

# Suomen sähköjärjestelmä saarekekäytössä

Mikael Opas

## Sähkötekniikan korkeakoulu

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi  
diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 21.02.2021.

### Työn valvoja

Prof. Matti Lehtonen

### Työn ohjaaja

TkL Harri Kuisti



**Aalto-yliopisto**  
**Sähkötekniikan**  
**korkeakoulu**

Copyright © 2021 Mikael Opas

---

**Tekijä** Mikael Opas

---

**Työn nimi** Suomen sähköjärjestelmä saarekekäytössä

---

**Koulutusohjelma** Advanced Energy Solutions

---

**Pääaine** Sustainable Energy Systems and Markets **Pääaineen koodi** ELEC3048

---

**Työn valvoja** Prof. Matti Lehtonen

---

**Työn ohjaaja** TkL Harri Kuisti

---

**Päivämäärä** 21.02.2021

---

**Sivumäärä** 46+8

---

**Kieli** Suomi

---

### Tiivistelmä

Suomen kantaverkko on yhdistetty muuhun pohjoismaiseen sähköverkkoon kahdella Pohjois-Suomen 400 kV vaihtosähköyhteydellä. Myös Norjaan on vaihtosähköyhteys, mutta tämä on melko heikko ja pitkä 220 kV johto. Käytännössä Suomen yhteys pohjoismaiseen synkronialueeseen on siis vain kahden johdon varassa, tehden saareketilanteen mahdolliseksi. Suomen sähköverkon toimintaa omalla saarekkeenaan ei ole tutkittu kovinkaan paljon. Saarekeajossa Suomessa joudutaan pienentämään yksittäisten voimalaitosten tuottamaa tehoa, jotta jonkin voimalaitoksen mahdollisesti irrotessa sähköverkosta sähköverkko kykenee edelleen toimimaan. Tällä puolestaan on vaikutuksia muun muassa tehon riittävyteen.

Tässä työssä tutkittiin Suomen saarekekäyttämistä tilanteessa, jossa 400 kV vaihtosähköyhteydet Ruotsiin häviävät. Lisäksi tutkittiin miten ja millä ehdoilla Suomen sähköjärjestelmää voidaan käyttää saarekkeena nykyisillä käytössä olevilla taajuusreserveillä. Saarekekäyttämistä tutkittiin muodostamalla Simulink-malli Suomen sähköjärjestelmästä, ja mallilla simuloitiin eri tilanteita häiriön yhteydessä. Mallin tarkasteltavat parametrit valittiin, jonka jälkeen iteroitiin häiriön suuruutta niin, että taajuuden alin arvo oli 49,0 Hz. Tuloksista muodostettiin taulukko havainnollistamaan eri parametrien, kuten inertian, reservien, kuormien taajuusriippuvuuden sekä generaattorien statiikan vaikutusta RAC-yhteyden siirtoon, jonka menetys laskee taajuuden 50,0 Hz:stä 49,0 Hz:iin.

Inertian vaikutus näkyi taajuuden muutosnopeudessa, mutta ei kaikissa tilanteissa vaikuttanut merkittävästi menetettävän siirron maksimimäärään. Kuormien taajuusriippuvuuden nosto nopeutti taajuuden palautumista ja nosti taajuuden alinta arvoa. Statiikan pieneneminen hidasti taajuuden muutosnopeutta, ja statiikan kasvu laski menetettävän siirron maksimimäärää sekä taajuuden muutosnopeutta. Saareketilanteen aikana tapahtuvassa häiriössä vaikutukset ovat samankaltaiset kuin RAC-yhteyksien katketessa.

---

**Avainsanat** Saarekekäyttö, Sähköverkko, Taajuusreservi, Verkon stabiilius

---

---

**Author** Mikael Opas

---

**Title** The Finnish transmission grid in islanded operation

---

**Degree programme** Advanced Energy Solutions

---

**Major** Sustainable Energy Systems and Markets **Code of major** ELEC3048

---

**Supervisor** Prof. Matti Lehtonen

---

**Advisor** TkL Harri Kuisti

---

**Date** 21.02.2021 **Number of pages** 46+8 **Language** Finnish

---

**Abstract**

The Finnish transmission grid is connected to the Nordic power system via two 400 kV AC lines in Northern Finland. There is an additional 220 kV AC connection to Norway, but it is a relatively weak and long connection. In practice this means that the Finnish main grid has only two 400 kV lines connecting it to the Nordic power system, making an islanding situation possible. There is relatively little research on the islanded operation of the Finnish power system. When operating in islanded conditions, large power generation units need to produce less power so that the loss of a single power generation unit does not lead to a blackout. This can lead to issues with the availability of power.

The aim of this thesis was to investigate the behavior of the Finnish power system in islanded operation in a situation where the 400 kV AC connections to Sweden are lost. In addition, the conditions for islanded operation of the Finnish power system with the current frequency reserves was also investigated. The research was conducted by creating a Simulink model of the Finnish power system in islanded operation, and using the model to simulate behavior of the Finnish power system during a fault with different parameters. The results were collected into a table to visualize the effect of different parameters such as inertia, reserves, load self-regulation and droop of generation units on the behavior of the system.

The results showed that inertia affected the speed of the frequency change, but did not have a consistent effect on the maximum allowed power transfer on the AC lines between Finland and Sweden. Raising load self-regulation sped up recovery of the frequency and raised the minimum value of the frequency during the fault. Lowering the droop of generation units slowed the rate of change of frequency, and raising droop lowered the maximum allowed power transfer on the AC lines between Finland and Sweden, and increased the rate of change of the frequency. The results also found that a generation fault during islanded operation is similar to the loss of AC connections between Finland and Sweden.

---

**Keywords** Islanding, Power grid, Frequency reserve, Grid stability

---

## Esipuhe

Haluan kiittää Fingrid Oyj:tä kiinnostavasta diplomityöaiheesta, sekä loistavasta ja kannustavasta työilmapiiristä. Erityiskiitokset työn ohjaajalle Harri Kuistille hyvistä neuvoista sekä työn ohjaamisesta, ja myös muille työn ohjausryhmän jäsenille asiantuntemuksesta ja tuesta. Lisäksi kiitokset työn valvojalle Matti Lehtoselle rakentavasta palautteesta sekä ideoista diplomityötä tehdessä.

Otaniemi, 21.02.2021

Mikael Opas

# Sisältö

<b>Tiivistelmä</b>	<b>iii</b>
<b>Tiivistelmä (englanniksi)</b>	<b>iv</b>
<b>Esipuhe</b>	<b>v</b>
<b>Sisältö</b>	<b>vi</b>
<b>Lyhenteet</b>	<b>vii</b>
<b>1 Johdanto</b>	<b>1</b>
1.1 Työn tausta . . . . .	1
1.2 Fingrid ja Suomen sähköjärjestelmä . . . . .	1
1.3 Työn rakenne . . . . .	3
<b>2 Suomen sähköjärjestelmä</b>	<b>4</b>
2.1 Tuotanto ja kulutus . . . . .	6
2.2 Verkon stabiilius . . . . .	6
2.3 Verkon yhteydet ja niiden rakenne . . . . .	9
2.3.1 Tasasähköyhteydet . . . . .	9
2.3.2 Vaihtosähköyhteydet . . . . .	13
2.4 Saareketilanne . . . . .	14
<b>3 Sähköjärjestelmän reservit</b>	<b>16</b>
3.1 Taajuusohjatut käyttö- ja häiriöreservit FCR-N ja FCR-D . . . . .	16
3.2 Automaattinen taajuudenhallintareservi aFRR sekä manuaalinen taajuuden palautusreservi mFRR . . . . .	17
3.3 Nopea taajuusreservi FFR . . . . .	18
<b>4 Simulaatiomalli Suomen sähköjärjestelmästä</b>	<b>20</b>
<b>5 Tulokset</b>	<b>25</b>
<b>6 Johtopäätökset</b>	<b>41</b>
6.1 Luotettavuus ja jatkotutkimukset . . . . .	41
<b>Viitteet</b>	<b>43</b>
<b>A Simulaatiotulosten liitteet</b>	<b>47</b>

## Lyhenteet

AC	vaihtovirta
DC	tasavirta
EPC	Emergency Power Control
FFR	Fast Frequency Reserve
FRR	Frequency Restoration Reserve
FCR-D	Frequency Containment Reserve for Disturbances
FCR-N	Frequency Containment Reserve for Normal operation
LFC	Load Frequency Control
RAC	Ruotsin ja Suomen välinen 400 kV vaihtosähköyhteys

# 1 Johdanto

## 1.1 Työn tausta

Suomen kantaverkko on yhdistetty muuhun pohjoismaiseen sähköverkkoon kahdella Pohjois-Suomen 400 kV vaihtosähköyhteydellä, sekä yhdellä heikommalla 220 kV vaihtosähköyhteydellä Norjaan. Tämä tarkoittaa, että Suomen yhteys pohjoismaiseen sähköverkkoon on heikko. Esimerkiksi tilanteessa, jossa toinen Pohjois-Suomen yhteyksistä on keskeytyksessä kunnossapitotöiden takia, toinen yhteys voi katketa vian vuoksi. Tällaisessa tilanteessa Suomi jäisi yksin saarekkeeksi. Näin kävi esimerkiksi 10.8.2009 ukkosmyrskyn takia. Tilanteessa toinen Suomen ja Ruotsin välisistä vaihtosähköyhteyksistä oli huollossa, ja toinen johto irtosi ukkoshäiriön seurauksena. Tuonnin irtoamisen seurauksena syntyi tehonvajausta, joka aiheutti Suomen alueella 49,3 Hz:n alitaaajuuden, ja muissa Pohjoismaissa ylitaajuutta. Häiriöstä ei aiheutunut merkittäviä toimituskeskeytyksiä tai voimalaitosten irtikytkentymisiä, mutta voimajärjestelmän kyky kestää uusia vikoja heikkenee saareketilanteessa.

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla on tarve läsiirtokapasiteetille Suomen ja Ruotsin välillä, jonka takia Fingrid ja Svenska kraftnät ovat rakentamassa kolmatta 400 kV yhteyttä maiden välille. Tämä johto on tavoitteena saada käyttöön vuonna 2025, ja uusi yhteys parantaa myös valmistuessaan Suomen yhteyttä muuhun pohjoismaiseen sähköverkkoon. Kolmannen yhdysjohdon valmistumiseen on kuitenkin useita vuosia ja samaan aikaan tapahtuu merkittäviä muutoksia Suomen sähköntuotannossa, kun Olkiluoto 3 valmistuu ja tuulivoiman määrä edelleen kasvaa.

Suomen sähköverkon toimintaa omana saarekkeenaan ei ole tutkittu kovinkaan paljon. Fingridillä on ohjeet saarekekäytön aikaiseen toimintaan, ja näiden ohjeiden toimivuutta voidaan selvittää simuloinnein. Saarekeajossa Suomessa joudutaan pienentämään yksittäisten voimalaitosten tuottamaa tehoa. Vaikka tämä johtaa vaikeuksiin tehon riittävyys suhteen, on yksittäisten laitosten tehoa pudotettava, jotta jonkin voimalaitoksen mahdollisesti irrotessa, sähköverkko kestää tehonmenetyksen.

Diplomityön tavoitteena on tutkia Suomen saarekekäyttämistä tilanteessa, jossa 400 kV vaihtosähköyhteydet Ruotsiin häviävät. Lisäksi tutkitaan miten ja millä ehdoilla Suomen sähköjärjestelmää voidaan käyttää saarekkeena nykyisillä käytössä olevilla taajuusreserveilla.

## 1.2 Fingrid ja Suomen sähköjärjestelmä

Fingrid on Suomen kantaverkko-operaattori, joka vastaa sähkönsiirrosta Suomen kantaverkossa, kantaverkon ylläpidosta sekä osallistumisesta eurooppalaisen yhteistyöjärjestö ENTSO-E:n toimintaan sekä eurooppalaisten markkina- ja käyttökoodien laadintaan ja verkkosuunnitteluun. Kantaverkko on koko Suomen kattava sähkönsiirron suurjännitteinen runko, johon liittyy sekä matalamman jännitteen alueelliset



jakeluverkot sekä suuret voimalaitokset ja tehtaat. Kantaverkko koostuu yli 14 000 kilometristä voimajohtoa sekä yli sadasta sähköasemasta, ja se jakautuu 400 kV, 220 kV ja 110 kV jännitetasoihin.[1]

Fingridin vastuulla kantaverkon ylläpidon ja sähkönsiirron lisäksi on tehotasapainon hallinta sekä reservi- ja säätösähkömarkkinoiden ylläpito. Sähkömarkkinoiden osapuolet käyvät kauppaa tuotannosta ja kulutuksesta niin, että ne ovat etukäteen tasapainossa. Tuotannon ja kulutuksen tasapaino ei kuitenkaan välttämättä vastaa suunniteltua. Sähköjärjestelmän tasapainossa pysymisen vuoksi täytyy sähköä tuottaa joka hetki yhtä paljon, kuin sitä kulutetaan. Kantaverkko-operaattorin vastuulla on varmistaa reaaliaikainen tehotasapainon ylläpito hankkimalla reservejä ylläpitämiltään markkinapaikoilta. Reservit ovat tuotantolaitosten tai kulutusyksiköiden pätehtokapasiteettia, joka on vapaana ja säätökykyistä. Reservit jakautuvat eri reservituotteisiin, joita Fingrid hankkii reagoimaan kulutuksen ja tuotannon muutoksiin eri aikatasoilla.[1]

Sähköverkon normaalikäytössä nimellistaajuus on 50 Hz ja normaali taajuusalue on 49,9-50,1 Hz. Tämän taajuusalueen ulkopuolella aktivoidaan tarvittaessa ylös- ja alassäätöreservejä, jotta taajuus pysyy vaaditulla alueella. Säätö tapahtuu automaattisesti aktivoituvilla reserveillä sekä tarvittaessa manuaalisesti aktivoituilla reserveillä. Pohjoismaissa taajuutta hallitaan koko Pohjoismaiden sähköjärjestelmän laajuisesti, mutta jokaisen valtion kantaverkko-operaattorilla on vastuu oman alueen toiminnasta.[2]

Suomen kantaverkko on osa yhteispohjoismaista synkronijärjestelmää Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan kanssa. Suomi on liitettyä Ruotsin kantaverkkoon kahdella 400 kV vaihtosähköyhteydellä Pohjois-Suomessa sekä yhdellä heikommalla 220 kV yhteydellä Norjaan. Näiden lisäksi on tasasähköyhteydet Fenno-Skan 1 ja Fenno-Skan 2 Raumalta Ruotsiin sekä Estlink 1 ja Estlink 2 Viroon. Lisäksi Venäjälle on kolme 400 kV siirtoyhteyttä Viipurin back-to-back - asemaan, jossa on neljä tyristorisiltaa.[3]

Suomen sähköjärjestelmä on riippuvainen tuontisähköstä, sillä oma tuotanto ei kata kaikkea kulutusta. Tärkeä yhteys tuontisähkölle on kaksi Pohjois-Suomessa sijaitsevaa vaihtosähköyhteyttä RAC 1 ja RAC 2, jotka yhdistävät Suomen Ruotsin kautta muuhun pohjoismaiseen sähköjärjestelmään. Näiden yhteyksien menetys voi johtaa tilanteeseen, jossa Suomen sähköjärjestelmä toimii saarekkeena. Saareketilanteessa sähköverkon vakaus on vaarassa, koska suuri osa tuotannosta ja taajuuden sekä tehonsäätöön käytettävistä reserveistä on saavuttamattomissa. Lisäksi sähköjärjestelmän inertia on pienempi saareketilanteessa, jolloin taajuuden säätö on haastavampaa. Matala inertia sähköjärjestelmässä laskee järjestelmän kykyä vastustaa muutoksia taajuudessa.

### 1.3 Työn rakenne

Luvussa 2 käsitellään Suomen sähköjärjestelmää, sen tuotanto- ja kulutusprofiilia, stabiiliutta, yhteyksiä ja saareketilanteita. Luvussa 3 tutustutaan sähköjärjestelmän reservien toimintaan, säätömarkkinoihin sekä reservin vaatimuksiin. Luvussa 4 esitetään simulointimalli Suomen sähköjärjestelmästä saareketilanteessa, sen parametreista ja niiden valinnasta sekä mallin tavoitteista. Luvussa 5 esitetään ja analysoidaan tuloksia. Luvussa 6 luodaan yhteenveto ja johtopäätökset saaduista tuloksista sekä arvioidaan saatujen tulosten luotettavuutta ja pohditaan mahdollisia aiheita jatkotutkimukselle.

## 2 Suomen sähköjärjestelmä

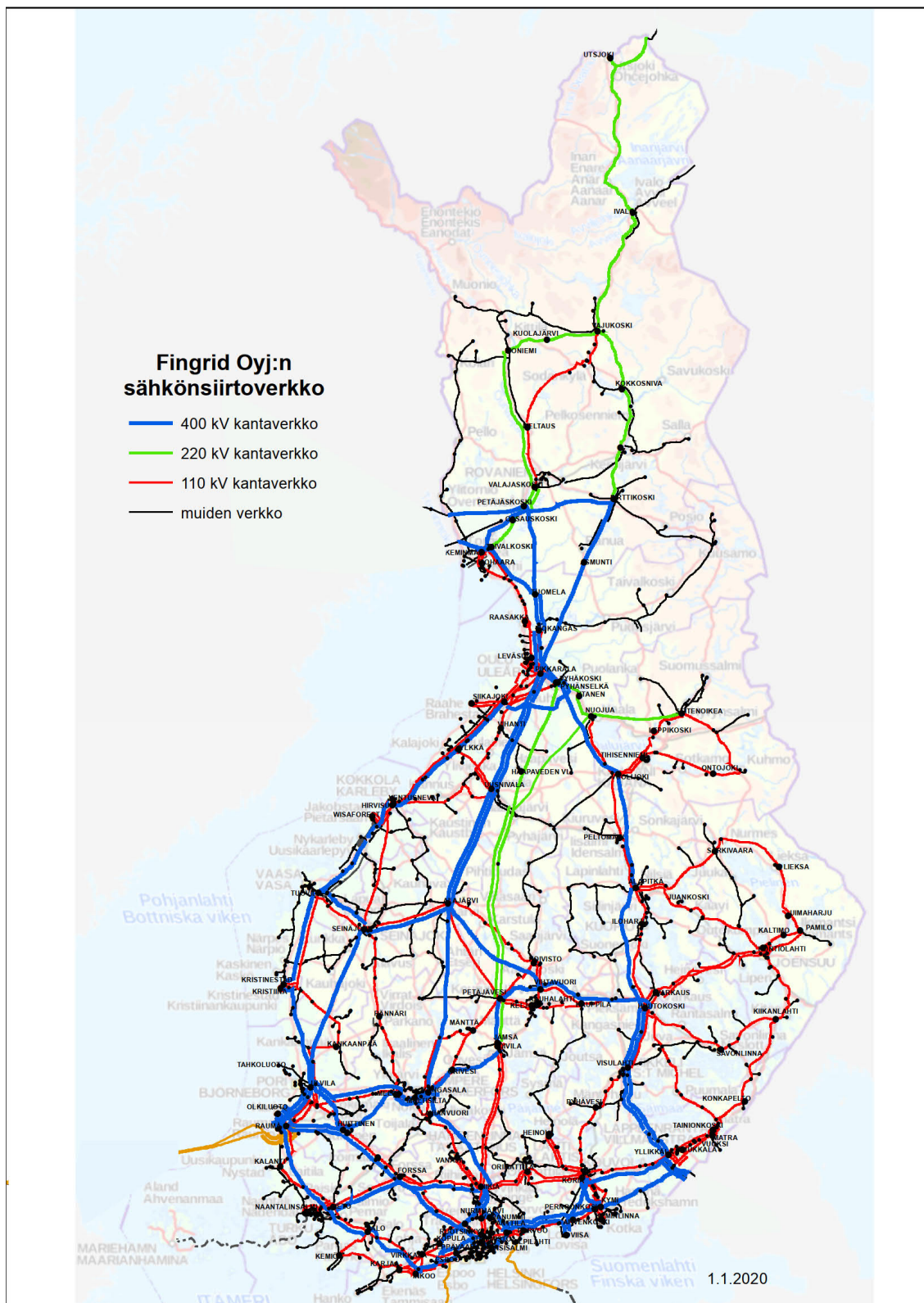
Suomen kantaverkko, jonka läpi kulkee noin 77 prosenttia kaikesta Suomessa siirretystä sähköstä[4], koostuu 5100 kilometristä 400 kilovoltin voimajohtoja, 1300 kilometristä 220 kilovoltin voimajohtoja, 7300 kilometristä 110 kilovoltin voimajohtoja, 216 kilometristä 400-500 kilovoltin HVDC-kaapeleita sekä 53 kilometristä 150 kilovoltin HVDC-kaapeleita. Näiden lisäksi kantaverkossa on 116 sähköasemaa.[1] Kuvassa 1 on esitettynä Fingridin sähkönsiirtoverkko jaettuna jännitetasoihin.

Suomen sähköjärjestelmä on kokonaisuus, johon kuuluu voimalaitoksia, kantaverkko, jakeluverkot sekä sähkön kuluttajat. Tämä kokonaisuus on osa yhteispohjoismaista sähköjärjestelmää yhdessä Norjan, Ruotsin ja Itä-Tanskan järjestelmien kanssa. Lisäksi Suomesta on myös tasasähköyhteydet Venäjälle ja Viroon. Venäjän ja Baltian tasasähköyhteyksien lisäksi koko yhteispohjoismaisen järjestelmä on liitetty tasasähköyhteyksillä myös Manner-Euroopan voimajärjestelmään. Suomen sähköjärjestelmässä Fingrid on järjestelmävastaava kantaverkonhaltija ja vastaa kantaverkon teknisestä toimivuudesta sekä käyttövarmuudesta. Fingrid vastaa myös tasehallinnasta ja taseselvityksestä niin, että se on tarkoituksenmukaista ja sähkömarkkinoiden osapuolten kannalta tasapuolista ja syrjimätöntä.[1]

Verkon käytössä Fingridin vastuulla on kantaverkon järjestelmävastuun hoito, verkon käyttö, ylläpito ja valvonta, häiriöiden hallinta, siirtokeskeytysten ja kytkentöjen suunnittelu ja johtaminen, sähkömarkkinoihin vaikuttavista tapahtumista tiedottaminen sekä sähkömarkkinatiedon välittäminen. Näiden lisäksi Fingridin vastuulla on Suomen tehotasapainon hallinta, reservien hallinta sekä Fingridin oman verkon häviöihin kuluvan sähkön hankinta. Fingrid käyttää palveluntoimittajia sopimuksen mukaisesti kantaverkon paikalliskäyttöön ja kunnossapito- ja korjaustöihin.

Kaikkien sähkömarkkinoille osallistuvien täytyy jatkuvasti huolehtia sähkötaseesta eli tuotannon tai hankinnan ja kulutuksen tai myynnin välisestä tehotasapainosta. Tämä on haastava yksittäiselle osapuolelle, minkä takia Fingrid järjestelmävastaavana toimii avoimena toimittajana, joka tasapainottaa sähkötaseen. Osapuolta, jolla on voimassa oleva tasepalvelusopimus Fingridin kanssa, kutsutaan tasevastaavaksi. Tasevastaavien vastuulla on oman tuotanto- ja kulutustaseen hallinta.

Reservitoimittajat ovat reservimarkkinoille osallistuvia osapuolia, joiden vastuulla on sovittujen reservien ylläpito. Osallistuakseen reservimarkkinoille täytyy osapuolen olla säätökykyisen kohteen omistaja tai sen avoimen sähkön toimitusketjun osapuoli. Avoimen toimitusketjun ulkopuolinen osapuoli voi myös toimia reservimyyjänä taajuusohjatussa häiriöreservissä, taajuusohjatussa käyttöreservissä ja nopeassa taajuusreservissä. Jos reservinmyyjä ei ole kohteen omistaja, myyjällä pitää olla omistajan lupa käyttää kohdetta säätökäytössä. Lisäksi jos reservinmyyjä ei ole tasevastaava, kohteen tasevastaavalle tulee ilmoittaa säätökäytöstä. Lisäksi reservinä käytettävän kohteen täytyy olla reservikäyttöön soveltuva.



Kuva 1: Fingrid Oyj:n sähkösiirtoverkko jaettuna eri jännitetasoihin.[4]

## 2.1 Tuotanto ja kulutus

Suomen sähkönkulutus koostuu kaikista verkkoon kytketyistä kuormista, ja se on jatkuvasti vaihteleva. Kulutus myös riippuu sääolosuhteista ja vuodenaajoista, joten pidemmällä aikavälillä tarkasteltaessa on nähtävissä trendejä kulutuksessa. Koska tuotannon pitää vastata kulutusta, tapahtuu siinäkin vaihteluita. Tuotantotyyppistä riippuen myös vuodenaikaan ja sääolosuhteisiin liittyviä vaihteluita esiintyy tuotannossa.[5]

Sähkömarkkinoilla toimivien osapuolten vastuulla on suunnitella omaa tuotantoa, kulutusta ja niiden tasapainotusta. Nämä suunnitelmat eivät kuitenkaan pysty täysin vastaamaan toteutuvaa tilannetta, ja järjestelmävastaavana Fingridin kuuluu huolehtia kulutuksen ja tuotannon tasapainosta. Tämä tasapaino on nähtävissä sähköverkon taajuudesta, jonka tavoitearvo on Pohjoismaissa 50 Hz. Jos kulutusta on enemmän kuin tuotantoa, taajuuden arvo laskee alle 50 Hz arvon. Jos taas tuotantoa on enemmän kuin kulutusta, taajuus kasvaa yli 50 Hz arvon. Kumpikaan tilanne ei ole toivottava, ja taajuus pyritään pitämään 50 Hz:ssä, sallittavana alueena väli 49,9 - 50,1 Hz.[5][6]

Tuotannon ja kulutuksen tasapainoa Fingrid hoitaa aktiivisella sen ylläpitämiltä säätösähkömarkkinoilta säätötarjouksia ja varaamalla reservejä. Reservit ovat säätökykyistä pätehtokapasiteettia, jota jollain tuotantolaitoksella, kulutusyksiköllä tai sähkövarastolla on vapaana. Reservituotteita on erilaisia eri tarkoituksiin, ja Fingrid huolehtii, että kaikkia tyyppisiä on tarpeeksi reagoimaan tuotannon ja kulutuksen muutoksiin eri aikatasoilla.

Suomessa on myös tehoreservijärjestelmä käytössä Fingridin ylläpitämien reservien lisäksi. Tehoreserviiä tarvitaan tilanteisiin, joissa suunniteltu hankintamäärä sähkölle ei riitä kattamaan kulutusta. Tehoreservinä voivat toimia sekä voimalaitokset että sähkönkulutuksen joustoon kykenevät kohteet. Kulutuksen joustoon kykenevät kohteet ovat kohteita, jotka voivat tarvittaessa vähentää hetkellistä sähkönkulutustaan. Voimalaitokset, jotka toimivat tehoreservinä, on varattu täysin tehoreservijärjestelmään, eivätkä ne voi osallistua kaupallisille markkinoille.[6]

Saareketilanteessa tuotannon ja kulutuksen tasapainon ylläpito vaikeutuu menetetyn siirron myötä. Vuonna 2020 talven huippukuormituksen aikana siirto Ruotsista muodosti noin 19 % Suomen sähköntuotannosta[7][5], josta RAC-yhteyden kautta tulevalle osuudelle pitäisi saareketilanteessa löytää korvaavaa tuotantoa tai säätökykyistä kuormaa.

## 2.2 Verkon stabiilius

Yleisesti sähköjärjestelmä on suuri ja monimutkainen järjestelmä, jonka tila on jatkuvassa muutoksessa. Käytön aikana sähköjärjestelmässä tapahtuu jatkuvasti

muutoksia tuotannossa, kuormissa ja kytkennöissä. Lisäksi häiriötilanteet voivat vaarantaa verkon vakauden. Sähköjärjestelmän toiminnan varmistamiseksi näitä muutoksia täytyy kompensoida aktiivisesti.

Vaikka sähköjärjestelmien toiminnassa, suojajärjestelmissä ja käytössä on tapahtunut kehitystä ja eri maiden voimajärjestelmien liityntöjä on vahvistettu, voi epävakausta silti johtaa sähkökatkoksiin laajoilla alueilla. Sähkökatkokset aiheutuvat, kun järjestelmä ei pysty enää palautumaan turvalliseen tilaan ilman vaurioita liitettyihin laitoksiin. Voimajärjestelmien vakautta voidaan tarkastella ei tavoilla. Esimerkiksi IEEE:n ja CIGRE:n yhteinen työryhmä määritteli voimajärjestelmän vakauden sen kykyä palautua toimintakykyiseen tasapainoon häiriötilanteen jälkeen niin, että valtaosa järjestelmästä pysyy yhtenäisenä ilman, että voimajärjestelmän toimintakriteerit ylittävät raja-arvot: "the ability of an electric power system, for a given initial operating condition, to regain a state of operating equilibrium after being subjected to a physical disturbance, with most system variables bounded so that practically the entire system remains intact".[8][5]

Kuvassa 2 on voimajärjestelmän stabiilius jaettuna häiriön dynamiikan ja alkuperän perusteella kolmeen eri osa-alueeseen. Tarkastelemalla stabiiliutta jännitteen, taajuuden tai kulmastabiiliuden kautta voidaan yksinkertaistaa tarkastelua. Tätä tapaa kutsutaan kirjallisuudessa myös osittaisstabiiliudeksi.[8][5]



Kuva 2: Sähköverkon stabiiliustarkastelun kolme osa-alueita. (Muokattu lähteestä [8].)

Kulmastabiiliudella tarkoitetaan voimajärjestelmässä olevien tahtikoneiden kykyä pysyä tahdissa häiriötilanteen tapahtuessa. Kulmastabiiliutta tarkastellessa täytyy kiinnittää erityistä huomiota häiriön tyyppiin ja suuruuteen, sillä tahtikoneet eivät siedä kaikkia vikoja. Tahtikoneen roottori pyörii turbiinin synnyttämän mekaanisen väännön aiheuttamana. Tämä liike yhdistettynä roottorin käämitykseen syötettyyn virtaan, joka synnyttää staattisen magneettikentän, indusoi staattoriin

vaihtojännitteen. Generaattorin ollessa liitettyä voimajärjestelmään staattorin virtapiirissä kulkee voimajärjestelmän kanssa samassa vaiheessa oleva tasapainotettu kolmivaihevirta. Tämä synnyttää pyörivän magneettikentän, joka vastustaa roottorin magneettikenttää ja siten roottorin pyörimistä. Jarruttavan voiman takia roottorin pyörimisnopeuden ylläpitoon vaaditaan jatkuvaa momenttia eli voimansyöttöä. Tasapainotilanteessa jarruttava voima ja vääntö ovat yhtä suuria, ja roottorin pyörimisnopeus on vakio. Jos staattorissa kulkevaa virtaa halutaan muuttaa, täytyy myös roottoria pyörittävää momenttia muuttaa. Kulmastabiiliusongelmiin lukeutuu piensignaalikulmastabiilius, joka on stabiiliutta suhteessa pieniin häiriöihin sekä suurempaan transienttistabiiliuteen oikosulkujen tai suurten tuotantolaitosten mentyen seurauksena. Tämän jaon mukaisesti saareketilanne on transienttistabiiliusongelma. Saareketilanteessa kulmastabiiliuden säilyminen riippuu siitä, pystyvätkö generaattorit palauttamaan tasapainon mekaanisen ja sähköisen tehon välillä häiriön jälkeen.[9][5][8][10]

Jännitestabiiliusongelmissa on kyseessä tilanteet, joissa jännitteet eivät pysy vakaina. Esimerkiksi jännitteet voivat laskea tai nousta liikaa tai heilahdella häiriön jälkeen. Jännitestabiilius riippuu järjestelmän ja kuorman ominaisuuksista, ja käytännössä jännitestabiiliusongelmat tapahtuvat yhdessä kulmastabiiliusongelmien kanssa. Jännitestabiilius voisi vaarantua ja jännite romahtaa saareketilanteessa, jos kulmastabiilius menetetään ja epätahdissa olevia generaattoreita joudutaan laukaisemaan verkosta. Saareketilanteessa jännitestabiilius siten pysyy, jos kulmastabiilius pysyy.[9][5][8]

Taajuusstabiiliusongelmissa tarkastellaan voimajärjestelmän kykyä pitää yllä vakaata taajuutta sellaisen häiriön jälkeen, joka on aiheuttanut suuren epätasapainon tuotannon ja kuorman välille. Taajuusmuutoksen jälkeen joko generaattoreiden tehoa lisätään tai vähennetään, kuormaa irrotetaan tai tehdään molempia tehotasapainon palauttamiseksi. Jos tehotasapainoa ei saavuteta ja taajuus jatkaa laskua, verkko romahtaa. Järjestelmän taajuuden muutosnopeus häiriön yhteydessä on sitä suurempi, mitä vähemmän siinä on liike-energiaa generaattoreiden pyörivissä massoissa ja reservissä. Tämän takia saareketilanteessa järjestelmän tehotasapaino on herkempi, sillä saareketilanteessa Suomen sähköjärjestelmän inertia laskee huomattavasti.[9][5][8]

Suomessa voimalaitosten järjestelmätekniisten vaatimusten mukaan taajuuden laskiessa alle 49,5 Hz:n, tulee voimalaitosten kyetä kasvattamaan pätötehon tuotantoa lineaarisesti taajuuden funktiona taajuussäätö-alिताajuustoimintatilan LFSM-U mukaisesti. Taajuussäätö-alिताajuustoimintatilan statiikan tulee olla aseteltavissa välillä 2–12 %, ja säädön on aktivoiduttava mahdollisimman nopeasti ja enintään kahden sekunnin kuluessa taajuuden alittaessa 49,5 Hz tason. Voimalaitoksen tulee kyetä jatkamaan toimintaa ja olemaan stabiili suurimmalla mahdollisella säätötasolla. Taajuussäätö-alिताajuustoimintatilan tulee olla aina päällä.[11]

Jos käytössä olevat reservit eivät riitä taajuusstabiiliuden palauttamiseen ja taajuus jatkaa laskuaan, alिताajuussuojaus aktivoituu. Automaattinen alिताajuussuo-

jausjärjestelmä eli automaattinen kuormien irtikytkemisjärjestelmä on tarkoitettu vakaviin häiriöihin, joissa ylläpidetty reservi ei riitä syntyneen tuotantovajauksen kattamiseen. Jotta taajuuden lasku pysäytettäisiin ja järjestelmä selviytyisi tällaisista häiriöistä mahdollisimman hyvin, osa kulutuksesta Suomessa varustetaan alitaajuus-releistyksellä, joka kytkee tarvittaessa asteittain automaattisesti kulutusta irti. [12]

## 2.3 Verkon yhteydet ja niiden rakenne

Tässä luvussa käsitellään Suomen kantaverkon yhteydet muihin maihin ja verkkoihin sekä niiden rakennetta ja merkitystä kantaverkossa. Luvussa käydään läpi sekä tasasähköyhteydet että vaihtosähköyhteydet sekä niiden tekniset ominaisuudet, vahvuudet ja heikkoudet.

### 2.3.1 Tasasähköyhteydet

Perinteisesti sähkönsiirtoon käytetään kolmivaiheista vaihtosähköjärjestelmää. Tiettyissä tilanteissa on kannattavampaa käyttää vaihtosähkön sijaan suurjännitteistä tasasähköyhteyttä eli HVDC-yhteyttä (High Voltage Direct Current). HVDC-yhteydet ovat vaihtosähköyhteyttä kannattavampia esimerkiksi tilanteissa, joissa siirtoyhteydet ovat pitkiä (yli 1000 km), merikaapeliyhteyksissä (yli 100 km), pitkissä maakaapeliyhteyksissä tai kahden eri synkroniverkon yhteen liittämässä. [5]

Kun siirtoyhteydet ovat hyvin pitkiä, vaihtosähköverkon reaktanssi kasvaa ja siten rajoittaa pätötehon siirtokapasiteettia. Tämä puolestaan voi johtaa ongelmiin jännite- ja kulmastabiiliudessa. Lisäksi vaihtosäätökaapelit tuovat etenkin pitkillä etäisyyksillä verkkoon kapasitiivista loistehoa. Tämä pitää kompensoida, jotta kaikki kaapelin siirtokapasiteetti ei kuluisi pelkkään loistehon siirtämiseen. Maakaapeleissa tämä on kompensoitavissa lyhyemmällä etäisyyksillä, mutta etäisyyksien kasvaessa ei loistehon kompensointi ja siten vaihtosähköiset maakaapelit enää ole teknisesti tai taloudellisesti kannattava vaihtoehto. Tasasähkösiirrossa ei näitä ongelmia ole, sillä siirtokapasiteetti ei rajoitu stabiiliusongelmiin eikä kaapeleissa kulkeva tasavirta tuota kompensoitavaa loistehoa. Tasasähkökaapeleilla on myös välttämätöntä toteuttaa pidemmät merikaapeliyhteydet, koska loistehon kompensointi on hyvin haastavaa merellä. [5][13]

Taloudellisesta näkökulmasta tasasähköyhteys on edullisempi pitkillä matkoilla. Toisin kuin kolmivaiheinen vaihtosähköyhteys, joka tarvitsee aina kolme johdinta, tasasähköyhteydellä tarvitaan toteutustavasta riippuen yksi tai kaksi johdinta. Tasasähköyhteyksien suuntaaja-asetat ovat huomattavasti kalliimpia kuin vaihtosähköyhteyksillä. Toisaalta loistehon kompensointia ei tarvita, siirtohäviöt ovat pienempiä ja johtomateriaalia tarvitaan vähemmän. Lisäksi kahden eri synkroniverkon yhdistämisessä tasasähköyhteys on kannattavin vaihtoehto teknisesti sekä taloudellisesti. [5][14]



HVDC-yhteys voidaan rakentaa eri tavoin. Mahdollisia vaihtoehtoja on esimerkiksi joko back-to-back -rakenne, monopolaarinen tai bipolaarinen. Lisäksi monopolaarinen yhteys on toteutettavissa joko symmetrisenä tai asymmetrisenä yhteytenä. Symmetrisessä monopolaariyhteydessä on suuntaaja-asetat sekä kaksi suurjännitejohdinta, joiden jännitteet ovat yhtä suuret, mutta polariteetiltaan vastakkaismerkkiset. Asymmetrisessä monopolaariyhteydessä on kaksi suuntaaja-asetamaa sekä pää- ja paluuvirtapiiri, jossa virran paluureittinä käytetään joko merta tai maata. Tällöin yhteyden molemmissa päissä tulee olla elektrodit. Koska asymmetrisessä yhteydessä paluuvirtapiiri on pieni-impedanssisesti maadoitettu, sen eristystaso voi olla pienempi kuin päävirtapiirillä ja elektrodien tilalla voidaan käyttää metallista paluujohdinta. [5][13]

Bipolaariyhteydessä on kahden pääjohtimen lisäksi paluupiiri. Käytännössä bipolaariyhteys on siis kaksi rinnakkain kytkettyä monopolaariyhteyttä. Tämä lisää kustannuksia etenkin, kun suuntaaja-asetalla tarvitaan kaksi suuntaajaa. Bipolaariyhteyden etuna on kuitenkin, että siirtoyhteyden vikaantuessa voidaan toista yhteyttä käyttää monopolaariyhteytenä, mikä lisää siirtovarmuutta. [5][13]

Back-to-back -yhteydessä on suuntaaja-asetat, jotka sijaitsevat samalla asemapaikalla. Yhteydelle ei tarvita siirtojohtoa, ja tätä yhteyttä käytetään kahden eri taajuudella toimivan vaihtosähköverkon väliseen tehonsiirtoon. [13]

Suuntaaja-asetaman sekä kaapelin rakenteen valintaan vaikuttaa suuntaajateknologia, mitä halutaan käyttää HVDC-yhteyden toteuttamiseen. Vaihtoehtoja on joko tyristoriteknologia LCC (Line Commutated Converter) tai transistoriteknologia VSC (Voltage Source Converter). Näissä erona on, että LCC-yhteyksissä sähkö suunnataan tyristoreilla ja siirrettävän tehon suuntaa voidaan muuttaa vaihtamalla jännitteen polariteetti. LCC-yhteydessä tyristorit johtavat virtaa vain yhteen suuntaan, jolloin pääpiirissä virran suuntaa ei voida muuttaa vaan se on aina sama, jolloin tehonsiirron suunta muutetaan jännitteen polariteetin avulla. [5]

Koska VSC-yhteydessä transistorit voivat johtaa virtaa molempiin suuntiin, tehonsiirron suunta muutetaan virran suuntaa muuttamalla. Tällöin jännitteen polariteetissa ei tapahdu vaihteluita kaapelissa, mikä mahdollistaa muovieristeen käytön kaapelissa [5]. Muovieristeitä käytettiin aiemmin vain VSC-yhteyksissä, koska muovieristeisissä kaapeleissa kulkeva tasajännite kerää varauksia. Kerääntyvät varaukset voivat aiheuttaa huomattavia paikallisia rasituksia kaapelin eristeeseen polariteettia vaihtaessa. Rasitteet aiheuttavat pahimmillaan kriittisen kentänvoimakkuuden ylityksen polariteettia vaihtaessa johtaen läpilyöntiin [14]. Nykyään eristemateriaalit ovat tarpeeksi kehittyneitä, että muovieristeitä voidaan käyttää myös LCC-yhteyksissä [15].

Fingridin omistuksessa olevat tasasähköyhteydet ovat Fenno-Skan 1 ja 2 sekä Estlink 1 ja 2. Näistä Fenno-Skanin omistajuus on yhdessä Ruotsin kantaverkkoyhtiön Svenska kraftnätin kanssa ja Estlink 1 ja 2 vastaavasti Viron kantaverkkoyhtiön

Elering AS:n kanssa. Yhteensä näillä yhteyksillä on siirtokapasiteettia noin 2200 MW. Näiden lisäksi tasasähköyhteyksiä Suomen kantaverkossa on Venäjän kantaverkkoyhtiö Federal Grid Companyn omistama Viipurin back-to-back -linkki sekä Ahvenanmaan Kraftnät Åland AB:n omistama symmetrinen monopolaariyhteys Ålink. Taulukossa 1 on Fingridin omistuksessa olevien HVDC-yhteyksien teknisiä tietoja, ja kuvassa 3 näkyy Fingridin omistuksessa olevat HVDC-yhteydet.[13]

Yhteys	Siirtokapasiteetti (MW)	Nimellisjännite (V)	Nimellisvirta (A)
Fenno-Skan 1	400	320	1316
Fenno-Skan 2	800	500	1660
Estlink 1	350	150	1230
Estlink 2	650	450	1490

Taulukko 1: Fingridin HVDC-yhteyksien teknisiä tietoja. [5][13][16]



Kuva 3: Fingridin omistuksessa olevat HVDC-yhteydet[13]

Fenno-Skan 1 on ensimmäinen HVDC-yhteys Suomen ja Ruotsin välillä ja sen käyttöönotto tapahtui vuonna 1989, mikä toi 500 MW uutta rajasiirtokapasiteettia. Yhteys rakennettiin yhdessä Ruotsin kantaverkkoyhtiön Svenska kraftnätin kanssa, ja se on 233 km pitkä asymmetrinen monopolaariyhteys, josta noin 200 kilometriä on merikaapelia ja loput avojohtoa Raumassa sijaitsevan tasavirta-aseman ja Rihtniemessä sijaitsevan kaapelipääteaseman välillä. Rihtniemestä merikaapeli kulkee Ruotsiin suuntaaja-asemalle Dannebohon. Suuntaaja-asetat perustuvat LCC-teknologiaan. Virran paluureitti on maa ja meri, ja yhteyden molemmissa päissä on elektrodit. Suomen puolella tämä elektrodi sijaitsee Lautakarissa.[13][16]

Nykyään Fenno-Skan 1 -yhteyden kapasiteetti on laskettu alkuperäisestä 500 MW:stä 400 MW:iin vuonna 2013 todetusta mahdollisesta heikentyneestä kaapelieristeestä johtuen. Tämän myötä myös nimellisjännite laskettiin 400 kV:sta 320 kV:iin, ja

jännitteen polariteetin vaihtamisen lukumäärät on minimoitu, jotta eristyksen rasitus olisi minimaalinen.[13][17] Koska Fenno-Skan 1 -yhteyden laskennallinen elinkaari on päättymässä ja sen eriste on heikentynyt, on se tarkoitus poistaa käytöstä 2020-luvun loppuun mennessä. Menetetyn kapasiteetin tilalle on suunnitteilla uusi korvaava tasasähköyhteys, jonka siirtoteho on suunnitelmien mukaan 800 MW. [13][16][18]

Fenno-Skan 1 -yhteyden rinnalla kulkee lisäksi uudempi, myös LCC-teknologialla toteutettu asymmetrinen monopolaariyhteys Fenno-Skan 2, joka valmistui vuonna 2011. Yhteyden tehonsiirtokapasiteetti on 800 MW ja se on Fingridin ja Svenska kraftnätin yhteisomistuksessa. Yhteys on noin 299 kilometriä pitkä. Pituuden ero Fenno-Skan 1 -yhteyteen verrattuna johtuu siitä, että Ruotsissa yhteys kulkee Dannebosta Finnböleen suuntaaja-asemalle Ruotsin vaihtosähköverkon aiheuttamien rajoitteiden vuoksi. Koska Fenno-Skan 1 ja 2 -yhteydet ovat molemmat asymmetrisiä monopolaariyhteyksiä, niitä käytetään nykyään bipolaarisena, jolloin Fenno-Skan 1 -yhteyden polariteetin vaihdot voidaan minimoida. [13][16][19]

Ruotsin HVDC-yhteyksien lisäksi Fingridillä on yhteisomistuksessa Viron kantaverkkoyhtiön kanssa EstLink 1 ja 2 -yhteydet Viron ja Suomen välillä. Näistä Estlink 1, joka on symmetrinen monopolaariyhteys, valmistui vuonna 2006 ja vuonna 2013 Fingrid ja Elering ostivat yhteyden AS Nordic Energy Linkiltä. Yhteys mahdollisti ensimmäisen kerran tehonsiirtoa suoraan Pohjoismaisen ja Baltian sähköverkkojen välillä. Fenno-Skan -yhteyksistä poiketen suuntaaja-asemat on toteutettu VSC-teknologialla. Käyttöjännite EstLink 1 -yhteydellä on  $\pm 150$  kV, mikä mahdollistaa 350 MW siirtotehon. Kaapelireitti kulkee Espoosta suuntaaja-asemalta 22 km rannikolle maakaapelina, josta se jatkaa 74 km etäisyyden merikaapelina Viroon. Virosta yhteys kulkee vielä 9 km maakaapelina Harkun suuntaaja-asemaan.[13][20]

EstLink 1 -yhteyden lisäksi tarvittiin lisää Suomen ja Viron välistä rajasiirtokapasiteettia, ja sitä vahvistamaan valmistui vuonna 2014 Fingridin ja Eleringin yhteisprojektina Estlink 2, asymmetrinen monopolaariyhteys LCC-teknologialla toteutetuilla suuntaaja-asemilla. Yhteys toimii 450 kV nimellisjännitteellä ja mahdollistaa 650 MW tehonsiirron Suomen ja Viron välillä. Estlink 2 ei sijaitse samalla reitillä kuin Estlink 1, vaan se kulkee Porvoon Anttilan sähköasemalta 14 kilometriä avojohtona rannikolle Nikuvikenin kaapelipääteasemalle, ja siitä 145 km pituuden merikaapelina Viron rannikolle. Rannikolta yhteys jatkaa 12 km maakaapelina suuntaaja-asemalle Püssiin.[13][21]

Tasasähköyhteydet ovat merkittävä osa Suomen kantaverkkoa, ja niiden tarve kantaverkossa keskittyy suuriin tehonsiirtoihin alueille, joissa ei ole tarpeeksi sähkön tuotantoa suhteessa kulutukseen [1]. Taulukossa 2 on koottuna vuosien 2015-2019 tilastoja Fingridin HVDC-yhteyksien viennistä ja tuonnista sekä Suomen sähköntuotannosta ja -kulutuksesta havainnollistamaan HVDC-yhteyksien osuutta Suomen sähköjärjestelmän tasapainosta. HVDC-yhteyksissä vienti tapahtuu pääosin Est-Link -yhteyksillä Suomesta Viroon ja tuonti on pääosin Fenno-Skan -yhteyksillä Ruotsista Suomeen. Huomattavaa on myös Suomen riippuvaisuus sähkön tuonnis-

ta, sillä Suomen oma tuotanto ei riitä kattamaan sähkönkulutusta. Vuosina 2015-2019 HVDC-yhteyksien kautta tuodun sähkön osuus muodosti noin 9,5 % Suomen sähkönkulutuksesta.[22][23]

Vuosi	HVDC-vienti (TWh)	HVDC-tuonti (TWh)	Suomen sähköntuotanto (TWh)	Suomen sähkönkulutus (TWh)
2019	3,8	8,2	66,0	86,0
2018	2,4	6,9	67,5	87,4
2017	1,9	8,0	65,0	85,5
2016	3,1	8,7	66,2	85,1
2015	5,0	8,6	66,1	82,5

Taulukko 2: HVDC-yhteyksien sähkönsiirron tilastoja sekä Suomen sähköntuotanto ja -kulutus vuosilta 2015-2019. [13][22][23]

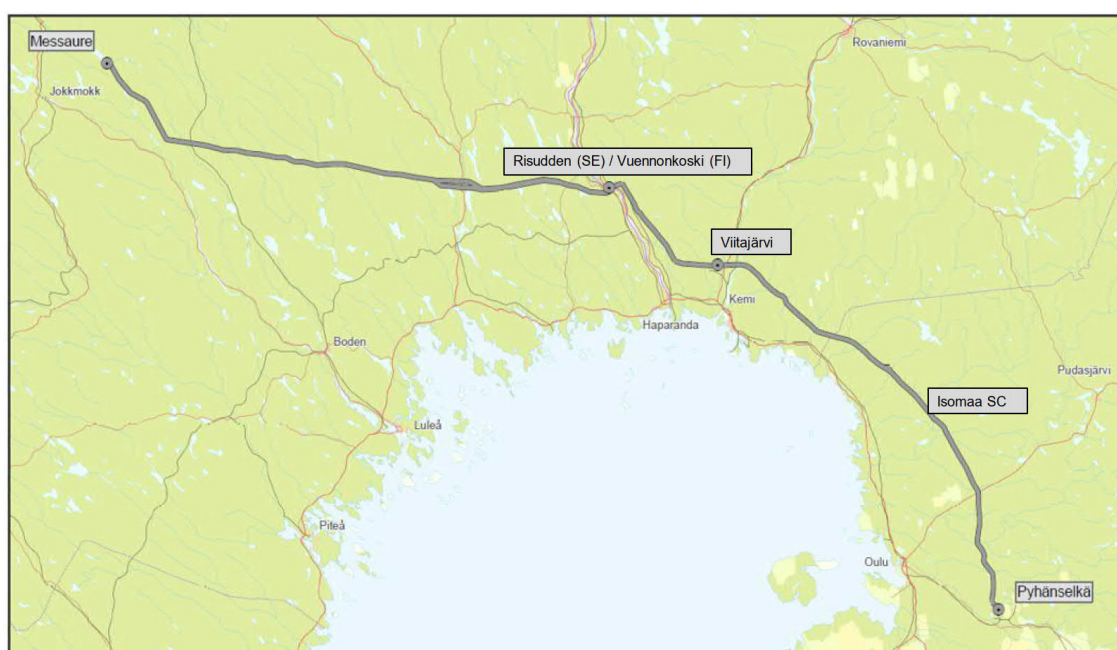
Tulevaisuudessa sähköntuotanto muuttuu ilmastonmuutoksen aikaansaaman energia- ja sähköjärjestelmien murroksen takia stokastisemmaksi lisääntyneen aurinko- ja tuulivoimatuotannon myötä. Tuulivoima ja aurinkovoima ovat hyvin riippuvaisia sääolosuhteista, eikä niiden tuotanto ole yhtä hyvin ennustettavissa tai saatavilla kulutushuipun aikaan. Säästökykyisen tuotannon väheneminen johtaa tilanteeseen, jossa tasasähköisten rajasiirtoyhteyksien merkitys kasvaa niiden kyetessä tasaamaan tuotannon vaihteluita. Tämä edellyttää tasasähköyhteyksien luotettavaa toimintaa nyt ja eritoten tulevaisuudessa, kun tehonvaihtelun tasauksen tarve kasvaa ja hiili-neutraalit energiantuotannon muodot lisääntyvät. [1][18]

### 2.3.2 Vaihtosähköyhteydet

Suomen sähköjärjestelmän vaihtosähköyhteydet yhdistävät Suomen yhteispohjoismaiseen sähköjärjestelmään kolmella yhteydellä: kaksi 400 kV vaihtosähkölinjau Ruotsiin, joista toinen kulkee Petäjäskoskelta Letsiin ja toinen Pikkaralasta Svartbyhyn. Näiden lisäksi Suomesta on yksi 220 kV vaihtosähköyhteys Utsjoelta Norjan Varangerbotniin. On tarkasteltu, olisiko mahdollista ja kannattavaa kasvattaa nykyistä siirtokapasiteettia Varangerbotnin ja Pirttikosken välillä Pohjois-Norjan öljyteollisuuden kasvavan sähkötarpeen ja alueen tuulivoimapotentialin hyödyntämisen varalle. Tarkastelu ei ole kuitenkaan edennyt konseptitasoa pidemmälle.[5] Suomen vaihtosähkörajasiirtoyhteydet ovat erityisen tärkeitä yhteispohjoismaisessa synkronialueessa. Erityisesti Ruotsin yhteyksien menetys johtaisi tilanteeseen, jossa Suomi olisi kokonaan irti yhteispohjoismaisesta synkronialueesta ja joutuisi toimimaan saarekkeena. Nämä yhteydet Ruotsiin ovat myös hyvin usein täydessä käytössä ja muodostavat pullonkaulatilanteita.[18]

Suomen voimajärjestelmän käyttövarmuuden, sähkön riittävyyden ja reservimarkkinoiden toimivuuden tehostamisen kannalta olisikin tärkeää vahvistaa vaih-

tosähköyhteyksiä Ruotsiin ja sitä kautta yhteispohjoismaiseen sähköjärjestelmään. Kolmatta vaihtosähköyhteyttä Ruotsiin onkin suunniteltu, ja vuonna 2016 Fingrid ja Ruotsin kantaverkkoyhtiö Svenska kraftnät lähtivät edistämään yhteyden toteuttamista. Uusi yhteys lisääisi rajasiirtokapasiteettia Ruotsista Suomeen 800 MW ja Suomesta Ruotsiin 900 MW. Tämä lisäys olisi noin 30 prosenttia enemmän nykytilanteeseen verrattuna. Suunnitelmien mukaan uusi voimajohto kulkisi 370 kilometrin matkan Ruotsin Messauresta Suomeen Keminmaan kautta Pyhänselkään. Projekti toteutetaan yhteistyönä Fingridin ja Svenska kraftnätin kanssa ja tavoitteena on saada uusi johtoyhteys käyttöön vuoden 2025 loppuun mennessä. Kuvassa 4 on nähtävissä kuva suunnitellun voimajohdon reitistä. [18]



Kuva 4: Skemaattinen kuva kolmannesta 400 kV vaihtosähköyhteydestä Ruotsiin. [24]

## 2.4 Saareketilanne

Tässä työssä saareketilanteessa tarkoitetaan tilannetta, jossa Suomen sähköverkko menettää vaihtosähköyhteydet Ruotsiin ja sitä kautta yhteyden Pohjoismaiseen sähköjärjestelmään. Yhteyden katketessa Suomi menettää erittäin suuren osan vaihtosähköyhteyden kautta tuotua tehoa, inertiaa ja reservejä. Saareketilanteessa kotimainen tuotanto ei välttämättä riitä kattamaan kulutusta ja tarvittaessa sähkön kulutusta joudutaan rajoittamaan. Saareketilanteessa myös tuotantolaitosten maksimitehoa voidaan joutua laskemaan, jotta yksittäisen suuren tuotantolaitoksen menetys ei johda verkon epästabiliuteen ja sitä kautta koko kantaverkon pimenemiseen. Verkon käyttövarmuutta ylläpidetään pyrkimällä noudattamaan (N-1)-periaatetta. Periaatteen mukaan järjestelmän tulee kestää 400 kV ja 220 kV silmukoiduissa verkoissa

tavalliset yksittäiset viat ja vikaantuneen komponentin irtoamisen ilman tuotannon tai kulutuksen keskeytystä sekä ilman seurannaisvikoja[25].

Pientuotannon saareketilanteista on tutkimusta, mutta Suomen laajuudesta saareketilanteesta ei ole huomattavia määriä kirjallisuutta. Monet saareketoiminnan ominaisuudet ovat kuitenkin sovellettavia myös Suomen laajuiseen saareketilanteeseen. Hajautetun ja pienen mittakaavan tuotannossa verkon saareketilanne käsittelee pieniä, esimerkiksi kylän omia sähköverkkoja, jotka omien tuotantoyksiköiden avulla kykenevät irtautumaan muusta verkosta häiriötilanteessa. Saareketoiminnassa täytyy varmistaa saarekealueella tuotannon ja kulutuksen tasapainotus niin, että verkon stabiilius ei ole vaarassa. Lisäksi saarekealueen inertia laskee tehden taajuuden vaihteluista suurempia. Lopuksi saareketoiminnasta poistuessa ja muuhun verkkoon yhdistyessä täytyy tahdistaminen suorittaa niin, että verkkoon tahdistamisen kriteerit taajuuden, jännitteen ja vaihekulman osalta täyttyvät.

Suomen saareketilanteessa pienen tuotannon takia tärkeä osa-alue on taajuusstabiiliteetti. Suuremmissa yhteenkytketyissä voimajärjestelmissä on paljon pyörivää massaa ja siten inertiaa, joka jarruttaa taajuuden muutoksia ja voi paremmin vastata häiriötilanteessa tapahtuviin tuotannon ja kulutuksen epätasapainotilanteisiin. Esimerkiksi Yhdysvalloissa Western Electricity Coordinating Counciliin kuuluvat yritykset ovat ilmoittaneet 1250 MW tuotannon menetyksen aiheuttavan 0,15 Hz laskun 60 Hz nimellistaajuudesta, kun taas Englannin ja Walesin järjestelmässä noin 1320 MW menetys johtaa taajuuden laskuun 50 Hz:stä alle 49,5 Hz:iin. [26] Suomen voimajärjestelmässä saareketilanteen aiheuttava häiriö ja vaihtosähköyhteyksien tuonnin menetys voi siis johtaa ongelmiin taajuusstabiiliteetin ylläpidossa. Taajuusstabiiliteetin ylläpidossa inertia on tärkeässä osassa. Saareketilanteeseen siirryttäessä pohjoismaisen sähköjärjestelmän inertia ei ole enää saatavilla, ja käytettävissä on merkittävästi pienempi Suomen sähköjärjestelmän inertia. Esimerkiksi tammikuussa 2019 Suomen sähköjärjestelmän inertia oli keskimäärin 45 GWs, kun pohjoismaisen sähköjärjestelmän inertia oli keskimäärin 228 GWs.

### 3 Sähköjärjestelmän reservit

Vaikka sähköjärjestelmän tavoitteena on, että tuotettu sähkö vastaa aina kulutusta, on tämä reaaliaikaisesti mahdotonta ennustaa ja toteuttaa. Tuotannon ja kulutuksen kohtaamista vaikeuttaa ennusteiden epätarkkuus, asiakkaiden vaihtelevat tarpeet, siirtohäviöt sekä häiriötilanteet. Sähköjärjestelmän tasapainottamiseksi on kantaverkko-operaattorin vastuulla reservien hankinta, joiden tarkoitus on tasata tuotantoa ja kulutusta normaali- ja häiriötilanteissa. Yhteispohjoismaisessa sähköjärjestelmässä reservejä on käytössä taajuusohjatut käyttö- ja häiriöreservit, automaattinen taajuudenhallintareservi ja manuaalinen taajuuden palautusreservi sekä matalan inertian tilanteisiin tarkoitettu nopea taajuusreservi. Tässä luvussa käsitellään näitä reservejä, niiden vaatimuksia ja hankintaa.

Reservimarkkinoille osallistuakseen reservitoimittajan täytyy tehdä Fingridin kanssa sopimus osallistumisesta reservimarkkinoille. Sopimuksen tehdessään reservinmyyjä on vastuussa reservipalvelusta kokonaisuutena Fingridille, mutta sillä voi olla palveluntoimittaja. Palveluntoimittaja voi esimerkiksi olla vastuussa reservimarkkinoiden tarjousten tekemisestä. Reservisopimuksen puitteissa olevan reservikohteen täytyy myös sijaita Suomessa tai pystyä kytkeytymään suoraan Suomen sähköverkkoon sekä täyttää tekniset vaatimukset ja pystyä täyttämään markkinapaikan edellytykset. Jos reservinmyyjällä on useita erillisiä kohteita, jotka eivät yksittäisinä täyttäisi vaatimuksia, niitä voidaan aggregoida siten, että edellytykset täyttyvät kokonaisuutena.[27]

#### 3.1 Taajuusohjatut käyttö- ja häiriöreservit FCR-N ja FCR-D

Taajuusohjattu käyttöreservi FCR-N on tarkoitettu sähköverkon normaalitilassa käytettäväksi taajuudensäätöä varten, ja sitä ylläpidetään Pohjoismaissa noin 600 MW joka hetkellä. Taajuusohjattu häiriöreservi FCR-D on puolestaan tarkoitettu alitaajuushäiriötilanteisiin, ja sitä ylläpidetään tarvittava määrä niin, että voimajärjestelmästä voidaan menettää esimerkiksi suuri tuotantoyksikkö tai synkronialueen ulkopuolinen tasasähköyhteys ilman, että sen jättämä pysyvä taajuuspoikkeama on suurempi kuin 0,5 Hz. FCR-D mitoitetaan koko järjestelmään viikoittain niin, että sen määrä vastaa järjestelmän suurimman mahdollisen yksittäisen vian yhteydessä irtoavaa tuotantoa. Tällä hetkellä normaalissa käyttötilanteessa pohjoismaisessa voimajärjestelmässä taajuusohjatun häiriöreservin suuruus on yhteensä noin 1450 MW. Lisäksi FCR-D -reserviä ollaan ottamassa käyttöön myös ylitaajuushäiriöiden hallintaan.[28] Suomen osuus ylläpidettävästä taajuusohjatusta käyttöreservistä on 120 MW ja taajuusohjatusta häiriöreservistä 290 MW. Suomen alueella on lisäksi todennettua FCR-N reservikapasiteettia noin 210 MW ja FCR-D reservikapasiteettia noin 1200 MW. [29]

Taajuusohjattu käyttöreservi on symmetrinen reservituote, josta tulee aktivoida

100 % reservikapasiteetista ylössäätönä taajuuden saavuttaessa arvon 49,9 Hz tai alle ja alassäätönä kun taajuus saavuttaa arvon 50,1 Hz tai yli. Alueella 49,9-50,1 Hz tulee aktivoidun reservikapasiteetin määrä olla verrannollinen taajuuspoikkeaman suuruuteen. Säädön tulee täysin aktivoitua askelmaisen 0,10 Hz:n taajuusmuutoksen seurauksena kolmessa minuutissa, ja taajuussäädön kuollut alue saa olla korkeintaan  $50 \pm 0,01$  Hz. Jos reservikohte kykenee jatkuvaan tehonsäätöön, säädön täytyy olla lineaarinen alueella 49,9-50,1 Hz. Relekytketyssä reservikohteessa säädön tulee olla samalla alueella paloittain lineaarinen.[30]

Taajuusohjattu häiriöreservi on tarkoitettu aktivoitavaksi, kun taajuus laskee alle 49,9 Hz:n. Reserviä aktivoidaan niin, että 100 % reservikapasiteetista on aktivoitava viimeistään, kun taajuus on 49,5 Hz tai alle. Lisäksi taajuusohjatusta häiriöreservistä vähintään 50 % tulee aktivoitua viidessä sekunnissa ja 100 % aktivoitua 30 sekunnissa -0,50 Hz suuruisen askelmaisen taajuusmuutoksen seurauksena. Reservikohteen tulee olla alueella 49,5-49,9 Hz lineaarinen tai paloittain lineaarinen, riippuen onko kyseessä jatkuvaan tehonsäätöön kykenevä vai relekytketty reservikohte. Relekytketylle kohteelle on myös vaihtoehtona koko kohteen samanaikainen irtikytkentä, jolloin sen tulee kytkeytyä irti taulukon 3 irtikytkentäportaiden mukaisesti. Taulukon mukaisesti irtikytketyn reservin reservinhaltija saa kytkeä kohteen takaisin verkkoon, kun taajuus on ollut kolmen minuutin ajan vähintään 49,90 Hz.[30]

Taajuus (Hz)	Irtikytkentäaika (s)
$\leq 49,70$	$\leq 5$
$\leq 49,60$	$\leq 3$
$\leq 49,50$	$\leq 1$

Taulukko 3: Relekytketyn reservin sallitut irtikytkennässä noudatettavat asetukset.

### 3.2 Automaattinen taajuudenhallintareservi aFRR sekä manuaalinen taajuuden palautusreservi mFRR

Automaattinen taajuudenhallintareservi (aFRR) on keskitetysti ohjattu automaattisesti aktivoituva taajuuden palautusreservi, jonka tarkoituksena on sähköjärjestelmän taajuuden palauttaminen nimellistaajuuteen ja taajuudensäätöalueen tehotasapainon palauttaminen suunniteltuun arvoon. Sen lisäksi käytössä on taajuuden palautusreserveissä manuaalinen taajuudenpalautusreservi (mFRR), jonka tarkoituksena on sähköjärjestelmän taajuuden palauttaminen nimellistaajuuteen ja taajuudensäätöalueen tehotasapainon palauttaminen suunniteltuun arvoon.[31]

Automaattista taajuudenhallintareserviä ohjataan keskitetysti, ja sen aktivointi perustuu taajuuspoikkeamaan nimellistaajuudesta pohjoismaisessa synkronialueessa. Taajuuspoikkeaman perusteella lasketaan tehonmuutos, joka tarvitaan palauttamaan taajuus nimellisarvoonsa sekä vapauttamaan jo aktivoidut taajuusohjatut reservit.



Pohjoismaiset verkkoyhtiöt ovat sopineet, että voimajärjestelmän taajuuden palauttamiseksi tarvittava tehonmuutos lasketaan Norjan kantaverkkoyhtiö Statnettin käytönvalvontajärjestelmässä, joka lähettää aktivointipyynnön eteenpäin kullekin kantaverkkoyhtiölle. Fingrid välittää Suomessa reservinhaltijoille tehon aktivointisignaalia 10 sekunnin välein joko alas- tai ylössäätöön tilanteesta riippuen. Aktivointisignaalin saapuessa täytyy automaattiseen taajuudenhallintareserviin osallistuvan reservikohteen aktivoida koko reservikapasiteettinsa viiden minuutin kuluessa, ja aktivoinnin täytyy alkaa viimeistään 30 sekunnin kuluessa aktivointisignaalin lähtöksestä. Reservikohteen tarkkuus täytyy olla välillä 90-110 % pyydetystä tehosta ja säädön vähimmäiskoko on 5 MW. Automaattisen taajuudenhallintareservin hankinta sijoittuu yleensä tietyille aamu- ja iltatunneille, jotka ilmoitetaan etukäteen. Automaattista taajuudenhallintareserviä hankitaan Pohjoismaissa 300-400 MW, josta Suomen osuus on 60-80 MW[29]. [31][32]

Manuaalinen taajuudenpalautusreservi on nimensä mukaisesti manuaalisesti aktivoitu reservituote, jota Fingrid hankkii muiden pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden kanssa ylläpitämiltään säätökapasiteetti- ja säätösähkömarkkinoilta. Tuotannon ja kuorman haltijat voivat antaa säätökykyisestä kapasiteetistaan tarjouksia säätösähkömarkkinoille, ja säätösähkömarkkinoille osallistuminen edellyttää säätösähkömarkkinasopimuksen tekemistä Fingridin kanssa. Tarvittaessa tehotasapainon hallintaa Fingrid tekee manuaalisen aktivoinnin tarvittavalle määrälle tarjouksia säätösähkömarkkinoilta. Säätökapasiteettimarkkinoilla reservimyyjä sitoutuu jättämään hyväksytyjä kapasiteettitarjouksia vastaavan määrän ylössäätötarjouksia säätösähkömarkkinoille kapasiteettikorvausta vastaan. Säätökapasiteettimarkkinoiden tarkoitus on varmistaa, että Fingridillä on mitoittavaa vikaa vastaava määrä nopeaa häiriöreserviä sekä omien että vuokrattujen varavoimalaitosten huolto- ja korjauskeskeytyksissä.[33][34]

Saareketilanteessa aFRR sekä mFRR ovat oleellisia palauttamaan sähköjärjestelmän taajuus nimellisarvoonsa sekä vapauttamaan aktivoituja taajuusohjattuja reserviä. Saareketilanteen alun taajuuskuoppaan eivät nämä reservituotteet kuitenkaan vaikuta merkittävästi, sillä taajuuden muutos on hyvin nopea.

### 3.3 Nopea taajuusreservi FFR

Nopea taajuusreservi on uusi reservityyppi, joka on otettu käyttöön Pohjoismaissa vuoden 2020 toukokuussa. Tilanteisiin, joissa voimajärjestelmän inertia on matala, hankitaan nopeaa taajuusreserviä (FFR). Tämän reservin tarkoituksena on aktivoitua nopeasti ja automaattisesti taajuuspoikkeamatilanteessa, ja auttaa FCR-D:tä nopean taajuusmuutoksen hallinnassa häiriötilanteessa.

Pohjoismaisen sähköjärjestelmän käyttö on suunniteltu niin, että yksittäinen vika, joka poistaa sähköä tuottavan yksikön tai HVDC-siirtoyhteyden järjestelmästä, ei saa laskea sähköjärjestelmän taajuutta alle 49,0 Hz:n tason. Koska sähköjärjestelmän inertia vastustaa taajuuden nopeita muutoksia, matalan inertian tilanteissa

yksittäinen vika voi aiheuttaa taajuuden pudotuksen alle 49,0 Hz:n, jos reservit eivät ehdi aktivoitua. FFR on tarkoitettu näihin tilanteisiin, ja sen tarve riippuu sen hetkisestä sähköjärjestelmän inertiasta sekä mitoittavasta viasta. Tämän takia FFR:ää ei hankita jokaiselle tunnille, vaan sen tarvittavat ajat ja määrä vaihtelevat. [35]

Nopea taajuusreservi aktivoidaan taajuuden saavuttaessa aktivoinnille asetetun kynnysarvon. Taajuuden saavuttaessa kynnysarvon reservikohde aktivoidaan ylös-säätönä joko lisäämällä tehon tuotantoa tai vähentämällä tehon kulutusta kohteessa. Nopean taajuusreservikohteen tulee aktivoida reservikapasiteetti täysimääräisesti vaaditun aktivointiajan sisällä, joka määräytyy taajuuden kynnysarvon perusteella. Taajuuden kynnysarvon aktivoinnille reservitoimittaja valitsee kolmesta vaihtoehdosta, jotka on esitetty taulukossa 4.

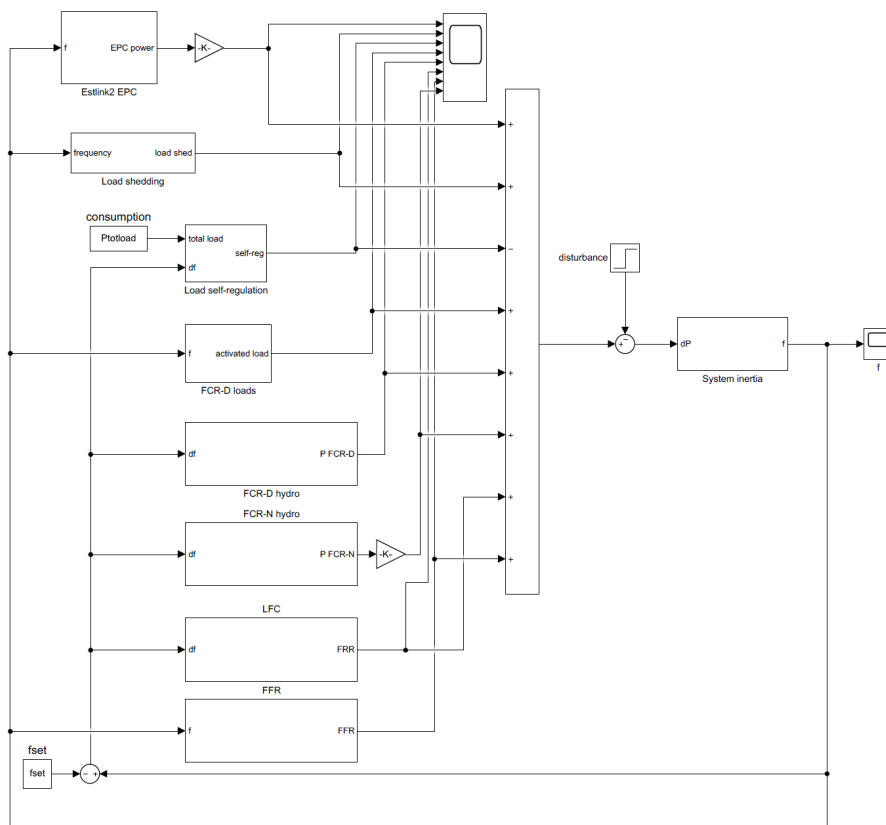
Aktivointitaajuus (Hz)	Aktivointiaika (s)
$\leq 49,70$	$\leq 1,30$
$\leq 49,60$	$\leq 1,00$
$\leq 49,50$	$\leq 0,70$

Taulukko 4: Nopean taajuusreservin vaihtoehdot aktivointitaajuudelle ja -ajalle.

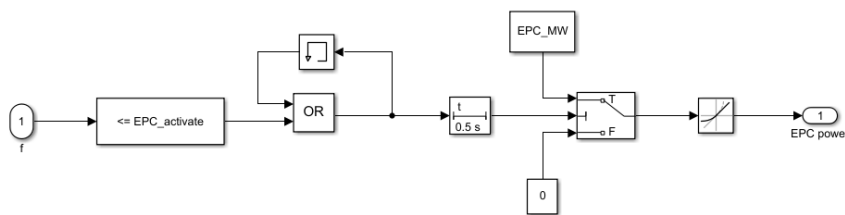
Nopean taajuusreservin aktivoitumisen täytyy olla monotonisesti kasvavaa, esimerkiksi askelina tai rampina. Lisäksi reservikohteen aktivoituessa suurin sallittava ylitys tehomuutokselle on 35 % taajuusreserviin hyväksytystä kapasiteetista. Esimerkiksi 4,0 MW:n hyväksytyllä kapasiteetilla reservikohteen suurin sallittu tehomuutos on 5,4 MW. Reservikohteen aktivoiduttua sen deaktivoinnin maksiminopeus riippuu aktivoinnin vähimmäiskestosta. Jos reservikohteen aktivoinnin vähimmäiskesto on 30 sekuntia, deaktivoinnin maksiminopeutta ei ole rajoitettu. Jos aktivoinnin vähimmäiskesto on 5 sekuntia, deaktivoinnin maksiminopeus on rajoitettu enintään 20 %:iin reservikapasiteetista sekunnissa. Reservikohteen tulee myös kyetä uuteen aktivointiin 15 minuutin kuluttua edellisestä aktivoinnista. Nopean taajuusreservin hankintamäärä Pohjoismaissa on välillä 0-300 MW, josta Suomen osuus maksimissaan 60 MW [29].[36]

## 4 Simulaatiomalli Suomen sähköjärjestelmästä

Suomen sähköjärjestelmän käyttäytymistä saareketilanteessa tutkitaan MATLAB-pohjaisen Simulink-simulaatiomallin avulla, joka on luotu Nordic Frequency Model -mallin pohjalta. Valintaan päädyttiin Simulinkin monipuolisuuden ja käytettävyyden, sekä olemassaolevan mallin pohjalta. MATLAB on numeeriseen laskentaan kehitetty kokonainen ohjelmointiympäristö sekä ohjelmointikieli. Simulink on MATLAB-ohjelmiston lisäohjelma, jolla voi mallintaa, simuloida ja analysoida dynaamisia järjestelmiä. Simulinkissä käytetään graafista käyttöliittymää, jolla voi luoda mallin käyttämällä lohkokaavioita. Lohkokaavioissa malli luodaan lohkoista, jotka sisältävät operaatiot ja logiikan sekä signaaliviivoista, jotka yhdistävät lohkot. Kuvassa 5 on työssä käytetyn Simulink-mallin lohkokaavio. Mallissa on lohkot Estlink2-yhteyden hätätehonsäätö EPC:n, kuormien irtikytkennän sekä taajuusriippuvuuden, FCR-D-reservien kuormien ja vesivoiman, FCR-N-reservin, FRR-reservin sekä FFR-reservin simulointia varten. Lisäksi mallissa on lohko Suomen sähköjärjestelmän inertian simulointiin. Tässä luvussa esitetään mallin lohkot ja niiden toimintaa.

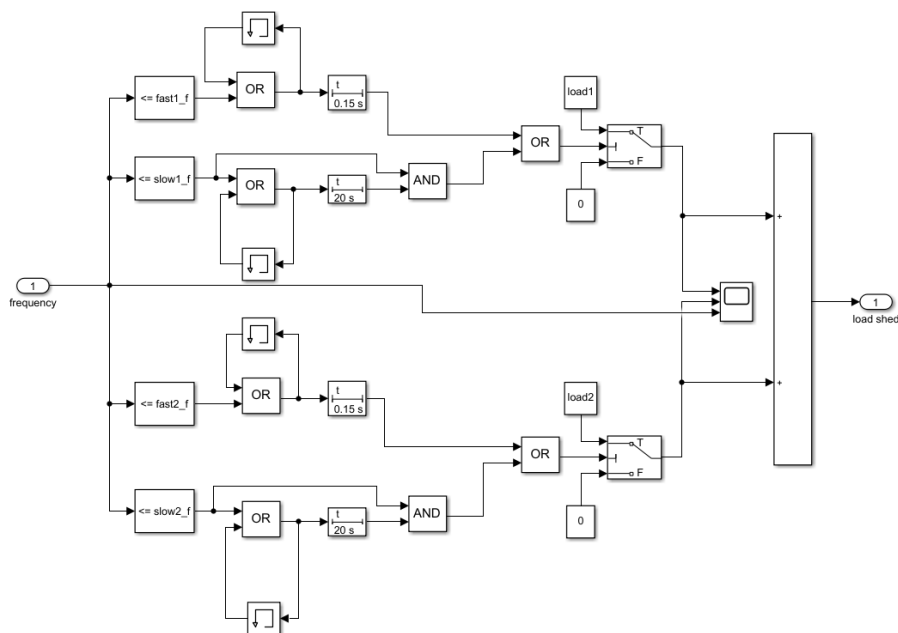


Kuva 5: Suomen sähköjärjestelmästä tehdyn Simulink-mallin lohkokaavio.



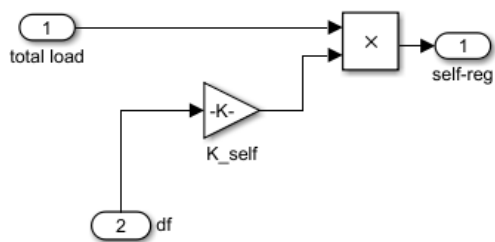
Kuva 6: Simulink-mallin Estlink2 EPC - osion lohkokaavio.

Kuvassa 6 on Estlink2 EPC-yhteyden lohkokaavio. EPC aktivoituu 0,5 sekunnin viiveellä taajuuden saavuttaessa 49,5 Hz arvon ja alkaa syöttämään tehoa Suomen sähköjärjestelmään.



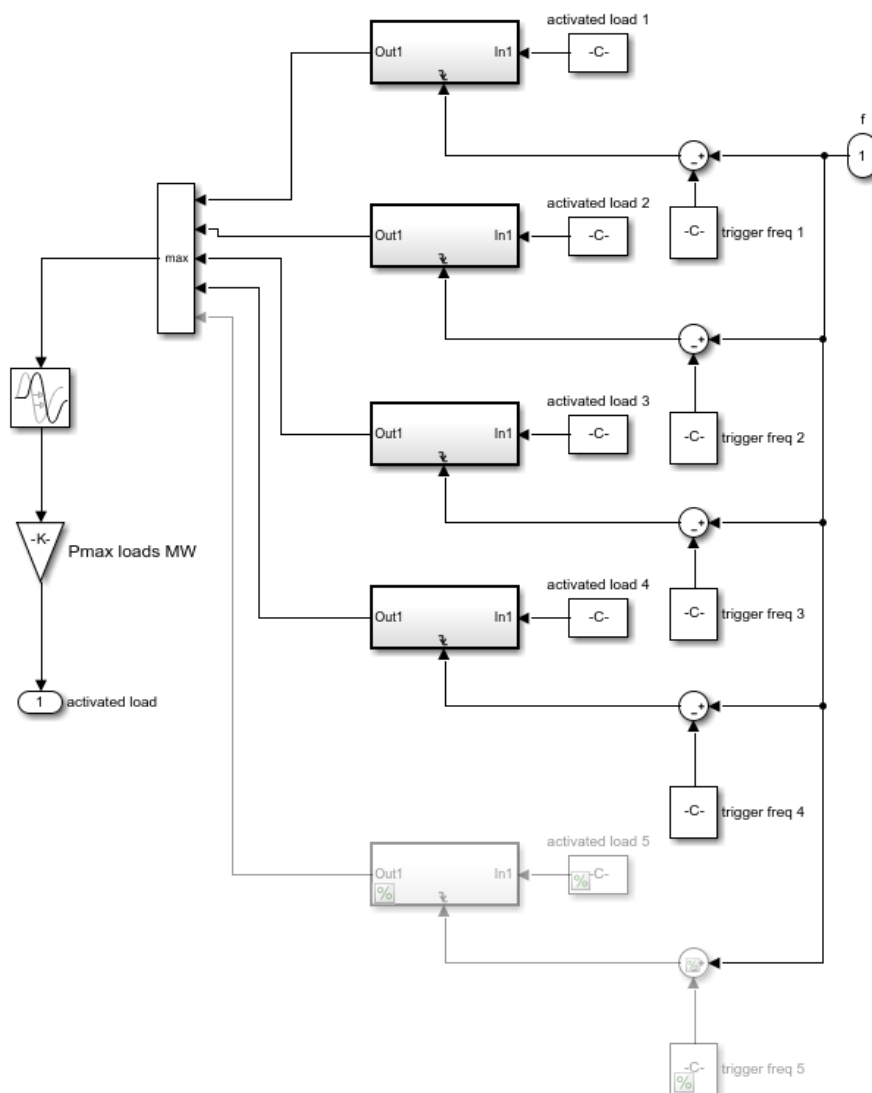
Kuva 7: Simulink-mallin alitaajuussuojan lohkokaavio.

Kuvassa 7 on alitaajuussuojan lohkokaavio. Kun taajuus laskee liikaa vakavan häiriön seurauksena eikä ylläpidettävä häiriöreservi riitä syntyneen tehovajauksen kattamiseen, automaattinen alitaajuussuojaus kytkee irti sähkönkulutusta sähköjärjestelmän suurhäiriön välttämiseksi.



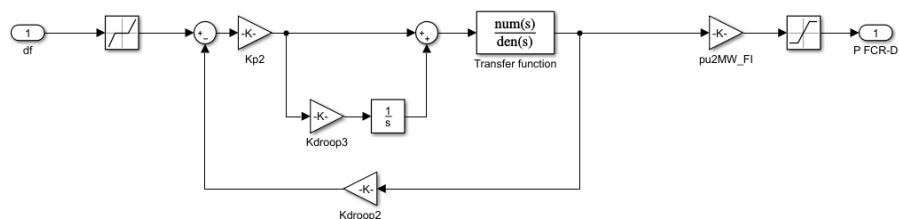
Kuva 8: Simulink-mallin kuorman taajuusriippuvuuden lohkokaavio.

Kuvassa 8 on esitetty lohkokaavio kuormien taajuusriippuvuudelle. Kuormien taajuusriippuvuus on määritelty kuorman muutoksena suhteessa taajuuden muutokseen. Esimerkiksi 0,1 Hz pudotus taajuudessa johtaa kuorman laskuun 1 %:lla, kun kuorman taajuusriippuvuus on 1 %.

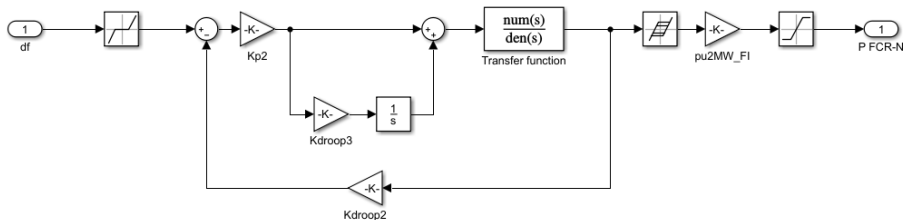


Kuva 9: Simulink-mallin FCR-D kuormien lohkokkaavio.

Kuvassa 9 esitetään lohkokkaavio FCR-D reservien kulutuskohteiden osuudelle. Lohko on muodostettu 25% portaille FCR-D kuormien irrotusta, jotka vastaavat taajuuden muutokseen 0,1 Hz välein 49,8 Hz:stä 49,5 Hz:iin. Kaaviossa on pois komentoituna askel, jota ei käytetty työssä.



Kuva 10: Simulink-mallin FCR-D vesivoiman lohkokkaavio.



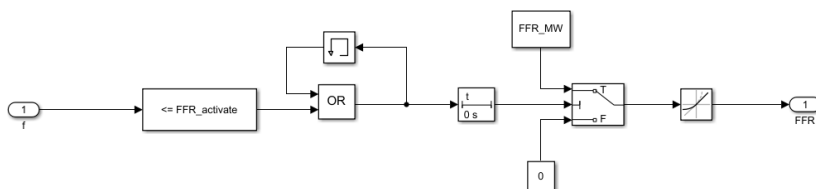
Kuva 11: Simulink-mallin FCR-N vesivoiman lohkokaavio.

Kuvissa 10 ja 11 on FCR-D - sekä FCR-N -reservien voimalaitosten vaste. Lohkot simuloivat osallistuvien voimalaitosten vastetta taajuuden muutokseen nimellistajuudesta.



Kuva 12: Simulink-mallin aFRR:n lohkokaavio.

Kuvassa 12 on aFRR -reservin lohkokaavio, joka simuloi aFRR-vastetta taajuuden muutokseen nimellistajuudesta.



Kuva 13: Simulink-mallin FFR:n lohkokaavio.

Kuvassa 13 on FFR -reservin lohkokaavio, joka simuloi FFR:n vastetta taajuuden arvoon. Simulaatiomallissa on oletettu, että kaikki FFR-reserviin osallistuvat yksiköt ovat valinneet aktivointitaajuudeksi 49,6 Hz, jolloin aktivointiaika on yksi sekunti. Tämä oletus tehtiin simulaatiomallin yksinkertaistamiseksi. Simulaatiotuloksia vertailtiin myös FFR:n muilla aktivointivaihtoehdoilla taulukon 4 mukaisesti, mutta tulokset eivät muuttuneet merkittävästi.

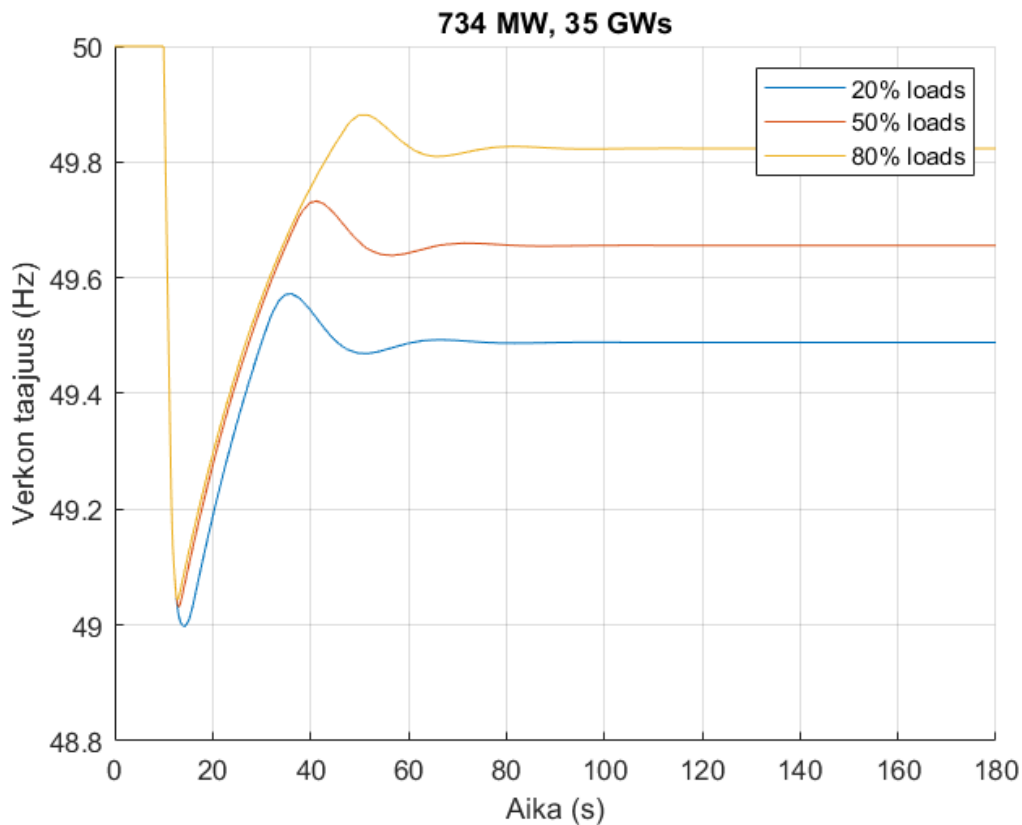
## 5 Tulokset

Tässä osiossa käsitellään työssä saatuja tuloksia, joissa tutkittiin Suomen sähköjärjestelmää saarekekäytössä. Työssä keskityttiin tutkimaan sähköjärjestelmän käyttäytymistä häiriön hetkellä sekä sähköjärjestelmän eri ominaisuuksien vaikutusta häiriön aiheuttamaan taajuuskuoppaan ja siitä palautumiseen. Simulaatioissa valittiin eri tilanteita, joissa valittiin arvot Suomen saarekealueen inertialle, generaattoreiden statiikalle, kuormien taajuusriippuvuudelle sekä taajuuden aloitusarvolle ja reservien saatavuudelle. Tämän jälkeen RAC-yhteyden tuontia iteroitiin simulaatioissa niin, että Suomen saarekkeen taajuusminimiksi saatiin 49,0 Hz.

Tuloksissa ensiksi käsitellään simulaatioista kerättyjä kuvaajia taajuuden käyttäytymisestä häiriön hetkellä ja sen jälkeen, ja kuvaajia verrataan toisiinsa. Kuvaajien käsittelyn jälkeen tuloksista on koostettu taulukko, jossa arvioidaan muuttujien, kuten alkutaajuuden, häiriön suuruuden, generaattoreiden statiikan ja voimajärjestelmän inertian vaikutusta taajuuden käyttäytymiseen häiriötilanteessa. Generaattoreiden statiikka on määritelty voimalaitoksen tuottaman pätötehon suhteelliseksi muutokseksi verrattuna taajuuden muutokseen. Simulaatiomallissa statiikka toteutettiin statiikan käänteisarvon eli säätövoimakkuuden kautta. Koska FCR-D koostuu sekä vesivoimalaitoksista että kuormista, on kuvaajissa piirrettynä kolme eri käyrää riippuen kuormien osuudesta FCR-D -reservissä.

Reservien määrässä simulaatioihin valittiin taajuusohjattuun käyttöreserviin 80 MW, taajuusohjattuun häiriöreserviin 250 MW, nopeaan taajuusreserviin 15 MW, taajuudenhallintareserviin 20 MW sekä Estlink 2 -yhteyden EPC -häätätehonsäätöön 400 MW. Arvot valittiin vastaamaan keskiarvoa viime vuosilta Suomen alueella. Simulaatioihin valitut inertian arvot 35 GWs, 60 GWs ja 85 GWs valittiin, jotta saataisiin laaja kuva Suomen sähköjärjestelmän käyttäytymisestä eri inertian arvoilla. Inertian arvo viime vuosina on ollut keskimäärin 35 GWs, ja 60 GWs on ollut käytännön huippuarvo. 85 GWs inertian arvo on teoreettinen arvo maksimi-inertialle Suomen saarekkeessa. Valitut arvot generaattoreiden statiikalle valittiin myös ole-massaolevien arvojen perusteella. Statiikan arvo on yleisimmillään välillä 2-12 %/Hz ja suositusarvo 4 %/Hz [11]. Kuormien taajuusriippuvuuden arvosta ei ole tarkkaa tietoa, mutta mallissa käytetään oletusarvona 0,5 %/Hz ja 1 %/Hz arvoja, vastaten aiempaa mallia pohjoismaisesta sähköverkosta [37].

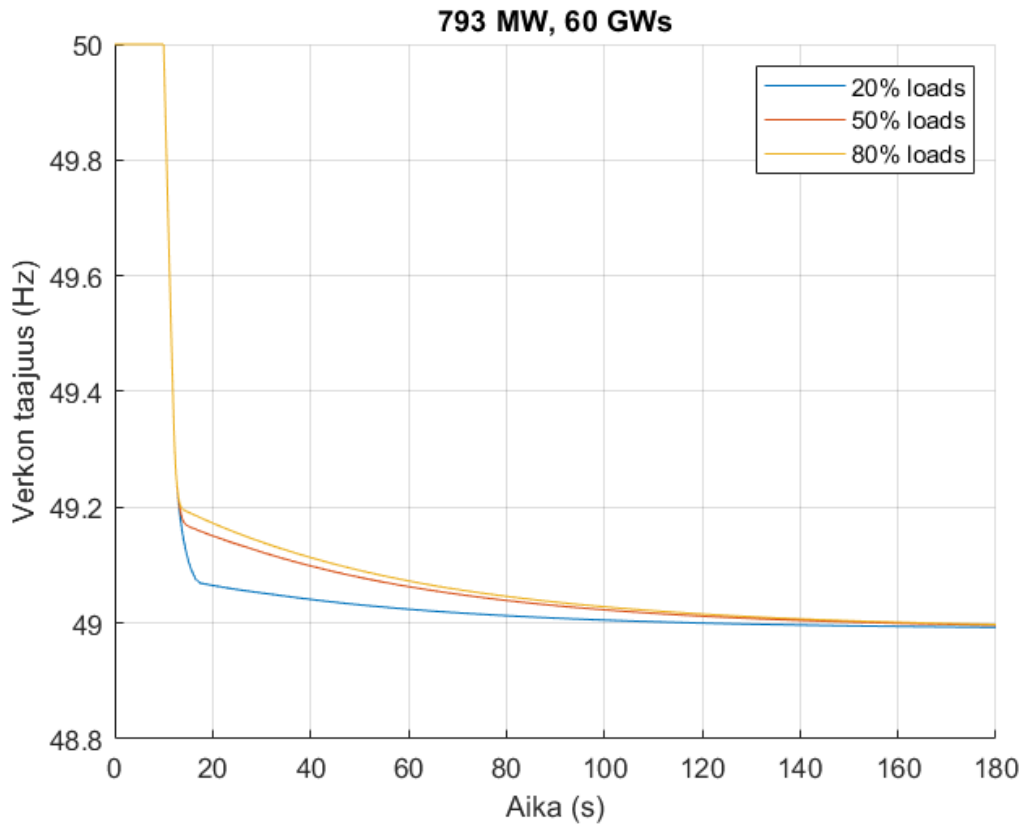




Kuva 14: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 734 MW ja Suomen inertia 35 GWs.

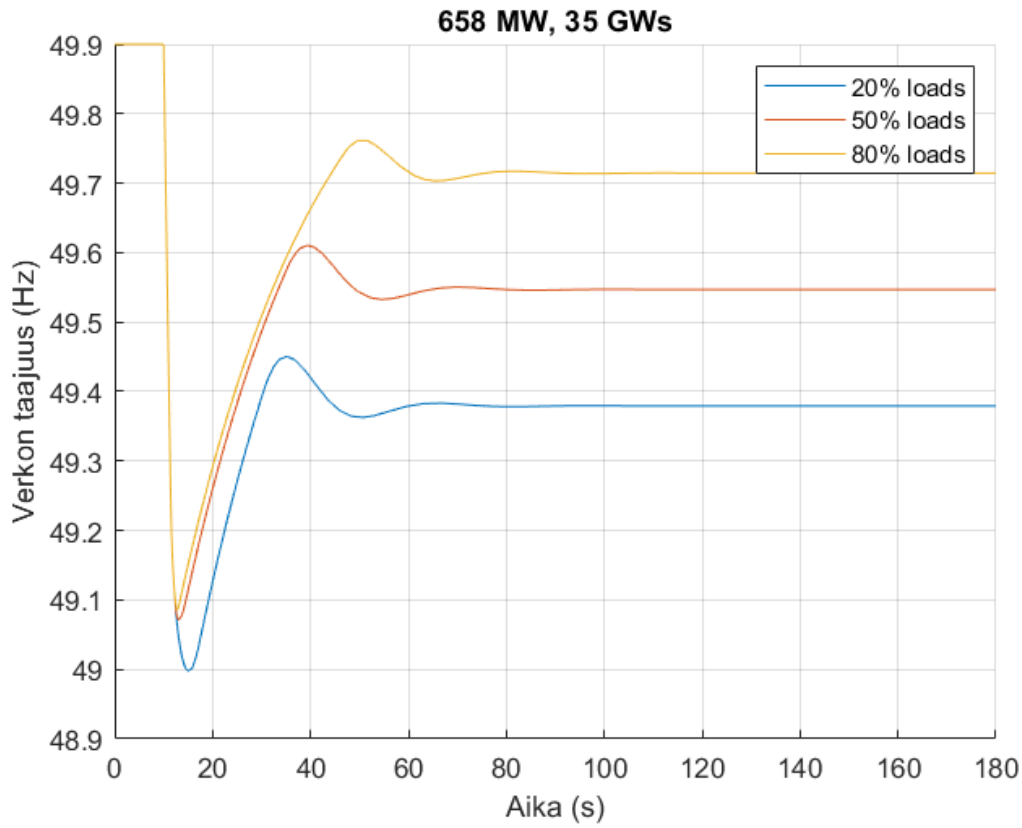
Kuvissa 14, 15, 16 ja 17 sekä liitteen A kuvissa A2 ja A3 on simulaatiomallissa poissa käytöstä FRR - reservityyppi ja aktivoituna EstLink 2 -yhteyden hätätehoon-säätö EPC. Kuvassa 14 on nähtävissä tilanne, jossa siirto RAC-yhteydessä häiriön hetkellä on 734 MW ja inertia Suomen sähköjärjestelmässä on 35 GWs.

Kuvaajasta voi nähdä, kuinka taajuus saavuttaa arvon 49,0 Hz, ennen kuin taajuus rupeaa palautumaan reservien vaikutuksesta. Taajuus ei saavuta häiriötä edeltävää tilaa vaan asettuu alemmalle tasolle. Alhaisen inertian vaikutus näkyy taajuuden muutosnopeudessa, joka on nopeampi kuin suuremman inertian tilanteissa. Tässä tilanteessa noin minuutin jälkeen taajuus on saavuttanut uuden tasapainoarvon. Tilanteessa huomattavaa on, kuinka FCR-D reservin kuorman osuus vaikuttaa uuden tasapainotaajuuden arvoon. Eri kuormien osuuden vaikutus oletettavasti johtuu kuormien nopeasta irtikytkeytymisestä, jonka jälkeen ne pysyvät aktivoituna simulaatioajan aikana. Tästä johtuen suuremmalla FCR-D -reservin irtikytkeytyvän kuorman osuudella myös taajuus jää korkeammalle tasolle pienentyneen kuorman takia.



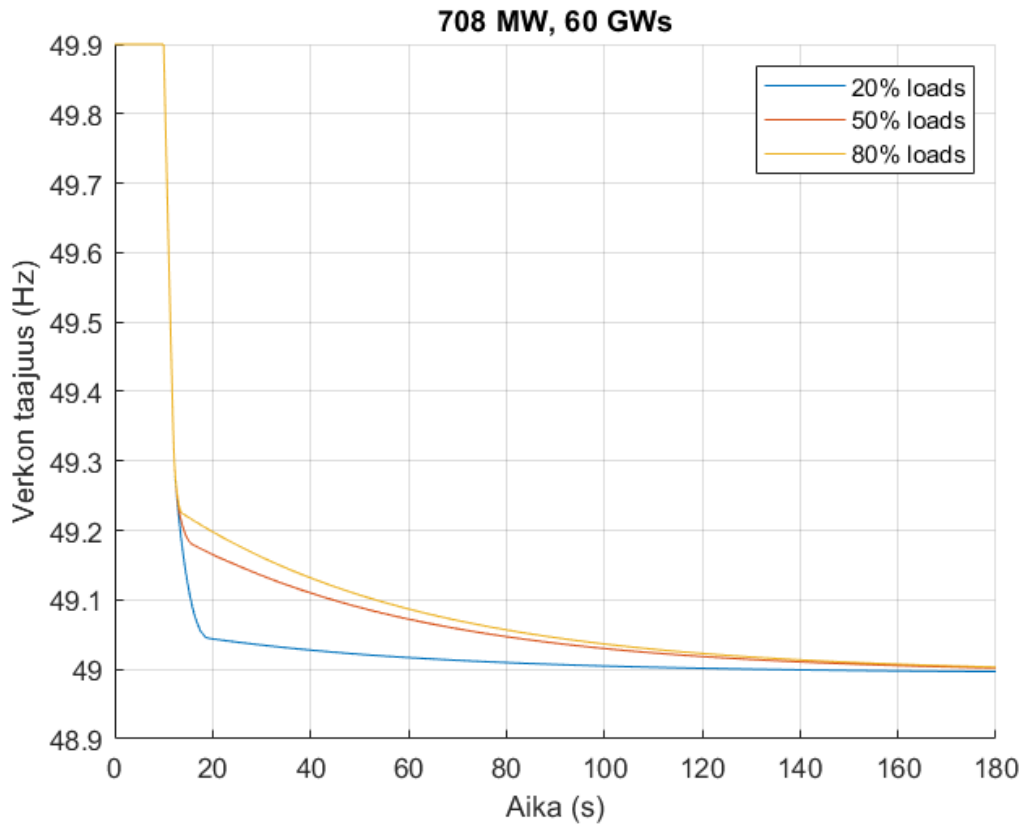
Kuva 15: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 793 MW ja Suomen inertia 60 GWs.

Kuvaajassa 15 Suomen sähköjärjestelmän inertia on 60 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 793 MW. Verrattuna tilanteeseen kuvaajassa 14, taajuus asettuu matalammalle tasolle, noin 49,0 Hz:n alueelle. Tässä tapauksessa taajuus ei saavuta uutta tasapainoarvoa yhtä nopeasti kuin pienemmän inertian tilanteessa eikä taajuskuoppa ole yhtä jyrkkä. Taajuuden matalamman tasapainoarvon oletetaan johtuvan suuremmasta siirrosta RAC-yhteydellä, jolle ei löydy korvaavaa tuotantoa. Kuvaajassa A1 on reservien tehovaste kuvaajan 15 tilanteelle. Kuvaajasta nähdään, kuinka kaikki reservit ovat aktivoituneet koko kapasiteetiltaan.



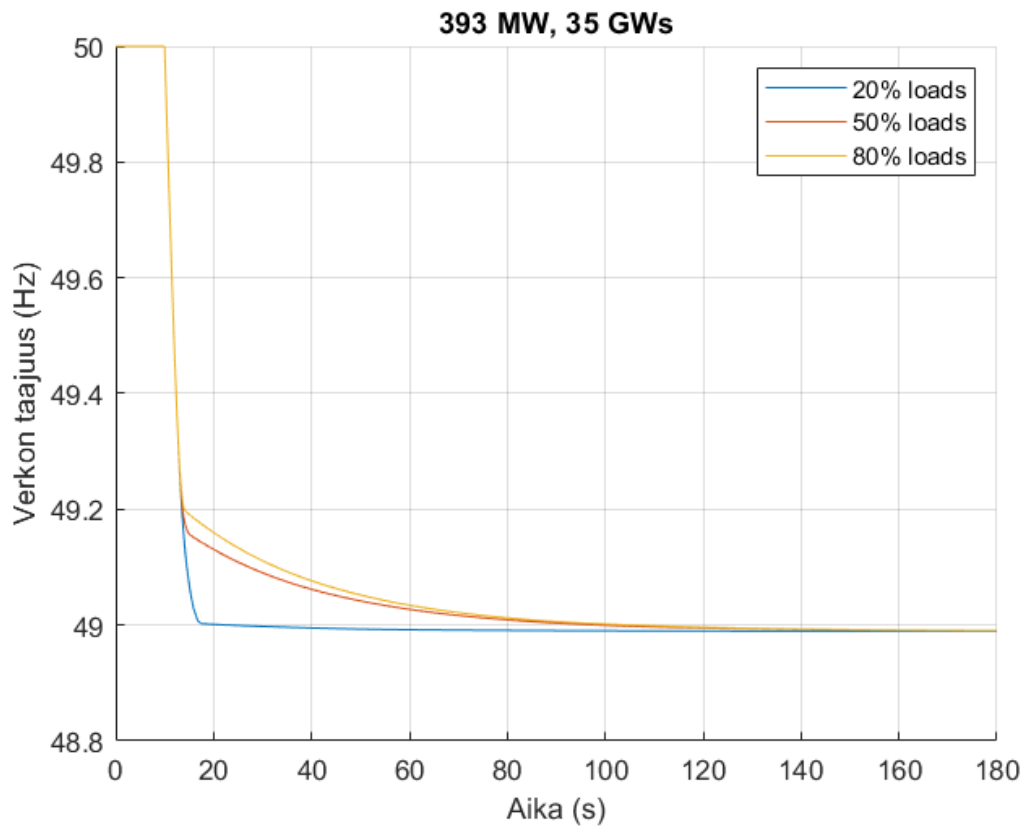
Kuva 16: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun alkutaajuus 49,9 Hz, menetetty siirto 658 MW ja Suomen inertia 35 GWs.

Kuvaajissa 16 ja 17 sekä liitteen A kuvassa A3 on oletettu pessimistisempi tilanne, jossa Suomen alueen taajuus on jo normaalikäytön alarajalla 49,9 Hz:ssä ja FCR-N reservit jo aktivoitu. Tällaisessa tilanteessa on RAC-siirron suuruus oltava pienempi, jotta Suomen sähköverkon taajuus pysyy 49,0 Hz yläpuolella. Kuvaajassa 16 RAC-yhteyden siirto on 658 MW ja Suomen inertia 35 GWs häiriön hetkellä. Tilanteessa ennen häiriötä FCR-N reservit on jo käytetty ja taajuus on normaalikäytön alarajalla 49,9 Hz:ssä. Häiriön myötä taajuus käy 49,0 Hz:ssä, mutta sen jälkeen palautuu 49,5 Hz alueelle. Pienen inertian vaikutus näkyy taajuuden muutosnopeudessa, mutta on silti hitaampi kuin tilanteessa, jossa FCR-N on saatavilla. Tämän voidaan olettaa johtuvan siitä, että säätökykyisiä reservejä on vähemmän käytettävissä.



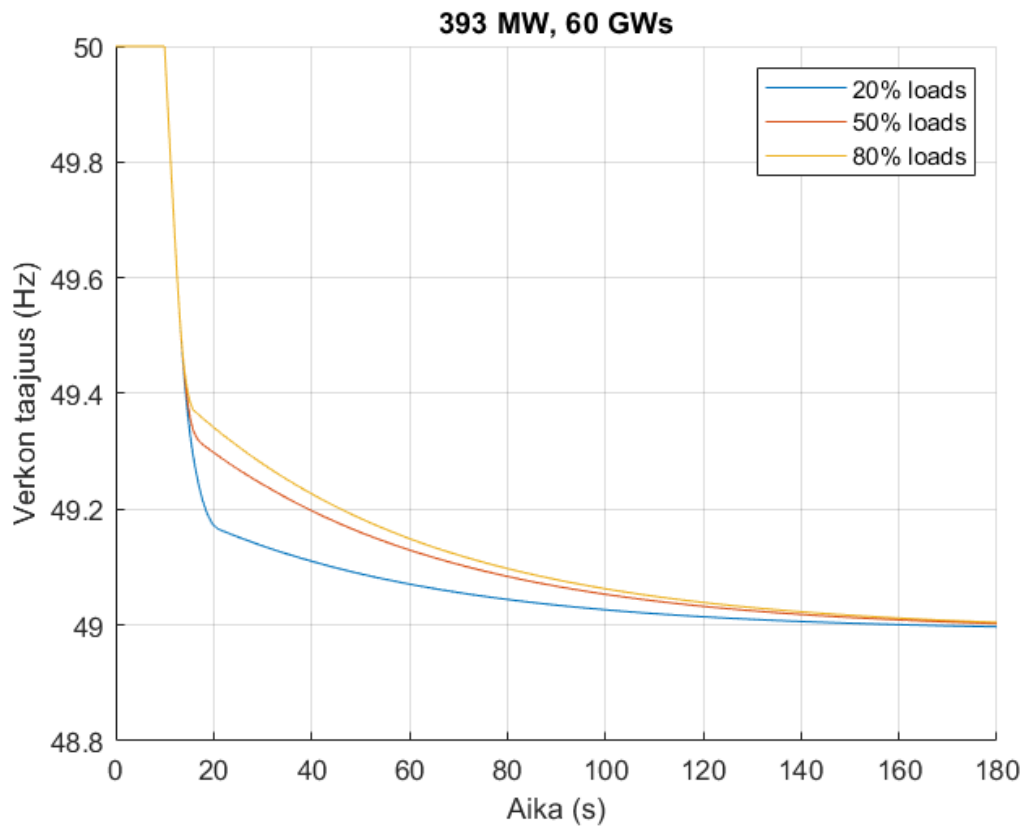
Kuva 17: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun alkutaajuus 49,9 Hz, menetetty siirto 708 MW ja Suomen inertia 60 GWs.

Kuvaajassa 17 Suomen sähköjärjestelmän inertia on 60 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 708 MW. Tilanteessa ennen häiriötä FCR-N reservit on jo käytetty ja taajuus on normaalikäytön alarajalla 49,9 Hz:ssä. Verrattuna tilanteeseen kuvaajassa 14, ei taajuus onnistu palautumaan häiriön jälkeen, vaan asettuu noin 49,0 Hz alueelle. Taajuuden asettumisnopeus vastaa aiempia tilanteita samalla inertialla ja käyrä on samanmuotoinen.



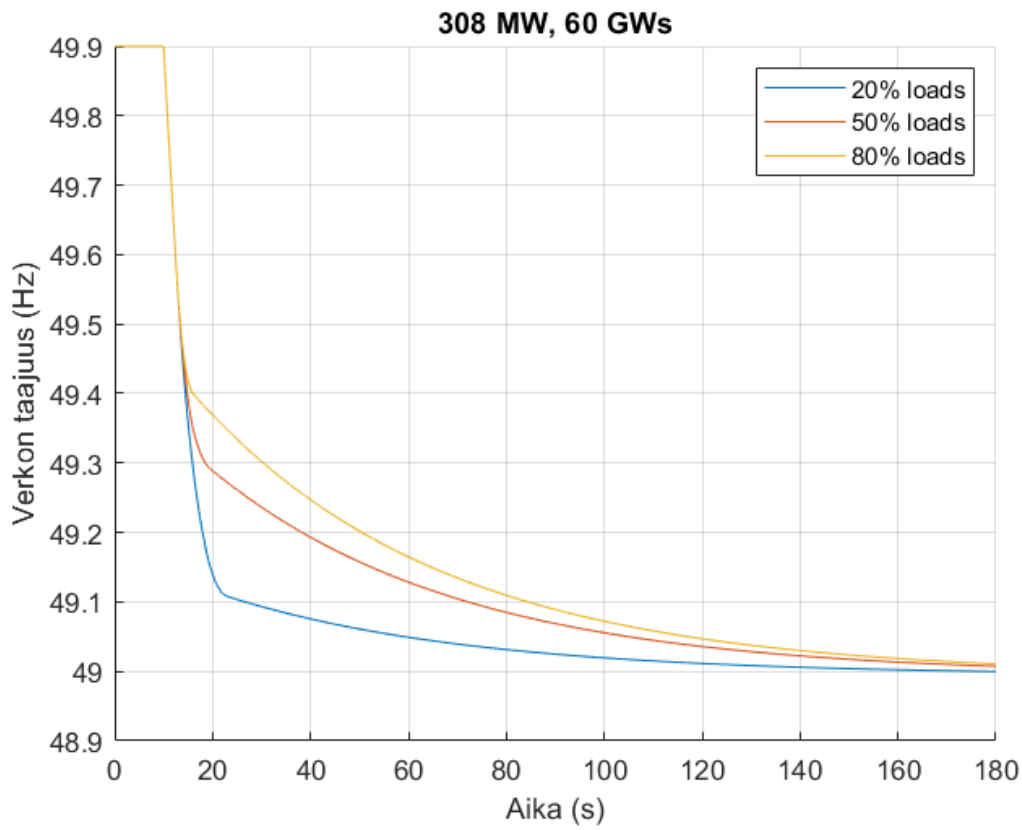
Kuva 18: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 393 MW ja Suomen inertia 35 GWs.

Kuvaajan 18 simulaatiossa Suomen sähköjärjestelmän inertia on 35 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 393 MW eikä Estlink 2 - yhteyden hätätehonsäätö EPC ole käytettävissä. Tässä tapauksessa RAC-yhteyden menetettävissä oleva maksimisiirto niin, että taajuus pysyy 49 Hz:ssä tai yli, on pienempi, ja taajuus asettuu 49 Hz alueelle. Inertian vaikutuksesta taajuus asettuu melko nopeasti.



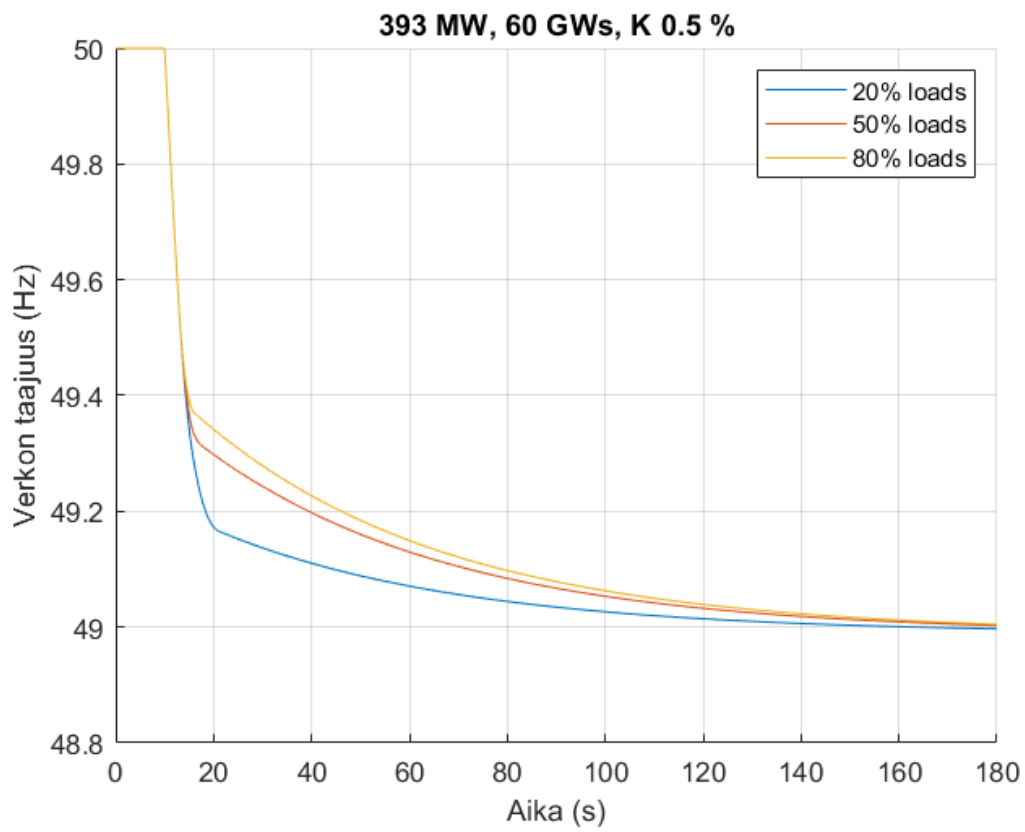
Kuva 19: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 393 MW ja Suomen inertia 60 GWs.

Kuvaajassa 19 Suomen sähköjärjestelmän inertia on 60 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 393 MW eikä Estlink 2 EPC ole käytössä. Verrattuna kuvaajaan 18 inertia määrä näkyy taajuuskäyrän muodossa, joka on loivempi sekä taajuusmuutoksen nopeudessa. Inertia ei kuitenkaan vaikuta RAC-yhteyden maksimisiirron määrään.



Kuva 20: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun alkutaajuus 49.9 Hz, menetetty siirto 308 MW ja Suomen inertia 60 GWs.

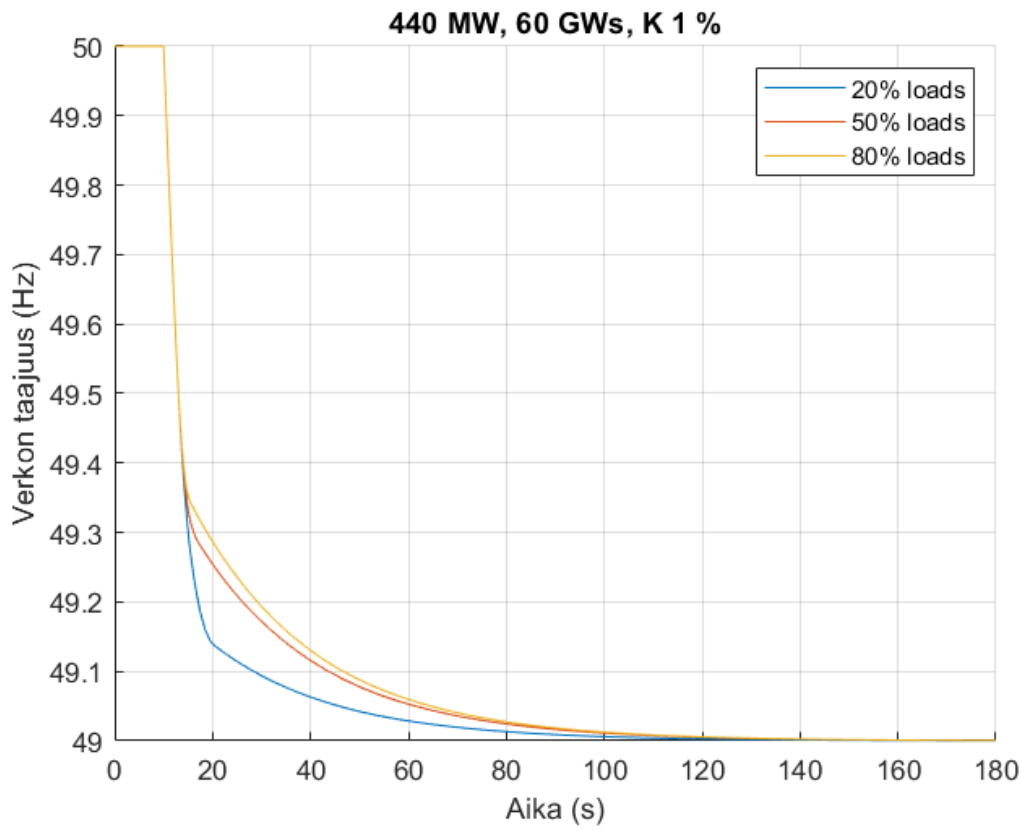
Kuvaajassa 20 Suomen sähköjärjestelmän inertia on 60 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 308 MW. Ennen häiriötä FCR-N reservit on jo käytetty ja taajuus on normaalikäytön alarajalla 49,9 Hz:ssä. Taajuuden asettuminen vastaa muita tilanteita, joissa inertia on 60 GWs. Alhaisemman aloitustaajuuden sekä jo käytettyjen reservien vaikutus näkyy alhaisempana maksimisiirron määränä.



Kuva 21: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 393 MW, Suomen inertia 60 GWs ja kuormien taajuusriippuvuus 0,5 %/Hz.

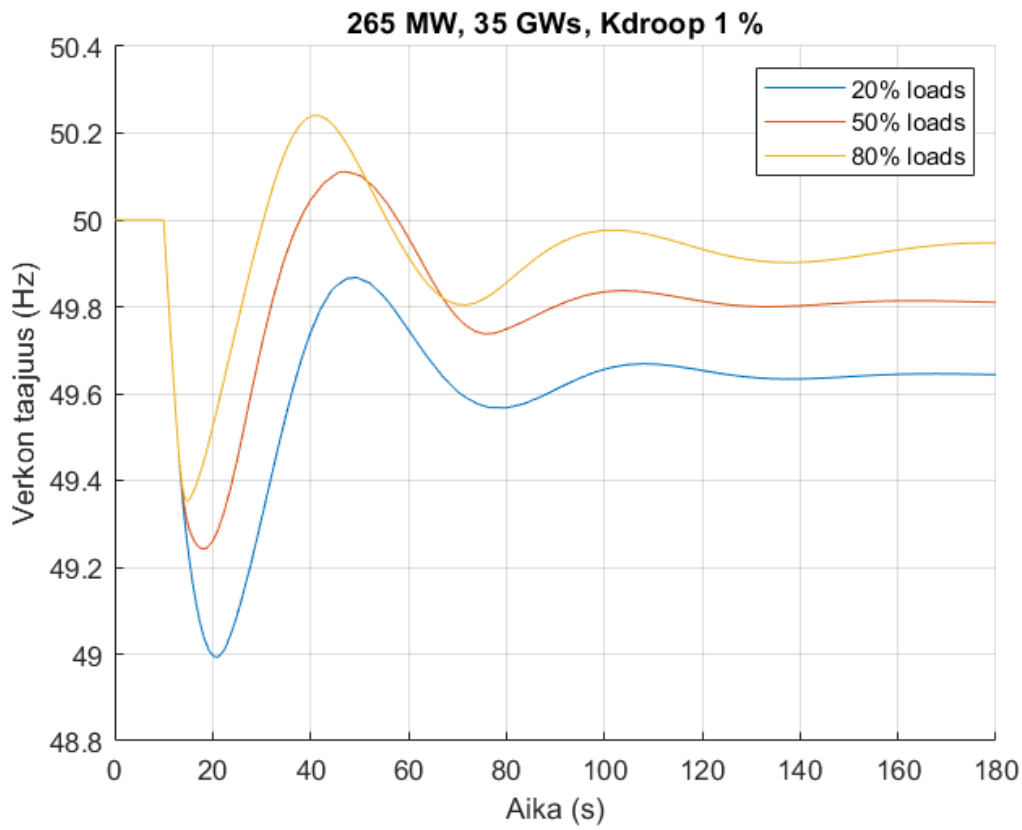
Kuvaajassa 21 Suomen sähköjärjestelmän inertia 60 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 393 MW. Lisäksi kuormien taajuusriippuvuus on 0,5 %/Hz. Tämä kuvaaja vastaa perustilannetta 60 GWs inertialla taulukossa 5.





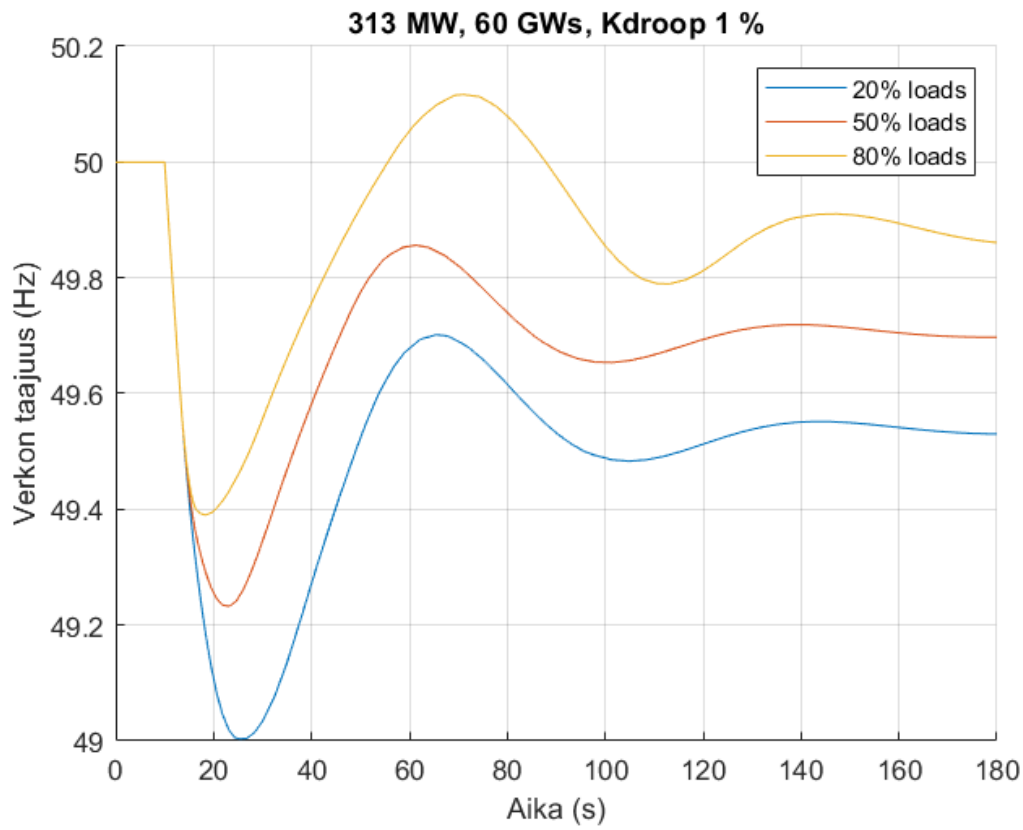
Kuva 22: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 440 MW, Suomen inertia 60 GWs ja kuormien taajuusriippuvuus 1 %/Hz.

Kuvaajassa 22 Suomen sähköjärjestelmän inertia on 60 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 440 MW. Lisäksi kuormien taajuusriippuvuus on 1 %/Hz. Verrattuna tilanteeseen, jossa kuormien taajuusriippuvuus on 0,5 %, Suomen sähköjärjestelmä kestää paremmin yhteyden menetyksen, joka näkyy suurempana sallittavana RAC-yhteyden tuonnin menetyksenä. Kuorman taajuusriippuvuuden kasvu myös nopeuttaa taajuuden asettumisnopeutta.



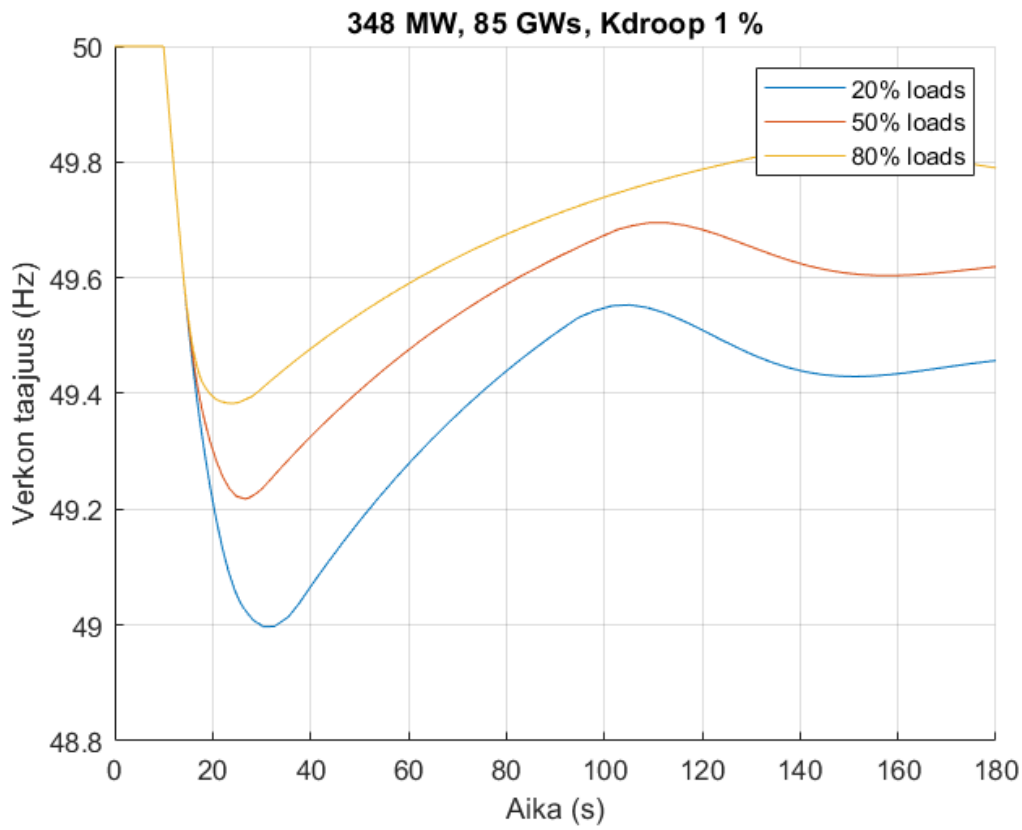
Kuva 23: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 265 MW, inertia 35 GWs ja generaattorien säätövoimakkuus 1 %/Hz.

Kuvaajassa 23 on inertian arvo 35 GWs, RAC-yhteyden siirto 265 MW sekä generaattorien säätövoimakkuus 1 %/Hz. Generaattorien säätövoimakkuuden pienen arvon sekä pienen inertian yhdistelmä johtaa taajuusheilahteluun sekä hetkellisiin ylitaajuuksiin, jonka jälkeen taajuus rupeaa asettumaan 50 Hz alapuolelle. Käytännön tilanteissa säätövoimakkuus on tyypillisesti suurempi kuin 1 %/Hz.



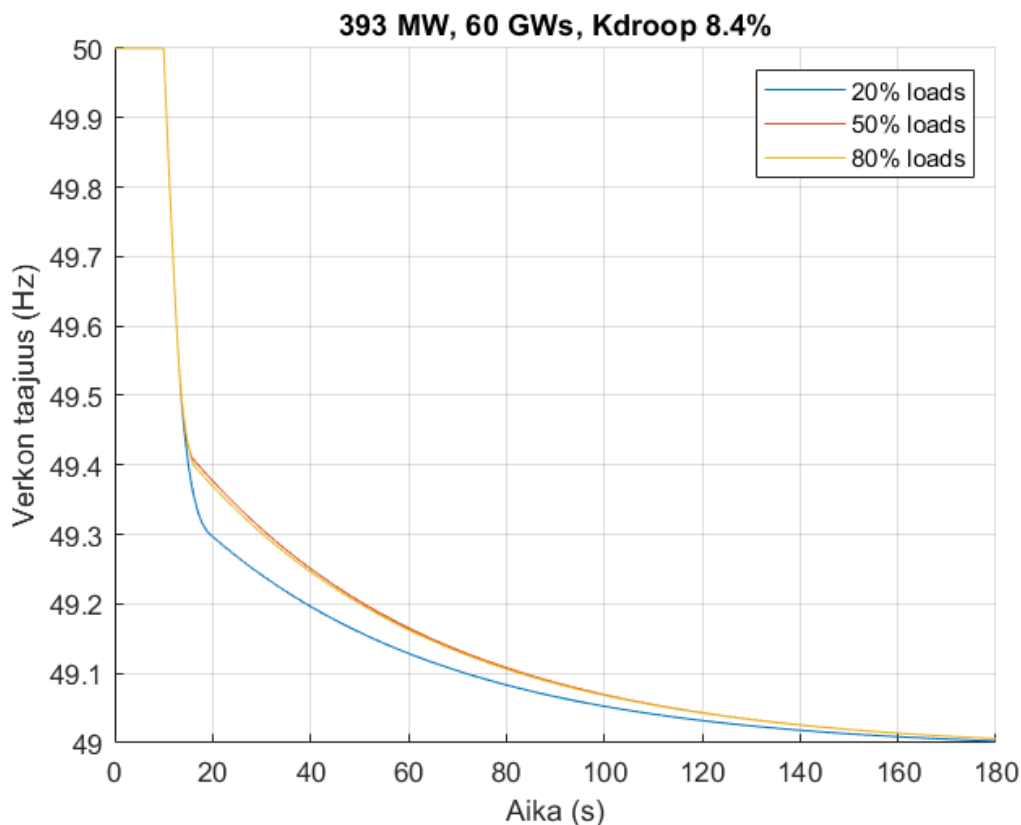
Kuva 24: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 313 MW, inertia 60 GWs ja generaattorien säätövoimakkuus 1 %/Hz.

Kuvaajassa 24 Suomen sähköjärjestelmän inertia on 60 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 313 MW. Lisäksi generaattorien säätövoimakkuus on 1 %/Hz. Verrattuna kuvaajaan 23, suuremman inertian vaikutus näkyy suuremmassa maksimisiirrossa RAC-yhteydellä sekä taajuuden heilahtelun pienenemisenä. Toisaalta inertian vaikutus näkyy myös hieman hitaammassa taajuuden asettumisessa uuteen tasapainoarvoon.



Kuva 25: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 348 MW, inertia 85 GWs ja generaattorien säätövoimakkuus 1 %/Hz.

Kuvaajassa 25 tilanne on sama kuin kuvaajissa 23 ja 24, mutta inertian arvo on 85 GWs. Verrattuna aiempiin kahteen kuvaajaan, kasvanut inertian arvo näkyy samalla tavalla. Maksimisiirto häiriön hetkellä RAC-yhteydellä on kasvanut ja taajuuden heilahtelu on pienentynyt. Myös taajuuden asettumisnopeus on hitaampi, vastaten kuvaajan 24 eroja kuvaajaan 23.



Kuva 26: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 393 MW, inertia 60 GWs ja generaattorien säätövoimakkuus 8,4 %/Hz.

Kuvaajassa 26 Suomen sähköjärjestelmän inertia on 60 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 393 MW. Lisäksi generaattorien säätövoimakkuus on 8,4 %/Hz. Säätövoimakkuuden muutos 4,2 %/Hz:stä 8,4 %/Hz:iin on ainoa ero verrattuna kuvaajan 21 tilanteeseen. Verrattaessa kuvaajia nähdään, että säätövoimakkuuden muutos näkyy taajuuden muutosnopeudessa, jossa säätövoimakkuuden kasvulla on hidastava vaikutus.

Taulukossa 5 on koottu simulaatiossa saatuja tuloksia siten, että taulukossa esitetään tilanteen ja inertian mukaan jaoteltuna suurin sallittava siirto RAC-yhteydellä niin, että taajuuskuoppa on alimmillaan 49,9 Hz.

Simulaatiotulosten perusteella havaitaan, että inertialla ei ole huomattavaa vaikutusta häiriön aiheuttaman taajuuskuopan suuruuteen, vaan inertia vaikuttaa lähinnä taajuuden uuden arvon asettumisnopeuteen. Tämä näkyy simulaatiotuloksissa, kun vertaillaan kaikissa tilanteissa inertian muutoksen vaikutusta taajuuskäyrän muotoon. Inertian vaikutus taajuuden asettumisarvoon on vähäinen ja suurempi vaikutus näkyykin taajuuden asettumisnopeudessa.

	Inertia 35 GWs	Inertia 60 GWs	Inertia 85 GWs
Perustilanne	393 MW	393 MW	393 MW
Kuorman taajuusriippuvuus 1 %/Hz	434 MW	440 MW	440 MW
Säätövoimakkuus 1 %/Hz	265 MW	313 MW	348 MW
Säätövoimakkuus 8,4 %/Hz	392 MW	393 MW	393 MW
FCR-N käytetty, taajuus 49,9 Hz	300 MW	308 MW	309 MW
Estlink 2 EPC käytössä	734 MW	793 MW	793 MW
EPC käytössä, FCR-N käytetty, taajuus 49,9 Hz	658 MW	708 MW	708 MW

Taulukko 5: Simulaatioiden tuloksia koostettuna, eri tilanteisiin jaettuna. Perustilanteessa generaattorien säätövoimakkuus on 4,2 %/Hz, kuormien taajuusriippuvuus 0,5 %/Hz, EPC ei käytössä ja muut reservit paitsi aFRR käytössä.

Tarkkailtaessa statiikkaa säätövoimakkuuden kautta, säätövoimakkuuden muutos 4,2 %/Hz:sta 1 %/Hz:iin aiheuttaa taajuuskuopan syvenemisen sekä laskee huomattavasti sallittavaa siirtoa. Säätövoimakkuuden muutos 8,4 %/Hz:iin ei kuitenkaan vaikuta RAC-yhteyden suurimpaan sallittavaan siirtoon, vaan sen vaikutus näkyy lievästi hitaampana taajuuden muutosnopeutena. Tästä tuloksesta voidaan päätellä, että statiikan suuri arvo hidastaa generaattorien pätötehontuotannon muutosta taajuuden muuttuessa, mikä huonontaa saareketilanteen taajuutta. Toisaalta statiikan arvon laskeminen suositusarvosta ei vaikuta merkittävästi.

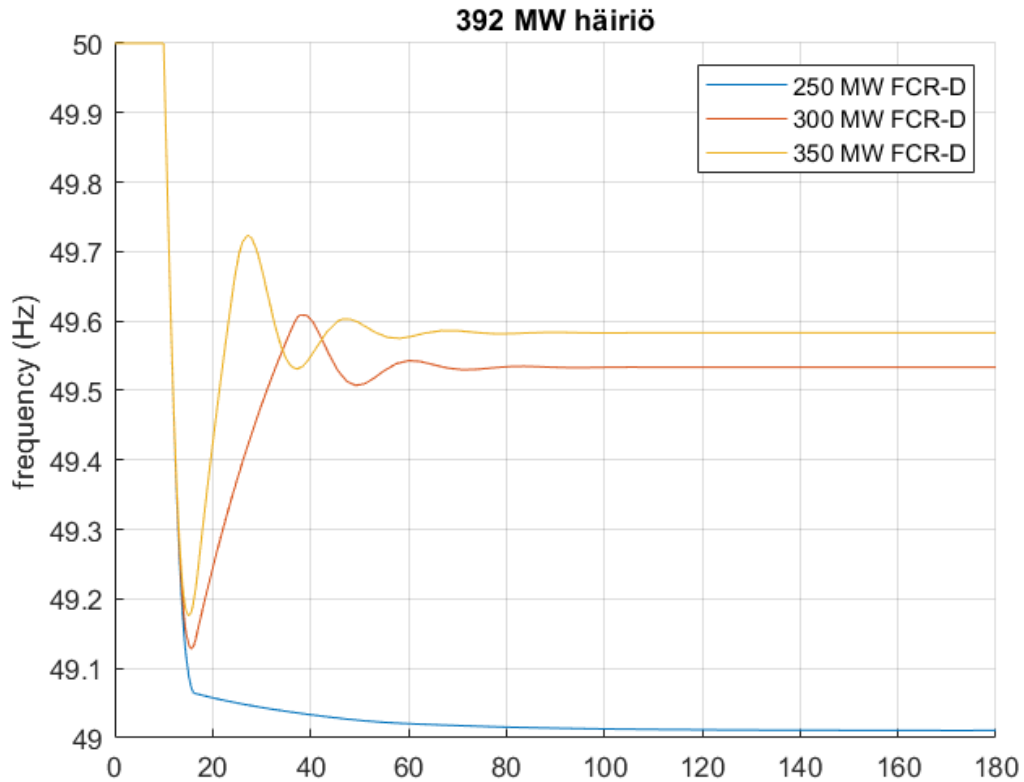
Kuormien taajuusriippuvuuden muutos 0,5 %/Hz:sta 1,0 %/Hz:iin johtaa suurempaan taajuuden arvoon häiriön jälkeen ja nopeampaan palautumiseen. Tämän voidaan olettaa johtuvan suuremmasta määrästä poistuvaa kuormaa taajuuden laskiessa.

Pessimistisessä tilanteessa, jossa taajuus ennen häiriötä on jo 49,9 Hz eli normaalikäytön alaraja sekä FCR-N jo käytetty, laskee menetetyin siirron maksimi-arvo 393 MW:stä 313 MW:iin. Kun Estlink 2:n EPC on käytössä, on menetetyin siirron maksimi-arvo noin 777 MW ja pessimistisessä tilanteessa noin 697 MW.

Työssä myös tarkasteltiin Suomen sähköjärjestelmän käytön ehtoja nykyisillä taajuusreserveillä. Tätä varten iteroitiin häiriön suuruus, joka valituilla arvoilla laskee taajuuden Suomen saarekealueella 49,0 Hz:iin. Tämä vastaa mitoitusperiaatetta, jonka mukaan yksittäisen sähköntuotantoyksikön tai HVDC-yhteyden menetys ei saa johtaa taajuuden putoamiseen alle 49,0 Hz:in tason.

Kuvaajassa 27 on simuloituna tilanne, jossa Suomen saarekealueella tapahtuu häiriö, joka poistaa 392 MW tuotantoa. Kuvaajan tilanteessa kaikki reservit paitsi aFRR ovat käytössä, Suomen sähköjärjestelmän inertia on 35 GWs, tuotanto ja kulutus ovat aluksi tasapainossa 10000 MW tasolla ja taajuus on 50 Hz nimellistaajuudessa. Kuormien taajuusriippuvuus on 0,5 %/Hz sekä generaattoreiden säätövoimakkuus 4,2 %/Hz, vastaten nykytilannetta. Reserveistä nopeaa taajuusreserviä on 15 MW ja taajuusohjattua käyttöreserviä on 80 MW. Vertailun vuoksi kuvaajassa on piirrettynä kolme käyrää esittämässä taajuusohjatun häiriöreservin mahdollisia eri tasoja

häiriötilanteessa.



Kuva 27: Kuvaaja Suomen sähköjärjestelmän taajuudesta, kun saareketilanteessa tapahtuu häiriö ja tuotantoa menetetään 392 MW.

Kuvaajasta 27 nähdään, kuinka tuotantoa poistava häiriö Suomen saarekealueella aiheuttaa taajuuden putoamisen 50 Hz nimellistaajuudesta 49 Hz:iin. Lisäämällä korvaavaa tuotantoa FCR-D:n kautta voidaan nostaa sekä taajuuden alinta arvoa että sen uutta tasapainoarvoa.

## 6 Johtopäätökset

Tämän työn tavoitteena oli selvittää nykyisillä käytössä olevilla reserveilla Suomen sähköjärjestelmän käyttäytymistä saareketilanteessa, keskittyen alkutilanteeseen saarekkeen syntyessä. Alkutilanteen lisäksi tutkittiin häiriötä saareketilanteen aikana. Työ toteutettiin tutkimalla nykyistä Suomen sähköjärjestelmän tilannetta, kuten reserveja, yhteyksiä sekä tuotannon ja kulutuksen tasapainoa. Työssä myös pohjustettiin tarvittavat taustatiedot tilanteen ymmärtämiseen. Saareketilanteen simulointiin työssä käytettiin Simulinkillä toteutettua mallia Suomen sähköjärjestelmästä saarekkeena, jossa tutkittiin eri tilanteita ja niiden vaikutusta saareketilanteeseen.

Simulaatiotuloksissa keskityttiin tutkimaan tiettyjen parametrien, kuten Suomen sähköjärjestelmän inertian, generaattoreiden statiikan, kuormien taajuusriippuvuuden, sekä käytettävissä olevien reservien vaikutusta saareketilanteeseen. Generaattorien statiikkaa tarkasteltiin säätövoimakkuuden avulla. Tuloksissa havaittiin, kuinka sähköjärjestelmän inertian suurin vaikutus on taajuuden muutosnopeudessa häiriötilanteessa. Inertia ei kuitenkaan vaikuta merkittävästi suurimpaan siirtoon RAC-yhteydellä, mikä voidaan menettää ilman, että taajuus laskee alle 49,0 Hz:n. Säätövoimakkuuden kasvun vaikutus oli melko vähäinen, se hidasti lievästi taajuuden muutosnopeutta, mutta ei vaikuttanut suurimpaan sallittavaan siirtoon. Säätövoimakkuuden pieneneminen sitä vastoin laskee menetety siirron kestettävää maksimiarvoa, ja nopeuttaa taajuuden muutosta. Pienimmällä työssä tutkitulla inertialla tämä myös näkyy huomattavana taajuuden värähtelynä häiriön jälkeen. Kuormien taajuusriippuvuuden kasvattaminen nostaa taajuuden asettumisarvoa häiriön jälkeen ja nopeuttaa palautumista taajuuden alimmasta arvosta.

Saareketilanteen aikana tapahtuvaan häiriöön perehdyttiin tutkimalla reservien määrän vaikutusta. Tuloksissa havaittiin kuinka tilanteessa, jossa inertian ollessa 35 GWs, kuormien taajuusriippuvuuden 0,5 %/Hz, generaattoreiden säätövoimakkuuden 4,2 %/Hz, taajuusohjatun käyttöreservin 80 MW, nopean taajuusreservin 15 MW, taajuudenhallintareservin 20 MW ja taajuusohjatun häiriöreservin 250 MW, noin 400 MW suuruinen häiriö johti taajuuden laskuun 50 Hz nimellistaajuudesta 49,0 Hz:iin. Taajuusohjatun häiriöreservin määrän lisäämisellä oli suora vaikutus taajuuteen, nostaen sitä lähemmäs nimellistaajuutta. Tästä tuloksesta voidaan muodostaa suuntaa-antava käsitys reservien ja voimalaitosten käytölle saareketilanteessa. Koska yksittäinen vika tuotantolaitoksessa tai HVDC-yhteydellä ei saa laskea sähköjärjestelmän taajuutta alle 49,0 Hz:in, täytyy joko reservien määrää kasvattaa tai suurimpien voimalaitosten tehoa rajoittaa niin, että korvaavaa tuotantoa löytyy mitoittavaa vikaa vastaava määrä.

### 6.1 Luotettavuus ja jatkotutkimukset

Tulosten luotettavuuden arvioinnin osalta simulaatiomallissa on simuloitu tärkeimmät Suomen sähköjärjestelmän osat, kuten eri reservityypit, kuorman taajuusriippuvuus,



inertia sekä kuorman hätäirroitus. Simulaatiomallia, johon tämä työ pohjautuu, on myös verrattu todellisiin tilanteisiin, joista tulokset ovat olleet samanlaisia. Tulosten tarkkuutta olisi voinut lisätä tarkemmalla mallinnuksella, esimerkiksi FFR-reservien aktivointinopeuden jakauman osalta. Tämän ei kuitenkaan odoteta vaikuttavan merkittävästi tulosten luotettavuuteen. Tuloksia on käsitelty diplomityön tekijän lisäksi ohjausryhmä, mikä lisää diplomityön tulosten luotettavuutta. Työn tulokset ovat myös linjassa teoriaosiossa käsiteltyjen aiempien tutkimusten kanssa muun muassa inertian taajuusmuutosta hidastavien vaikutusten sekä taajuusstabiliteetin osalta. Kokonaisuutena voidaan siis todeta, että diplomityön tulokset ovat luotettavia ja antavat todenmukaista tietoa tutkittavasta aiheesta.

Tämän työn toteutuksen ulkopuolelle jäi FCR-D reservien uudistuvat tekniset vaatimukset, sillä niiden tarkemmat tiedot eivät ehtineet valmistua tämän diplomityön aikana. Jatkotarkasteluissa Suomen saareketilanteessa olisi kannattavaa muodostaa malli, jossa uudet tekniset vaatimukset on huomioitu, ja verrata uusien vaatimusten pohjalta tehtyjen simulaatioiden tuloksia tässä työssä saatuihin tuloksiin. Vertailun avulla voitaisiin muodostaa käsitys uusien vaatimusten vaikutuksesta Suomen sähköjärjestelmän saarekekäyttöön. Toinen jatkokehityksen kohde voisi olla syvempi tarkastelu voimalaitosten käytölle ja reservien mitoittamiselle saareketilanteessa. Tarkempi käsittely reservien mitoittamiselle ja voimalaitosten tehon rajoittamiselle voisi parantaa suosituksia sekä ohjeistuksia saarekekäytölle enemmän, kuin mitä tämän diplomityön puitteissa voidaan antaa.

Kolmantena jatkotutkimuksen kohteena voisi olla tutkimus tuulivoimaloiden osuuden vaikutuksesta inertiaan ja sitä kautta saareketilanteeseen. Aurinko- ja tuulivoiman osuus sähkön tuotannosta lisääntyy tulevaisuudessa, mikä tuo mukanaan omia haasteita. Tällä hetkellä tuulivoimalat eivät kykene tuottamaan inertiaa sähköverkkoon, koska ne on yhdistetty taajuusmuuttajien kautta verkkoon, ja niiden tuotanto-osuuden lisääntyessä inertian määrä Suomen sähköverkossa voi tulevaisuudessa laskea. Tämän takia olisi hyvä muodostaa tarkempi käsitys Suomen alueella olevista tuulivoimaloista ja niiden toiminnasta saareketilanteessa.

## Viitteet

- [1] Fingrid, “Suomen sähköjärjestelmä,” 2020. [Verkkosivu; Viitattu 19.08.2020]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/suomen-sahkojarjestelma/>.
- [2] ENTSO-E, “Nordic Balancing Philosophy,” 2016. [Verkkodokumentti; Viitattu 19.08.2020]. Saatavilla: [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic\\_Balancing\\_Philosophy\\_160616\\_Final\\_external.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_Balancing_Philosophy_160616_Final_external.pdf).
- [3] Fingrid, “Pohjoismainen sähköjärjestelmä ja liittynät muihin järjestelmiin,” 2020. [Verkkosivu; Viitattu 19.08.2020]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/pohjoismainen-sahkojarjestelma-ja-liitynnat-muihin-jarjestelmiin/>.
- [4] Fingrid, “Fingridin sähkösiirtoverkko,” 2020. [Verkkosivu; Viitattu 19.08.2020]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/fingridin-sahkonsiirtoverkko/>.
- [5] J. Elovaara and L. Haarla, “Sähköverkot I: Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta,” *Helsinki: Otatieto*, 2011.
- [6] Fingrid, “Kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpito,” 2020. [Verkkosivu; Viitattu 20.10.2020]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/kulutuksen-ja-tuotannon-tasapainon-yllapito/#taajuusmittausdata>.
- [7] Energiavirasto, “Sähkön toimitusvarmuus vuonna 2020,” 2020. [Verkkodokumentti; Viitattu 22.01.2021]. Saatavilla: [Sähkön toimitusvarmuus vuonna 2020](#).
- [8] M. Eremia and M. Shahidehpour, *Handbook of electrical power system dynamics: modeling, stability, and control*, vol. 92. John Wiley & Sons, 2013.
- [9] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*, vol. 7. McGraw-hill New York, 1994.
- [10] L. Saarinen, *The frequency of the frequency: on hydropower and grid frequency control*. PhD thesis, Acta Universitatis Upsaliensis, 2017.
- [11] Fingrid, “Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2018,” 2020. [Verkkodokumentti; Viitattu 04.01.2021]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttvarma-sahkonsiirto/vjv2018.pdf>.
- [12] Fingrid, “Automaattisten ali- ja ylitaajuussuojajärjestelmien toteutus Suomessa,” 2020. [Verkkodokumentti; Viitattu 20.01.2021]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/tiedotteet/ajankohtaista/automaattisten-ali--ja-ylitaajuussuojajarjestelmien-toteutus-suomessa-...pdf>.

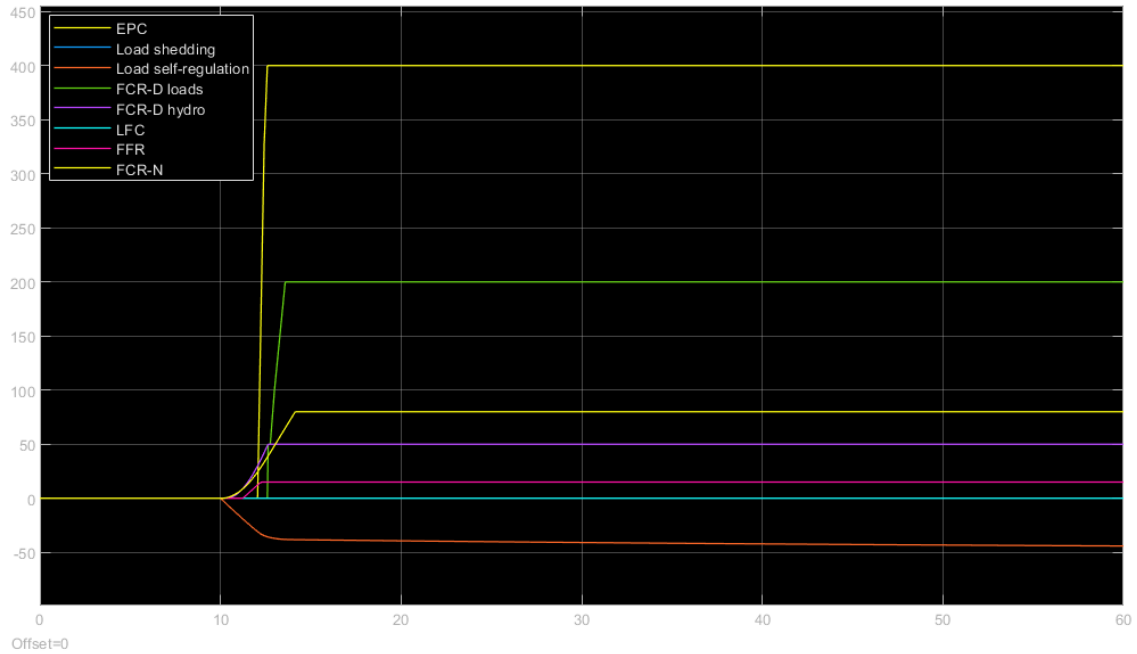
- [13] T. Nuotio, “Magneettikentän mittaaminen suurjännitteisen tasasähkökaapelin tarkassa vianpaikannuksessa,” Master’s thesis, Aalto-yliopisto, 2019.
- [14] J. Elovaara and L. Haarla, “Sähköverkot II: Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet,” *Helsinki: Otatieto*, 2011.
- [15] Y. Murata, K. Abe, M. Suizu, S. Mashio, O. Matsunaga, S. Asai, and S. Katakai, “HVDC XLPE cable systems applicable for higher temperature and polarity reversal operation,” in *8th International Conference on Insulated Power Cables (Jicable), B*, vol. 4, 2011.
- [16] T. Ingemansson, T. Kiiveri, H. Nurminen, B. Pääjärvi, and K. Danielsson, “New Fenno-Skan 2 HVDC pole with an upgrade of the existing Fenno-Skan 1 pole,” *CIGRE, Paris*, 2012.
- [17] M. Aro, J. Elovaara, M. Karttunen, K. Nousiainen, and V. Palva, “Suurjännitetechniikka,” in *Otatieto 568*, Otatieto, 2003.
- [18] Fingrid, “Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2017-2027,” 2020. [Verkkosivu; Viitattu 18.11.2020]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/kantaverkon-kehittamissuunnitelma-2017-2027.pdf>.
- [19] Fingrid, “Kantaverkko kehittyy - Fenno-Skan 2 -tasasähköyhteys,” 2020. [Verkkosivu; Viitattu 18.11.2020]. Saatavilla: [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/julkaisut/fennoskan\\_esite\\_suomi\\_low.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/julkaisut/fennoskan_esite_suomi_low.pdf).
- [20] L. Ronström, M. Hoffstein, R. Pajo, and M. Lahtinen, “The estlink hvdc light transmission system,” in *Proc. CIGRE Regional Meeting on Security and Reliability of Electric Power Systems, Tallinn, Estonia*, 2007.
- [21] T. Rauhala, M. Laasonen, and J. Kilter, “Smooth coordination and management of impact of estlink 2 transmission testing on electricity markets, power system operations and system technical performance,” *CIGRE B4-103, Paryż*, 2016.
- [22] ENTSO-E, “Nordic and Baltic HVDC Utilisation and Unavailability Statistics 2015-2019,” 2016-2020. [Verkkosivu; Viitattu 19.11.2020]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/sahkon-siirtovarmuus/raportit/#pohjoismainen-vika--ja-hairiotilasto>.
- [23] Energiateollisuus ry, “Energiavuosi 2015-2019,” 2016-2020. [Verkkosivu; Viitattu 19.11.2020]. Saatavilla: [https://energia.fi/files/4360/Sahkovuosi\\_2019\\_mediakuvat.pdf](https://energia.fi/files/4360/Sahkovuosi_2019_mediakuvat.pdf).
- [24] Fingrid, “Kolmas 400 kV AC-yhdysjohto Ruotsiin,” 2020. [Verkkosivu; Viitattu 19.11.2020]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi>.

[fi/kantaverkko/suunnittelu-ja-rakentaminen/rajayhteydet/kolmas-400-kv-ac-yhdysjohto-ruotsiin/](https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suunnittelu-ja-rakentaminen/rajayhteydet/kolmas-400-kv-ac-yhdysjohto-ruotsiin/).

- [25] Fingrid, “Käyttövarmuuden ylläpito,” 2020. [Verkkosivu; Viitattu 14.12.2020]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/kayttovarmuuden-yllapito/>.
- [26] J. Horne, D. Flynn, and T. Littler, “Frequency stability issues for islanded power systems,” in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, pp. 299–306, IEEE, 2004.
- [27] Fingrid, “Kuinka osallistua reservimarkkinoille,” 2020. [Verkkosivu; Viitattu 19.08.2020]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/kuinka-osallistua-reservimarkkinoille/>.
- [28] Fingrid, “Reservimarkkinat,” 2020. [Verkkodokumentti; Viitattu 04.01.2021]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/#reservivelvoitteet-ja-hankintakanavat>.
- [29] Fingrid, “Reservipäivä 2020 - Avaus ja katsaus reservihankintaan,” 2020. [Verkkodokumentti; Viitattu 19.01.2021]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/ajankohtaista-tapahtumat/reservipaiva-2020/reservipaiva-2020-avaus-ja-ajankohtaiskatsaus.pdf>.
- [30] Fingrid, “Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi,” 2020. [Verkkosivu; Viitattu 04.01.2021]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/taajuusohjattu-kaytto--ja-hairioreservi/>.
- [31] Fingrid, “Automaattinen taajuudenhallintareservi,” 2020. [Verkkosivu; Viitattu 04.01.2021]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/automaattinen-taajuudenhallintareservi/>.
- [32] Fingrid, “Automaattisen taajuudenhallintareservin sovellusohje,” 2020. [Verkkodokumentti; Viitattu 04.01.2021]. Saatavilla: [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/automaattisen-taajuudenhallintareservin-sovellusohje\\_2019.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/automaattisen-taajuudenhallintareservin-sovellusohje_2019.pdf).
- [33] Fingrid, “Säätösähkö- ja säätökapasiteettimarkkinat,” 2020. [Verkkodokumentti; Viitattu 04.01.2021]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/saatosahko--ja-saatokapasiteettimarkkinat/>.
- [34] Fingrid, “Ehdot ja edellytykset manuaalisen taajuuden palautusreservin (mFRR) toimittajalle,” 2020. [Verkkodokumentti; Viitattu 04.01.2021]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/liite-1-reservitoimittajien-mfrr-ehdot-ja-edellytykset.pdf>.

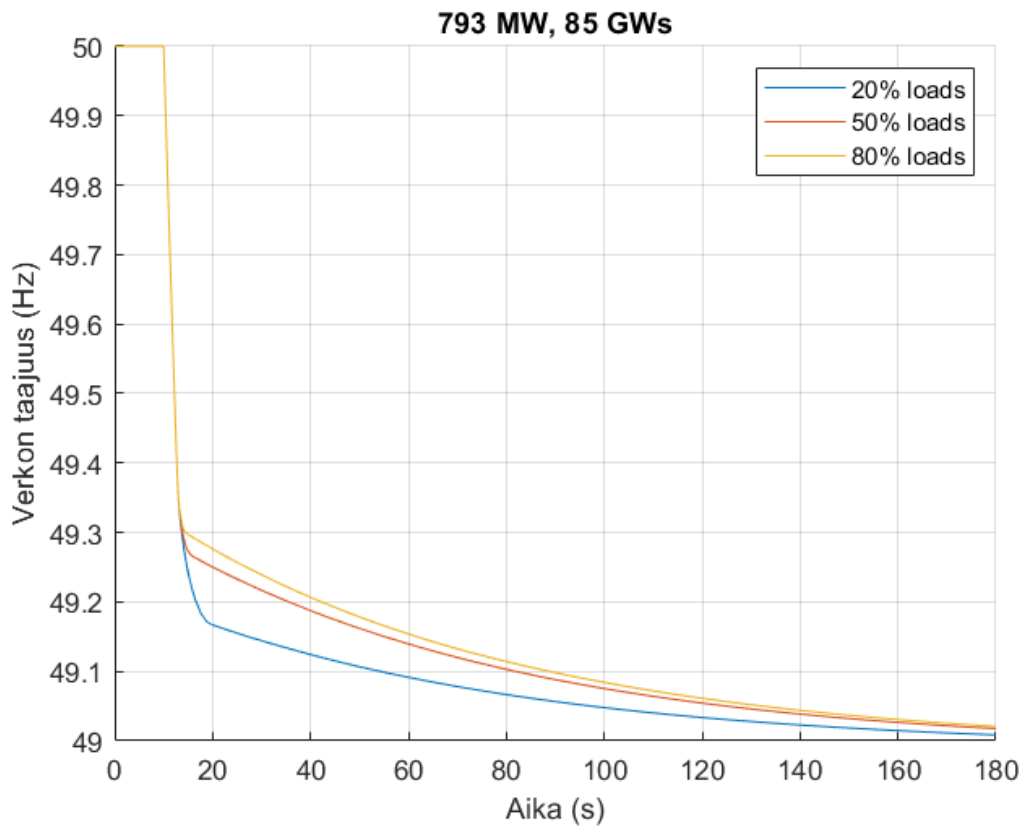
- [35] ENTSO-E, “Fast Frequency Reserve - Solution to the Nordic inertia challenge,” 2018. [Verkkodokumentti; Viitattu 28.09.2020]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/fast-frequency-reserve-solution-to-the-nordic-inertia-challenge.pdf>.
- [36] Fingrid, “Nopea taajuusreservi,” 2020. [Verkkosivu; Viitattu 04.01.2021]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/nopea-taajuusreservi/>.
- [37] E-Bridge Consulting GmbH, “Analysis & review of requirements for automatic reserves in the Nordic synchronous system,” 2011. Ei ulkoisessa jakelussa.

## A Simulaatitulosien liitteet



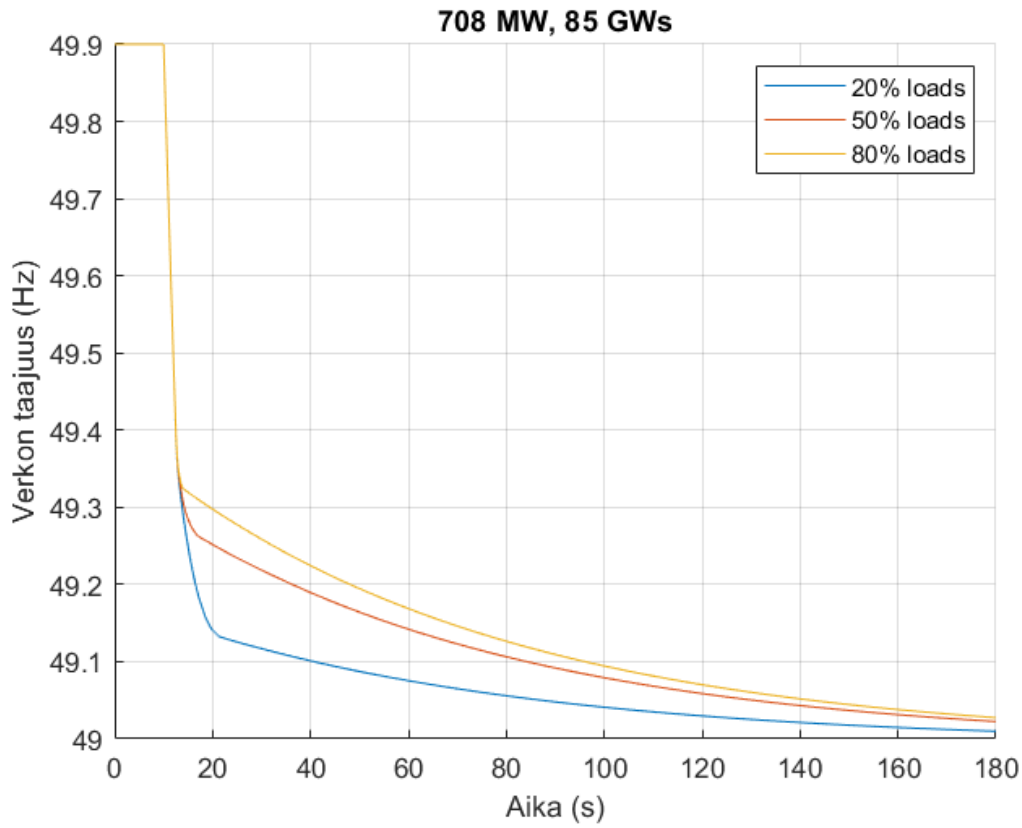
Kuva A1: Kuvaaja reservien tehovasteesta, kun menetetty siirto 793 MW ja Suomen inertia 60 GWs.

Kuvaajassa A1 on reservien vaste kuvaajan 15 häiriötilanteelle. Kuvaajasta nähdään, kuinka kaikki reservit aktivoituvat täysin. Täysi aktivoituminen tukee oletusta, että kuvaajan 15 tilanteessa taajuuden asettuminen alemmas kuin kuvaajassa 14 johtuu korvaavan tuotannon puutteesta.



Kuva A2: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 793 MW ja Suomen inertia 85 GWs.

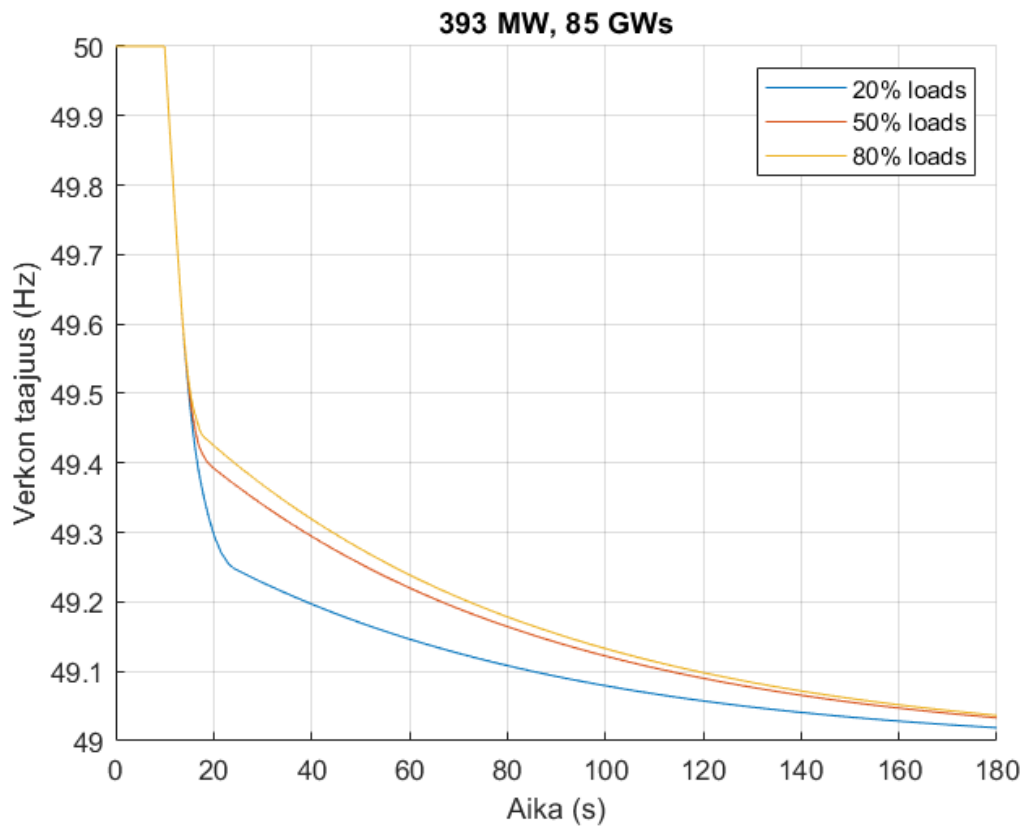
Kuvaajassa [A2](#) Suomen sähköjärjestelmän inertia on 85 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 793 MW. Tilanne on melko samanlainen kuin kuvaajassa [15](#), ja taajuus ei asetu korkeammalle tasolle. Suuremman inertian vaikutus näkyy taajuuden asettumisnopeudessa, mikä on hieman hitaampi.



Kuva A3: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun alkutaajuus 49.9 Hz, menetetty siirto 708 MW ja Suomen inertia 85 GWs.

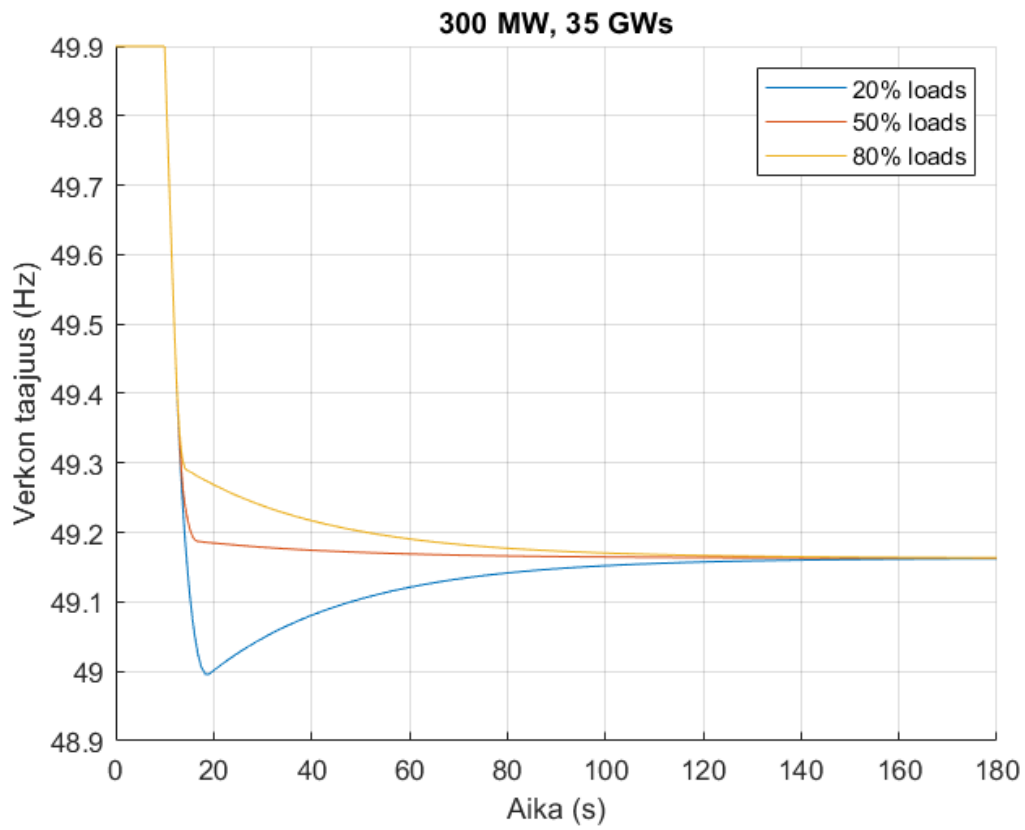
Kuvaajassa [A3](#) Suomen sähköjärjestelmän inertia on 85 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 708 MW. Tilanteessa ennen häiriötä, FCR-N reservit on jo käytetty ja taajuus normaalikäytön alarajalla 49,9 Hz:ssä. Verrattuna tilanteeseen kuvaajassa [14](#), ei taajuus onnistu palautumaan häiriön jälkeen, vaan asettuu noin 49 Hz alueelle. Taajuuden asettuminen käyttäytyy tässä tilanteessa samalla tavalla kuin aiemmissa saman inertian tilanteissa.





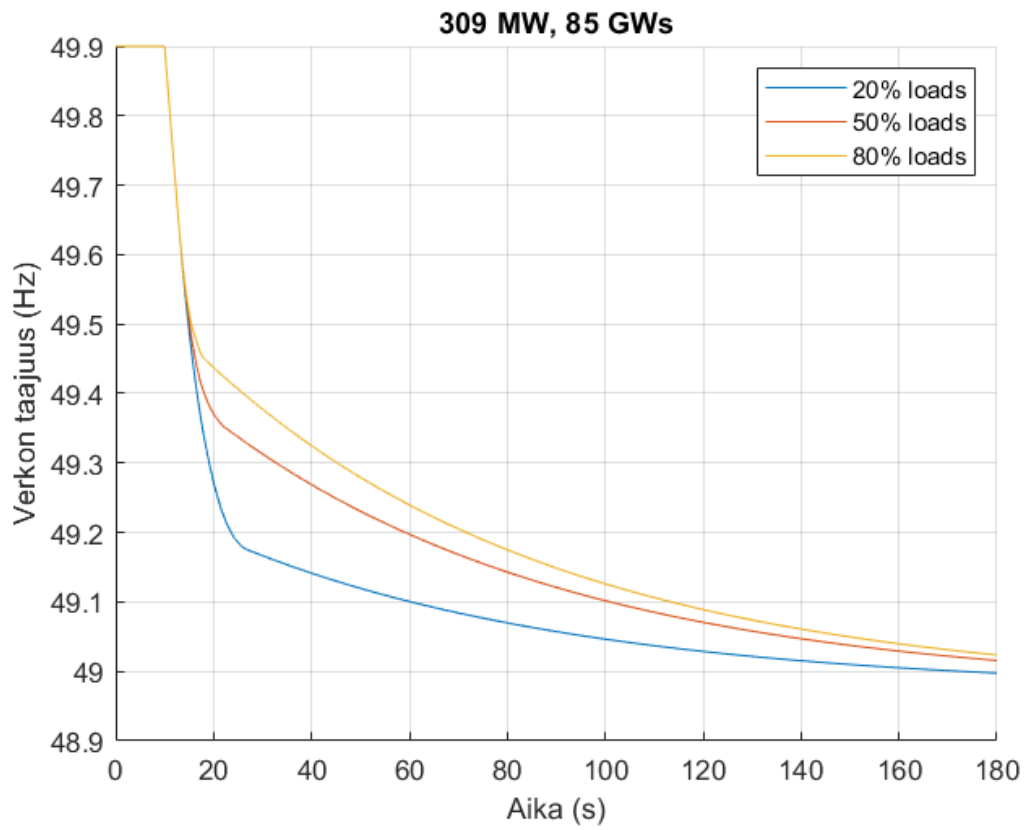
Kuva A4: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 393 MW ja Suomen inertia 85 GWs.

Kuvaajassa [A4](#) Suomen sähköjärjestelmän inertia on 85 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 393 MW ja Estlink 2 EPC ei ole käytössä. Kasvaneen inertian määrä näkyy taajuuskäyrän muodossa verrattuna kuvaajaan [19](#). Suuremman inertian vaikutus hidastaa taajuuden muutosnopeutta.



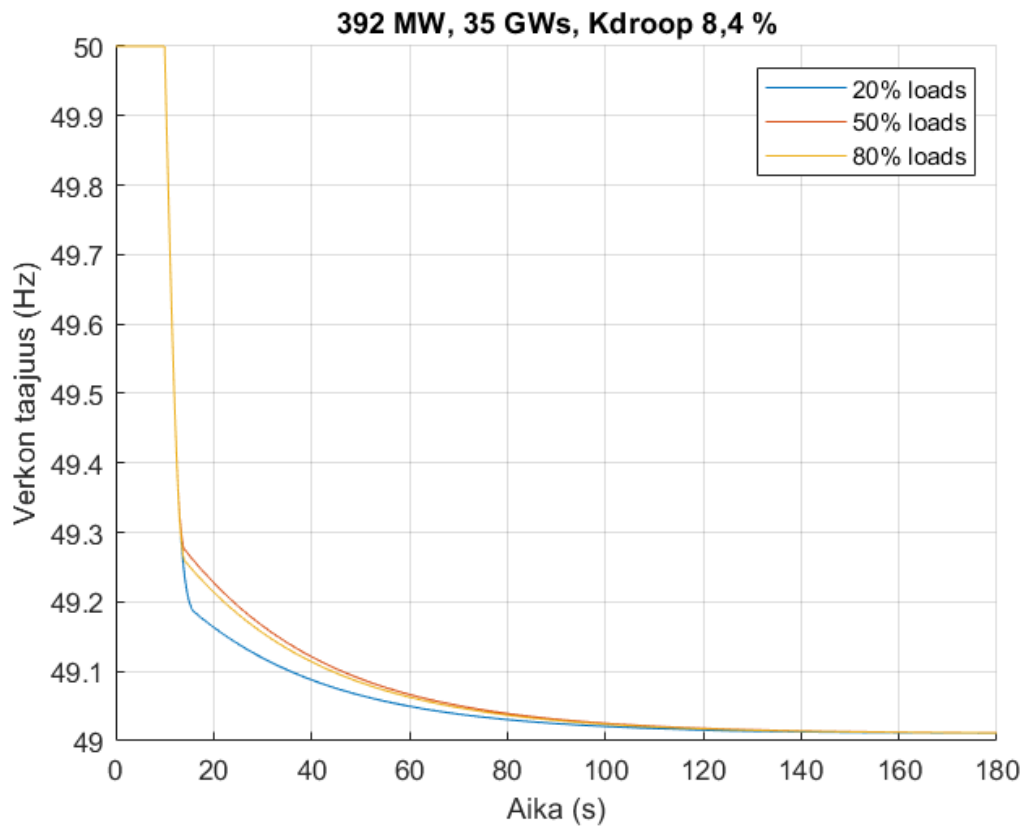
Kuva A5: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun alkutaajuus 49.9 Hz, menetetty siirto 300 MW ja Suomen inertia 35 GWs.

Kuvaajassa A5 Suomen sähköjärjestelmän inertia on 35 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 300 MW sekä Estlink2 EPC ei ole käytössä. Ennen häiriötä, on FCR-N reservit jo käytetty, sekä taajuuden arvo ennen häiriötä 49,9 Hz.

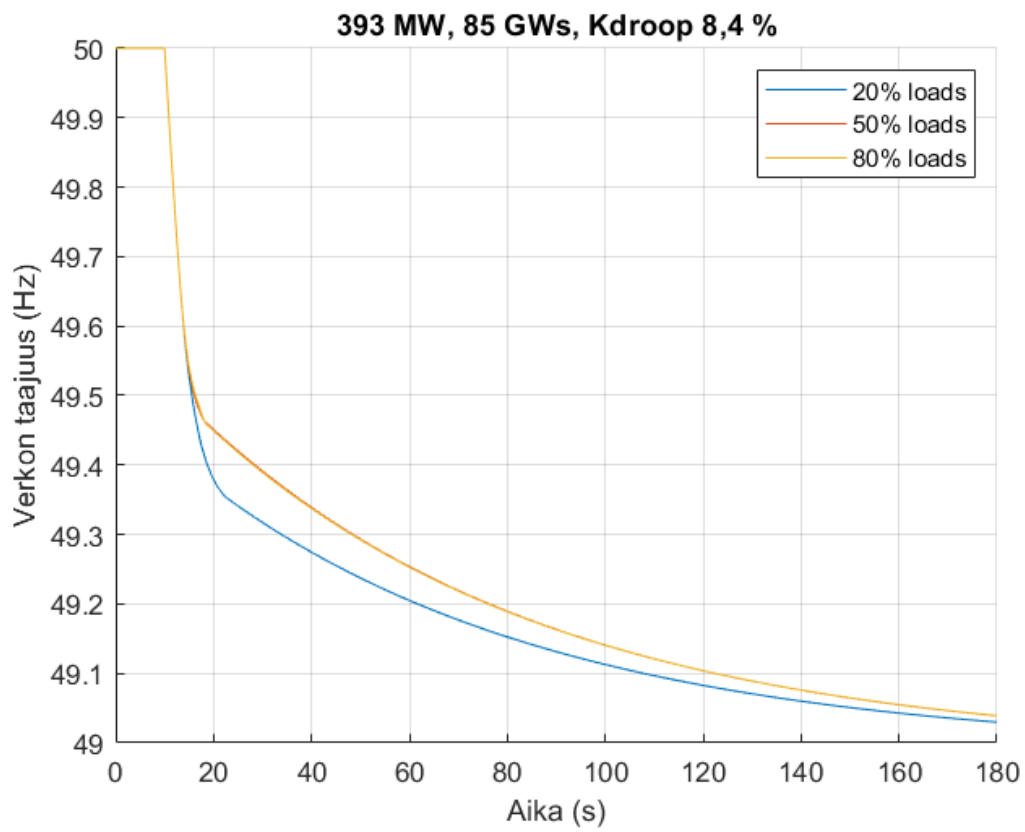


Kuva A6: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun alkutaajuus 49.9 Hz, menetetty siirto 309 MW ja Suomen inertia 85 GWs.

Kuvaajassa [A6](#) Suomen sähköjärjestelmän inertia on 85 GWs ja RAC-siirto häiriön hetkellä on 309 MW. Ennen häiriötä, on FCR-N reservit jo käytetty ja taajuus ennen häiriötä on 49,9 Hz:ssä.



Kuva A7: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 392 MW, inertia 35 GWs ja generaattorien säätövoimakkuus 8,4 %/Hz.



Kuva A8: Kuvaaja Suomen sähköverkon taajuusvasteesta, kun menetetty siirto 393 MW, inertia 85 GWs ja generaattorien säätövoimakkuus 8,4 %/Hz.