanssistabiiliuteen [2]. Tässä luvussa esitellään tarkemmin nämä stabiiliusluokat.

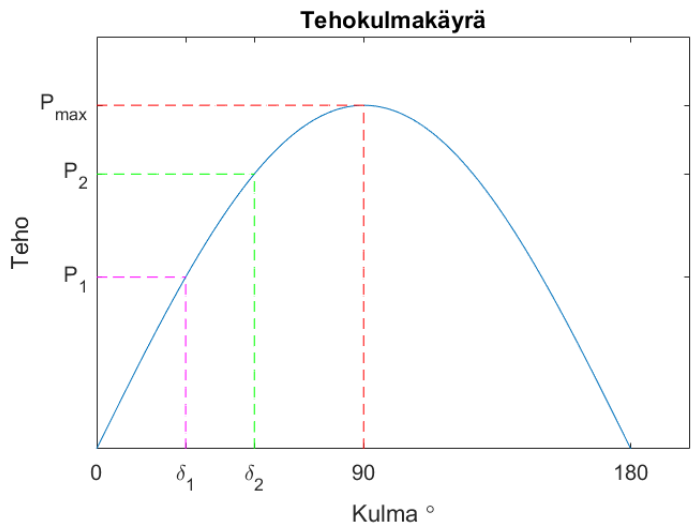
3.3.1 Kulmastabiilius

Kulmastabiiliudella viitataan perinteisesti voimajärjestelmässä toimivien tahtikoneiden kykyyn pysyä tahdissa [57]. Tahtikoneet voivat syöttää pätötehoa sähköverkkoon vain tahtikäynnillä, joten niiden tahdissa pysyminen on kriittistä voimajärjestelmän stabiiliuden kannalta [57]. Myös verkkoa luovien suuntaajien synkronointiin liittyy samankaltaiset kulmastabiiliuden ilmiöt [3].

Kulmastabiilius kattaa tahtikoneiden kyvyn ylläpitää omaa tehotasapainoansa normaaliolosuhteissa sekä kyvyn palautua tasapainoon pienten häiriöiden tai suurten häiriöiden jälkeen [2]. Kahden jälkimmäisen perusteella kulmastabiilius voidaan jakaa piensignaalistabiiliuteen ja transienttistabiiliuteen [2].

Kulmastabiiliutta analysoidessa tarkastellaan tahtigeneraattorin syöttämää tehoa jäykkään verkkoon impedanssin läpi. Voimajohdolla siirtyy pätötehoa tehokulmayhtälön 11 mukaisesti [57]. Jännitteet U_1 ja U_2 ovat voimajohdon eri päiden jännitteet, X on johdon reaktanssi ja δ on johdon päiden jännitteiden vaihe-ero, eli tehokulma. Kuvassa 15 kuvataan tehokulmayhtälön mukainen tehokulmakäyrä, jossa kulmastabiiliuden kannalta stabiili alue on 0–90 asteen välissä ja epästabiilialue 90–180 asteen välissä. Generaattori ohjaa tehoansa tehokulman avulla. Epästabiililla alueella generaattori saattaa pyrkiä kasvattamaan tehoansa kasvattamalla tehokulmaa, jolloin teho laskee entisestään.

$$P = \frac{U_1 U_2}{X} \sin(\delta) \tag{11}$$



Kuva 15: Tehokulmakäyrä

Kulmastabiilius liittyy tahtikoneen tehotasapainoon, jossa roottorin mekaaninen teho on yhtä suuri kuin sähköverkon sähköinen teho. Mikäli verkon tehossa tapahtuu muutos $P_1 \rightarrow P_2$, alkaa tahtikoneen vauhti hidastua tai kiihtyä, jolloin generaattorin ja sähköverkon jännitteiden välinen kulma muuttuu $\delta_1 \rightarrow \delta_2$ kuvan 15 mukaisesti kunnes mekaaninen ja sähköinen teho on tasapainossa [57]. Mikäli tehotasapainoa ei saavuteta tahtikoneen kulman stabiililla alueella, eli kulma δ_2 kasvaa yli 90 asteen suuruiseksi, voi tahtikone menettää kulmastabiiliutensa.

Tahtigeneraattorin dynamiikkaa tilanteessa, jossa tehotasapaino ei toteudu, kuvataan heilahteluyhtälöllä 12. Mekaanisen tehon P_m ja sähköisen tehon P_e erotus on kiihdyttävä teho, joka kiihdyttää generaattorin nopeutta. Järjestelmän hitautta määrittelee hitausvakio H, tahtinopeus ω_s ja generaattorin mitoitusteho S_R.

$$\frac{2HS_\mathrm{R}}{\omega_\mathrm{s}}\frac{\mathrm{d}^2\delta}{\mathrm{d}t^2} = P_\mathrm{m} - P_\mathrm{e} \tag{12}$$

Verkkoa luovan suuntaajan synkronointistabiiliutta voidaan myös tarkastella tehokulmakäyrän avulla [3]. Tahtigeneraattorin dynamiikkaa kuvaavan heilahteluyhtälön tilalla on suuntaajan sähkömekaanisen tason säätömenetelmän synnyttämä dynamiikka, joka virtuaalisella tahtikoneella voi olla lähellä tahtigeneraattorin dynamiikkaa.

Suuntaajakytkettyjen laitosten vaikutukset voimajärjestelmän kulmastabiiliuteen ovat moninaiset, sisältäen sekä positiivisia että negatiivisia vaikutuksia [2]. Verkkoa seuraavien suuntaajakytkettyjen laitosten syrjäyttäessä tahtikoneita voimajärjestelmän inertia vähenee, jolloin tahtikoneiden tehoheilahdukset voimajärjestelmän muutoksissa kasvavat ja kulmastabiilius vaarantuu transienttistabiiliuden tilanteissa [28]. Verkkoa luovat suuntaajat taas voivat lisätä voimajärjestelmän inertiaa. Lisäksi suuntaajakytkettyjen laitosten jännitetuki parantaa transienttikulmastabiiliutta [28].

3.3.2 Jännitestabiilius

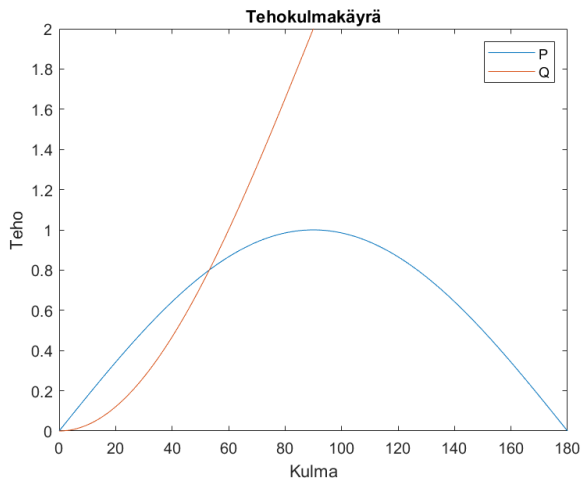
Jännitestabiiliudella tarkoitetaan voimajärjestelmän kykyä ylläpitää määritelty jännitetaso ja palautua siihen häiriön jälkeen [57]. Jännite on paikallinen suure, joten jännitestabiiliutta tarkastellaan voimajärjestelmän eri osissa paikallisesti. Jännitteen tulee pysyä voimajärjestelmässä tiettyjen rajojen sisällä, jotta voimajärjestelmän laitteet toimivat oikein. Voimajärjestelmän jännite liittyy vahvasti loistehon kulutukseen ja tuotantoon voimajärjestelmässä [57].

Jännitestabiiliutta voidaan tarkastella stabiiliutena pienten tai suurten häiriöiden jälkeen [57]. Jännitestabiilius pienten häiriöiden suhteen tarkoittaa voimajärjestelmän kykyä ylläpitää vakaata jännitettä pienten muutosten jälkeen. Jännitestabiilius suurten häiriöiden suhteen tarkoittaa voimajärjestelmän kykyä palautua vakaaseen jännitteeseen suuren häiriön, kuten vian, jälkeen.

Yleisemmin jännitestabiilius luokitellaan lyhyen ja pitkän aikavälin jännitestabiiliuteen [2]. Lyhyen aikavälin jännitestabiilius tarkastelee vikoja ja yksittäisten kuormien jännitestabiiliutta muutaman sekunnin aikavälillä. Pitkän aikavälin jännitestabiilius tarkastelee stabiiliutta useiden minuuttien aikavälillä ja liittyy usein vikojen jälkeisen tilanteen tasapainoon mikäli tuotantoa tai siirtoyhteyksiä on irronnut voimajärjestelmästä.

Jännitestabiiliutta analysoidessa tarkastellaan jännitettä kun jäykkä verkko syöttää tehoa kuormalle impedanssin läpi. Johdolla kuluu loistehoa suhteessa siirrettyyn pätötehoon yhtälön 13 mukaisesti [57]. Tämä suhde on kuvattu kuvassa 16. Käyrästä nähdään, että suurella pätötehon siirrolla loistehon kulutus kasvaa nopeammin kuin pätötehon siirto. Kasvanut loistehon kulutus laskee jännitettä voimajohdon toisessa päässä.

$$
\begin{aligned}
P &= \frac{U_1 U_2 \sin\delta}{X} \approx P_{\max}\sin\delta \\
Q &= \frac{U_1^2 + U_2^2 - 2U_1U_2\cos\delta}{X} \approx 2P_{\max}(1-\cos\delta)
\end{aligned}
\tag{13}
$$

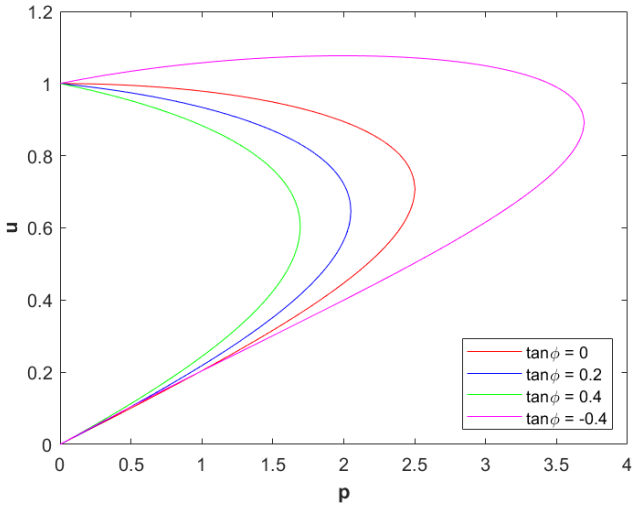


Kuva 16: Tehokulmakäyrä siirrettävälle pätöteholle sekä johdon kuluttamalle loisteholle.

Voimajohdolla siirrettävä teho aiheuttaa jännitehäviöitä. Yhtälössä 14 on kuvattu jännite johdolla siirrettävän tehon funktiona, jonka käyrä nähdään kuvassa 17 [57]. Kerroin $tan\phi$ on loistehon suhde pätötehoon. Mikäli tehon siirto ylittää käyrän taitteen, ollaan jännitestabiiliuden kannalta epästabiililla alueella. Tilanteessa, jossa suurella siirrolla oleva johto irtoaa, kasvaa toisilla johdoilla siirrettävä teho. Tällöin jännitestabiilius voi olla vaarassa, jos näiden johtojen päissä jännite laskee liikaa kasvaneen tehonsiirron vuoksi.

$$
\begin{aligned}
U_2 &= \sqrt{\frac{U_1^2 - 2QX \pm \sqrt{(2QX - U_1)^2 - 4X^2(P^2+Q^2)}}{2}} \\
u &= \sqrt{\frac{(1 - 2xp\tan\phi) \pm \sqrt{1 - 4xp\tan\phi - 4x^2p^2}}{2}}
\end{aligned}
\tag{14}
$$

Suuntaajakytketyt laitokset kykenevät pääsääntöisesti tukemaan sähköverkon jännitettä tuottamalla loistehoa [12]. Verkkokoodeissa tyypillisesti vaaditaan kaikilta



Kuva 17: Johdolla siirrettävä teho jännitteen funktiona eri pätö- ja loistehon suhteilla.

voimalaitoksilta loistehokapasiteettia [40]. Suuntaajakytketty tuotanto voi tämän loistehokapasiteetin kautta parantaa voimajärjestelmän jännitestabiiliutta.

3.3.3 Taajuusstabiilius

Taajuusstabiilius kuvastaa voimajärjestelmän kykyä ylläpitää jännitteen vakaata taajuutta pätötehon muutosten jälkeen [57]. Taajuustabiilius liittyy voimajärjestelmän pätötehon tuotannon ja kulutuksen tasapainoon [57]. Taajuus on voimajärjestelmässä globaali suure, joten pätötehon tasetta tarkastellaan koko järjestelmän tasolla.

Mikäli voimajärjestelmän pätötehon tuotanto ja kulutus eivät ole tasapainossa, järjestelmän tahtikoneet kiihtyvät tai hidastuvat yhtälön 12 mukaisesti. Jotta voimajärjestelmän taajuus ei nouse liian korkeaksi tai laske liian matalaksi, tulee tarvittaessa tuotantoa lisätä tai kulutusta irrottaa, mikäli tehotasapainoa ei saavuteta järjestelmä tasolla muutoin.

Taajuusstabiilius voidaan jakaa lyhyen ja pitkän aikavälin taajuusstabiiliuteen [2]. Lyhyen aikavälin taajuustabiilius liittyy taajuuden vasteeseen kun pätötehon tuotannossa tai kulutuksessa tapahtuu muutos. Lyhyen aikavälin taajuustabiilius varmistaa ettei taajuus laske liian matalalle. Keskeisessä roolissa tässä stabiiliudessa on voimajärjestelmän inertia ja sen vaikutus taajuuden muutosnopeuteen [28]. Lyhyen aikavälin taajuustabiiliuteen vaikuttaa myös tahtikoneiden ja suuntaajakytkettyjen laitosten pätötehostatiikka sekä voimajärjestelmän automaattiset taajuusreservit. Pitkän aikavälin taajuusstabiilius liittyy taajuuden palautumiseen isojen muutosten jälkeen. Tätä stabiiliutta hoidetaan manuaalisilla taajuusreserveillä.

Luvussa 3.3.1 kuvattiin suuntaajakytkettyjen laitosten yleistymisen vaikutuksesta kulmastabiiliuteen. Inertian vähentyminen vaikuttaa erityisesti taajuusstabiiliuteen, sillä inertia hidastaa taajuuden muutosnopeutta, jolloin pätötehotasetta on voimajärjestelmätasolla helpompi pitää tasapainossa. Kun voimajärjestelmässä on vähemmän inertiaa, aiheuttavat muutokset nopeampia ja suurempia heilahduksia taajuuteen, minkä

seurauksena taajuusstabiilius heikentyy [28]. Toisaalta suuntaajakytketyt laitokset voivat säätää tehonsa tuotantoa nopeasti ja siten pystyvät parantamaan taajuusstabiiliutta, erityisesti P-f-statiikkasäädön avulla [2].

3.3.4 Resonanssistabiilius

Resonanssistabiilius on suuntaajalähtöisen stabiiliuden ohella toinen hiljattain esitetty stabiiliusluokka [2]. Resonanssistabiilius kattaa nimensä mukaisesti voimajärjestelmän stabiiliusilmiöt, jotka liittyvät resonanssiin. Resonanssistabiilius littyy vahvasti nimellistaajuutta malammilla taajuuksilla esiintyvään alisynkroniseen värähtelyyn, joka on myös kirjallisuudessa yleisempi termi. Resonanssistabiilius jaetaan sähköiseen ja mekaaniseen (engl. torsional) resonanssiin [2].

Resonanssistabiiliuden ilmiöissä voimajärjestelmän kahden osan välillä esiintyy värähtelyä, ja energian siirtyy näiden välillä edestakaisin [2]. Resonanssi-ilmiöiden syntymiseen vaikuttaa resonanssitaajuuksien aiheuttama heikko vaimennus tietyn taajuisille värähtelyille. Suomen voimajärjestelmän vahvasti sarjakompensoitu ja silmukoitu verkko synnyttää sähköjärjestelmään useita alisynkronisia resonanssitaajuuksia [58].

Sähköinen resonanssistabiilius liittyy voimajärjestelmän sähköisten järjestelmien väliseen resonanssiin. Näitä ilmiöitä voi syntyä kun verkon resonanssitaajuuksilla esiintyviin värähtelyihin kohdistuu heikkoa vaimennusta. Tällaista esiintyy esimerkiksi sarjakompensoidun verkon ja tyypin 3 tuulivoimalaitosten välillä [58]. Tyypin 3 tuulivoimalaitoksen roottorin resistanssi on negatiivinen alisynkronisissa taajuuksilla induktiogeneraattoriefektin vuoksi [59]. Jos roottorin negatiivinen resistanssi on suurempi kuin staattorin resistanssi voi koko tuulivoimalaitoksen resistanssi olla alisynkronisilla taajuuksilla negatiivinen, eli värähtelyjä vahvistava [2]. Tämän seurauksena tyypin 3 tuulivoimalaitokset voivat lähteä resonoimaan erityisesti sarjakompensoidun verkon kanssa.

Mekaaninen resonanssistabiilius liittyy voimajärjestelmässä toimivien generaattorien ja verkon muun osan väliseen resonanssiin [59]. Generaattorien mekaanisilla järjestelmillä, kuten roottorin akselilla, on omat luonnolliset värähtelytaajuutensa. Roottorin värähtely näkyy staattorin jännitteissä, ja mikäli tämän värähtelyn taajuudella esiintyy verkossa sähköisiä resonanssipisteitä, voi esimerkiksi häiriön yhteydessä syntyä värähtelyä generaattorin mekaanisen puolen ja verkon muun osan välillä [59]. Mikäli nämä värähtelyt ovat huonosti vaimennettuja, voi syntyä resonanssi, joka saattaa vaurioittaa generaattorin akselia mekaanisesti [2].

Resonanssistabiiliuden parantamiseksi voidaan voimalaitoksilta, tahtikoneilta ja verkkosuuntaajilta vaatia kykyä vaimentaa heilahteluja. Tätä kykyä vaaditaan erityisesti verkkoa luovilta suuntaajilta [60]. Seuraavassa luvussa käydään kattavammin läpi erilaisia vaatimuksia, jota verkkoa luovalle säädölle on asetettu eri kantaverkkoyhtiöiden toimesta.

4 Vaatimukset verkkoa luovalle säädölle

Verkkoa luova säätö on ajankohtaista ja kehittyvää teknologiaa ja siksi sitä määritellään hieman eri lailla ympäri maailmaa. Julkiset määritelmät ja toiminnalliset vaatimukset ohjaavat omalta osaltaan tulevaa kehitystä. Lisäksi erot vaatimuksissa voivat tarkoittaa sitä, että toisaalla verkkoa luovaksi säädöksi määritelty sovellus ei täytä verkkoa luovan säädön vaatimuksia muualla. Määritelmissä kuitenkin toistuu samoja asioita [60]. Jännitelähteenä toimiminen on verkkoa luovan säädön määritelmissä keskiössä. Yhtenäisyydet määritelmissä luovat kuvaa siitä, millaiset ominaisuudet voidaan mieltää verkkoa luovalle säädölle keskeisimmiksi.

Tässä luvussa tarkastellaan sitä, millaisia vaatimuksia verkkoa luovalle säädölle on asetettu verkkokoodeissa. Ensimmäiseksi luvussa 4.1 tarkastellaan sitä, miten verkkoa luovaa säätöä määritellään sekä millaisia toiminnallisia vaatimuksia verkkoa luovalle säädölle on asetettu eri maiden verkkokoodeissa. Luvussa keskitytään tällä hetkellä voimassa oleviin kantaverkkoyhtiöiden vaatimuksiin sekä tulevaan Euroopan unionin verkkokoodin muutokseen. Toiseksi luvussa 4.2 esitellään verkkoa luovaa säätöä testaavia simulointeja, joita käytetään vaatimustenmukaisuuden todentamiseen.

4.1 Toiminnalliset vaatimukset

The Global Power System Transformation Consortium (GPSTC) ja The Energy Systems Integration Group ovat tehneet kattavia listauksia verkkoa luovan säädön vaatimuksista [60], [61]. GPSTC on koonnut yhteen samankaltaisuuksia eri tahojen määritelmistä ja vaatimuksista verkkoa luovalle säädölle. GPSTC:n mukaan verkkoa luovan säädön määritelmissä toistuu jännitelähteenä toimiminen, välitön vaste verkon muutoksiin, synkronoituminen verkkoon, eri vahvuisissa verkoissa toimiminen, vikavirran syöttäminen, virtuaalisen inertian tuottaminen ja säätöjärjestelmän stabiiliuden ylläpitäminen [60].

Samaisesti GPSTC:n mukaan verkkoa luovalle säädölle asetetuissa toiminnallisissa vaatimuksissa toistuu synkronoinnin ylläpito, välitön vaste taajuus- ja jännitemuutokseen, tehoheilahtelujen vaimennus, vikavirtojen syöttö, sähkön laatu, pimeäkäynnistys ja saarekekäyttö [60].

GPSTC on yhteenkokoavasti laatinyt verkkoa luovalle säädölle kattavan määritelmän [60], joka mukaillen suomennettuna kuuluu kokonaisuudessaan seuraavasti: *Verkkoa luova säätö mahdollistaa vaihtosuuntajien toiminnan jännitelähteenä ylläpitämällä omaa sisäistä jänniteosoitinta subtransientissa aikaikkunassa. Verkkoa luovaa säätöä käytetään pätö- ja loistehon säätämiseen voimajärjestelmän tarpeiden mukaan, verkon vahvuudesta riippumatta ja suuntaajan virta- ja energiarajojen puitteissa.*

Pelkkää määrittelyä konkreettisemmin verkkoa luovaa säätöä määrittelee vaatimukset, joita kantaverkkoyhtiöt ovat sille asettaneet.

Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid vaatii vuonna 2025 voimaan tulleissa sähkövarastojen järjestelmäteknisissä vaatimuksissa verkkoa luovaa säätöä tyypin C ja tyypin D, eli nimellisteholtaan vähintään 10 MW:n kokoisilta, sähkövarastoilta [9].

Fingrid vaatii että verkkoa luova säätö toimii aina sähkövaraston ollessa kytkettynä verkkoon [9]. Toimintatilan muutoksia ei sallita, eikä sähkövaraston toimintapiste,

säätötila tai virtarajat saa vaikuttaa siihen, että verkkoa luova säätö poistetaan käytöstä. Fingrid ei vaadi, että laitteita ylimitoitetaan verkkoa luovia säätöominaisuuksia varten.

Fingrid vaatii toiminnallisena vaatimuksena sähkövarastoilta verkon jännitteen vaihe- ja amplitudimuutoksiin pätö- ja loistehovastetta lähes viiveettömästi, muutaman millisekuntin vasteajalla [9]. Verkkoa luovan säädön tulee pyrkiä pitämään säätöteknisesti luotu sisäinen jänniteosoitin vakiona subtransientissa aikaikkunassa.

Lisäksi Fingrid vaatii, että sähkövarasto kykenee siirtymään saarekekäyttöön ja takaisin verkkokytkentään sulavasti, sähkövaraston on balansoitava verkon jännitettä vaiheiden epäsymmetriatilanteissa ja sähkövarasto ei saa vahvistaa sähköverkon taajuus- ja jänniteheilahteluita [9]. Erityisesti korostetaan että sähkövarasto ei saa heikentää sähköjärjestelmän heilahteluiden vaimentumista dq-koordinaatiston taajuuksilla 0,2—45 Hz:ä.

Fingrid valvoo verkkoa luovan säädön vaatimusten täyttymistä verkkoa luovan suuntaajakytketyn voimalaitoksen simulointivaatimuksilla sekä käyttöönottokokeilla. Fingridin asettamat testit vaatimustenmukaisuuden testaamiseen on esitetty taulukossa 1.

Havaijin verkkoyhtiö Hawaiian Electric (HECO) voi vaatia verkkoa luovaa säätöä kaikilta suuntaajakytketyiltä laitoksilta [62]. HECO:n vuonna 2021 päivitetyissä vaatimuksissa määritellään verkkoa luova säätö yleisellä tasolla, sekä simulaatiotestejä säädön testaamiseen. HECO:n määritelmän mukaan verkkoa luova säätö asettaa sisäisen jänniteosoittimen siten, että suuntaaja kykenee synkronoitumaan verkkoon ja säätämään pätö- ja loistehoa luontaisesti. Verkkoa luovan säädön tulee toimia verkon vahvuudesta ja toisista tuotantolaitoksista riippumatta. Verkkoa luovalla suuntaajalla tulee olla välitön vaste verkon häiriöihin ja sen tulee ylläpitää omaa stabiiliuttaan häiriötilanteissa. HECO:n asettamat testit vaatimustenmukaisuuden testaamiseen on esitetty taulukossa 1.

Iso-Britanniassa verkkoa luova sääto on asetettu vapaaehtoiseksi vaatimukseksi kantaverkkoyhtiö National Energy System Operator:n (NESO) vuoden 2025 verkkokoodiin [63]. Verkkoa luovan säädön vaatimusten noudattamiseen on asetettu markkinapohjaisia kannustimia. NESO:n vaatimuksen verkkoa luovalle säädölle on tarkat ja toiminnallisille vaatimuksille on asetettu selkeitä lukuarvollisia rajoja. Verkkokoodin mukaan verkkoa luova yksikkö voi olla suuntaajakytkettyjen laitosten lisäksi lisäksi suuntaajakytketty kuorma tai tahtikone.

NESO:n vaatimmuksena verkkoa luovalle säädölle on toimia jännitelähteenä reaktanssin takana [63]. Järjestelmän taajuuden muutoksissa jokaisen verkkoa luovan suuntaajan tulee syöttää tai kuluttaa pätötehoa, vaihekulman muutoksissa, taajuuden muutosnopeuden muutoksissa ja tehoheilahtelujen vaimentamiseen. Laitoksen tulee vaimentaa tehoheilahteluja riittävästi ja vaimennusvakiolle on asetettu lukuarvollinen vaatimus välillä 0,2–5. Jokaiselle verkkoa luovalle suuntaajalle asetettujen vaatimusten lisäksi laitoksen tulee tuottaa loistehoa vikavirtoihin ja jänniteheilahduksiin. NESO on määritellyt tarkat vaatimukset myös vikavirran syöttämiselle. Laitoksen tulee myös kyetä toimimaan saarekkeessa. NESO:n asettamat testit vaatimustenmukaisuuden testaamiseen on esitetty taulukossa 1.

Australialainen kantaverkkoyhtiö Australian Energy Market Operator(AEMO) on asettanut vapaaehtoiset vaatimukset verkkoa luovalle säädölle [64]. AEMO:n

vuoden 2023 vaatimukset nojaavat vahvasti simulaatioissa havaittuihin vasteisiin, joilla verkkoa luovaa säätöä testataan. AEMO:n vaatimukset koskevat kaikkia verkkoa luovia laitoksia, ei pelkästään sähkövarastoja. AEMO:n vaatimuksissa verkkoa luovan säädön ydintoiminnoille on asetettu vaatimuksia tehojen vasteista jännitteen tason ja vaiheen askelmuutoksille sekä taajuusvasteesta. Lisäksi testeillä testataan verkkoa luovan säädön inertiavastetta, kykyä ylläpitää verkkoa ilman yhtään tahtikonetta, toimintaa heikossa verkossa sekä heilahtelujen vaimennusta. AEMO:n asettamat testit vaatimustenmukaisuuden testaamiseen on esitetty taulukossa 1.

Chilen kantaverkkoyhtiö Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) on asettanut vastaavasti vapaaehtoiset minimivaatimukset verkkoa luovalle säädölle vuonna 2024 [65]. CEN vaatii verkkoa luovilta laitoksilta autonomista toimintaa ja autonomista synkronoitumista verkkoon, kykyä saarekekäyttöön ja heikossa verkossa toimimiseen, jännite ja taajuusheilahtelujen vaimentamista sekä itsenäistä pätö- ja loistehon jakoa muiden tuotantoresurssien kanssa. CEN määrittelee, että verkkoa luovan laitoksen tulee tarvittaessa hankkia virran ja tehon lisäkapasiteettia verkkoa luovan säädön vaatimusten täyttämiseksi.

Verkkoa luovalta säädötä vaaditaan pitämään sisäinen jänniteosoitin vakiona subtransientissa aikaikkunassa, välitöntä jännitetukea vakaassa tilassa ja vian jälkeen sekä välitöntä vastetta alitaajuus- ja ylitaajuustapahtumissa [65]. Taajuusvaste voi ilmetä inertiavasteena tai nopeana taajuussäädön vasteena. Verkkoa luovan laitoksen on syötettävä tai kulutettava pätö- ja loistehoa positiivisen sekvenssin jännitteen vaihekulman muutoksissa. CEN määrittelee verkkoa luovan säädön tarkistukseen simulaatioiden lisäksi myös fyysisten laitteiden (engl. hardware-in-loop, HIL) testauksia [65]. CEN:n asettamat testit vaatimustenmukaisuuden testaamiseen on esitetty taulukossa 1.

Myös Saksassa regulaattori VDE FNN on asettanut vapaaehtoiset vaatimukset, jotka koskevat kaikkia verkkoa luovia laitoksia, sisältäen kulutuksen [66]. Vuonna 2025 päivitetyt vaatimukset tulee täyttää mikäli haluaa osallistua verkon stabiiliutta ylläpitävälle välittömän reservin (saks. Momentanreserve) markkinoille.

Edellä kuvattujen verkkoyhtiöiden voimassa olevien vaatimusten lisäksi verkkoyhtiöt, viranomaiset ja tutkimusorganisaatiot ympäri maailmaa ovat laatineet useita ei sitovia määritelmiä ja vaatimuksia verkkoa luovan säädön toiminnan kuvaamiseksi. Näihin lukeutuu esimerkiksi kantaverkkoyhtiöitä Tanskasta, Saksasta ja Yhdysvalloista (Energinet, Tennet, 50Hz, Amprion, TransnetBW, MISO, ERCOT) sekä NREL, ENTSO-E ja NERC [67], [68], [69], [70], [71], [72], [73].

Euroopan unionin (EU) energiaregulaattoreiden yhteistyöjärjestö Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) on esittänyt muutosta EU-alueen sähköntuotantoa käsittelevään verkkokoodiin (Requirements for Generators, RfG) [74]. Muutosesitystä (RfG 2.0) odotetaan hyväksyttäväksi vuoden 2026 aikana ja se olisi merkittävä muutos EU-alueen verkkokoodiin verkkoa luovan säädön osalta. Voimassa oleva RfG antaa pohjan EU-alueen kantaverkkoyhtiöiden omille verkkokoodeille. Huomionarvoista on, että RfG 2.0:n mahdolliset muutokset tulevat voimaan vaatimuksiksi vasta kansallisten verkkokoodien kautta.

RfG 2.0 luonnoksessa annetaan kantaverkkoyhtiöille mahdollisuus vaatia verkkoa luovaa säätöä kaikilta suuntaajakytketyiltä laitoksilta [74]. Tyypin A laitoksien (alle 110 kV ja teho väh. 0,8 kW) osalta verkkoa luovaa säätöä voidaan vaatia jännitelähteenä

toimimisen osalta. Verkkoa luova säätö on määritelty yleisellä tasolla siten, että verkkoa luova laite käyttäytyy terminaaleissa kuten jännitelähde sisäisen impedanssin takana ja kykenee pitämään sisäisen jännitteen amplitudin ja kulman vakiona vaikka liittymispisteen jännitteen amplitudissa tai kulmassa esiintyisi askelmuutos. Verkon jännitteen, taajuuden tai kulman häiriöissä kantaverkkoyhtiöillä on mahdollisuus asettaa vaatimuksia verkkoa luovan säädön dynaamiikalle, pätö- ja loistehon jakautumiselle liittymispisteessä. Laitoksen tulee ylläpitää stabiili toiminta sekä verkkoa luova säätö myös virtarajoillaan. Verkkoa luova säätö tulee pystyä kytkemään pois käytöstä.

Tyypin B laitoksien (alle 110 kV ja teho väh. 1 MW) verkkoa luovalta säädöltä vaaditaan jännitelähteenä toimimisen lisäksi inertiavastetta [74]. Sähkövarastoilta vaaditaan synteettistä inertiaa kaikissa taajuuden transienttimuutoksissa. Muilta tyypin B verkkoa luovilta laitoksilta synteettistä inertiaa vaaditaan vain nousevissa taajuuden transienttimuutoksissa. Tämä tarkoittaa, että muiden kuin sähkövarastojen osalta tyypin B laitokset eivät vaadi varastoitunutta energiaa pätötehon nostamiseen taajuuden laskiessa.

Tyypin C laitoksien (alle 110 kV ja teho väh. 10 MW) osalta verkkoa luovaan säätöön sisältyy inertiavaste kaikissa taajuuden transienttimuutoksissa kaikkien laitosten osalta [74]. Lisäksi RfG 2.0 antaa kantaverkkoyhtiöille mahdollisuuden vaatia tyypin C laitoksille ylimääräistä energiavarastoa. Tyypin D laitoksien (väh. 110 kV tai teho väh. 30 MW) osalta verkkoa luovan säädön vaatimukset ovat samat kuin tyypin C laitoksilla.

Verkkoa luovalle säädölle asetetut vaatimukset konkretisoituvat testeihin, joilla vaatimustenmukaisuutta mitataan. Näitä testejä, joilla verkkoa luovan säädön toteutumista tarkastetaan esitellään seuraavassa luvussa.

4.2 Vaatimustenmukaisuuden testaus

Verkkoa luovan säädön vaatimuksenmukaisuutta testataan yleisesti simulointien avulla. Taulukko 1 kuvaa miten kantaverkkoyhtiöt testaavat vaatimustenmukaisuutta verkkoa luovan säädön osalta. Taulukkoon on lisätty voimassa olevien vaatimusten lisäksi Tanskan kantaverkkoyhtiö Energinetin vaatimukset niiden ajankohtaisuuden vuoksi. Nämä vaatimukset verkkoa luoville sähkövarastoille ja STATCOMeille on julkaistu huhtikuussa 2025 [67]. Kuten taulukosta 1 nähdään, eri kantaverkkoyhtiöillä on huomattavaa yhtenäisyyttä menetelmissä, joilla verkkoa luovaa säätöä testataan.

GPSTC:n mukaan verkkoa luovaa säätöä tarkastavissa testeissä toistuvat kulmahypyn askelvaste, taajuuden muutosnopeus (engl. rate of change of frequency, RoCoF), oikosulun testaus verkon vahvuuden muutoksilla, saarekekäyttöön siirtyminen, tehoheilahtelujen vaimentaminen sekä impedanssiskannaus [60]. Kulmahypyn askelvasteella testataan verkkoa luovan suuntaajan jännitelähdekäyttäytymistä ja pätötehovastetta, jonka tulisi olla lähes välitön. RoCoF-testeillä testataan suuntaajan synteettistä inertiaa. Saarekekäytön testaamisella voidaan varmistaa verkkoa luovan suuntaajan kyky ylläpitää verkon jännitettä. Impedanssiskannaukset antavat kuvan suuntaajan vaimennuksesta ja stabiiliudesta eri taajuuksilla.

Seuraavassa luvussa esitellään tässä työssä toteutettavia simulointeja, joilla verkkoa luovan säädön vaikutusta voimajärjestelmän suuntaajalähtöiseen stabiiliuteen tutkitaan.

Taulukko 1: Tyypillisiä testejä verkkoa luovan säädön testaamiseen eri kantaverkkoyhtiöillä.

	Kulma-hypyn askel-vaste	RoCoF	Vika verkon vahvuuden muutoksilla	Saareke-käyttöön siirtymi-nen	Vaimen-nus	Impedanssi-skannaus
Fingrid [9]	x	*	x	x		x
HECO [62]	x	x	x	x		
NESO [63]	x	x			x	x
AEMO [64]	x	x	x	x	x	x
CEN [65]	x	x	x	x		x
Energinet [67]	x	x	x	x	x	x

*Fingrid testaa RoCoF-testien osalta vain laitoksen stabiiliuden, ei inertiaa.

5 Tutkimusmenetelmät

Työssä tutkitaan verkkoa luovien sähkövarastojen stabiloivaa kykyä Suomen voimajärjestelmässä. Stabilointikyvyllä kuvataan sitä, kuinka paljon verkkoa seuraavaa tuotantoa voidaan kasvattaa tilanteessa, jossa suuntaajalähtöinen stabiilius rajoittaa liityntäkapasiteettia, lisäämällä verkkoa luovien sähkövarastojen kapasiteettia. Simuloitavissa tilanteissa määritellään koko järjestelmän tuulivoimalle korkein pätöteho, jolla järjestelmä pysyy stabiilina ilman verkkoa luovia sähkövarastoja. Tämä pätöteho on stabiili teho P_{S0}, joka luo pohjan stabilointikyvyn määrittämiseen. Simulaatioihin lisätään verkkoa luovia sähkövarastoja ja määritellään stabiili teho P_{S1}, eli tuulivoiman korkein mahdollinen pätöteho, jossa järjestelmä pysyy stabiilina sähkövarastojen kanssa. Stabilointikyky k määritellään simuloitavassa tilanteessa stabiilien tehojen P_{S1} ja P_{S0} erotuksena suhteessa sähkövarastojen pätötehokapasiteettiin P_B yhtälön 15 mukaisesti. Stabilointikyky kuvaa siis suhdetta, kuinka monta wattia tuulivoiman tehoa voidaan nostaa per sähkövaraston watti. Simulointitilanteiden tulokset esitetään stabilointikyvyn avulla.

$$k = \frac{P_{\mathrm{S1}} - P_{\mathrm{S0}}}{P_{\mathrm{B}}} \tag{15}$$

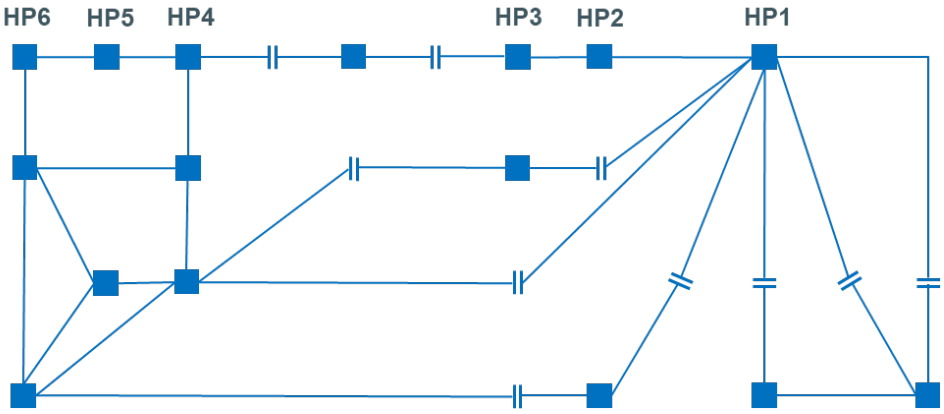
Työssä tarkastellaan voimajärjestelmän stabiiliuden palautumista simuloitujen kriittisten häriöiden jälkeen. Pohjoismainen voimajärjestelmä toimii niin sanotun N-1-periaatteen mukaisesti, jossa voimajärjestelmän pitää palautua stabiiliksi minkä tahansa yksittäisen häiriön jälkeen. Kriittisiä häiriöitä mallinnetaan simuloimalla ennalta tunnettujen stabiiliuden kannalta keskeisimpien voimajohtojen irtoamisia johdon irroituksena vian jälkeen sekä ilman vikaa pelkällä johdon irroituksella. Kaikissa tämän työn simulaatioissa vikana toimii kolmivaiheinen vikavastukseton oikosulku maakosketuksella. Johdon irroitus aiheuttaa verkon jännitteeseen vaihekulmahypyn ja vika jännitekuopan. Näiden häiriöiden seurauksena voimajärjestelmään voi syntyä suuntaajalähtöistä heilahtelua tai tuotannon irtoamista, joiden muutoksia verkkoa luovien sähkövarastojen lisäämisen jälkeen työn simuloinneissa tarkastellaan.

Työn simulaatiot tehdään aikatason EMT-simulointeina PSCAD-ohjelmistolla, joka soveltuu hyvin suuntaajalähtöisen stabiiliuden ilmiöiden tarkasteluun. Simulointeja tehdään Fingridin kahdella erilaisella verkkomallilla, joista molemmat kuvaavat Suomen voimajärjestelmän kaltaista verkkoa. Simulaatiotilanteet käydään läpi luvuissa 5.1 ja 5.2. Simulaatioissa käytetään laitevalmistajien toimittamia mustan laatikon malleja tuulipuistojen ja sähkövarastojen osalta. Työssä käytettävät mallit täyttää Fingridin tekniset vaatimukset [9], [40]. PSCAD-mallit on alustettu toteuttamalla simuloitavien tilanteiden tehonjakolaskenta PSS/E-ohjelmistolla. Tällä menetelmällä on nopeutettu PSCAD-simulointeja. EMT-simulointien lisäksi PSCAD-malleista tehdään impedanssiskannauksia AIM Toolbox-ohjelmistolla. Impedanssipohjaiset analyysit esitellään luvussa 5.3.

5.1 Yksinkertainen EMT-verkkomalli

Ensimmäisissä simulaatioissa tutkitaan verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikykyä hybridipuistoissa sekä sähkövaraston toimintapisteen vaikutusta stabilointikykyyn. Simuloinneissa määritellään järjestelmässä olevalle tuulivoimalle stabiili teho muuttamalla kaikkien tuulipuistojen pätötehon asetusarvoa 1 prosenttiyksikön askeleilla.

Simulaatiot tehdään yksinkertaisella verkkomallilla, joka kuvaa pelkistetysti Suomen voimajärjestelmän kaltaista verkkoa Pohjanmaan osalta. Verkkomalli on topologialtaan samankaltainen kuin Suomen voimajärjestelmä, mutta yksikään asema tai voimalinja ei vastaa Suomen voimajärjestelmän osaa. Pohjamallin verkon rakennetta on kuvattu kuvassa 18. Verkkomalliin on sijoitettu kuusi identtistä hybridipuistoa, jotka koostuvat verkkoa seuraavasta tyypin 4 tuulipuistosta, sekä verkkoa luovasta sähkövarastosta. Hybridipuistoissa on tuulivoimakapasiteettia yhteensä 4166 MW. Hybridipuistot on laadittu asettamalla tuulipuiston ja sähkövaraston liittymispiste samalle 33 kV-keskijännitekiskolle, josta puisto liittyy verkkoon päämuuntajan kautta. Tuulipuistoilla ei ole kytkettäviä kompensointilaitteita käytössä. Verkkomalli sisältää sarjakompensoituja siirtolinjoja mutta ei sisällä STATCOM-laitoksia tai muita verkkoa luovia laitteita. Tahtikoneet on mallinnettu verkkomalliin jännitelähdeekvivalentteina. Sähkövarastot on mallinnettu laitevalmistajan mallilla, joka on asetettu jännitestatiikkasäädölle. Sähkövaraston mallissa ei ole simuloitu akkujen varaustasoa.



Kuva 18: Yksinkertaisen EMT-verkkomallin 400 kV:n verkon topologia

Malliin on rakennettu simuloitu häiriö kahdelle suuntaajalähtöisen stabiiliuden kannalta kriittiselle siirtojohdolle (Johto 1 ja Johto 2). Kriittiset siirtojohdot on määritetty pohjamallille aiempien tutkimusten perusteella. Mallilla simuloidaan niiden perusteella neljä erilaista häiriötilannetta (vikaskenaariot 1–4), ensimmäinen vikaskenaario on Johdon 1 irroitus ilman vikaa, toinen vikaskenaario on Johdon 1 irroitus vian jälkeen. Vikatilanne on yksinkertaisen EMT-mallin simulaatioissa kolmivaiheinen vikavastukseton oikosulku maakosketuksella. Kolmas ja neljäs vikaskenaario ovat vastaavat Johdolla 2. Jokaisessa vikaskenaariossa määritetään stabilointikyky kolmella eri sähkövarastokapasiteetilla (BESS-variaatiot A–C) viidessä eri toimintapisteessä, ja lisäksi määritetään stabiili teho ilman sähkövarastoja (variaatio 0). Simulointiti-

lanteissa sähkövarastojen skaalausta kuvaavaa BESS-variaatiota esitetään kirjaimilla (A–C).

Akkujen viisi toimintapistettä on lataus täydellä teholla (++), lataus puolella teholla (+), pätötehon asetusarvolla nolla (0), purku puolella teholla (-) sekä purku täydellä teholla (- -). Simulointitilanteissa toimintapisteitä esitetään edellä esitettyjen symboleiden (++, +, 0, -, - -) avulla.

Sähkövarastojen kapasiteettia kasvatetaan variaatioissa A–C lineaarisesti, jotta tulosten mahdollinen epälineaarisuus voi tulla esiin. BESS-variaatiossa A hybridipuiston sähkövaraston nimellisteho on 6,5 %:a tuulipuiston tehosta, variaatiossa B 13 %:a ja variaatiossa C 19,5 %:a. Nimellistehon tasot on määritetty sen mukaan, että ne toimivat mahdollisimman hyvin jokaisessa neljässä simulointiskenaariossa.

Näiden muuttujien myötä simuloidaan yhteensä 64 simulointitilannetta, joissa määritetään stabiili teho tuulivoimalle. Simulointiskenaariot on kuvattu taulukossa 2. Simulointitilanteita yhdessä skenaariossa on havainnollistettu taulukossa 3. Taulukkoon kuvattu BESS-nimellisteho tarkoittaa sähkövarastojen kapasiteettia koko järjestelmässä.

Taulukko 2: Simuloitavat skenaariot yksinkertaiselle EMT-mallille

	Skenaario 1.1	Skenaario 1.2	Skenaario 1.3	Skenaario 1.4
Simulointiaika	12 s	12 s	12 s	12 s
Johdon irroitus	Johto1, t=7,1s	Johto1, t=7,1s	Johto2, t=7,1s	Johto2, t=7,1s
Vika	-	Johto1, t=7,0s	-	Johto2, t=7,0s
Toimintapisteitä	5	5	5	5
BESS-variaatioita	3+1	3+1	3+1	3+1
Simulointi-tilanteita	16	16	16	16

Tilanteita simuloidaan 12 sekunnin ajan. Johdon irroitus tehdään 7,1 sekunnin kohdalla ja mahdollinen vika tasan seitsemän sekunnin kohdalla, jolloin vika-aika on 100 ms. Simulaatioiden tuloksista tarkastellaan hybridipuistojen jännitteitä. Puistot liittyvät 110 kV:n sähköverkkoon.

Tuulivoimatehon asetusarvo määritellään epästabiiliksi tilanteessa, jossa simulointituloksissa hybridipuiston liittymispisteen jännitteen tehollinen arvo heiluu yli 1 kV (huipusta huippuun amplitudi) verran 4,9 sekunnin kuluttua häiriöstä tai jännite ylittää Fingridin asettamat rajat jännitekuopille tai ylijännitteille lähivikakestoisuuteen ja ylijännitekestoisuuteen liittyvissä vaatimuksissaan [9], [40]. Lähivika- ja ylijännitekestoisuutta ja hybridipuistojen mahdollista irtoamista verkosta tarkastellaan erityisesti viallisissa irroituksissa. Myös alle 1 kV:n jännitteen heilahtelut lasketaan epästabiiliksi tilanteessa, jossa vaimentumisen sijaan heilahtelun amplitudi kasvaa ajan myötä.

Koska yksinkertainen EMT-verkkomalli ei vastaa täysin Suomen voimajärjestelmää, on vastaavia simulointeja hyvä toteuttaa verkkomallilla, joka kuvaa tarkemmin Suomen voimajärjestelmää. Tällaisen laajan EMT-verkkomallin simulointeja esitellään seuraavassa luvussa.

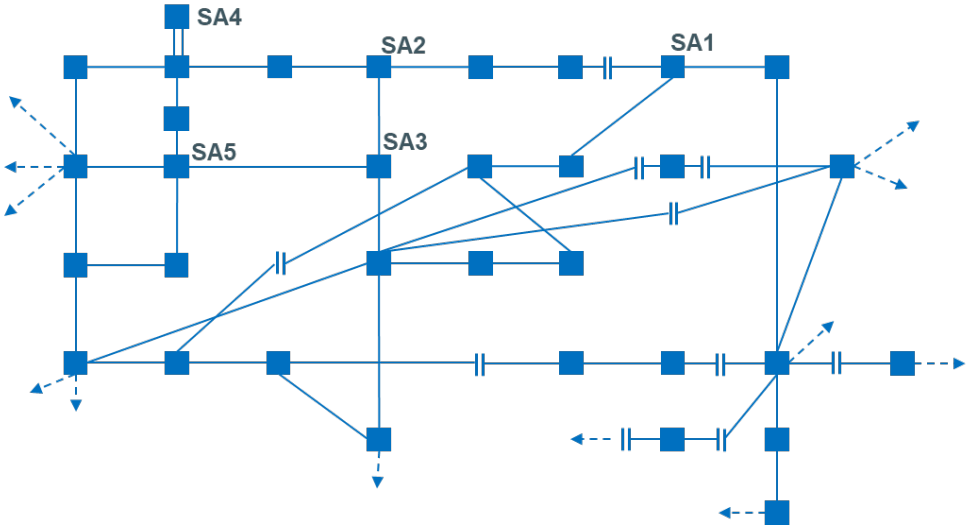
Taulukko 3: Kaikki simulointitilanteet yksinkertaisen EMT-mallin skenaariolle 1.2

Skenaario 1.2		
Simulointiaika	12 s	
Johdon irroitys	Johto1, t = 7,1 s	
Vika	Johto1, t = 7,0 s	
Simulointitilanne	BESS-nimellisteho	BESS-toimintapiste
1.2_0	0 MW	-
1.2_A_++	284 MW	Purku, täysi teho
1.2_A_+	284 MW	Purku, puoliteho
1.2_A_0	284 MW	Nollateho
1.2_A_-	284 MW	Lataus, puoliteho
1.2_A_- -	284 MW	Lataus, täysi teho
1.2_B_++	568 MW	Purku, täysi teho
1.2_B_+	568 MW	Purku, puoliteho
1.2_B_0	568 MW	Nollateho
1.2_B_-	568 MW	Lataus, puoliteho
1.2_B_- -	568 MW	Lataus, täysi teho
1.2_C_++	852 MW	Purku, täysi teho
1.2_C_+	852 MW	Purku, puoliteho
1.2_C_0	852 MW	Nollateho
1.2_C_-	852 MW	Lataus, puoliteho
1.2_C_- -	852 MW	Lataus, täysi teho

5.2 Laaja EMT-verkkomalli

Seuraavissa simulaatioissa tutkitaan verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikykyä Suomen kantaverkkoa kuvaavalla verkkomallilla. Sähkövarastojen stabilointikykyä tarkastellaan hybridipuistoissa, sähköasemilla sijaitsevilla sähkövarastoilla sekä hajautetusti johdonvarsiliitynnöillä kytketyillä sähkövarastoilla. Pohjamalli on yksinkertaista EMT-mallia raskaampi, joten tällä mallilla ei voida simuloida yhtä montaa erilaista tilannetta ja toimintapistettä.

Simulaatiot tehdään Suomen koko voimajärjestelmää kuvaavalla laajalla PSCAD-mallilla. Pohjamalli kuvaa Suomen kantaverkkoa vuoden 2029 110 kV:n ja 400 kV:n sähköverkon sekä suuntaajakytketyn tuotannon osalta. Aurinko- ja tuulivoiman ennustettu kasvu on mallinnettu aggregoituina tuulipuistoina sähköasemille isoiksi puistoiksi. Aggregoidut tuulivoimalaitokset sisältävät sekä tyypin 3 että tyypin 4 tuulipuistoja. Pohjamalliin on mallinnettu jännitelähde-ekvivalentteina Suomen voimajärjestelmän keskeiset tahtikonevoimalaitokset, kuten ydinvoimalaitokset. Pohjamalliin on kuvattu Suomen kantaverkon sarjakompensoinnin lisäksi suunniteltu Jylkän synkronikompensaattori sekä Kristinestadin STATCOM-laitos. Simulaatioissa tarkastellaan erityisesti Pohjanmaan aluetta. Laajan EMT-verkkomallin 400 kV:n verkon topologiaa on kuvattu kuvassa 19.



Kuva 19: Laajan EMT-verkkomallin 400 kV:n sähköverkkoa ja viisi keskeistä sähköasemaa verkon solmukohdissa.

Pohjamalliin laaditaan kolme erilaista simulointitilannetta, joissa verkkoa luovat sähkövarastot on kytketty voimajärjestelmään eri tavalla. Kaikissa tilanteissa sähkövarastojen nimellistehon skaalauksen variaatiot pyritään pitämään järjestelmätasolla samanlaisella tasolla, jotta voidaan tutkia sähkövarastojen sijainnin vaikutusta stabiloivaan kykyyn. Simulointitilanteissa sähkövarastojen nimellistehon skaalausta kuvaavaa BESS-variaatiota esitetään kirjaimilla (A–C). BESS-variaatoita skaalataan lineaarisesti ylöspäin, jotta mahdolliset epälineaarisuudet tuloksissa tulevat esiin.

Tuulivoiman määrä pidetään mallissa vakiona eri tilanteiden välillä, jotta tilanteiden välillä tulokset on verrattavissa. Simulointitilanteissa määritetään järjestelmässä toimivalle tuulivoimalle stabiili teho muuttamalla Pohjanmaan alueen tuulipuistojen pätötehon asetusarvoa 5 prosenttiyksikön askeleilla. Tuulivoimatehon asetusarvon askelkokoa on kasvatettu yksinkertaisen EMT-mallin simulointeihin verrattuna, sillä raskaamman mallin simulointeja ei voida ajaa yhtä montaa kuin yksinkertaisella mallilla. Lähtötilanne, eli stabiili teho ilman verkkoa luovia sähkövarastoja määritetään aluksi pohjamallista ja toimii vertailukohtana stabilointikyvyn määrittämiselle kaikissa simulointitilanteissa.

Simuloinneissa käytetään N-1 häiriötilanteena pohjamallista määritettyä suuntaajalähtöisen stabiiliuden kannalta kriittisintä johdon irroitusta. Suuntaajalähtöisen stabiiliuden kannalta kriittisin voimajohdon irroitus on määritetty pohjamallille aiempien tutkimusten perusteella. Johdon irroitusta simuloidaan myös vian jälkeen. Vikatilanne on myös laajan EMT-mallin simulaatioissa kolmivaiheinen vikavastukseton oikosulku maakosketuksella. Simulointitilanteissa simuloidaan lähtökohtaisesti kaksi toimintapistettä jokaisessa BESS-variaatiossa. Ensimmäinen näistä on sähkövaraston akkujen purkaminen täydellä teholla (++). Tämän toimintapisteen tulisi olla voimajärjestelmän stabiiliuden kannalta heikoin, joten sillä voidaan määrittää konservatiivisesti verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikykyä. Toisessa toimintapisteessä sähkövarastojen pätötehon asetusarvo on nolla (0), jolloin voimajärjestelmän

stabiiliuteen vaikuttaa vain sähkövaraston verkkoa luova vaste. Simulointitilanteissa toimintapisteitä esitetään edellä esitettyjen symboleiden (++, 0) avulla.

Tilanteita simuloidaan 15 sekunnin ajan ja johdon irroitus tehdään 10 sekunnin kohdalla. Vian sisältävissä simulointitilanteissa vika syntyy 10 sekunnin kohdalla 100 millisekunnin ajaksi, jonka jälkeen viallinen johto irroitetaan. Vika simuloidaan molempiin päihin kriittisintä voimajohtoa, jotta voidaan tutkia tuulipuistojen palautumista eri syvyisistä jännitekuopista. Vian sisältävät simuloinnit toteutetaan vain BESS-variaatiolla B. Näiden simulointien osalta tarkastellaan tuulipuistojen lähivika- ja ylijännitekestoisuutta tarkemmin.

Tuulivoimatehon asetusarvo määritellään epästabiiliksi tilanteessa, jossa simulointituloksissa hybridi- tai tuulipuistojen liittymispisteen jännitteen tehollinen arvo heiluu yli 1 kV (huipusta huippuun amplitudi) verran 110 kV:n sähköverkossa tai yli 4 kV 400 kV:n verkossa 5,0 sekunnin kuluttua häiriöstä. Myös alle 1 kV:n tai 4 kV:n jännitteen heilahtelut lasketaan epästabiiliksi tilanteessa, jossa vaimentumisen sijaan heilahtelun amplitudi kasvaa ajan myötä. Simulointitulos on myös epästabiili, jos jännite ylittää Fingridin asettamat rajat jännitekuopille tai ylijännitteille lähivikakestoisuuteen ja ylijännitekestoisuuteen liittyvissä vaatimuksissaan [9], [40].

Taulukossa 4 on kuvattu laajalla EMT-mallilla toteutettavat simulointiskenaariot ja niiden erot. Taulukkoon merkittyjen simulointitilanteiden lisäksi simuloidaan perustilanne ilman sähkövarastoja. Perustilanne on sama jokaisessa laajan EMT-mallin simulointiskenaariossa. Tarkemmat kuvaukset malleista sekä simulointisuunnitelmat jokaisen tilanteen osalta on esitetty seuraavissa luvuissa.

Taulukko 4: Simuloitavat skenaariot laajalle EMT-mallille

	Skenaario 2.1	Skenaario 2.2	Skenaario 2.3
Simulointiaika	15 s	15 s	15 s
Johdon irroitus	t = 10 s*	t = 10 s*	t = 10 s*
Toimintapisteitä	2	2	2
BESS-variaatioita	3	3	2
Simulointitilanteita	8	8	6
Simulointitilanteita vian kanssa	2	2	2

*Vian sisältävissä simulointitilanteissa ajan hetkellä t = 10,1 s.

5.2.1 Hybridipuistojen simuloinnit

Ensimmäisessä laajan EMT-mallin simulointitilanteessa muutetaan pohjamallin tuulipuistoja hybridipuistoiksi lisäämällä niiden yhteyteen verkkoa luova sähkövarasto. Hybridipuistoiksi valittiin yhteensä 10 aggregoitua tuulipuistoa, jotka yhdessä kuvaavat vuosina 2027–2029 Pohjanmaan alueelle rakennettavaa tuulivoimakapasiteettia. Aggregoitujen tuulipuistojen nimellistehot vaihtelevat 97 ja 302 MW:n välillä ja yhteensä näiden 10 puiston teho on 1,64 GW.

Sähkövarasto liitetään päämuuntajan taakse samalle keskijännitekiskolle kuin tuulipuisto. Tämä tuo hieman ristiriitaa tuulipuiston ja sähkövaraston säätimien välille,

sillä tuulipuiston säätäjä säätää edelleen 110 kV:n liittymispistettä ilman kommunikointia sähkövaraston säätimen kanssa. Sähkövaraston nimellisteho on suhteutettu tuulipuiston tehoon ja sitä skaalataan eri variaatioissa 10 prosentista (BESS-variaatio A) tuulipuiston tehosta, 20 prosenttiin (BESS-variaatio B) ja 30 prosenttiin (BESS-variaatio C). Sähkövarastot eivät siis ole keskenään saman tehoisia vaan vaihtelevat puistojen nimellistehon mukaan. Pienimmillään variaatiossa A sähkövarastot ovat nimellisteholtaan 9,7 MW ja suurimmillaan variaatiossa C jopa 90,4 MW. Taulukossa 5 kuvataan kaikki suunnitellut simulointitilanteet hybridipuistomallille. Simulointitilanteet Vika1 ja Vika2 sisältävät johdon irroitusta edeltävän vian eri päihin irroitettavaa voimajohtoa.

Taulukko 5: Simulointitilanteet laajan EMT-mallin hybridipuisto-skenaariolle 2.1

Skenaario 2.1	Sähkövarastot:	Hybridipuistoilla
Simulointitilanne	BESS-nimellisteho	BESS-toimintapiste
2.1_A_++	165 MW	Purku, täysi teho
2.1_A_0	165 MW	Nollateho
2.1_B_++	323 MW	Purku, täysi teho
2.1_B_0	323 MW	Nollateho
2.1_B_Vika1	323 MW	Nollateho
2.1_B_Vika2	323 MW	Nollateho
2.1_C_++	494 MW	Purku, täysi teho
2.1_C_0	494 MW	Nollateho

Laajan EMT-mallin hybridipuistosimulaatioiden tuloksia voidaan verrata yksinkertaisemmalla EMT-mallilla toteutettujen hybridipuistosimulaatioiden tuloksiin. Näin saadaan validaatiota yksinkertaisemman EMT-mallin simulointituloksiin.

5.2.2 Sähköasemien sähkövarastojen simuloinnit

Toisessa laajan EMT-mallin simulointitilanteessa hybridipuistojen sijaan asetetaan sähkövarastoja sähköasemille omiksi laitoksiksi. Tässä mallissa sähkövarastot ovat kaikki teholtaan identtisiä mutta eroavat sijainniltaan. Viisi sähkövarastoa mallinnetaan viidelle 400 kV:n sähköverkon solmukohdissa oleville asemille Pohjanmaalle. Näitä sähköasemia nimitetään Asemiksi 1–5 (SA1–SA5). Asemien sijainti suhteessa toisiinsa on esitetty kuvassa 19.

Sähkövarastojen tehoa skaalataan variaatioiden A–C välillä siten, että nimellisteho kasvaa 32 MW:sta 97 MW:iin. Taulukossa 6 kuvataan tarkemmin kaikki suunnitellut simulointitilanteet mallille, jossa sähkövarastot on sijoitettu sähköasemille.

Sähköasemille sijoitetut sähkövarastot on skaalattu teholtaan siten, että järjestelmätasolla sähkövarastokapasiteettia on eri tehovariaatioissa vastaava määrä kuin hybridipuistosimulaatioissa. Näin sähkövarastojen stabilointikykyä voidaan verrata hybridipuistomallin tulosten ja sähköasemalle sijoitettujen sähkövarastojen välillä.

Taulukko 6: Simulointitilanteet laajan EMT-mallin sähköasema-skenaariolle 2.2

Skenaario 2.2	Sähkövarastot:	Sähköasemilla
Simulointitilanne	BESS-nimellisteho	BESS-toimintapiste
2.2_A_++	165 MW	Purku, täysi teho
2.2_A_0	165 MW	Nollateho
2.2_B_++	323 MW	Purku, täysi teho
2.2_B_0	323 MW	Nollateho
2.2_B_Vika1	323 MW	Nollateho
2.2_B_Vika2	323 MW	Nollateho
2.2_C_++	494 MW	Purku, täysi teho
2.2_C_0	494 MW	Nollateho

5.2.3 Hajautettujen sähkövarastojen simuloinnit

Kolmannessa laajan EMT-mallin simulointitilanteessa verkkoa luovat sähkövarastot on sijoitettu 110 kV:n verkkoon sivuun 400 kV:n verkon keskeisiltä solmukohdilta. Kuten edellisessä simulointitilanteessa, sähkövarastojen lukumäärä on viisi ja niiden sijainti on määritetty siirtämällä niitä sopivaan pisteeseen verkkoa karkeasti 20 km:n päähän edellisen tilanteen sähköasemista. Hajautetut sähkövarastot sijaitsevat siis lähellä Asemia 1–5 (SA1–SA5) kuvassa 19, mutta niiden liittymispisteet ovat 110 kV:n johdonvarsilla 400 kV:n sähköasemien sijaan.

Sähkövarastojen tehon skaalaus toimii vastaavasti kuin sähköasemille sijoitettujen sähkövarastojen mallissa. Erotuksena se, että korkeinta BESS-variaatiota C, ei simuloida tällä mallilla. Johdonvarsiliitynnät voivat ollaa suurimmillaan 60 MW [75], joten selkeästi sen ylittävää 97 MW:n sähkövarastoa ei ole mielekästä tutkia. Taulukossa 7 kuvataan tarkemmin kaikki suunnitellut simulointitilanteet mallille, jossa sähkövarastot on sijoitettu hajautetusti.

Taulukko 7: Simulointitilanteet laajan EMT-mallin hajautettujen sähkövarastojen skenaariolle 2.3

Skenaario 2.3	Sähkövarastot:	Hajautettuna
Simulointitilanne	BESS-nimellisteho	BESS-toimintapiste
2.3_A_++	165 MW	Purku, täysi teho
2.3_A_0	165 MW	Nollateho
2.3_B_++	323 MW	Purku, täysi teho
2.3_B_0	323 MW	Nollateho
2.3_B0_Vika1	323 MW	Nollateho
2.3_B0_Vika2	323 MW	Nollateho

Hajautettuna sijoitetut sähkövarastot vastaavat teholtaan täysin edellisessä simulointitilanteessa sähköasemille sijoitettuja sähkövarastoja. Johdonvarsiliityntöjen

tehorajoitteiden vuoksi sähkövarastojen lukumäärää ja kokoa ei lähdetty muokkaamaan. Näin sähkövarastojen stabilointikykyä voidaan vertailla paremmin suhteessa sähköasemille sijoitettuihin sähkövarastoihin.

5.3 Impedanssiskannaus

EMT-simulaatioiden lisäksi sähkövarastojen stabilointikykyä analysoidaan impedanssiskannauksilla. Impedanssiskannauksilla on mahdollista saada tarkempaa tietoa järjestelmän stabiiliudesta eri taajuuksilla. Impedanssiskannauksen tuloksia voidaan verrata pohjamallina käytetyn EMT-mallin simulaatioiden tuloksiin.

Impedanssiskannaukset toteutetaan Aalborgin yliopiston kehittämällä AIM Toolbox-ohjelmistolla. AIM Toolbox on työkalu, joka toimii PSCAD-ohjelmiston kautta. Työkalua käytetään asettamalla skannauselementti PSCAD-mallin tarkasteltavaan pisteeseen. Ohjelmisto tekee virta ja jännitesyötteitä, ja mittaa tarkasteltavan järjestelmän vastetta syötteeseen vahvistuksen ja vaihesiirron suhteen. Haluttu taajuusalue skannataan taajuus kerrallaan tekemällä syötteitä tietyllä taajuudella.

Impedanssiskannausten pohjamallina käytetään yksinkertaista EMT-mallia. Siitä analysoidaan hybridipuistojen liittymispisteen stabiiliutta. Impedanssiskannaus tehdään liittymispisteessä sekä hybridipuiston että verkon puolelta ja stabiiliutta tarkastellaan näiden impedanssien suhteesta. Hybridipuisto skannataan erillään sähköverkosta ja verkko skannataan ilman hybridipuistoa. Stabiiliutta tarkastellaan N-1 tilanteessa, eli EMT-simulaatioon mallinnetun häiriön jälkeen. Skannaukset aloitetaan EMT-simulaatiossa 20 sekunnin kohdalla, eli selkeästi seitsemän sekunnin kohdalla simuloidun häiriön jälkeen. Skannauksia tehdään verkon eri toimintapisteistä EMT-simulointien tulosten perusteella.

Skannauksen tuloksena saadaan impedanssit ja admittanssit elementtikohtaisesti sekä staattisessa että synkronoidussa koordinaatistossa. Jokaisesta elementistä tuloksena on eritelty vahvistus sekä vaihesiirto. Jotta tuloksia voidaan tarkastella helpommin, lasketaan elementtien perusteella impedanssille ekvivalentti luvussa 3.2.3 kuvatun mukaisesti. Ekvivalentin laskemisessa on huomioitu se, että EMT-mallin verkossa on muitakin hybridipuistoja, joten impedanssielementtien keskinäisriippuvuus tulee huomioida niin hybridipuiston kuin verkon puolelta. Verkon ja hybridipuiston impedanssien ekvivalenteille laaditaan Bode- ja Nyquist-diagrammit ja suuntaajalähtöistä stabiiliutta tarkastellaan näiden impedanssien suhteen kautta. Impedanssin ekvivalentti sekä Bode- ja Nyquist-diagrammit lasketaan MATLAB-ohjelmistolla.

Impedanssiskannauksia tehdään yksinkertaisen EMT-mallin simulaatiossa määritetyn tuulipuistojen stabiilin tehon perusteella. Skannaus tehdään stabiilin pisteen molemmilta puolilta. Ensin skannataan stabiilin tehon toimintapisteessä sekä tuulivoiman pätötehon asetusarvon yhden prosenttiyksikön iteraation verran epästabiilin puolella. Samankaltaisesti skannataan stabiililta ja epästabiililta puolelta useamman prosenttiyksikön päästä stabiilista pisteestä. Tällä pyritään havaitsemaan asettuuko impedanssiskannausten perusteella stabiili teho samaan kohtaan kuin EMT-simulaatioilla. Haasteena on, että jotta työkalu toimii oikein, tulee impedanssiskannaus tehdä verkon stabiilissa toimintapisteessä, joten vahvasti epästabiilin puolella tehtävät skannaukset voivat olla virheellisiä. Tätä helpottaa se, että impedanssiskannaus pilkkoo tarkastelta-

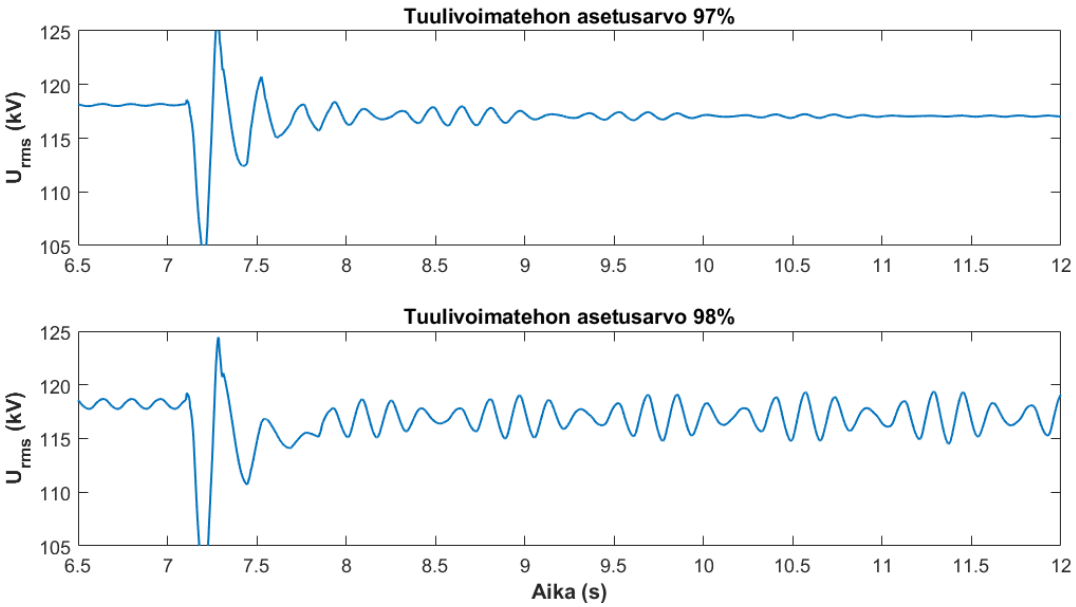
van hybridipuiston irralliseksi muusta verkosta, jolloin muu verkko saattaa olla stabiili, ja skannaus toimii. Huomionarvoista on, että koska tuloksista tarkastellaan verkon ja puiston impedanssien suhdetta, tulee myös tällaisessa tilanteessa kokonaisuuden epästabiilius esiin.

6 Tulokset

Tässä luvussa käydään läpi edellisessä luvussa kuvattujen simulointien tulokset. Ensimmäiseksi luvussa 6.1 esitellään simulointitulokset yksinkertaisen EMT-mallin simuloinneista, jotka on kuvattu luvussa 5.1. Seuraavaksi luvussa 6.2 esitellään luvussa 5.2 kuvatut laajan EMT-mallin simulointitulokset. Lopuksi luvussa 6.3 käydään läpi tuloksia luvussa 5.3 esitellyistä impedanssiskannauksista. Tarkat simulointitulokset on esitetty liitteessä A.

6.1 Yksinkertaisen EMT-verkkomallin tulokset

Yksinkertaisen EMT-verkkomallin hybridipuistoja simuloitiin taulukon 2 mukaisesti neljässä skenaariossa yhteensä 64 erilaisessa simulointitilanteessa, joille jokaiselle määritettiin korkein stabiili tuulivoimateho. Tuulivoimatehon stabiiliusrajaa on havainnollisettu kuvassa 20.



Kuva 20: Hybridipuiston liittymispisteen jännitteen tehollisarvon mittaukset tuulivoiman tehon peräkkäisten asetusarvojen simuloinneista. Ylempi mittaustulos on tämän simulointitilanteen korkein stabiili tuulivoimateho.

Tuulivoimatehon stabiiliusrajan perusteella laskettiin verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikyky jokaisessa simulointitilanteessa. Simuloidut vikaskenaariot on esitetty taulukossa 2. Yksinkertaisen EMT-mallin simulointitilanteiden stabilointikyky arvot on esitetty vikaskenaario kohtaisesti kuvaajissa 21, 22, 23 ja 24. Tarkat tulokset on taulukoitu liitteeseen A.1.

Tulosten perusteella hybridipuiston sähkövarastoilla stabilointikyky on pääsääntöisesti yli kolmen ja keskiarvollisesti 4,12. Eli sähkövarastojen avulla tuulivoiman tehoa voidaan lisätä yli nelinkertaisesti suhteessa sähkövarastojen tehoon ilman, että voimajärjestelmän suuntaajalähtöistä stabiiliutta menetetään.

Sähkövarastojen toimintapiste latauksen ja purun välillä vaikuttaa niiden stabilointikykyyn vahvasti. Heikoimmillaan stabilointikyky on sähkövarastojen purkaessa varaustaan täydellä teholla (toimintapiste ++). Kyseisessä toimintapisteessä stabilointikyky laskee joissakin simulointitilanteissa alle kolmen.

Sähkövarastojen tehon skaalauksen (BESS-variaatio) kasvaessa stabilointikyky keskimäärin heikkenee. Kaikissa vikaskenaarioissa pienimmällä BESS-variaatiolla A on stabilointikyky yli 4 kaikilla toimintapisteillä.

Vikaskenaariossa 1.1 ja 1.2 tuulivoiman korkein mahdollinen asetusarvo saavutetaan jo BESS-variaatiolla B, joten simulointitulokset saturoituvat, sillä tuulivoimaa ei voida kasvattaa vaikka sähkövarastojen nimellisteho kasvaa BESS-variaatiossa C. Siksi laskennallinen stabilointikyky laskee näiden skenaarioiden C-variaatiossa. Matalien stabilointikyky arvojen taustalla on mallin tuulivoimatehon maksimin saavuttaminen jonka vuoksi tulokset saturoituvat. Tämän vuoksi skenaarioiden 1.1 ja 1.2 BESS-variaation C simulointituloksia (1.1_C ja 1.2_C) ei ole mielekästä huomioida tuloksia analysoidessa. Nämä tulokset nähdään liitteen A.1 tarkoissa tuloksissa, mutta niitä ei ole sisällytetty kuvaajiin tai laskettuihin keskiarvoihin.

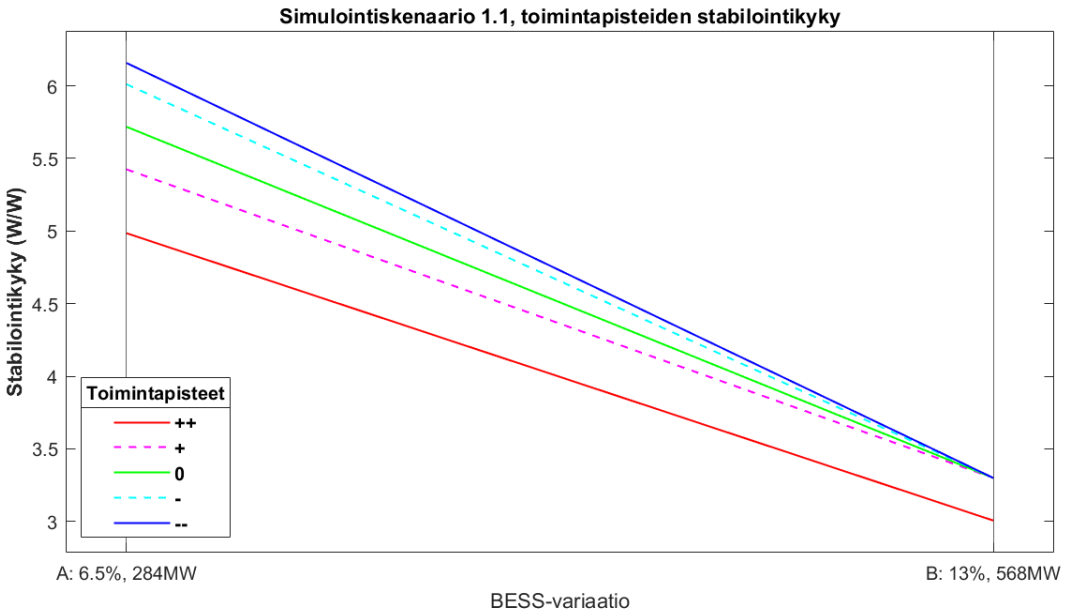
Suurimmassa osassa simulaatiotilanteita, stabiiliutta rajoittaa suuntaajalähtöisen stabiiliuden sivukaistan värähtely jännitteen tehollisarvossa 4-6 Hz:n taajuudella, kuten kuvassa 20. Yksittäisissä simulaatiotilanteissa stabiiliutta rajoitti se, että tuulipuistot eivät palautuneet vian jälkeen FRT-säätömoodista. Yhdessäkään simulaatiossa puistoja ei irtoa verkosta.

Vikaskenaarion 1.1 simulointituloksissa tuulivoimatehon saturointi rajoitti tuloksia merkittävästi. BESS-variaatiolla A (1.1_A) stabilointikyky vaihtelee neljästä kuuteen eri toimintapisteiden välillä. BESS-variaatiolla B (1.1_B) tulokset saturoituvat korkeimman stabiilin tuulivoimatehon ollessa sama kuin mallin koko tuulivoimakapasiteetti kaikilla paitsi yhdellä toimintapisteellä. Tämä laskee laskennallista stabilointikykyä kolmen paikkeille, sillä malli ei mahdollista suurempaa tuulivoiman määrää stabiloitavaksi. BESS-variaation C (1.1_C) stabiili tuulivoimateho on kapasiteetin mukainen maksimi kaikilla toimintapisteillä. Saturaation vuoksi BESS-variaation C tulokset on jätetty ulos skenaarion 1.1 stabilointikyvyn kuvaajasta 21

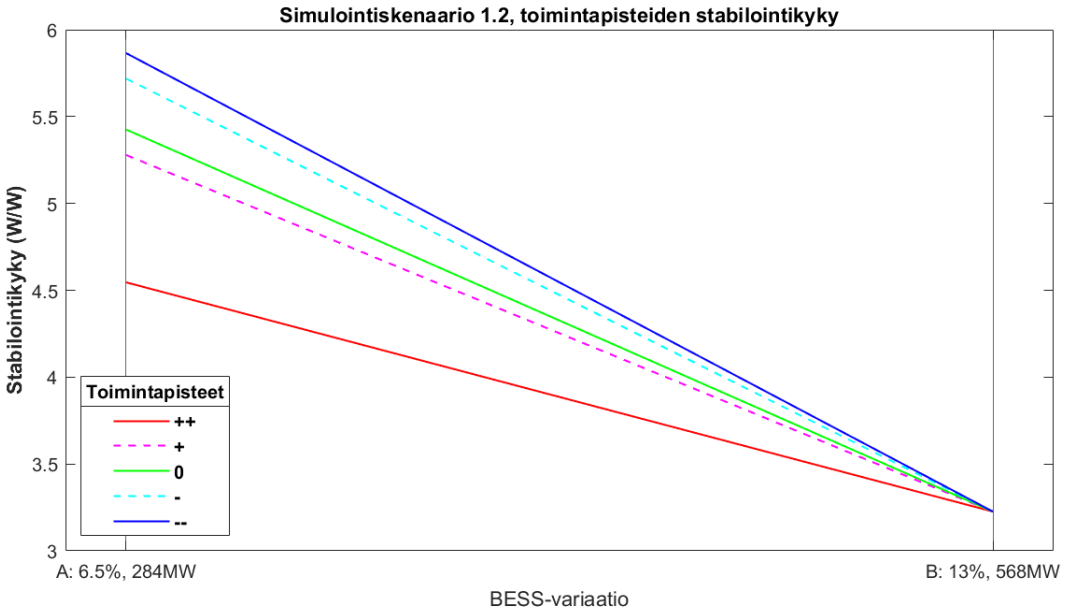
Vikaskenaarion 1.2 simulointitulokset vastaavat hyvin läheisesti skenaarion 1.1 tuloksia, myös tulosten saturaation osalta. Skenaarion 1.2 stabilointikyvn kuvaajat eri toimintapisteissä on esitetty kuvassa 22.

Vikaskenaariossa 1.3 irroitetaan eri voimajohto kuin kahdessa ensimmäisessä, ja tämä muutos vaikuttaa tuloksiin merkittävästi. Tuulivoiman stabiili teho on selkeästi matalampi kuin skenaarioissa 1.1 ja 1.2. Kuitenkin sähkövarastojen stabilointikyky pysyttelee samankaltaisissa lukemissa. BESS-variaatiolla A (1.3_A) stabilointikyky on kaikilla toimintapisteillä yli neljän. Variaatiolla B (1.3_B) stabilointikyvyn arvot pysyttelevät samankaltaisena kuin variaatiolla A mutta stabilointikyky vaihtelee enemmän toimintapisteiden välillä. Skenaarion 1.3 simulointitulokset on esitetty kuvassa 23.

Vikaskenaariossa 1.3 ei ilmene merkittäviä haasteita tuulivoimatehon saturoitumisen osalta, vaan tuulivoiman maksimikapasiteettiin ylletään vasta BESS-variaation C (1.3_C) muutamilla toimintapisteillä. Tämä johtuu siitä, että skenaariossa 1.3 on stabiili teho lähtökohtaisesti matalampi kaikilla variaatioilla.



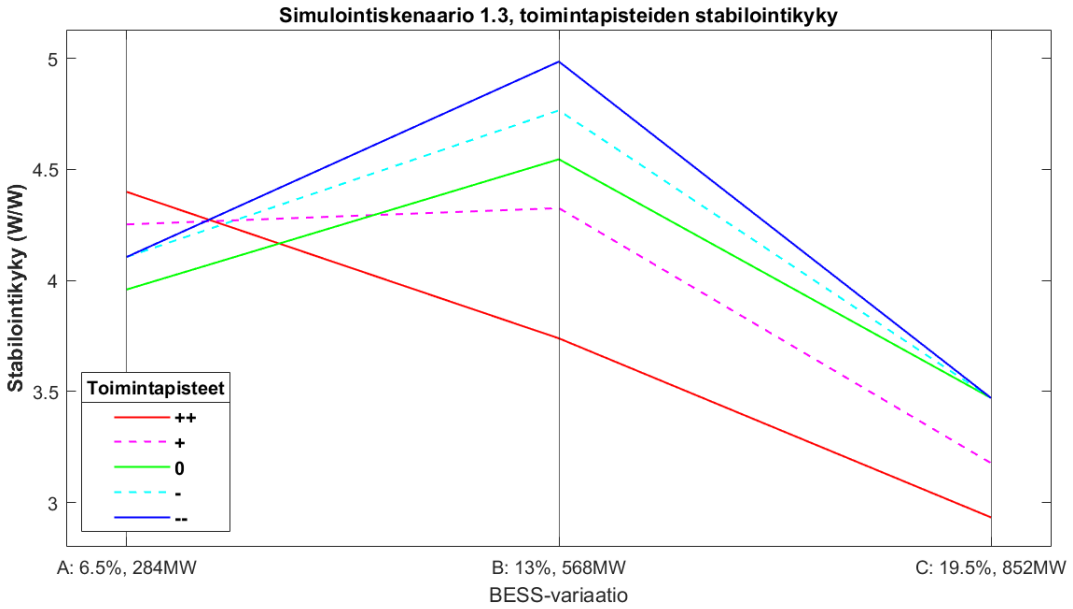
Kuva 21: Sähkövarastojen stabilointikyky eri toimintapisteillä yksinkertaisen EMT-mallin vikaskenaariossa 1.1



Kuva 22: Sähkövarastojen stabilointikyky eri toimintapisteillä yksinkertaisen EMT-mallin vikaskenaariossa 1.2

Keskimäärin variaatiolla C (1.3_C) stabilointikyky laskee hieman variaatioihin A ja B (1.3_A ja (1.3_B) verrattuna. Akun purkaessa täydellä teholla (toimintapiste ++), tippuu stabilointikyky hieman alle kolmen. Muilla toimintapisteillä stabilointikyky pysyy kolmen yläpuolella. Variaation C molemmissa toimintapisteissä, joissa akku purkaa

pätötehoa verkkoon (1.3_C_++ ja 1.3_C_+), rajoittaa stabiilia tehoa suuntaajalähtöisen heilahtelun sijaan se, etteivät hybridipuistot palaudu FRT-säätötilasta tarpeeksi nopeasti, minkä vuoksi hybridipuistojen jännitetasot ovat epästabiilin puolella.

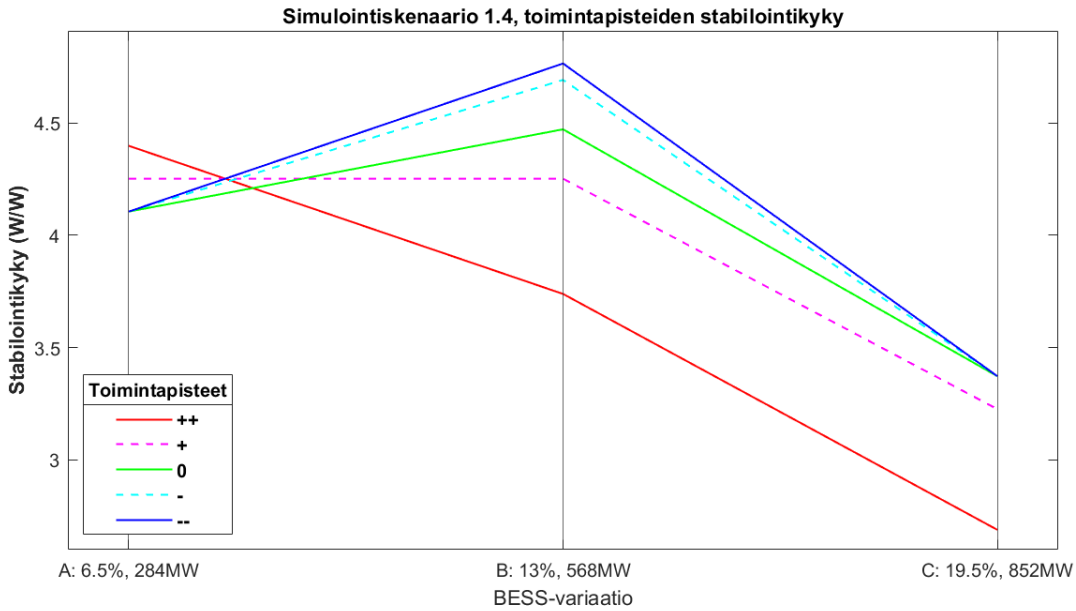


Kuva 23: Sähkövarastojen stabilointikyky eri toimintapisteillä yksinkertaisen EMT-mallin vikaskenaariossa 1.3

Vikaskenaarion 1.4 tulokset vastaavat läheisesti skenaarion 1.3 tuloksia, kuten skenaarion 1.2 tulokset vastasivat skenaarion 1.1 tuloksia. Stabilointikyky vaihtelee skenaariossa 1.4 välillä 2,69–4,77. Heikoin stabilointikyky on BESS-variaation C toimintapisteessä, jossa sähkövarasto purkaa akkuja täydellä teholla (1.4_C_++). B-variaatiolla (1.4_B) toimintapisteiden välillä on suurta vaihtelua, kuten skenaariossa 1.3, ja suurin stabilointikyky on variaation B toimintapisteessä, jossa sähkövarasto lataa akkuja täydellä teholla (1.4_B_- -). Myös tässä skenaariossa stabiiliutta rajoitti FRT-säätötilasta palautuminen variaation C toimintapisteessä, jossa sähkövarasto purki varausta täydellä teholla (1.4_C_++). Skenaarion 1.4 simulointitulokset on esitetty kuvassa 24

Yksinkertaisen EMT-verkkomallin simulaatioiden tuloksista nähdään, että hybridipuistolla verkkoa luovan sähkövaraston stabilointikyky on aina yli 2,5, jopa yli 6. Toimintapiste latauksen ja purun välillä vaikuttaa sähkövarastojen stabilointikykyyn merkittävästi mutta myös purkaessaan täydellä teholla (toimintapiste ++) on stabilointikyky aina yli 2,5. Yksinkertaisen EMT-verkkomallin simulointitulosten perusteella verkkoa luovat sähkövarastot stabiloivat hybridipuistoissa tuulivoiman suuntaajalähtöistä stabiiliutta moninkertaisesti sähkövaraston tehoon nähden kaikissa toimintapisteissä.

Yksinkertaisen EMT-verkkomallin tulokset on todennettu neljällä erilaisella häiriöllä, joista kaksi sisälsi kolmivaiheisen vikavastuksettoman oikosulun maakosketuksella. Tulokset ovat keskenään johdonmukaisia ja niitä voidaan todentaa vertaamalla



Kuva 24: Sähkövarastojen stabiliointikyky eri toimintapisteillä yksinkertaisen EMT-mallin vikaskenaariossa 1.4

niitä laajan EMT-verkkomallin tuloksiin. Nämä tulokset esitellään seuraavassa luvussa.

6.2 Laajan EMT-verkkomallin tulokset

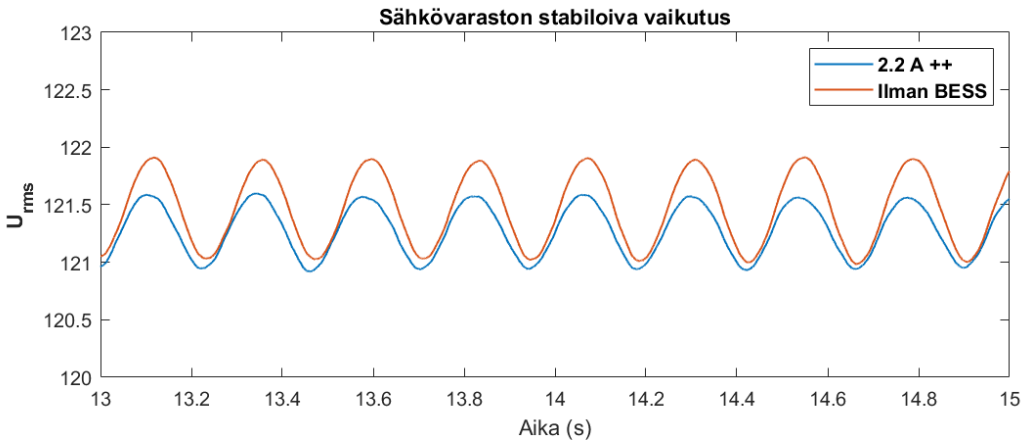
Laajalla EMT-verkkomallilla toteutettiin simulointeja kolmessa erilaisessa skenaariossa luvussa 5.2 kuvatun mukaisesti. Simuloidut skenaariot on kuvattu taulukossa 4 ja niissä on yhteensä 22 simulointitilannetta, joissa tuulivoimalle määritettiin korkein stabiili teho. Lisäksi simuloitiin perustilanne ilman sähkövarastoja. Perustilanne on sama kaikissa laajan EMT-mallin simulointiskenaarioissa. Kaikissa skenaarioissa käytettiin samaa johdon irroitusta, vian kanssa tai ilman, joten stabiili tuulivoiman määrä ilman verkkoa luovia sähkövarastoja on jokaisessa skenaariossa sama. Myös laajan EMT-mallin simuloinneissa stabiiliutta rajoittaa pääasiallisesti suuntaajalähtöisen stabiiliuden sivukaistan värähtely jännitteen tehollisarvossa 4–6 Hz:n taajuudella. Tarkat tulokset simuloinneista on taulukoitu liitteeseen A.2.

Simulointitulosten perusteella stabiliointikyky on selkeästi parempi hybridipuistoissa sijaitsevilla sähkövarastoilla kuin erillisillä sähkövarastoilla. Hybridipuistojen sähkövarastojen stabiliointikyvyn keskiarvo on 3,71 ja erillisillä sähkövarastoilla 2,46. Keskiarvojen laskennassa ei ole otettu huomioon vian sisältäviä simulointitilanteita (2.X_Vika1 ja 2.X_Vika2), jotta keskiarvossa ei korostuisi BESS-variaatio B. Stabiliointikyky 400 kV:n sähköverkon solmukohtien sähköasemilla sijaitsevilla sähkövarastoilla tai hajautettuna 110 kV:n sähköverkon pisteissä sijaitsevilla sähkövarastoilla vastaavat toisiaan monelta osin. Toimintapiste latauksen ja purun välillä vaikuttaa stabiliointikykyyn selkeästi.

Simulointituloksista määritelty sähkövarastojen stabiliointikyky vaihtelee suuresti

arvojen 0–4,6 välillä. Toisin kuin yksinkertaisella EMT-mallilla, stabilointikyky keskimäärin kasvaa sähkövarastojen kapasiteetin skaalauksen mukana. Korkeimmalla BESS-variaatiolla C, stabilointikyky vaihtelee 2,8–4,6 välillä. Skenaarioissa 2.2 ja 2.3 BESS-variaatiolla A stabilointikyky jää arvoon 0 toimintapisteessä, jossa akku purkaa täydellä teholla (2.2_A_++ ja 2.3_A_++). Toimintapisteessä, jossa sähkövaraston pätötehon asetusarvo on nolla (2.2_A_0 ja 2.3_A_0), nousee stabilointikyky näissä tilanteissa 2,8:aan.

Simulointitulosten stabilointikyky vaihtelee laajan skaalan lisäksi myös suurissa askelissa, mikä johtuu suuresta tuulivoiman askelvälistä. Tuulivoiman pätötehon asetusarvon askeleen ollessa 5 prosenttiyksikköä, vastaa kahden askeleen välinen porras järjestelmätasolla noin 450 MW tuulivoimaa. Pienimmällä BESS-variaatiolla A, sähkövarastojen yhteenlaskettu kapasiteetti on noin 160 MW, jolloin yhden askeleen kasvuun tarvitaan yli 2,8:n stabilointikyky. Simulointitilanteissa, joissa stabilointikyky jää nollaan (2.2_A_++ ja 2.3_A_++), viittaa tulos siihen, että stabilointikyky on alle 2,8. Tämä ei tarkoita että verkkoa luovat sähkövarastot eivät stabiloisi näissä tilanteissa ollenkaan. Kuvassa 25 on vertailtu tuloksia simuloinnista, jossa ei ole ollenkaan sähkövarastoja (2.0_0), tuloksiin, jossa stabilointikyky on ollut laskennallisesti nolla (2.2_A_++). Kuvaajista näkee, että sähkövarastot selkeästi stabiloivat jännitteen tehollisarvon heilahteluja. Ilman sähkövarastoja olevan simulointitilanteen heilahtelun amplitudi on noin 1,5 kertainen. Näitä kahta simulointitilannetta, joissa stabilointikyky on jäänyt arvoon nolla, ei ole otettu huomioon lasketussa keskiarvossa stabilointikyvylle.



Kuva 25: Jännitteen tehollisarvon mittauksien erotus simulointitilanteen 2A, täyden tehon purun toimintapisteen (2.2_A_++) ja ilman sähkövarastoja toteutetun simulaation välillä (2.0_0).

Toisin kuin yksinkertaisen EMT-mallin simuloinneissa, laajan mallin simuloinneissa irtoaa tuulipuisto vian sisältävissä simulointitilanteissa. Irtoavien puistojen lukumäärä jää yhteen ja sama puisto irtoaa jokaisessa skenaariossa samassa vikatilanteessa. Kyseinen puisto on viallisen johdon viereisellä asemalla oleva tuulipuisto. Muissa kuin vian sisältävissä simuloinneissa tuulipuistoja ei irtoa.

Vikatilanne 1 on kaikissa laajan EMT-mallin skenaarioissa stabiilimpi suun-

taajalähtöisen heilahtelun suhteen kuin vikatilanne 2. Kuitenkin molemmissa vian sisältävissä simulointitilanteissa (2.X_Vika1 ja 2.X_Vika2) keskeinen stabiiliutta rajoittava tekijä on vian jälkeinen ylijännite. Tämä rajoittaa stabiiliutta viidessä vian sisältävästä kuudesta simulointitilanteesta.

Etäisyyden vaikutusta stabiloivaan kykyyn tutkittiin tarkastelemalla jännitteen heilahtelua eri etäisyyksillä lähimmästä sähkövarastosta. Taulukkoon 8 on kuvattu BESS-variaatiolla B (2.X_B_0) mitattu jännitteen heilahtelun vaimentuminen eri skenaarioissa. Taulukon arvot kuvaavat sitä, kuinka paljon pienempi jännitteen tehollisen arvon heilahtelun amplitudi on suhteessa tilanteeseen, jossa sähkövarastoja ei ole. Kaikki skenaariot on ajettu samalla tuulivoiman asetusarvolla. Jännitteen mittaukset, joista taulukon arvot on määritetty, on esitetty liitteessä A.2.

Mittauspisteiden etäisyydet vaihtelevat nollasta 60 kilometriin 110 kV:n verkossa siten, että etäisyys on vain yhtä johtoa pitkin ja sama sähkövarasto pysyy aina selkeästi lähempänä mittauspistettä kuin mallin muut sähkövarastot. 200 kilometrin mittauspisteessä lyhin etäisyys sähkövarastoon kulkee 400 kV:n sähköverkon kautta ja mittauspisteeseen pääsee sähkövaraston sijainnista useamman melkolailla yhtäläisen reitin kautta, eikä lähimmän sähkövaraston ja toiseksi lähimmän sähkövaraston etäisyydet eroa enää merkittävästi. Tästä syystä 200 kilometrin etäisyyden mittaukset eivät ole täysin verrattavissa lyhyemmän välin mittauksiin.

Tuloksista nähdään, että sijainnin kasvaessa stabiloiva vaikutus keskimäärin heikkenee selkeästi, mutta hitaasti. 60 kilometrin etäisyydellä stabiloiva vaikutus on mittasuhteiltaan samankaltainen kuin liittymispisteessä. Vielä 200 kilometrin päässä sähkövarastojen stabiloiva vaikutus jänniteen heilahteluja vaimentavana on selkeä. Hybridipuistoilla stabiloiva vaikutus on selkeästi parempi kuin erillisillä sähkövarastoilla. Sähkövarastojen sijainti kantaverkon solmukohtien asemilla tai hajautettuna 110 kV:n verkkoon ei vaikuta tuloksiin merkittävästi.

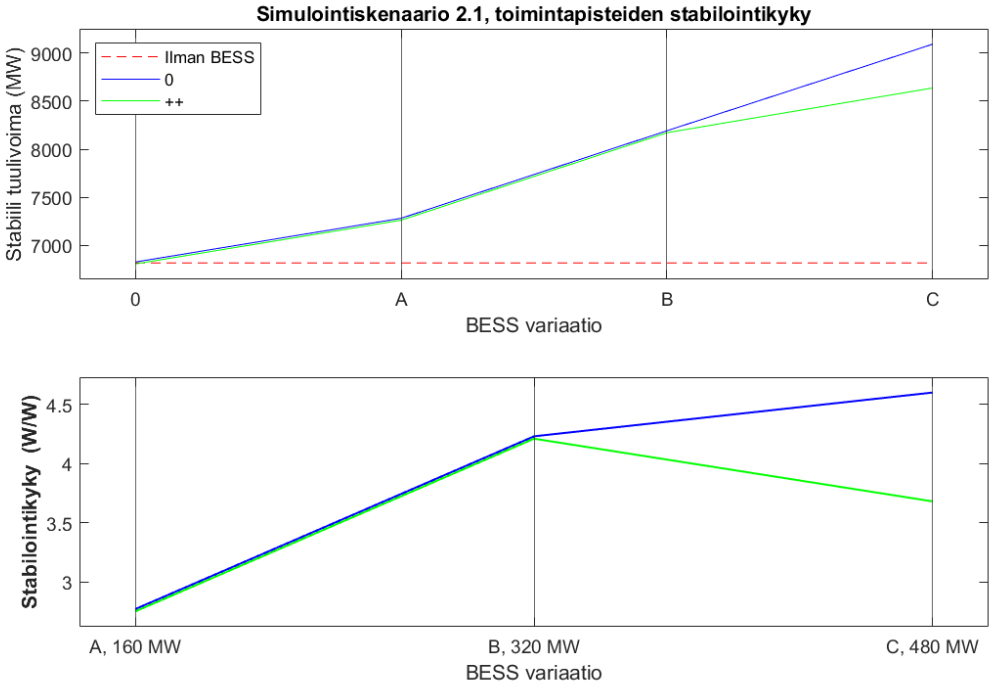
Taulukko 8: Havaittu vaimennus jänniteheilahtelun amplitudiin eri etäisyyksillä sähkövarastosta

Skenaario	Liittymispiste	20 km	40 km	60 km	200 km*
Hybridipuisto	3.5 kV	3.2 kV	2.8 kV	2.8 kV	1.5 kV
Sähköasema	2.4 kV	2.4 kV	1.8 kV	2.4 kV	1.0 kV
Hajautettu	2.5 kV	2.3 kV	2.2 kV	2.1 kV	1.1 kV

*200 kilometrin etäisyyden määrittäminen eroaa muista mittauksista.

6.2.1 Hybridipuistojen simulointitulokset

Laajalla EMT-verkkomallilla simuloitiin verkkoa luovia sähkövarastoja hybridipuistoissa taulukon 5 mukaisesti yhteensä kahdeksassa simulointitilanteessa. Lisäksi ensimmäiseksi simuloitiin tilanne ilman sähkövarastoja. Kyseinen simulointitilanne toimi pohjana stabilointikyvyn laskemiselle kaikissa laajan EMT-mallin simulointiskenaarioissa. Kuvassa 26 on esitetty hybridipuistojen simulointitulokset sähkövaraston toimintapisteiden mukaan jaettuna. Tarkat tulokset hybridipuistojen simuloinneista on esitetty liitteessä A.2.



Kuva 26: Sähkövarastojen stabilointikyky eri toimintapisteillä laajan EMT-mallin hybridipuisto-skenaariossa 2.1

Hybridipuistojen sähkövarastoilla stabilointikyky vaihtelee välillä 2,61–4,60. Näiltä osin tulokset vastaavat yksinkertaisen EMT-mallin simulointituloksia. Stabilointikyky keskimäärin kasvaa sähkövaraston nimellistehon mukana toisin kuin yksinkertaisen mallin simuloinneissa. Korkein stabilointikyky saavutetaan BESS-variaatiolla C (2.1_C_0). Pienimmillään stabilointikyky on BESS-variaatiolla A, molemmissa toimintapisteissä (2.1_A_0 ja 2.1_A_++). Poikkeuksena on vikatilanteen 2 sisältävä simulointitilanne (2.1_B_Vika2), jossa stabilointikyky laskee vielä hieman matalammalle arvoon 2,61.

Laajan mallin simulointituloksien perusteella toimintapiste vaikuttaa stabilointikykyyn vähemmän kuin yksinkertaisen mallin tuloksissa. BESS-variaatiota C (2.1_C_0 ja 2.1_C_++) lukuunottamatta stabilointikyky on molemmilla toimintapisteillä sama.

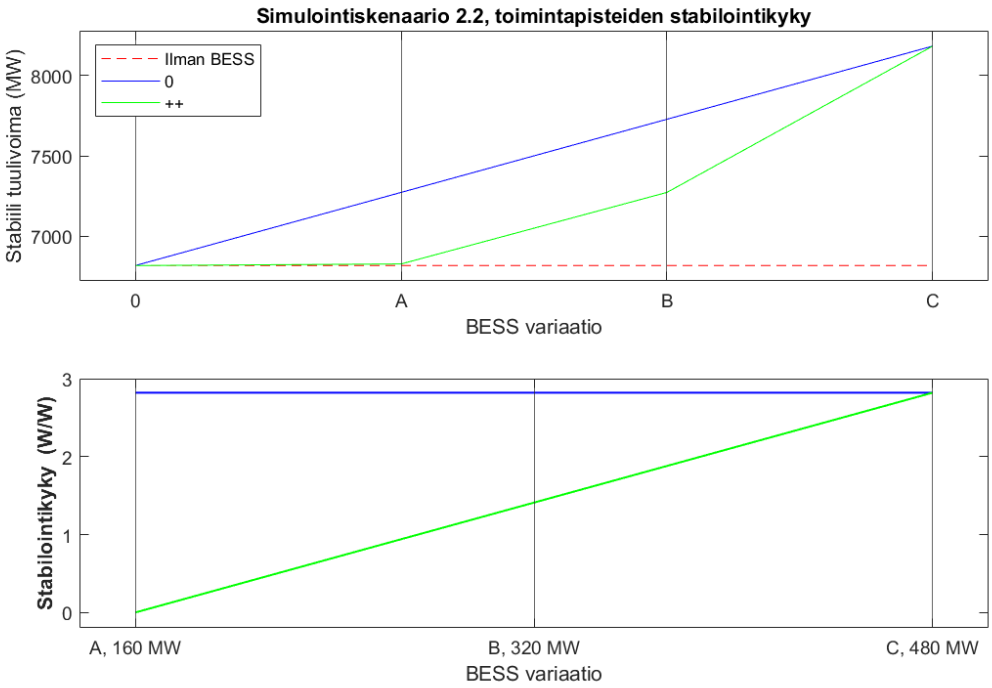
Toisessa vian sisältävässä simulointitilanteessa (2.1_B_Vika2) yksittäinen tuulipuisto irtoaa verkosta ylijännitteen vuoksi viasta palautumisen sijaan. Muissa simulointitilanteissa tuulipuistoja ei irtoa verkosta. Molemmissa vian sisältävissä simulointitilanteissa (2.1_B_Vika1 ja 2.1_B_Vika2) stabiiliutta rajoittaa vian jälkeinen ylijännite.

BESS-variaatiolla C täyden tehon purun toimintapisteessä (2.1_C_++) sähkövarastojen verkosta irtoaminen rajoittaa osaltaan stabiiliutta. Kyseisen simulointitilanteen stabiilin pisteen korkeamman pätötehon simuloinneissa kolme kymmenestä sähkövarastosta irtoaa verkosta virtarajojen ylittymisen vuoksi. Tässä tilanteessa tuulipuistoja ei irtoa verkosta. Verkosta irronneet sähkövarastot ovat osaltaan vaikuttaneet siihen,

ettei kyseinen tehotaso ollut stabiili.

6.2.2 Sähköasemien sähkövarastojen simulointitulokset

Laajalla EMT-verkkomallilla simuloitiin verkkoa luovia sähkövarastoja erillisinä laitoksina 400 kV:n sähköverkon solmukohdissa sijaitsevilla sähköasemilla taulukon 6 mukaisesti yhteensä kahdeksassa simulointitilanteessa. Kuvassa 27 on esitetty sähköasemien sähkövarastojen simulointitulokset sähkövaraston toimintapisteiden mukaan jaettuna. Tarkat tulokset sähköasemien sähkövarastojen simuloinneista on esitetty liitteessä A.2.



Kuva 27: Sähkövarastojen stabilointikyky eri toimintapisteillä laajan EMT-mallin sähköasema-skenaariossa 2.2

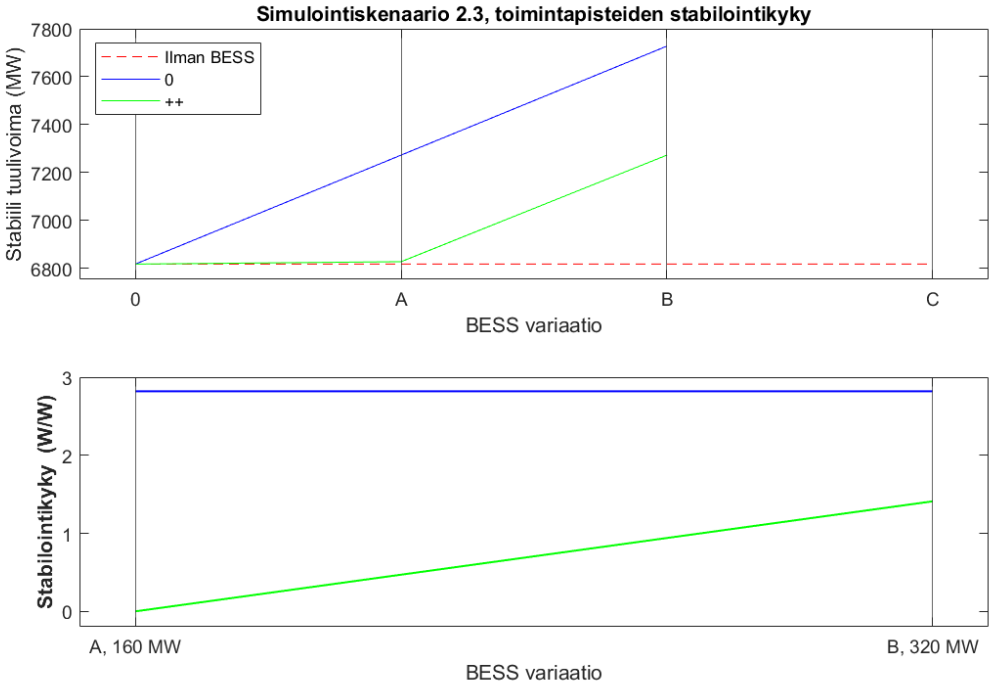
Sähköasemien sähkövarastojen stabilointikyky vaihtelee välillä 0–2,82. Keskiarvoltaan stabilointikyky on selkeästi heikompi kuin hybridipuistojen sähkövarastoilla. Sähkövaraston nimellistehon kasvaessa myös stabilointikyky kasvaa. BESS-variaatiolla C stabilointikyky molemmilla toimintapisteillä (2.2_C_0 ja 2.2_C_++) on 2.82. Myös laskennallisella stabilointikyvyn arvolla nolla, on sähkövarastoilla stabiloivaa vaikutusta kuten kuvassa 25 näkyy.

Tässä simulointiskenaariossa toimintapisteiden välillä on suuri ero. Toimintapisteellä, jossa sähkövarasto purkaa täydellä teholla akkuja (toimintapiste ++), stabilointikyky pienimmällä BESS-variaatiolla (2.2_A_++) on nolla, mutta kasvaa tasaisesti arvoon 2,82. Toimintapisteellä, jossa sähkövaraston pätötehon asetusarvo on nolla (toimintapiste 0), pysyy stabilointikyky vakiona arvossa 2,82 kaikissa BESS-variaatioissa (2.2_X_0).

Myös tässä simulointiskenaariossa tuulipuistoja irtoaa verkossa vain yksi puisto toisessa vian sisältävässä simulointitilanteessa (2.2_B_Vika2). Molemmissa vian sisältävissä simulointitilanteissa (2.2_B_Vika1 ja 2.2_B_Vika2) stabiiliutta rajoittaa vian jälkeinen ylijännite. Toisin kuin hybridipuistojen simuloinneissa, tässä skenaariossa sähkövarastoja ei irtoa verkosta yhdessäkään simulaatiossa.

6.2.3 Hajautettujen sähkövarastojen simulointitulokset

Viimeiseksi laajalla EMT-verkkomallilla simuloitiin verkkoa luovia sähkövarastoja erillisinä laitoksina sähköverkon solmukohtien sijaan hajautettuna 110 kV:n verkkoon johdonvarsille. Hajautettuja sähkövarastoja simuloitiin taulukon 7 mukaisesti yhteensä kuudessa simulointitilanteessa. Kuvassa 28 on esitetty hajautettujen sähkövarastojen simulointitulokset sähkövaraston toimintapisteiden mukaan jaettuna. Tarkat tulokset hajautettujen sähkövarastojen simuloinneista on esitetty liitteessä A.2.



Kuva 28: Sähkövarastojen stabiilointikyky eri toimintapisteillä laajan EMT-mallin hajautettujen sähkövarastojen skenaariossa 2.3

Hajautettujen sähkövarastojen stabiilointikyky vaihtelee välillä 0–2,82. Stabiilointikyky vastaa hyvin vahvasti sähköasemien sähkövarastojen tuloksia. Myös tässä skenaariossa stabiilointikyky on nolla toisella toimintapisteellä BESS-variaatiolla A (2.3_A_++), mutta kasvaa kun sähkövaraston nimellistehoa kasvatetaan.

Kuten muissa laajan EMT-mallin simuloinneissa, myös tässä simulointiskenaariossa tuulipuistoja irtoaa verkossa vain yksi puisto toisessa vian sisältävässä simulointitilanteessa (2.3_B_Vika2). Vikatilanteessa 1 (2.3_B_Vika1) stabiiliutta rajoittaa vian

jälkeinen ylijännite, mutta vikatilanteessa 2 (2.3_B_Vika2) stabiiliutta rajoittaa suuntaajalähtöinen heilahtelu. Sähkövarastoja ei irtoa verkosta yhdessäkään simulaatiossa.

6.3 Impedanssiskannauksen tulokset

EMT-simulointien lisäksi yksinkertaista EMT-verkkomallia käytettiin impedanssiskannauksiin. Simulointitilanne, josta impedanssiskannauksia tehtiin oli 1-vikaskenaarion BESS-variaation A toimintapisteessä, jossa sähkövarastojen pätötehon asetusarvo on nolla. Skannauksia tehtiin tässä simulointitilanteessa (1.1_A_0) luvussa 5.3 kuvatun mukaisesti. Skannasten tuloksista laadittiin MATLAB-ohjelmistolla Bode- ja Nyquist-diagrammit, joita analysoitiin luvussa 3.2.3 kuvatun mukaisesti. Bode- ja Nyquist-diagrammeja ei ole voitu jakaa julkiseen työhön, koska impedanssiskannaukset on tehty laitevalmistajien malleista. Impedanssiskannausten tulokset on esitetty taulukossa 9.

Taulukko 9: Tulokset impedanssiskannausten Bode- ja Nyquist-analyyseista

Skannaus-tilanne	Taajuus (Hz)	Askel (Hz)	EMT-tulos	Vahvistus-vara (dB)	Vaihe-vara (°)	Nyquist-tulos
1.1_A_0, 94%	40–60	1	Stabiili	0,90	12,40	Stabiili
1.1_A_0, 95%	40–60	1	Epästabiili	0,47	7,05	Stabiili
1.1_A_0, 94%	55–58	0,1	Stabiili	-0,75	-8,96	Epästabiili
1.1_A_0, 95%	55–58	0,1	Epästabiili	-1,51	-14,06	Epästabiili
1.1_A_0, 90%	40–60	1	Stabiili	2,13	22,70	Stabiili
1.1_A_0, 100%	40–60	1	Epästabiili	-0,90	-30,11	Epästabiili

Impedanssiskannauksien perusteella tehdyista Bode-diagrammeista erottui selkeästi potentiaalisesti epästabiilit taajuudet. Nämä stabiiliuden kannalta kriittiset taajuudet olivat kaikissa skannauksissa symmetrisesti luonnollisen taajuudeen molemmin puolin noin 45 ja 55 Hz:n alueella staattisessa $\alpha\beta$-koordinaatistossa. Tämä vastaa hyvin EMT-simulaatioissa havaittua noin 5 Hz:n heilahtelua jännitteen tehollisissa arvoissa, joka vaihejännitteiden hetkellisarvoissa vastaisi heilahtelua 45 ja 55 Hz:n taajuudella. Stabiiliuden kannalta kriittiset taajuudet erottuivat impedanssiskannauksista selkeästi myös stabiileissa tilanteissa.

Ensimmäisten impedanssiskannausten tuloksista havaittiin, että kriittinen taajuus stabiiliuden kannalta on 55–56 Hz:n alueella. Seuraavat skannaukset otettiin tältä taajuusalueelta tarkemmin. Stabiililta puolelta 90 %:n tuulivoiman teholla otettu skannaus toi esiin Bode-diagrammissa epästabiiliutta 44 Hz:n alueella. Tämä taajuus ei ollut epästabiili muissa impedanssiskannauksissa. Taulukon 9 tuloksissa on tarkasteltu vain 55–56 Hz:n taajuusalueen tuloksia.

Taulukon 9 tuloksista nähdään, että Bode-analyysin tulokset vastaavat EMT-simulaatioiden tuloksia vain osittain. Stabiiliuden raja ei osu samaan kohtaan kuin EMT-simulaatioissa. Kauempana stabiiliusrajasta otetut skannaukset 90 %:n ja 100 %:n tuulivoimateholla tuovat kuitenkin esiin, että stabiiliusraja jää näiden arvojen

väliin. Huomionarvoista on, että pienemmällä taajuusaskeleella otetut tarkemmat impedanssiskannaukset kääntävät Bode-analyysin tulokset epästabiilin puolelle.

Vahvistus- ja vaihevarojen arvoja tarkastelemalla huomataan, että niiden muutokset viittaavat stabiiliusrajan läheisyyteen. Ensimmäisten kahden skannausten tulosten perusteella 97 %:n tuulivoimateho olisi epästabiili ja tarkempien skannausten tulokset viittaavat 92 %:n olevan stabiililla puolella. Kumpikaan näistä ei ole kovin kaukana EMT-simulaatioilla määritellystä stabiiliuden rajasta, joka on 94 %:n tuulivoimateho. Lisäksi arvojen muutokset ovat aina epästabiilimpaan suuntaan kun tuulivoimatehoa kasvatetaan.

Nyquist-diagrammin tulokset stabiiliudesta vastasivat Bode-diagrammin tuloksia. Poikkeuksena oli 90 %:n tuulivoimatehon impedanssiskannaus, jonka Bode-diagrammi toi epästabiiliuden 44 Hz:n taajuudelle, mutta Nyquist-diagrammin perusteella skannauksen tilanne oli stabiili. Myös Nyquist-diagrammien tuloksissa oltiin selkeästi lähellä stabiiliuden rajaa kaikissa tilanteissa ja diagrammin muutokset kulkivat Bode-diagrammin vahvistus- ja vaihevaran arvojen mukaisesti kohti epästabiiliutta kun tuulivoimatehoa kasvatetaan.

Taulukon 9 EMT-tulos tarkoittaa simulointien analysoinneissa käytettyä määritelmää, jonka mukaan stabiiliuden rajana toimii 1 kV (huipusta huippuun amplitudi) heilahtelua viiden sekunnin jälkeen verkon häiriöstä. Tämä ei kuitenkaan kuvaa järjestelmän stabiiliutta analyyttisellä tasolla. Impedanssiskannaukset otettiin EMT-simuloinnin ajankohdasta t = 20 s, joka oli 13 sekuntia verkon häiriöstä. Tällä ajankohdalla myös 95 %:n tuulivoimatehon tilanne oli stabiloitunut. 100 %:n tuulivoimateholla tilanne ei kuitenkaan ollut stabiili edes simulaation kyseisessä ajankohdassa. Näin ollen 1 Hz:n taajuusaskeleella tehtyjen impedanssiskannausten tulokset vastaavat EMT-simulointien tuloksia hyvin. Toisaalta tarkemmat 0,1 Hz:n taajuusaskeleella tehdyt skannaukset ovat tästä näkökulmasta vielä kauempana EMT-simulaatioiden stabiiliuden rajasta.

7 Johtopäätökset

Tässä luvussa esitellään tämän diplomityön johtopäätökset. Luvussa 7.1 analysoidaan työn simulointituloksia kokonaisuudessaan ja luvussa 7.2 pohditaan tutkimusmenetelmien ja simulointitulosten vajavaisuuksia. Luvussa 7.3 analysoidaan sähkövarastojen roolia Suomen voimajärjestelmän stabiloinnissa. Lopuksi luvussa 7.4 esitellään tarvittavia jatkotutkimuksia.

7.1 Verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikyky

Työn simulointitulosten perusteella verkkoa luovat sähkövarastot parantavat voimajärjestelmän suuntaajalähtöistä stabiiliutta kaikissa tilanteissa.

Hybridipuistoissa sijaitsevilla sähkövarastoilla stabilointikyky on keskiarvollisesti 4,08 ja yli 2,5 kaikissa toimintapisteissä. Erillisillä sähkövarastolaitoksilla stabilointikyky ei ole yhtä vahva kuin hybridipuistojen sähkövarastoilla. Stabilointikyvyn keskiarvo on erillisillä laitoksilla 2,46, joten myös niiden avulla voidaan lisätä voimajärjestelmään tuulivoimakapasiteettia yli kaksinkertaisesti sähkövarastojen nimellistehonsa verran tilanteessa, jossa liityntäkapasiteettia rajoittaa suuntaajalähtöinen stabiilius.

Sähkövarastolaitosten sijainti kantaverkon keskeisten solmukohtien asemien ja sivussa solmukohdista olevien johdonvarsien liittymispisteiden välillä ei vaikuta oleellisesti niiden stabilointikykyyn. Etäisyyden myötä sähkövarastojen stabiloiva vaikutus heikkenee vähäisesti. Tästä syystä pienitehoisilla sähkövarastoilla stabiloiva vaikutus voi jäädä paikalliseksi. Verkkoa luovaa säätöä vaaditaan Suomessa kuitenkin vain yli 10 MW:n sähkövarastoilta, joiden stabiloivan vaikutuksen pitäisi tulla esiin kantaverkon tasolla.

Verkkoa luovien sähkövarastojen toimintapiste, akkujen latauksen ja purun välillä, vaikuttaa keskeisesti niiden stabilointikykyyn. Parhaimmillaan sähkövarastojen stabilointikyky on toimintapisteessä, jossa ne lataavat akkuja täydellä teholla ja vastaavasti heikoimmillaan silloin, kun tehoa puretaan akuista sähköverkkoon täydellä teholla.

Toimintapisteiden välisiä eroja simulaatiotuloksissa selittää suuntaajan virtarajat. Verkkoa luovan säädön vaste jännitemuutokseen nähdään välittömänä tehomuutoksena. Toimintapisteessä, jossa sähkövarasto toimii jo valmiiksi omilla rajoillaan, ei verkkoa luova säätö voi reagoida verkon muutoksiin yhtä voimakkaasti. Muuten suuntaajan virtarajat ylittyisivät ja suuntaja voisi vioittua.

Virtarajat eivät ole ainoa tekijä toimintapisteiden erojen taustalla. Muuten stabilointikyky sähkövaraston täyden tehon latauksella ja täyden tehon purulla olisi samankaltainen. Toinen taustavaikuttaja toimintapisteiden erossa on järjestelmätason sähkön siirrot. Simulointitilanteissa, joissa sähkövarastot syöttävät sähköverkkoon pätötehoa, ne lisäävät järjestelmätasolla suuntaajakytkettyä pätötehon tuotantoa sekä siirtoa tuulivoiman tuotantoalueelta pois. Ladatessaan akkujansa, sähkövarastot taas lisäävät paikallista kulutusta sekä vähentävät sähkönsiirtoa. Siirtojen ollessa suuria tehoheilahtelut vaikuttavat enemmän jännitteeseen kuten luvussa 3.3.2 on kuvattu. Tämä omalta osaltaan altistaa voimajärjestelmää suuntaajalähtöiselle heilahtelulle. Vähäisemmät siirrot ja paikallinen kulutus siis omalta osaltaan tasapainottavat

voimajärjestelmää. Tästä syystä sähkövaraston stabilointikyky on suurempi toimintapisteessä, jossa se lataa akkujansa. Huomionarvoista on, että edellä mainituista syistä huolimatta sähkövarastojen vaikutus suuntaajalähtöiseen stabiiliuteen on kuitenkin kaikilla toimintapisteillä aina positiivinen.

Erityisesti hybridipuistojen osalta simulointitulokset ovat kattavat, sillä ne on todennettu useassa simulointitilanteessa kahdella eri verkkomallilla. Erillisten laitosten suhteet tulokset perustuvat pienempään määrään simulointeja. Seuraavassa luvussa tuodaan esiin muita puutteita ja heikkouksia koskien työssä käytettyjä tutkimusmenetelmiä ja niiden toteutusta.

7.2 Tutkimusmenetelmien rajoitteet

Simuloiduissa sähköverkon häiriöissä voimajärjestelmän stabiiliutta rajoitti pääsääntöisesti suuntaajalähtöinen 4–6 Hz:n värähtely jännitteen tehollisarvossa. Tämä vastaa 44–46 Hz:n sekä 54–56 Hz:n sivukaistan värähtelyä vaihejännitteiden hetkellisarvoissa. Tuulivoimalaitosmallien sisäisten säätöpiirien vaikutuksia laitoksen kokonaisuuteen ei voitu tutkia, koska simuloinneissa käytetyt tuulivoimalaitosmallit ovat laitetoimittajien mustan laatikon malleja. Siksi simulaatioissa havaitun värähtelyn taustalla olevia syitä ei voida tämän työn tulosten perusteella tarkasti määrittää. Luvun 3.2.2 mukaisesti kirjallisuuden perusteella tällaisen värähtelyn taustalla on todennäköisesti verkkoa seuraavien tuulivoimalaitosten PLL-piirin ja ulompien säätöpiirien epästabiilius heikossa verkossa.

Työn simulaatioissa käytetyt sähköverkon häiriöt eivät olleet optimaalisia sähkövarastojen ja tuulivoimalaitosten viasta palautumisen tarkasteluun. Vain yksittäisissä simulointitilanteissa laitoksia irtosi verkosta, joten tulosten perusteella voisi todeta verkkoa luovien sähkövarastojen tukevan tuulipuistojen vikasietoisuutta hyvin. Tällaista johtopäätöstä ei voida tehdä työn simulaatioiden perusteella, koska tuulipuistoilla ei ollut haasteita viasta palautumisen suhteen myöskään niissä simulointitilanteissa, joissa sähkövarastoja ei ollut. Todennäköisempää on, että simulaatioskenaarioissa käytetyt johdon irroitukset ja viat eivät olleet vikasietoisuuden kannalta kriittisiä. Tämä on ymmärrettävää, sillä käytetyt häiriöt oli valittu siten, että niiden vaikutus suuntaajalähtöiseen stabiiliuteen oli mahdollisimman suuri.

Simulointituloksia rajoitti selkeästi laajan EMT-mallin tuulivoimatehon 5 prosenttiyksikön askelkoko, joka oli valittu laskemaan raskaan mallin simulointiajojen määrää. Suuren askelkoon vuoksi stabilointikyvyt heittelivät suuresti tuloksissa ja positiivisesti stabiiliuteen vaikuttavat tulokset johtivat laskennallisesti stabilointikyvyn arvoon nolla. Suurimmillaan laskennallinen stabilointikyky vaihteli matalalla BESS-variaatiolla, jossa yhden tuulivoimatehon askeleen erotus stabilointikyvyn arvossa oli 2,8. Tämän seurauksena kahdessa simulointitilanteessa stabilointikyvyn laskennallinen arvo tippui nollaan. Vaikka stabiloiva vaikutus oli näissä simuloinneissa selkeästi positiivinen, se jäi alle arvon 2,8, joka suuren askelkoon vuoksi johti stabilointikyvyn arvoon nolla. Huomionarvoista on, että yksinkertaisen EMT-mallin simuloinneissa pienimmällä BESS-variaatiolla yhden tuulivoimatehon askeleen vaikutus stabilointikyvyn arvoon oli 0,1. Suuri tuulivoimatehon askel saattoi myös vaikuttaa siihen, että yksinkertaisen EMT-mallin ja laajan EMT-mallin simulointien tulokset eroavat

toisistaan BESS-variaation skaalauksen suhteen. Yksinkertaisessa EMT-mallissa stabilointikyky keskimäärin laskee BESS-variaation kasvaessa ja laajassa EMT-mallissa tulokset ovat päinvastaiset.

Myös hybridipuistojen sähkövarastojen vahvemman stabilointikyvyn tuloksiin saattaa vaikuttaa erot laajan EMT-mallin hybridipuisto-skenaarion ja erillisten laitosten skenaarioiden välillä. Jälkimmäisissä skenaarioissa oli molemmissa samantehoisia sähkövarastolaitoksia yhteensä viisi kappaletta voimajärjestelmässä. Nämä skenaariot erosivat toisistaan siis ainoastaan sähkövarastojen sijainnin osalta. Hybridipuisto-skenaariossa sähkövarastoja oli kuitekin yhteensä 10:llä puistolla useammalla asemalla ja niiden tehot vaihtelivat puistojen tehojen mukaan. Näin ollen kyseinen simulointiskenaario eroaa erillisten laitosten simulointiskenaarioista useammalta osin kuin ainoastaan sähkövarastojen sijainnin osalta. Eron taustalla on se, että BESS-variaatiot on mitoitettu siten, että hybridipuistojen akkujen nimellisteho on 10 %:a, 20 %:a ja 30 %:a tuulipuistojen nimellistehosta. Jotta järjestelmätasolla verkkomalliin saatiin tarpeeksi sähkövarastokapasiteettia tuli sähkövarastoja asettaa kymmenelle puistolle. Skenaarioita yhtenäistää se, että sähkövarastokapasiteetti on järjestelmätasolla pyritty pitämään mahdollisimman tasaisena eri skenaarioiden BESS-variaatioissa.

Tutkittaessa etäisyyden vaikutusta sähkövarastojen stabilointikykyyn tarkasteltiin jännitteen heilahtelua mittauspisteistä, joiden etäisyys kasvoi tasaisesti kauemmaksi sähkövarastosta. Kuvaavampia tuloksia etäisyyden vaikutuksesta olisi saatu simuloinneilla, joissa sähkövarastoa siirretään tasaisesti kauammaksi tarkasteltavasti tuulivoimasta. Tällöin etäisyys olisi todennäköisesti vaikuttanut enemmän sähkövaraston kykyyn stabiloida tuulivoiman jännitteen heilahtelua. Työssä tehdyissä tarkasteluissa sähkövarastot olivat tasaisen etäisyyden päässä tuulivoimasta. Hybridipuisto- ja sähköasema-skenaarioissa samassa liittymispisteessä tuulivoiman kanssa ja hajautettujen sähkövarastojen skenaariossa 20 km päässä lähimmästä tuulivoimalaitoksesta. Tuloksien merkittävyyttä paransi se, että pohjamallissa tuulivoimaa oli tasaisesti eri puolilla verkkomallia. Lähin tuulivoimalaitos tarkasteltavasta pisteestä vaihteli pisteiden mukaan. Tarkasteltavasta pisteestä, joka sijaitsi 200 km etäisyydellä sähkövarastosta, lähimmät tuulivoimalaitokset olivat selkeästi sähkövarastoa lähempänä tarkasteltavaa pistettä.

Työn tutkimuskysymysten kannalta impedanssipohjaiset menetelmät toivat lisätietoa verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikyvystä. Suuntaajakytketyn laitoksen stabiilin toimintapisteen raja voidaan määrittää impedanssiskannausten avulla, mutta ei yhtä tarkasti kuin EMT-simuloinneilla. Impedanssiskannaukset kuitenkin tuovat Bode-diagrammien avulla tarkasti esiin suuntaajakytketyn laitoksen stabiiliuden kannalta kriittiset taajuudet myös toimintapisteissä, jotka ovat vahvasti stabiileja. Tästä voi olla hyötyä arvioitaessa suuntaajakytketyn laitoksen vaikutuksia voimajärjestelmän stabiiliuteen tai laitoksen stabiilia toimintaa.

7.3 Voimajärjestelmän stabilointi sähkövarastoilla

Työn tulosten perusteella voidaan vetää johtopäätöksiä verkkoa luovien sähkövarastojen optimaalisesta käytöstä ja sijainnista voimajärjestelmän suuntaajalähtöisen stabiiliuden näkökulmasta.

Voimajärjestelmän suuntaajalähtöisen stabiiliuden kannalta kaikki simulointitulokset, joissa stabilointikyky on yli 0 tai sähkövarastolla on vähintään vaimentava vaikutus suuntaajalähtöiseen jännitteen heilahteluun, ovat positiivisia. Verkkoa luovilla sähkövarastoilla työn tulosten perusteella tämä toteutuu kaikissa toimintapisteissä ja simulointitilanteissa. Ollessaan kytkettynä verkkoon, verkkoa luova sähkövarasto parantaa aina voimajärjestelmän suuntaajalähtöistä stabiiliutta. Stabiloidakseen voimajärjestelmän suuntaajalähtöistä stabiiliutta tasaisesti ja luotettavasti tulisi verkkoa luovien sähkövarastojen olla aina kytkettynä verkkoon.

Työn simulaatioissa verkkoa luovat sähkövarastot ovat kaikissa tilanteissa lähellä tuulivoimalaitoksia. Tuloksien perusteella sähkövarastojen stabilointikyky on aina positiivinen niiden sijaitessa lähellä suuntaajakytkettyä tuotantoa. Verkkoa luovien sähkövarastojen stabiloiva vaikutus heikkenee etäisyyden myötä. Sähkövarastojen sijainti kauempana suuuntaajakytketystä tuotannosta mahdollisesti lisäisi sähkönsiirtoa tilanteissa, joissa suuntaajakytketyn tuotannon penetraatioaste on korkea, eli silloin kun tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto on suurimmillaan. Sähkönsiirrot vaikuttavat osaltaan voimajärjestelmän stabiiliuteen. Stabiloidakseen voimajärjestelmän suuntaajalähtöistä stabiiliutta varmuudella, tulisi verkkoa luovien sähkövarastojen sijaita lähellä suuntaajakytkettyä tuotantoa.

Työn tulosten perusteella verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikyky on selkeästi parempi hybridipuistoilla sijaitsevilla sähkövarastoilla erillisten sähkövarastolaitosten sijaan. Stabiloidakseen voimajärjestelmän suuntaajalähtöistä stabiiliutta tehokkaasti, tulisi verkkoa luovien sähkövarastojen sijaita tuuli- ja aurinkovoimalaitosten rinnalla hybridipuistoissa.

Mikäli sähkövarasto toimii erillisenä laitoksena, ei ole voimajärjestelmän suuntaajalähtöisen stabiiliuden kannalta suurta merkitystä sillä sijaitseeko sähkövarasto samalla asemalla suuntaajakytketyn tuotantolaitoksen kanssa vaiko viereisellä asemalla.

On syytä huomioida, että voimajärjestelmän suuntaajalähtöistä stabiiliutta voidaan parantaa myös muilla keinoin kuin verkkoa luovilla sähkövarastoilla. FACTS-järjestelmät kuten STATCOM-laitokset ja synkronikompensaattorit ovat yleisimpiä ratkaisuja voimajärjestelmän suuntaajalähtöisen stabiiliuden parantamiseen kantaverkossa. Myös verkkoa luova säätö kehittyy teknologiana ja tulevaisuudessa myös tuulivoimalaitokset ja aurinkovoimalaitokset voivat olla verkkoa luovien suuntaajien kautta kytkettyinä sähköverkkoon.

Kantaverkkoyhtiöiden näkökulmasta ulkoisen tahon omistama verkkoa luova sähkövarasto ei ole luotettavin vaihtoehto voimajärjestelmän suuntaajalähtöisen stabiiliuden ylläpitämiseen. Kantaverkkoyhtiöllä ei nykyisillä vaatimuksilla ole varmuutta siitä, että pysyykö sähkövarasto kytkettynä verkkoon silloin, kun sen stabilointikykyä tarvittaisiin. EU:ssa kantaverkkoyhtiö ei myöskään voi itse omistaa sähkövarastoja, mikäli ne osallistuvat sähkömarkkinoille [76].

Maailmalla nähdään erilaisia taloudellisia kannustimia rakentaa sähkövarastoja ja pitää niitä kytkettyinä verkkoon. Esimerkiksi Iso-Britanniassa on käytössä stabiiliusmarkkinat, joilla rakennetaan taloudellinen kannustin ylläpitää voimajärjestelmän stabiiliutta. Suomessa sähkövarastot voivat ansaita osallistumalla sähkön reservimarkkinoille sekä tukkumarkkinoille.

7.4 Jatkotutkimukset

Työn tutkimusmenetelmien keskeisenä puutteena oli, että simuloinneissa käytettiin vain yhden laitevalmistajan EMT-mallia verkkoa luovasta sähkövarastosta. Oleellisena jatkotutkimuksena on toteuttaa vastaavia tutkimuksia myös muilla verkkoa luovien sähkövarastojen malleilla. Lisäksi eri verkkoa luovien sähkövarastojen mallien vuorovaikutusta olisi hyvä tutkia. Tämän työn simuloinneissa käytettyyn laajaan EMT-verkkomalliin sisältyi verkkoa luova STATCOM:n malli. Näiden kahden erilaisen verkkoa luovan laitoksen vuorovaikutuksesta sähkövarastojen kanssa ei noussut esiin epästabiiliutta työn simulaatioissa.

Verkkoa luovien sähkövarastojen vaikutuksesta tuulipuistojen vikasietoisuuteen tarvitaan jatkotutkimuksia, sillä tämän työn tuloksista ei vikasietoisuuden osalta voida vetää selkeitä johtopäätöksiä.

Työn EMT-mallinnuksessa hybridipuistot mallinnettiin ilman tuulipuiston ja sähkövaraston yhteistä hybridipuistosäädintä. Hybridipuistojen yhteinen sääto ja niiden mallintaminen kaipaa jatkoselvityksiä, jotta verkkomallit kuvaavat mahdollisimman hyvin käytössä olevia ja suunniteltuja hybridipuistoja.

Verkkoa luovien sähkövarastojen sijainnin kokonaisoptimointia Suomen kantaverkossa voitaisiin tutkia laajentamalla tarkastelua pelkästä suuntaajalähtöisestä stabiiliudesta esimerkiksi pätötehosiirtojen tarkasteluun.

Impedanssipohjaisten menetelmien käyttö kantaverkon stabiiliuden tarkasteluun ja impedanssiskannausten hyödyntäminen laajan EMT-verkkomallin kanssa kaipaavat jatkotutkimusta. Mahdollisena jatkotutkimuksena voisi olla esimerkiksi selvitys siitä, voiko suuntaajakytketyn laitoksen vaihe- ja vahvistusvaralle asettaa jonkinlaisia viitearvoja, jotka määrittävät tarpeen tarkemmille stabiiliustarkasteluille. Tällöin impedanssianalyysejä voitaisiin käyttää mallien seulontaan ennen tarkempia analyysejä.

Lisäksi markkinamallinnukset sähkövarastojen toiminnasta sähköverkossa voisivat antaa lisäymmärrystä siitä, milloin sähkövarastot ovat kytkettyinä verkkoon ja millaisella toimintapisteellä ne toimivat nykyisillä taloudellisilla kannustimilla. Sähkövarastojen osallistuessa reservimarkkinoille niiden toimintapiste ei ole virtarajoilla, jolloin niiden stabilointikyky on parempi kuin virtarajoilla toimiessa.

8 Yhteenveto

Tässä diplomityössä tutkittiin verkkoa luovien sähkövarastojen kykyä parantaa sähköverkon suuntaajalähtöistä stabiiliutta Suomen voimajärjestelmässä. Verkkoa luova sähkövarasto tarkoittaa voimajärjestelmään kytkettyä akkuvarastoa, jonka verkkosuuntaajaa ohjaa verkkoa luova säätö. Verkkoa luova säätö on verkkosuuntaajien säätömenetelmä, jossa suuntaaja seuraa omaa sisäistä jänniteosoitintaan. Perinteisesti verkkosuuntaajat toimivat verkkoa seuraavalla säädöllä, jossa ne synkronoituvat sähköverkosta mitattuun jännitteeseen.

Verkkosuuntaajien synnyttämiä voimajärjestelmän stabiiliuden ilmiöitä kutsutaan suuntaajalähtöiseksi stabiiliudeksi. Erityisesti verkkoa seuraavien suuntaajien PLL-piiri, jonka avulla ne synkronoituvat sähköverkon jännitteeseen, voi aiheuttaa suuntaajalähtöistä alisynkronista tai sivukaistan värähtelyä. Suuntaajavaltaisessa järjestelmässä, jossa suuntaajakytketyn tuotannon penetraatioaste voi nousta suureksi, on suuntaajalähtöinen stabiilius keskeisessä roolissa voimajärjestelmän stabiiliuden ylläpitämisessä.

Verkkoa luova säätö mahdollistaa vaihtosuuntajien toiminnan jännitelähteenä ylläpitämällä omaa sisäistä jänniteosoitinta subtransientissa aikaikkunassa. Verkkoa luovaa säätöä käytetään pätö- ja loistehon säätämiseen voimajärjestelmän tarpeiden mukaan, verkon vahvuudesta riippumatta ja suuntaajan virta- ja energiarajojen puitteissa. Verkkoa luovan suuntaajat toimivat siis voimajärjestelmässä jännitelähteenä ja kykenevät toimimaan saarekekäytössä sekä ylläpitämään sähköverkon jännitettä ilman tahtikoneita. Tahtikoneiden tapaan verkkoa luovat suuntaajat voivat myös lisätä voimajärjestelmän inertiaa.

On odotettavissa, että muutokset EU regulaatiossa lähivuosina vaativat verkkoa luovaa säätöä kaikilta yli 1 MW:n suuntaajakytketyiltä laitoksilta. Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj on ensimmäisten joukossa asettanut vaatimuksen verkkoa luovasta säädöstä kaikille yli 10 MW:n sähkövarastoille.

Työssä tutkittiin verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikykyä simuloimalla kahdella erilaisella EMT-verkkomallilla järjestelmän suuntaajalähtöistä stabiiliutta ja analysoimalla voimalaitoksen vastetta taajuustasossa impedanssiskannausten avulla. Stabilointikyky määriteltiin simuloitavan tilanteen suurimman stabiilin tuulivoimatehon ja ilman sähkövarastoja ajettavan perustilanteen suurimman stabiilin tuulivoimatehon erotuksena suhteessa simulointitilanteen sähkövarastokapasiteetin nimellistehoon. Stabilointikyvyllä kuvattiin suhdetta, kuinka monta wattia tuulivoiman tehoa voidaan nostaa per sähkövaraston nimellistehon watti siten, että voimajärjestelmän suuntaajalähtöinen stabiilius säilyy.

Yksinkertaisemmalla EMT-mallilla simuloitiin hybridipuistoilla sijaitsevien sähkövarastojen stabilointikykyä neljässä erilaisessa vikaskenaariossa vaihdellen sähkövarastojen toimintapistettä latauksen ja purun välillä sekä sähkövarastojen nimellistehoa. Yhteensä yksinkertaisella EMT-mallilla simuloitiin 64 erilaista simulointitilannetta.

Laajemmalla EMT-mallilla tutkittiin hybridipuistojen sähkövarastojen stabilointikyvyn eroa erillisiin sähkövarastolaitoksiin ja sähkövarastojen sijainnin vaikutusta stabilointikykyyn. Samanaikaisesti laajalla EMT-mallilla todennettiin yksinkertaisella EMT-mallilla tehtyjä simulointeja hybridipuistojen sähkövarastojen stabilointiky-

vystä ja toimintapisteiden vaikutuksesta stabilointikykyyn. Laajalla EMT-mallilla simuloitiin kolmea erilaista sähkövarastoskenaariota. Ensimmäinen niistä oli hybridipuistoilla sijaitsevat sähkövarastot, toisena sähköverkon keskeisten solmukohtien asemilla sijaitsevat sähkövarastot ja viimeinen sähköverkon solmukohdilta sivuun johdonvarsiliitynnöille hajautetut sähkövarastot. Näitä skenaarioita simuloitiin kahden toimintapisteen osalta vaihdellen sähkövarastojen kapasiteettiä sekä vikatilannetta. Yhteensä laajalla EMT-mallilla simuloitiin 23 erilaista simulointitilannetta.

Työn simulaatioiden perusteella verkkoa luovien sähkövarastojen stabilointikyky on kaikissa tilanteissa positiivinen. Hybridipuistoilla sijaitsevilla sähkövarastoilla stabilointikyvyn keskiarvo oli 4,08, joka oli selkeästi korkeampi kuin erillisillä sähkövarastolaitoksilla, joilla stabilointikyvyn keskiarvo oli 2,46. Verkkoa luovien sähkövarastojen stabiloiva vaikutus heikkenee etäisyyden myötä mutta sähkövarastojen topologinen sijainti, sähköverkon keskeisissä solmukohdissa tai johdonvarsiliitynnöillä sivussa solmukohdissa, ei vaikuta merkittävästi niiden stabilointikykyyn. Sähkövarastojen toimintapiste, latauksen ja purun välillä, vaikuttaa selkeästi niiden toimintapisteeseen. Vahvimmillaan sähkövarastojen stabilointikyky on niiden ladatessa akkuja täydellä teholla ja vastaavasti heikoimmillaan niiden purkaessa akkuja täydellä teholla.

Työssä tehtyjen impedanssiskannauksien avulla hybridipuistojen stabiiliuden kannalta kriittiset taajuudet tulivat selkeästi esiin myös stabiilissa toimintapisteessä. Kriittiset taajuudet vastasivat EMT-simuloinneissa havaitun stabiiliutta rajoittavan jännitteen heilahtelun taajuutta.

Työn tulosten perusteella tehtiin johtopäätös, että parantaakseen voimajärjestelmän suuntaajalähtöistä stabiiliutta mahdollisimman hyvin, tulisi verkkoa luovien sähkövarastojen olla aina kytkettynä verkkoon ja niiden tulisi sijaita tuuli- ja aurinkovoimalaitosten rinnalla hybridipuistoissa tai mahdollisimman lähellä suuntaajakytkettyä tuotantoa.

Keskeisenä jatkotutkimus tarpeena on vastaavan tutkimuksen toteuttaminen toisilla verkkoa luovilla sähkövarastomalleilla, koska tässä työssä käytettiin vain yhden laitevalmistajan mallia. Markkinamallinnuksella voitaisiin tutkia sähkövarastojen toimintaa Suomen kantaverkossa sähkövaraston toimintapisteen ja verkossa kytkettynä pysymisen suhteen. Lisäksi jatkotutkimusta olisi hyvä tehdä verkkoa luovien sähkövarastojen vaikutuksista suuntaajakytketyn tuotannon vikasietoisuuteen.

Viitteet

[1] "Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2024–2033", Fingrid Oyj, 2023, Saatavilla: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/fingrid_kehittamissuunnitelma_2024-2033.pdf.

[2] N. Hatziargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann et al., "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, nro 4, s. 3271–3281, 2021. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.

[3] J. Fang, J. Liu, H. Wu, J. Chen ja F. Blaabjerg, *Grid-Forming Converters: Principles, Control, and Applications in Modern Power Systems*. Elsevier, 2024.

[4] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu ja S. Engelken, "Grid-Forming Converters: Control Approaches, Grid-Synchronization, and Future Trends—A Review", *IEEE Open Journal of Industry Applications*, vol. 2, s. 93–109, 2021. DOI: 10.1109/OJIA.2021.3074028.

[5] H. Zhang, W. Xiang, W. Lin ja J. Wen, "Grid Forming Converters in Renewable Energy Sources Dominated Power Grid: Control Strategy, Stability, Application, and Challenges", *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, nro 6, s. 1239–1256, 2021. DOI: 10.35833/MPCE.2021.000257.

[6] P. F. Mayer, M. Gordon, W.-C. Huang ja C. Hardt, "Improving grid strength in a wide-area transmission system with grid forming inverters", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 17, nro 2, s. 399–410, 2023. DOI: 10.1049/gtd2.12498.

[7] H. Xin, C. Liu, X. Chen, Y. Wang, E. Prieto-Araujo ja L. Huang, "How Many Grid-Forming Converters Do We Need? A Perspective From Small Signal Stability and Power Grid Strength", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 40, nro 1, s. 623–635, 2025. DOI: 10.1109/TPWRS.2024.3393877.

[8] Z. Zhou, S. Pugliese, M. Langwasser ja M. Liserre, "Subsynchronous Damping by Battery Storage System in Grid-Forming Control", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 39, nro 4, s. 4173–4186, 2024. DOI: 10.1109/TPEL.2024.3354409.

[9] "Sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset SJV2024", Fingrid Oyj, 2025, Saatavilla: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/sjv2024.pdf.

[10] N. Mohan, W. P. Robbins ja T. M. Undeland, *Power electronics : converters, applications and design*, eng, 3. ed. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2002, ISBN: 0-471-42908-2.

[11] A. Yazdani ja R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems : Modeling, Control, and Applications*. John Wiley & Sons, Incorporated, 2010.

[12] F. Blaabjerg, Y. Yang, K. A. Kim ja J. Rodriguez, "Power Electronics Technology for Large-Scale Renewable Energy Generation", *Proceedings of the IEEE*, vol. 111, nro 4, s. 335–355, 2023. DOI: 10.1109/JPROC.2023.3253165.

[13] F. Blaabjerg, F. Iov, T. Kerekes, R. Teodorescu ja K. Ma, “Power electronics - key technology for renewable energy systems”, teoksessa *2011 2nd Power Electronics, Drive Systems and Technologies Conference*, 2011, s. 445–466. DOI: 10.1109/PEDSTC.2011.5742462.

[14] A. M. Trzynadlowski, *Introduction to Modern Power Electronics*. John Wiley & Sons, Incorporated, 2015.

[15] H. Athari, M. Niroomand ja M. Ataei, “Review and Classification of Control Systems in Grid-tied Inverters”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, s. 1167–1176, 2017, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2016.10.030.

[16] D. O. Neacsu, “Space vector modulation-An introduction”, teoksessa *IECON*, vol. 1, 2001, s. 1583–1592.

[17] R. M. Jalnekar ja K. S. Jog, “Pulse-Width-Modulation Techniques: A Review”, *IETE Journal of Research*, vol. 46, nro 3, s. 175–183, 2000. DOI: 10.1080/03772063.2000.11416153.

[18] R. Teodorescu, M. Liserre ja P. Rodriguez, *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. John Wiley & Sons, Incorporated, 2011.

[19] *Kantaverkon käsikirja*. Fingrid Oyj, 2011, Sisäinen lähde.

[20] E. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado et al., “Characteristics of wind turbine generators for wind power plants”, teoksessa *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009, s. 1–5. DOI: 10.1109/PES.2009.5275330.

[21] “JRC Wind Energy Status Report – 2016 Edition”, Joint Research Centre, 2017.

[22] E. Romero-Cadaval, G. Spagnuolo, L. G. Franquelo, C. A. Ramos-Paja, T. Suntio ja W. M. Xiao, “Grid-Connected Photovoltaic Generation Plants: Components and Operation”, *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 7, nro 3, s. 6–20, 2013. DOI: 10.1109/MIE.2013.2264540.

[23] M. A. Eltawil ja Z. Zhao, “Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, nro 1, s. 112–129, 2010, ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2009.07.015.

[24] K. M. Tan, T. S. Babu, V. K. Ramachandaramurthy, P. Kasinathan, S. G. Solanki ja S. K. Raveendran, “Empowering smart grid: A comprehensive review of energy storage technology and application with renewable energy integration”, *Journal of Energy Storage*, vol. 39, s. 102 591, 2021, ISSN: 2352-152X. DOI: 10.1016/j.est.2021.102591.

[25] M. Liu, X. Cao, C. Cao et al., “A Review of Power Conversion Systems and Design Schemes of High-Capacity Battery Energy Storage Systems”, *IEEE Access*, vol. 10, s. 52 030–52 042, 2022. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3174193.

[26] F. Nadeem, S. M. S. Hussain, P. K. Tiwari, A. K. Goswami ja T. S. Ustun, “Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles, and Impacts on Future Power Systems”, *IEEE Access*, vol. 7, s. 4555–4585, 2019. DOI: 10.1109/ACCESS.2018.2888497.

[27] X. Li ja S. Wang, “Energy management and operational control methods for grid battery energy storage systems”, *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 7, nro 5, s. 1026–1040, 2021. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2019.00160.

[28] P. Tielens ja D. Van Hertem, “The relevance of inertia in power systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, s. 999–1009, 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2015.11.016.

[29] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill ja G. Verbič, “Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper)”, teoksessa *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2018, s. 1–25. DOI: 10.23919/PSCC.2018.8450880.

[30] “Utilizing Equivalent Short-Circuit Ratio (ESCR) approach for assessing the slow converter driven stability and tuning the voltage controllers”, Fingrid Oyj, 2023, Saatavilla: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/utilizing-escr-approach-for-assessing-the-slow-converter-driven-stability-and-tuning-the-voltage-controllers.pdf.

[31] “An Overview of Grid-Forming Inverter Technologies and the Readiness of Power Systems Worldwide to Deploy the Technology”, EPRI, 2024.

[32] F. Blaabjerg, R. Teodorescu, M. Liserre ja A. Timbus, “Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, nro 5, s. 1398–1409, 2006. DOI: 10.1109/TIE.2006.881997.

[33] C. J. O’Rourke, M. M. Qasim, M. R. Overlin ja J. L. Kirtley, “A Geometric Interpretation of Reference Frames and Transformations: dq0, Clarke, and Park”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, nro 4, s. 2070–2083, 2019. DOI: 10.1109/TEC.2019.2941175.

[34] X. Wang, L. Harnefors ja F. Blaabjerg, “Unified Impedance Model of Grid-Connected Voltage-Source Converters”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, nro 2, s. 1775–1787, 2018. DOI: 10.1109/TPEL.2017.2684906.

[35] F. Briz, M. Degner ja R. Lorenz, “Analysis and design of current regulators using complex vectors”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 36, nro 3, s. 817–825, 2000. DOI: 10.1109/28.845057.

[36] B. Wen, D. Boroyevich, R. Burgos, P. Mattavelli ja Z. Shen, “Analysis of D-Q Small-Signal Impedance of Grid-Tied Inverters”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, nro 1, s. 675–687, 2016. DOI: 10.1109/TPEL.2015.2398192.

[37] T. Messo, “Factors Affecting Stable Operation of Grid-Connected Three-Phase Photovoltaic Inverters”, Saatavilla: https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-15-3377-8, väitöskirja, Tampereen teknillinen yliopisto, 2014.

[38] X.-Q. Guo, W.-Y. Wu ja H.-R. Gu, “Phase locked loop and synchronization methods for grid-interfaced converters: a review”, *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 87, nro 4, s. 182–187, 2011.

[39] B. R. Karthikeya ja R. J. Schütt, “Overview of Wind Park Control Strategies”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, nro 2, s. 416–422, 2014. DOI: 10.1109/TSTE.2013.2285392.

[40] “Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2024”, Fingrid Oyj, 2025, Saatavilla: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/vjv2024.pdf.

[41] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg ja P. Rodríguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, nro 11, s. 4734–4749, 2012. DOI: 10.1109/TPEL.2012.2199334.

[42] J. Liu, H. Bevrani ja T. Ise, “A Design-Oriented Q-V Response Modeling Approach for Grid-Forming Distributed Generators Considering Different Operation Modes”, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 10, nro 1, s. 387–401, 2022. DOI: 10.1109/JESTPE.2021.3057517.

[43] M. LINDNER, “Suitable Classification of Power System Stability Phenomena”, *CIGRE Science & Engineering*, 2025, Saatavilla: https://cse.cigre.org/cse-n037/suitable-classification-of-power-system-stability-phenomena.html.

[44] C. Eckel, D. Babazadeh ja C. Becker, “Classification of Converter-Driven Stability and Suitable Modeling and Analysis Methods”, *IEEE Access*, vol. 12, s. 53 056–53 073, 2024. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3388098.

[45] L. Kong, Y. Xue, L. Qiao ja F. Wang, “Review of Small-Signal Converter-Driven Stability Issues in Power Systems”, *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 9, s. 29–41, 2022. DOI: 10.1109/OAJPE.2021.3137468.

[46] X. Wang, F. Blaabjerg ja W. Wu, “Modeling and Analysis of Harmonic Stability in an AC Power-Electronics-Based Power System”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, nro 12, s. 6421–6432, 2014. DOI: 10.1109/TPEL.2014.2306432.

[47] X. Wang ja F. Blaabjerg, “Harmonic Stability in Power Electronic-Based Power Systems: Concept, Modeling, and Analysis”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, nro 3, s. 2858–2870, 2019. DOI: 10.1109/TSG.2018.2812712.

[48] X. Wang, M. G. Taul, H. Wu, Y. Liao, F. Blaabjerg ja L. Harnefors, “Grid-Synchronization Stability of Converter-Based Resources—An Overview”, *IEEE Open Journal of Industry Applications*, vol. 1, s. 115–134, 2020. DOI: 10.1109/OJIA.2020.3020392.

[49] M. Beza ja M. Bongiorno, “On the Risk for Subsynchronous Control Interaction in Type 4 Based Wind Farms”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, nro 3, s. 1410–1418, 2019. DOI: 10.1109/TSTE.2018.2889181.

[50] L. Xiong, X. Liu, Y. Liu ja F. Zhuo, “Modeling and Stability Issues of Voltage-source Converter-dominated Power Systems: A Review”, *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 8, nro 6, s. 1530–1549, 2022. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2020.03590.

[51] H. Wu, *User's Manual of the Toolbox*, AAU Energy, Aalborg University.

[52] H. Wu ja X. Wang, "Dynamic Impact of Zero-Sequence Circulating Current on Modular Multilevel Converters: Complex-Valued AC Impedance Modeling and Analysis", *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, nro 2, s. 1947–1963, 2020. DOI: 10.1109/JESTPE.2019.2951446.

[53] "Multi-frequency stability of converter-based modern power systems", CIGRE, 2024, Saatavilla: https://www.e-cigre.org/publications/detail/928-multi-frequency-stability-of-converter-based-modern-power-systems.html.

[54] J. Sun, "Impedance-Based Stability Criterion for Grid-Connected Inverters", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, nro 11, s. 3075–3078, 2011. DOI: 10.1109/TPEL.2011.2136439.

[55] M. Amin, C. Zhang, A. Rygg, M. Molinas, E. Unamuno ja M. Belkhayat, "Nyquist Stability Criterion and its Application to Power Electronics Systems", teoksessa toukokuu 2019, vol. Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering, John Wiley & Sons, s. 1–22. DOI: 10.1002/047134608x.w1026.pub2.

[56] N. Watson, J. Arrillaga ja J. Arrillaga, *Power systems electromagnetic transients simulation* (IET Power and Energy Series 39). IET, 2003.

[57] J. Elovaara ja L. Haarla, *Sähköverkot I, Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta*. Otatieto, 2011.

[58] O.-P. Janhunen, R. Korhonen, L. Linnamaa, A. Kuusela ja T. Rauhala, "Experiences on Studies for Subsynchronous Oscillation Risks of Wind Power Plants Connected in the vicinity of Finnish series compensated network", teoksessa *20th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants (WIW 2021)*, vol. 2021, 2021, s. 414–422. DOI: 10.1049/icp.2021.2643.

[59] A. E. Leon ja J. A. Solsona, "Sub-Synchronous Interaction Damping Control for DFIG Wind Turbines", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, nro 1, s. 419–428, 2015. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2327197.

[60] "Summary of GFM Capability and Performance Requirements Driven by System Needs", The Global Power System Transformation Consortium, 2024, Saatavilla: https://globalpst.org/wp-content/uploads/202405GFM-draft.pdf.

[61] J. Matevosyan, "Overview of Grid Forming Interconnection Requirements", Saatavilla: https://www.esig.energy/event/webinar-overview-of-grid-forming-interconnection-requirements/, 2023.

[62] "Appendix B – Proposer's Response Package / Project Interconnection Data Request", Hawaiian Electric, 2021, Saatavilla: https://www.hawaiianelectric.com/documents/clean_energy_hawaii/selling_power_to_the_utility/competitive_bidding/igp_rfp/appx_b.pdf.

[63] "THE GRID CODE, ISSUE 6", National Grid Electricity System Operator, 2025, Saatavilla: https://www.neso.energy/document/274186/download.

[64] "Voluntary Specification for Grid-forming Inverters", Australian Energy Market Operator, 2023, Saatavilla: https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/primary-frequency-response/2023/gfm-voluntary-spec.pdf.

[65] "Requisitos Técnicos Mínimos para Recursos Basados en Inversores Grid-Forming", Coordinador Eléctrico Nacional, 2024, Saatavilla: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/10/Requisitos-Minimos-para-IBR-GFM-Rev.0-30.Oct_.2024-1.pdf.

[66] "Technische Anforderungen an Netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve", VDE FNN, 2025, Saatavilla: https://www.vde.com/resource/blob/2387778/d2af154bb6d0669eaaf705dbf0594b86/ /vde-fnn-hinweis-netzbildende-eigenschaften-download-data.pdf.

[67] "Deployment of Grid-Forming Technology in the Danish Power System", Energinet, 2025, Saatavilla: https://en.energinet.dk/media/4ztn45fs/deployment-of-grid-forming-technology-in-the-danish-power-system-april-2025.pdf.

[68] "4-TSO Paper on Requirements for Grid-Forming Converters", 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW., 2022, Saatavilla: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/zuordnung_unklar/grundlegende-anforderungen-an-netzbildende-umrichter/220504_-_4-tso_paper_on_requirements_for_grid-forming_converters.pdf.

[69] "MISO Grid-Forming Battery Energy Storage Capabilities, Performance, and Simulation Test Requirements Proposal", Midcontinent Independent System Operator, Inc., 2024. url: https://cdn.misoenergy.org/20240604%20IPWG%20Item%2004b%20Draft%20GFM%20BESS%20Performance%20Requirements%20Whitepaper%20%28PAC-2024-2%29633112.pdf.

[70] "Advanced Grid Support Energy Storage Resource (AGS-ESR), Functional Specification and Test Framework for the ERCOT Grid", Electric Reliability Council of Texas, 2024.

[71] "Research Roadmap on Grid-Forming Inverters", National Renewable Energy Laboratory, 2020, Saatavilla: https://docs.nrel.gov/docs/fy21osti/73476.pdf.

[72] "Grid Forming Capability of Power Park Modules: First Interim Report on Technical Requirements", European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2024, Saatavilla: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/20240503_First_interim_report_in_technical_requirements.pdf.

[73] "White Paper: Grid Forming Functional Specifications for BPS-Connected Battery Energy Storage Systems", The North American Electric Reliability Corporation, 2023, Saatavilla: https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/White_Paper_GFM_Functional_Specification.pdf.

[74] "Summary of GFM Capability and Performance Requirements Driven by System Needs", European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2023, Saatavilla: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/events/documents/2023-05/NC_RfG_ACER_10_and_11_May_final.pdf.

[75] "Yleiset liittymisehdot, YLE2021", Fingrid Oyj, 2021, Saatavilla: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/fingrid_yle2021.pdf.

[76] *Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi (EU) 2019/944*, Saatavilla: http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj, 2019.

A Simulointitulokset

A.1 Yksinkertaisen EMT-mallin simulointitulokset

Alla on esitetty tarkat simulointitulokset luvussa 5.1 kuvattuihin yksinkertaisen EMT-mallin simulointeihin. Tuloksissa nähdään jokainen simulointitilanne ja tilanteelle simuloimalla määritetty tuulivoiman korkein stabiili teho. Tuulivoiman tehon perusteella on laskettu jokaiselle simulointitilanteelle stabilointikyky arvo. Simulointituloksia on esitelty laajemmin luvussa 6.1.

Skenaario 1.1						
Simulointiaika		12 sekuntia				
Johdon irroitus		Johto1, t = 7,1 s				
Vika		-				
Simulointi-tilanne	**BESS-variaatio**	**Akkuteho (MW)**	**BESS-toiminta-piste**	**Tuulivoima (MW)**	**Tuulivoima (%)**	**Stabilointi-kyky**
1.1_0	0	0	-	2292	55	-
1.1_A_++	A	284	Purku, täysi	3708	89	4,99
1.1_A_+		284	Purku, puoli	3833	92	5,43
1.1_A_0		284	Nollateho	3916	94	5,72
1.1_A_-		284	Lataus, puoli	4000	96	6,01
1.1_A_--		284	Lataus, täysi	4041	97	6,16
1.1_B_++	B	568	Purku, täysi	4000	96	3,01
1.1_B_+		568	Purku, puoli	4166	100	3,30
1.1_B_0		568	Nollateho	4166	100	3,30
1.1_B_-		568	Lataus, puoli	4166	100	3,30
1.1_B_--		568	Lataus, täysi	4166	100	3,30
1.1_C_++	C	852	Purku, täysi	4166	100	>2,20
1.1_C_+		852	Purku, puoli	4166	100	>2,20
1.1_C_0		852	Nollateho	4166	100	>2,20
1.1_C_-		852	Lataus, puoli	4166	100	>2,20
1.1_C_--		852	Lataus, täysi	4166	100	>2,20

Skenaario 1.2						
Simulointiaika		12 sekuntia				
Johdon irroitus		Johto1, t = 7,1 s				
Vika		Johto1, t = 7 s				
Simulointi-tilanne	**BESS-variaatio**	**Akkuteho (MW)**	**BESS-toiminta-piste**	**Tuulivoima (MW)**	**Tuulivoima (%)**	**Stabilointi-kyky**
1.2_0	0	0	-	2333	56	-
1.2_A_++	A	284	Purku, täysi	3625	87	4,55
1.2_A_+		284	Purku, puoli	3833	92	5,28
1.2_A_0		284	Nollateho	3875	93	5,43
1.2_A_-		284	Lataus, puoli	3958	95	5,72
1.2_A_--		284	Lataus, täysi	4000	96	5,87
1.2_B_++	B	568	Purku, täysi	4166	100	3,23
1.2_B_+		568	Purku, puoli	4166	100	3,23
1.2_B_0		568	Nollateho	4166	100	3,23
1.2_B_-		568	Lataus, puoli	4166	100	3,23
1.2_B_--		568	Lataus, täysi	4166	100	3,23
1.2_C_++	C	852	Purku, täysi	4166	100	>2,15
1.2_C_+		852	Purku, puoli	4166	100	>2,15
1.2_C_0		852	Nollateho	4166	100	>2,15
1.2_C_-		852	Lataus, puoli	4166	100	>2,15
1.2_C_--		852	Lataus, täysi	4166	100	>2,15

Kuva A1: Yksinkertaisen EMT-mallin simulaatiotulokset vikaskenaariosta 1.1 ja 1.2

Skenaario 1.3						
Simulointiaika		12 sekuntia				
Johdon irroitus		Johto2, t = 7,1 s				
Vika		-				
Simulointi-tilanne	**BESS-variaatio**	**Akkuteho (MW)**	**BESS-toiminta-piste**	**Tuulivoima (MW)**	**Tuulivoima (%)**	**Stabilointi-kyky**
1.3_0	0	0	-	1208	29	-
1.3_A_++	A	284	Purku, täysi	2458	59	4,40
1.3_A_+		284	Purku, puoli	2417	58	4,25
1.3_A_0		284	Nollateho	2333	56	3,96
1.3_A_-		284	Lataus, puoli	2375	57	4,11
1.3_A_--		284	Lataus, täysi	2375	57	4,11
1.3_B_++	B	568	Purku, täysi	3333	80	3,74
1.3_B_+		568	Purku, puoli	3666	88	4,33
1.3_B_0		568	Nollateho	3791	91	4,55
1.3_B_-		568	Lataus, puoli	3916	94	4,77
1.3_B_--		568	Lataus, täysi	4041	97	4,99
1.3_C_++	C	852	Purku, täysi	3708	89	2,93
1.3_C_+		852	Purku, puoli	3916	94	3,18
1.3_C_0		852	Nollateho	4166	100	3,47
1.3_C_-		852	Lataus, puoli	4166	100	3,47
1.3_C_--		852	Lataus, täysi	4166	100	3,47

Skenaario 1.4						
Simulointiaika		12 sekuntia				
Johdon irroitus		Johto2, t = 7,1 s				
Vika		Johto2, t = 7 s				
Simulointi-tilanne	**BESS-variaatio**	**Akkuteho (MW)**	**BESS-toiminta-piste**	**Tuulivoima (MW)**	**Tuulivoima (%)**	**Stabilointi-kyky**
1.4_0	0	0	-	1292	31	-
1.4_A_++	A	284	Purku, täysi	2542	61	4,40
1.4_A_+		284	Purku, puoli	2500	60	4,25
1.4_A_0		284	Nollateho	2458	59	4,11
1.4_A_-		284	Lataus, puoli	2458	59	4,11
1.4_A_--		284	Lataus, täysi	2458	59	4,11
1.4_B_++	B	568	Purku, täysi	3416	82	3,74
1.4_B_+		568	Purku, puoli	3708	89	4,25
1.4_B_0		568	Nollateho	3833	92	4,47
1.4_B_-		568	Lataus, puoli	3958	95	4,69
1.4_B_--		568	Lataus, täysi	4000	96	4,77
1.4_C_++	C	852	Purku, täysi	3583	86	2,69
1.4_C_+		852	Purku, puoli	4041	97	3,23
1.4_C_0		852	Nollateho	4166	100	3,37
1.4_C_-		852	Lataus, puoli	4166	100	3,37
1.4_C_--		852	Lataus, täysi	4166	100	3,37

Kuva A2: Yksinkertaisen EMT-mallin simulaatiotulokset vikaskenaariosta 1.3 ja 1.4

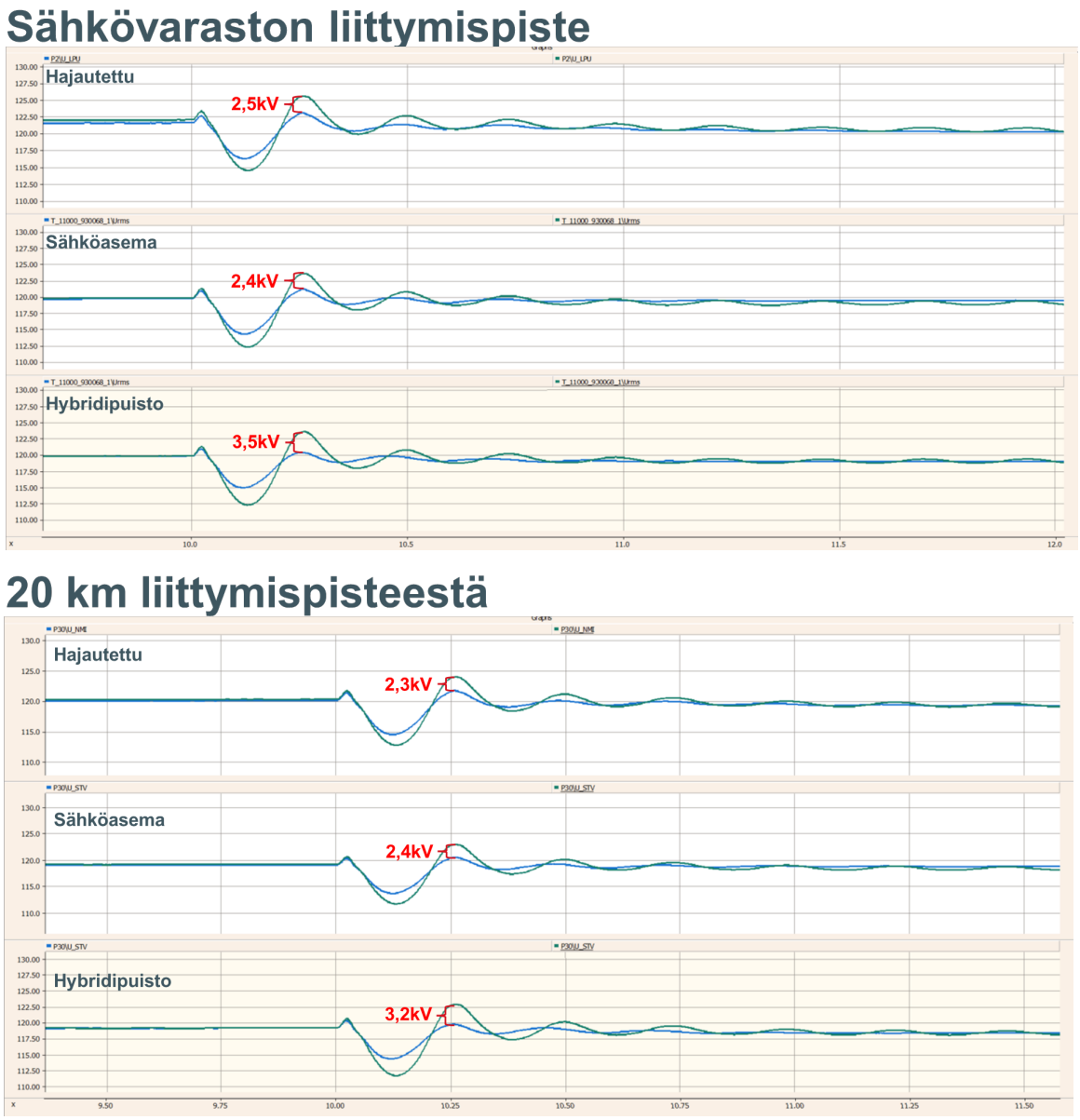
A.2 Laajan EMT-mallin simulointitulokset

Alla on esitetty tarkat simulointitulokset luvussa 5.2 kuvattuihin laajan EMT-mallin simulointeihin. Tuloksissa nähdään jokainen simulointitilanne ja tilanteelle simuloimalla määritetty tuulivoiman korkein stabiili teho. Tuulivoiman tehon perusteella on laskettu jokaiselle simulointitilanteelle stabilointikyky arvo. Simulointituloksia on esitelty laajemmin luvussa 6.2.

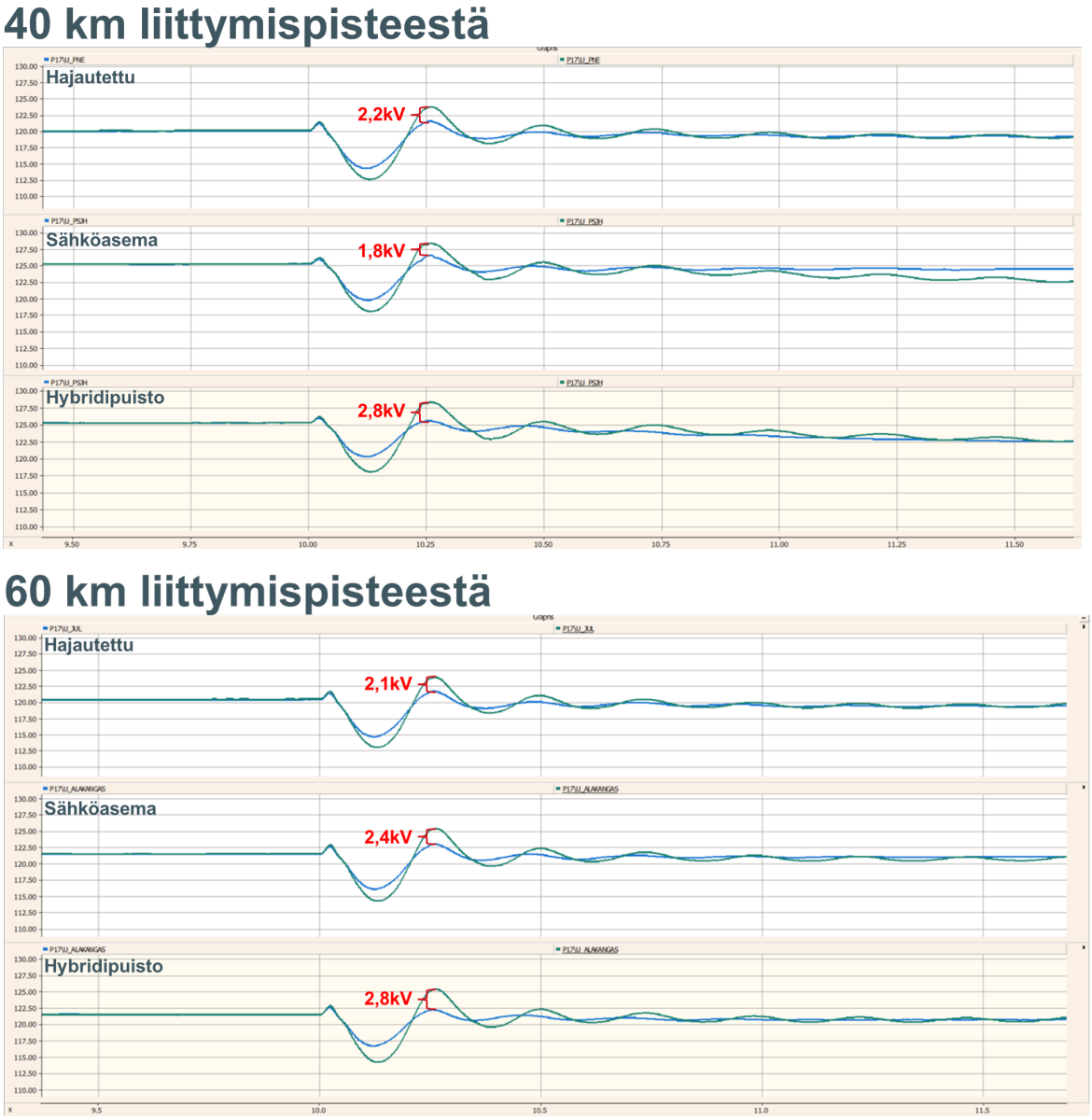
Skenaario 2.1		Hybridipuisto					
Simulointi-tilanne	BESS-variaatio	Akkuteho (MW)	BESS-toiminta-piste	Tuulivoima (MW)	Tuulivoima (%)	Stabilointi-kyky	Viasta palautuminen (%)
2.0_0	0	0	-	6819	75	-	100
2.1_A_++	A	165	Purku, täysi	7273	80	2,76	100
2.1_A_0		165	Nollateho	7273	80	2,76	100
2.1_B_++	B	323	Purku, täysi	8182	90	4,22	100
2.1_B_0		323	Nollateho	8182	90	4,22	100
2.1_B_Vika1		323	Nollateho	8182	90	4,22	100
2.1_B_Vika2		323	Nollateho	7660	85	2,61	98,3
2.1_C_++	C	494	Purku, täysi	8637	95	3,68	100
2.1_C_0		494	Nollateho	9092	100	4,60	100
Skenaario 2.2		**Sähköasema**					
Simulointi-tilanne	BESS-variaatio	Akkuteho (MW)	BESS-toiminta-piste	Tuulivoima (MW)	Tuulivoima (%)	Stabilointi-kyky	Viasta palautuminen (%)
2.2_A_++	A	161	Purku, täysi	6819	75	>0,00	100
2.2_A_0		161	Nollateho	7273	80	2,82	100
2.2_B_++	B	323	Purku, täysi	7273	80	1,41	100
2.2_B_0		323	Nollateho	7728	85	2,82	100
2.2_B_Vika1		323	Nollateho	7728	85	2,82	100
2.2_B_Vika2		323	Nollateho	7660	85	2,61	98,3
2.2_C_++	C	484	Purku, täysi	8182	90	2,82	100
2.2_C_0		484	Nollateho	8182	90	2,82	100
Skenaario 2.3		**Hajautettu**					
Simulointi-tilanne	BESS-variaatio	Akkuteho (MW)	BESS-toiminta-piste	Tuulivoima (MW)	Tuulivoima (%)	Stabilointi-kyky	Viasta palautuminen (%)
2.3_A_++	A	161	Purku, täysi	6819	75	>0,00	100
2.3_A_0		161	Nollateho	7273	80	2,82	100
2.3_B_++	B	323	Purku, täysi	7273	80	1,41	100
2.3_B_0		323	Nollateho	7728	85	2,82	100
2.3_B_Vika1		323	Nollateho	7728	85	2,82	100
2.3_B_Vika2		323	Nollateho	7660	85	2,61	98,3

Kuva A3: Laajan EMT-mallin simulaatiotulokset

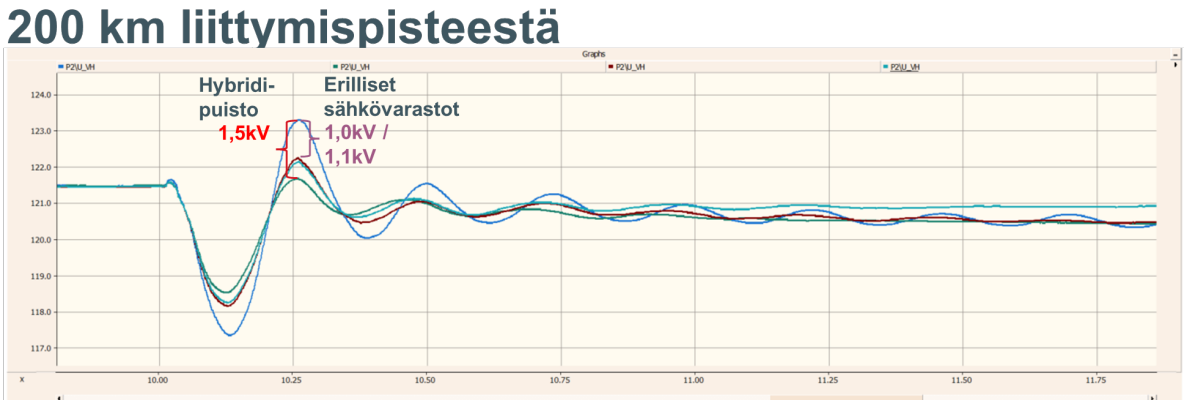
Seuraavaksi on esitetty mittaustulokset laajan EMT-mallin jokaisesta simulointiskenaariosta eri etäisyyksien päästä lähimmästä sähkövarastosta. Kuvaajiin on merkitty simulointiskenaarion jännitteen heilahtelun amplitudin erotus ilman sähkövarastoja simuloituun perustilanteen jännitteen heilahtelun amplitudiin. Kaikissa esitetyissä mittaustilanteissa on käytetty samaa tuulivoimatehoa. Tulokset etäisyysmittauksista on esitetty laajemmin luvussa 6.2.



Kuva A4: Mittaukset liittymispisteestä ja 20 km:n etäisyydeltä sähkövarastosta laajalla EMT-verkkomallilla



Kuva A5: Mittaukset 40 km:n ja 60 km:n etäisyydeltä sähkövarastosta laajalla EMT-verkkomallilla



Kuva A6: Mittaukset 200 km:n etäisyydeltä sähkövarastosta laajalla EMT-verkkomallilla