



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

MIKAEL WESTERBERG
JÄNNITESTABIILIUTEEN VAIKUTTAVAT TEKIJÄT SUOMEN
VOIMAJÄRJESTELMÄSSÄ

Diplomityö

Tarkastaja: professori Sami Repo
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 8. loka-
kuuta 2014

TIIVISTELMÄ

MIKAEL WESTERBERG: Jännitestabiiliuteen vaikuttavat tekijät Suomen voimajärjestelmässä

Tampereen teknillinen yliopisto

Diplomityö, 96 sivua, 6 liitesivua

Helmikuu 2015

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat

Tarkastaja: professori Sami Repo

Avainsanat: sähköverkot, jännitestabiilius, siirtokyky, Pohjoismainen voimajärjestelmä

Suomen kantaverkko on osa Pohjoismaista voimajärjestelmää, joka muodostaa oman synkronialueen. Suomen keskeisimmät yhteydet muihin maihin synkronialueen sisällä ovat Etelä-Suomen tasasähköyhteydet Ruotsiin sekä Pohjois-Suomen ja -Ruotsin väliset kaksi vaihtosähköyhteyttä. Suomen voimajärjestelmään liitetään lähivuosina paljon tuulivoimaa ja Olkiluodon kolmas ydinvoimala. Lisäksi kaksi muuta ydinvoimalaa on suunnitteilla.

Kantaverkko on mitoitettu N-1-periaatteen mukaisesti kestämään minkä tahansa yksittäisen komponentin irtoaminen verkosta ilman vika-alueen laajenemista. Mitoitukseen oleellisesti liittyvä siirtokyky on yleiskäsite ja koko voimajärjestelmän ominaisuus. Tekninen siirtokapasiteetti tarkoittaa siirtokyvyn maksimiarvoa, eli käytännössä suurinta siirrettävää tehoa tarkasteltavan verkon leikkauksen läpi niin, että verkon jännitteet ja virrat pysyvät sallituissa rajoissa myös mitoittavan vian jälkeen. Siirtokykyä rajoittavia tekijöitä ovat johtojen terminen kuormitettavuus ja stabiilius, joka voidaan jakaa jännite-, kulma- ja taajuusstabiiliuteen.

Tässä työssä tarkastellaan siirtokykyä vain jännitestabiiliuden näkökulmasta. Jännitestabiiliudella tarkoitetaan sitä, että verkon jännitteet palautuvat vian jälkeen lähelle ennen vikaa olleita arvojaan. Työssä lasketaan Suomen 400 kV:n verkon sähköasemien kiskojännitteitä suurimman tuotantoyksikön irtoamisen jälkeen. Simuloinneilla selvitetään, mitkä asiat vaikuttavat eniten jännitestabiiliuteen. Keskeisimmät tarkasteltavat asiat ovat suurimman tuotantoyksikön koon kasvu, tuulivoiman lisääntyminen ja kuormien jänniteriippuvuus.

Työn painopisteeksi on valittu tilanne, jossa sähköä tuodaan Ruotsista Suomeen. Simulointeja tehdään kolmena eri ajankohtana, joista jokaista tarkastellaan kolmessa eri käyttötilanteessa. Näin voidaan selvittää, mikä on verkon kehittymisen ja käyttötilanteen merkitys jännitestabiiliuden kannalta. Simuloinnit suoritetaan Siemens PTI:n PSS/E-verkostolaskentaohjelmalla ja Pohjoismaisella verkkomallilla. Jännitteitä lasketaan sekä tehonjako- että dynamiikkalaskennalla.

Simulointien tuloksista havaitaan selvästi käyttötilanteen vaikutus jännitteiden käyttäytymiseen. Jänniteheilahtelut ovat sitä syvempiä, mitä vähemmän generaattoreita on verkossa. Simulointien perusteella voidaan todeta myös, että suurimman tuotantoyksikön vaikutus verkon jännitteisiin on selvästi havaittavissa. Vastaavasti tuulivoimakapasiteetin merkittävä lisääntyminen heikentää jännitestabiiliutta. Lisäksi kuormien jänniteriippuvuudella voi olla tuulivoimaa suurempi vaikutus siihen, kuinka jännitestabiilius säilyy.

ABSTRACT

MIKAEL WESTERBERG: Factors affecting voltage stability in the Finnish power system

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 96 pages, 6 Appendix pages

February 2015

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

Major: Power Systems and Market

Examiner: Professor Sami Repo

Keywords: power grids, voltage stability, transfer capability, the Nordic power system

The Finnish power system is part of the synchronously interconnected Nordic power system. For Finland, the most important interconnections are the two AC-lines and two DC-links between Finland and Sweden. In the next ten years, there will be lots of new wind power plants and a new nuclear power plant in Finland. There are also two more nuclear power plants under consideration. This may change the behavior of the Finnish power system.

The N-1-criterion is used in the planning of the Finnish power system, which means that any component can be lost without the collapse of the whole system. Relating to planning, transfer capability is a feature of the whole power system and the maximum technical transfer capability is known as the total transfer capability. The pre-fault power transfer must be kept low enough that after the dimensioning fault voltages and currents will be within limits. Factors affecting transfer capability are the thermal loadings of the transmission lines and stability, which can be divided into voltage, angle and frequency stability.

In this thesis transfer capability is observed from the perspective of voltage stability. Voltage stability means that the voltages in the power system are high enough also after the fault. In this thesis, the voltages of the Finnish 400 kV grid are observed after the trip of the biggest production unit. Simulations were carried out in order to study, which are the main factors affecting the voltage stability. For example, the capacity of the biggest production unit, amount of the wind power plants and the voltage dependency of the loads are studied.

In all the simulations made in this thesis, power is transferred from Sweden to Finland. The simulations consist of a scenario with three different years and each one of them includes winter, summer and spring cases. The simulations are made with the PSS/E power system simulator and the Nordic grid model. Post-fault voltages are calculated with both power flow calculations and dynamic simulations.

As a result of the simulations, it can be seen clearly that the increase of the capacity of the biggest production unit impacts the voltage stability negatively. Also big wind power production in one region has a negative effect on voltage stability. The voltage dependency of the loads can have even bigger effect on voltage stability than wind power. The effect can be either positive or negative.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Fingrid Oyj:lle. Työn ohjaajana toimi DI Mikko Koskinen Fingridiltä. Haluaisin kiittää häntä asiantuntevista kommentteista sekä kannustavasta palautteesta. Haluaisin kiittää myös diplomityöni ohjausryhmässäni olleita ja muita työtovereita Fingridiltä, jotka neuvoillaan auttoivat tämän työn valmistumisessa.

Työn tarkastajana toimi professori Sami Repo Tampereen teknillisen yliopiston Sähkötekniikan laitokselta. Hänelle kuuluvat kiitokset kommentteista ja työn tekemiseen liittyvistä ohjeista.

Lopuksi kiitos myös vanhemmilleni tuesta opintojeni aikana.

Helsingissä 20.1.2015

Mikael Westerberg

SISÄLLYSLUETTELO

1	JOHDANTO	1
2	SUOMEN KANTAVERKKO OSANA POHJOISMAISTA VOIMAJÄRJESTELMÄÄ	3
	2.1 Pohjoismaisen voimajärjestelmän kuvaus Suomen näkökulmasta	3
	2.2 Suomen voimajärjestelmä vuonna 2014.....	5
	2.3 Voimajärjestelmässä tapahtuvat muutokset lähitulevaisuudessa	9
3	SIIRTOVERKON MITOITTAMINEN, SIIRTOKYKY JA STABIILIUS.....	12
	3.1 Siirtoverkon mitoittaminen.....	12
	3.1.1 Mitoittamisen taustalla olevia periaatteita	12
	3.1.2 Mitoittava vika ja N-1-kriteeri.....	13
	3.1.3 Verkon tilat ja sallitut seuraukset vian jälkeen	14
	3.2 Siirtokyky	16
	3.2.1 Siirtokyvyn määritelmä	16
	3.2.2 Siirtokykyä rajoittavat tekijät	18
	3.3 Stabiilius.....	20
	3.3.1 Jännitestabiilius.....	21
	3.3.2 Jänniteromahduksen kuvaus	24
	3.3.3 Roottorin kulmastabiilius	26
	3.3.4 Taajuusstabiilius	27
4	JÄNNITTEENSÄÄTÖ JA LOISTEHON KOMPENSOINTI.....	29
	4.1 Jännitteensäädön tavoitteet.....	29
	4.2 Loistehon kompensointi	30
	4.2.1 Siirto johdon loistehon kompensointi.....	31
	4.2.2 Kuormituspisteen loistehon kompensointi	33
	4.3 Tahtigeneraattorin osuus jännitteensäädössä.....	34
	4.4 Jännitteensäädön prosessi vian yhteydessä	37
5	JÄNNITESTABIILIUTEEN VAIKUTTAVAT TEKIJÄT	39
	5.1 Verkon käyttötilanne	39
	5.2 Suurin tuotantoyksikkö.....	40
	5.3 Tuulivoima	41
	5.3.1 Tuulivoiman vaikutukset voimajärjestelmään.....	42
	5.3.2 Tuulivoimalaitosten mallintaminen	43
	5.3.3 Tuulivoima tässä työssä.....	44
	5.4 Kuormien mallintaminen.....	46
	5.4.1 Yleisesti kuormien mallintamisesta.....	46
	5.4.2 Kuormamallit.....	47
	5.4.3 Kuormamallit tässä työssä	48
6	LASKENTAMENETELMÄT JA VERKKOMALLIT	50
	6.1 Laskentamenetelmät jännitestabiiliustarkasteluissa	50
	6.1.1 Tehonjakolaskenta	50

6.1.2	Dynamiikkalaskenta	51
6.2	Simuloinnit tässä työssä	52
6.3	Tämän työn verkkomallit	54
7	SIMULOINTIEN TULOKSET	56
7.1	Talven maksimikuormitustilanne	56
7.2	Kesän pienen kuormituksen käyttötilanne	60
7.3	Kevään läpisiirtotilanne.....	65
7.4	Yksittäisten tekijöiden vaikutuksia	68
7.4.1	Tuulivoiman lisääntyminen	68
7.4.2	Kuormien mallintaminen	72
7.4.3	Generaattoreiden ylimagnetointirajoittimet.....	77
7.5	Tulosten yhteenveto	78
8	TULOSTEN ANALYSOINTIA.....	80
8.1	Kuormitus-, tuotanto- ja siirtotilanteen vaikutus.....	80
8.2	Laskentamenetelmien erot.....	81
8.3	Jännitekriteerin pohdinta	85
9	JOHTOPÄÄTÖKSET	88
	LÄHTEET	92

LIITE A: POHJOISMAISEN VOIMAJÄRJESTELMÄN KARTTA

LIITE B: PU-KÄYRIÄ KEVÄTTILANTEISSA JA VUODEN 2030 TALVITILANTEESSA

LIITE C: DYNAMIIKKALASKENNAN KUVAAJIA

SYMBOLIT, LYHENTEET JA TERMIT

δ	Tehokulma
ω	Kulmanopeus
φ	Tehokerroin
E	Generaattorin liitinjännite
I	Virta
P	Pätöteho
Q	Loisteho
S_{SC}	Oikosulkuteho
T_E	Sähköinen momentti
T_S	Tahdistava momentti
T_D	Vaimentava momentti
U	Jännite
X	Reaktanssi
ATC	Available Transfer Capability. Vapaa siirtokapasiteetti.
AVR	Automatic Voltage Regulator. Automaattinen jännitteensäät- tjä. Osa generaattorin säätöjärjestelmää.
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Electriques, Coun- cil on Large Electric Systems. Suurjännitteiseen sähkönsiir- toon keskittynyt kansainvälinen järjestö.
DFIG	Doubly Fed Induction Generator. Kaksoissyötettyyn epätah- tigeneraattoriin perustuva tuulivoimalaitos.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity. Vuonna 2009 aloittanut eurooppalaisten kanta- verkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö.
EV	Energiavirasto.
FCWT	Full Converter Wind Turbine. Täyskonvertterituulivoimalai- tos.
FDNS	Fixed Slope Decoupled Newton-Raphson. Tehonjakoalgor- itmi.
FH1	Hanhikivi 1 -ydinvoimalaitos.
FNSL	Full Newton-Raphson. Tehonjakoalgoritmi.
FSWT	Fixed-Speed Wind Turbine. Kiinteänopeuksinen tuulivoima- laitos.
HVDC	High Voltage Direct Current. Suurjännitteinen tasavirta. Säh- könsiirrossa käytettävä tekniikka.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers. Kansainvä- linen tekniikan alan järjestö.
NTC	Net Transfer Capacity (Trading Capacity). Kaupallinen siir- tokapasiteetti.
NTF	Notified Transmission Flow. Tiedossa oleva fyysikaalinen te- honsiirto.
OEL	Overexcitation Limiter. Ylimagnetointirajoitin.
OL1	Olkiluoto 1 -ydinvoimalaitos.
OL3	Olkiluoto 3 -ydinvoimalaitos.
OL4	Olkiluoto 4 -ydinvoimalaitos.

OLTC	On Load Tap Changer. Käämikytkin.
POD	Power Oscillation Damping. Tehoheilahtelujen vaimeneminen tai vaimennuspiiri.
PSS	Power System Stabilizer. Lisästabilointipiiri. Osa generaattorin säätöjärjestelmää.
PSS/E	Power System Simulator for Engineering. Verkostolaskentaohjelma, jota työssä käytettiin.
STATCOM	Static Synchronous Compensator. Staattinen synkronikompensointilaite.
SVC	Static Var Compensator. Staattinen loistehokompensointilaite.
SVS	Static Var System. Staattinen loistehon kompensointijärjestelmä.
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor. Tyristoreilla ohjattu sarjakondensaattori.
TRM	Transmission Reliability Margin. Siirtokapasiteetin varmuusmarginaali. Määritelmän mukaan $TRM = TTC - NTC$.
TSO	Transmission System Operator. Kantaverkko-operaattori.
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor. Tyristoreilla kytketty sarjakondensaattori.
TVO	Teollisuuden Voima Oyj.
TTC	Total Transfer Capability. Tekninen siirtokapasiteetti.
UEL	Under Excitation Limiter. Alimagnetointirajoitin.
VTT	Teknologian tutkimuskeskus.
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset. Fingridin julkaisema dokumentti.
WECC	Western Electricity Coordinating Council. Pohjois-Amerikan länsiosien yhteiskäyttöverkon toimivuutta edistävä järjestö.
Laskentamenetelmä A	Siirtoraja lasketaan tehonjakolaskennalla siten, että rinnakkaiskompensointilaitteiden ja käämikytkimien ei anneta säätää vian jälkeen.
Laskentamenetelmä B	Siirtoraja lasketaan tehonjakolaskennalla siten, että rinnakkaiskompensointilaitteiden ja käämikytkimien annetaan säätää vian jälkeen.
Laskentamenetelmä C	Siirtoraja lasketaan dynamiikkalaskennalla.
Mitoittava vika	Merkittävä vika, johon varautumiseksi siirto täytyy rajoittaa tietylle tasolle. (engl. Dimensioning Fault)
N-1-kriteeri	Periaate, jonka mukaan voimajärjestelmän on kestävä mikä tahansa yksittäinen vika. (engl. N-1 criteria)
P1	Suomen sisäinen useamman pohjois-eteläsuuntaisten 400 ja 220 kV:n siirtojohdon muodostama siirtoleikkaus Oulun eteläpuolella.
Perussiirto N	P1-tehonsiirto, joka on vähennetty kaikista työssä lasketuista siirtorajoista.
RAC	Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin välisten vaihtosähköyhteyksien leikkaus.
Siirtokyky	Sähkövoimajärjestelmän ominaisuus, joka kuvaa suurinta mahdollista siirrettävää tehoa jossakin verkon osassa. (engl. Transfer Capability)

Siirtoleikkaus	Leikkaus siirtoverkossa eli useamman rinnakkaisen johdon muodostama tarkasteluraja. (engl. Cross-Section)
Siirtoraja A	Laskentamenetelmällä A laskettu siirtoraja.
Siirtoraja B	Laskentamenetelmällä B laskettu siirtoraja.
Siirtoraja C	Laskentamenetelmällä C laskettu siirtoraja

1 JOHDANTO

Sähkön merkitys kasvaa edelleen yhteiskunnassa. Viime vuosina Suomessa käyttövarmuuteen onkin alettu kiinnittämään entistä suurempaa huomiota. Uusi sähkömarkkinalaki määrittää uudet tiukennetut vaatimukset asiakkaiden kokemien keskeytysten enimmäiskestosta [27]. Tiukennetut vaatimuksen aiheuttavat muutoksia lähinnä jakeluverkkoihin, mutta asiakkaan kokemien keskeytysten lyhenemisen edellytyksenä on edelleen kanta-verkon korkea käyttövarmuus.

Voimajärjestelmässä tapahtuu lähivuosina merkittäviä muutoksia. Lisäinvestoinnit tuulivoimaan johtavat tuulivoiman suhteellisen osuuden kasvuun lähivuosina. Tähän liittyy kuitenkin epävarmuutta. Avoimia asioita ovat esimerkiksi, kuinka paljon tuotantoa lopulta verkkoon liitetään, millä aikataululla, mihin päin verkkoa tuotanto sijoittuu ja kuinka paljon tuulivoimalaitokset tuottavat energiaa. Lisäksi tuulivoimat ovat fysikaaliselta luonteeltaan erilaisia kuin perinteiset tahtigeneraattorit.

Suomessa on tällä hetkellä käynnissä kolme ydinvoimalaprojektia, Teollisuuden Voiman rakenteilla oleva Olkiluoto 3 ja suunnitteluvaiheessa oleva Olkiluoto 4 sekä Fennovoiman suunnitteilla oleva ydinvoimalahanke Pyhäjoella [39; 7]. Tulevaisuudessa tuotanto voikin olla suureksi osaksi ydin- ja tuulivoiman varassa. Uusi tuotanto myös muuttaa tehonsiirtoja voimajärjestelmässä. Näiden muutosten jälkeen käyttövarmuuden on oltava edelleen korkealla tasolla. Onkin mietittävä, miten tuotannon muuttuminen pitäisi huomioida voimajärjestelmän suunnittelussa.

Tässä tilanteessa sekä Suomen sisäisten että myös Suomen ja Ruotsin välisten siirtoyhteysien merkitys korostuu. Koska siirtokyvyn lisääminen verkkoa rakentamalla ei ole halpaa eikä nopeaa, niin muitakin keinoja on mietittävä. Tätä asiaa selvitettiin jo 1990-luvulla, kun siihen aikaan Suomen kantaverkosta vastannut Fingrid Oyj:n edeltäjä IVO Voimansiirto Oy selvitti asiaa ja totesi sarjakompensoinnin olevan hyvä ratkaisu verkon tehokkaampaan hyödyntämiseen [23]. Siirtokyvyn lisääminen on kuitenkin edelleen ajankohtaista, koska voimajärjestelmä on selvityksen jälkeen kehittynyt. Kantaverkkoon tehdäänkin tällä hetkellä ja lähivuosina merkittäviä investointeja, kuten tällä hetkellä rakenteilla oleva uusi 400 kV:n johto Pohjanmaalle.

Useat tekijät rajoittavat siirtokykyä. Rajoittavista tekijöistä tämän työn tarkastelukohdeeksi on valittu jännitestabiilius. Työn painopisteeksi on otettu tilanne, jossa sähköä tuodaan Ruotsista Suomeen. Muut siirtokykyä rajoittavat ilmiöt käydään työssä läpi lyhyesti.

Tässä työssä on tarkoituksena selvittää, mitkä asiat ovat merkittävimpiä jännitestabiiliuden kannalta. Työssä tarkastellaan useampaa tekijää kokonaisuuden kannalta, ja haetaan asioita, joiden vaikutus tuloksiin on suurin tai joiden tutkimiseen kannattaa ehkä jatkossa perehtyä vielä tarkemmin.

Työssä on valittu tarkasteltaviksi simulointikohteiksi nykyhetken lisäksi kaksi tulevaisuuden ajankohtaa. Jokaisessa näistä kolmesta ajankohdassa tarkastellaan kolmea erilaista verkon käyttötilannetta. Työssä käytettiin tilanteiden simulointeihin ja ilmiöiden havainnollistamiseen Siemens PTI:n PSS/E-verkostolaskentaohjelmaa (engl. Power System Simulator for Engineering) ja Pohjoismaista verkkomallia.

Työssä käytetyt verkkomallit ovat snapshotteja eli tilannekuvia, jotka ovat esimerkkejä erilaisista verkonkäyttötilanteista. Tulevaisuuden tilanteita ei pidä käsittää tarkkoina tulevaisuuden verkkomalleina. Työn näkökulmasta verkon rakenteellisten muutosten suhteelliset vaikutukset ovat tärkeämpiä kuin tilanteiden tarkat siirtorajat. Työssä on tarkoitus saada näkyviin tutkittujen tekijöiden vaikutusta muuttuneessa voimajärjestelmässä, joten työn sisältämä mallinnus voidaan tehdä esimerkkitilanteiden tarkastelun kautta.

Samalla kun verkon rakenne muuttuu ja uutta tuotantoa tulee verkkoon, on hyvä selvittää myös muiden tekijöiden vaikutusta. Tässä yhteydessä esimerkiksi kuormien mallintamisen vaikutusta on hyvä tutkia. Lisäksi tilanteita kannattaa tutkia erilaisilla laskentamenetelmillä ja pohtia niiden vaikutusta.

Työn aluksi esitellään luvussa 2 Pohjoismaista voimajärjestelmää ja sen kiinnostavimpia yksityiskohtia tämän työn kannalta sekä siinä lähitulevaisuudessa tapahtuvia muutoksia Suomen näkökulmasta. Luvussa 3 määritellään siirtokyky, käsitellään siirtoverkon mitoittamista ja siirtokykyä rajaavia asioita, joista keskitytään jännitestabiiliuteen.

Luvussa 4 kuvataan jännitteensäätöä ja tähän läheisesti liittyvää loistehon kompensointia ja esitellään siihen käytettäviä laitteita. Luvussa kuvataan myös jännitteensäädön prosessi vian yhteydessä. Luvussa 5 esitellään keskeisimpiä jännitestabiiliuteen vaikuttavia tekijöitä, joita ovat verkon käyttötilanne, suurin tuotantoyksikkö, tuulivoima ja kuormien mallintaminen. Näistä asioista kerrotaan myös, miksi nämä ovat tärkeitä.

Luvussa 6 on kuvattu jännitestabiiliustarkasteluissa käytettäviä laskentamenetelmiä ja simuloinneilla tutkittavat laskentatilanteet. Luvussa 7 esitellään simulointien tulokset ja luvussa 8 niitä analysoidaan tarkemmin. Lopuksi luvussa 9 työn tuloksista tehdään johtopäätöksiä ja pohditaan mahdollisia jatkotutkimuskohteita.

2 SUOMEN KANTAVERKKO OSANA POHJOISMAISTA VOIMAJÄRJESTELMÄÄ

2.1 Pohjoismaisen voimajärjestelmän kuvaus Suomen näkökulmasta

Yhteispohjoismainen voimajärjestelmä on samalla taajuudella toimiva, yhteen kytketty verkko eli niin sanottu synkronialue. Siihen kuuluu Norja, Ruotsi, Suomi ja Tanskan itäosat. Tanskan länsiosa Jyllanti on liittynään Tanskan itäosaan, Norjaan ja Ruotsiin tasasähköyhteyksien (engl. High Voltage Direct Current, HVDC) kautta. [29, s. 8] Suomi on ollut osa yhteispohjoismaista voimajärjestelmää jo vuodesta 1959 alkaen. Yhteydet pohjoismaisen synkronialueen ulkopuolisiin verkkoihin on toteutettu tasasähköyhteyksin. [2, s. 62] Yhteinen taajuus tarkoittaa, että tuotannon on vastattava kulutusta koko voimajärjestelmän alueella, muutoin taajuus muuttuu koko synkronialueella. Euroopassa käytössä oleva nimellistaajuus on 50 Hz [29, s. 157].

Kytkemällä maiden omia verkkoja yhteen saavutetaan synergiaetuja. Laajenevat sähkömarkkinat alentavat monissa tilanteissa sähkön hintaa. Tuotantoreservit on mahdollista yhdistää, jolloin jokaisen maan omien reservien ei tarvitse olla suhteessa niin suuret kuin aiemmin. Myös tuotantoa voidaan hyödyntää järkevämmiin, koska koko voimajärjestelmän kuormitushuiput tasaantuvat alueellisten maksimien esiintyessä eri aikoina. [2, s. 396] Näin saavutetaan parempi käyttövarmuus, pienemmät kustannukset ja parempi hyöty vakavissa häiriötilanteissa [29, s. 8].

Siirtoverkon johdot rakennetaan yleensä johtorenkaiksi ja silmukkaverkoiksi. Näin parannetaan käyttövarmuutta, sillä silmukoitu siirtoverkko tarkoittaa, että sähkölle on aina olemassa rinnakkainen siirtymisreitti, vaikka jokin komponentti irtoaisi verkosta. Silmukkaverkko pienentää myös verkon häviöitä verrattuna säteittäisverkkoon. Näiden syiden takia Suomessa 400 ja 220 kV:n johtorengasverkkoja pidetään yleensä aina suljettuna. 110 kV:n verkosta osa on rakenteeltaan rengasverkkoa ja osa säteittäistä verkkoa. Suurjännitteiseksi jakeluverkoksi kutsutaan sitä osaa rengasverkosta, joka on normaalitilanteissa kytketty auki ja rengaskäytössä vain kytkentämuutosten yhteydessä. [2, s. 57]

Pohjoismaiselle voimajärjestelmälle on tyypillistä suuret siirtoetäisyydet ja suhteellisen heikot kytkennät kaukaisten generaattorien välillä. Jälkimmäisestä seuraa, että osaa siirtoyhteyksistä ei voida käyttää termisen kapasiteetin asettamaan rajaan asti. [29, s. 9] Liitteessä A on kartta Pohjoismaisesta voimajärjestelmästä vuodelta 2010 [14]. Siinä on esitetty keskeisimmät siirtoyhteydet ja suurimpien voimalaitosten sijainti.

Vaikka Pohjoismaissa on yhteinen voimajärjestelmä, niin eri maiden siirtoverkoissa käytetään eri jännitetasoja. Pohjoismaissa käytössä olevat siirtoverkon jännitetasot on esitetty taulukossa 2.1.

Taulukko 2.1. *Nimellisjännitteet Pohjoismaiden siirtoverkoissa [29, s. 9].*

Maa	Jännitetasot [kV]
Norja	300, 420, 132
Ruotsi	220, 400
Suomi	110, 220, 400
Tanska	132, 150, 220, 400

Pohjoismaissa sähköntuotantorakenne maiden välillä on erilainen. Vesivoima on keskittynyt Norjaan, Keski- ja Pohjois-Ruotsiin sekä hieman pienemmässä mittakaavassa Pohjois-Suomeen. Pääosa Norjassa tuotettavasta sähköstä tuotetaan vesivoimalla. Lämpövoimalat sijoittuvat pääosin Etelä-Ruotsiin ja -Suomeen sekä Tanskaan. Tuulivoimaa on suhteellisesti eniten Tanskassa, tosin erityisesti maan länsiosassa. [29, s. 9]

Käsitys Pohjoismaisen voimajärjestelmän sähköisestä koosta saadaan tarkastelemalla huippukuormituksia ja tuotantokapasiteetteja. ENTSO-E (engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity) julkaisi marraskuussa 2014 arvion talven 2014–2015 huippukuormituksista ja sähkömarkkinoiden käytettävissä olevista tuotantokapasiteeteista Pohjoismaissa. Tuotantokapasiteetista on siis vähennetty tuotantoreservit. Tuotantokapasiteetin arvioissa on käytetty oletusta, että ydinvoimatuotannosta on käytössä Suomessa 100 % ja Ruotsissa 90 %. Tuulivoiman osuus on oletettu pieneksi huipun aikana. Arvio vastaa kylmintä talvea kymmenen vuoden ajanjaksolla. Tämä arvio on esitetty taulukossa 2.2. [5] Myös maiden välisten siirtoyhteyksien tuonti- ja vientikapasiteetit ovat keskeistä tietoa voimajärjestelmästä. Taulukossa 2.2 on esitetty myös kunkin Pohjoismaan sekä koko synkronijärjestelmän tuonti- ja vientikapasiteetit. Siirtokapasiteetit ovat kaupallisia siirtokapasiteetteja eli NTC-kapasiteetteja (engl. Net Transfer Capacity). Kapasiteetit ovat voimassa 15.12.2014 alkaen [3].

Taulukko 2.2. *ENTSO-E:n arviot huippukuormituksista Pohjoismaissa talvella 2014–2015, jos talvi olisi kylmin kymmenen vuoden tarkastelujaksolla sekä NTC- tuonti- ja vientikapasiteetit. Tuotantokapasiteettiin ei sisälly reservejä. [5; 3]*

Maa	Norja	Ruotsi	Suomi	Tanska	Yhteensä
Huippukuormitus [MW]	24300	27100	15000	6600	71500
Tuotantokapasiteetti [MW]	26500	27500	12500	5500	72000
Tuotanto - kuormitus [MW]	2200	400	– 2500	– 1100	500
Tuontikapasiteetti [MW]	6400	9600	5200	5700	7900
Vientikapasiteetti [MW]	6000	9900	3600	6400	6700

Taulukon 2.2. Yhteensä-sarakkeessa on oletettu, että koko järjestelmän huippukuormitus on 2 % pienempi kuin kansallisten huippukuormitusten summa [5]. Mahdollinen tuotantovajaus katetaan siirroilla Pohjoismaiden ulkopuolelta, esimerkiksi Venäjältä ja Keski-Euroopasta. Tällaisista tuotannon ja kulutuksen keskinäisistä suhteista ja sijainnista seuraa siirtotarpeita myös maiden välillä. Halpaa vesivoimalla tuotettua sähköä kannattaa hyödyntää myös naapurimaissa silloin, kun sitä on tarjolla. Siksi maiden välisten siirtoyhteyksien on oltava kunnossa. Suomesta on yhteydet kaikkiin naapurimaihin. Norjasta on yhteydet Ruotsiin ja kapasiteetiltaan pienemmät yhteydet Suomeen ja Venäjälle. Ruotsista on yhteydet myös kaikkiin naapurimaihin. [14] Ruotsista, Norjasta ja Tanskan itäosasta Själlannista on tasasähköyhteyksiä Keski-Euroopan yhteiskäyttöverkkoon, muun muassa Hollantiin, Saksaan ja Tanskan Jyllantiin [2, s. 302–303].

2.2 Suomen voimajärjestelmä vuonna 2014

Kantaverkko on käsitteenä määritelty sähkömarkkina-alueissa. Sen mukaan kantaverkkoa on: "Nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin sähköjohdoista, sähköasemista ja muista laitteistoista koostuva valtakunnallinen yhtenäinen sähköverkko ja kantaverkonhaltijan hallinnassa oleva, nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin rajayhdysjohto." [27] Käytännössä kantaverkkoon kuuluu silmukkaverkon muodostavat osuudet ja tärkeimmät lyhyet säteittäiset 110 kV:n johdot. Suomen sähkönsiirron kantaverkon omistaa ja siirrosta huolehtii Fingrid Oyj (jatkossa "Fingrid"). [2, s. 58]

Suomessa Energiavirasto (EV) määrää sähköverkkoluvassa yhden kantaverkonhaltijan järjestelmävastaavaksi kantaverkonhaltijaksi. Sähkömarkkinalain mukaan järjestelmävastaava kantaverkonhaltija vastaa Suomen voimajärjestelmän käyttövarmuudesta ja teknisestä toimivuudesta. Järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan täytyy ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin siten, että ne toimivat tehokkaasti. [27] Suomessa Fingrid on järjestelmävastaava kantaverkonhaltija.

Suomen kantaverkossa on yli 14000 km johtoja ja siinä käytetään kolmea eri jännitetasoa. Käytettävät jännitetasot ovat 110, 220 ja 400 kV. Taulukossa 2.3 on esitetty Suomen kantaverkon johtopituudet jännitetasoittain. [18]

Taulukko 2.3. Fingridin kantaverkon johtojen yhteispituudet jännitetasoittain [18].

Jännitetaso [kV]	Johtopituus yhteensä [km]
400	4500
220	2300
110	7500

Kuvassa 2.1 on esitetty kartta Suomen kantaverkosta. Fingridin omistama verkko on merkitty eri värein jännitetason mukaan ja muiden yhtiöiden 110 kV verkko harmaalla. Pohjois-Suomesta on kaksi 400 kV:n vaihtosähköyhteyttä Ruotsiin ja 220 kV:n yhteydet

Ruotsiin ja Pohjois-Lapista Norjaan. Ruotsiin on lisäksi Raumalta kaksi HVDC-kaapelia, Fenno-Skan 1 ja Fenno-Skan 2. Viroon on myös kaksi HVDC-yhteyttä Estlink 1 ja Estlink 2. Kaakkois-Suomesta on kolme 400 kV:n johtoa Venäjälle. Niistä kaksi johtaa Viipurin HVDC-linkille ja yksi Pietarin luoteispuolella olevalle voimalaitosyksikölle, Luoteislaitokselle, joka voidaan tahdistaa Suomen kantaverkkoon. Niiden lisäksi Imatralta ja Ivalosta on 110 kV:n yhteydet Venäjälle. [14]



Kuva 2.1. Suomen kantaverkko vuoden 2014 alussa [21].

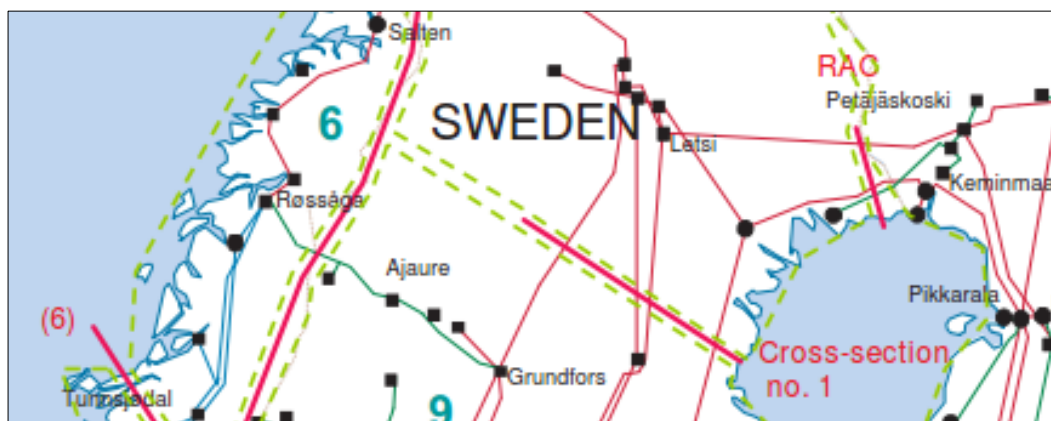
Toistaiseksi huippukulutuksen aikaan Suomi on riippuvainen tuontisähköstä, kuten taulukosta 2.2. huomataan. Toisaalta naapurimaista siirretään usein sähköä Suomeen, vaikka kuormitus Suomessa ei olisikaan kovin suuri. Viime vuosina sähköä on siirretty

paljon Ruotsista Suomeen, koska vesitilanne Pohjois-Ruotsissa on ollut hyvä ja vesivoimaa siten paljon saatavilla. Tämän seurauksena on sähkön tuonti ollut Suomelle edullista. Maiden välinen siirtokapasiteetti nimenomaan tähän suuntaan on ollut usein suurimmaksi osaksi käytössä [16]. Tämän takia siirtokyky on tärkeä asia Suomen voimajärjestelmässä.

Siirtoleikkaus (engl. Cross-Section) on verkon kahden osasysteemin (engl. Subsystem) tai kahden osasysteemin sisäisen alueen välinen leikkaus [29, s. 66]. Yleensä se on jokin tarkkailtava verkon osa, joka rajoittaa sähkönsiirtoa. Suomessa on yksi sisäinen siirtokykyä rajoittava siirtoleikkaus, josta käytetään nimeä P1-leikkaus. Ruotsin vastaisella rajalla sijaitseva vaihtosähköverkon siirtoleikkaus on RAC-leikkaus. Voimajärjestelmän tilasta riippuen siirtokykyä rajoittava tekijä näillä siirtoleikkauksilla on jännitestabiilius, riittämätön sähkömekaanisten heilahtelujen vaimennus tai terminen kuormitettavuus. [29, s. 10] Kantaverkossa on myös leikkaukset Kaakkois- ja Lounais-Suomessa, mutta nämä eivät ole varsinaisesti tehonsiirtoa rajoittavia leikkauksia vaan pikemminkin tarkkailtavia [43].

RAC-leikkaus sisältää kaksi rinnakkaista 400 kV:n johtoa. Fyysisesti leikkaus sisältää vielä yhden 220 kV:n johdon, jolla siirretään nykyään aina tehoa Suomesta Ruotsiin, eikä sitä siksi oteta mukaan RAC-kapasiteettiin, tai joskus puhutaan tarkennuksena RAC400-kapasiteetista. [21; 2, s. 63, 259]

Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin välinen 400 kV:n AC-siirtokapasiteetti (RAC) riippuu siitä, kumpaan suuntaan tehoa siirretään. Ruotsista Suomeen tekninen siirtokapasiteetti on noin 1600 MW. Vastaavasti toiseen suuntaan teknisen siirtokapasiteetin suuruus on noin 1200 MW. [2, s. 63] Suomesta Ruotsiin olevan teknisen siirtokapasiteetin suuruuteen vaikuttaa siirto Ruotsin sisäisellä leikkauksella 1, joka sijaitsee RAC-johtojen päätepisteistä etelään päin lähtevien johtojen leikkauksella ennen seuraavia sähköasemia [29, s. 32, 112]. Kuvassa 2.2 on esitetty sen sijainti.



Kuva 2.2. Ruotsin sisäisen leikkauksen 1 sijainti [mukaiillen 29, s. 32].

Suomen sisäinen siirtoleikkaus P1 sijaitsee Oulun eteläpuolella ja sisältää kolme 400 kV:n ja kaksi 220 kV:n etelä-pohjoissuuntaista johtoa rinnakkain [21; 2, s. 259]. RAC-leikkauksen kautta siirrettävä sähkö siirretään pääasiassa P1:n kautta Etelä-Suomeen, ja siksi P1 on tärkeä verkonosa. Vaikka Fenno-Skan 2:n valmistuminen on vähentänyt Suomen sisäisen pohjois-eteläsuuntaisen siirron tarvetta, niin P1 on silti joissakin

tilanteissa rajoittava leikkaus. Lisäksi Olkiluoto 3 ydinvoimalaitoksen viivästymisen seurauksena tuontisähkön määrä on pysynyt korkeana.

P1:n ja RAC:n siirtokykyä on parannettu erityisesti 400 kV:n johtojen sarjakompensoinnilla. RAC-yhdysjohdot sarjakompensoitiin vuonna 1997 ja P1 vuonna 2001. Vuonna 2007 P1:n sarjakompensointiastetta nostettiin ja vuonna 2009 sarjakompensoitiin Pohjois-Suomen sisäisiä siirtoyhteyksiä. [12]

Kuten luvussa 2.1 esiteltiin, Suomesta on tasasähköyhteydet Ruotsiin ja Viroon. Näiden yhteyksien nimelliskapasiteetit on esitetty taulukossa 2.4.

Taulukko 2.4. *Tasasähköyhteyksien nimelliskapasiteetit Suomen ja Ruotsin sekä Suomen ja Viron välillä [14].*

Tasasähköyhteys	Nimelliskapasiteetti [MW]
Fenno-Skan 1	400
Fenno-Skan 2	800
Estlink 1	350
Estlink 2	650

Vuonna 2014 Fenno-Skan 1:n siirtokapasiteetti pienennettiin aiemmasta 500 MW:sta 400 MW:iin. Syynä tähän on kaapelivaurio. Myöskään aiemmin talvisin käytössä ollutta lämpötilasta riippuvaa 50 MW:n lisäkapasiteettia ei enää jatkossa voida hyödyntää. [10]

Myös Viipurin yhteys on toteutettu tasavirtalinkin kautta, vaikka rajan ylitys tehdään vaihtosähköjohdoilla [2, s. 306]. Suomen ja Venäjän välisten yhteyksien suurimmat sallitut kaupalliset tuontitehot on esitetty taulukossa 2.5.

Taulukko 2.5. *Suomen ja Venäjän välisten siirtoyhteyksien suurimmat kaupalliset tuontitehot Venäjältä Suomeen [17, s. 1].*

Siirtoyhteys	Suurin kaupallinen tuontiteho [MW]
Ivalo-Kaitakoski	60
Imatra-Svetogorsk	100
Yliskälä/Kymi-Viipuri	1300

Suomesta on yhteys Venäjän verkkoon Viipurin tasasähkölinkin kautta, eli verkot eivät ole synkronisia. Viipurin linkki on back-to-back-yhteys, eli tasa- ja vaihtosuuntaus ovat samalla asemalla. Myös Luoteislaitos on laskettu mukaan Viipurin yhteyden tuontiin taulukossa 2.5. [2, s. 63, 306] Ivalo-Kaitakoski ja Imatra-Svetogorsk -yhteyksien tuonti on käytännössä Venäjän puolella sijaitsevaa vesivoimatuotantoa, joka voidaan kytkeä Suomen verkkoon [14].

Sähkön tuonti Venäjältä oli aikaisemmin pitkiäkin aikoja lähellä maksimikapasiteettia. Vuoden 2011 lopulla tilanne alkoi muuttua, kun tuonnin määrä ei ole seurannut enää siirtokapasiteettia yhtä tarkasti kuin aikaisemmin. Tuonnin määrä on vaihdellut voimakkaasti ja kokonaisuutena pienentynyt. [15]

Lisäksi Pohjois-Lapin ja Norjan välillä on siirtoyhteys. Tämän siirtoyhteyden tekninen siirtokapasiteetti Norjasta Suomeen on 50–130 MW ja Suomesta Norjaan noin 100 MW [29, s. 119]. Lapin 220 kV:n verkolla ja yhteyksillä naapurimaihin ei ole suurta merkitystä muun kantaverkon toiminnan kannalta.

2.3 Voimajärjestelmässä tapahtuvat muutokset lähitulevaisuudessa

Suomen voimajärjestelmässä tapahtuu lähivuosina merkittäviä muutoksia. Keskeisimmät asiat ovat tuulivoiman kiihtyvä lisärakentaminen ja uudet ydinvoimalat.

Suomen Tuulivoimayhdistyksen mukaan Suomen tuulivoimakapasiteetti vuoden 2013 lopussa oli 448 MW eli 211 tuulivoimalaitosta. Vastaavasti vuoden 2012 lopussa Suomessa oli 163 tuulivoimalaitosta, joiden kapasiteetti oli 288 MW. Suomen tuulivoimayhdistyksen 11.6.2014 päivitetyn taulukon mukaan Suomessa oli julkaistu tuulivoimahankkeita noin 11000 megawatin edestä, josta merelle suunniteltujen hankkeita oli noin 2200 MW. Taulukossa 2.6 esitetään tarkemmin tuulivoimahankkeiden tila. [36] Suurin osa hankkeista ei kuitenkaan valmistu aivan lähiaikoina, eivätkä kaikki etene koskaan rakentamisvaiheeseen.

Taulukko 2.6. Tuulivoimahankkeet Suomessa 11.6.2014 [36].

Hankkeiden tila	Hankkeiden kapasiteetti [MW]
Rakenteilla	478
Rakentaminen valmisteilla	207
Lupien hakuvaiheessa	533
Ympäristövaikutusten arviointi hyväksytty	521
Maankäytön suunnittelu käynnissä	4875
Ympäristövaikutusten arviointi kesken	2740
Päätös ympäristövaikutusten arvioinnin aloittamisesta	505
Toteutettavuus selvitetty	982
Projektia ehdotettu	186
YHTEENSÄ	11027

Suomessa on käytössä syöttötariffijärjestelmä, joka kannustaa tuulivoiman lisärakentamiseen. Tuulivoimaloita hyväksytään mukaan syöttötariffijärjestelmään, kunnes generaattoreiden nimellistehojen summa on 2500 MVA. Korotettu syöttötariffi on voimassa kolmen ensimmäisen vuoden ajan ja enintään vuoden 2015 loppuun asti, mikä ohjaa voimaloiden käyttöönottoon ennen sen loppumista. Syöttötariffijärjestelmän tavoitteena on, että vuonna 2020 tuulivoimalla tuotetaan Suomessa 6 TWh sähköenergiaa. [38] Suhteessa nykyiseen kapasiteettiin tuulivoiman määrä onkin kasvamassa merkittävästi lähiaikoina. Todellista kapasiteettia esimerkiksi vuonna 2020 on kuitenkin vaikea arvioida. Tuulivoiman merkitykseen syvennyttään tarkemmin luvussa 5.3.

Teollisuuden Voima Oyj (TVO) rakennuttaa tällä hetkellä Olkiluoto 3 - ydinvoimalaa (OL3) Eurajoen Olkiluotoon. Se on Suomen viides ydinvoimala ja TVO:n kolmas Olkiluodossa. Voimalaitoksen nettosähköteho on 1600 MW. Valtioneuvosto myönsi, ja eduskunta vahvisti periaatepäätöksen vuonna 2002. Voimalaitoksen rakentaminen alkoi vuonna 2005. [40] Hanke ei ole edennyt suunnitelmien mukaan, ja viimeisimmän TVO:n arvion mukaan voimalaitos tuottaa säännöllisesti sähköä verkkoon vuonna 2018 [39]. Valmistuessaan OL3 tulee olemaan suurin tuotantoyksikkö sekä Suomessa että koko Pohjoismaisessa voimajärjestelmässä. Suurimman tuotantoyksikön vaikutuksista voimajärjestelmään ja siirtokykyyn kerrotaan luvussa 5.2.

Suomessa on tällä hetkellä käynnissä myös kaksi muuta ydinvoimalaprojektia. Teollisuuden Voima Oyj:llä on valtioneuvoston myöntämä ja eduskunnan vahvistama periaatepäätös vuodelta 2010 Olkiluotoon rakennettavan neljännestäkin ydinvoimalasta OL4. Periaatepäätöksen mukaan rakentamislupaa on anottava viimeistään 30.6.2015. Syksyllä 2014 valtioneuvosto hylkäsi TVO:n hakemuksen eikä antanut jatkoaikaa rakennuslupahakemuksen jättämiselle. [39] Sähköteholtaan laitos tulee olemaan todennäköisesti samaa suuruusluokkaa kuin OL3.

Ydinvoimalaa ollaan valmistelemaan Suomessa myös uuteen sijoituspaikkaan. Fennovoiman Hanhikivi 1 -ydinvoimayksikkö (FH1) rakennetaan Pohjois-Pohjanmaalle Pyhäjoelle. Tilaajan ja laitostoimittajan kesken sovitun aikataulun mukaan voimala tuottaa sähköä vuonna 2024. Laitos on sähköteholtaan 1200 MW painevesireaktori. [7; 8]

Suomen kantaverkossa on tapahtumassa muitakin muutoksia kuin tuotannon lisääntyminen. Kolmas 400 kV:n vaihtosähköyhdysjohto Suomen ja Ruotsin välille pohjoisessa on ollut keskustelun aiheena. Yhtenä syynä tähän on Suomen tuontikapasiteetin lasku Olkiluoto 3 -voimalaitoksen käyttöönoton jälkeen. Laajamittainen tuulivoimatuotanto Perämerellä myös puoltaisi kolmatta yhdysjohtoa. Päätöksiä asiasta ei kuitenkaan ole vielä tehty. Jos kolmas vaihtosähköyhdysjohto rakennetaan, arvioidaan vienti- ja tuontikapasiteetin kasvavan vuoden 2014 tilanteeseen verrattuna noin 500 MW. [12]

Fingridin investointiohjelmassa on varauduttu 2500 MW tuulivoimatuotannon sekä kahden uuden ydinvoimalaitoksen verkkoon liittämiseen seuraavan vuosikymmenen aikana. Osana varautumista Suomen kantaverkkoa vahvistetaan rakentamalla uusia maan sisäisiä 400 kV:n johtoja: lähivuosina valmistuva Hirvisuo - Pyhänselkä, ja myöhemmin

toteutettavat Keminmaa - Pyhänselkä ja Keski-Suomi - Oulujoki (Pyhänselkä). Näillä parannetaan pohjois-eteläsuuntaista siirtokykyä, kun 220 kV:n johtoja korvataan 400 kV:n johdoilla. Osalla 220 kV:n johdoista siirrytään käyttämään 110 kV:n jännitettä. [12]

Tällä hetkellä kaupallinen tuontikapasiteetti Venäjältä Suomeen on suurimmillaan 1300 MW [44]. Joulukuusta 2014 alkaen myös sähkön vienti Venäjälle on ollut mahdollista, kun yksi Viipurin linkin suuntaajasilloista on muutettu kaksisuuntaiseksi. Siirtokapasiteetti Suomesta Venäjälle on tällä hetkellä 350 MW. [30]

3 SIIRTOVERKON MITOITTAMINEN, SIIRTOKYKY JA STABIILIUUS

3.1 Siirtoverkon mitoittaminen

3.1.1 Mitoittamisen taustalla olevia periaatteita

Siirtoverkon mitoittaminen tarkoittaa sitä, että verkko suunnitellaan kestäväksi erilaisia käyttö- ja vikatilanteita. Oikosulkukestoisuuden varmistaminen, joka sisältää laitteiden kestävyuden, suojauksen ja sähköturvallisuuden, on keskeinen mitoituksen ja suunnittelun lähtökohta sähkövoimajärjestelmässä [2, s. 56]. Tärkeää mitoituksessa on myös se, että verkon siirtokyky vastaa todellista siirtotarvetta.

Siirtoverkon mitoittamisen lähtökohtana on verkon luotettava toiminta ja riittävä kapasiteetti sähkömarkkinoiden käyttöön. Mitoittamisen periaatteisiin vaikuttavia asioita ovat esimerkiksi Sähkömarkkinalaki [27] ja erilaiset alan järjestöjen antamat ohjeet, kuten Nordelin julkaisema Nordic Grid Code [29], johon palataan myöhemmin tässä luvussa.

Sähkömarkkinalain 40 §:n mukaan kantaverkko on suunniteltava ja rakennettava, ja sitä on ylläpidettävä siten, että se täyttää Euroopan unionin (EU) vaatimukset sekä sähköverkkoluvassa järjestelmävastaavalle kantaverkonhaltijalle asetetut ehdot koskien verkon käyttövarmuutta ja luotettavuutta. Lisäksi verkon siirtokapasiteetin on oltava "riittävä varmistamaan edellytykset järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan vastuualueen säilymisestä yhtenäisenä sähkökaupan tarjousalueena." Tästä on kuitenkin mahdollista poiketa, mikäli voimajärjestelmän toimintavarmuus sitä vaatii. [27]

Sähkömarkkinalain 41 §:n mukaan kantaverkonhaltijan on laadittava ja julkaistava kantaverkkoonsa ja sen yhteyksiä toisiin sähköverkkoihin koskeva kymmenen vuoden kehittämissuunnitelma. Se on päivitettävä kahden vuoden välein ja sitä on käytettävä pohjana Euroopan unionin laajuisen verkon kehittämissuunnitelman laatimisessa. Selvityksen on sisällettävä suunnitelma investoinneista, jotka johtavat verkon kehittämisvelvollisuuden ja kantaverkon toiminnan laatuvaatimusten täyttämiseen. Sen on myös sisällettävä "suunnitelma rajayhdysjohtoja koskevista investoinneista, jotka ovat tarpeen tehokkaasti toimiville kansallisille ja alueellisille sähkömarkkinoille sekä Euroopan unionin sähkön sisämarkkinoille". [27]

Edellisen perustella voidaan todeta, että sähkömarkkinoiden toiminta asettaa omat vaatimuksensa verkon mitoituksella. Koko voimajärjestelmä tulee suunnitella siten, että kulutettu sähkö on saatavilla pienimmällä mahdollisimmalla kustannuksella. Tämä tarkoittaa, että voimajärjestelmä on suunniteltava sellaiseksi, että riittävä siirtokapasiteetti on käytettävissä tuotannon hyödyntämiseksi ja kuluttajien tarpeiden tyydyttämiseksi kan-

santaloudellisesti parhaalla mahdollisella tavalla. Tämä edellyttää myös sopivasti tasa-painotettua luotettavuutta. Yhteis pohjoismaisen kantaverkon pitäisi mahdollistaa hyvin toimiva yhteistoiminta. Tämä vaatii kantaverkkoyhtiöiltä yhteistyötä sekä verkon suunnittelussa että sen käytössä. [29, s. 16]

Pohjoismaainen suunnittelutyö pyrkii myötävaikuttamaan Pohjoismaisten kantaverkko-operaattoreiden suunnittelutyön yhtenäistämiseen ja koordinointiin. Tarkoituksena on varmistaa infrastruktuurin kautta parhaat mahdolliset toimintaedellytykset yhteis-pohjoismaisille tehokkaasti toimiville sähkömarkkinoille. [29, s. 16] Pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö Nordel toimi vuosina 1963–2009 näiden tavoitteiden saavuttamiseksi. Nordelin toiminnot siirtyivät 1.7.2009 alkaen ENTSO-E:lle, joka on eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö. [4]

Nordic Grid Code on Norjan, Ruotsin, Suomen ja Tanskan kantaverkko-operaattorien (engl. Transmission System Operator, TSO), julkaisema kokoelma sääntöjä koskien Pohjoismaista verkkoa. Se koostuu neljästä osasta: suunnittelu- (engl. Planning Code), käyttö- (engl. Operational Code), yhteys- (engl. Connection Code) ja tiedonvaihtokoodista (engl. Data Exchange Code). [29, s. 5] Toistaiseksi uusin versio on julkaistu vuonna 2007.

Tämän työn näkökulmasta kiinnostavin näistä on suunnittelukoodi, joka on luonteeltaan kokoelma huomioitavia sääntöjä, jotka vastaavat Nordelin suosituksia [29, s. 5]. Se kuvaa yhteistoiminnan yleisemmän tason vaatimuksia, puitteita, prosesseja ja kriteereitä. Se myös erittelee suunnittelun kannalta välttämättömän tiedon, jonka verkon omistajat ja sähkön tuottajat ovat velvollisia toimittamaan kantaverkko-operaattoreille. [29, s. 16]

3.1.2 Mitoittava vika ja N-1-kriteeri

Yksi voimajärjestelmän suunnittelun kriteereistä on sen luotettava toiminta. 100 %:n luotettavuuteen on kuitenkin käytännössä mahdotonta päästä, eikä siihen ole taloudellisista syistä kannattavaa pyrkiä. [37, s. 203] Luotettavaan toimintaan liittyen siirtokapasiteetin määrittely sisältää vaatimuksen, että kantaverkon on kestävä mitoittava vika (engl. Dimensioning Fault) [29, s. 18]. Luotettavuutta mitataan myös siirtämättä jääneen energian määrällä [42].

Mitoittavat viat ovat vikoja, jotka seuraavat yksittäisen tärkeän komponentin menetyksestä. Tällaisia tärkeitä komponentteja ovat erityisesti suuret tuotantoyksiköt ja keskeiset siirtojohdot. Mitoittavilla vioilla on kaikista huomioon otetuista vioista suurin vaikutus voimajärjestelmään. [29, s. 60] Suunnittelun perusteisiin sisältyy ajatus, että kaikkein epätodennäköisimpiin vikoihin, kuten kahden virtapiirin siirtojohdon molempien virtapiirien menettämiseen tai useaan samanaikaiseen vikaan ei kuitenkaan varauduta, vaikka niiden seuraukset olisivatkin vakavat [29, s. 20].

Nordelin mukaan kaikki voimajärjestelmässä mahdollisesti esiintyvät viat jaetaan viiteen vikaryhmään: FG1–FG5. Ryhmien FG1 ja FG2 viat ovat useimmin esiintyviä yksittäisiä vikoja, ryhmän FG3 viat ovat epätodennäköisempiä yksittäisiä vikoja tai yleisimpiä kaksoisvikoja. Ryhmien FG4 ja FG5 viat ovat harvinaisia vikayhdistelmiä, eivätkä ne

siksi ole mitoituksessa huomioitavia vikoja. Ryhmän FG1 viat eivät vaikuta sarjakomponentteihin ja ryhmän FG2 vaikuttavat. Mitoituksen kannalta ryhmän FG3 viat ovat oleellisimpia, erityisesti maidenvälisen siirron kannalta oleellisten sähköasemien kolmi-vaiheiset kiskoviat. Myös vikaryhmään FG1 kuuluvat suurten voimalaitosten irtoamiset ovat tärkeitä mitoituksessa. Ryhmien FG1-FG3 viat sisältyvät niin sanotun N-1-kriteerin (engl. N-1 criteria) määritelmään. [29, s. 23, 26–27]

N-1-kriteeriksi kutsutaan sitä, että voimajärjestelmä kestää mitoittavan vian. Tämän takia mitoittavista viasta käytetään myös nimeä N-1-vika. N-1-kriteerin mukaan voimajärjestelmän on kestävä minkä tahansa yksittäisen komponentin irtoaminen verkosta ilman, että se johtaa vika-alueen laajenemiseen tai pahimmillaan suurhäiriöön. [29, s. 18] N-1-kriteeriä sovelletaan nimenomaan silmukoituun kantaverkkoon. Säteittäisten johtojen rakentamisen yhteydessä, kuten jakeluverkossa, on jo hyväksytty se, että sähkönsiirto voi keskeytyä vian seurauksena.

Mitoittavat viat on aina huomioitava voimajärjestelmän suunnittelussa. Käytännössä 400 kV kantaverkkoa mitoittavia vikoja ovat sähköasemien viat, suurimman voimalaitosyksikön irtoaminen ja maiden välisten siirtoyhteyksien viat [17, s. 2]. Pienemmät viat eivät ole käytännössä mitoittavia. Verkon suunnittelussa tutkitaan nimenomaan N-1-kriteerin toteutumista eri käyttötilanteissa [17, s. 2].

Verkon käyttötilanne ennen vikaa vaikuttaa vian aiheuttamiin seurauksiin. Tyypillisessä käyttötilanteessa vika ei saa aiheuttaa vakavia seurauksia. Jos verkossa on jo vika, ja heti sen jälkeen syntyy uusi vika, niin verkon suunnittelussa ei varauduta siihen, että verkko aina kestäisi kahden vian tilanteen. [29, s. 20–21] Juuri tähän N-1-kriteerin nimi viittaa.

3.1.3 Verkon tilat ja sallitut seuraukset vian jälkeen

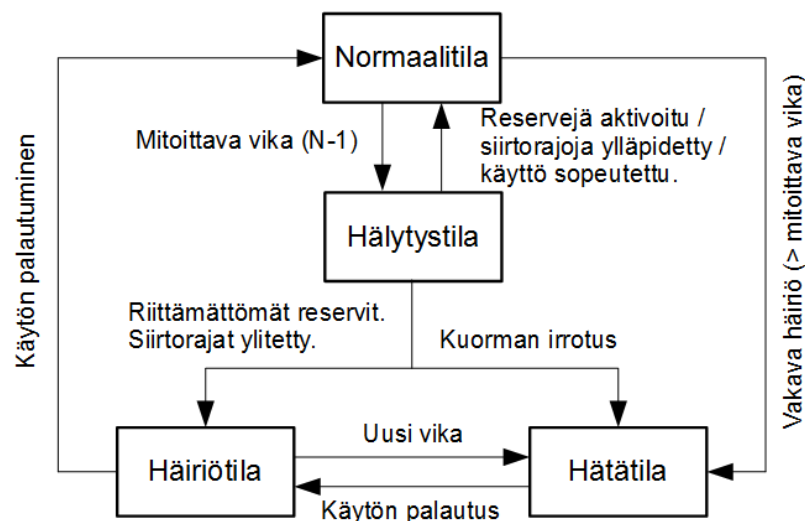
Verkon tila on tärkeämpi asia kuin yhdenkään komponentin tila. Nordel on jakanut verkon toimintatilat (engl. Operational States) viiteen luokkaan, jos voimajärjestelmän romahtaus otetaan mukaan viidenneksi luokaksi. [2, s. 281; 29, s. 62]

Normaalitilassa (engl. Normal State) eli käyttövarmassa tilassa jännite ja taajuus ovat sallituissa rajoissa, kaikki kuormat saavat tarvitsemansa tehon ja generaattoreiden tuottama teho saadaan siirrettyä verkkoon. Tehonsiirrot verkossa ovat myös siirtorajojen alapuolella. Järjestelmässä on myös tarpeeksi reservejä käytettävissä mitoittavista vioista toipumiseen. [29, s. 62; 2 s. 281]

Hälytystila (engl. Alert State) vastaa muuten normaalitilaa, mutta silloin verkossa ei ole riittävästi häiriöreservejä. Tällöin tavallinen vika saattaa aiheuttaa kuormien irtoamista, komponenttien ylikuormittumista, jänniterajojen ylityksiä tai alituksia. Tämä voi johtaa siihen, että voimajärjestelmä joutuu hätätilaan tai pahimmillaan romahtaa kokonaan. [29, s. 59, 66; 2, s. 282]

Hätätilaan (engl. Emergency State) on yleensä tultu hälytystilasta tai mitoitusvikaa vakavamman vian seurauksena. Kuormaa on jo irrotettu. Jotta voimajärjestelmän romahdaminen vältetään, seuraavaksi saatetaan joutua irrottamaan tuotantoa tai jakamaan verkkoa osiin. [2, s. 282]

Häiriötilassa (engl. Disturbed State) on mahdotonta saavuttaa normaalitila 15 minuutissa. Kuormat saavat tarvitsemansa tehon, mutta jännitteet, taajuus tai tehonsiirrot eivät ole sallituissa rajoissa. [29, s. 60, 66] Häiriötilaan päädytään hälytystilasta, jos häiriöreservit eivät ole riittävät tai hätätilasta, jos on tehty korjaavia toimenpiteitä [2, s. 282]. Edellä kuvattujen voimajärjestelmän neljän eri tilan yhteyttä toisiinsa ja siirtymistä tilasta toiseen on havainnollistettu kuvassa 3.1.



Kuva 3.1. Voimajärjestelmän tilat Nordelin käyttö sääntöjen mukaan [mukailen 29, s. 66].

Sallittuihin seurauksiin liittyy oleellisesti vaatimus vian poistumisesta ja paluusta takaisin normaaliin käyttötilaan 15 minuutissa. Tarkoituksena on siis palauttaa verkko hälytystilasta takaisin normaalitilaan, jotta se kestäisi mahdollisen uuden mitoittavan vian. [29, s. 66]

Nordel on määritellyt Pohjoismaista voimajärjestelmää koskevat vian jälkeiset sallitut seuraukset, jotka on jaettu kolmeen luokkaa. Luokka A tarkoittaa stabiilia toimintaa, jolloin vain paikalliset seuraukset ovat sallittuja. Rajattu määrä kuormaa ja tuotantoa voidaan kytkeä irti järjestelmän suojaamiseksi. Luokka B tarkoittaa voimajärjestelmän hallittua toimintaa ja vian aiheuttamien seurausten rajoittamista korkeintaan alueellisiksi. Hallittua kuorman ja tuotannon irti kytkemistä voidaan tehdä lähinnä vikapaikan lähistöllä. [29, s. 23–24]

Luokka C tarkoittaa epästabiiliutta voimajärjestelmässä tai suurhäiriötä. Nämä seuraukset sallitaan epätodennäköisten tapahtumien jälkeen. Verkon tilan tulisi kuitenkin olla sellainen, että voimajärjestelmän palauttaminen takaisin toimintakuntoon onnistuu. [29, s. 24] Luokan C tarkoituksena on muistuttaa, että verkon ei oleteta kestävänsä kaikkea mahdollista. Vian jälkeisten sallittujen seurausten yhteys voimajärjestelmän tiloihin ja

vikaryhmiin on esitetty taulukossa 3.1. Taulukossa 3.1 sarake, jossa on merkintä (a) sisältää tilanteen, jossa rinnakkaiskomponentti on tai on ollut pois käytöstä. Vastaavasti sarake, jossa on merkintä (b) sisältää tilanteen, jossa sarjakomponenttien on tai on ollut pois käytöstä.

Taulukko 3.1. Vian jälkeisten sallittujen seurausten yhteys voimajärjestelmän tiloihin ennen vikaa ja vikaryhmiin [29, s. 26].

		Verkon tila ennen vikaa						
		Normaalitila			Hälytystila	Häiriötila	Hätätila	
		Ehjä verkko	Suunniteltu keskeytys	Spontaani keskeytys tai sopeutettu toiminta vian jälkeen				
Vikaryhmä					(a)	(b)		
N-1-viat	FG1	A	A	A	A	B/C	B/C	B/C
	FG2				A/B			C
	FG3				B			
Sarjaviat	FG4	B	B	B	C	C	C	C
	FG5	C	C	C				

Taulukon 3.1 perusteella voidaan todeta, että N-1-vian tapahtuessa normaalin käyttötilan aikana voimajärjestelmän on pysyttävä stabiilina. Sen sijaan alueelliset seuraukset ovat sallittuja, jos voimajärjestelmä on valmiiksi hälytys-, häiriö- tai hätätilassa. Taulukossa 3.1 luokka A/B tarkoittaa, että alueella, jossa on ollut vika, hyväksytään luokan B seuraukset, muualla luokan A. Luokka B/C tarkoittaa, että pyritään rajoittamaan seuraukset luokan B mukaisiksi, mutta aina tämä ei ole kuitenkaan mahdollista.

3.2 Siirtokyky

3.2.1 Siirtokyvyn määritelmä

Siirtokyky on yleiskäsite ja koko voimajärjestelmän ominaisuus. Vastaavasti yleensä termillä siirtokapasiteetti tarkoitetaan siirtokyvyn maksimiarvoa. Suomenkieliset käsitteet eivät ole täysin vakiintuneet ja lähteestä riippuen saatetaan käyttää eri termejä. Siirtokapasiteetti viittaa usein jonkin tietyn johdon suurimpaan mahdolliseen siirrettävään tehoon. Siirtokapasiteetti jakautuu kuitenkin tarkempiin käsitteisiin.

Siirtokapasiteetin määrittäminen aloitetaan selvittämällä tekninen siirtokapasiteetti (engl. Total Transfer Capability, TTC), joka perustuu luvussa 3.1 esitettyihin mitoitusperiaatteisiin. Tekninen siirtokapasiteetti on suurin siirrettävä teho valitun leikkauksen läpi ilman termistä ylikuormitusta, jänniterajojen ylitystä tai alitusta, jänniteromahdusta tai muita järjestelmän käyttövarmuusongelmia. Teknisen siirtokyvyn arvo riippuu voimajärjestelmän rakenteesta ja tuotantolaitosten ominaisuuksista. [1, s. 1521; 6, s. 181]

Osa teknisestä siirtokapasiteetista varataan säätö- eli varmuusmarginaaliksi (engl. Transmission Reliability Margin, TRM), jolla otetaan huomioon seuraavat epävarmuutta aiheuttavat tekijät:

- siirtojen vaihtelu, joka aiheutuu sähkön kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpidosta automaattisesti aktivoituvalla reservillä
- siirtojen epätarkkuudet, jotka johtuvat sähkön kulutukseen ja tuotannon ennakoimattomista vaihteluista ja
- tehojen mittaaminen ja tietojen siirtoon liittyvät epätarkkuudet.

Suomen ja Ruotsin välisen kaupallisen siirtokapasiteetin laskennassa käytettävä varmuusmarginaali on 100 MW. [17, s. 2] Varmuusmarginaali parantaa voimajärjestelmän käyttövarmuutta, mutta on kuitenkin muistettava, että liian suuri marginaali ei ole kuitenkaan taloudellisesti järkevä. [37, s. 205]

Jäljelle jäävä kapasiteetti tunnetaan kaupallisena kapasiteettina eli sähkömarkkinoiden käytössä olevana kapasiteettina (engl. Net Transfer Capacity, NTC, trading capacity). Pohjoismaisessa voimajärjestelmässä kaupallinen kapasiteetti on kantaverkko-operaattoreiden sopimuksen mukaan 5-10 % teknistä siirtokapasiteettia pienempi. [29, s. 9, 18, 65] TTC, TRM ja NTC ovat yleisimmin käytössä olevat siirtokapasiteettitermit.

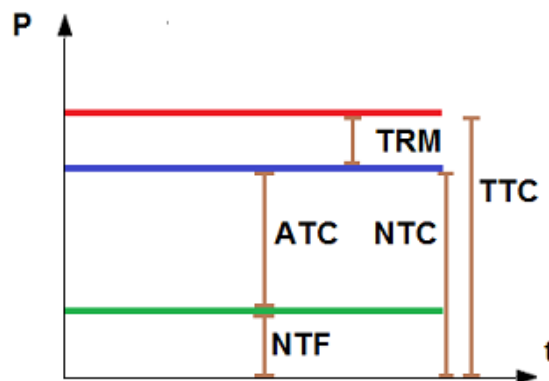
Muutamia muitakin termejä saatetaan käyttää. Käytettävissä oleva vapaa siirtokapasiteetti (engl. Available Transfer Capability, ATC) tarkoittaa fyysisessä verkossa olevaa siirtokapasiteetin määrää, joka on vapaana tulevaisuuden kaupalliseen käyttöön. Sitä määritettäessä on kaupallisesta kapasiteettista vähennetty tiedossa oleva todellinen, fyysikaalinen tehonsiirto (engl. Notified Transmission Flow, NTF). [6, s. 181]

Edellä esiteltyjen käsitteiden välinen yhteys voidaan myös esittää yhtälöillä

$$TTC = NTC + TRM \quad (3.1)$$

$$ATC = TTC - TRM - NTF. \quad (3.2)$$

Siirtokapasiteettikäsitteiden yhteyttä on havainnollistettu myös kuvassa 3.2.



Kuva 3.2. Siirtokapasiteettikäsitteiden yhteydet toisiinsa.

Tässä työssä käsitellään jatkossa vain teknistä siirtokykkyä. Sitäkin tutkitaan simuloineilla vain jännitestabiiliuden näkökulmasta, joten varsinaisia siirtokapasiteetteja työn tuloksena ei saada.

Fingrid on antanut kriteerit teknisen siirtokapasiteetin määrittämiseksi [17]. Niiden mukaan kantaverkon jännitteiden on oltava sallittujen rajojen sisällä mitoittavan vian jälkeen. Verkon mitoituksen lähtökohtana on, että voimalaitosyksiköt ja sähkönkäyttäjät

sietävät vian aiheuttaman jännitekuopan. Lisäksi taajuuden on oltava vian jälkeen hyväksyttävissä rajoissa, ja teho- ja jänniteheilahtelujen tulee vaimentua. Siirtoverkko ei myöskään saa ylikuormittua vian jälkeen. [17, s. 3]

Laskettaessa jonkin siirtoleikkauksen siirtokykyä jonkin toisen siirtoleikkauksen siirron suuruudella voi olla merkitystä tulokseen. Esimerkiksi RAC-vientikapasiteettiin, eli siirtoon Suomesta Ruotsiin, vaikuttaa Ruotsin sisäinen siirtotilanne [29, s. 112]. Yleensäkin kahden alueen välisen siirtoyhteyden siirtokyky riippuu tehon virtaussuunnasta, jos siirtoetäisyydet ovat pitkiä ja generaattorit sijaitsevat etäällä toisistaan. Suomessa tilanne on juuri tällainen. Tästä asiasta esimerkkinä voidaan mainita sekä P1- että RAC-leikkauksien siirtokyvyn muuttumisen tehon virtaussuunnan mukaan. Siirtokyky voi myös vaihdella vuoden aikana muun muassa sen mukaan, mitkä generaattorit ovat kytkettyinä verkkoon ja mikä on siirtotilanne verkon muissa osissa. [29, s. 9] Siirtokapasiteetti täytyy laskea uudestaan aina, kun sähkövoimajärjestelmässä tapahtuu merkittäviä muutoksia. Tällaisia muutoksia ovat esimerkiksi uudet voimalaitokset ja siirtojohdot. [17, s. 2]

Hetkellisiä siirtokapasiteetin rajoituksia saattaa esiintyä muuallakin verkossa kuin kriittisemmällä siirtoleikkauksilla, kun verkossa osalla johdoista on suunniteltu keskeytys [17, s. 5]. Keskeytysten ajoitus tulee suunnitella siksi tarkasti, ja ajoittaa ne mahdollisuuksien mukaan sellaisiin hetkiin, jolloin siirrot verkossa ovat mahdollisimman pienet.

Joskus pätötehon siirtotarve on kuitenkin niin suuri, että johdon siirtokapasiteetti ei enää riitä siirtojen toteuttamiseen. Verkossa on siis niin sanottu pullonkaula. Lyhyellä aikavälillä pullonkauloja hallitaan vastakaupoilla tai hinta-alueilla. Pitkällä aikavälillä lisätään loistehon kompensointikapasiteettia tai rakennetaan lisää siirtoyhteyksiä. Vastavasti alempijännitteiset johdot voidaan korvata suurempijännitteisillä johdoilla. Esimerkiksi 220 kV:n johdot korvataan Suomessa 400 kV:n johdoilla [12]. Verkon koko siirtokyky pyritään kuitenkin hyödyntämään, käyttövarmuuden asettamissa rajoissa, ennen uusien johtojen rakentamista.

3.2.2 Siirtokykyä rajoittavat tekijät

Vaihtosähköverkossa siirtokapasiteetin määrää käyttövarmuuden säilyminen, mihin vaikuttaa johtojen terminen kuormitettavuus ja järjestelmän stabiilius [2, s. 297]. Johtojen terminen kuormitettavuus on tärkeää erityisesti sarjakompensoiduilla johdoilla. Jos sarjakondensaattorin jokin virtaraja ylittyy liian pitkäksi aikaa, sarjakondensaattori ohittuu. Tästä seuraa hyvin todennäköisesti jännitestabiiliuden menetys. [44]. Stabiiliutta käsitellään seuraavassa luvussa.

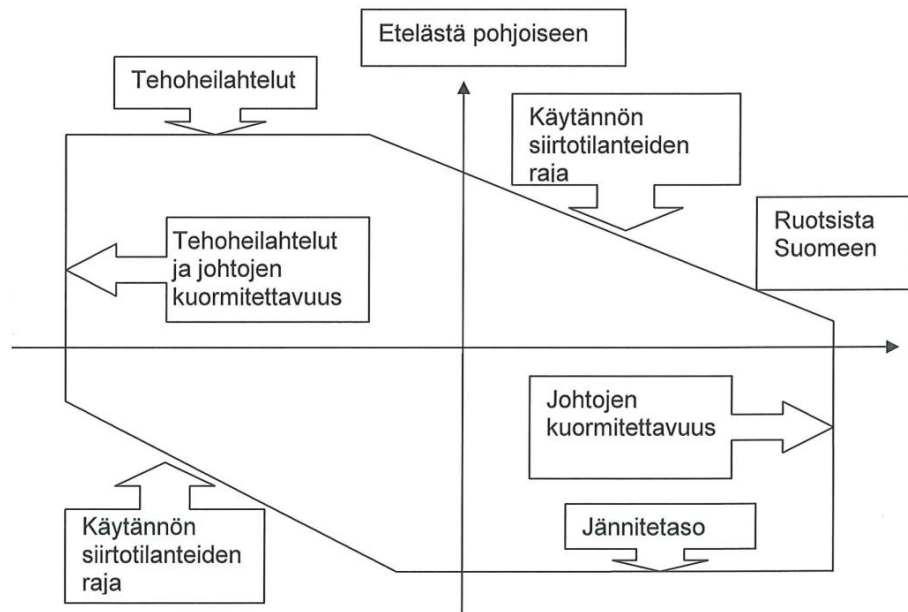
Lyhyillä vaihtosähköjohdoilla siirtokykyä rajoittava tekijä on yleensä terminen kuormitettavuus eli johdinten lämpeneminen [2, s. 220, 257]. Kuormitusvirrat ovat tällöin liian suuria ja siitä seuraa virtalämpöhäviöiden takia johtimien lämpölaajenemista, jolloin johdot saattavat roikkua joissain paikoissa vaarallisen lähellä maan pintaa. Tämän takia ylikuormittumista tulee välttää. Virtalämpöhäviöiden pienentäminen on myös taloudellisesti kannattavaa.

Tarkasteltaessa johdon kuormitettavuutta täytyy huomioida kaikkien sarjakytkettyjen komponenttien kuormitettavuus. Näistä pienin kuormitettavuus on koko johdon kuormitettavuus. Jos johto on sarjakompensoitu, niin kuormitettavuuden kanssa on oltava tarkkana, sillä sarjakondensaattorin ylikuormittuminen merkitsee sen ylijänniterasitusta, joka johtaa vähitellen eristeiden vaurioitumisen.

Hetkelliseen kuormitettavuuteen vaikuttaa johtimen jatkuvan tilan kuormitusvirta, koska johtimen lämpötila voi olla jo valmiiksi suuri. Vähän kuormitetuilla johtimilla kestää kauemmin saavuttaa korkeita lämpötiloja. Myös ympäristön lämpötila, tuulisuus ja auringonpaiste vaikuttavat johtimen kuormitettavuuteen. Korkea ympäristön lämpötila laskee johtimen kuormitettavuutta, koska ilmvirran jäädyttävä vaikutus on tällöin pienempi.

Tasasähköyhteyksien siirtokapasiteetti on yksinkertaisempi määrittää kuin vaihtosähköyhteyden. Sitä rajoittaa aina terminen kuormitettavuus. [17, s. 5] Tasasähköyhteyksiä suunniteltaessa on kuitenkin huomioitava myös se, miten muu verkko kestää tasasähköyhteyden irtoamisen [2, s. 297–298]. Teholtaan suuren tasasähköyhteyden menettäminen voikin olla yksi mitoittavista vioista.

Joillakin siirtoyhteyksillä siirtokykyä rajoittavat tekijät saattavat vaihtua verkon tehonvirtaussuunnan mukaan. Suomessa tässä on kyse siitä, onko Suomessa tuonti- vai vientitilanne. Kuvassa 3.3 on esitetty toiminta-aluekaavio siirtotilanteista Suomessa ja siirtokykyä näissä tilanteissa rajoittavat tekijät.



Kuva 3.3. Suomen voimajärjestelmän toiminta-aluekaavio, jossa on kuvattu siirtokykyä rajoittavat asiat eri siirtotilanteissa. Kaltevat viivat ovat rajoja, joita ei käytännössä ylitetä, vaikka se olisikin mahdollista. [17, s. 4]

Kuvasta 3.3 nähdään, että siirtotilanteella on suuri merkitys siihen, mitkä asiat ovat kulloinkin siirtokykyä rajoittavia. Käytännön siirtotilanteiden raja viittaa sellaiseen tilanteeseen, joita ei todellisuudessa esiinny. Kuvan 3.3 oikean yläkulman rajan ulkopuolella olisi tilanne, jossa sähköä siirretään paljon Pohjois-Ruotsista Suomeen ja Suomen sisällä

etelästä pohjoiseen. Tällöin kulutusta pitäisi olla paljon Pohjois-Suomessa. Vastaavasti tuotantoa pitäisi olla hyvin paljon Pohjois-Suomessa, jos sähköä voitaisiin samanaikaisesti siirtää sekä Etelä-Suomeen että Pohjois-Ruotsiin. Tähän viitataan kuvan 3.3 vasemman alakulman käytännön siirtotilanteiden rajalla.

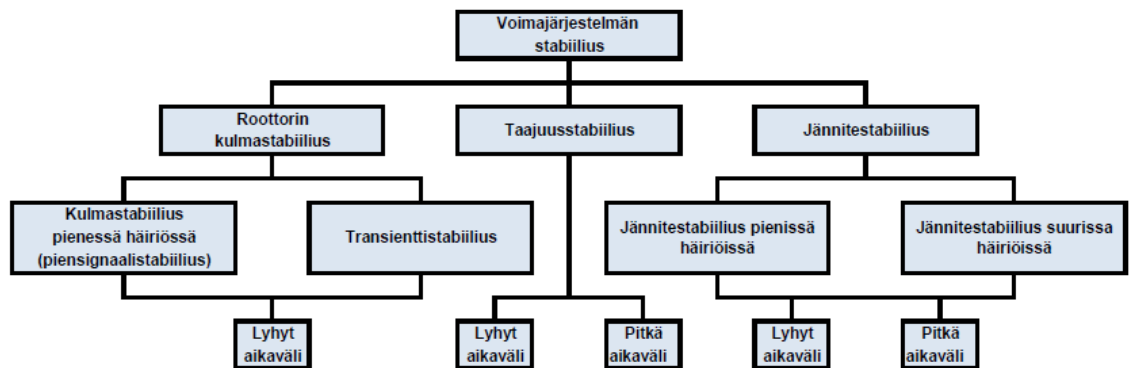
Tässä työssä keskitytään pääasiassa tilanteeseen, jossa siirtoa tapahtuu Ruotsista Suomeen ja edelleen pohjoisesta etelään. Tällöin RAC-siirtoa rajoittaa johtojen kuormitettavuus ja P1-siirtoa jännitetaso, eli käytännössä jännitestabiilius.

3.3 Stabiilius

IEEE:n (engl. Institute of Electrical and Electronics Engineers) ja CIGRE:n (engl. Council on Large Electric Systems) yhteisessä Stability Terms and Definitions -työryhmän raportissa *Definition and classification of power system stability* [26] määritellään voimajärjestelmän stabiilius: "Sähkövoimajärjestelmän stabiilius on voimajärjestelmän kyky saavuttaa annetusta alkutilanteesta uudelleen tasapainotila sen jälkeen, kun siihen on kohdistunut fyysinen häiriö, useimpien järjestelmän muuttujien pysyessä sallituissa rajoissa niin, että käytännöllisesti katsoen koko järjestelmä säilyy ehjänä." [26, s. 1388]

Tosin sanoen stabiilius tarkoittaa sähkövoimajärjestelmän kykyä säilyttää generaattorien välinen tahtikäyttö. Samalla taajuuden ja jännitteen tulee olla sovitussa rajoissa, tuotannon ja siirtotilanteiden muutoksista ja verkon vioista huolimatta.

Stabiilius jaetaan useampaan alaluokkaan. Verkon topologia, voimajärjestelmän toimintatila ja häiriön tyyppi vaikuttavat siihen minkä tyyppiseen epästabiiliuteen tilanne johtaa [26, s. 1389]. Stabiiliuden luokittelu on esitetty kuvassa 3.4.



Kuva 3.4. Stabiiliuskäsitteiden kaaviokuva [mukailten 26, s. 1390].

Voimajärjestelmän stabiiliuden kolme alaluokkaa ovat jännite-, taajuus- ja roottorin kulmastabiilius. Nämä voidaan jakaa edelleen kuvan 3.4 mukaisesti pienemmiksi kokonaisuuksiksi. [26, s. 1390] On hyvä tiedostaa, että eri luokkia ei voida todellisessa verkon häiriötilanteessa pitää täysin erillisinä.

Tämän työn näkökulmasta näistä kiinnostavin on jännitestabiilius. Kuvan 3.3 mukaan tilanteessa, jossa on paljon siirtoa sekä Ruotsista Suomeen ja edelleen Suomen sisällä pohjoisesta etelään, jännitetaso muodostuu rajoittavaksi tekijäksi Pohjois- ja Etelä-Suomen välisessä siirrossa. Tämän takia jännitestabiilius on keskeinen työn kannalta, eikä

taajuus- ja roottorin kulmastabiiliutta käsitellä työn simuloinneissa. Kuitenkaan ilmiöt eivät ole toisistaan irrallisia, vaan esimerkiksi jännite- ja kulmastabiilius ovat sidoksissa toisiinsa.

Parantamalla stabiiliutta joko parannetaan käyttövarmuutta tai lisätään siirtokapasiteettia. Molempia voidaan parantaa, jos siirtokapasiteetin lisäystä ei hyödynnetä kokonaan. Siirtoreitin siirtokykyä voidaan kasvattaa pienentämällä reitin reaktanssia. Tämä perustuu siihen, että verkon jännite- ja kulmastabiilius paranevat. [2, s. 257]

3.3.1 Jännitestabiilius

Jännitestabiilius (engl. Voltage Stability) jaetaan kuvan 3.4 mukaisesti kahteen alaluokkaan: jännitestabiilius pienissä häiriöissä (engl. Small-disturbance Voltage Stability) ja jännitestabiilius suurissa häiriöissä (engl. Large-disturbance Voltage Stability). Molemmat voidaan jakaa vielä lyhyt- ja pitkäkestoisiin ilmiöihin. [26, s. 1390] Jännitestabiilius liittyy läheisesti muihin tekijöihin, kuten kulmastabiiliuteen, jotka vaikuttavat voimajärjestelmän dynaamisen sekä jatkuvan tilan suorituskykyyn. [37, s. 1]

Verkossa esiintyy jännite-epästabiiliutta, jos jännitteet heilahtelevat liikaa häiriön jälkeen tai laskevat liikaa, eli eivät pysy vakaina. Pahimmillaan jännite-epästabiilius johtaa kontrolloimattomaan jännitteen laskuun eli jänniteromahdukseen. Myös liian suuri jännite sisältyy jännite-epästabiiliuden määritelmään, vaikka seuraukset eivät olekaan samanlaisia. Tällöin saatetaan joutua irrottamaan laitteita verkosta niiden jännitekestoisuuden takia. [2, s. 216] Tosin sanoen voimajärjestelmän jännitestabiilius säilyy, jos jännitteet vian jälkeen palautuvat lähelle ennen vikaa olleita arvojaan.

Perinteisesti jännitestabiilius on yhdistetty kuormien kuluttamaan tehoon [2, s. 216]. Näkökulmaa on tästä hieman laajennettu. Jännitestabiiliuteen oleellisesti vaikuttaviksi tekijöiksi luokitellaan erityisesti kuormien käyttäytyminen verkon näkökulmasta, käytettävissä olevat keinot jännitteensäätöön, erityisesti generaattoreilla mutta myös kompensointilaitteilla, ja verkon tehonsiirtokyky [37, s. 38]. Keskeistä on loistehotasapainon säilyttäminen. Loistehon kompensoinnilla ja jännitteensäädön toiminnalla on vahva yhteys jännitestabiiliuteen [37, s. 1]. Näistä kerrotaan tarkemmin luvussa 4.

Jännitestabiilius suurissa häiriöissä tarkoittaa järjestelmän kykyä ylläpitää vakaita ja riittävän suuria jännitteitä suurten häiriöiden, kuten suurten tuotantoyksikköjen irtoamisen jälkeen. Siihen vaikuttavat voimajärjestelmän, kuormien, säätöjen ja suojausjärjestelmien ominaisuudet. Epästabiilius häiriöiden jälkeen ilmenee jatkuvana jännitteen laskuna tai nousuna. Jännitestabiilius pienissä häiriöissä liittyy vaimenemiseen tilanteisiin, jossa muutokset voimajärjestelmässä ovat selvästi pienempiä. Tällaisia ovat esimerkiksi kuormien muutokset. [2, s. 246] Jännitestabiilius säilyy pienten vikojen jälkeen, jos jännitteet ovat sunnilleen samat kuin ennen vikaa [37, s. 18].

Jännite-epästabiilius voi esiintyä erikestoisena ilmiönä. Lyhyen ajanjakson jännitestabiilius (engl. Transient Voltage Stability) käsittää tapahtumat kymmenen sekunnin sisällä viasta. Tästä käytetään joskus myös nimeä transienttijännitestabiilius. Tähän liittyviä asi-

oita ovat esimerkiksi oikosulkumoottorien tarvitsema loisteho tai generaattorin jännitteensäätö. Pitkän ajanjakson jännitestabiiliudessa (engl. Longer-term Voltage Stability) on kyse tyypillisesti tapahtumista kahden kolmen minuutin kuluessa. Tällaisia asioita ovat esimerkiksi suuret häiriöt, tehon siirtäminen kaukaisilta tuotantolaitoksilta, käämikytkimien toiminta ja generaattoreiden magnetointivirtarajojen saavuttaminen. [37, s. 19–21]

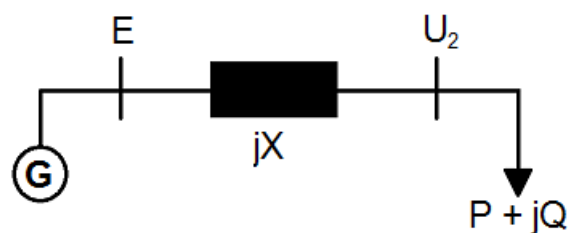
Jännitestabiiliuteen kuuluu sekä jatkuvan tilan jännitestabiilius että dynaaminen jännitestabiilius. Jatkuvan tilan jännitestabiiliudella tarkoitetaan sitä, että jännitteiden on oltava tarpeeksi suuria myös mitoittavan vian jälkeen. Dynaamisella jännitestabiiliudella tarkoitetaan vastaavasti sitä, että välittömästi mitoittavan vian jälkeisissä sähkömekaanisissa heilahduksissa jännite ei saa olla edes hetkellisesti tiettyä arvoa pienempi. Dynaamisen jännitestabiiliuden ensimmäisen heilahduksen alaraja Fingridillä on 0,8 pu. Tämä raja on asetettu, jotta voimalaitokset eivät irtoaisi ja kuormille ei aiheutuisi ongelmia. [42]

Jännitestabiilius rajoittaa siirtokapasiteettia, jos verkossa on kuormitusalueita, joihin siirretään tehoa muualta ja joissa on vähän generaattoreita verrattuna alueen kuormitukseen. Tällöin alueella ei ole paljon generaattoreita, jotka syöttäisivät loistehoa verkkoon vian jälkeen, minkä seurauksena tilanne on kriittisempi. [2, s. 246] Toisaalta suuri määrä epätahtigeneraattoreita tai -moottoreita kuluttaa paljon loistehoa oikosulun ja tehoheilahdelujen aikaisten pienten jännitteiden aikana, mikä saattaa myös olla ongelma jännitestabiiliuden säilymiselle [34; 35, katso 2, s. 246]. Usein ratkaisemalla jännitestabiiliuden asettamia rajoituksia voidaan kasvattaa tehonsiirtoa [37, s. 203].

Jännitestabiiliuden analysointi sisältää kaksi tutkittavaa näkökulmaa: jännite-epästabiiliuden mekanismin ja sen, kuinka lähellä ollaan epästabiiliutta. Jännite-epästabiiliuden mekanismiin liittyviä kysymyksiä ovat: Kuinka ja miksi sitä esiintyy? Mitkä ovat olennaisimmat tekijät, jotka siihen johtavat? Mitkä ovat heikkoja alueita voimajärjestelmässä jännitestabiiliuden näkökulmasta? Mitkä toimenpiteet ovat kustannustehokkaimpia sen parantamiseksi? [25, s. 977]

Tutkittaessa sitä, kuinka lähellä ollaan epästabiiliutta, pyritään siihen, että osattaisiin tunnistaa etukäteen tilanne, jossa jännitestabiilius on vaarassa. Tunnistaminen perustuu juuri jännitestabiiliuden mekanismin tuntemiseen. Tällöin voitaisiin tehdä tarvittavat toimenpiteet ajoissa.

Jännitestabiiliustarkasteluissa kiinnostaa usein johdon loppupään jännite siirrettävän tehon funktiona. Puhdasta jännitestabiiliutta voidaan havainnollistaa kuvan 3.5 mukaisella järjestelmällä, jossa siirtojohdon toisessa päässä on generaattori ja toisessa kuorma, joka ottaa verkosta pätötehon P ja loistehon Q . [2, s. 249]



Kuva 3.5. Puhtaan jännitestabiiliuden havainnollistaminen yksinkertaisella verkolla.

Generaattori pitää liityntäsolmupisteensä jännitteen vakioarvossa E . Johto on mallinnettu pelkällä reaktanssilla, mikä yksinkertaistaa tarkastelua. Jännite kuormitusasteessa on U_2 . Seuraavissa yhtälöissä on oletettu, että sekä pätö- että loisteho virtaavat generaattorilta kuormalle.

Pätötehoa P kuvan 3.5 mukaisessa tilanteessa johdon alussa, eli generaattorin puoleisessa päässä, kuvataan tehonsiirron perusyhtälöllä

$$P = \frac{EU_2}{X} \sin \delta, \quad (3.3)$$

jossa tehokulma δ on jännitteiden E ja U_2 kulmien erotus. Vastaavasti loisteho Q johdon alussa on

$$Q = \frac{EU_2}{X} \cos \delta - \frac{U_2^2}{X}. \quad (3.4)$$

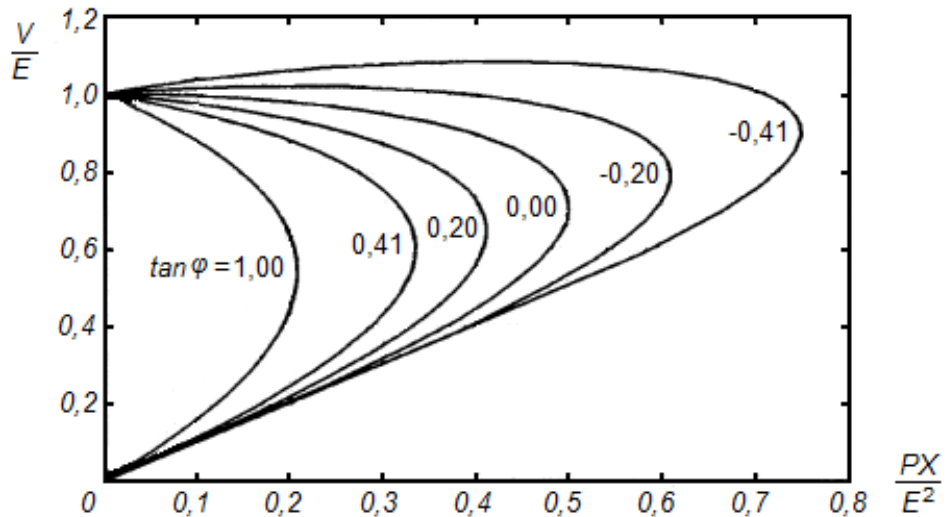
Ratkaistaan yhtälöistä (3.3) ja (3.4) $\sin \delta$ ja $\cos \delta$, joiden neliöiden summa on 1 ($\sin^2 \delta + \cos^2 \delta = 1$). Tästä saadaan jännitteelle U_2 yhtälö

$$U_2 = \sqrt{\frac{E^2 - 2QX \pm \sqrt{(2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2)}}{2}}. \quad (3.5)$$

Yhtälö (3.5) voidaan esittää myös suhteellisarvoin muodossa

$$u = \sqrt{\frac{-(2qx - 1) \pm \sqrt{1 - 4qx - 4x^2p^2}}{2}}, \quad (3.6)$$

joissa u on johdon loppupään jännitteen U_2 suhteellisarvo, q loistehon Q , x johdon reaktanssin X , p pätötehon P . Jälkimmäisessä yhtälössä loisteho on annettu pätötehon ja tehokertoimen φ avulla. Yhtälöiden (3.5) ja (3.6) tarkempi johtaminen löytyy esimerkiksi Elovaaran ja Haarlan teoksesta *Sähköverkot 1* [2, s. 251–252]. Yhtälön (3.6) avulla voidaan piirtää jännitestabiiliutta kuvaava tehojännitekäyrä eli PU-käyrä. Esimerkki PU-käyrästä on esitetty kuvassa 3.6 [2, s. 249–252]



Kuva 3.6. PU-käyrä eli johdon loppupään jännite johdolla siirrettävän tehon funktiona eri lois- ja pätötehon suhteilla [mukaillen 41, s. 210].

Kuten kuvasta 3.6 nähdään PU-käyrän jokaista siirrettävää tehoa vastaa kaksi jännitettä. Näistä kuitenkin vain suurempi on mahdollinen todellisessa stabiilissa verkossa [2, s. 250]. PU-käyrän suurinta tehoa vastaavaa jännitettä kutsutaan kriittiseksi jännitteeksi. Tämän siirron jälkeen jännitestabiilius menetetään ja siksi todellisessa verkossa siirto ei saa olla niin suuri, että vian jälkeiset jännitteet olisivat lähellä kriittistä jännitettä.

Fysikaalisia asioita, joilla voidaan mitata etäisyyttä jännite-epästabiiliudesta, ovat esimerkiksi kuormituksen suuruus, kriittisen siirtoleikkauksen läpi virtaava pätöteho ja loisteohoreservit. Tilannetta voidaan kuvata myös UQ-käyrillä. Sopivimmat menetelmät riippuvat järjestelmästä ja varmuusmarginaalin käytöstä. [25, s. 977; 36, s. 32–33]

3.3.2 Jänniteromahduksen kuvaus

Voimajärjestelmässä tapahtuu jänniteromahdus, jos vian jälkeen tasapainotilassa jännitteet ovat liian pienet. Jänniteromahdus voi olla täydellinen järjestelmän romahdus (engl. Blackout) tai osittainen. [24, s. 592] Jänniteromahduksella saatetaankin tarkoittaa hieman eri asiaa eri lähteissä. Kundur [25] käyttää termiä jänniteromahdus jo jännitteen pienene- misestä sallitun rajan alle [25, s. 973]. Yleisesti jänniteromahdus saattaa syntyä jännite- epästabiiliuden lopputuloksena tietyissä olosuhteissa [41, s. 208]. Nimestään huolimatta jänniteromahduksessa jännitteen pieneneminen saattaa kestää jopa useita minuutteja, mikä johtuu siitä, että se sisältää monien laitteiden, säätöjen ja suojausjärjestelmien toi- mintaa [25, s. 975].

Ei ole olemassa tarkkaa yleisesti pätevää jännitettä, jolla jänniteromahdus käynnis- tyisi, koska asiaan vaikuttaa verkon tila, tuotantorakenne ja vapaana olevan loistehoka- pasiteetin määrä voimajärjestelmässä. [29, s. 72] Jännite ei välttämättä romahda heti vian

seurauksena, vaan tilanne voi pahentua asteittain generaattorien ylimagnetointirajoitettujen tai muuntajien käämikytkimien toiminnan vaikutuksesta [42]. Tässä luvussa kuvataan tyypillinen tapahtumaketju pitkän aikavälin jännitestabiiliudelle suurissa häiriössä.

Keskeistä jännitestabiiliuden menettämisessä on, että alkutilanteessa verkossa on suuri kuormitus ja suuret tehonsiirrot. Siirtoetäisyydet ovat myös yleensä pitkät eli generaattorit sijaitsevat kaukana kulutuksesta. [37, s. 21] Tilanteeseen kuuluu myös loistehon siirtoa paikkoihin, jossa sitä tarvitaan. Tyypillisesti alkutilassa jokin voimajärjestelmän suuri tuotantoyksikkö on poissa käytöstä, mikä tekee järjestelmästä alttiimman jännitestabiiliuden menettämiselle. Tämän seurauksena osa siirtojohdoista on raskaasti kuormitettuja ja loistehoreservit ovat jo pääosin käytössä. [25, s. 974–975]

Yleensä laukaiseva tekijä on jokin yllättävä suuri häiriö, kuten suuren tuotantoyksikön tai keskeisen siirtojohdon menettäminen [37, s. 21]. Tästä seuraa (siirtojohdon menettämisen yhteydessä rinnakkaisten) johtojen suurempi kuormittuminen. Suurempi kuormittuminen tarkoittaa suurempaa virtaa, mistä seuraa reaktiivisten häviöiden kasvaminen. Loistehon kulutus johdolla kasvaa, minkä seurauksena voimajärjestelmään syntyy suuri loistehon tarve. [25, s. 974] Loistehovajauksen seurauksena jännitteet laskevat verkossa [37, s. 21]. Joissakin järjestelmissä laukaiseva tekijä voi olla jopa kuormituksen kasvaminen. [25, s. 975]

Jännitteen pieneneminen aiheuttaa kuormien ottaman tehon pienenemistä, kunhan kuormat eivät ole vakiopätötehokuormia. Tällöin myös tehonsiirto johdoilla pienenee, millä on stabiloiva vaikutus. Generaattorien automaattinen jännitteensäätö kuitenkin lisää magnetointia napajännitteen palauttamiseksi asetusarvoihin. [25, s. 974]

Jännitteen pieneneminen siirtoverkossa heijastuu edelleen myös jakeluverkkoon. Tällöin muuntajien käämikytkimet (engl. On Load Tap Changer, OLTC) aktivoituvat ja pyrkivät nostamaan jakeluverkon jännitteen takaisin aiemmalle tasolle. Tämän seurauksena jännite laskee siirtoverkossa. [41, s. 210]

Tässä vaiheessa generaattorit saattavat olla virtarajallaan lisääntyneen loistehon tuotannon seurauksena, eli loistehoresurssit alkavat olemaan loppumaisillaan. Jännite on tällöin luokkaa 0,85–0,9 pu. [29, s. 73] Saavutettuaan virtarajan generaattorin napajännite putoaa. Tämän seurauksena generaattori pienentää loistehon tuotantoaan, jotta virta pysyisi sallituissa rajoissa. Tällöin tämä loistehovajaus tuotetaan muilla generaattoreilla. Jos nekin saavuttavat virtarajansa, voimajärjestelmä on altis jännitestabiiliuden menettämiselle. Pienillä jännitteillä rinnakkaiskondensaattoreistakaan ei ole merkittävää apua. Prosessi johtaa lopulta jänniteromahdukseen, sekä mahdollisesti generaattoreiden tahtikäytön menettämiseen ja suurhäiriöön. [25, s. 974–975]

Vaikka jännite ei kunnolla vielä romahtaisikaan, niin pienellä jännitteellä on seurauksia. Tuotantoa saattaa alkaa irrota suunnilleen jännitteellä 0,85 pu. Jännitteen ollessa vielä pienempi, noin 0,8 pu, kasvaa laitteiden ylikuormittumisriski. Ylikuormittumisriski on seurausta vakiotehokuormien ominaisuudesta. Kun jännite pienenee, niin kuorman on otettava tällöin suurempi virta, jotta se ottaisi saman tehon. Jännitteen pienentyessä tarpeeksi avautuvat moottorien kontaktorit. Nämä luvut eivät kuitenkaan ole yleispäteviä arvoja. [29, s. 73]

Jänniteromahdus voi tapahtua ilman kulmastabiiliusongelmia, jos siirrot ja loistehon kulutus kasvavat. Käytännössä ilmiöt tapahtuvat samassa yhteydessä esimerkiksi niin, että jännitteet pienenevät ja generaattorit putoavat tahdista. [2, s. 246]

3.3.3 Roottorin kulmastabiilius

Roottorin kulmastabiilius (engl. Rotor Angle Stability), tai usein vain kulmastabiilius, on voimajärjestelmän ominaisuus, joka kertoo tahtikoneiden kyvystä säilyttää tahtikäyttö vian jälkeen. Kulmastabiilius jaetaan kahteen alaluokkaan: kulmastabiiliuteen pienissä häiriöissä, eli piensignaalistabiiliuteen (engl. Small-disturbance / Small-signal Rotor Angle Stability) ja transienttistabiiliuteen (engl. Large-disturbance Rotor Angle / Transient Stability). Molemmat ovat lyhyen aikavälin ilmiöitä. Piensignaalistabiiliuden yhteydessä kiinnostava tarkkailuajanjakso on vian jälkeen noin 10–20 sekuntia. Transienttistabiiliuden yhteydessä kiinnostava tarkkailuajanjakso on yleensä 3–5 sekuntia vian jälkeen tai 10–20 sekuntia suurien järjestelmien yhteydessä, jos esiintyy alueiden välistä heilahtelua. [26, s. 1389–1390]

Pohjimmiltaan ilmiössä on kyse jokaiseen verkon tahtikoneen kyvystä ylläpitää sähköisen ja mekaanisen momentin tasapaino [26, s. 1389]. Generaattorin voimakone, eli tyypillisesti höyry- tai kaasuturbiini, tuottaa mekaanisen momentin generaattorille. Sähköinen momentti syntyy generaattorissa. Sähköisen momentin muutoksen ΔT_E yhteys tahdistavaan momenttiin ΔT_S ja vaimentavaan momenttiin ΔT_D voidaan esittää yhtälöllä

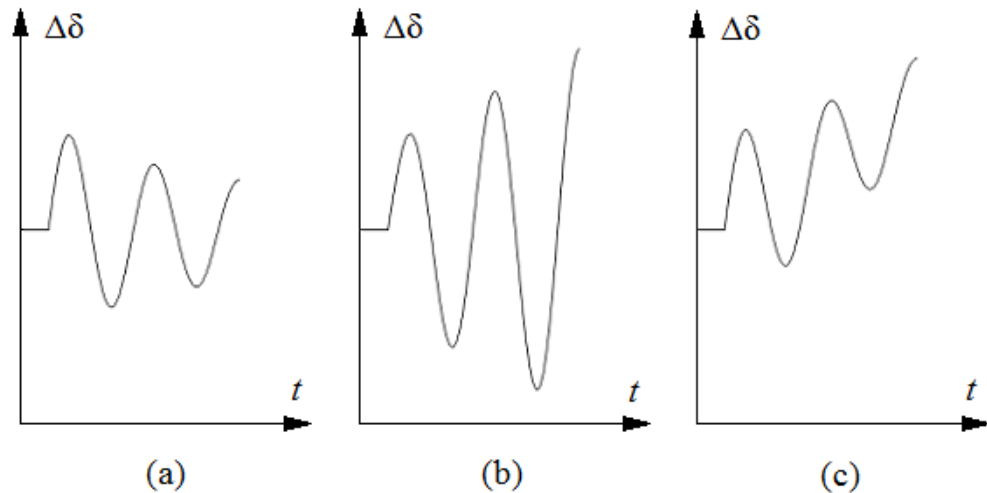
$$\Delta T_E = \Delta T_S + \Delta T_D = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega, \quad (3.7)$$

missä $\Delta \delta$ on roottorin kulman muutos ja $\Delta \omega$ on kulmanopeuden muutos. Yhtälön (3.7) termistä $T_S \Delta \delta$ käytetään nimeä tahdistava komponentti ja termistä $T_D \Delta \omega$ vaimentava komponentti. Järjestelmän stabiilius vaatii näiden molempien komponenttien olemassaolon jokaisella tahtikoneella. [25, s. 23]

Kulmastabiilius pienissä häiriöissä riippuu alkutilasta, ja seuraukset voidaan jakaa kahteen luokkaan. Jos tahdistavaa momenttia ei ole tarpeeksi, niin roottorin kulma δ kasvaa jaksottomasti, mistä seuraa generaattoreiden putoaminen tahdista. Jos sen sijaan vaimentavaa momenttia ei ole tarpeeksi, roottori heilahtelee kasvavalla amplitudilla. Ongelmat liittyvät yleensä riittämättömään värähtelyn vaimennukseen. Ilmiö on melko laajasti eliminoitu automaattisilla jatkuvasti toimivilla generaattorin jännitteensäätäjillä, mutta sitä voi kuitenkin esiintyä, jos generaattori toimii magnetointirajallaan. Kulmastabiiliuden menettäminen yhden tahtikoneen osalta tarkoittaa, että kyseinen tahtikone ei enää pysy samassa tahdissa muiden generaattoreiden kanssa. Ongelmana voi olla myös kahden alueen generaattoriryhmien välinen vaimentumaton heilahtelu toisiaan vasten, jos siirto on liian suuri. [26, s. 1389–1390]

Joissakin tapauksissa ei välttämättä tarvita edes häiriötä, jotta stabiilius menetetään. Tällöin alkutilanteessa siirron on oltava liian suuri, ja kuorman tai tuotannon muuttuminen voi aiheuttaa amplitudiltaan kasvavan värähtelyn.

Transienttistabiilius liittyy voimajärjestelmän kykyyn ylläpitää tahtikäyttö vakavan vian tapahtuessa. Epästabiilius johtuu riittämättömästä tahdistavasta momentista ja on epäjaksollista kulmaeron kasvamista. Tällöin puhutaan ensimmäisen heilahduksen epästabiiliudesta. Aina transienttiepästabiilius ei kuitenkaan ilmene heti ensimmäisen heilahduksen aikana. Tällöin kulmaero kasvaa jaksollisesti heilahdusten aikana, kunnes lopulta se muuttuu erittäin voimakkaasti. [26, s. 1390] Kuvassa 3.7 on esitetty periaatekuvat vaimentavan ja tahdistavan momentin merkityksestä.



Kuva 3.7. Esimerkki tahdistavan ja vaimentavan momentin merkityksestä. Kuvajassa (a) kumpikin momentti on riittävän suuri, kuvajassa (b) vaimentava momentti on riittämätön ja kuvajassa (c) tahdistava momentti on riittämätön.

Kuvasta 3.7 huomataan, että riittämätön tahdistava momentti johtaa siihen, että roottorin kulma δ kasvaa jatkuvasti. Vastaavasti riittämättömästä vaimentavasta momentista seuraa heilahtelevaa epästabiiliutta, jolloin heilahtelun amplitudi kasvaa eikä vaimene.

Vaikka kulmastabiiliuden menettäminen ei olisi vielä lähellä, niin hyvästä vaimennuksesta on silti hyötyä, koska generaattorin tuottama teho vaihtelee roottorin värähdellessä [25, s. 18]. Staattinen loistehon kompensattori SVC (engl. Static Var Compensator), generaattoreiden lisästabilointipiirit (engl. Power System Stabilizer, PSS) ja tasasähköyhteydet ovat sellaisia voimajärjestelmän komponentteja, joita voidaan hyödyntää vaimennuksen parantamisessa.

3.3.4 Taajuusstabiilius

Taajuus on yksi voimajärjestelmän perussuureista, jolle on asetettu tarkasti määritetyt sallitut arvot. Yhteispohjoismaisessa voimajärjestelmässä käytettävä taajuus on 50 Hz. Taajuus on riippuvainen tuotannon ja kulutuksen tehotasapainosta. Taajuus kasvaa, kun tuotanto on kulutusta suurempaa ja vastaavasti kulutuksen ollessa suurempaa taajuus pienenee.

Taajuuden on pysyttävä sallituissa rajoissa ja voimalaitosten on pysyttävä verkossa, vaikka verkon taajuus hieman muuttuukin. Pohjoismaisen sähkövoimajärjestelmän taajuus on normaalisti 49,9–50,1 Hz. Fingridin Voimalaitosten järjestelmäteknisten vaatimusten (VJV 2013) mukaan voimalaitosten on toimittava jatkuvasti ja normaalisti referenssipisteen taajuuden ollessa 49,0–50,3 Hz. Tätä pienempiä ja suurempia taajuuden arvoja voimalaitosten on kestettävä lyhyempiä ajanjaksoja. [20, s. 27–28]

Taajuusstabiilius (engl. Frequency Stability) viittaa voimajärjestelmän kykyyn ylläpitää tasainen taajuus vakavasta häiriöstä seuranneen tuotannon ja kulutuksen epätasapainosta huolimatta. Taajuusepästabiilius tarkoittaa taajuuden kontrolloimatonta kasvua, pienenemistä tai heilahtelua ja se saattaa johtaa tuotantoyksiköiden ja kuormien irtikytketymiseen tai verkon jakautumiseen saarekkeiksi. Saareketilanteessa oleelliseksi asiaksi muodostuu se, että saavuttaako jokainen saareke tasapainotilan. Lisäksi tämä olisi hyvä tapahtua mahdollisimman pienellä suunnittele mattomalla irtikytkettyvän kuorman määrällä. Yleisesti taajuusstabiiliuden ongelmat liittyvät laitteiden epäsuotuisaan reagointiin, huonoon ohjaus- ja suojauslaitteiden koordinaatioon tai riittämättömään tuotantoreserviin. [26, s. 1392]

Osa taajuusstabiiliuteen liittyvistä asioista on lyhyt- ja osa pitkäkestoisia. Taajuuspoikkeamien aikana osa laitteista ja järjestelmistä reagoi muutamissa sekunneissa. Tällaisia ovat esimerkiksi generaattorin säätöjärjestelmät sekä alitaajuuden perusteella irtoavat kuormat. Vastaavasti esimerkiksi turbiinin höyrynsyöttöjärjestelmän reagointi-aika on minuutteja. [26, s. 1392]

Taajuuspoikkeamien aikana myös jännitteen suuruus saattaa vaihdella merkittävästi, prosentuaalisesti jopa enemmän kuin taajuus. Jännitteen vaihtelu voi vaikuttaa tuotannon ja kulutuksen suhteeseen laukaisemalla yli- tai alijännitereleitä. [26, s. 1392] Toisaalta kuormien teho muuttuu niiden taajuusriippuvuuden seurauksena ilman niiden laukaisua. Jos tehotasapainoa ei saada palautettua säätötoimenpiteillä taajuuden muutosten jälkeen, taajuus ja siten koko voimajärjestelmä voi romahtaa [2, s. 254].

Voimajärjestelmän taajuus muuttuu, eli yleensä laskee, sitä nopeammin, mitä vähemmän siinä on inertiaa. Inertialla tarkoitetaan pyöriviin koneisiin, eli käytännössä generaattoreihin ja turbiineihin, varastoitunutta liike-energiaa. Osa liike-energiasta on myös pyörivissä reserveissä. Taajuusohjattu hetkellinen reservi (engl. Frequency Controlled Instantaneous Reserve) eli pyörivä reservi on verkkoon kytketyissä generaattoreissa vapaana olevaa pätötehokapasiteettia. Koska turbiinin antama teho pienenee nopeasti verkon taajuuden laskiessa, ovat pyörivät reservit tärkeitä. [2, s. 254–256] Tehon muutos tapahtuu lisäksi riittävän nopeasti.

Generaattoreita on irrotettava verkosta, jos taajuus on alle 47 Hz, koska tällöin turbiinien siivekkeet voivat vaurioitua, jos generaattori antaa tehoa verkkoon ja turbiini ja voimajärjestelmä resonoivat turbiinin ominaisresonanssitaajuudella. Generaattorien irrottaminen verkosta alitaajuudella kuitenkin pahentaa tilannetta entisestään, jolloin riski taajuusromahdukseen kasvaa. [2, s. 256] Jotta generaattoreiden poiskytkeminen vältetään, niin kuormia irrotetaan tätä ennen.

4 JÄNNITTEENSÄÄTÖ JA LOISTEHON KOMPENSOINTI

4.1 Jännitteensäädön tavoitteet

Jännitteensäädön tarkoituksena on pitää verkon jännitteet kaikissa käyttötilanteissa sallituissa rajoissa eli välttää yli- ja alijännitteet. Tällöin jännitetaso on sopiva sähkön siirrolle, ja kuluttajille voidaan taata mahdollisimman tasainen jännite. Samalla ylläpidetään käyttövarmuutta, pidetään sähkön laatu hyvänä ja minimoidaan häviöt. [2, s. 373–374] Fingrid on määrittänyt Suomen kantaverkossa jännitteelle jännitetasoittain sallitut vaihteluvälit, jotka on esitetty taulukossa 4.1 [20].

Taulukko 4.1. Sallitut jännitteen vaihteluvälit jännitetasoittain Suomessa [20, s. 27].

Jännitetason perusarvo [kV]	Normaali vaihtelualue [kV]	Häiriö- ja poikkeustilanteessa [kV]
400	395–420	360–420
220	215–245	210–245
110	105–123	100–123

Perusteena vaihteluvälin ylärajalle on laitteiden jännitekestoisuus ja sähköturvallisuus. Alarajan perusteena on tavoite pitää kuormitusvirrat tarpeeksi pieninä. [11] Suuret jännitteet voivat esimerkiksi vaurioittaa eristeitä vähitellen ja näin lyhentää laitteiden käyttöikää. Toisaalta liian suuret kuormitusvirrat voivat hankaloittaa suojauksen toteutusta. Liian pieni jännite voi lisäksi vaarantaa jännitestabiiliuden ja käyttövarmuuden pienentyneen siirtokapasiteetin vuoksi [2, s. 374].

Oikeansuuruisen jännitteen valinta on myös osa verkon häviöiden minimointia. Jännitteen pienentyessä virta kasvaa ja samalla kasvavat myös virtalämpöhäviöt. Tarpeettoman suuret jännitteet taas lisäävät koronahäviöitä varsinkin silloin, kun olosuhteet ovat koronan esiintymiselle suotuisat. Korona on voimakkaasti riippuvainen jännitteestä, minkä takia koronahäviöiden pienentämiseksi 400 kV:n verkon jännitettä voidaan tarvittaessa hieman pienentää [2, s. 374–375].

Jännite on paikallinen suure verkossa, ja siksi myös jännitteensäätö toteutetaan paikallisesti. Koska jännite muuttuu vain vähän taajuuden muuttuessa, voidaan jännitteensäätöä tarkastella erillään taajuuden säädöstä. Toisaalta tämä pätee kunnolla vain jännitteen ja taajuuden nimellisarvojen läheisyydessä eikä esimerkiksi jännitestabiiliushäiriöiden yhteydessä. [2, s. 351]

Jännitetason ylläpito vaatii loistehotasapainon, jota ohjataan loistehon kulutusta ja tuotantoa muuttamalla [11]. Jännitteensäätö voidaan jakaa kahteen luokkaan. Perustason jännitteen hallinnan toteuttavat tahtikoneet automaattisella jännitteensäädöllään. Tämä ei yksistään kuitenkaan yleensä riitä, vaan koko järjestelmän jännitteen hallintaan tarvitaan reaktoreita ja kondensaattoreita kompensoimaan, eli kuluttamaan ja tuottamaan loistehoa. [25, s. 628] Myös muuntajat kuluttavat loistehoa.

4.2 Loistehon kompensointi

Loistehon kompensointi on osa verkon jännitteiden säätöä ja käytön optimointia. Koska jännitteet nousevat loistehoylijäämän ja laskevat loistehoalijäämän seurauksena, jännitetason hallinta toteutetaan säätämällä loistehon tuotantoa, kulutusta ja siirtoa voimajärjestelmässä, eli loistehotasapainosta huolehtimalla. [11; 25, s. 628] Ilman loistehon kompensointia jännite vaihtelisi paljon siirto- ja kytkentätilanteen mukaan [2, s. 373–374]. Loistehon kompensointi jaetaan usein kahteen pääluokkaan. Nämä ovat siirtojohtoon loistehon kompensointi ja kuormituspuoleisen loistehon kompensointi.

Loistehon siirtyminen verkossa riippuu pääasiassa jännitteiden suuruuksista ja se siirtyy verkossa solmupisteistä, joiden jännite on suurempi, niihin solmupisteisiin, joiden jännite on näitä pienempi [37, s. 7]. Loistehon siirtäminen pitkiä matkoja ei ole järkevää, varsinkin jos siirretään samalla paljon pätötehoa. Toisin sanoen perimmäinen syy loistehon kompensoinnille on se, että loistehon siirtäminen pienentää pätötehon siirtokapasiteettia. Loistehon siirto aiheuttaa paljon sekä pätö- että loistehohäviöitä. Minimoimalla loistehon siirto vähennetään tarvetta investoida suurempaan siirtokapasiteettiin. Tällöin muuntajia ja kaapeleita ei tarvitse mitoitaa niin suuriksi. Jännitteiden pitäminen suurina pienentää tehohäviöitä ja samalla auttaa ylläpitämään jännittestabiiliutta. Loisteho pitäisi siis aina tuottaa mahdollisimman lähellä sen kulutusta. [37, s. 9-11, 13]

Loistehon kompensointi on usein tehokkain tapa parantaa sekä siirtokykyä että jännittestabiiliutta. Kompensointivaihtoehdot jaetaan sarja- ja rinnakkaiskompensointiin tai vaihtoehtoisesti aktiiviseen ja passiiviseen kompensointiin. Aktiivisella kompensoinnilla tarkoitetaan ratkaisua, joka sisältää takaisinkytketyn ohjausjärjestelmän. [37, s. 41]

Keskeisimmät loistehon kompensoinnissa käytettävät laitteet ovat rinnakkais- ja sarjakondensaattorit sekä rinnakkaisreaktorit. Suomen kantaverkossa käytössä on lisäksi yksi staattinen loistehon kompensointilaitteeksi SVC, joka kuuluu SVS-laitteisiin (engl. Static Var Systems). Muita mahdollisia laitteita loistehon kompensointiin ovat säädettävä sarjakondensaattori ja staattinen synkronikompensointilaitteeksi STATCOM (engl. Static Synchronous Compensator) [2, s. 336].

Nopea jännitteensäätö voimajärjestelmässä tehdään tahtigeneraattoreilla. Tahtigeneraattoria ei luokitella kompensointilaitteeksi, vaikka se voikin tuottaa tai kuluttaa loistehoa, ja on siksi tärkeä loistehotaseen hallinnassa. Tahtigeneraattorien jännitteensäätöä käsitellään luvussa 4.3.

4.2.1 Siirto johdon loistehon kompensointi

Siirto johdolla loistehon tuotannon ja kulutuksen tulisi olla tasapainossa. Siirto johdon kapasitanssi tuottaa varausloistehoa. Tämä loistehon tuotanto on verrannollinen johdon jännitteen neliöön. Koska jännite on pidettävä rajojen sisällä, ei johtojen tuottama loisteho vaihtelee suuresti. Johtojen sarjainduktanssit kuluttavat vastaavasti loistehoa virran neliöön verrannollisesti. [37, s. 42] Johdon kuluttama loisteho riippuu siten johdon reaktanssista ja pätötehon siirrosta johdolla [2, s. 365]. Kuormituksen vaihdellessa loistehon kulutus vaihtelee siis voimakkaasti.

Tilanteessa, jossa kuorman impedanssi on yhtä suuri kuin siirto johdon aaltoimpedanssi, sanotaan johdon olevan luonnollisella tehollaan. Tällöin johdon kuluttama ja tuottama loisteho ovat yhtä suuret eli siirtojohto kompensoi itse itsensä. [2, s. 93–94]

Kun johdolla siirretään tehoa enemmän kuin sen luonnollinen teho on, tarvitaan kompensointikondensaattoreita tuottamaan lisää loistehoa. Johtojen reaktanssien kompensointi toteutetaan sarjakondensaattoreilla ja vastaavasti johtojen tuottama varausloisteho kompensoidaan rinnakkaisreaktoreilla.

Sarjakondensaattorilla on negatiivinen reaktanssi, jolloin johdon kokonaisreaktanssi pienenee kuten myös loistehon kulutus [2, s. 336] Johdon sarjakompensointi kasvattaa johdon siirtokapasiteettia, silloin kun rajoittava tekijä on jännite- tai kulmastabiilius. Sarjakompensointi pienentää johdon päiden välisten jännitteiden kulmaeroa. Samalla johdon muusta verkosta ottama loisteho pienenee ja jännitteen itseisarvo johdon keskellä kasvaa. [2, s. 370–372]

Sarjakompensoinnissa käytetään keskitettyjä ratkaisuja, eli kompensointi toteutetaan suurissa yksiköissä. Tästä seuraa epätasainen jänniteprofiili johdolla, mutta ratkaisu on käytännöllinen ja edullinen. Kun käytetään sarjakondensaattoreita, johtoja ei voida kompensoida kokonaan, koska tällöin tehonsiirto olisi erityisen herkkä muutoksille jännitteiden kulmissa pätötehon siirtoa kuvaavan yhtälön (3.3) mukaisesti. Käytännön yläraja kompensointiasteelle on noin 80 %. Kompensointiasteesta riippumatta sarjakondensaattoreita käytettäessä on resonanssi-ilmiöiden esiintyminen mahdollista. [25, s. 634–635] Suomessa sarjakompensoitujen 400 kV:n johtojen kompensointiasteet ovat noin 70 % [2, s. 370]. Käytännön ylärajalle perusteluita ovat myös sarjakompensoidun johdon suojauksen vaikeutuminen suuremmilla kompensointiasteilla ja jänniteprofiilin suurempi vääristyminen.

Sarjakondensaattoria on käytetty pitkällä siirto johdoilla sekä transienttistabiiliuden parantamiseen ja nykyään myös jännitestabiiliuden parantamiseen. Sarjakondensaattorin loistehon tuotanto muuttuu virran neliöön verrannollisesti. Tämän takia se tuottaa eniten loistehoa silloin, kun sille on suuren kuormituksen takia eniten tarvetta. Tämä itsesäätyvä toiminta on erittäin hyödyllistä verkon toiminnan kannalta. [37, s. 48] Siirtokapasiteettia johdoilla on saatu kasvatettua sarjakondensaattoreiden käytöllä ja niiden kompensointiasteen suurentamisella.

Sarjakondensaattoreiden hyvä puoli on se, että niitä käytettäessä voimajärjestelmän romahduspisteen saavuttaminen vaatii entistä suuremman loistehovajauksen. Lisäksi sarjakondensaattorien häviöt ovat pienet ja ne ovat halvempia kuin SVC:t [37, s. 59]. Sarjakondensaattori myös parantaa sähkömekaanisten heilahtelujen vaimennusta. Tämä perustuu johdon reaktanssin pienenemiseen. [2, s. 336]

Sarjakondensaattoreita voidaan myös hetkellisesti ylikuormittaa merkittävästi. Huonona puolena suuren kuormituksen aikana niiden lähellä jännite saattaa olla yli sallitun ylärajan. Vastaavasti joskus pienen kuormituksen tilanteissa tarvitaan enemmän reaktoreita. Sarjakompensoitaessa siirtojohtoja on kaikki rinnakkaiset johdot sarjakompensoitava, jotta ne kuormittuvat suhteellisen tasaisesti. [37, s. 59]

Sarjakondensaattori voidaan toteuttaa myös säädettävänä. Sen avulla voidaan muuttaa johdon kompensointiastetta nopeasti. Sen toteuttamiseen on kaksi vaihtoehtoa: tyristorilla kytketty sarjakondensaattori (engl. Thyristor Switched Series Capacitor, TSSC) ja tyristorilla ohjattu sarjakondensaattori (engl. Thyristor Controlled Series Capacitor, TCSC). Ensimmäisessä vaihtoehdossa johdolla on useita sarjakondensaattoreita, joita voidaan ohittaa rinnalle kytkeytyvien tyristorien kautta. Jälkimmäisessä vaihtoehdossa johdolla on vain yksi sarjakondensaattori, jonka rinnalla olevaa reaktoria ohjataan tyristorilla. [2, s. 341]

Reaktori on toinen siirtojohtojen loistehon kompensoinnissa käytettävä komponentti sarjakondensaattorin lisäksi. Niitä käytetään verkossa kompensoimaan johdolla syntyvää varausloistehoa jännitteen nousun ehkäisemiseksi, erityisesti pienen kuormituksen aikaan, tai johdon ollessa auki toisesta päästään eli tyhjäkäynnillä. Suuren kuormituksen aikaan osa reaktoreista kytketään irti verkosta. Reaktorit voidaan kytkeä joko suoraan 400 kV:n solmupisteeseen tai muuntajan tertiäärikäämiin. [25, s. 629–630] Suomessa reaktorit kytketään muuntajan 20 kV:n tertiäärikäämitykseen [2, s. 368].

Reaktorit kytketään johonkin verkon solmupisteeseen, jonka loistehotasetta pitää korjata. Tarvetta aiheuttaa tyypillisesti liian suuri jännite kyseisessä solmupisteessä. Reaktoreilla estetään liian suuret jännitteet kuluttamalla loistehoa. Samalla vältetään myös pätötehon siirtokapasiteettia pienentävä loistehon siirto verkossa. Reaktoreiden kiinni- ja irtikytketymsrajat on määritetty siten, että kytkeytymisiä ei tapahdu jatkuvasti.

SVC-laitteistoon kuuluu varsinainen staattinen loistehon kompensointori SVC sekä mekaanisesti kytkeytyviä rinnakkaiskondensaattoriparistoja, reaktoreita tai yliaalto-suodattimia. Staattisella loistehon kompensointorilla ei ole mekaanisesti kytkeytyvien kondensaattorien ja reaktorien rajoituksia. Sen toiminta perustuu siihen, että tyristorit kytkävät tarvittaessa verkkoon kondensaattoriparistoja tai reaktoreita. Jännitteen säätäminen SVC:llä on mahdollista nopeasti ja tarkasti. [37, s. 53–54]

SVC sopii tarvittaessa myös siirtojohdon loistehon kompensointiin, jolloin se sijoitetaan johdon keskelle. Käyttötarkoitus kuitenkin vaikuttaa hyvään sijoituspaikkaan, joten keskelle johtoa sijoitettu SVC ei välttämättä sovi sen muihin mahdollisiin käyttötarkoituksiin. Sähköasema on hyvä sijoituspaikka, jos halutaan vain vaimentaa alueiden välisiä sähkömekaanisia heilahteluja ja parantaa vaimennusta. Kun keskelle johtoa sijoitetun

SVC:n loistehotuotannon maksimiraja saavutetaan, se käyttäytyy kuin kiinteä rinnakkais-kondensaattori. [2, s. 337–339]

Suomen kantaverkossa on Kangasalan 400 kV:n sähköasemalla yksi SVC. Laitteella on kolme mahdollista käyttötapaa: vaimennus- vakioloisteho-, vakiojännitesäätö. Kangasalan SVC:n ensisijainen säätötapa on vaimennussäätö (engl. Power Oscillation Damping, POD). Laite voi tuottaa maksimissaan 240 MVar ja kuluttaa 200 MVar loistehoa. Nopeimmillaan suurin mahdollinen loistehon muutos 440 MVar voidaan toteuttaa runsaassa sadassa millisekunnissa. [28, s. 34]

Staattinen synkronikompensoattori STATCOM on SVC:stä jännitelähdesuuntaajaa käyttämällä saatu parempi versio. Laite voi tuottaa loistehoa verkkoon tai ottaa sitä verkosta. Sen toiminta perustuu transistorien syttymiseen ja sammumiseen halutulla rytmillä. [2, s. 339]

STATCOMia voidaan käyttää siirtojohdon loistehon kompensointiin. Tällöin se sijoitetaan keskelle johtoa ja tilanne vastaa hyvin pitkälle sitä, että johdolle olisi sijoitettu SVC. Jos STATCOMin loistehon syöttökapasiteetti on riittävä, se pitää johdon keskikohdan jännitteen yhtä suurena kuin johdon päiden jännitteet. Tässä tilanteessa johdon päätötehon siirtokapasiteetti on selvästi suurempi kuin ilman kompensointia. Toisaalta johdon loistehon kulutus kasvaa huomattavasti. [2, s. 339–341] STATCOM soveltuu SVC:tä paremmin jännitteen laadun parantamiseen.

4.2.2 Kuormituspisteen loistehon kompensointi

Kun kuormituspisteen jännite pienenee liikaa, kasvaa loistehon siirtotarve kuorman tehokertoimesta riippuen. Kun siirtotarve on niin suuri, ettei loistehoa ole enää järkevää siirtää verkossa, on kuormituspisteeseen tai sen lähelle liitettävä kondensaattoriparisto, joka koostuu useista kondensaattoriyksiköistä. Tällöin korjataan solmupisteen loistehotasetta. Käytännössä tätä ohjataan loistehotariffilla.

Kondensaattoreilla tuetaan 110 kV:n jännitettä lähinnä suuren kuormituksen aikana. Kondensaattorit sijoitetaan yleensä 400/110 kV:n sähköasemille alajännitepuolelle. Kondensaattoreiden kiinni- ja irtikytketymisrajat on määritetty siten, että kytketymisiä ei tapahdu jatkuvasti. Samassa solmupisteessä voi olla kondensaattoripariston lisäksi myös reaktori, mutta samanaikaisesti ne eivät ole kytkettyinä verkkoon.

Rinnankytkettyjä kondensaattoriparistoja käytetään pääasiassa kuormitusalueiden lähellä jännitteensäätöön ja stabilointiin. Ne kytketään yleensä sähköasemille mutta tarvittaessa myös loistehoa tarvitsevan teollisuuslaitoksen yhteyteen. Kun niitä kytketään tuotannon lähelle, voidaan generaattoreita käyttää lähellä tehokerrointa 1, koska kondensaattorit tuottavat tarvittavan loistehon. Yhtenä ongelmana rinnakkaiskondensaattorien käytössä on niiden tuottaman loistehon riippuvuus jännitteen neliöstä, jolloin verkon jännitteen pienentyessä niiden tuottama loisteho pienenee myös. Tällöin niistä saatava hyöty ei ole suurimmillaan silloin, kun niille olisi eniten käyttöä. Nopeaan jännitteensäätöön niitä

ei kannata käyttää. [37, s. 51–52] Jännite-epästabiiliuden havaitsemista saatetaan vaikeuttaa liiallisella rinnakkaiskondensaattoreiden käytöllä. Paras lopputulos saadaan käyttämällä yhdessä rinnakkaiskondensattoreita, SVC:itä ja STATCOM:ia. [25, s. 976]

Reaktoreita voidaan käyttää myös kuormituspisteiden loistehon kompensointiin. Tällöin ongelmana on liian suuri jännite solmupisteessä. Kytkemällä reaktori solmupisteeseen kulutetaan ylimääräistä loistehoa ja estetään jännitteen nousu.

Loistehon kompensoinnin vaikutuksen suuruutta kuormituspisteen jännitteeseen voidaan arvioida verkon oikosulkutehon kautta. Oikosulkuteho kuvaa onko verkko heikko vai vahva. Vahvan verkon oikosulkuteho on suuri. Tällöin jännite ei muutu paljon, jos verkkoon kytketään kuorma, rinnakkaiskondensaattori tai reaktori. Tässä yhteydessä käytetään myös käsitettä oikosulkusuhte, joka määrittää verkon oikosulkutehon ja liitetävän komponentin tehon osamääränä. Mitä suurempi oikosulkusuhte on, sitä pienempi on tämän komponentin vaikutus voimajärjestelmän toimintaan. Jännitteen muutoksen suhteellisarvoa järjestelmässä kytkettäessä rinnakkaiskomponentti voidaan kuvata yhtälöllä

$$\Delta U = \frac{\Delta Q}{S_{sc}}, \quad (4.1)$$

missä ΔQ on kompensointilaitteen aiheuttama muutos loistehossa ja S_{sc} on oikosulkuteho. [37, s. 14–15] Oikosulkuteho saadaan yhtälöllä

$$S_{sc} = \sqrt{3} \cdot I_k \cdot U, \quad (4.2)$$

jossa I_k on oikosulkuvirta ja U verkon jännite [2, s. 322]. Verkko on aina vahvempi, kun käytetään suurempaa jännitetasoa. Käyttövarmuuden kannalta on hyvä, jos yksittäisen komponentin aiheuttama jännitemuutos ei ole kovin suuri.

4.3 Tahtigeneraattorin osuus jännitteensäädössä

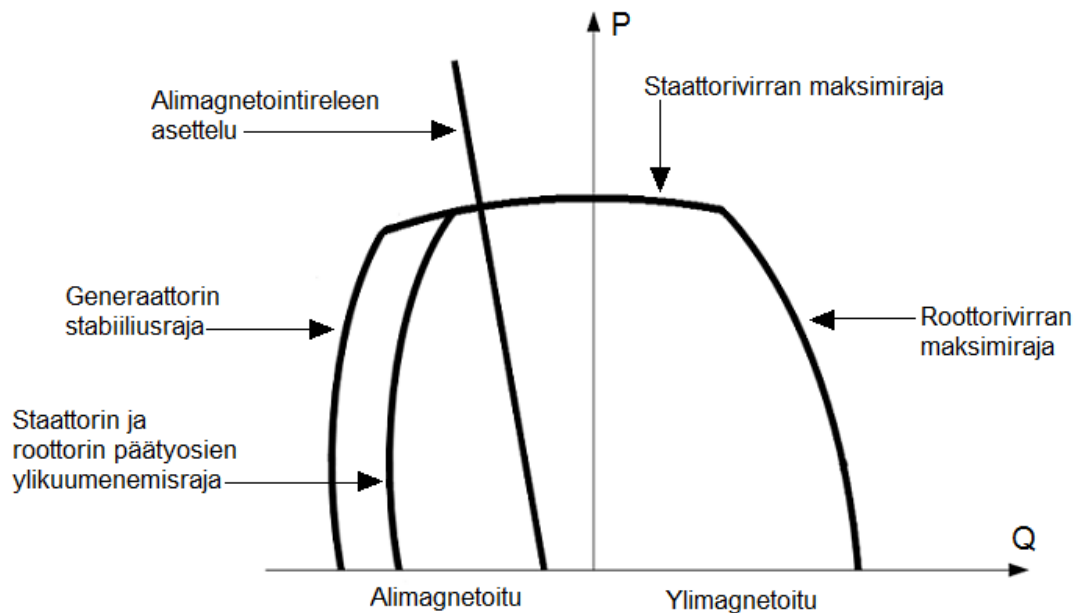
Generaattoreilla on suuri merkitys voimajärjestelmän toiminnan kannalta, ei ainoastaan päätötehon lähteinä, vaan myös loistehon sekä tahdistavan ja vaimentaman momentin tuottajina. Tässä työssä ei syvennytä generaattorin mallintamiseen, mutta tuodaan esille asioita, joilla on merkitystä jännitestabiiliuden kannalta.

Suurin osa verkon generaattoreista on tahtikoneita, varsinkin kaikki suuret yksiköt. Pienemmät yksiköt ja vanhemmat tuulivoimalaitokset voivat olla sen sijaan toisinaan epätahtigeneraattoreita. Voimajärjestelmän toiminnan kannalta näillä on merkittäviä eroja, koska epätahtikoneella ei ole tahtikoneen tavoin tahdistavaa momenttia. Epätahtikoneita ei käsitellä tässä työssä.

Tahtigeneraattorit ovat rakenteeltaan joko umpi- tai avonapakoneita. Rakenteen erojen takia niiden malleissakin on selviä eroja. Avonapakoneen rakenteen vuoksi sen mallintaminen on monimutkaisempaa kuin umpinapakoneen. Tahtikoneiden ja erityisesti avonapakoneiden muutostilojen tarkastelu vaatii tarkempaa tietoa koneesta. Syynä tähän

on magnetointi- ja vaimennuskäämityksiin indusoituvat virrat. Molempien koneiden mallinnuksessa käytetään käsitteitä alku- ja muutostila, joissa molemmissa on omat arvonsa esimerkiksi tahtireaktanssille. [2, s. 135–136, 138] Niiden avulla saadaan dynaamisia ilmiöitä mallinnettua tarkemmin.

Tahtigeneraattoreiden pätötehon tuotto- ja loistehon tuotto- ja kulutuskykyä kuvataan PQ-diagrammilla. Generaattorin tuottamaa suurinta mahdollista loistehoa rajoittaa roottorivirran maksimiraja ja suurinta mahdollista loistehon kulutusta staattori- ja roottori-päätyjen lämpeneminen tai generaattorin stabiiliusraja. Vastaavasti generaattorin staattorin suurin virta määrää suurimman pätötehon. [2, s. 375–376] Esimerkki generaattorin PQ-diagrammista on esitetty kuvassa 4.1.



Kuva 4.1. Generaattorin PQ-diagrammi, johon on merkitty syitä, jotka rajoittavat generaattorin pätö- ja loistehoa [mukailten 2, s. 376].

Jännitteensäädössä generaattorien toiminta on tärkeää, sillä voimajärjestelmän aktiivinen jännitteensäätö on toteutettu pääasiassa tahtigeneraattoreilla. Tahtigeneraattorit voivat koneen magnetoinnista riippuen tuottaa tai kuluttaa loistehoa. Ylimagnetoidut koneet syöttävät loistehoa ja alimagnetoidut kuluttavat. Koneiden kykyä jatkuvasti tuottaa tai kuluttaa loistehoa rajoittavat kuitenkin esimerkiksi virtarajat. [25, s. 627]

Verkon taajuuden ja jännitteiden muutokset tai lyhytaikaiset jännitehäiriöt eivät saa häiritä generaattorin jännitteensäädön toimintaa. Toisaalta säädön toimintatilan ja toimintatapisten muutokset eivät saa aiheuttaa merkittäviä ja toistuvia tehoheilahteluja voimaitoksen tuottamaan pätö- tai loistehoon. Muutokset eivät saa tapahtua äkillisesti. [20, s. 42]

Tahtigeneraattorit on varustettu automaattisella jännitteensäätäjällä (engl. Automatic Voltage Regulator, AVR), joka magnetointia sovittamalla ohjaa joko generaattorin liitinjännitettä tai referenssipisteen jännitettä. [20, s. 7] Generaattorin magnetoinnin muuttaminen vaikuttaa koneen tuottamaan loistehoon ja sitä kautta jännitteeseen. Vastaavasti pätötehoa säädetään muuttamalla voimakoneen tehoa. [2, s. 351]

Voimalaitosten säätöjärjestelmiin on toteutettu erilaisia säädön toimintatiloja, joita ovat esimerkiksi vakiopäätötehosäätö, taajuussäätö, vakioloistehosäätö tai vakiojännitesäätö [20, s. 8]. Generaattorien jännitteensäätäjä toimii joko vakiojännitesäädöllä pitäen generaattorin liitinjännitteen asetetussa arvossa tai vakioloistehosäädöllä syöttäen verkkoon vakioloistehon [2, s. 351].

Generaattorin säätöjärjestelmä tarvitsee mittaustiedon jännitteestä, jotta jännitettä voidaan säätää. Säätöjärjestelmä mittaa joko generaattorin liitinjännitettä tai jännitettä generaattorimuuntajan yläjännitepuolella. Mittauksen perusteella säätöjärjestelmä muuttaa generaattorin magnetointia. [2, s. 376]

Nykyään magnetointi tehdään yleensä joko staattisella (engl. Static Exciter) tai harjattomalla magnetoinnilla (engl. Brushless Exciter) [42]. Staattinen magnetointi perustuu tyristoryoreilla toteutettuun tasasuuntaajaan, joka antaa tasajännitteen magnetointikäämiin. Tämä toimii nopeasti, ja liitinjännitettä voidaan säätää muutaman jakson eli muutaman kymmenen millisekunnin aikana. [2, s. 376] Harjaton magnetointi on toteutettu samalla akselilla olevalla vaihtosähkögeneraattorilla, jossa roottoriin indusoitunut jännite tasasuunnataan diodi- tai tyristoryorisillalla ja syötetään päägeneraattorin roottorikäämiin. [42] Fingrid on asettanut magnetointiratkaisuille VJV:ssä vaatimuksia, esimerkiksi askelvas-teen nousuajalle ja suurimmalle sallitulle ylitykselle ennen uuteen asetusarvoon pääty-mistä. Askelvas-te ei saa myöskään värähdellä. [20, s. 43]

Generaattorin säätöjärjestelmän toiminnan kannalta tärkeitä osia ovat yli- ja alimagnetointirajoitin sekä lisästabiloitimpiiri. Lisästabiloitimpiiri PSS on jännitteensäätäjän lisätoiminto, jonka tavoitteena on parantaa matalataajuisen (0,2–2,0 Hz) tehoheilahtelu-ten vaimennusta. Matalataajuisista heilahteluista ovat generaattorikohtaisen paikallisen hei-lahtelu sekä voimajärjestelmän alueiden välisen heilahtelu. [20, s. 8, 44]

Ylimagnetointirajoitin (engl. Overexcitation Limiter, OEL) on jännitteensäädön ra-joitin, jonka tehtävänä on estää generaattorin ja generaattorimuuntajan ylimagnetointi ra-joittamalla magnetointivirtaa. Ylimagnetoinnista seuraa lopulta koneen lämpeneminen ja pahimmallaan tämän seurauksena vaurioituminen. Alimagnetointirajoitin (engl. Unde-rexcitation Limiter, UEL) on myös tahtigeneraattorin jännitteensäädön rajoitin. Sen teh-tävänä on ylläpitää riittävä generaattorin magnetointivirta, jotta tahtikäyttöä ei mene-tetä. [20, s. 7, 9]

Näiden molempien rajoittimien toiminta on oltava koordinoitua muiden rajoittimien, generaattorin suo-rien sekä mahdollisen lisästabiloitimpiirin kanssa. Koordinointi tulee to-teuttaa niin, että generaattorin loistehokapasiteetti voidaan hyödyntää tehokkaasti mutta ilman generaattorin verkosta irtoamisen riskiä. [20, s. 40–41, 44]

Jotta koko voimajärjestelmän käyttäytyminen tunnettaisiin, sähköntuottajilta vaadi-taan tarkat tiedot generaattoreista. Tätä varten Fingrid on julkaissut Voimalaitosten jär-jestelmätekniset vaatimukset VJV:n. VJV:ssä myös ohjataan generaattorien säätöjärjes-telmien toteutus sellaisiksi, että niistä on hyötyä koko voimajärjestelmän hallinnassa. VJV:ssä on annettu vaatimuksia muun muassa voimalaitoksille jännitteensäätöön liittyen. [20] VJV jakaa generaattorit neljään teholuokkaan, joille vaatimukset on porrastettu. Te-

holuokat on esitetty taulukossa 4.2. Teholuokassa 4 vaihtoehto 2) on voimassa jos voimalaitos liittyy Lapissa 220 kV:n verkkoon Valajaskosken ja Pirttikosken sähköasemien pohjoispuolelle [20, s. 10].

Taulukko 4.2. *VJV:n määrittämät generaattoreiden teholuokat niiden mitoitus-tehon ja maantieteellisen sijainnin perusteella [20, s. 10].*

Teholuokka	Voimalaitoksen mitoitus-teho P_{\max}
1	$0,5 \text{ MW} \leq P_{\max} < 10 \text{ MW}$
2	$10 \text{ MW} \leq P_{\max} < 25 \text{ MW}$
3	$25 \text{ MW} \leq P_{\max} < 100 \text{ MW}$
4	1) $P_{\max} \geq 100 \text{ MW}$ tai 2) $P_{\max} \geq 10 \text{ MW}$

VJV:n mukaan teholuokan 1 tahtikonevoimalaitoksilla riittää, että ne toimivat teho-kertoimella 1,0 tai että voimalaitos tuottaa loistehoa VJV-referenssipisteen jännitteen las-kiessa ja kuluttaa loistehoa jännitteen noustessa. Sen sijaan teholuokan 2 ja 3 tahtikone-voimalaitoksilla on oltava jatkuvasti toimiva generaattorin liitinjännitteen vakiojännite-säätö, jonka vaikutuksesta loistehon muutokset tapahtuvat portaattomasti VJV-referens-sipisteessä. Muiden säätötapojen käytöstä ensisijaisena jänniteensäätötapana on sovit-tava liittymispisteen verkonhaltijan ja Fingridin kanssa. Teholuokkien 2 ja 3 vaatimusten lisäksi teholuokan 4 generaattoreilla on oltava lisästabilointipiirit (PSS). [20, s. 42–43]

4.4 Jänniteensäädön prosessi vian yhteydessä

Ennen vikaa generaattorin automaattinen jänniteensäätö pitää liitinjännitteen asetusar-vossaan, generaattoreissa on haluttu loistehoreservi ja tilanne voimajärjestelmässä on va-kaa. Kun suuri tuotantoyksikkö irtoaa verkosta, muiden generaattorien pätö- ja loistehot muuttuvat välittömästi. Nämä muutokset ovat kääntäen verrannollisia generaattorin ja vi-kapaikan väliseen reaktanssiin. [25, s. 689–690]

Vian jälkeen aikavälillä 0,5–2,0 s generaattorit kiihtyvät tai hidastuvat sähköisen ja mekaanisen tehon epätasapainon seurauksena. Pienissä järjestelmissä generaattorit kiih-tyvät samassa vaiheessa ja puuttuva teho jakautuu generaattoreille niiden inertioiden suh-teessa. [25, s. 690] Suomen voimajärjestelmässä tapahtuu juuri näin [43]. Suurissa järjes-telmissä aikaviiveestä johtuen eri puolella verkkoa sijaitsevat generaattorit eivät heilah-tele samassa vaiheessa [25, s. 690]. Suomen generaattorit heilahtelevatkin eri vaiheessa kuin Etelä-Norjan ja Etelä-Ruotsin [43].

Vian yhteydessä voimajärjestelmään syntyy usein loistehovajausta, jonka kompensoi-miseksi generaattorien automaattinen jänniteensäätö lisää generaattorien magnetointia. On tärkeää, että generaattorit joko ovat tai siirtyvät heti vian jälkeen jänniteensäädölle, jos jännite muuttuu riittävän paljon generaattorin liityntäpisteessä. Suuren loistehova-

jauksen yhteydessä magnetointia voi olla tarvetta lisätä maksimiarvoonsa asti. Generaattoreiden loistehokapasiteettia on oltava tarpeeksi paljon käytettävissä kaikissa käyttötilanteissa, ja tämä on oleellista stabiiliuden säilymisen kannalta. [43]

Voimalaitosten turbiinisäätö aktivoituu aikavälillä 2-20 s ja muuttaa turbiinin mekaanista tehoa. Tällöin taajuusohjattu häiriöreservi, eli generaattoreissa oleva vapaa kapasiteetti, aktivoituu. Suunnilleen 20 sekuntia vian jälkeen vian aiheuttama tehonmuutos on jakautunut generaattoreille suhteessa niiden kapasiteettiin, käytettävissä olevaan reserviin ja statiikka-asetuksiin. Myös kuormat muuttunut niiden jännite- ja taajuusriippuvuuden vaikutuksesta. [25, s. 690, be]

Suomen voimajärjestelmässä turbiinisäädön aktivoitumisen seurauksena Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin vesivoimageneraattorien tuottama teho kasvaa. Jos vika on suuren tuotantoyksikön irtoaminen Etelä-Suomessa, niin pohjois-eteläsuuntainen tehonsiirto kasvaa. Tästä seuraa hetken kestävä pieni jännitteen lasku, ennen jännitteen tasoittumista. [43]

Rinnakkaisreaktoreiden ja -kondensaattorien kytkeytymisessä on aikahidastus. Reaktoreilla se on noin puoli minuuttia. Alijännitteen seurauksena rinnakkaisreaktorit kytkeytyvät irti verkosta ja rinnakkaiskondensaattorit kiinni verkkoon. Aikaa tähän kuluu kuitenkin kymmeniä sekunteja. Alijännitereleitä käytettäessä aikaa kuluu muutamia sekunteja. Käämikytkimet eivät myöskään reagoi heti, vaan niiden aikahidastus on noin minuutti. [42]

5 JÄNNITESTABIILIUTEEN VAIKUTTAVAT TEKIJÄT

5.1 Verkon käyttötilanne

Verkon käyttötilanteeseen voidaan lukea kuuluvaksi senhetkinen verkon kytkentä-, kuormitus- ja tuotantotilanne. Kytkentätilanne voi olla normaali tai poikkeuksellinen, jolloin verkossa on joko suunniteltu keskeytys tai vian seurauksena aiheutunut paikallinen keskeytys. Jos verkossa ei ole keskeytystä, niin puhutaan ehjästä verkosta, joka on tässä työssä simulointien lähtökohtana.

Toinen käyttötilanteen keskeinen osa on kuormitustilanne. Tärkein tarkastelukohde on tilanne, jossa verkon kuormitus on lähellä maksimikuormitusta. Myös minimikuormitustilanteessa on omat tärkeät asiansa, jotka tulee huomioida. Taulukossa 5.1 on esitetty vuosittaiset sähkönkulutuksen pienimmät ja suurimmat tehot Suomessa edelliseltä viideltä vuodelta. Taulukon arvot ovat yhden tunnin energiankulutuksen perusteella lasketuja keskitehoja ($\text{MWh/h} = \text{MW}$) [19].

Taulukko 5.1. Vuosittaiset sähkönkulutuksen pienimmät ja suurimmat yhden tunnin keskitehot Suomessa vuosilta 2009–2013 [19].

Vuosi	Minimikulutus [MW]	Maksimikulutus [MW]
2013	5020	14043
2012	5365	14304
2011	5137	14804
2010	5009	14320
2009	4369	13917

Vuoden 2009 muita vuosia selvästi pienempi minimikulutus on selitettävissä talouden taantumän vaikutuksella teollisuustuotantoon. Maksimikulutus on lähinnä riippuvainen talven kylmimmän päivän lämpötilasta. Maksimikulutuksen tarkka suuruus on tärkeä, mutta kesätilannetta ei kuitenkaan mallinneta välttämättä minimikulutustilanteessa vaan valitaan jokin tyypillisempi kuormitustilanne [42].

Vastaavasti tuotantotilanteella on suuri merkitys, koska sen yhteisvaikutus kuormitustilanteen kanssa muodostaa tehonsiirtotarpeet verkossa. Jännitestabiiliuden kannalta juuri siirtojen suuruus on olennaista. Käyttötilanteella voi olla paljon merkitystä ilmiöihin, joita verkossa esiintyy. Tämän takia siirtokapasiteetilaskelmat tehdään eri vuoden- ja vuorokaudenajoille.

Siirtokykylaskelmien huippukulutustilanteessa käytetään yhden tunnin kulutushuippua lämpötilan ollessa koko maassa keskimäärin -25 °C [17, s. 2]. Maksimikuormitustilanteessa tehonsiirrot eli samalla myös kuormitusvirrat ja verkon häviöt kasvavat, minkä seurauksena jännitteet laskevat. Suomi on tällä hetkellä maksimikuormitustilanteessa vahvasti sähköntuonnin varassa [33]. Tällöin oleellista on siirtokyvyn ja erityisesti raja-siirtokapasiteetin riittävyys.

Minimikuormitustilanteessa siirrot ovat yleensä pieniä ja jännitetaso korkealla. Siten kuormitusvirrat ja häviöt ovat pieniä. Kun kuormaa on vähän verkossa, niin silloin myös generaattoreita on vähän verkossa. Tämän seurauksena jännitetuki on usein heikompaa, koska verkossa olevien koneiden yhteenlaskettu loistehokapasiteetti on luonnollisesti pienempi. Tässä tilanteessa verkossa tapahtuvan vian jälkeiset jännitteet ovat pienempiä ja vian seurauksena syntyvät heilahdukset jännitteessä ovat tällöin myös amplitudiltaan suurempia.

OL3:n valmistuttua 2018 ydinvoimalla tuotettava teho on yli 4000 MW kaikkien yksiköiden ollessa verkossa. Samana vuonna tuulivoimaa voi olla jo yli 1000 MW [36]. Kuormituksen ollessa vuoden pienimmässä arvossaan, on periaatteessa mahdollista, että tarvittava tuotanto on katettavissa pelkästään ydin- ja tuulivoimalla. Tällöin verkon jännitetuki saattaa olla kriittinen asia. Kun huomioidaan vielä se, että tuulivoimalaitokset ovat usein suuntaajakytkettyjä voimalaitoksia, niin verkon tahdistavan momentin säilyminen on pääasiassa muutaman ison generaattorin vastuulla. Vaikka huomioitaisiin kuormituksen kasvaminen, niin tilanne voi säilyä samanlaisena, kun tuulivoiman määrä lisääntyy.

5.2 Suurin tuotantoyksikkö

Voimajärjestelmän suurimman tuotantoyksikön menetys on yksi mitoittavista vioista. Tämän takia sen merkitys on suuri jännitestabiiliuden kannalta. Oleellinen asia suurien tuotantoyksiköiden vaikutuksia tarkasteltaessa on nimenomaan askelmaisen tehonmuutoksen suuruus. Suuri tuotettavan tehon yhtäkkäinen muutos on dynaaminen ilmiö, josta seuraa heiluntaa jännitteissä ja taajuudessa.

Suuriin tuotantoyksikköihin liittyy myös liike-energian tarve voimajärjestelmässä. Suuriin generaattoreihin varastoituu niiden suuren massan ansiosta paljon liike-energiaa. Koneiden liike-energian suuruus vaikuttaa niiden tuottaman pätötehon muutosnopeuteen siten, että riittävä liike-energia hidastaa muutoksia taajuudessa. Pätötehoreservit eivät auta häiriötilanteissa, jos järjestelmässä on liike-energiaa liian vähän. Suurilla generaattoreilla on myös suuri merkitys tahdistavan momentin lähteinä.

Verkon on oltava vahva ja tiheästi silmukoitu suurien tuotantoyksiköiden lähellä. Suurien tuotantoyksiköiden olisi hyvä sijaita myös suhteellisen lähellä suurimpia kulu- tuskeskittymiä, jotta siirtomatkat eivät kasvaisi liian suuriksi. Verkon suunnittelussa tulee myös huomioida se, miten tehonsiirto verkossa tapahtuu, jos kyseinen voimalaitos ei ole kiinni verkossa. Tehonsiirrot ennen vikaa vaikuttavat huomattavasti suurimman voimalaitoksen verkosta irtoamisen aiheuttamiin seurauksiin.

Suurien tuotantoyksiköiden verkosta irtoamisen varalta saatetaan käyttää verkkosuoja. Verkkosuoja tai järjestelmäsuoja on suojaus, jonka tarkoituksena on lieventää vikojen vaikutuksia. Verkkosuoja toteuttaa ennalta suunniteltuja toimenpiteitä, kun se saa tiedon järjestelmän epänormaalista tilasta. Toimenpiteet ovat kuorman tai generaattorien irrottamista tai kytkentätilan muutoksia, jos nämä ovat toimintatilanteessa stabiiliutta tukevia toimenpiteitä. Verkkosuojien toiminta perustuu aina mittauksiin. [2, s. 282–283]

Suomessa suurimmat tuotantoyksiköt ovat ydinvoimaloita, joiden tehoa ei tyypillisesti juuri säädetä, vaan pyritään siihen, että voimalaitokset tuottaisivat jatkuvasti mahdollisimman suuren tehon. Niiden käyttökerroin on korkea. Esimerkiksi TVO:n mukaan TVO:n omistamien ydinvoimaloiden Olkiluoto 1 ja 2 (OL1 ja OL2) yhteinen käyttökerroin tammi-syyskuussa vuonna 2014 oli noin 94 % [39, s. 3]. Näin mitoittavan vian suuruus ei juuri muutu vuoden aikana.

Jatkossa Suomen suurin tuotantoyksikkö tulee olemaan merkittävästi aiempaa suurempi, sillä tulevan Olkiluoto 3 -voimalaitosyksikön nettosähköteho on noin 1600 MW. Tämä vaikuttaa myös vaihtosähköyhteyksien siirtokapasiteettiin. Fingridin mukaan RAC-tuontikapasiteetti tulee laskemaan 300 MW OL3-voimalaitoksen valmistuttua. [12]

Kuten luvussa 3.1.3 esitettiin, mitoittavan vian jälkeisiin sallittuihin seurauksiin liittyy vaatimus vian poistumisesta ja paluusta takaisin normaaliin käyttötilaan 15 minuutissa. Tähän tarvitaan nopeita häiriöreservejä, jotta 15 minuutin kuluessa järjestelmä pysyisi toiminnassa uudenkin vian jälkeen. Suomessa tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että OL3:n irtoamisen jälkeen nopeiden häiriöreservien on aktivoiduttava, jotta yhden RAC-johdon laukeamisen jälkeen vältetään verkkoon jääneen toisen RAC-johdon ylikuormittuminen. Nykyään nopeita häiriöreservejä ei ole tähän täysin riittävästi ja siksi RAC-tuontikapasiteettia joudutaan rajoittamaan 300 MW. [44]

OL3:n verkosta irtoamisen seurauksia lievennetään järjestelmäsuojan avulla. Sitä käyttämällä askelmainen tehonmuutos on vain noin 1300 MW. Tämä toteutetaan irrottamalla välittömästi noin 300 MW ennalta sovittua teollisuuskuormaa. Tätä varten tarvitaan voimalaitokselta suoraan kuormille tulevaa ohjaussignaalia. Näin pienennetään myös voimajärjestelmässä esiintyviä taajuus- ja jänniteheilahteluja. Järjestelmäsuojan on kuitenkin tarkoitus olla vain tilapäinen ratkaisu siihen asti, että reservejä saadaan hankittua vaa-dittava määrä kustannustehokkaasti. [13, s. 8] On huomioitava, että kuorman on oltava verkossa joka tilanteessa, jotta se on irrotettavissa silloin, kun voimalaitos irtoaa verkosta.

Jatkossa tuotantoyksiköt tuskin enää kasvavat Suomen voimajärjestelmässä, koska Fingrid on ilmoittanut, että järjestelmävastaavana se ei voi hyväksyä käyttövarmuuden alenemista sen takia, että voimajärjestelmään liitettäisiin liian suuri yksikkö. [13, s. 7]

5.3 Tuulivoima

Tuulivoiman osuus sähköntuotannosta on kasvanut viime vuosina sekä kansainvälisesti että vähitellen Suomessakin. Kasvun odotetaan myös jatkuvan [36]. Toimintatavaltaan tuulivoimalaitos eroaa merkittävästi perinteisestä voimalaitoksesta. Keskeisin ero on se,

että tuulivoimatuotannon määrä on vaikeammin ennakoitavissa. Lisäksi uudet tuulivoimalaitokset ovat nykyään yleensä kytketty taajuusmuuttajan kautta verkkoon, ja siksi ne eivät osallistu verkon tahdistamiseen eikä niillä ole inertiaa kuten tahtikoneilla. Näiden syiden takia tuulivoimalaitoksia on hyvä tarkastella erikseen muista voimalaitoksista.

5.3.1 Tuulivoiman vaikutukset voimajärjestelmään

Fingridin VJV:ssä on omat vaatimukset voimajärjestelmässä oleville tuulivoimageneraattoreille. Keskeisintä tämän työn kannalta on tuulivoimalaitosten loistehokapasiteetti ja jännitteensäätö. Vaatimukset on porrastettu teholuokittain ja käytössä on sama teholuokajako kuin tahtikoneilla, mikä esiteltiin taulukossa 4.2. [20]

Referenssipiste on käsite, joka kuuluu oleellisesti VJV:n vaatimukseen tuulivoimalaitoksille. Referenssipisteellä tarkoitetaan sitä liittymispisteen verkonhaltijan määrittämää voimajärjestelmän pistettä, jossa VJV:n vaatimusten on täyttyvä. [20, s. 9]

Teholuokan 1 tuulivoimalaitosten loisteho- ja jännitteensäädön vaatimukseen kuuluu ainoastaan se, että niiden on tuotettava loistehoa referenssipisteen jännitteen pienentyessä ja kulutettava sitä jännitteen kasvaessa. [20, s. 61] Teholuokkien 2 ja 3 voimalaitoksilla on oltava automaattinen jatkuvasti toimiva loisteho- ja jännitteensäätö ja loistehon muutosten on tapahduttava portaattomasti referenssipisteessä. [20, s. 61]

Voimalaitosten loisteho- ja jännitteensäädöllä on oltava kolme toimintatilaa: vakio-loistehosäätö, vakiotehokerroinsäätö ja vakiojännitesäätö [20, s. 61]. Suomessa tuulivoimalaitokset toimivat yleensä vakiojännitesäädöllä [45]. Säädön tulee olla viritetty niin, että säätötoimenpiteistä ei aiheudu heikosti vaimenevaa heilahtelua laitoksen tuottamassa lois- tai pätotehossa [20, s. 61].

Teholuokan 4 tuulivoimalaitosten loisteho- ja jännitteensäädön vaatimukset pohjautuvat teholuokkien 2 ja 3 vaatimukseen, joiden lisäksi säädön virittämisessä on huomioitava säätäjän toiminnan mahdolliset vaikutukset voimajärjestelmän dynamiikkaan. Mikäli vaikutukset ovat siirtokykyä heikentäviä, niin on käytettävä lisäsäätötoimintoja, kuten lisästabilointipiirejä (PSS) tai heilahtelujen vaimennuspiirejä (POD). [20, s. 63]

Tuulivoimalla on vaikutuksia voimajärjestelmään, vaikka voimalaitokset täyttäisivätkin VJV:n vaatimukset. Fingridin ja VTT:n yhteisessä lausunnossa [9] vuodelta 2008 käsitellään tuulivoiman liittämistä Suomen sähköjärjestelmään. Lausunnon mukaan 2000 MW tuulivoimaa tarvitsee 240–350 MW säätövoimaa, mutta häiriöreservikapasiteettitarve ei juuri lisääntynyt. Vastaavasti kapasiteetin ollessa noin 4000 MW, säätövoimantarve vähintään kaksinkertaistuu ja reservitarve kasvaa merkittävästi. Jos tuulivoima sijoittuu keskitetysti yhteen paikkaan, säätösähkö- ja reservitarpeet kasvavat vielä suuremmiksi. [9, s. 1]

Vaihtoehtoja säätösähkökapasiteetin lisäämiseen ovat nykyisten voimalaitosten säätömahdollisuuksien hyödyntäminen, tuulivoimalaitosten säädön käyttäminen ja kulutusjouston entistä laajempi hyödyntäminen. Kalliimpana ratkaisuna on myös uuden säätövoimakapasiteetin rakentaminen. [9, s. 1]

Säätösähkökapsitettia tarvitaan enemmän voimajärjestelmässä, koska tuulivoimatuotanto luonnollisesti vaihtelee tuulivoimakkuuden muuttuessa. Suurimman tuotannon muutoksen 15 minuutissa on arvioitu Fingridin ja VTT:n lausunnossa olevan suuruusluokkaa 400–500 MW, jos tuulivoimaa on verkossa 2000 MW. Tuulivoima ei vaadi uutta häiriöreserviä, kun suurin tuotantoyksikkö verkossa on 1600 MW. Jos tuulivoimaa on 4000 MW, niin vastaava vaihteluväli olisi noin kaksinkertainen. [9, s. 2]

Tuulivoimatuotannon kasvaessa sen maantieteellisellä sijoittumisella on merkitystä voimajärjestelmän näkökulmasta. Jos tuotanto on hajautunut tasaisesti koko Suomen rannikolle ja sisämaan tuulisimmille paikoille, ei se merkittävästi kasvata tehonsiirtoja verkossa. Sen sijaan esimerkiksi tuotannon keskittyminen pääosin Perämeren koillisosaan vaikuttaa selvästi tehonsiirtoihin Pohjois- ja Etelä-Suomen välillä.

Lisäksi jos tuulivoimatuotanto on keskittynyt maantieteellisesti pienehkölle alueelle, niin silloin on arvioitava erityisesti myrskytilanteessa voimaloiden alasajon seurauksena tapahtuvan tehonmuutoksen vaikutusta häiriöreservitarpeeseen. Häiriöreservien tarvetta voidaan mahdollisesti pienentää vaiheittain toteutettavalla ennakoivalla tehon rajoituksella. [9, s. 2] Tuotannon lisääntyessä voimaloiden dynaamisilla ominaisuuksilla on entistä suurempi merkitys.

Uuden tuotannon, sen vaihtelun ja tuotannon vaihtelusta aiheutuvien säätötarpeiden takia tarvittavan säätösähköntuotannon seurauksena siirtotarpeet kantaverkossa ja maiden välisillä siirtoyhteyksillä kasvavat. [9, s. 3] Siirtojen kasvamisen takia verkkoa on vahvistettava, ja Suomessa rakennetaan Pohjanmaalle 400 kV:n johtoa.

5.3.2 Tuulivoimalaitosten mallintaminen

Tuulivoimalaitoksista tarvitaan erilaisissa tarkastelutilanteissa erilaisia malleja, esimerkiksi tehonjako-, vikavirta- ja dynamiikkalaskentaan on omat mallinsa. Mallit kootaan yhdeksi malliksi laskennan yksinkertaistamiseksi. [20, s. 69] Tämän työn näkökulmasta kiinnostavinta on tuulivoimalaitosten dynaaminen käyttäytyminen ja sen mallintaminen.

Dynamiikkamallit voidaan jakaa kahteen ryhmään, joista ensimmäisen ryhmän muodostavat yksivaiheiseen sijaiskytkentään perustuvat, myötäjärjestelmän tehollisarvoja hyödyntävät mallit. Toisen ryhmän muodostavat yksityiskohtaiset kolmivaiheiset mallit. Näistä ensimmäiset mallit soveltuvat sähkömekaanisten muutosilmiöiden ja jälkimmäiset sähkömagneettisten muutosilmiöiden laskentaan. [31, s. 3] Stabiiliustarkasteluissa käytetään myötäjärjestelmän tehollisarvoihin perustuvia malleja, ja niin tässäkin työssä.

Erilaisille tuulivoimalaitostyypeille on omat dynaamiset mallinsa. Kolme tuulivoimalaitosten päätyyppiä ovat kiinteänopeuksinen tuulivoimalaitos (engl. Fixed-Speed Wind Turbine, FSWT), kaksoissyötettyyn epätahtigeneraattoriin perustuva tuulivoimalaitos (engl. Doubly Fed Induction Generator, DFIG) ja täyskonverterituulivoimalaitos (engl. Full Converter Wind Turbine, FCWT). [32, s. 2-3] Täyskonverterituulivoimalaitos tarkoittaa, että kaikki teho siirretään taajuusmuuttajan kautta verkkoon, ja se on nykyään yleisin uusien voimalaitosten tyyppi.

Tuulivoimalaitosmallit voidaan jakaa myös valmistajien malleihin ja yleisiin malleihin. Valmistajien mallit vaativat toimiakseen tarkasti paljon sisäänmenodataa eivätkä ne välttämättä toimi yhdessä toisten valmistajien mallien kanssa kantaverkkoyhtiön verkkomallissa. Valmistajien malleissa on kuvattu usein jokainen tuulipuiston generaattori erikseen. Tällaiselle mallinnukselle ei ole tarvetta pitkän ajan suunnittelussa koko voimajärjestelmää kuvattaessa. Suunnittelussa käytetäänkin yleisiä malleja, jotka mallintavat tuulipuistoja ekvivalenttimalleina. Western Electricity Coordinating Councilin (WECC) on kehittänyt yleisiä malleja tuulivoimalaitoksille ja niitä on nykyään valmiina verkostolas-kentaohjelmissa [31, s. 9-11].

Kantaverkkoyhtiön näkökulmasta yleisten mallien tavoitteena on olla yksinkertaisia, mutta kuitenkin kuvata jännitteensäätö, voimalaitoksen toiminta verkkovian aikana ja muut keskeiset dynaamiset ominaisuudet riittävän tarkasti. Mallien ei ole tarkoitus kuvata voimalaitosten fysikaalista rakennetta tarkasti vaan sitä, miten tuulivoimalaitos reagoi voimajärjestelmässä tapahtuviin muutoksiin. [45]

Keskeistä Suomen kantaverkossa olevien tuulivoimalaitosten mallinnuksen kannalta on Fingridin VJV:ssä asettamat vaatimukset. VJV:ssä teholuokan 1 tuulivoimalaitoksille ei ole mallinnusvaatimuksia. Teholuokille 2 ja 3 on keskeistä, että mallit toistavat voimalaitoksien todelliset ominaisuudet. Fingrid haluaa tuulivoimatuottajien toimittavan tuulivoimalaitoksesta vain yhden mallin, jossa voimalaitoksen tehonjako-, vikavirta- ja dynamiikkamallit on koottu yhdeksi ekvivalenttigeneraattoriksi. Mallissa on oltava mukana myös muuntajat. [20, s. 69] Teholuokan 4 voimalaitosten mallinnusvaatimuksissa on lisäksi teholuokkiin 2 ja 3 vaatimus dynamiikkamallien säätäjäparametrien muokattavuudesta [20, s. 72].

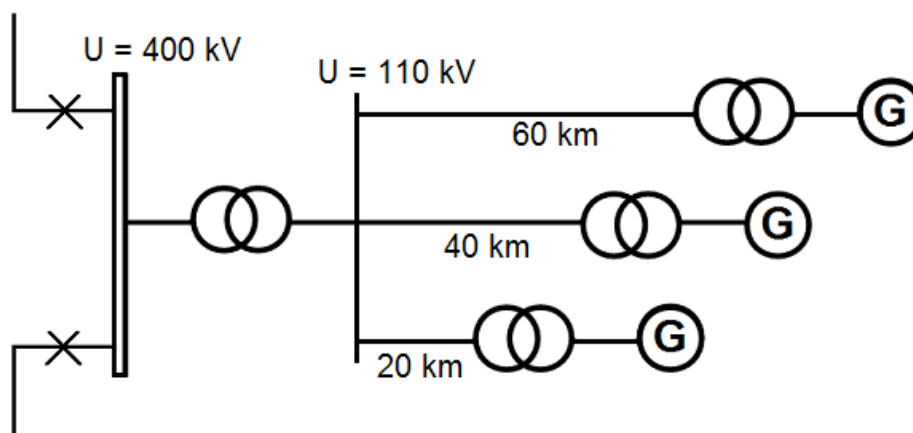
5.3.3 Tuulivoima tässä työssä

Tämän työn nykytilannetta kuvaavissa verkkomalleissa ei ole vielä mukana tuulivoimaa. Tälle on selityksenä se, että työssä verkkomallien pohjana käytetty skenaario on alun perin vuodelta 2007, jolloin tuulivoimalaitoksia ei ollut Suomessa paljon (vuoden 2012 lopussa vain 288 MW [36]). Tuulivoimalaitoksista ei ollut myöskään malleja saatavilla.

Lähitulevaisuuden (noin vuosi 2020) verkkomalleissa olevien tuulivoimalaitosten nimellisteho on yhteensä 1500 MW ja kaukaisen tulevaisuuden (noin vuosi 2030) verkkomalleissa yhteensä 3400 MW. Nämä ovat arvioita, jotka melko varmasti toteutuvat tarkasteltuihin ajankohtiin mennessä [36].

Mallinnuksen yksinkertaistamiseksi tuulivoimapuistot on kuvattu yhdellä generaattorilla, jonka teho on 100 tai 106 MW. Käytetyissä verkkomalleissa tuulivoimalaitokset säätävät kukin muuntajansa yläjännitepuolen jännitettä. Tuulivoimapuistoja on tyypillisesti liittynyt yhdellä 400 kV:n sähköasemalle 3 kappaletta. Poikkeuksena on vuoden 2030 verkkomalleissa Oulun pohjoispuolella sijaitsevan Olhavan asemalle liittyneet 12 tuulipuistoa. Kaikilta 400 kV:n asemilta lähtee kolme eripituista (20, 40 ja 60 km) 110 kV:n säteittäistä johtoa, joiden päässä on 0,7/110 kV:n muuntaja ja tuulipuistoa ku-

vaava generaattori. Olhavan asemalta lähtee 4 tällaista kolmen eripituisen johtimen ryhmää. Näiden 110 kV:n johtojen liityntä 400 kV:n verkkoon vaihtelee hieman verkkomalleissa riippuen siitä, onko kyseessä lähinnä tuulivoimaliitynnälle rakennettu uusi asema vai ei. Kuvassa 5.1 on havainnollistettu tuulivoimalaitosten liityntäverkkoa.



Kuva 5.1. Tuulivoimalaitosten liityntä kantaverkkoon uusille 400 kV:n sähköasemille käytetyissä verkkomalleissa.

Simuloinneissa tuulivoimatuotantokapasiteetti on määritetty pitkän aikavälin suunnittelun näkökulmasta. Laskentatilanteissa kunkin generaattorin tuotanto on joko 40 tai 25 MW, mikä perustuu keskimääräisiin uusien tuulivoimalaitosten tyypillisiin kapasiteettikertoimiin. Toisaalta työhön otettiin mukaan myös muutama tarkastelu, jossa tuulivoimatuotantoa on kasvatettu selvästi suuremmaksi.

Tämän työn simuloinneissa kaikki tuulivoima on ajateltu liittyväksi Suomen länsirannikolle, jossa tuulivoimahankkeita on eniten. Tässä työssä tuulivoiman sijoituspaikoiksi on valittu olemassa olevista 400 kV:n sähköasemista Keminmaa, Pikkarala ja Sallee. Uusia 400 kV:n sähköasemia on viisi, joista Siikajoki ja Olhava ovat Oulun seudulla, Hirvisuo Keski-Pohjanmaalla ja Arkkukallio sekä Pirttikylä Tuovila-Ulvila-johdolla.

Työssä kaikilla tuulivoimalaitoksilla käytettiin PSS/E dynamiikkakirjastossa olevaa täyskonverterilaitoksen yleistä tuulivoimamallia. Mallin parametrit perustuvat Fingridin kokemuksiin valmistajien toimittamien mallien toiminnasta.

Mallien jännitteensäädön parametrien sopivuus VJV:n vaatimukseen uudessa sijoituspaikassa täytyi selvittää. VJV antaa kolme vaatimusta jännitteensäädön loistehon vastelle, kun VJV-referenssipisteessä tapahtuu alle 0,05 pu:n askelmainen muutos. Tällöin vasteen nousuaika nolasta 90 %:iin mitatusta loistehon kokonaismuutoksesta saa olla korkeintaan sekunti, vasteessa todettava ylitys saa olla korkeintaan 15 % mitatusta loistehon kokonaismuutoksesta ja vasteen on asetettava tavoitetasolleen kolmessa sekunnin kuluessa askelmaisesta herätteestä. [20, s. 62] Jännitteensäädöt parametrit muutettiin sellaisiksi, että VJV:n vaatimukset täyttyvät, eikä säätönopeus ole kuitenkaan liian optimistinen.

Koska generaattorit ovat liittyneet eripituisen johtojen päähän, ovat niiden liityntäpisteiden oikosulkutehot erisuuruisia. Tällöin generaattoreiden jännitteensäädöt parametrien pitäisi olla hieman erisuuruisia. Simulointien perusteella päädyttiin kuitenkin siihen,

että kaikilla voimaloilla käytettiin samoja jännitteensäädön parametreja. Tällöin voimaloiden askelvasteet eivät ole aivan samanlaisia, mutta erot eivät ole merkittäviä. Muita muutoksia malleihin ei tehty.

5.4 Kuormien mallintaminen

5.4.1 Yleisesti kuormien mallintamisesta

Verkon rakenteen sekä tuotannon ohella kuormat ovat yksi tärkeimmistä mallinnettavista asioista. Kuormien mallintamiseen liittyy muutamia keskeisiä näkökulmia. Yhtenä osaluueena on löytää sopiva tarkkuus kuormien mallintamiseen, eli kuinka isot kuormat pitää mallintaa itsenäisinä ja kuinka isot voidaan niputtaa yhteen. Tähän vaikuttaa luonnollisesti verkon rakenne ja kuormien fyysinen etäisyys. Olennaisinta on kuitenkin se, mitä verkkomallin avulla halutaan selvittää. Jos tarkkaillaan 400 kV:n pääsiirtoverkkoa, niin 20 kV:n jakeluverkkojen mallintaminen ei ole tulosten kannalta kovinkaan merkittävää. Tällöin 20 kV:n jakeluverkot voidaankin mallintaa kuormana [17, s. 2]. Energiamittauksia tehdään 110/20 kV:n sähköasemilla, joten kuormien risteily jää osittain piiloon. Talvi- ja kesätilanteiden erot on kuitenkin huomioitu erillisissä talvi- ja kesätilanteissa. [43]

Toinen merkittävä näkökulma on kuorman käyttäytymisen tunteminen verkon jännitteen ja taajuuden muuttuessa. Esimerkiksi jänniteriippuvuuden näkökulmasta kuormat voidaan jakaa kolmeen eri perustyyppiin, jotka ovat vakioehto, -virta ja -impedanssi-kuorma. Todelliset kuormat eivät kuitenkaan yleensä ole näin yksinkertaisesti jaoteltavissa vaan todellinen kuorma on näiden yhdistelmä. Silloin kyseinen kuorma on jaettava edellä esitettyihin komponentteihin sopivilla kertoimilla. Kuorman loisteholle on lisäksi yleensä eri kertoimet kuin pätöteholle. Yleisesti kuormamalleihin tarvitaan sisäänmenona solmun jännite ja verkon taajuus ja saadaan ulostulona kuorman ottama pätö- ja loisteho. Jännite- ja taajuusriippuvuuksille voi olla erilliset mallit.

Kuormien mallinnusta varten voidaan tehdä mittaukset verkosta. Sitten etsitään, muun muassa jänniteriippuvuudelle, sopivat parametrit, joilla simuloinnit vastaavat mittauksia. Todellisuudessa tilanne ei ole näin yksinkertainen, sillä jänniteriippuvuus voi vaihdella kesän ja talven välillä. Lisäksi mittausten järjestäminen vaatii paljon sellaisia mittauspisteitä, joissa ei ole tuotantoa kuorman rinnalla, jotta mittauksista saataisiin merkittävää hyötyä. Toisena vaihtoehtona on luokitella asiakkaita ja määrittää eri asiakastyypeille teoreettisesti jännite- ja taajuusriippuvuutta kuvaavat parametrit.

Elovaaran ja Haarlan mukaan Suomen kantaverkon pätötehoormista 35 % on ollut vakiotehokuormaa, 40 % vakiovirtakuormaa ja 25 % vakioimpedanssikuormaa. Loistehokuorma on perinteisesti kuvattu vakiovirtakuormana. [2, s. 139] Loistehokuormat ovat riippuvaisempia jännitteestä kuin pätötehoormat, mutta niiden osuus kokonaiskuormasta on vain noin 20–30 %, eikä vaikutus siksi ole yhtä suuri [2, s. 139–140].

Suuri osa sähkönkulutuksesta tapahtuu teollisuudessa. Esimerkiksi vuonna 2008 teollisuuden osuus Suomen sähkönkulutuksesta oli 51 %. [2, s. 25] Moottorien osuus teollisuuden sähkönkulutuksesta on huomattava. Kokonaiskulutuksesta voimajärjestelmässä

moottorien kuluttama energia on 60–70 % [25, s. 274]. Yleisin käytettävä moottorityppi on oikosulkumoottori eli epätahtimoottori [22, s. 349].

Epätahtikoneella loistehon riippuvuus jännitteestä on suurempaa kuin pätötehon, siten epätahtikoneen loistehonkulutus kasvaa jännitteen laskiessa. Tämän takia epätahtigeneraattori ei pysty tukemaan verkkoa vian aikana. Tilanne kuitenkin muuttuu entisestään, kun nykyään jo suuri osa teollisuuskuormasta syötetään taajuusmuuttajan kautta. Tämä vaikuttaa kuorman jännite- ja taajuusriippuvuuden lisäksi myös kuorman pätö- ja loisteho-osuuksiin sekä inertiaan. [2, s. 140] Merkittävänä syynä taajuusmuuttajien käytön lisääntymiselle on niiden avulla moottorin käytössä saavutettava energian säästö.

5.4.2 Kuormamallit

Yleisellä tasolla kuormamallit voidaan jakaa staattisiin ja dynaamisiin kuormamalleihin. Tehonjakolaskennassa käytetään staattisia kuormamalleja. Yksinkertainen staattinen kuormamalli, eli niin kutsuttu ZIP-malli kuvaa kuorman riippuvuutta jännitteestä. ZIP-mallin nimi tulee siitä, että sen komponentit kuvaavat vakioimpedanssi- (Z), vakiovirta- (I) ja vakiotehokuormaa (P). Tämä yleisesti käytetty polynomimalli kuorman ottamalle pätöteholle voidaan esittää yhtälöllä

$$P = P_0 \left(p_1 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + p_2 \left(\frac{U}{U_0} \right)^1 + p_3 \right), \quad (5.1)$$

jossa P_0 kuorman ottama pätöteho alkutilanteessa, U kuorman jännite, U_0 kuorman jännite alkutilassa. Yhtälön (5.1) sulussa oleva ensimmäinen termi kuvaa vakioimpedanssikuormaa. Vastaavasti toinen termi kuvaa vakiovirta- ja viimeinen termi vakiotehokuormaa. Vakio kertoimet p_1 , p_2 , p_3 kuvaavat kunkin osan suhteellista osuutta. Alaindeksi 0 viittaa alkutilanteeseen. Vastaavasti kuorman ottamalle loisteholle saadaan yhtälö

$$Q = Q_0 \left(q_1 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + q_2 \left(\frac{U}{U_0} \right)^1 + q_3 \right), \quad (5.2)$$

jossa kertoimet q_1 , q_2 ja q_3 kuvaavat kunkin osan suhteellista osuutta. [25, s. 272–273]

Keskeisintä yhtälöissä (5.1) ja (5.2) on se, että kuorman ottama pätö- ja loisteho pienenee jännitteen pienentyessä, jos kaikki kuorma ei ole vakio pätötehoukormaa. Tästä ominaisuudesta on hyötyä jännitteen laskiessa verkossa tapahtuneen vian seurauksena, koska kuorman pieneminen vähentää tarvetta tehonsiirrolle ja siten pienentää myös riskiä jännitestabiiliuden menettämiseen.

Kuorman taajuusriippuvuus saadaan kuvattua, kun yhtälöt (5.1) ja (5.2) kerrotaan taajuusriippuvuutta kuvaavalla termillä. Tästä saadaan pätöteholle yhtälö

$$P = P_0 \left(p_1 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + p_2 \left(\frac{U}{U_0} \right)^1 + p_3 \right) (1 + K_{pf} \Delta f), \quad (5.3)$$

jossa K_{pf} on vahvistus ja Δf taajuuden poikkeama $f-f_0$. K_{pf} vaihtelee tyypillisesti välillä 0–3. Edelleen loisteholle voidaan esittää yhtälö

$$Q = Q_0 \left(q_1 \left(\frac{U}{U_0} \right)^2 + q_2 \left(\frac{U}{U_0} \right)^1 + q_3 \right) (1 + K_{qf} \Delta f), \quad (5.4)$$

jossa K_{qf} on vahvistus ja vaihtelee yleensä välillä -2,0–0. [25, s. 272–273]

Yhtälöistä (5.1) – (5.4) huomataan, että kuormien tarkka mallintaminen johtaa siihen, että joudutaan etsimään kuormille sopivat parametrit. Ongelmana tässä on se, että verkon kuormista ei välttämättä ole tietoa kovin hyvin saatavissa. Tähän vaikuttaa myös se, kuinka suurien alueiden kuormitus mallinnetaan yhtenä kuormana verkkomallissa. Jokaiselle kuormalle saattaa olla yksilölliset parametrinsa.

Staattiset kuormamallit (yhtälöt (5.1) – (5.4)) toimivat hyvin kohtuullisilla jännitteen tai taajuuden muutoksilla. Kuitenkaan ne eivät enää pienillä jännitteillä välttämättä ole toimivia. Tällöin vakioehto- ja -virtakuormat voidaan esittää myös vakioimpedanssikuormina. [25, s. 274]

Tarkasteltaessa tilanteita, joissa tapahtuu suuria muutoksia jännitteissä ja siirroissa, voidaan käyttää tarkempien tulosten saamiseksi kuormista dynaamista käyttäytymistä kuvaavia malleja. Nämä ovat selvästi monimutkaisempia kuin staattiset kuormamallit. Dynaamisia kuormamalleja ei kuitenkaan käytetä tämän työn simuloinneissa.

5.4.3 Kuormamallit tässä työssä

Tässä työssä tutkitaan lähinnä kuormien jänniteriippuvuuden vaikutusta vian jälkeisiin jännitteisiin. Mallinuksessa on tutkittu periaatteellisella tasolla erilaisten jänniteriippuvuuksien vaikutuksen suuruutta, eikä ole pyritty löytämään entistä paremmin todellisuutta vastaavaa kuorman mallinnustapaa. Keskeistä on hakea suuruusluokkaa erolle siirtokyvissä erilaisilla kuormien jänniteriippuvuuksilla. Tällaisessa tarkastelussa jänniteriippuvuuden ääripäät kiinnostavat. Työssä ei tutkittu kuormien taajuusriippuvuutta.

Tilanteita tutkitaan sekä tehonjako- että dynamiikkalaskennalla. Käytettävässä PSS/E-verkostolaskentaohjelmassa kuormat mallinnetaan ZIP-mallilla.

Yleisesti siirtokykylaskennassa käytettäessä tehonjakolaskentaa kuormat mallinnetaan vakiotehokuormina (eli ZIP-mallissa Z- ja I-komponentit ovat nolliä). Tällöin saadaan selville pahin tilanne voimajärjestelmän kannalta, kun kuormien ottama teho ei piene jännitteen laskiessa. [2, s. 140] Tulokset eivät myöskään ole tällöin kuormien mallinnuksen osalta ainakaan yhtään liian optimistiset.

Tässä työssä käytetyssä verkkomallissa on mallinnettu Pohjoismaisen voimajärjestelmän ja Manner-Euroopan väliset HVDC-yhteydet vakiopäätötehoukormina. HVDC-yhteyksien mallintaminen kuormina ei mahdollista kuitenkaan niiden erikoissäätöjen tutkimista. Erikoissäätöjä ovat esimerkiksi hätätehonsäätö, sähkömekaanisten heilahtelujen vaimennussäätö ja automaattinen taajuuden säätö [42]. HVDC-yhteyksien erikoissäätöjä ei tutkittu tässä työssä.

Dynamiikkalaskennassa käytetään vakioteho-, vakiovirta- ja vakioimpedanssikuorman yhdistelmiä, koska se vastaa tarkemmin todellista kuormitusta. Jokaisen Pohjoismaan pätö- ja loistehokuormille on omat suhteensa, kuitenkin niin, että kaikki yhden maan kuormat on mallinnettu samoilla suhteilla. Esimerkiksi Suomen kuormien vakio-pätötehoukormin osuus on jokaisella kuormalla yhtä suuri. Taulukossa 5.2 on esitetty työssä käytettävät dynamiikkalaskennan kuormien komponenttien kertoimet.

Taulukko 5.2. Työn dynamiikkasimuloinneissa käytetyt perusarvot kuormien komponenttien osuuksille maittain.

	Pätötehoukormit [%]			Loistehoukormit [%]		
	Vakio-Z	Vakio-I	Vakio-P	Vakio-Z	Vakio-I	Vakio-Q
Suomi	25	40	35	70	30	0
Ruotsi	40	0	60	90	0	10
Norja	40	40	20	40	40	20
Itä-Tanska	25	40	35	70	30	0

Työn simuloinneissa näitä suhteita muutettiin Suomen kuormien osalta ja haettiin muutosten vaikutuksia jännitteeseen. Tulosten yhteydessä luvussa 7.4.2 esitellään tarkemmin käytetyt vaihtoehdot. Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan kuormat olivat tehonjakolaskennassa vakio-pätötehoukormia ja dynamiikkalaskennassa noudattivat taulukon 5.2 suhteita.

6 LASKENTAMENETELMÄT JA VERKKOMALLIT

6.1 Laskentamenetelmät jännitestabiiliustarkasteluissa

Jännitestabiiliustarkastelut ovat oleellinen osa siirtokykylaskentaa. Kantaverkon siirtokykylaskennassa käytettävät laskentamenetelmät voidaan jakaa yleisellä tasolla tehonjakaja dynamiikkalaskentaan. Molempia menetelmiä käytetään tämän työn simuloinneissa. Tässä luvussa kuvataan käytettyjen menetelmien periaatteita, ominaisuuksia sekä käyttötilanteista. Laskentavaiheita ei kuitenkaan kuvata yksityiskohtaisesti.

Jännitestabiiliustarkasteluissa pelkistetysti sanottuna tehonjakolaskennalla selvitetään vain vian jälkeisestä lopputilannetta, mutta dynamiikkalaskennalla tarkastellaan lopputilanteen lisäksi myös siitä, miten lopputilanne saavutetaan. Kiinnostavia asioita ovat muun muassa se, mikä on jännitteen pienin arvo ensimmäisessä heilahduksessa ja kuinka nopeasti heilahtelut vaimenevat. Lisäksi simuloinnissa voi paljastua jotain yllättävää, joka ei välttämättä paljastuisi tehonjakolaskennalla.

Tarkasteltaessa jännitestabiiliutta Suomen 400 kV:n verkossa pitää tarkastella koko Pohjoismaista verkkoa. Alempijännitteisten verkkojen tarkastelussa riittää muiden Pohjoismaiden verkon mallintaminen ekvivalenttina. [42] Laskennan oikeellisuutta tarkastetaan jatkuvasti vertaamalla laskentatuloksia mittauksiin.

Pitkän aikavälin suunnittelulaskennassa tarkastellaan koko voimajärjestelmän kehittymistä. Tarkasteluissa ei mennä kovin yksityiskohtaisiin asioihin, koska kaikista yksityiskohdista tulevaisuuden verkossa ei ole vielä tietoa. Pitkän aikavälin suunnittelulaskennassa tarkastelut tehdään aina ehjässä verkossa. Suunnittelulaskentaan sisältyy myös keskeytystilanteiden siirtorajojen laskentaa, mutta tällöin kyseessä on pikemminkin käytönsuunnittelua. Näkökulmana tässä työssä on pitkän aikavälin suunnittelu.

6.1.1 Tehonjakolaskenta

Tehonjakolaskennalla määritetään tasapainotilanteessa (engl. Steady-state) tehon virtaus verkossa. Laskentaa varten on tunnettava kuormat, johtojen, muuntajien ja generaattoreiden sähköiset arvot sekä tiedot kompensointilaitteista ja niiden asetteluista sekä laitteiden säätöjärjestelmät [2, s. 75]. Tehonjakolaskennassa verkkomallin pohjalta luoduista verkkoyhtälöistä ratkaistaan solmupisteiden jännitteet, joiden kautta määritetään verkkohaarojen virrat, tehonvirtaukset ja häviöt [2, s. 145]. Verkkoyhtälöt ratkaistaan iteroimalla. Tämän työn tarkasteluissa käytettiin Full Newton-Raphson (FNSL) ja Fixed slope decoupled Newton-Raphson (FDNS) -algoritmeja.

Käytettävä toleranssi laskennan tulosten tarkkuuteen on esimerkiksi 10⁻³ pu, jolloin jännitteiden itseisarvot ja kulmat ovat riittävän tarkkoja. Normaalisti tähän menee muutama iterointikierros. [2, s. 151] Iterointikierrosten määrän lisääminen ei enää muuttamien

kierrosten jälkeen lisää tulosten tarkkuutta merkittävästi. Lisäksi joidenkin muuntajien käämikytkimet saattavat jäädä vaihtamaan asentoaan jatkuvasti edestakaisin kahden arvon välillä. Tällöin laskennan tarkkuus ei enää lisäännny laskennan jatkuessa. Laskennan valmistuttua mismatch kertoo, kuinka hyvin laskenta on supennut eli kuinka tarkkoja saadut tulokset ovat.

Tehonjakolaskennassa vertailusolmu antaa kaiken tarvittavan tehon, jos sitä ei ole muualta verkosta saatavilla. Tällöin kyseisen solmun koneen tai koneiden päto- ja loistehorajat voivat ylittyä. Silloin tehon virtaus verkossa ei vastaa enää todellista tilannetta. Todellisessa verkossa ei ole vertailusolmua, jonka kone tuottaisi kaiken tarvittavan tehon, eli kyseessä on puhtaasti laskennallinen asia, joka on syytä tiedostaa. Tehonjako pitäisikin aina säätää niin, että vertailusolmun generaattorin tehot ovat sallituissa rajoissa.

Tehonjakolaskennalla voidaan tilanteet laskea siten, että käämikytkimien ja rinnakkaiskompensointilaitteiden joko annetaan tai ei anneta säätää vian jälkeen. Varsinkin rinnakkaiskondensaattorien kytkeytymisten salliminen hidastaa monessa tilanteessa jännitteen pienenemistä. Toisaalta jännite saattaa pienentyä nopeasti tehonsiirtojen suurennuttua vain vähän, kun säätöresurssit lopulta ovat vähissä.

Nykyään siirtorajoja laskettaessa käämikytkimien ja rinnakkaiskompensointilaitteiden ei anneta säätää vian jälkeen. Kuten luvussa 5.4 esitettiin, yleensä verkolle pahimman tilanteen simuloinnissa käytetään myös vakiotehokuormia. Perinteisesti Ruotsista Suomeen tuontitilanteen siirtokyky on laskettu tehonjakolaskennalla ja siirtorajan määräävänä jännitekriteerinä käytetään jännitettä 0,925 pu [42].

6.1.2 Dynamiikkalaskenta

Dynamiikkalaskenta on laskentatapa, jolla on mahdollista saada tehonjakolaskentaa enemmän tietoa verkon käyttäytymisestä esimerkiksi vian yhteydessä. Toisaalta tämän takia se myös vaatii enemmän lähtötietoja. Laskennan taustalla on ratkaistu tehonjako. Dynamiikkalaskennan lisähyötynä tehonjakolaskentaan verrattuna on se, että sillä lasketaan verkon tilan kehittyminen ajan funktiona. Tällöin siis saadaan tietoa siitä, miten voimajärjestelmä päätyy vakaaseen tilaan tai mikä on voimajärjestelmän tila tietyn ajan kulltua viasta. Dynamiikkalaskentaa käytetään usein, kun tarkastellaan tilanteita, joissa verkossa tapahtuu jokin nopea ja suuri muutos kuten voimalaitoksen tai siirto johdon irtoaminen verkosta. Muutosilmiön jälkeinen voimajärjestelmän tila voi olla joko stabiili tai epästabiili [2, s. 76]. Dynamiikkalaskenta onkin pitkälti stabiiliuden tarkastelua. Laskennan avulla osataan paremmin arvioida, kuinka kaukana epästabiiliudesta ollaan.

On selvää, että dynamiikkalaskennassa tarvitaan tarkempia tietoja komponenteista kuin staattisia ilmiöitä tarkasteltaessa [2, s. 75]. Esimerkiksi kuormat muutetaan vakiotehokuormista vastaamaan tarkemmin todellisen verkon kuormia jännite- ja taajuusriippuvuuksineen. Muita asioita, jotka pyritään mallintamaan mahdollisimman tarkasti, ovat voimalaitokset säätöineen ja hitausmomentteineen sekä muut säädettävät komponentit [42]. Dynamiikkalaskennassa kondensaattorit, reaktorit ja käämikytkimet ovat lähtökohtaisesti aina lukittuina. [44].

Laskentaan liittyy erilaisia asetuksia, jotka saattavat vaikuttaa laskennan suppenemiseen. Tuloksiin vaikuttaa oleellisesti laskennan simulointiaika. Esimerkiksi hidas jännitteen pieneminen ei välttämättä ole vielä loppunut, kun on simuloitu 20 sekuntia. Tällöin simulointia on jatkettava, jotta nähdään mihin arvoon jännite asettuu ja tapahtuuko myöhemmin jotain merkittävää. Joidenkin asioiden tarkastelussa riittää melko lyhyt simulointiaika, esimerkiksi 30 sekuntia tai vähemmänkin, mutta kaikki ilmiöt eivät vielä tule esiin näin nopeasti.

Toinen esimerkki muutettavista laskenta-asetuksista on laskennan aika-askel, joka tarkoittaa, kuinka suurissa ajanjaksoissa laskenta etenee. Aika-askelta pienentämällä lisätään tulosten tarkkuutta, mutta toisaalta samalla lisätään laskenta-aikaa. Kiinnostavat suu-reet voidaan tallentaa jokaiselta laskennan aika-askeleelta tai harvemmin.

6.2 Simuloinnit tässä työssä

Tässä työssä lasketaan Suomen pääsiirtoverkon, eli 400 kV:n kantaverkon, sähköasemien 400 kV:n kiskojännitteitä mitoittavan vian jälkeen. Mitoittava vika on suurimman tuotantoyksikön irtoaminen, eikä muita vikoja ole tarkasteltu. Vuonna 2015 suurin tuotantoyksikkö oli OL1 ja vuosina 2020 sekä 2030 OL3. Vuoden 2020 tilanteessa käytössä on luvussa 5.2 mainittu järjestelmäsuoja, mutta enää vuoden 2030 simuloinneissa se ei ole mukana. Tuotantoyksikö on irrotettu verkosta ilman oikosulkua. Tarkastelun kohteena on aina tilanne, jossa on tuontia Pohjois-Ruotsista. Tilanteet voivat sisältää myös tuontia Venäjältä tai vaihtoehtoisesti vientiä Viroon ja Venäjälle.

Työssä tutkittiin kolmea erilaista käyttötilannetta kolmena eri ajankohtana. Lähitulevaisuus kuvaa suunnilleen vuotta 2020 ja kaukainen tulevaisuus vuotta 2030. Näille vertailuksi mukana on myös nykytilannetta, eli vuotta 2015, kuvaavat tilanteet. Käyttötilanteet ovat tyyppitilanteita, joista ensimmäinen on maksimikuormitus tilanne, jolloin myös tuotantoa on verkossa eniten ja verkko on jäykimmillään. Kesän pienen kuormituksen tilanteessa koneita on verkossa selvästi vähemmän, jolloin verkko ei ole niin jäykkä. Kevättilanteessa kuormitus on vielä melko suurta ja Suomen kantaverkossa esiintyy vesivoimaloiden pakkoajosta johtuva läpisiirtotilanne.

Läpisiirtotilanteen taustalla on oletus siitä, että kokonaishäviöt Suomen ja Ruotsin verkoissa pienenevät, kun rajoitetaan Ruotsin sisäistä etelä-pohjoissuuntaista siirtoa ja siirretään osa tehosta Suomen kautta. Pohjois-Ruotsissa on niin paljon vesivoimatuotantoa keväällä, kun lumet ovat sulamassa ja varastointialtaat täyttyvät, että siirtotarve etelään on suuri. Suomen vesivoimatuotanto on selvästi pienempää kuin Ruotsissa ja siksi Suomen verkossa on mahdollista toteuttaa tällainen ratkaisu.

Tämän työn tarkasteluissa ei kuitenkaan ole verrattu häviöitä eri siirtovaihtoehtojen välillä, vaan on haettu lähinnä erilaista siirtotilannetta Suomen sisällä. Kevättilanteissa siirtoa tapahtuu enemmän länsiosassa Suomea kuin talvi- ja kesätilanteissa.

Tilanteissa on lähdetty kasvattamaan siirtoa portaittain niin pitkälle kuin laskenta supenee. Siirtojen kasvatuksen periaatteet on kussakin tilanteessa selitetty alkutilanteen

esittelyn yhteydessä. Yleisellä tasolla asia on toteutettu muuttamalla HVDC-linkkien tehoja Pohjoismaisen synkronialueen ja muiden verkkojen välillä. Pienen kuormituksen kestätilanteissa siirtojen kasvatuksessa on käytetty myös menetelmää, jossa Ruotsin vesivoimaa on lisätty. Perusteluna tähän on se, että Manner-Euroopan HVDC-linkit ovat alkutilanteissa jo tuonnilla Pohjoismaiden suuntaan, eikä tuontia ole haluttu lisätä enää merkittävästi tätä suuremmaksi. Suuremman tehonsiirron tehonjako laskettiin käyttämällä edellistä siirtotilannetta alkuarvauksena. Mitoittavan vian suuruus ei muutu tehonsiirtoa muuttaessa.

Kaikki käyttötilanteet eri ajankohtina laskettiin käyttäen tehonjako- ja dynamiikkalaskentaa. Tehonjako laskettiin molemmilla aiemmin esitetyillä tavoilla: ensin siten, että käämikytkimien ja rinnakkaiskompensointilaitteiden ei anneta säätää vian jälkeen ja sen jälkeen niin, että käämikytkimien ja rinnakkaiskompensointilaitteiden annetaan säätää vian jälkeen.

Tarkoituksena on simuloimalla selvittää, kuinka suurella tehonsiirrolla 400 kV:n kiskojännite jollakin pääsiirtoverkon sähköasemalla saavuttaa jännitekriteerin mitoittavan vian jälkeen. Eri tekijöiden vaikutusta selvitettävissä kätevinä on vertailla tehonsiirtojen suuruutta. Tässä työssä tarkoitetaan siirtorajalla nimenomaan sitä tehonsiirron suuruutta, jolla jännitekriteeri saavutetaan. Jännitekriteereinä käytetään tehonjakolaskennassa jännitteitä 370 ja 360 kV eli 0,925 ja 0,900 pu. Molempia jännitteitä vastaavat siirtorajat määritetään ja pohditaan, kumpi näistä olisi parempi jännitekriteeri jatkossa. Dynamiikkalaskennassa jännitekriteerinä on jännite 360 kV eli 0,900 pu. Lisäksi jännitteen pitää olla koko ajan vähintään 0,8 pu. Kun tuloslukuissa puhutaan sähköasemien jännitteestä ilman tarkempaa määrittelyä, tarkoitetaan sähköasemien 400 kV:n kiskon jännitteitä, jollei toisin mainita. Tulosten yhteydessä käytetään laskentamenetelmistä lyhyempiä nimiä, jotka on esitelty taulukosta 6.1.

Taulukko 6.1. Tulosten yhteydessä käytetyt lyhenteet eri laskentamenetelmille.

Laskentamenetelmä	Selitys
A	Siirtoraja lasketaan tehonjakolaskennalla siten, että rinnakkaiskompensointilaitteiden ja käämikytkimien ei anneta säätää vian jälkeen.
B	Siirtoraja lasketaan tehonjakolaskennalla siten, että rinnakkaiskompensointilaitteiden ja käämikytkimien annetaan säätää vian jälkeen.
C	Siirtoraja lasketaan dynamiikkalaskennalla.

Laskentamenetelmällä A saadaan siirtoraja A, vastaavasti laskentamenetelmällä B saadaan siirtoraja B ja laskentamenetelmällä C saadaan siirtoraja C. Näitä termejä käytetään myös tuloslukuissa.

Koska työn painopiste on eri tekijöiden merkityksen vertailussa, niin varsinaisia siirtorajoja ei työssä ilmoiteta. Tuloksina saadut siirtokyvyt eivät ole varsinaisia siirtorajoja,

koska tarkastelu on tehty vain jännitestabiiliuden näkökulmasta. Tässä työssä saadut tulokset ilmoitetaan lisäksi P1-perussiirtoon N, joka on kaikissa tarkastelutilanteissa yhtä suuri. Tällöin tulosten väliset ero korostuvat, eikä huomio kiinnity tarkkoihin rajoihin. Tuloksina ilmoitetut siirrot ovat Suomen sisäisiä P1-siirtoja, koska kuten luvussa 7 tulee esille, niin pienimmät 400 kV:n verkon jännitteet ovat juuri P1-leikkauksen alueella olevilla sähköasemilla.

Tulosten perusteella pohditaan myös sitä, mitä laskentamenetelmiä tulisi jatkossa käyttää, ja mikä on hyvä jännitekriteeri jännitestabiiliuden näkökulmasta. Tähän asiaan liittyy muitakin kysymyksiä: Voitaisiinko jatkossa turvallisesti käyttää siirtorajojen määrittämisessä tehonjakolaskentaa, jossa annetaan käänkytkiminen ja kompensointilaitteiden säätää? Entä voitaisiinko käyttää arvoa 0,900 pu jännitestabiiliuden säilymisen alarajana tehonjakolaskennan yhteydessä? Vai pitäisikö rajat määrittää kuitenkin dynamiikkalaskennalla?

6.3 Tämän työn verkkomallit

Tämän työn simuloinnit on tehty Pohjoismaisen voimajärjestelmän kattavilla verkkomalleilla, jotka pohjautuvat pitkän aikavälin suunnittelussa käytettyyn skenaarioon. Skenaario pohjalta on tehty eri vuosille ja eri käyttötilanteisiin snapshotteja. Tähän työhön saatiin valmiit snapshotit, joihin tehtiin pieniä muutoksia, jotta siirrot saatiin halutun suuruisiksi. Skenaarioissa on oletettu, että

- OL3 on sähköntuotannossa 2020 tilanteissa
- OL4 ja FH1 on toteutuvat ja ne ovat mukana 2030 tilanteissa
- RAC3-yhdysjohto toteutuu vuoteen 2030 mennessä
- vienti Venäjälle on vuoteen 2030 mennessä mahdollista koko Viipurin-linkin kapasiteetin (1350 MW) verran ja
- nykyiset ydinvoimalaitokset ovat edelleen toiminnassa vuonna 2030.

Näiden asioiden lisäksi tuulivoimatuotannon on oletettu kasvavan siten, että vuonna 2020 tuulivoimakapasiteetti on 1500 MW ja vuoden 2030 tilanteissa 3400 MW. Näissä kaikissa asioissa on todellisuudessa mukana epävarmuutta vähintään aikataulun osalta.

Nykyverkon mallin ei ole tarpeellista kuvata aivan täsmällisesti todellista tämän hetken verkkoa, eikä se kuvaakaan. Verkkomalli on alun perin luotu pohjaksi tulevaisuuden verkkomalleille eikä sillä ole ollut tarkoitus kuvata nykyverkkoa. Verkkomallissa on oleellisinta, että OL3 ei ole vielä verkossa.

Oleellisimmat muutokset tulevaisuuden verkkomalleissa ovat uudet ydinvoimalat, lisääntynyt tuulivoima sekä keskeiset 400 kV:n siirtoyhteydet. 2020 tilanteen verkkomalleihin Pohjanmaalle on valmistunut 400 kV:n johto, jolloin Ulvilasta rannikkoa pitkin Pikkaralaan asti on 400 kV:n yhteys. Johdolla on kolme uutta väliasemaa tuulivoimaliitynnöille: Hirvisuo, Arkkukallio ja Pirttikylä. Muut tuulivoiman liityntäasemat verkkomalleissa ovat Pikkarala ja Keminmaa.

Keskeisimmät muutokset kaukaisen tulevaisuuden eli noin vuoden 2030 verkkomallissa ovat kolmas yhdysjohto Suomen ja Ruotsin välillä, Keminmaa-Pyhänselkä-johto,

viides P1-johto Pyhänselältä etelään sekä verkonvahvistukset OL4:n ja FH1:n lähellä. Verkkomalleissa on mukana sama tuulivoimatuotanto kuin vuoden 2020 verkkomalleissa ja lisäksi tuulivoimatuotantoa on liittynyt Siikajoen ja Selleen 400 kV:n asemille. Kemimaa-Pyhänselkä-johdolle rakennetulle uudelle johdonvarsi-asemalle on liittynyt nimellisteholtaan noin 1200 MW tuulivoimatuotantoa.

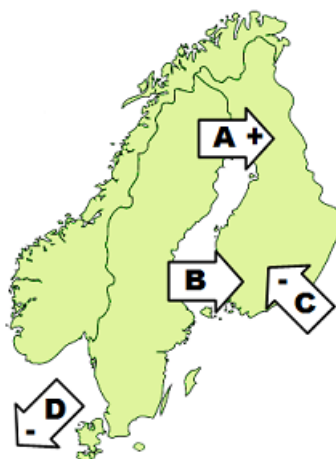
7 SIMULOINTIEN TULOKSET

7.1 Talven maksimikuormitustilanne

Ensimmäinen tarkasteltava käyttötilanne on talven maksimikuormitustilanne. Taulukossa 7.1 sekä kuvassa 7.1 on esitetty alkutilanteen kuormitus ja tuotanto, keskeiset maidenväliset siirrot ja siirtojen kasvatuksen periaatteet vuosina 2015, 2020 ja 2030. Tuulivoimatuotanto on eritelty muusta tuotannosta.

Taulukko 7.1. Kuormitus ja tuotanto Suomessa sekä keskeiset siirrot vuosien 2015, 2020 ja 2030 talvitilanteiden alkutilanteissa.

Vuosi	2015	2020	2030
Alkutilanne	Teho [MW]	Teho [MW]	Teho [MW]
Kuorma Suomessa	14790	14970	17780
Tuotanto Suomessa	13050	13600	16650
josta tuulivoimaa	0	610	1060
Siirrot alkutilanteessa nuolen suuntaan			
A = Pohjois-Ruotsi - Suomi	1000	1000	700
B = Keski-Ruotsi - Suomi	0	0	0
C = Viro ja Venäjä - Suomi	970	580	280
D = Manner-Euroopan HVDC-linkit	2320	2250	3120
Siirtojen muuttaminen			
+	= Siirtoa kasvatettu nuolen suuntaan		
-	= Siirtoa pienennetty nuolen suuntaan tai kasvatettu vastakkaiseen suuntaan		



Kuva 7.1. Talvitilanteiden keskeisten maiden välisten siirtojen suunnat alkutilanteissa ja siirtojen kasvatuksen periaatteet.

Kuten taulukossa 7.1 on esitetty, näissä tarkastelutilanteissa kuormitus ja tuotanto Suomessa ovat vuonna 2015 pienempiä kuin vuonna 2020 ja 2030. Tuotannon kasvun seurauksena tuonti Venäjältä ja Virosta vähenee.

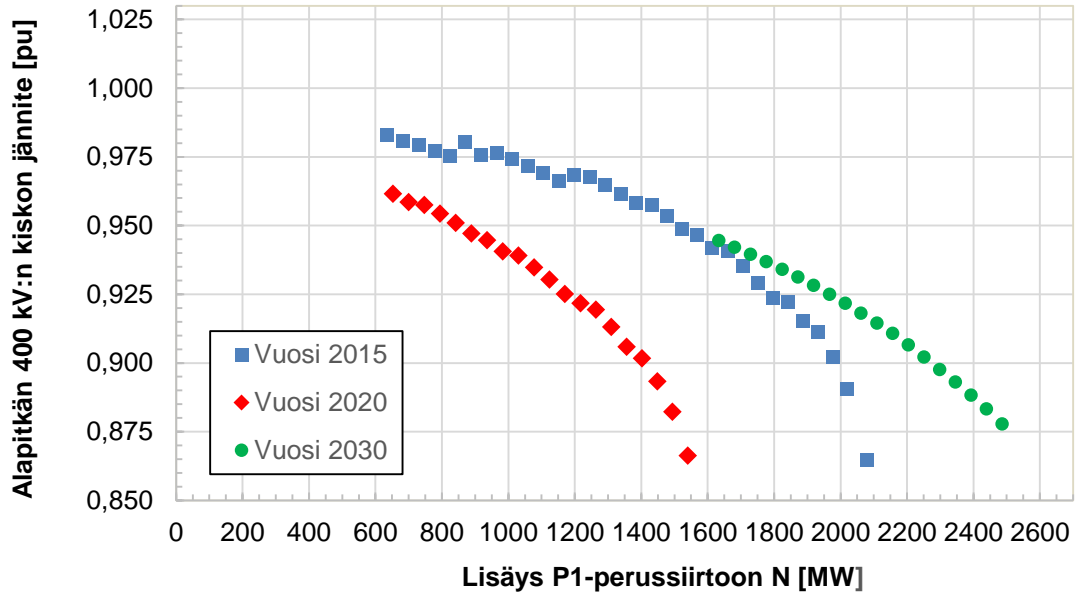
Taulukossa 7.2 on esitetty jännitteitä talven 2020 alkutilanteessa mitoittavan vian jälkeen. Jännitteitä on laskettu sekä dynamiikka- että tehonjakolaskennalla. Tehonjakolaskennassa on käänikytkimiä ja rinnakkaiskompensointilaitteita käsitelty molemmilla taulukon 6.1 tavoilla eli niiden on joko annettu säätää tai ei. Valitut 400 kV:n sähköasemat ovat pohjois-eteläsuuntaisen siirtoreitin varrella.

Taulukko 7.2. Keskeisten siirtoreittien varrella olevien sähköasemien kiskojen jännitteet vuoden 2020 talvitilanteen alkutilanteessa mitoittavan vian jälkeen.

400 kV:n verkon sähköasema	Jännite [pu]		
	Laskentamenetelmä	Laskentamenetelmä	Laskentamenetelmä
	A	B	C
Petäjäskoski	0,966	1,011	0,984
Keminmaa	1,000	1,017	0,990
Pyhänselkä	0,984	1,006	0,972
Vuolijoki	0,977	0,994	0,965
Alapitkä	0,962	0,977	0,949
Huutokoski	0,993	1,003	0,981
Alajärvi	0,976	0,998	0,960
Yliskälä	1,013	1,017	1,003

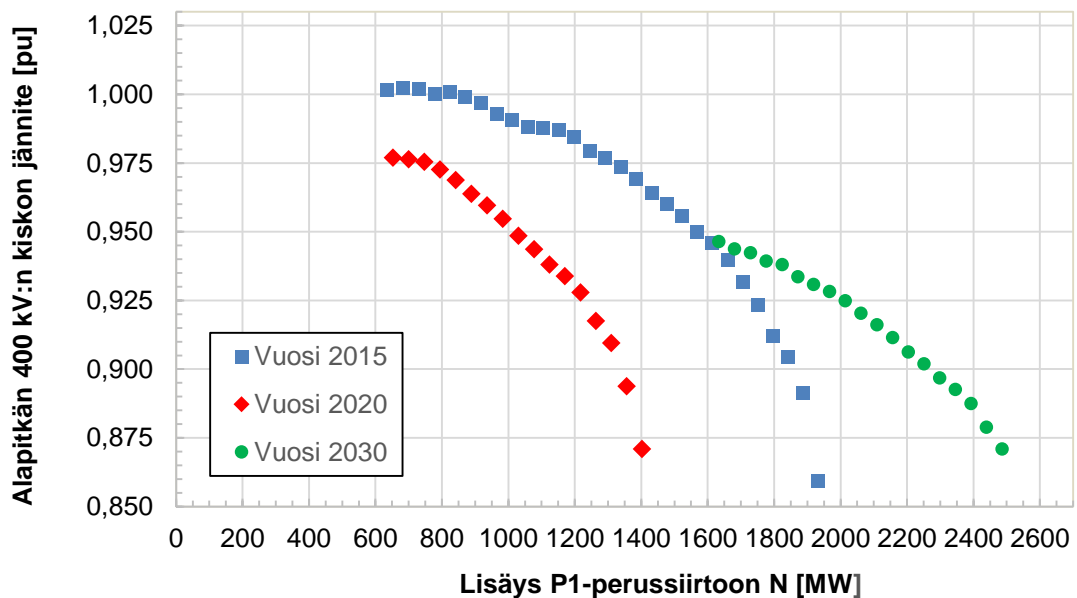
Taulukon 7.2 tuloksia laskettaessa huomattiin, että kaikilla laskentamenetelmillä talven 2020 alkutilanteessa pienin jännite mitoittavan vian jälkeen oli Alapitkässä. Myös talvien 2015 ja 2030 alkutilanteissa Alapitkän jännite on pienin. Näin oli lisäksi myös suuremmilla tehonsiirroilla. Tämän takia luvun 7.1 loppuosassa ei esitellä muiden solmupisteiden jännitteitä.

Talvitilanteita tutkittiin tarkemmin ensin tehonjakolaskennalla. Kuvassa 7.2 on esitetty Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen, kun käänikytkimien ja rinnakkaiskompensointilaitteiden ei anneta säätää vian jälkeen eli laskentamenetelmällä A. Tulokset on laskettu vuosien 2015, 2020 ja 2030 tilanteissa. Jännitteet on esitetty ennen vikaa olleen P1-siirron lisäyksen funktiona.



Kuva 7.2. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona vuosien 2015, 2020 ja 2030 talvitilanteissa, kun käämikytkimien ja rinnakkaiskompensointilaitteiden ei anneta säätää vian jälkeen.

Kuvassa 7.3 on esitetty Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen, kun käämikytkimien ja rinnakkaiskompensointilaitteiden annetaan säätää vian jälkeen eli laskentamenetelmällä B. Tulokset on laskettu vuosien 2015, 2020 ja 2030 tilanteissa ja jännitteet on esitetty verkossa ennen vikaa olleen P1-siirron lisäyksen funktiona.



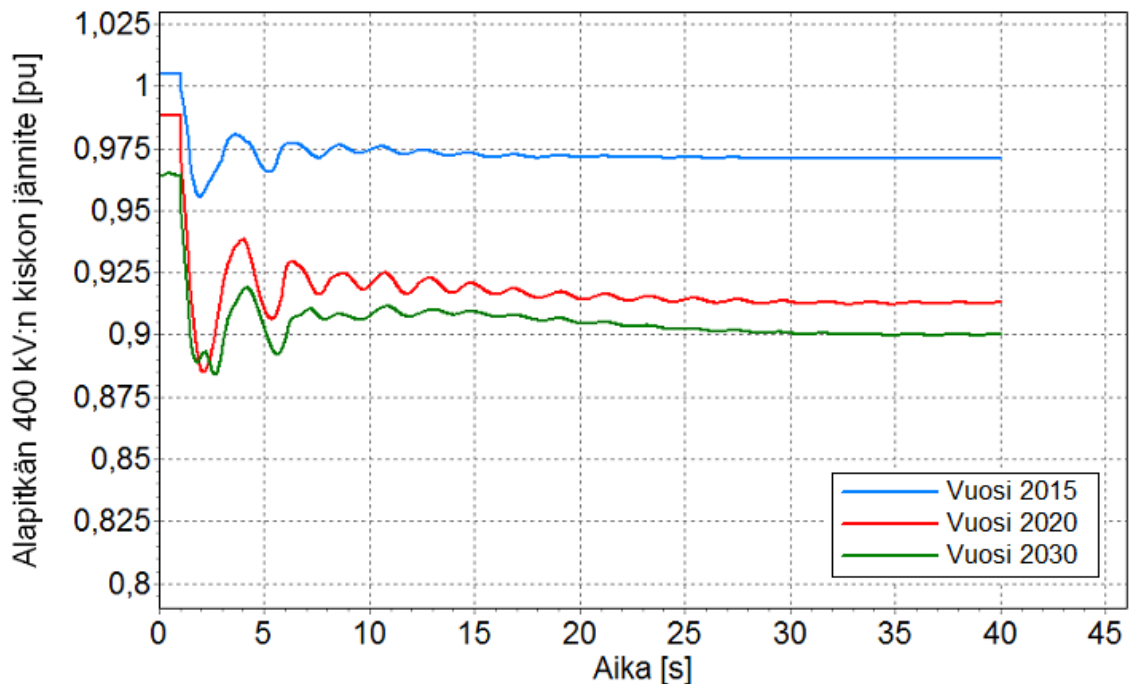
Kuva 7.3. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona vuosien 2015, 2020 ja 2030 talvitilanteissa, kun käämikytkimien ja rinnakkaiskompensointilaitteiden annetaan säätää vian jälkeen.

Kuvassa 7.2 vuoden 2015 tulospisteiden muodostamalla käyrällä, esimerkiksi noin siirrolla $N + 850$ MW, on havaittavissa nousu ylemmälle PU-käyrällä. Tällöin jokin reaktori Suomessa on kytkeytynyt pois verkosta, kun siirtoa on kasvatettu edelliseen tilanteeseen verrattuna, eli verkon kompensointiaste on muuttunut. Sama asia tulee esille myös luvun 3.3.1 kuvassa 3.6.

Verrattaessa kuvien 7.2 ja 7.3 PU-käyriä kuvan 3.6 PU-käyriin täytyy ymmärtää, että niissä on muutama periaatteellinen ero. Kuvan 3.6 käyrissä on esitetty yhden johdon toisen pään jännite johdolla siirrettävän tehon funktiona. Vastaavasti kuvissa 7.2 ja 7.3 esitetty tehonsiirto koostuu silmukoidussa verkossa usealla rinnakkaisella johdolla siirrettävästä tehosta. Silmukoidussa verkossa pienin jännite on tyypillisesti keskellä johtoa. Tilanne on tämä juuri Alapitkässä.

Vuoden 2015 ja 2020 tulokset on laskettu FDNS-algoritmilla ja vastaavasti vuoden 2030 FNSL-algoritmilla. Vuoden 2015-tilanteessa ei laskentaa saatu suppenemaan FNSL-algoritmilla laskettaessa enää niin suurilla siirroilla, että pienin jännite olisi ollut 0,900 pu. Tilanne oli sama myös vuoden 2020 tilanteessa, kun laskettiin siirtorajaa B.

Dynamiikkasimuloinneissa suurin tuotantoyksikkö irrotettiin verkosta 1 sekunti simuloinnin alusta ja selvitettiin, mille tasolle jännite tasoittuu heilahtelujen vaimennuttua. Kuvassa 7.4 on esitetty Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite vuosina 2015, 2020 ja 2030 yhtä suurilla RAC-siirroilla.



Kuva 7.4. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännitteen käyttäytyminen talvitilanteissa 2015, 2020 ja 2030 mitoittavan vian yhteydessä RAC-siirron ollessa kaikissa alkutilanteissa yhtä suuri.

Kuvan 7.4 tilanteiden RAC-siirto on valittu sillä perusteella, että talven 2030 tilanteessa jännite saavuttaa silloin 0,900 pu:n jännitekriteerin. Dynamiikkalaskennan tapauksessa jännitekriteeri 0,900 pu tarkoittaa sitä arvoa, johon jännite tasoittuu vian jälkeen.

Kuvasta 7.4 tulee hyvin esille se, että RAC-kapasiteetin pienentäminen suurimman tuotantoyksikön koon kasvaessa on perusteltua, koska jännite on samalla siirrolla huomattavasti pienempi vian jälkeen. Vuosien 2020 ja 2030 vian jälkeisen jännitteen ero selittyy pääasiassa alkutilanteiden jännite-erolla. Vuosien 2015 ja 2020 siirtorajat selvitettiin samalla menetelmällä. Tehonjako- ja dynamiikkalaskennalla määritetyt siirtorajat talvitilanteissa 2015, 2020 ja 2030 on esitetty taulukossa 7.3.

Taulukko 7.3. Siirtorajat A, B ja C talvitilanteissa 2015, 2020 ja 2030.

	Vuosi 2015		Vuosi 2020		Vuosi 2030	
Jännitekriteeri [pu]	0,925	0,9	0,925	0,9	0,925	0,9
Siirtoraja A [MW]	1790	1980	1170	1410	1970	2270
Siirtoraja B [MW]	1740	1850	1280	1330	2010	2270
Siirtoraja C [MW]		2310		1430		2530

Taulukon 7.3 arvoista on selvästi havaittavissa, että laskentamenetelmien välillä on selviä eroja. Dynamiikkalaskennalla saadaan kaikkina vuosina suurimmat siirtorajat. Siirtorajat A ovat suurempia tai vähintään yhtä suuria kuin siirtorajat B jännitekriteerin ollessa 0,900 pu. Toisaalta jännitekriteerillä 0,925 näin on vain vuoden 2015 tilanteessa. Vuoden 2030 tuloksia suurentaa P1-kapasiteetin kasvu viidennen 400 kV:n johdon rakentamisen jälkeen.

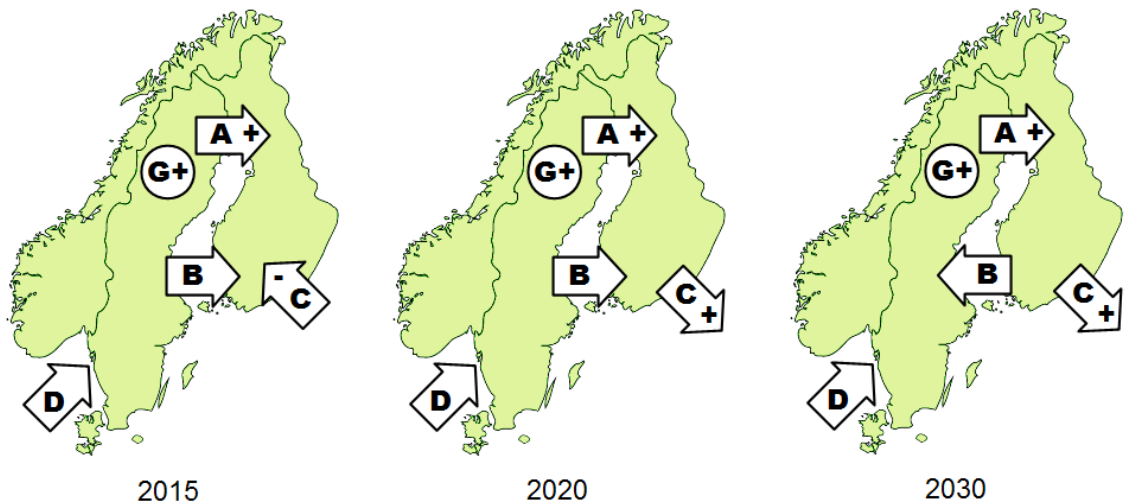
Koska siirtorajat on määritetty jännitestabiiliuden näkökulmasta, niin muutama asia jätettiin huomioimatta tulosten yhteydessä. Kaikissa kolmessa talvitilanteessa Vuolijoen sarjakondensaattorit ylikuormittuvat. Tämä tapahtuu hieman erisuuruuksilla P1-siirroilla, koska P1-siirto jakautuu hieman eri tavoin verkon P1-johdoille erilaisissa kuormitus- ja tuotantotilanteissa. Myös 400 kV:n P1-johtojen määrä vaikuttaa asiaan. Vuosien 2020 ja 2030 talvitilanteissa myös 400 kV:n johto Pyhänselästä Vuolijoelle ylikuormittuu. Ylikuormittuminen on jätetty huomioimatta, koska talvella johtoja voidaan kuormittaa enemmän. Lisäksi on oletettu, että todellisuudessa sarjakondensaattorit uusittaisiin, vaikka verkkomalleihin tätä ei ole tehty. Tähän liittyy myös se, että P1-johtojen sarjako- kompensointiasteita ei ole muutettu verkkomalleissa, mikä todennäköisesti pitäisi myös tehdä. Se voisi muuttaa P1-siirron jakautumista rinnakkaisille johdoille, niin että ylikuormittumiselta vältyttäisiin.

7.2 Kesän pienen kuormituksen käyttötilanne

Seuraavaksi tarkastellaan kesän pienen kuormituksen käyttötilannetta. Taulukossa 7.4 sekä kuvassa 7.5 on esitetty alkutilanteiden kuormitus ja tuotanto, keskeiset maidenväliset siirrot ja siirtojen kasvatuksen periaatteet vuosina 2015, 2020 ja 2030. Tuulivoima- tuotanto on eritelty muusta tuotannosta.

Taulukko 7.4. Kuormitus ja tuotanto Suomessa sekä keskeiset siirrot vuosien 2015, 2020 ja 2030 kesätilanteiden alkutilanteissa.

Vuosi	2015	2020	2030
Alkutilanne	Teho [MW]	Teho [MW]	Teho [MW]
Kuorma Suomessa	6700	6900	7520
Tuotanto Suomessa	5780	6380	9750
josta tuulivoimaa	0	610	1060
Siirrot alkutilanteessa nuolen suuntaan			
A = Pohjois-Ruotsi - Suomi	1000	1000	700
B = Keski-Ruotsi - Suomi	0	0	1300
C = Viro ja Venäjä - Suomi	50	440	1430
D = Manner-Euroopan HVDC-linkit	920	1520	700
Siirtojen muuttaminen			
+	= Siirtoa kasvatettu nuolen suuntaan		
-	= Siirtoa pienennetty nuolen suuntaan tai kasvatettu vastakkaiseen suuntaan		
G+	= Ruotsin vesivoimatuotantoa lisätty		



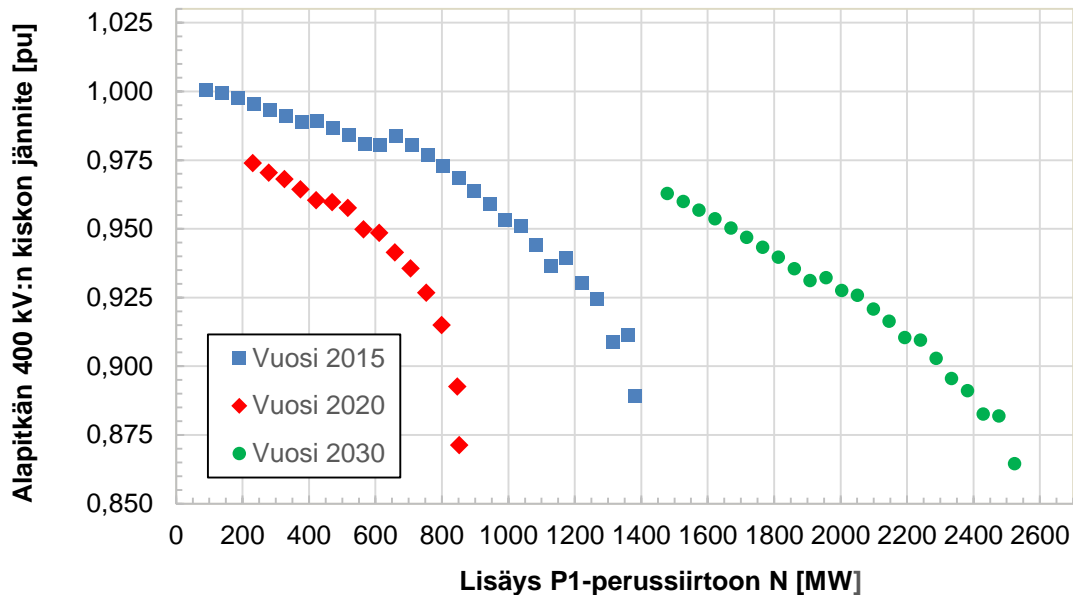
Kuva 7.5. Kesätilanteiden keskeisten maiden välisten siirtojen suunnat alkutilanteissa ja siirtojen kasvatuksen periaatteet.

Kesätilanteissa kuormitus kasvaa vuodesta 2015 noin 800 MW vuoteen 2030 mennessä. Vastaavasti tuotanto muuttuu selvästi enemmän. Vuodesta 2015 vuoteen 2020 muutos on noin 600 MW ja vuodesta 2020 vuoteen 2030 yli 3300 MW. Selityksenä näin suureen tuotannon lisääntymiseen on se, että verkossa on vuoden 2020 verrattuna kaksi uutta ydinvoimalaa, OL4 ja FH1. Näiden voimalaitosten nettosähkötehoksi on oletettu yhteensä noin 2800 MW. Vanhat ydinvoimalat ovat yhä verkossa, mutta OL1:n on oletettu olevan vuosihuollossa. Muuten tuotantorakenne vastaa tyypillistä nykyajan kesän tuotantorakennetta, tuulivoiman määrää lukuun ottamatta. Suomen tehotase on 2030 ke-

sätilanteessa siis vahvasti ylijäämäinen ja siksi siirrot ovat suuria jo alkutilanteessa. Vuoden 2015 alkutilanteessa on vähän tuontia Venäjältä, vuoden 2020 ja 2030 alkutilanteissa on vientiä Viroon ja Venäjälle. Vuoden 2030 siirtotilanteisiin on laitettu myös läpisiirtoa Suomen kautta Ruotsiin, jotta on voitu määrittää P1-siirtoraja.

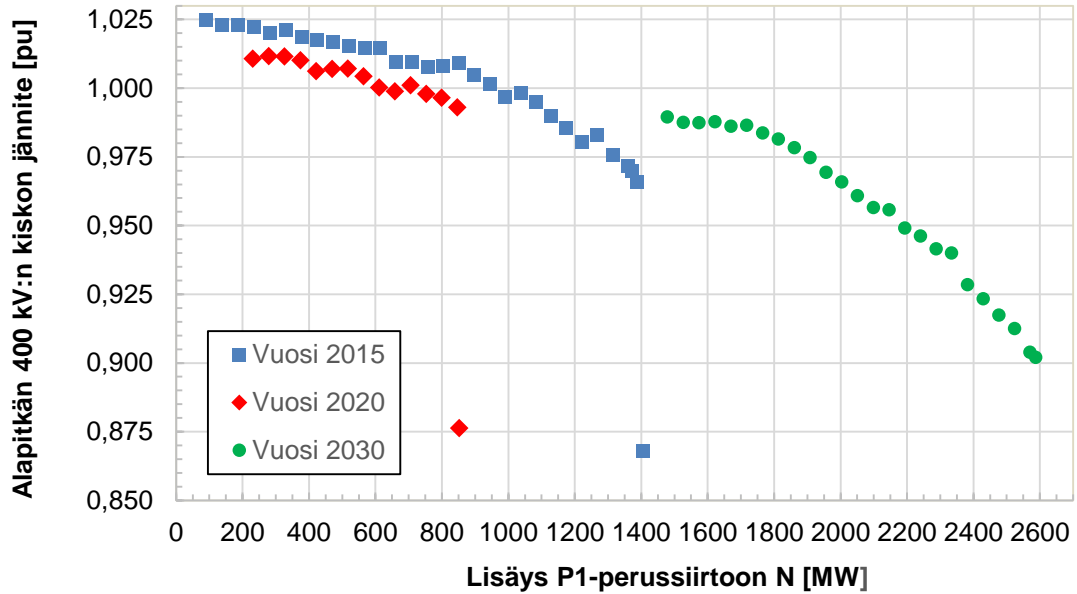
Kesätilanteissa 2015 ja 2020 Alapitkän ja Alajärven jännitteet ovat hyvin lähellä toisiaan. Vuonna 2015 Alajärven jännite on hieman pienempi ja vastaavasti vuonna 2020 Alapitkän jännite on vähän pienempi. Sen sijaan vuoden 2030 tilanteessa Alapitkän jännite on selvästi pienempi kuin Alajärven. Tässä luvussa kuvaajissa on esitetty ainoastaan Alapitkän jännite, jotta vertailu lukuun 7.1 olisi selkeämpää. Kuitenkin siirtorajat on määritetty kulloisenkin alimman jännitteen mukaan.

Kuvassa 7.6 on esitetty Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen laskentamenetelmällä A. Tulokset on laskettu vuosien 2015, 2020 ja 2030 tilanteissa. Jännitteet on esitetty ennen vikaa olleen P1-siirron lisäyksen funktiona.



Kuva 7.6. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona vuosien 2015, 2020 ja 2030 kesätilanteissa laskentamenetelmällä A.

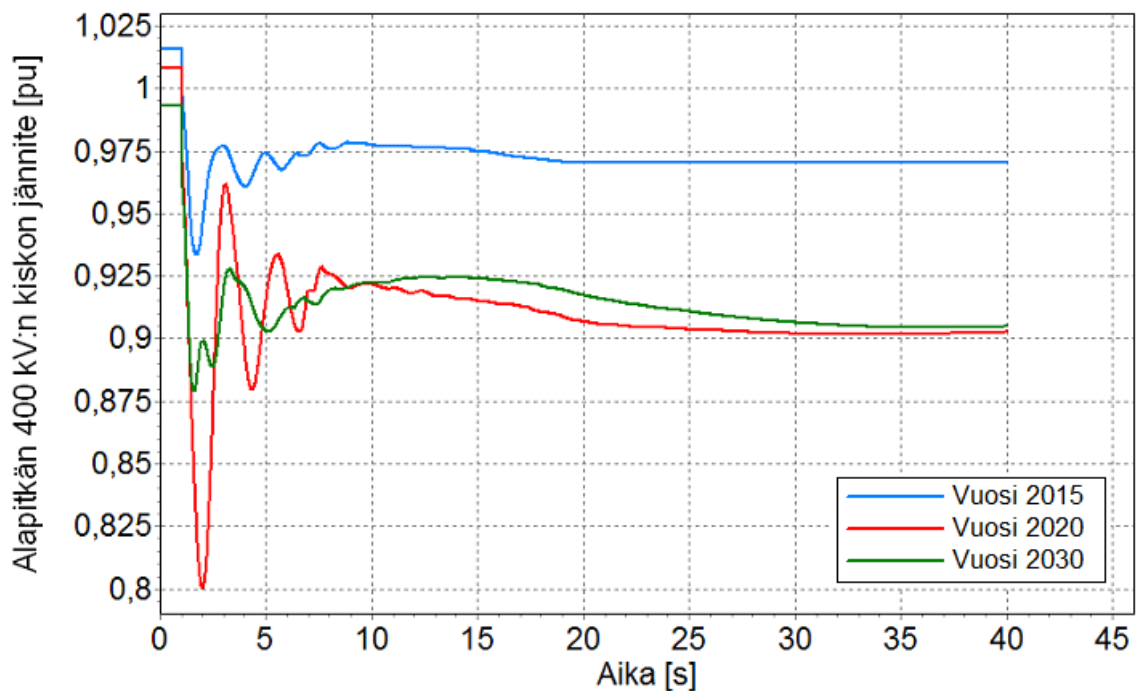
Kuvassa 7.7 on esitetty Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen laskentamenetelmällä B. Tulokset on laskettu vuosien 2015, 2020 ja 2030 tilanteissa ja jännitteet on esitetty verkossa ennen vikaa olleen P1-siirron lisäyksen funktiona. Erityisesti vuosien 2015 ja 2020 tilanteissa jännitteen ollessa 0,900 pu ollaan hyvin lähellä kriittistä jännitettä. Tässä yhteydessä ei kuitenkaan ole esitetty arvioita jännitteen romahtamisesta, vaan pohdittu vain jännitekriteeriä vastaavaa siirtorajaa. Luvussa 8.3 on arvioitu jännitteen romahtamispistettä.



Kuva 7.7. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona vuosien 2015, 2020 ja 2030 kesätilanteissa laskentamenetelmällä B.

Kuvassa 7.7 myös vuoden 2030 tapauksessa jännite laskee jyrkästi. Se ei tule selvästi esille, koska tässä vaiheessa laskennan suppenemisessa on hieman ongelmia.

Dynamiikkasimuloinneissa suurin tuotantoyksikkö irrotettiin verkosta 1 sekunti simuloinnin alusta. Kuvassa 7.8 on esitetty Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite vuosina 2015, 2020 ja 2030 yhtä suurilla RAC-siirroilla.



Kuva 7.8. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite ajan funktiona kesätilanteissa 2015, 2020 ja 2030 mitoittavan vian yhteydessä RAC-siirron ollessa kaikissa tilanteissa alussa yhtä suuri.

Kuvasta 7.8 havaitaan suuret erot ensimmäisten heilahdusten syvyydessä. Suuret heilahdukset johtuvat siitä, että verkossa on silloin vähemmän generaattoreita. Asiaa käsitellään tarkemmin luvussa 8.1.

Taulukkoon 7.5 on koottu sekä tehonjako- että dynamiikkalaskennalla lasketut siirto-rajat A, B ja C. Vuoden 2015 kaikki rajat sekä vuoden 2020 siirtoraja C ovat määräytyneet Alajärven 400 kV:n kiskon jännitteen alittaessa jännitekriteerin. Loput vuoden 2020 ja kaikki vuoden 2030 rajat ovat määräytyneet Alapitkän 400 kV:n kiskon jännitteen perusteella.

Taulukko 7.5. Siirto-rajat A, B ja C kesätilanteissa 2015, 2020 ja 2030.

	Vuosi 2015		Vuosi 2020		Vuosi 2030	
Jännitekriteeri [pu]	0,925	0,9	0,925	0,9	0,925	0,9
Siirtoraja A [MW]	1230	1370	760	840	2060	2300
Siirtoraja B [MW]	1390	1390	850	850	2410	2600
Siirtoraja C [MW]		1760		980		2590

Vuosien 2015 ja 2020 siirto-rajat on laskettu FNSL-algoritmillä ja vuoden 2030 FDNS-algoritmillä. Vuosien 2015 ja 2020 tilanteissa laskenta ei supennut kunnolla enää suurilla siirroilla, kun laskettiin siirtorajoja B. Toisaalta vuoden 2030 tilanteessa suppenemisiongelmiä ilmeni Fenno-Skanin Suomen puoleisella päätepisteellä FNSL-algoritmillä laskettaessa.

Toisin kuin talvitilanteiden yhteydessä, niin kesätilanteissa dynamiikkalaskennalla saadaan vain 2015 tilanteessa selvästi suurempi siirtoraja kuin kummallakaan tehonjakolaskentaa käytettävällä laskentamenetelmällä. Nyt jokainen siirtoraja B on saman tilanteen siirtorajaa A suurempi. Huomionarvoista on, että vuosien 2015 ja 2020 tilanteissa siirtorajan B suuruus ei muuttunut jännitekriteerien 0,925 ja 0,900 pu välillä. Syynä tähän on jännitteen nopea romhdus näissä tilanteissa.

Ero siirtorajassa jäisi pieneksi, vaikka se määritettäisiin jokaisessa kesätilanteessa Alapitkän jännitteen, eikä pienimmän jännitteen perustella. Esimerkiksi kesän 2015 tapauksessa jännitekriteeriä 0,925 pu vastaava siirtoraja laskentamenetelmällä A on noin 7 MW suurempi, kun tarkastellaan Alapitkän jännitettä, eikä hieman pienempää Alajärven jännitettä. Tämä ero näkyisi juuri ja juuri tulosten esitystarkkuudella 10 MW. Vastaavasti jännite-ero Alapitkän ja Alajärven 400 kV:n kiskojen jännitteessä on tällöin alle 0,002 pu.

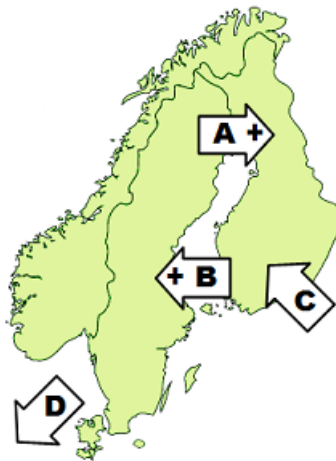
Dynamiikkalaskennan tuloksissa vuoden 2020 siirtorajalla C Alajärven 400 kV:n kiskon jännite on 40 sekunnin kohdalla 0,905 pu, mutta koska heilahduksen aikana jännite saavuttaa arvon 0,800 pu, niin ei siirto voi olla suurempi. Tällä siirroilla ero Alapitkän jännitteeseen on pieni, alle 0,002 pu.

7.3 Kevään läpisiirtotilanne

Kolmantena tarkasteltavana käyttötilanteena on kevään läpisiirtotilanne. Taulukossa 7.6 sekä kuvassa 7.9 on esitetty alkutilanteen kuormitus ja tuotanto, keskeiset maidenväliset siirrot sekä siirtojen kasvatuksen periaatteet vuosina 2015, 2020 ja 2030. Tuulivoimatuotanto on eritelty muusta tuotannosta.

Taulukko 7.6. Kuormitus ja tuotanto Suomessa sekä keskeiset siirrot vuosien 2015, 2020 ja 2030 kevättilanteiden alkutilanteissa.

Vuosi	2015	2020	2030
Alkutilanne	Teho [MW]	Teho [MW]	Teho [MW]
Kuorma Suomessa	10770	11040	11750
Tuotanto Suomessa	8870	9650	11250
josta tuulivoimaa	0	610	1480
Siirrot alkutilanteessa nuolen suuntaan			
A = Pohjois-Ruotsi - Suomi	1000	1000	700
B = Keski-Ruotsi - Suomi	150	150	100
C = Viro ja Venäjä - Suomi	1260	580	160
D = Manner-Euroopan HVDC-linkit	3370	2750	4720
Siirtojen muuttaminen			
+	= Siirtoa kasvatettu nuolen suuntaan		
-	= Siirtoa pienennetty nuolen suuntaan tai kasvatettu vastakkaiseen suuntaan		



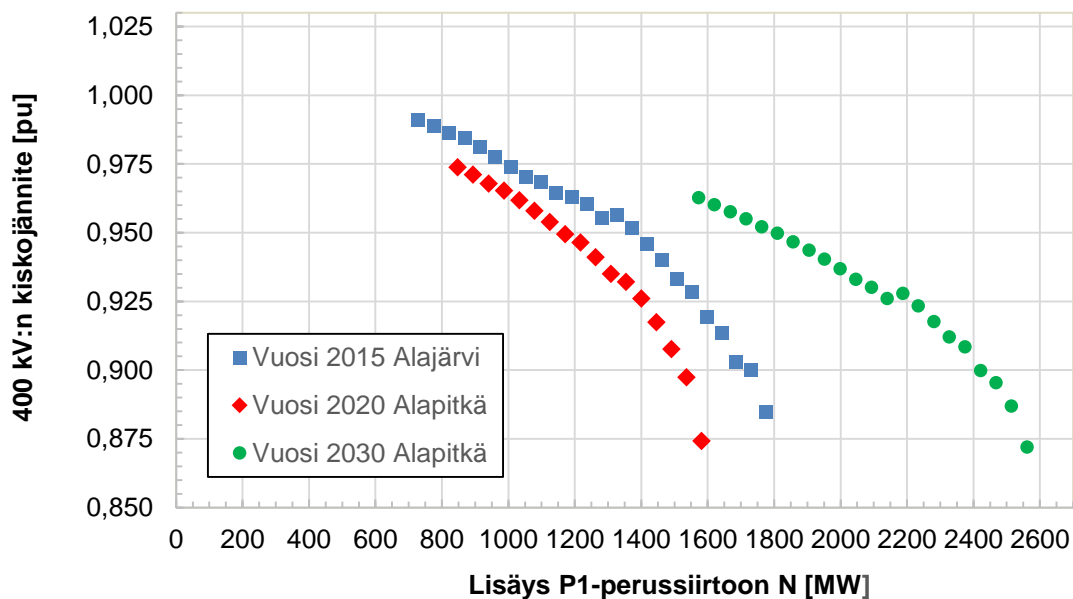
Kuva 7.9. Kevättilanteiden keskeisten maiden välisen siirtojen suunnat alkutilanteissa ja siirtojen kasvatuksen periaatteet.

Kuorma Suomessa kasvaa nykytilanteesta vuoteen 2030 noin 1000 MW. Sen sijaan tuotanto kasvaa jo vuoteen 2020 jo 800 MW ja sen jälkeen vielä 1600 MW lisää. Osan tuotannon kasvusta selittää se, että vuoden 2030 tilanteessa on enemmän tuulivoimatuotantoa kuin vuoden 2030 talvi- ja kesätilanteissa. Syynä suurempaan tuulivoiman määrään on se, että ilman tätä muutosta siirtorajaa ei olisi voitu määrittää, koska siirrettävä

teho Fenno-Skan tasasähköyhteydellä olisi pitänyt kasvattaa yhteyden kapasiteettia suuremmaksi. Toisaalta tällä muutoksella ei tarvinnut lisätä vientiä Viroon ja Venäjälle, ja pyrittiin tästä näkökulmasta säilyttämään parempi vertailukelpoisuus vuosien 2015 ja 2020 kevättilanteisiin. Lisääntyneen tuotannon takia tuonti Venäjältä ja Virosta on pienempää vuoden 2020 ja 2030 tilanteissa verrattuna vuoden 2015 tilanteeseen.

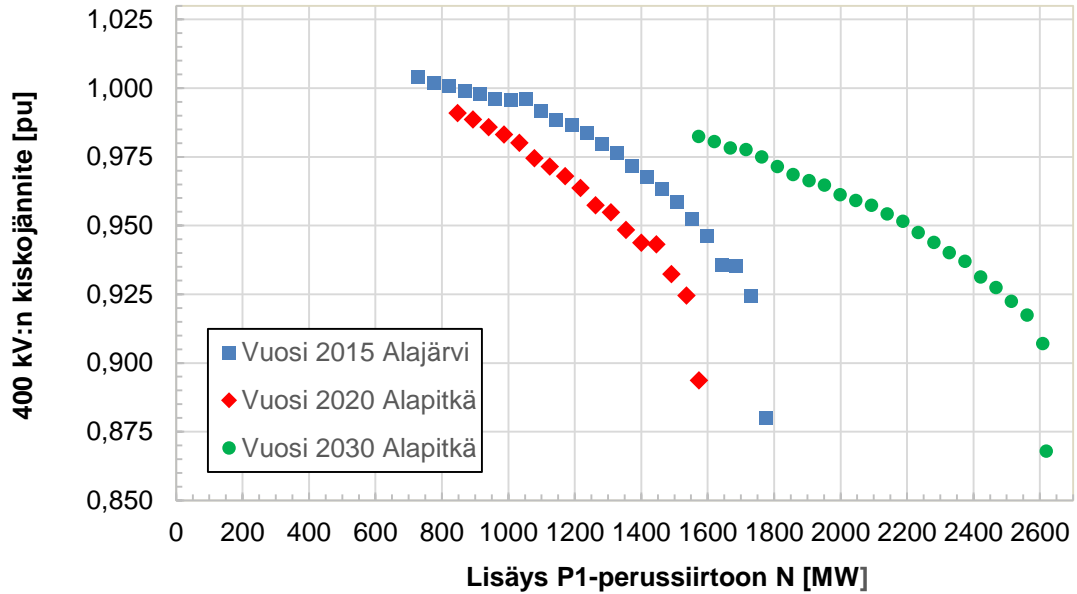
Kevättilanteissa pohjois-eteläsuuntaista siirtoa tapahtuu enemmän Suomen länsiosissa verrattuna talvi- ja kesätilanteisiin, koska teho siirretään edelleen Fenno-Skan-tasasähköyhteyksillä Etelä-Ruotsiin. Tämän takia Alajärven 400 kV:n kiskon jännite on vuoden 2015 tilanteessa pienempi kuin Alapitkässä. Toisin kuin kesätilanteessa 2015 kevättilanteessa 2015 Alajärven jännite on selvästi pienempi kuin Alapitkän. Tämän luvun kuvissa 7.10, 7.11 ja 7.12 on esitetty vuoden 2015 tilanteesta Alajärven 400 kV:n kiskon jännite ja vuoden 2020 sekä 2030 tilanteista Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite, koska ne ovat tilanteissa pienimmät. Liitteessä B on esitetty kaikkien kolmen vuoden jännitteet Alapitkän ja Alajärven 400 kV:n kiskoissa laskentamenetelmillä A ja B.

Kuvassa 7.10 on esitetty vuoden 2015 kevättilanteessa Alajärven 400 kV:n kiskon jännite sekä vuosien 2020 ja 2030 kevättilanteissa Alapitkän 400 kV:n kiskon jännitteet mitoittavan vian jälkeen laskentamenetelmällä A. Jännitteet on esitetty ennen vikaa olleen P1-siirron lisäyksen funktiona.



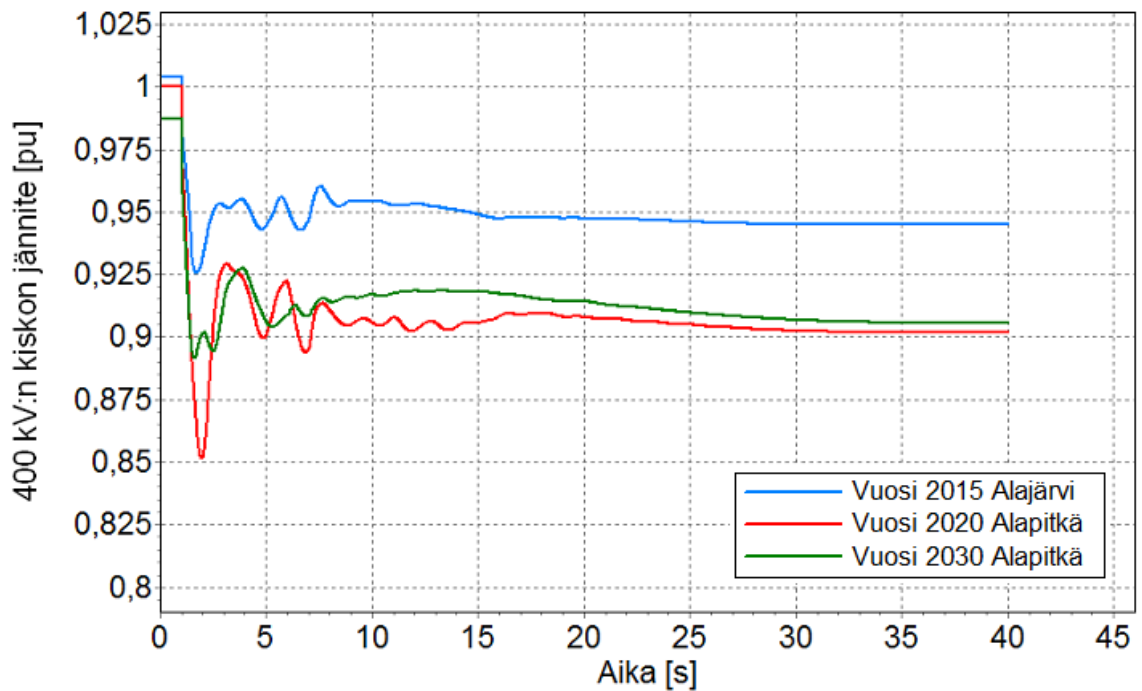
Kuva 7.10. 400 kV:n kisko jännitteitä Alajärvellä ja Alapitkässä mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona kevättilanteissa vuosina 2015, 2020 ja 2030 laskentamenetelmällä A.

Kuvassa 7.11 on esitetty vuoden 2015 kevättilanteessa Alajärven 400 kV:n kiskon jännite sekä vuosien 2020 ja 2030 kevättilanteissa Alapitkän 400 kV:n kiskon jännitteet mitoittavan vian jälkeen laskentamenetelmällä B. Jännitteet on esitetty ennen vikaa olleen P1-siirron lisäyksen funktiona.



Kuva 7.11. 400 kV:n kiskojännitteitä Alajärvellä ja Alapitkässä mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona kevättilanteissa vuosina 2015, 2020 ja 2030 laskentamenetelmällä B.

Dynamiikkasimuloinneissa suurin tuotantoyksikkö irrotettiin verkosta 1 sekunti simuloinnin alusta. Kuvassa 7.12 on esitetty vuoden 2015 kevättilanteessa Alajärven sekä vuosien 2020 ja 2030 kevättilanteissa Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite ajan funktiona. Kaikissa tilanteissa on alkutilanteessa yhtä suuri RAC-siirto.



Kuva 7.12. 400 kV:n kiskon jännite ajan funktiona Alajärvellä vuoden 2015 sekä Alapitkässä vuoden 2020 ja 2030 kevättilanteissa mitoittavan vian yhteydessä. RAC-siirto on kaikissa tilanteissa alussa yhtä suuri.

Liitteessä C on esitetty omissa kuvaajissaan Alapitkän ja Alajärven 400 kV:n kiskon jännite ajan funktiona vuosien 2015, 2020 ja 2030 kevättilanteissa. Liitteen C kuvaajissa on siis mukana myös kuvan 7.12 jännitteet.

Taulukkoon 7.7 on koottu sekä tehonjako- että dynamiikkalaskennalla lasketut siirtorajat A, B ja C. Vuoden 2015 kaikki rajat sekä vuoden 2020 siirtoraja C ovat määräytyneet Alajärven 400 kV:n kiskon jännitteen alittaessa jännitekriteerin. Loput vuoden 2020 ja kaikki vuoden 2030 rajat ovat määräytyneet Alapitkän 400 kV:n kiskon jännitteen perusteella.

Taulukko 7.7. Siirtorajat A, B ja C vuosien 2015, 2020 ja 2030 kevättilanteissa.

	Vuosi 2015		Vuosi 2020		Vuosi 2030	
Jännitekriteeri [pu]	0,925	0,9	0,925	0,9	0,925	0,9
Siirtoraja A [MW]	1570	1730	1400	1530	2150	2420
Siirtoraja B [MW]	1730	1780	1530	1570	2490	2620
Siirtoraja C [MW]		1950		1700		2910

Kevättilanteissa dynamiikkalaskennalla saadaan suurimmat siirtorajat ja vastaavasti jokaisena tarkasteluvuotena siirtoraja B on suurempi kuin siirtoraja A. Kaikki taulukon 7.7 siirtorajat A ja B on laskettu FNSL-algoritmilla.

Vuoden 2030 kevättilanteessa oli siis enemmän tuulivoimatuotantoa kuin saman tarkasteluvuoden talvi- tai kesätilanteissa. Kuten taulukoissa 7.3, 7.5 ja 7.7 on esitetty, siirtorajat ovat suurimmat vuonna 2030 nimenomaan kevättilanteessa. Tämä pätee kaikilla kolmella laskentamenetelmällä ja molemmilla jännitekriteereillä. Tällä perusteella voitaisiin arvioida, että lisääntynyt tuulivoima ei pienennä merkittävästi siirtorajaa. Tarkkaa vaikutusta siirtorajan suuruuteen ei kuitenkaan voida arvioida.

7.4 Yksittäisten tekijöiden vaikutuksia

7.4.1 Tuulivoiman lisääntyminen

Lukujen 7.1–7.3 simulointien verkkomalleissa oleva tuulivoimakapasiteetti esiteltiin luvussa 5.3.3 ja tuulivoimatuotannon määrä kerrottiin alkutilanteiden esittelyn yhteydessä taulukoissa 7.1, 7.4 ja 7.6. Tämän kehityksen vaikutus on vaikeasti havaittavissa lukujen 7.1–7.3 tuloksista ja siksi asiaa on tarkasteltava vielä tarkemmin.

Talven 2020 ja 2030 tilanteissa tehtiin tarkastelu, jossa tuulivoimatuotantoa lisättiin Perämerellä ja vastaavasti vähennettiin vesivoimatuotantoa Kemi- ja Oulujoen vesivoimalaitoksissa. Taustalla on ajatus, että tuulisuuden lisääntymisestä johtuvan tuulivoimatuotannon kasvun takia Pohjois-Suomen vesivoimatuotantoa pienennetään. Tarkasteleissa kuormitusta ei muutettu.

Tarkastelu tehtiin nimenomaan talvitilanteessa sen takia, että silloin vesivoimalat tuottavat enemmän tehoa, jota nyt voitiin pienentää mahdollisimman paljon. Tällöin pysytettiin tuulivoiman määrää lisäämään vertailukelpoisella tavalla. Tehon pienennys toteutettiin pienentämällä ensin generaattoreiden tuotantoa ja lopulta otettiin ne kokonaan pois verkosta.

Talven 2020-tilanteen verkkomallissa lisättiin tuulivoimatuotantoa Keminmaalle ja Pikkaralaan liittyvissä tuulipuistoissa voimalaitosten nimellistehoon asti. Alkuperäisessä tilanteessa näille asemille liittyneiden tuulivoimalaitosten tuotanto oli noin 244 MW ja muutoksen jälkeen 600 MW, jolloin tuulivoimatuotanto kasvoi yhteensä 356 MW eli yli kaksinkertaistui. Vastaavasti vesivoimatuotantoa pienennettiin Kemi- ja Oulujoella yhtä paljon. Tilanne laskettiin samoilla laskentamenetelmillä kuin lukujen 7.1–7.3 tilanteet. Laskennan tulokset on esitetty taulukossa 7.8.

Taulukko 7.8. Siirtorajat A, B ja C vuoden 2020 talvitilanteessa, kun tuulivoimatuotantoa lisättiin, sekä vertailuna luvussa 7.1 lasketut siirtorajat.

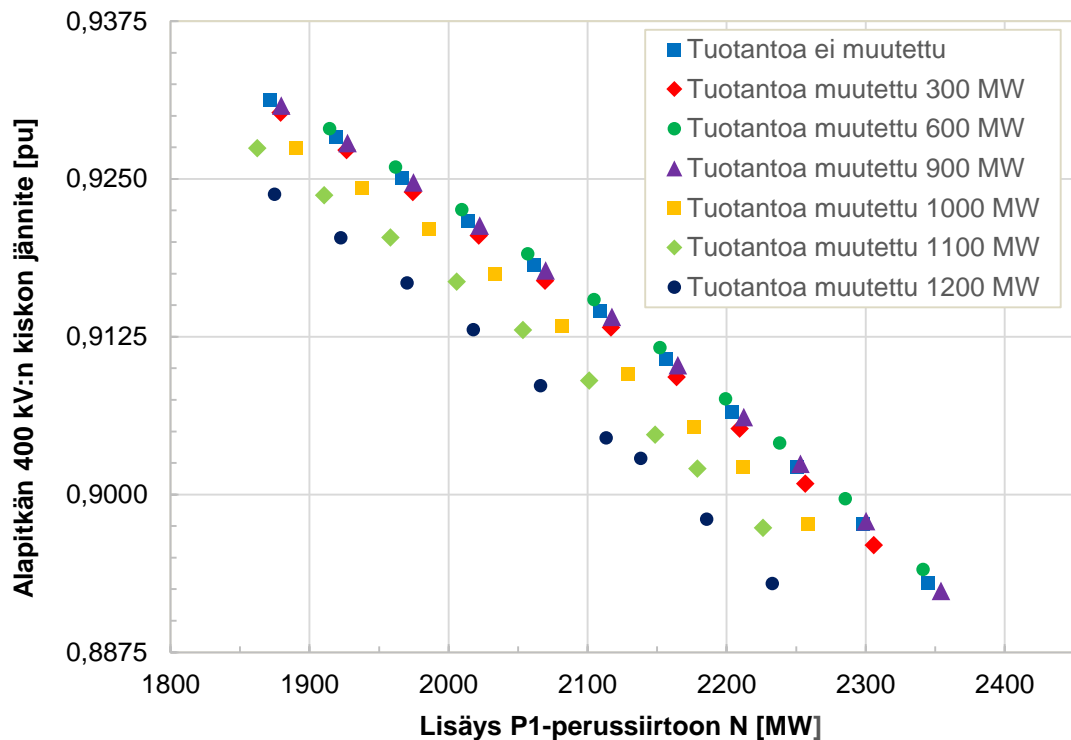
	Alkuperäinen		Lisätuulivoimaa	
Jännitekriteeri [pu]	0,925	0,900	0,925	0,900
Siirtoraja A [MW]	1172	1412	1211	1416
Siirtoraja B [MW]	1280	1334	1234	1340
Siirtoraja C [MW]	-	1430	-	1450

Taulukon 7.8 tuloksissa ei havaita lisätuulivoiman aiheuttavan loogista muutosta siirtorajoihin vuoden 2020 talvitilanteessa. Tulosten perusteella voidaan todeta tuulivoimalaitosten loistehokapasiteetin riittävän, eikä tuotantomuodolla ole merkitystä tästä näkökulmasta tarkasteltuna, kun muutos on kohtalaisen pieni. Näistä tuloksista voidaan päätellä myös, että tuulivoimatuotannon puute nykytilan verkkomallissa ei todennäköisesti vaikuta vuoden 2015 tuloksiin.

Kaukaista tulevaisuutta kuvaavan vuoden 2030 talvitilanteen tarkasteluissa tehtiin kuusi erisuuruista tuotantomuutosta, joiden suuruudet olivat 300, 600, 900, 1000, 1100 ja 1200 MW. Näistä 1200 MW:n tuotantomuutos tarkoittaa, että Kemi- ja Oulujoen vesivoimatuotanto on korvattu lähes kokonaan tuulivoimalla. Tuulivoimaa lisättiin Keminmaan, Pikkaralan, Olhavan, Selleen ja Siikajoen asemille. Tuotantomuutoksissa tuotantoa nostettiin asemakohtaisesti muutamalla asemalla kerrallaan ja vastaavasti seuraava muutos tehtiin toisille asemille liittyneille tuulivoimalaitoksille.

Alkutilanteessa näille asemille liittyneiden tuulivoimalaitosten tuotanto oli noin 700 MW, joten 1200 MW:n tuotantomuutoksen jälkeen se oli yhteensä 1900 MW. Aivan nimellistehoaan tuulivoimalaitokset eivät tuota suurimmankaan tuotantomuutoksen jälkeen, mutta vesivoimaa ei voitu vähentää verkosta enempää.

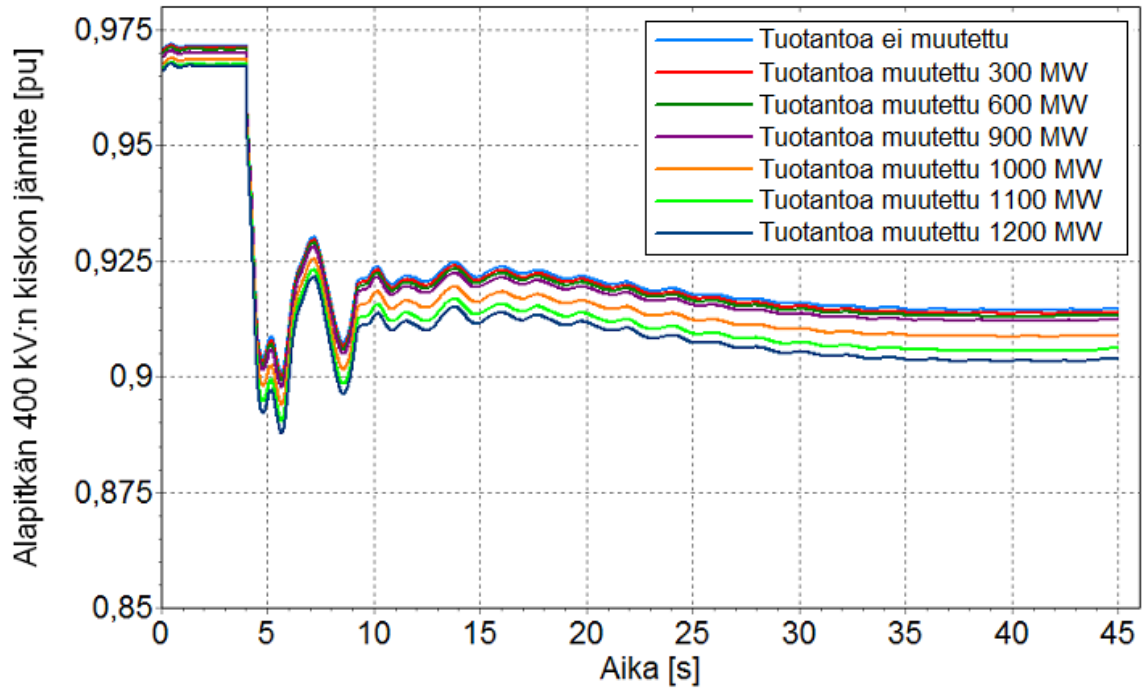
Tilannetta tutkittiin ensin laskentamenetelmällä A. Pienin jännite oli jälleen Alapitkän 400 kV:n kiskossa. Kuvassa 7.13 on esitetty Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen laskentamenetelmällä A. Jännitteet on esitetty ennen vikaa olleen P1-siirron lisäyksen funktiona.



Kuva 7.13. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite vuoden 2030 talvitilanteessa erisuuruisilla tuotantomuutoksilla mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona laskentamenetelmällä A.

Kuvasta 7.13 nähdään, että alle 1000 MW:n tuotantomuutokset eivät simulointien perusteella vaikuta Alapitkän 400 kV:n kiskon jännitteeseen. Vastaavan laskentamenetelmällä B tehdyn tarkastelun tuloksena saatu kuvaaja on esitetty liitteessä B. Tällöin erot tuotantomuutosten välillä jäivät vähän pienemmiksi kuin laskentamenetelmällä A.

Kuvassa 7.14 on esitetty dynamiikkalaskennalla lasketut Alapitkän 400 kV:n kiskon jännitteet mitoittavan vian yhteydessä erisuuruisilla tuotantomuutoksilla. Siirtotilanne on pyritty pitämään samana, mutta aivan täysin sama se ei ole, ja tällä on pieni vaikutus jännitteiden suuruuksiin.



Kuva 7.14. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännitteen käyttäytyminen erisuuruisilla tuotantomuutoksilla mitoittavan vian yhteydessä talvitilanteessa 2030.

Pienistä eroista alun siirtotilanteessa huolimatta kuvasta 7.14 tulee esille sama asia kuin kuvasta 7.13, eli vasta 1000 MW:n ja sitä suuremmat tuotantomuutokset näkyvät selvästi jännitteiden suuruuksissa. Taulukokossa 7.9 on esitetty määritetyt siirtorajat A, B ja C erisuuruisilla tuotannonmuutoksilla.

Taulukko 7.9. Siirtorajat A, B ja C talvitilanteessa 2030 erisuuruisilla tuotannonmuutoksilla.

	Siirtoraja A [MW]		Siirtoraja B [MW]		Siirtoraja C [MW]
Jännitekriteeri [pu]	0,925	0,900	0,925	0,900	0,900
Alkuperäinen tilanne	1967	2274	2012	2272	2530
Tuulivoiman lisäys [MW]					
300	1959	2265	2004	2262	2500
600	1975	2282	2020	2274	2540
900	1971	2280	2012	2268	2510
1000	1927	2234	1988	2237	2500
1100	1894	2200	1972	2227	2460
1200	1857	2166	1948	2205	2420

Myös taulukon 7.9 perusteella voidaan todeta, että 900 MW:n tuotantomuutos ei juurikaan näy siirtorajoissa, mutta tätä suuremmat muutosten vaikutukset siirtorajoihin tulevat jo selvemmin esiin. Keskeisenä syynä tähän on se, että 1000 MW tuotannosta lähtien vesivoimakoneita ei ole enää säädetty pienemmälle teholle, vaan ne on otettu kokonaan pois verkosta. Tällöin niiden antama jännitetuki poistuu kokonaan, eikä verkko ole enää niin jäykkä.

Kuten alkutilanteessa myös tuulivoimaa lisättäessä ja vesivoimaa vähennettäessä, laskentamenetelmällä A saadaan tulokseksi pienemmät siirtorajat kuin laskentamenetelmällä B. Jännitekriteerillä 370 kV erot ovat alle 1000 MW:n tuulivoimalisäyksillä luokkaa 40 MW ja tätä suuremmilla tuulivoimalisäyksillä enintään 90 MW. Vastaavasti jännitekriteerillä 360 kV näiden laskentamenetelmien erot ovat pienempiä kuin jännitekriteerillä 370 kV. Dynamiikkalaskennan tulokset ovat sekä siirtorajoihin A että B verrattuna keskimäärin melkein 250 MW suurempia.

7.4.2 Kuormien mallintaminen

Luvuissa 7.1–7.3 esitetyt tulokset on laskettu tehonjakolaskentaa käytettäessä vakioteho-kuormilla ja dynamiikkalaskentaa käyttäen taulukon 5.2 arvoilla. Tästä herääkin kysymys, että selittykö tehonjakolaskennan ja dynamiikkalaskennan tulosten erot juuri tällä asialla. Toisaalta simuloinneissa tutkittiin myös, kuinka paljon erilaiset kuormien jänniteriippuvuudet vaikuttavat siirtorajoihin.

Simuloinneissa Suomen ulkopuolisten kuormien jänniteriippuvuus päätettiin pitää samoina, mitä käytettiin jo aiemmin dynamiikkalaskennassa. Muutokset tehtiin siis vain Suomen kuormissa. Ensimmäisenä tutkittiin sitä, kuinka hyvin tulokset vastaavat dynamiikkalaskennan tuloksia, jos kuormat konvertoidaan tehonjakolaskennassa noudattamaan dynamiikkalaskennan käytettäviä jänniteriippuvuuksia. Taulukossa 7.10 on esitetty neljässä eri laskentatilanteessa saadut tulokset. Siirtoraja C on saman kuin luvuissa 7.1–7.3 ja esitetään nyt vertailuarvona. Jännitekriteerinä on käytetty arvoa 0,900 pu taulukon 7.10 tuloksia määritettäessä.

Taulukko 7.10. *Dynamiikkalaskennan nykyisellä kuormamallilla lasketut siirtorajat A ja B sekä vertailuna dynamiikkalaskennalla määritetyt siirtorajat C neljässä eri tarkastelutilanteissa..*

	Siirtoraja A [MW]	Siirtoraja B [MW]	Siirtoraja C [MW]
Jännitekriteeri [pu]	0,900	0,900	0,900
2015 kevät	2110	1810	1950
2020 kesä	860	970	980
2020 kevät	1490	1320	1700
2030 talvi	2540	2410	2530

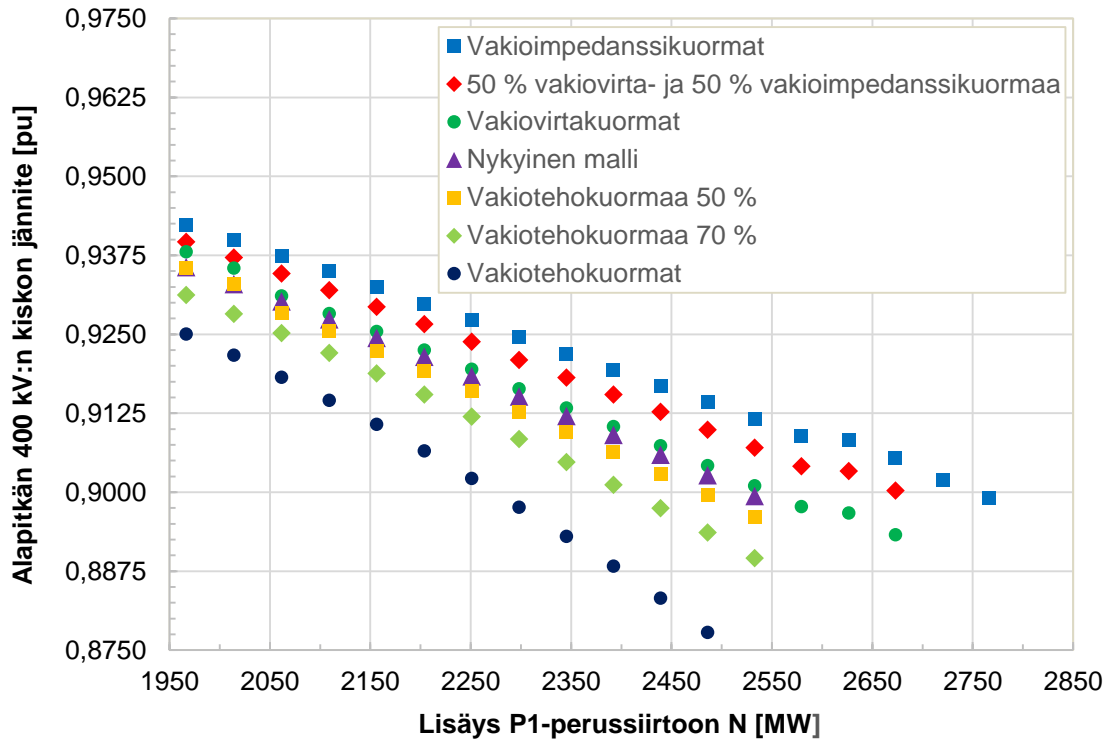
Taulukon 7.10 arvoista on vaikea tehdä johtopäätöksiä, koska tilanteiden välillä on paljon vaihtelua. Myös se vastaako uusi siirtoraja A vai B paremmin dynamiikkalaskennalla saatua siirtorajaa C vaihtelee tilanteiden välillä. Esimerkiksi vuoden 2020 kesätilanteessa siirtoraja B on melkein yhtä suuri kuin siirtoraja C. Vastaavasti vuoden 2030 talvitilanteen siirtoraja A on suunnilleen yhtä suuri kuin siirtoraja C. Sen sijaan vuoden 2020 kevättilanteessa sekä siirtorajat A että B ovat selvästi pienempiä kuin siirtoraja C. Vuoden 2015 kevättilanteessa Siirtoraja A on selvästi suurempi ja siirtoraja B selvästi pienempi kuin siirtoraja C.

Vuoden 2030 talvitilanteessa selvitettiin, mikä vaikutus on kuormien loistehokomponenttien jänniteriippuvuuden muuttamisella. Simulointien perusteella asia ei juurikaan vaikuttanut jännitteisiin. Tämä johtuu siitä, että kuormien kuluttama loisteho on selvästi pienempi suhteessa niiden pätötehoon. Jatkossa muutettiin vain Suomen kuormien pätötehokomponenttien jänniteriippuvuuksia. Taulukossa 7.11 on esitetty kaikkien simuloinneissa käytettyjen kuormamallien pätötehokomponenttien suhteelliset osuudet.

Taulukko 7.11. Simuloinneissa käytetyt kuormamallit Suomen kuormien pätötehokomponentin jänniteriippuvuudelle.

Kuormatyyppi	Pätötehokomponentit [%]		
	Vakio-Z	Vakio-I	Vakio-P
Vakiotehokuormat	0	0	100
Vakiotehokuormaa 70 %	10	20	70
Vakiotehokuormaa 50 %	20	30	50
Nykyinen malli	25	40	35
Vakiovirtakuormat	0	100	0
50 % vakiovirta- ja 50 % vakioimpedanssikuormaa	50	50	0
Vakioimpedanssikuormat	100	0	0

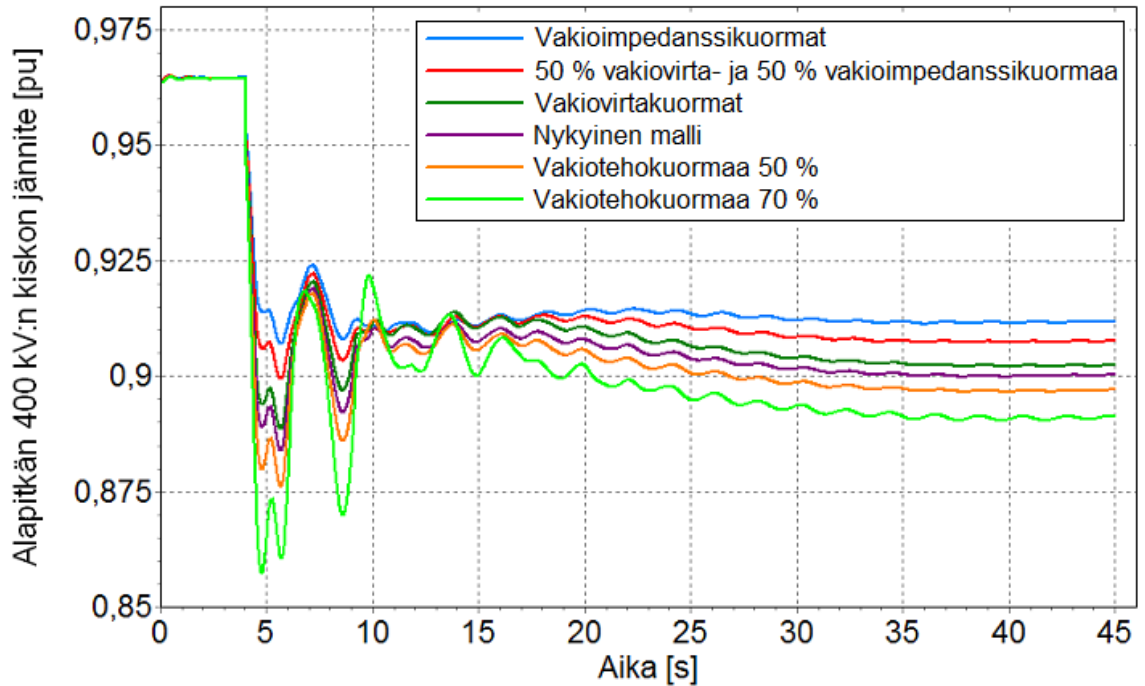
Taulukon 7.11 kuormamallien vaikutuksia tutkittiin ensin tehonjakolaskennalla. Kuvassa 7.15 on esitetty Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen laskentamenetelmällä A. Jännitteet on esitetty ennen vikaa olleen P1-siirron lisäyksen funktiona.



Kuva 7.15. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona talvitilanteessa 2030 eri kuormamalleilla laskentamenetelmällä A.

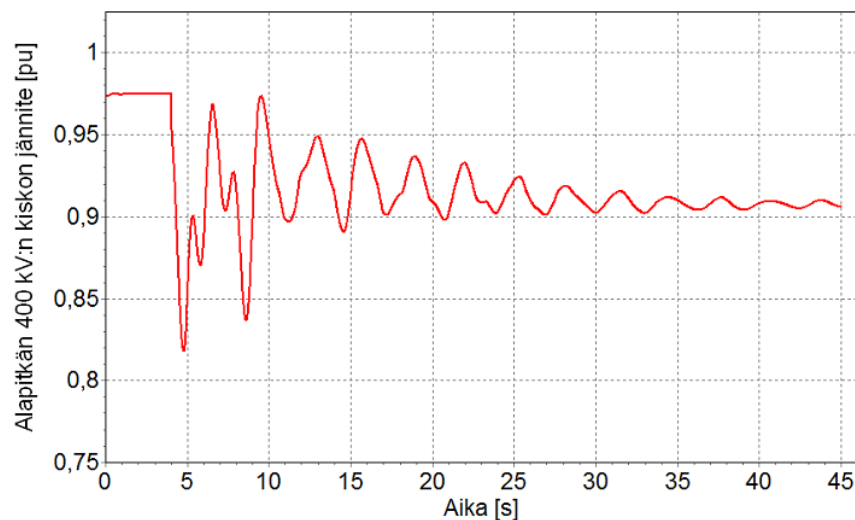
Vastaavasta tarkastelu laskettiin myös laskentamenetelmällä B, minkä tulokset on esitetty liitteessä B. Silloin eri kuormamallien väliset erot eivät ole aivan niin suuria kuin kuvassa 7.15.

Taulukon 7.11 kuormamalleja käytettiin myös dynamiikkasimuloinneissa. Kuvassa 7.16 on esitetty Alapitkän 400 kV:n kiskon jännitteen käyttäytyminen mitoittavan vian yhteydessä erilaisilla kuorman jänniteriippuvuuksilla. Siirtotilanne on sama kaikilla eri kuormamalleilla laskettaessa ja valittu siten, että nykyinen malli määrittää siirtorajan.



Kuva 7.16. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännitteen käyttäytyminen mitoittavan vian yhteydessä eri kuormamalleja käytettäessä vuoden 2030 talvitilanteessa.

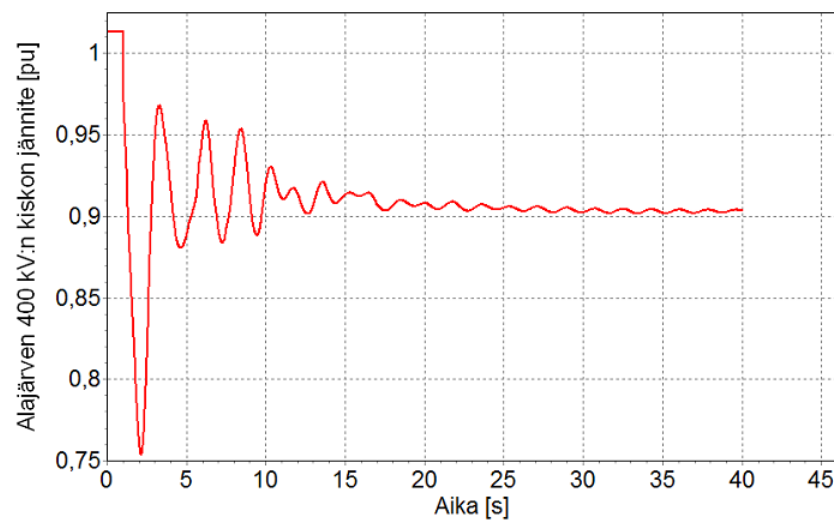
Kuvasta 7.16 tulee selvästi esille, että myös dynamiikkalaskennalla laskettaessa kuormien jänniteriippuvuudella on merkittävä vaikutus jännitteiden käyttäytymiseen. Jännitteen arvoissa on suuri ero ajanhetkellä 45 s, mutta myös jännitteiden suuruuksissa heilahdusten aikana. Kuvassa 7.16 ei ole mukana vakiotehokuormaa, koska vakiotehokuormilla näin suurta tehonsiirtoa voimajärjestelmä ei enää kestänyt. Erojen havainnollistaminen onnistui suuremmalla siirrolla paremmin ja siksi vakiotehokuorma jätettiin pois. Vakiotehokuorman käyttäytymistä vuoden 2030 talvitilanteessa on havainnollistettu kuvassa 7.17.



Kuva 7.17. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite ajan funktiona vuoden 2020 kevätilanteessa, kun Suomen kuormat ovat vakiopäätötehuormia.

Vakiotehokuorman tapauksessa dynamiikkalaskennalla rajoittavaksi tekijäksi muodostuu jännitteessä olevan heilahtelun amplitudin pysyminen tarpeeksi pienenä. Jännite on kuitenkin simulointiaikavälillä 30–45 s (vika hetkellä 4 s) koko ajan arvoa 0,900 pu vähän suurempi ja värähtely jännitteessä vaimenee vähitellen. Mutta jo 10 MW suuremmalla P1-siirrolla värähtelyn amplitudi on selvästi suurempi.

Hyvä esimerkki vakiotehokuormien pienemmän jänniteriippuvuuden vaikutuksesta saatiin myös vuoden 2020 kevättilanteessa. Kuormamallilla, jossa vakiopäätötehokuormaa on 70 %, vuoden 2020 kevättilanteessa ensimmäisen heilahduksen aikainen jännite on alle 0,8 pu ja siksi rajoittaa siirtoa, vaikka jännite tasoittuu vielä sallitulle tasolle 0,900 pu. Alajärven 400 kV:n kiskon jännitteen käyttäytyminen tässä tilanteessa on esitetty kuvassa 7.18.



Kuva 7.18. Alajärven 400 kV:n kiskon jännite ajan funktiona vuoden 2020 kevättilanteessa, kun Suomen kuormista 70 % on vakiopäätötehokuormaa, jännitteen tasoituessa lopuksi arvoon 0,900 pu.

Kuvassa 7.18 jännite pienenee ensimmäisen heilahduksen aikana hieman yli 0,25 pu eli noin 100 kV. Aikaa tähän kuluu vain 1,1 s. Tämä on hyvin rajua muutosta näin lyhyessä ajassa. Jännite kuitenkin vielä tasoittui arvoon 0,9 pu. Vielä suuremmalla tehonsiirrolla jännite oli ensimmäisen heilahduksen aikana jopa hieman alle 0,7 pu, mutta tällöin jännite ei enää vian jälkeen tasoittunut arvoon 0,9 pu.

Huomionarvoista on se, että kuvassa 7.18 Alapitkän jännite ennen vikaa on selvästi suurempi, kuin esimerkiksi vuoden 2030 talvitilanteessa kuvassa 7.16. Tosin 40 sekunnin kohdalla vuoden 2030 talvitilanteen jännite on myös pienempi. Kuitenkin ensimmäisen heilahduksen aikana jännite on kevättilanteessa 2020 noin 0,1 pu pienempi kuin talvitilanteessa 2030. Talvitilanteen jäykempi verkko selittää sen, että jännite ei heilahda yhtä voimakkaasti. Taulukoon 7.12 on kerätty kaikilla eri kuormamalleilla lasketut siirtoarajat A, B ja C vuoden 2030 talvitilanteessa.

Taulukko 7.12. Eri kuormamalleilla lasketut siirtorajat A, B ja C vuoden 2030 talvitilanteessa.

	Siirtoraja A [MW]		Siirtoraja B [MW]		Siirtoraja C [MW]
	0,925	0,900	0,925	0,900	0,900
Jännitekriteeri [pu]					
Vakiotehokuormat	1967	2274	2012	2272	2180
Vakiotehokuormaa 70 %	2076	2407	2089	2351	2380
Vakiotehokuormaa 50 %	2117	2481	2112	2389	2450
Nykyinen malli	2150	2537	2138	2414	2530
Vakiovirtakuormat	2154	2551	2148	2426	2560
50 % vakiovirta- ja 50 % vakioimpedanssikuormaa	2223	2659	2197	2490	2640
Vakioimpedanssikuormat	2287	2752	2240	2535	2720

Taulukon 7.12 tuloksista kannattaa korostaa sitä, että erot siirtorajojen ääripäiden välillä ovat suuret. Lisäksi havaitaan, että tässä käyttötilanteessa siirtoraja A vastaa aika hyvin siirtorajaa C, paitsi vakiotehokuormilla, jossa ensimmäinen heilahdus rajoittaa.

7.4.3 Generaattoreiden ylimagnetointirajoittimet

Simuloinneissa selvitettiin myös, vaikuttaako generaattoreiden ylimagnetointirajoittimien mallintaminen dynamiikkalaskennassa saataviin tuloksiin. Ylimagnetointirajoittimien tehtävänä on estää generaattoreiden liiallinen lämpeneminen. Lämpeneminen on kuitenkin hitaasti etenevä ilmiö, joten rajoittimien toiminnan ei tarvitse olla erityisen nopeaa ja herkkää. On kuitenkin hyvä selvittää, onko magnetointirajojen mallintaminen tärkeää jännitestabiiliuden näkökulmasta.

Käytettyyn dynamiikkadataan lisättiin suurimmalle osalle Suomen generaattoreista magnetointijännitteen maksimi-arvot eri ajanhetkille. Tuulivoimalaitoksille ei lisätty magnetointirajoittimia. Rajat oli asetettu kolmeen portaaseen siten, että ensimmäinen arvo oli voimassa vian jälkeiset 10 sekuntia, seuraava arvo aikavälin 10–40 s ja kolmas aikavälin 40–100 s. Näitä ajanjaksoja vastaavat magnetointijännitteen maksimit on esitetty taulukossa 7.13 nimellismagnetointijännitteen kerrannaisina.

Taulukko 7.13. Suurimmat sallitut magnetointijännitteet nimellismagnetointijännitteen kerrannaisina eri ajanhetkinä.

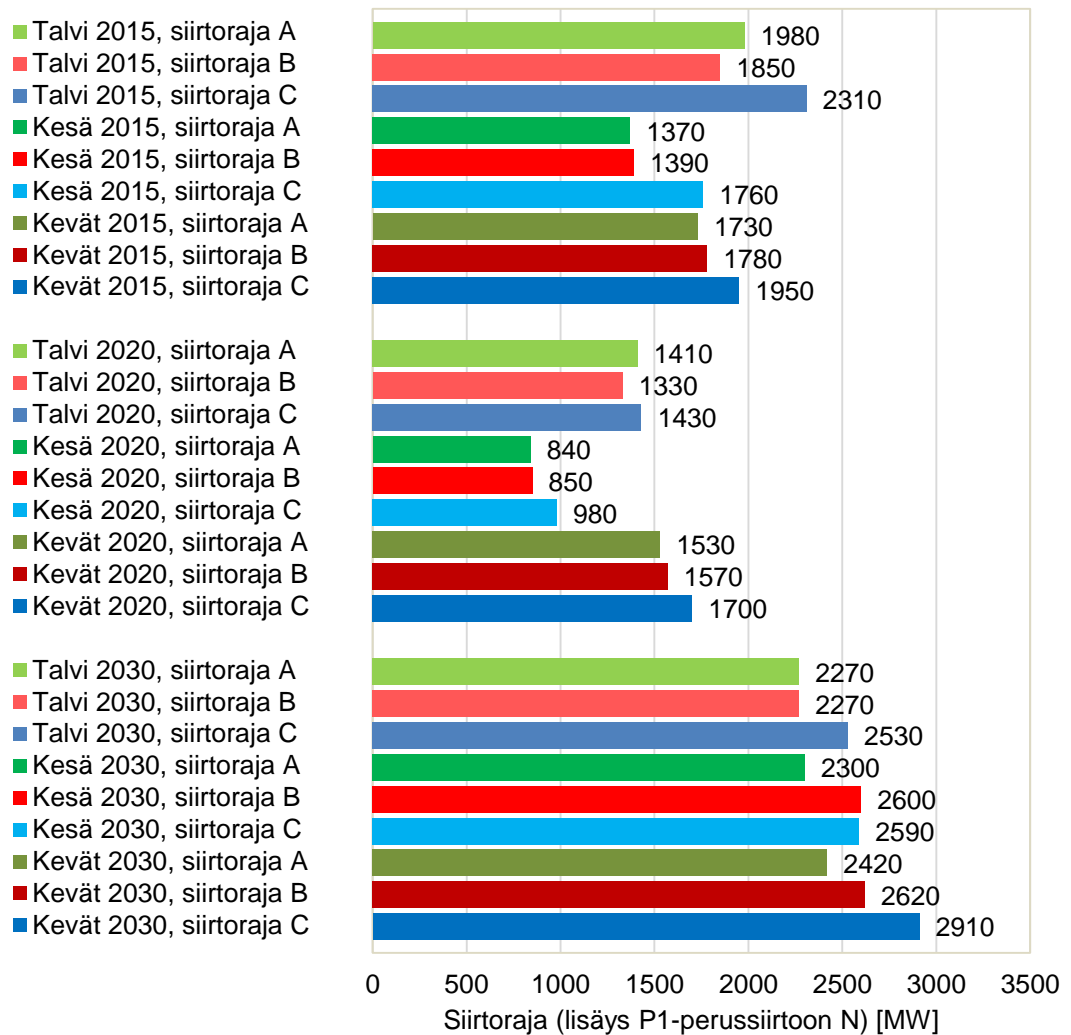
Aika vian jälkeen [s]	0–10	10–40	40–100
Suurin magnetointijännite [pu]	1,6	1,2	1,05

Magnetointirajoittimien vaikutusta selvitettiin vuosien 2020 kesä- ja kevättilanteissa sekä vuoden 2030 talvi-, kesä- ja kevättilanteissa. Rajoittimien ei kuitenkaan havaittu vaikuttavat siirtorajoihin. Asiaa tutkittiin myös siirtorajoja suuremmillakin siirroilla, mutta silloinkaan ei havaittu odotettua vaikutusta. Näiden tulosten perusteella magnetointirajoittimet eivät, ainakaan näissä tarkasteluissa, heikennä jännitestabiiliutta.

Yksi tekijä, jonka takia ylimagnetointirajoittimet eivät pienennä siirtokykyä on se, että Vuolijoki-Huutokoski johto-osuudella, jolla jännitteet ovat pienimmät, ei ole juurikaan generaattoreita. Tilanne on sama myös Alajärvi-Uusnivala-johdolla. Kauempana olevat koneet eivät ajaudu yhtä herkästi rajalle kuin lähellä olevat, eikä siksi rajoittimien toimintaa havaita.

7.5 Tulosten yhteenveto

Yhteenveto luvuissa 7.1–7.3 määritetyistä siirtorajoista on esitetty kuvassa 7.19, kun jännitekriteeri on 0,900 pu. Siirtorajat on annettu lisäyksenä P1-perussiirtoon N.

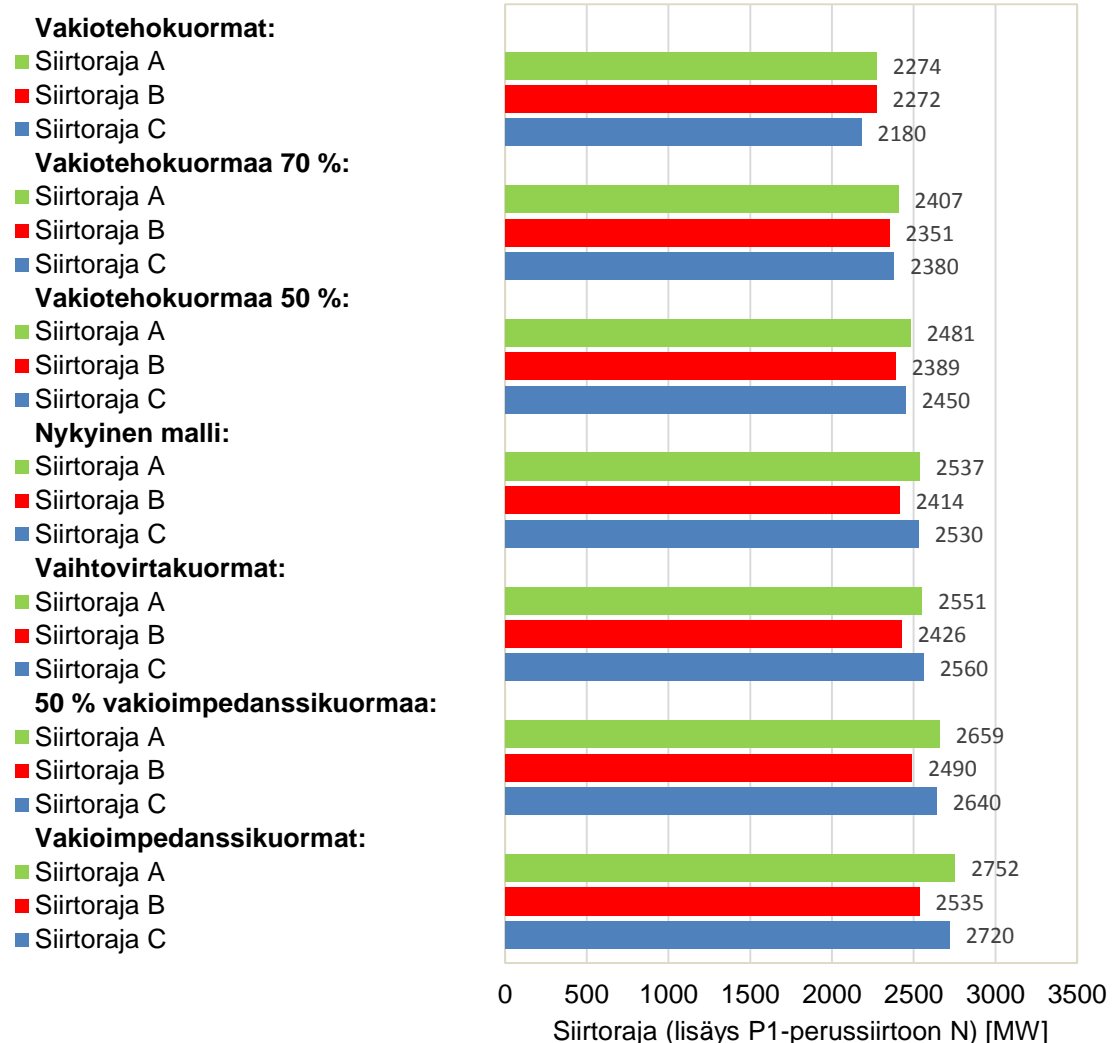


Kuva 7.19. Vuosien 2015, 2020 ja 2030 talvi-, kesä- ja kevättilanteiden siirtorajat A, B ja C jännitekriteerillä 0,900 pu.

Kuvasta 7.19 nähdään, että vuoden 2030 kaikkien tilanteiden siirtorajat ovat selvästi suurempia kuin vuoden 2020 ja suurin osa vuoden 2015 siirtorajoista. Vain vuoden 2015 talvitilanteen siirtoraja C on samaa suuruusluokkaa vuoden 2030 siirtorajojen kanssa. Kuva 7.19 osoittaa myös hyvin, että vuoden 2020 tilanteissa laskentamenetelmien väliset erot ovat keskimäärin pienimmät.

Kuten luvussa 7.4.1 tuli esille, tuulivoimatuotannon lisääntyminen ei vaikuta kovinkaan merkittävästi siirtorajoihin. Toisin sanoen erot erisuuruisten tuotantomuutosten välillä jäävät pieniksi.

Kuvassa 7.20 on esitetty luvussa 7.4.2 lasketut siirtorajat erilaisilla kuormien jännite-riippuvuuksilla jännitekriteerin ollessa 0,900 pu. Väliotsikko 50 % vakioimpedanssikuormaa viittaa kuormamalliin, jossa on 50 % vakiovirta- ja 50 % vakioimpedanssikuormaa.



Kuva 7.20. Siirtorajat A, B ja C jännitekriteerillä 0,900 pu vuoden 2030 talvitilanteessa kuormien erilaisilla jännite-riippuvuuksilla.

Kuvasta 7.20 nähdään, että kaikilla kolmella laskentamenetelmällä siirtorajat kasvavat, kun kuormien jännite-riippuvuus lisääntyy. Siirtorajojen keskinäinen järjestys pysyy samana, lukuun ottamatta siirtorajaa C vakiotehokuormilla, jolloin vian jälkeinen jännite ensimmäisen heilahduksen aikana rajoittaa siirtoa.

8 TULOSTEN ANALYSOINTIA

8.1 Kuormitus-, tuotanto- ja siirtotilanteen vaikutus

Lukujen 7.1–7.3 tuloksista voidaan todeta, että verkon käyttötilanteella on suuri merkitys jännitteiden käyttäytymiseen. Vian jälkeisen ensimmäisen heilahduksen syvyys jännitteessä kertoo verkon jäykkyydestä. Mitä jäykempi verkko on, sitä suurempi on jännite ensimmäinen heilahduksen minimiarvossaan. Toisin sanoen heilahdus ei ole kovin syvä. Verkon jäykkyys riippuu suurimmaksi osaksi verkossa olevien koneiden määrästä, siis niiden antamasta jännitetuesta. Käytännössä kyse on generaattoreiden loistehokapasiteetista. Kaikkien luvuissa 7.1–7.3 tarkasteltujen tilanteiden pienimmät jännitteet dynaamisen heilahdusten aikana mitoittavan vian yhteydessä on esitetty taulukossa 8.1. Jännitteiden suuruudet on otettu niistä tilanteista, joissa jännite tasoittuu arvoon 0,900 pu. Taulukoon 8.1 on myös merkitty millä sähköasemalla pienin 400 kV:n kiskojännite on havaittu.

Taulukko 8.1. Pienimmät jännitteet dynaamisen heilahduksen aikana, kun jännite tasoittuu arvoon 0,900 pu.

	2015		2020		2030	
	Jännite [pu]	Sähköasema	Jännite [pu]	Sähköasema	Jännite [pu]	Sähköasema
Talvi	0,872	Alapitkä	0,875	Alapitkä	0,885	Alapitkä
Kesä	0,821	Alajärvi	0,800	Alajärvi	0,875	Alapitkä
Kevät	0,882	Alajärvi	0,844	Alajärvi	0,889	Alapitkä

Taulukon 8.1 arvoista voidaan havaita, että jännite heilahtelee voimakkaimmin kesätilanteessa 2020, jolloin verkossa on vähiten generaattoreita. Kesän 2020 tilanteessa siirtoajan määräävä jännite ei todellisuudessa tasoitu arvoon 0,900 pu vaan 0,905 pu, koska ensimmäisen heilahduksen aikana Alajärven 400 kV:n kiskon jännite saavuttaa 0,800 pu:n jännitekriteerin. Kuten esimerkiksi kuvasta 7.12 nähdään, ensimmäinen heilahdus vian jälkeen on syvin. Tämän jälkeen voimajärjestelmän säädöt saavat heilahtelun vaimenemaan vähitellen. Taulukon 8.1 arvoja vertailtaessa on kuitenkin muistettava, että tehonsiirrot verkossa eivät ole näissä tilanteissa yhtä suuria.

Simuloinneissa huomattiin, että P1-siirron suuruudella on enemmän merkitystä jännitteisiin kuin RAC-siirrolla. Tähän syynä on se, että ne 400 kV:n solmupisteet, joissa jännite pienenee eniten, eli käytännössä Alapitkä ja Alajärvi, sijaitsevat P1-leikkauksen lähellä.

Siirtotilanne vaikuttaa siihen, että onko pienin 400 kV:n kiskon jännite Alajärven vai Alapitkän sähköasemalla. Kuten luvuissa 7.1–7.3 esitettiin, useimmiten pienin jännite on

Alapitkässä. Osassa kesän ja kevään läpisiirtotilanteita Alajärven jännite on vielä pienempi kuin Alapitkän. Kuitenkin nämä kaksi ovat kaikissa tilanteissa ne sähköasemat, joissa saavutetaan pienimmät jännitteet. Jos Suomesta on vientiä Viroon ja erityisesti Venäjälle, niin tällöin Alapitkän jännite on pienempi, koska suurempi osa pohjoisesta siirtyvästä tehosta virtaa itäisintä P1-johtoa Alapitkän kautta. Pohjoisesta siirrettävä teho virtaa idän puoleisiin johtoihin painottuen myös siksi, että suuret tuotantoyksiköt sijaitsevat pääosin Suomen länsiosissa.

Vuoden 2030 verkkomalleissa on mukana kolme tuotantoyksikköä, jotka ovat suurempia kuin yksikään vuoden 2015 verkkomalleissa. Vuoden 2015 suurin tuotantoyksikkö on nettosähköteholtaan noin 600 MW pienempi kuin vuoden 2020 ja 2030 verkkomalleissa. Tämä muuttaa tuotantotilannetta merkittävästi. Lisäksi FH1 sijaitsee P1-leikkauksen pohjoispuolella ja tämä näkyy siinä, että vuoden 2030 tilanteissa P1-siirto on selvästi suurempaa suhteessa RAC-siirtoon, vaikka myös kolmas RAC-johto on mukana verkkomallissa. Tuontitilanteessa P1-kapasitettia tarvitaan paljon, koska FH1 vie merkittävän osan läntisten johtojen kapasiteetista. RAC-tuonti ja Pohjois-Suomen vesivoima siirretään tällöin pääasiassa itäisten johtojen kautta etelään. Myös lisääntynyt tuulivoimatuotanto länsirannikolla ohjaa RAC-leikkauksen kautta tulevan tehon itäisille P1-johdoille.

Vuoden 2020 tuloksista on selvästi nähtävissä, että jännitekriteeri 360 kV saavutetaan huomattavasti pienemmillä siirroilla kuin vuonna 2015. Toisaalta viidennen P1-johdon tuoma lisäkapasiteetti vuoden 2030 tilanteissa kasvattaa siirtorajoja selvästi suuremmiksi kuin vuosien 2015 ja 2020 siirtorajat. Sen sijaan suurimman tuotantoyksikön kasvu mitättöi neljännen P1-johdon tuoman lisäkapasiteetin. Kuvien 7.4, 7.8 ja 7.12 perusteella on nähtävissä suurimman tuotantoyksikön koon vaikutus RAC-siirtoon. Yhtä suurella RAC-siirrolla jännitteissä on suuri ero vuoden 2020 ja 2015 tilanteiden välillä.

Simuloinneilla määritetyt siirtorajat nykyverkolle vaikuttavat yllättävän suurilta, kun niitä verrataan esimerkiksi vuoden 2020 siirtorajoihin. Tämä johtuu osittain siitä, että vuoden 2015 siirtorajat eivät vastaa täysin todellisia nykyverkon siirtorajoja. Tähän on selityksenä se, että nykyverkon verkkomalli ei kuvaa todellista nykytilanteen verkkoa erityisen tarkasti. Täytyy myös muistaa, että tässä työssä siirtorajat on määritetty vain jännitekriteerin perusteella. Siirtorajoista ei myöskään ole vähennetty varmuusmarginaaleja.

8.2 Laskentamenetelmien erot

Tässä luvussa tarkastellaan ensin tehonjakolaskennan tulosten eroja eri tehonjakoalgoritmien ja sen jälkeen eroja laskentamenetelmien välillä. Työssä käytettiin Full Newton-Raphson (FNSL) ja Fixed slope decoupled Newton-Raphson (FDNS) -tehonjakolaskenta-algoritmeja. Alun perin oli tarkoitus laskea kaikki tulokset FNSL-algoritmillä. Muutamissa tilanteissa FNSL-algoritmillä laskettaessa oli suppenemisiongelmiä, kun yritettiin määrittää jännitekriteerejä vastaavia siirtorajoja. Tällöin siirtoraja pystyttiin mää-

rittämään FDNS-algoritmilla. Tämän havainnon jälkeen päätettiin selvittää, onko eri laskenta-algoritmeilla laskettujen tulosten välillä eroja, ja siksi kaikki tilanteet päätettiin laskea myös FDNS-algoritmilla.

Suppenemisiongelmiä esiintyi lähinnä laskentamenetelmällä B laskettaessa. FNSL-algoritmilla siirtorajoja ei saatu määritetty laskentamenetelmällä B vuoden 2015 ja 2020 talvitilanteissa sekä vuoden 2030 kesätilanteessa. Vuoden 2015 talvitilanteessa ongelma esiintyi myös laskentamenetelmällä A. Näissä tilanteissa lopulta sekä siirtorajat A että B laskettiin FDNS-algoritmilla, jotta molemmat siirtorajat on määritetty samalla algoritmilla. Vastaavasti vuoden 2020 kesätilanteessa siirtorajan B varmentaminen FDNS-algoritmilla ei onnistunut, koska laskenta ei silloin supennut.

Olisi tärkeää osata tunnistaa, milloin laskennan suppenemattomuus on seurausta pääosin laskenta-algoritmin ominaisuuksista ilman fysikaalista syytä, ja milloin taustalla on jokin fysikaalinen tapahtuma, joka vaikuttaa asiaan enemmän kuin algoritmi. Tämä ei ole kuitenkaan aina helppoa. Jos laskenta johtaa "blown up" tilaan eli laskenta niin sanotusti hajautuu, niin yleensä kyse on laskenta-algoritmin ominaisuuksista tai laskennan asetuksista, kuten laskennan kiihdytyskertoimesta tai suurimmasta sallitusta mismatchista. Esimerkiksi verkkomalleissa olevat lyhyiden johtojen nollaimpedanssit ovat tehonjakoalgoritmien kannalta ongelmallisia.

Tarkistuslaskennan yhteydessä suurimmassa osassa tilanteita erot laskentamenetelmällä B määritetyissä siirtorajoissa FNSL- ja FDNS-laskenta-algoritmeja käyttäen jäivät hyvin pieniksi. Kuitenkin tarkasteluissa tuli esille muutama tilanne, joissa eri laskenta-algoritmeilla saaduissa siirtorajoissa oli vähän enemmän eroa. Nämä olivat vuosien 2015 ja 2030 kevättilanteet. Vuoden 2015 kevättilanteessa FNSL- ja FDNS-algoritmeilla laskettujen siirtorajojen B ero on 40 MW jännitekriteerillä 0,900 pu. Vastaavasti vuoden 2030 kevättilanteessa siirtorajojen B ero on 60 MW. Molemmissa tilanteissa suurempi siirtoraja saadaan FDNS-algoritmilla. Erot jäävät näissäkin tilanteissa selvästi pienemmiksi, jos jännitekriteerinä käytetään arvoa 0,925 pu.

Siirtorajojen A ja B keskinäinen suuruusjärjestys vaihtelivat hieman tutkituissa yhdeksässä eri laskentatilanteessa, eli vuosien 2015, 2020 ja 2030 talvi-, kesä- ja kevättilanteissa. Seuraavaksi esitettävä vertailu perustuu taulukoissa 7.3, 7.5 ja 7.7 esitettyihin tuloksiin.

Taulukossa 8.2 on esitetty kuinka paljon laskentamenetelmillä A ja B lasketuilla tuloksilla oli eroa kussakin tarkastellussa tilanteessa. Erot on laskettu sekä jännitekriteeriä 0,925 että 0,900 pu vastaaville siirtorajoille niin, että siirtorajasta B on vähennetty siirtoraja A.

Siirtoraja B on suurempi kuin siirtoraja A jännitekriteerillä 0,925 pu kaikissa muissa tilanteissa paitsi vuoden 2015 talvitilanteessa. Jännitekriteerillä 0,900 pu näin on kesä- ja kevättilanteessa. Talvitilanteissa vuosina 2015 ja 2020 siirtoraja A on suurempi ja vuonna 2030 rajat ovat noin yhtä suuret.

Taulukko 8.2. Siirtorajojen B ja A ero kaikissa tarkasteluissa tilanteissa jännitekriteereillä 0,925 ja 0,900 pu.

Jännitekriteeri [pu]	Siirtorajojen B ja A erotus [MW]					
	0,925			0,900		
Käyttötilanne	Talvi	Kesä	Kevät	Talvi	Kesä	Kevät
Vuosi 2015	-47	154	161	-133	17	48
Vuosi 2020	108	91	124	-78	15	44
Vuosi 2030	45	356	334	-2	294	196

Taulukosta 8.2 huomataan, että siirtorajojen välillä oleva ero vaihtelee paljon ja siksi taulukon 8.2 arvoista laskettiin molempien jännitekriteerien tuloksille keskiarvot ja keskihajonnat. Jännitekriteerillä 0,925 pu siirtorajojen B ja A erotusten keskiarvo on 147 MW ja keskihajonta 121 MW. Jännitekriteerillä 0,900 pu siirtorajojen B ja A erotusten keskiarvo on 45 MW ja keskihajonta 123 MW.

Tulosten keskihajonta on erittäin suuri verrattuna keskiarvoon molemmilla jännitekriteereillä. Syynä suureen keskihajontaan on erityisesti vuoden 2030 kesä- ja kevättilanteiden siirtorajojen suuret erot ja toisaalta se, että osassa talvitilanteista siirtoraja A on suurempi kuin siirtoraja B. Tilanteiden välillä on suuria eroja siirtorajojen suuruuksissa, mutta syitä eroille on vaikeaa löytää. Suuret erot tilanteiden välillä ilman selviä syitä vaikeuttavat luotettavien johtopäätösten tekemistä.

Erot jännitteen käyttäytymisessä laskentamenetelmillä A ja B korostuvat eniten kesä- ja kevättilanteissa kuvien 7.6, 7.7, 7.10 ja 7.11 mukaisesti, vaikka siirtorajassa ero ei ole kovin iso. Pienen kuormituksen tilanteissa jännitteet pienenevät selvästi hitaammin, kun käämikytkimien ja rinnakkaiskompensointilaitteiden annetaan säätää vian jälkeen verrattuna siihen, että käämikytkimien ja rinnakkaiskompensointilaitteiden ei anneta säätää vian jälkeen. Toisaalta jännite romahtaa lopulta laskentamenetelmällä B erittäin jyrkästi sen jälkeen, kun siirto on kasvanut riittävän suureksi. Tällöin rinnakkaiskompensointilaitteiden antama jousto on käytetty kokonaan, ja jännite romahtaa. Pienellä kuormituksella tämä korostuu, koska silloin reaktoreita on selvästi enemmän verkossa alkutilanteessa ja siksi niitä voidaan poistaa enemmän ja samalla kasvattaa siirtoa enemmän verrattuna suuremman kuormituksen tilanteeseen. Suurella kuormituksella näiden kahden laskentatavan välinen ero jännitteen käyttäytymisessä jää selvästi maltillisemmaksi.

Lähtökohtana tehonjako- ja dynamiikkalaskennan tulosten eroja vertailtaessa on, että dynamiikkalaskenta antaa lähimpänä oikeaa olevan tuloksen, jos vain käytettävät mallit ovat tarkkoja. Tehonjakolaskenta on niin paljon yksinkertaisempaa ja siten nopeampaa, että mikäli sillä saadut tulokset vastaavat tarpeeksi hyvin dynamiikkalaskennan tuloksia, niin dynamiikkalaskentaa ei tarvitse käyttää. Tehonjakolaskennan tulosten tulisi vastata loogisesti (esimerkiksi siirtorajat aina suunnilleen saman verran pienempiä) referenssinä

olevaa dynamiikkalaskennan tuloksia. Tämän paikkansapitävyyttä eri vuosien erilaisissa käyttötilanteissa, selvitettiin tämän työn simuloinneilla.

Aiemmin on ollut oletuksena, että tehonjakolaskenta laskentamenetelmällä A antaa oikeamman tuloksen kuin laskentamenetelmällä B, jota on pidetty enemmänkin vertailulaskentatapana laskentamenetelmille A:lle ja C:lle, jotka ovat nykyään käytössä. Kuitenkin vakiotehokuormien käyttäminen tehonjakolaskennassa hallitsee tuloksia, eikä rinnakkaiskompensointilaitteiden ja käämikytkimien säädöillä ole niin suurta merkitystä. Vertailu dynamiikkalaskentaan onnistuisi ehkä parhaiten, jos kuormia ei mallinnettaisi vakiotehokuormina.

Taulukossa 8.3 on esitetty erot tehonjako- ja dynamiikkalaskennalla määritetyissä siirtorajoissa, kun jännitekriteerinä on 0,900 pu. Luvut on saatu vähentämällä siirtorajasta C joko siirtoraja A tai B, joille on omat sarakkeensa kussakin tilanteessa. Siirtorajat on laskettu käyttäen vakiotehokuormia ja siirtoraja C dynamiikkalaskennan nykyistä kuormamallia (nykyinen malli).

Taulukko 8.3. Siirtorajojen A ja B erot siirtorajaan C vuosien 2015, 2020 ja 2030 talvi-, kesä- ja kevättilanteissa.

Käyttötilanne	Erotus siirtorajasta C [MW]					
	Talvi		Kesä		Kevät	
	A	B	A	B	A	B
Verrattava siirtoraja	A	B	A	B	A	B
Vuosi 2015	326	459	388	371	220	172
Vuosi 2020	18	96	144	129	172	128
Vuosi 2030	256	258	285	-9	490	294

Taulukon 8.3 tuloksista huomataan vertailtaessa eri vuosien tilanteita keskenään, että vuoden 2020 tilanteissa siirtorajojen A ja B erot dynamiikkalaskentaan ovat keskimäärin pienimmät. Yhdenkään käyttötilanteen siirtorajat eri vuosina eivät keskimäärin vastaa dynamiikkalaskentaa yhtä selvästi. Taulukon 8.3 siirtorajojen erotuksille laskettiin keskiarvot ja keskihajonnat. Siirtoraja A on siirtorajaa C keskimäärin 255 MW pienempi keskihajonnan ollessa 131 MW. Vastaavasti siirtorajan C ja siirtorajan B erotusten keskiarvo on 211 MW ja keskihajonta 139 MW. Erilaiset kuormamallit selittävät osan suurista eroista tehonjako- ja dynamiikkalaskennan välillä, mutta eivät sitä kokonaan.

Taulukon 8.3 arvojen perusteella tehonjakolaskennalla määritetyt siirtorajat jännitekriteerillä 0,900 pu ovat keskimäärin merkittävästi pienempiä kuin dynamiikkalaskennalla määritetyt siirtorajat. Laskentamenetelmällä B saadut tulokset vastaisivat hieman paremmin dynamiikkalaskennan tuloksia, mutta olivat kuitenkin lähempänä siirtorajoja A kuin C. Keskihajonta on kuitenkin yli kolminkertainen verrattuna eroon keskiarvoissa.

Vertailusolmun sijainti selittää osan tehonjakolaskennan ja dynamiikkalaskennan eroista. Vian jälkeen puuttuva teho tulee eri paikasta, mikä vaikuttaa vähän siirtoihin. Tehonjakolaskennassa teho tulee yhdestä Keski-Ruotsissa sijaitsevasta solmupisteestä,

kun taas dynamiikkalaskennassa myös Suomen verkossa olevat generaattorit lisäävät tuotantoon, mikäli ne eivät jo ennen vikaa tuota täyttä kapasiteettiaan. Tämän vaikutuksen suuruus riippuu tuotantotilanteesta, eikä siksi ole yhtä suuri kaikissa tilanteissa.

Tulosten perusteella päädytään siihen, että tarkasteltavalla tilanteella on hyvin suuri vaikutus laskentamenetelmien välisiin eroihin, eikä täsmällisiä mutta yleispäteviä johtopäätöksiä voida näistä tuloksista tehdä. Varmaa on lähinnä vain se, että dynamiikkalaskennalla saadaan suuremmat siirtorajat, mikä on selitettävissä lähinnä tarkemmalla mallinnuksella.

8.3 Jännitekriteerin pohdinta

Simulointien tulosten perusteella on hyvä myös arvioida käytettyjä jännitekriteerejä. Dynamiikkalaskennassa nykyään käytössä oleva jännitekriteeri 0,900 pu on tämän työn tulosten perusteella edelleen sopiva. Ensinnäkin simuloinneissa jännitekriteeri 0,900 pu saavutettiin yleensä selvästi suuremmalla siirrolla kuin tehonjakolaskennassa, joten ei nähty tarpeelliseksi määrittää jännitekriteeriä 0,925 pu vastaavia siirtoja. Perusteluna tähän on esimerkiksi se, että lähes kaikissa jännitekriteeriä 0,900 pu vastaavissa siirtotilanteissa jännitteessä olevat värähtelyt vaimenevat nopeasti. Näin käy vielä vähän siirtorajoja suuremmillakin siirroilla monissa tilanteissa, joten marginaalia jännitestabiiliuden menettämiseen on tarpeeksi.

Tällä hetkellä siirtorajojen määrittäminen tehdään tehonjakolaskentaa käytettäessä laskentamenetelmällä A ja jännitekriteerinä käytetään jännitettä 0,925 pu. Tässä työssä tehonjakolaskennalla määritettiin siirtorajat myös laskentamenetelmällä B ja jännitekriteerinä käytettiin sekä jännitettä 0,925 pu että 0,900 pu.

Taulukoiden 7.3, 7.5 ja 7.7 tuloksista huomataan, että jännitekriteerillä 0,900 pu määritetyt siirtorajat ovat joskus selvästikin suurempia kuin jännitekriteerillä 0,925 pu. Tehonjakolaskennan jännitekriteerin muuttaminen arvosta 0,925 pu arvoon 0,900 pu kasvattaisi siirtorajoja ja olisi siksi hyödyllistä. Taulukossa 8.4 on verrattu näillä jännitekriteereillä määritettyjen siirtorajojen keskiarvoja ja keskihajontoja sekä laskentamenetelmällä A että B.

Taulukko 8.4. Jännitekriteereillä 0,900 pu ja 0,925 pu määritettyjen siirtorajojen erotusten keskiarvot ja keskihajonnat sekä laskentamenetelmällä A että B.

Jännitekriteereillä 0,900 ja 0,925 pu määritettyjen siirtorajojen erotusten		
Laskentamenetelmä	keskiarvo [MW]	keskihajonta [MW]
A	196	72
B	93	82

Laskentamenetelmällä A siirtoraja on keskimäärin lähes 200 MW suurempi, kun jännitekriteerinä käytetään arvoa 0,900 pu eikä 0,925 pu. Toisaalta keskihajonta on suuri.

Vastaavasti laskentamenetelmällä B määritetyt siirtorajat ovat keskimäärin noin 90 MW suuremmat jännitekriteerin ollessa 0,900 pu eikä 0,925. Tällöin keskihajonta on suhteellisesti vieläkin suurempi.

Jännitekriteeriä ei kuitenkaan voi muuttaa, mikäli varmuusmarginaali jännitestabiiliuden menettämiseen ei ole tarpeeksi suuri. Varmuusmarginaalia on vaikea määrittää tarkasti, mutta seuraavaksi sitä yritetään kuitenkin arvioida PU-käyrän muodon ja laskennan suppenemisen perusteella.

Kuvien 7.2, 7.3, 7.6 ja 7.10 mukaisesti PU-käyrät eivät saavuta vielä jännitteellä 0,900 pu huippuaan. Erityisesti vuoden 2030 tilanteiden PU-käyrät laskevat vielä niin loivasti jännitteen ollessa 0,900 pu, että tilanteessa ei olla vielä erityisen lähellä PU-käyrän huippua. Asia ei ole yhtä selvä kuvien 7.7 ja 7.11 tilanteissa. Taulukossa 8.5 on esitetty arviot jännitekriteerillä 0,900 pu laskettujen siirtorajojen ja jännitestabiiliuden rajan eroista megawatteina. Arviot jännitestabiiliuden menettämiseksi ovat suuruusluokka-arvioita ja perustuvat PU-käyrään. Tulokset on luokiteltu muutamaan luokkaan, jotka ovat joko suunnilleen jonkun arvon suuruisia tai kuuluvat tietylle 50 MW:n välille. Merkintä "-" tarkoittaa, että jännitteen romahtamispisteen ja jännitekriteeriä vastaavan siirtorajan eroa ei ole pystytty määrittämään.

Taulukko 8.5. *Jännitekriteerillä 0,900 pu laskettujen siirtorajojen ja arvioitujen siirtorajojen, joilla jännitestabiilius menetetään, erot kaikissa tarkastelluissa tilanteissa.*

Siirtorajan ja arvioidun jännitestabiiliuden menettämissiirron ero [MW]		
Tilanne	Siirtoraja A	Siirtoraja B
2015 talvi	100	100
2015 kesä	0–50	-
2015 kevät	0–50	0–50
2020 talvi	100–150	100
2020 kesä	0–50	-
2020 kevät	50	-
2030 talvi	450	250–300
2030 kesä	200–250	-
2030 kevät	200	-

Taulukon 8.5 mukaisesti siirtorajan B marginaalia jännitestabiiliuden menettämiseen ei pystytty arvioimaan suurimmassa osassa tilanteita. Siirtorajan A marginaalit saatiin arvioitua kaikissa tilanteissa, mutta monessa tilanteessa se on alle 50 MW. Yleensäkin erot tilanteiden välillä ovat suuret. Käyttötilanteista erottuvat talvitilanteet, sillä kaikissa talvitilanteissa marginaalia on arvioitu olevan vielä jännitteen 0,900 pu jälkeen vähintään

100 MW jännitestabiiliuden menettämiseen. Tämä pätee sekä siirtorajoille A että B. Siirtorajalla A vuoden 2030 kesä- ja kevättilanteissa on marginaalia arvion mukaan vähintään 200 MW. Siirtorajan B yhteydessä vain kaikissa talvitilanteissa on marginaalia edes kohdallisesti, mutta kuitenkin vähemmän kuin siirtorajalla A.

Vaikka marginaalia ei vuoden 2015 tilanteissa juuri ole, niin täytyy muistaa, että työssä lasketuista siirtorajoista vähennetään vielä varmuusmarginaali TRM. Sähkömarkkinat eivät siis saa koko kapasiteettiä käyttöönsä, ja tällä tavalla myös varaudutaan siihen, että jänniteromahdusta ei tapahdu.

Vuoden 2015 ja 2020 tilanteessa nämä arviot eivät puolla jännitekriteerin muuttamista. Sen sijaan vuoden 2030 tilanteissa tehonjakolaskennassa yhteydessä, kun käämikytkimien ja rinnakkaiskompensointilaitteiden ei anneta säätää vian jälkeen, voisi tulosten perusteella harkita jännitekriteerin 0,900 pu käyttämistä. Varmuusmarginaali on näissä tilanteissa vähintään 200 MW. Asiaa kannattaa tutkia tarkemmin, kun tulevaisuuden verkon rakenne on paremmin selvillä.

9 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tässä työssä tarkasteltiin kolmea eri käyttötilannetta nykytilanteessa ja kahtena tulevaisuuden ajankohtana. Kokonaisuuksien tarkasteluissa oli mukana useita muuttujia, joista useat muuttuivat mahdollisesti samanaikaisesti. Siksi työssä haettiin eri tekijöiden vaikutuksia näkyviin muuttamalla niitä vielä yksitellen. Tehdyillä muutoksilla haettiin arvioita vaikutusten suhteellisista merkittävyyksistä. Työssä tehtyjen simulointien perusteella osa tutkituista tekijöistä oli selvästi merkittävämpiä kuin toiset.

Verkkomalleissa oli merkittäviä eroja kantaverkon rakenteessa. Keskeistä oli P1-kapasiteetin kasvaminen ja kolmas RAC-yhdysjohto vuonna 2030. Neljäs 400 kV:n P1-johto Pohjanmaalle ei tulosten perusteella näytä parantavan jännitestabiiliutta. Erot vuosien 2015 ja 2020 tilanteissa selittyvät pääasiassa suurimman tuotantoyksikön koon kasvulla. Tämä peittää muut muutokset alleen. Vuotta 2020 olisikin voinut tarkastella ilman OL3:sta, jolloin olisi saattanut löytyä jotain mielenkiintoisia yksityiskohtia.

Tuloksista tulee hyvin esille, että RAC-siirtokapasiteetti Ruotsista Suomeen pienenee OL3:n verkkoon liittämisen jälkeen, kun jännite samalla siirrolla on selvästi pienempi. Ilman muita muutoksia nykytilanteen voimajärjestelmässä muutos RAC-siirtokapasiteetissa olisi ilman järjestelmäsuojaa yhtä suuri kuin suurimman tuotantoyksikön koon muutos.

Vuoden 2030 tilanne poikkesi edellisistä merkittävästi, koska viides P1-johto kasvatti selvästi P1-siirtokykyä. Toisaalta P1-leikkaus oli edelleen jännitestabiiliuden kannalta rajoittava kohta verkossa, eikä kolmannen RAC-johdon tuomaa lisäkapasiteettia näillä siirtotilanteilla pääosin pystytty hyödyntämään. Siirtojohtojen kompensointiasteen muuttaminen tulevaisuuden verkkomalleissa olisi voinut vaikuttaa tilanteisiin, mutta tätä ei kuitenkaan selvitetty.

Voimajärjestelmän kuormitus-, tuotanto- ja siirtotilanne vaikutti selvästi vian jälkeisiin jännitteisiin. Kuormitus- ja tuotantotilanne määräävät siirtotilanteen, joka vaikuttaa siihen, missä jännite on pienimmillään. Vastaavasti verkossa olevien generaattoreiden määrä vaikuttaa jänniteheilahtelujen syvyyteen vian jälkeen ja siksi kesätilanteissa jänniteheilahtelut olivat suurimpia.

Vuosien 2020 ja 2030 käyttötilanteissa olevan tuulivoiman vaikutuksia oli vaikea havaita lukujen 7.1–7.3 perustilanteista. Tämän takia asiaa oli tutkittava tarkemmin. Vuoden 2020 talvitilanteessa tehty tuotannon lisäys oli lopulta niin pieni, että vaikka se toteutettiin maantieteellisesti kohtalaisen pienellä alueella, niin tuloksiin tällä ei ollut vaikutusta. Vuoden 2030 talvitilanteessa suunnilleen samalla alueella oli jo valmiina selvästi enemmän tuotantoa, mutta sitä myös pystyttiin lisäämään tässä tilanteessa merkittävästi enemmän, kuin vuoden 2020 tilanteessa. Pienemmällä muutoksilla ei ollut havaittavissa tässäkään tilanteessa merkittävää vaikutusta siirtorajaan. Kun tuotantoa muutettiin vähintään 1000 MW, niin sitten jännite saavutti jännitekriteerin jo selvästi pienemmällä P1-

siirrolla. Vaikutus oli odotetun suuntainen mutta pienempi. Siirtorajan pieneneminen selittyy kuitenkin pääasiassa sillä, että vesivoimageneraattoreita irrotettiin verkosta enemmän vasta 1000 MW:n tuotannonmuutoksista alkaen. Tällöin generaattoreiden jännitetuki voimajärjestelmässä pienenee.

Vaikka erot siirtorajoissa eivät lopulta ole kovin suuria, niin tuloksista on hyvä ymmärtää se, että tuulivoiman lisääntyminen Perämerellä vaikuttaa kuitenkin Alapitkässä asti. Tuulivoiman todellista merkitystä on kuitenkin hieman vaikeaa arvioida tarkasti tämä työn tulosten perusteella. Tuulivoimalaitosten jännitteensäädön ominaisuuksien on oltava kunnossa, jotta suurilta vaikutuksilta vältyttäisiin. Lähinnä tuulivoiman aiheuttamien vaikutusten syistä tulee esille tuulivoiman sijoittuminen voimajärjestelmään joko P1-leikkauksen etelä- tai pohjoispuolelle. Suurilla tuotantomäärillä tällä voi olla merkittäviä vaikutuksia siirtotilanteeseen. Tuloksien perusteella voidaan todeta Fingridin tuulivoimaloille asettamien VJV-vaatimusten olevan perusteltuja.

Tuulivoiman lisääntymisen lisäksi tutkittiin kuormien jänniteriippuvuutta. Taulukoon 9.1 on koottu yhteenveto tuulivoiman ja kuormien jänniteriippuvuuden vaikutuksista vuoden 2030 talvitilanteessa. Tuulivoiman tapauksessa verrataan luvussa 7.4.2 laskettuja siirtorajoja, jossa tuotantomuutos on 1200 MW, luvun 7.1 siirtorajoihin. Kuormien jänniteriippuvuuden yhteydessä siirtorajojen A ja B tilanteessa on verrattu vakioimpedanssikuormilla laskettuja siirtorajoja luvussa 7.1 käytettyihin vakiotehokuormin laskettuihin siirtorajoihin. Vastaavasti siirtorajan C tilanteessa on verrattu sekä vakioteho- että vakioimpedanssikuormia nykyiseen dynamiikkalaskennan kuormamallilla laskettuihin luvun 7.1 siirtorajoihin. Taulukossa 9.1 on esitetty edellä kuvattujen tilanteiden erot megawatteina.

Taulukko 9.1. Tuulivoiman ja kuormien mallinnuksen ääripäiden suurimmat erot megawatteina verrattuna luvun 7.1 tuloksiin.

Tekijä	Tuulivoima		Kuormat	
	0,925	0,900	0,925	0,900
Jännitekriteeri [pu]	0,925	0,900	0,925	0,900
Siirtoraja A [MW]	-110	-108	+320	+478
Siirtoraja B [MW]	-64	-67	+228	+263
Siirtoraja C [MW]	-	-110	-	-350...+190

Kuormien jänniteriippuvuudella näyttää tulosten perusteella olevan selvä vaikutus jännitestabiiliuteen. Erot ääripäiden eli vakioteho- ja vakioimpedanssikuorman välillä ovat suuria. Kuormien mallintamisella voikin olla selvästi suurempi vaikutus jännitestabiiliuteen kuin tuulivoiman lisääntymisellä.

Toisaalta tuloksia analysoitaessa on huomattava, että osa tuloksista on ainakin osittain selitettävissä sillä, että 400 kV:n solmuissa, joiden jännitettä tutkitaan, ei ole kuormaa. Tällöin näiden solmujen jännitteestä ei voi tehdä suoraan johtopäätöksiä kuorman jänniteriippuvuuden vaikutukseen. Nimenomaan kuormituspuolelta jännitteellä on vaikutusta

kuorman suuruuteen. Tarkempien johtopäätösten tekemiseen pitäisi laskea tarkempi analyysi, jossa kuormien sijainnin ja suuruuden mukaan painotettaisiin solmupisteiden merkitystä jännitteiden määräytymisessä. Tässä tarkastelussa eri alueiden kuormien jänniteriippuvuus olisi todennäköisesti myös hieman erilainen. Tämä ei kuitenkaan enää kuulu- nut tämän työn simulointeihin suuren työmääränsä takia.

Todellisten kuormien jänniteriippuvuus todennäköisesti muuttuu tulevaisuudessa. Siksi olisikin tärkeää selvittää tarkemmin todellisten kuormitusten jänniteriippuvuus. Tämän selvittämistä vaikeuttaa se, että mittaukset olisi tehtävä sellaisesta verkon pisteestä, johon ei ole liitetty tuotantoa. Sillä, jos kuorman rinnalla on tuotantoa, kuorman jänniteriippuvuudesta aiheutuvaa kuorman ottaman tehon muutosta ei voida selvittää tarkasti.

Ennen simulointeja oletuksena oli, että generaattoreiden ylimagnetointirajoittimet voisivat pienentää siirtorajoja. Kuitenkin suoritettujen simulointien perusteella tultiin siihen lopputulokseen, että niillä ei ole vaikutusta jännitestabiiliuteen. Yhtenä merkittävänä syynä asiaan oli se, että 400 kV:n verkon alueilla, jossa jännite on pienimmillään, on vain vähän generaattoreita, joiden magnetointiin rajoittimet voisivat vaikuttaa. Kauempana oleviin generaattoreihin rajoittimilla on vähemmän vaikutusta.

On kuitenkin huomioitava, että asiaa ei tutkittu erityisen laajasti. Voi olla, että ylimagnetointirajoittimien vaikutus tulisi esille vasta tilanteissa, jossa siirrot suurempia kuin tämän työn tarkasteluissa ja jännite on vielä selvästi pienempi kuin 0,9 pu. Niiden vaikutus voisi tulla paremmin esille myös sellaisessa tilanteessa, jossa verkossa on ennen vikaa valmiina jokin keskeytys.

Ylimagnetointirajoittimien oletettiin simuloinneissa toimivan optimaalisesti ja siksi ne eivät simuloinneissa reagoineet ainakaan liian aikaisin. Niiden liian aikainen reagointi voisi aiheuttaa ongelmia, jos ne rajoittaisivat generaattoreiden tuottamaa loistehoa tarpeettoman aikaisin. Voi myös olla niin, että rajoittimien vaikutus tulisi esille selvästi josakin toisessa voimajärjestelmässä.

Tulosten perusteella voidaan todeta, että laskentamenetelmien väliset erot riippuvat paljon tarkasteltavasta tilanteesta. Tämän takia tarkkoja yleispäteviä johtopäätöksiä ei voida tehdä. Luotettavasti tuloksista nähdään lähinnä se, että dynamiikkalaskennalla saadaan suuremmat siirtorajat, mikä selittyy tarkemmalla mallinnuksella. Laskentamenetelmällä B saadut siirtorajat vastaisivat hieman paremmin dynamiikkalaskennan tuloksia, mutta olivat kuitenkin lähempänä siirtorajoja A kuin C. Vaihtuville eroille siirtorajojen A ja B välillä ei löytynyt selviä syitä. Tulosten perustella ei tullut esille syitä, että laskentamenetelmää B tulisi jatkossa käyttää enemmän kuin nykyään, Sen huonona ominaisuutena on jännitteiden laskun vaikea ennakoitavuus tehonsiirron kasvaessa. Sitä voisi ehkä käyttää ajoittain vertailuna laskentamenetelmille A ja C.

Pohdittaessa sopivaa jännitekriteeriä voidaan todeta, että dynamiikkalaskennassa nykyään käytössä oleva jännitekriteeri 0,900 pu on tämän työn tulosten perusteella edelleen sopiva. Tehonjakolaskennan jännitekriteerin muuttaminen arvosta 0,925 pu arvoon 0,900 pu kasvattaisi siirtorajoja selvästi, mutta ei olisi täysin ongelmatonta, koska jännitestabiiliuden menettäminen olisi tällöin lähempänä. Varmuusmarginaali olisi suurim-

massa osassa tilanteita alle 50 MW, joka ei ole tarpeeksi suuri käyttövarmuuden näkökulmasta. Kuitenkin vuoden 2030 tilanteissa varmuusmarginaali on selvästi suurempi, joten asiaa kannattaa tulevaisuudessa tutkia vielä uudestaan.

Työn lopuksi tuloksia analysoitaessa, tuli myös laskentasuunnitelmaa tarkasteltua kriittisesti. Tällöin tuli esiin kysymys, että kuinka paljon merkitystä on 400 kV:n verkon jännitteellä. Koska 400 kV:n solmupisteissä ei ole kuormaa, ei sen jännitteellä periaatteessa ole niin väliä, kunhan jännite ei romahda kokonaan. Oleellista on lähinnä riittävä turvamarginaali romahduspisteeseen, ja käytännössä tämän marginaalin koko megawatteina kiinnostaa. Asia on vain helpompi esittää jännitekriteerin kautta, eikä megawatteina.

Tarkasteltaessa kaikkia työn tuloksia, niin yhteenvetona voidaan todeta, että saaduissa tuloksissa ei ole mitään erityisen yllättävää. Esimerkiksi se, että suurempi vakiopäätötkuorman osuus tarkoittaa nopeampaa jännitteen laskua siirron kasvaessa, ei ole mitenkään uusi havainto. Tässä työssä tälle asialle saatiin laskettua jokin konkreettinen arvio. Nyt osoitettiin myös, että tuulivoiman lisääntyminen alkaa vaikuttaa jännitestabiiliuteen vasta sitten, kun tuulituotannon määrä kasvaa selvästi. Toisaalta huomattiin, että magnetointirajoittimet eivät välttämättä vaikuta juurikaan jännitestabiiliuteen. Tällaisten tulosten saaminen antaa tuntumaa siitä, mikä on niin merkittävä asia, että sitä ehkä kannattaa tutkia tarkemminkin.

On itseasiassa hyvä asia, että mitään nykyisiä käsityksiä mullistavaa ei löytynyt. Tämä tarkoittaa, että ei ole tarvetta tehdä suuria muutoksia suunnitteluperiaatteisiin, ja vanhat suunnitelmat ovat kunnossa.

Työn yhteydessä tuli esille muutama asia, joita voisi olla hyvä tutkia jatkossa. Ensimmäkin verkkomallissa HVDC-yhteyksistä vain Fenno-Skan ja Viipurin linkki oli mallinnettu tasasähköyhteyksinä. Muut HVDC-yhteydet oli mallinnettu kuormina. Kun tehonsiirtoa näillä muilla linkeillä muutettiin, niin loistehoa ei säädetty, vaan se oli koko ajan 0 MVar. Tässä siis oletettiin, että linkkien omat kondensaattorit tuottavat aina tarpeeksi loistehoa. Kuitenkin kondensaattorin tuottama loisteho on kääntäen verrannollinen jännitteen neliöön, joten välttämättä ne eivät tuota tarpeeksi loistehoa. Tätä voisi olla hyvä tutkia tarkemmin. Toisaalta kannattaisi ehkä tutkia, olisiko HVDC-yhteyksien erikoissäädöistä hyötyä vian yhteydessä.

Työn tuloksia tarkasteltaessa tuli esille, että dynamiikkasimuloinneissa tulokset olisivat voineet muuttua, jos suurimman tuotantoyksikön irtoaminen olisi toteutettu hieman eri tavalla. Nyt suurin tuotantoyksikkö on vain irrotettu verkosta, mutta muuttuisivatko tulokset, jos ensin tapahtuisi oikosulku, ja generaattori irtoaisi vasta sitten verkosta. Vertailuna tämän työn tuloksille voisi olla myös Fenno-Skanin bipolaarivika eli molempien yhteyksien samanaikainen irtoaminen verkosta.

LÄHTEET

- [1] Ejebe, G.C., Tong, J., Waight, J.G., Frame, J.G., Wang, X. & Tinney, W.F. Available Transfer Capability Calculations. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, 1998, pp. 1521–1527.
- [2] Elovaara, J. & Haarla, L. Sähköverkot I - Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta. Helsinki 2011, Otatieto. 520 s.
- [3] ENTSO-E. Maximum NTC [WWW]. [Viitattu 16.1.2015]. Saatavissa: <http://nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf?id=23551>
- [4] ENTSO-E. Nordel [WWW]. [Viitattu 3.1.2015]. Saatavissa: <https://www.entsoe.eu/news-events/former-associations/nordel/Pages/default.aspx>
- [5] ENTSO-E. Nordic Winter Power Balance Forecast 2014–2015 [verkkodokumentti]. 21.11.2014. [Viitattu 30.12.2014]. Saatavissa: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/2014-2015_Nordic_Winter_Power_Balance.pdf
- [6] Falaghi, H., Ramezani, M., Singh, C. & Haghifam, M-R. Probabilistic Assessment of TTC in Power Systems Including Wind Power Generation. IEEE Systems Journal, Vol. 6, No. 1, 2012, pp. 181–190.
- [7] Fennovoima. Hanhikivi 1 -hanke [WWW]. [Viitattu 30.12.2014]. Saatavissa: <http://www.fennovoima.fi/hanke>
- [8] Fennovoima. Venäläisen Rosatomin AES-2006 [WWW]. [Viitattu 30.12.2014]. Saatavissa: <http://www.fennovoima.fi/hanke/laitostoimittaja/rosatomin-aes-2006>
- [9] Fingrid Oyj & VTT. 2000 ja 4000 MW tuulivoiman liittäminen Suomen sähköjärjestelmään [lausunto]. 26.9.2008. [Viitattu 17.4.2014]. Saatavissa: http://www.tem.fi/files/20191/2000_ja_4000_MW_tuulivoiman_liittaminen_Suomen_sahkojarjestelmaan_Fingrid_ja_VTT_syyskuu_2008.pdf
- [10] Fingrid Oyj. Ajankohtaista tasasähköyhteyksiltä [WWW]. 2.7.2014. [Viitattu 13.10.2014]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/tiedotteet/Sivut%2FAjankohtaista-tasas%C3%A4hk%C3%B6yhteyksilt%C3%A4.aspx>

- [11] Fingrid Oyj. Jännitteen ylläpito [WWW]. [Viitattu 15.4.2014]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimaj%C3%A4rjestelm%C3%A4nhallinta/k%C3%A4ytt%C3%B6varmuuden%20yll%C3%A4pito/j%C3%A4nnitteen%20yll%C3%A4pito/Sivut/default.aspx>
- [12] Fingrid Oyj. Kantaverkon kansallinen 10-vuotissuunnitelma [verkkodokumentti]. 9.4.2013. [Viitattu 22.4.2014]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/verkkohankkeet/voimajohtoliitteet/Kantaverkon_kansallinen_10-vuotissuunnitelma_12-2012.pdf
- [13] Fingrid Oyj. Perustelut Fingridin yleisissä liittymisehdoissa (YLE2013) asetetulle 1650 MW tehorajalle [lausunto]. 28.11.2014. [Viitattu 25.4.2014]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/Fingrid%20Oyj%20perustelumustio%20tehonmuutosrajalle%20YLE2013.pdf>
- [14] Fingrid Oyj. Pohjoismainen voimajärjestelmä ja liittynät muihin järjestelmiin. [WWW]. [Viitattu 23.4.2014]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimaj%c3%a4rjestelm%c3%a4/Pohjoismainen%20voimaj%c3%a4rjestelm%c3%a4%20ja%20liittyn%c3%a4t%20muihin%20j%c3%a4rjestelmiin/Sivut/default.aspx>
- [15] Fingrid Oyj. Rajakapasiteetit ja -siirrot - Venäjä [WWW]. [Viitattu 8.5.2014]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/rajakapasiteetit/Sivut/Venaja.aspx?beginDate=20080101&endDate=20081231&showChart=1&showTable=0>
- [16] Fingrid Oyj. Rajakapasiteetit ja -siirrot: Ruotsin historiatiedot [WWW]. [Viitattu 8.5.2014]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/rajakapasiteetit/Sivut/Ruotsi.aspx?beginDate=20140101&endDate=20141231&showChart=1&showTable=0>
- [17] Fingrid Oyj. Siirtokapasiteetin määrittäminen [verkkodokumentti]. 19.10.2009. [Viitattu 11.4.2014]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/markkinaliitteet/Rajakapasiteetit%20ja%20siirrot/siirtokapasiteetin_maarittaminen_.pdf
- [18] Fingrid Oyj. Suomen voimajärjestelmä. [WWW]. [Viitattu 23.4.2014]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimaj%c3%a4rjestelm%c3%a4/Suomen%20s%c3%a4hk%c3%b6voimaj%c3%a4rjestelm%c3%a4/Sivut/default.aspx>

- [19] Fingrid Oyj. Sähkön kulutus ja tuotanto [WWW]. [Viitattu 17.4.2014]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/kulutus-ja-tuotanto/Sivut/default.aspx>
- [20] Fingrid Oyj. Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset 2013. 27.9.2013.
- [21] Fingrid Oyj. Voimansiirtoverkko [WWW]. [Viitattu 15.4.2014]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/yhtio/esittely/voimansiirtoverkko/Sivut/default.aspx>
- [22] Ingley, H.A. Electric Motors. In: Capehart, B.I. (ed.). Encyclopedia of Energy Engineering and Technology. Vol. 3. Florida, USA 2007, CRC Press. pp. 349–355.
- [23] Jyrinsalo, J. & Hirvonen, R. Increasing the Utilisation of the Finnish 400 kV Grid. Proceedings of EMPD '95: 1995 International Conference on Energy Management and Power Delivery. November 21-23, 1995. Singapore, IEEE. pp. 720-725.
- [24] Kothari, D.P. & Nagrath, I.J. Modern Power System Analysis. Third edition. New Delhi 2003, Tata McGraw-Hill Education. 694 p.
- [25] Kundur, P. Power System Stability and Control. 1994. New York, McGraw-Hill, Inc. 1176 p.
- [26] Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T. & Vittal, V. Definition and classification of power system stability. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, 2004, pp. 1387-1400.
- [27] L 9.8.2013/588. Sähkömarkkinalaki.
- [28] Lahtinen, M. Kantaverkon ABC: Kangasalan staattinen loistehon kompensattori SVC. Fingrid. Fingrid Oyj:n lehti. No. 2, 2009, s. 34–35.
- [29] Nordel. Nordic Grid Code. 2007. 189 p.
- [30] NordPoolSpot [WWW]. [Viitattu 22.12.2014]. Saatavissa: <http://umm.nordpoolspot.com/#!/messages/41899>
- [31] North American Reliability Corporation (NERC). Standard models for variable generation [verkkodokumentti]. USA. 2010 [Viitattu 7.11.2014]. Saatavissa: http://www.uwig.org/standard_models_for_variable_generation.pdf

- [32] Perdana, A. Dynamic Models of Wind Turbines. Dissertation. Göteborg, 2008. Chalmers University of Technology. Department of Energy and Environment. Ny serie nr. 2907. 211 p.
- [33] Päivinen, R. Katsaus käyttötoimintaan [verkkodokumentti]. Fingridin neuvottelukunta, Fingrid Oyj 19.5.2014. [Viitattu 31.10.2014] Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Neuvottelukunta/2014/Katsaus%20käyttötoimintaan%20neuvottelukunta.pdf>
- [34] Samuelsson, O. & Lindahl, S. Definition and classification of power system stability. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 1, 2006, pp. 446.
- [35] Samuelsson, O. & Lindahl, S. On Speed Stability. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, 2005, pp. 1179–1980.
- [36] Suomen Tuulivoimayhdistys ry. Suomen tuulivoimahankkeet [WWW]. 11.6.2014. [Viitattu 28.10.2014]. Saatavissa: <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoimalaitokset>
- [37] Taylor, C. W. Power System Voltage Stability. 1994. New York, McGraw-Hill, Inc. 270 p.
- [38] TEM. Hallitukselta esitys uusiutuvan energian syöttötariffeista [WWW]. 16.9.2010, [Viitattu 16.1.2015]. Saatavissa: http://www.tem.fi/ajankohtaista/tiedotteet/tiedotearkisto/vuosi_2010/hallitukselta_esitys_uusiutuvan_energian_syottotariffeista.100414.news
- [39] Teollisuuden Voima Oyj. Osavuosisikatsaus tammikuu-syyskuu 2014. [verkkodokumentti]. 17.10.2014. [Viitattu 20.10.2014]. Saatavissa: http://tvo.fi/uploads/files/Sijoittajat/Vuosijulkaisut/OVK_Q3_2014_final.pdf
- [40] Teollisuuden Voima Oyj. Ydinvoimalaitos OL3 [WWW]. [Viitattu 16.4.2014]. Saatavissa: <http://tvo.fi/OL3>
- [41] Van Cutsem, T. Voltage Instability: Phenomena, Countermeasures, and Analysis Methods. Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, 2000, pp. 208-227.

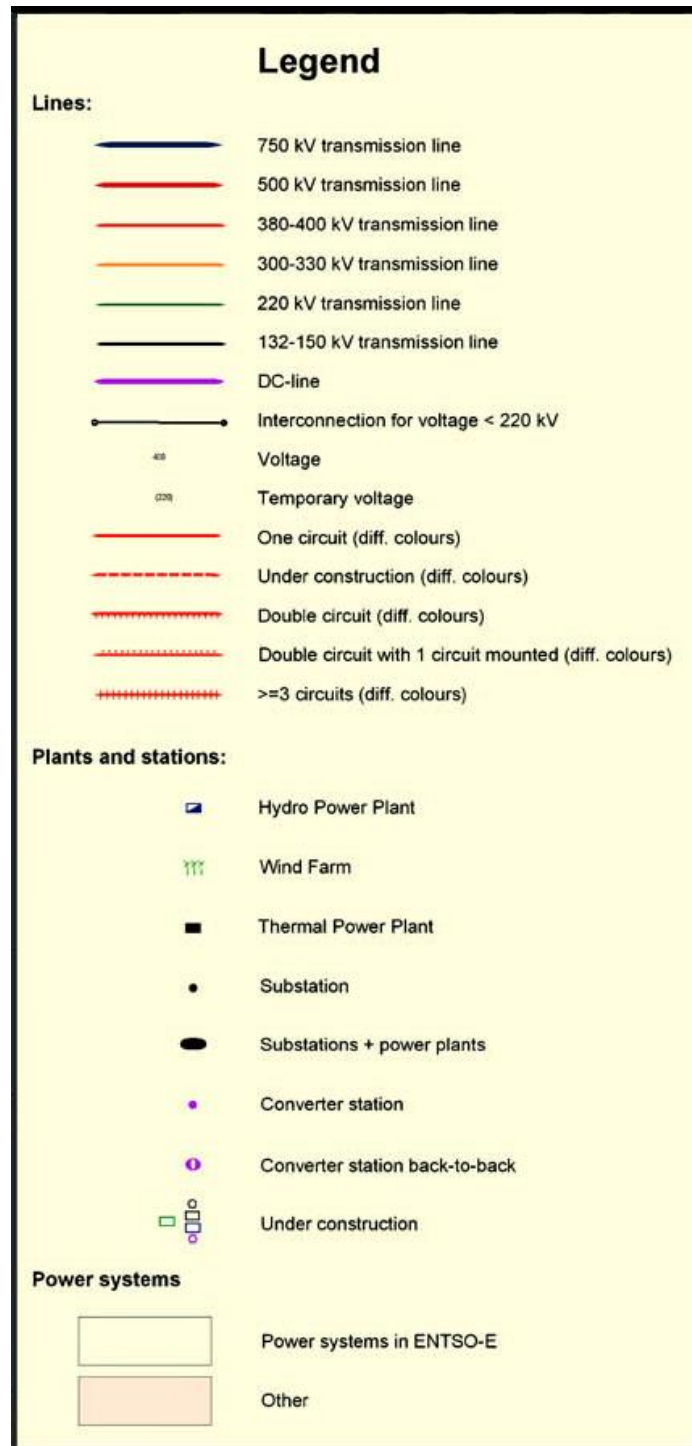
JULKAISEMATTOMAT LÄHTEET

- [42] Kantaverkon käsikirja. Helsinki 2011. Fingrid Oyj. Julkaisematon kirja. 682 s.
- [43] Koskinen, Mikko. Diplomi-insinööri, vanhempi asiantuntija, Fingrid Oyj. Helsinki. Keskustelu 31.12.2014.
- [44] Kuisti, Harri. Tekniikan lisensiaatti, vanhempi asiantuntija, Fingrid Oyj. Helsinki. Keskustelu 30.10.2014.
- [45] Luukkonen, Ilkka. Diplomi-insinööri, suunnitteluinsinööri. Fingrid Oyj. Helsinki. Keskustelu 7.11.2014.

LIITE A: POHJOISMAISEN VOIMAJÄRJESTELMÄN KARTTA

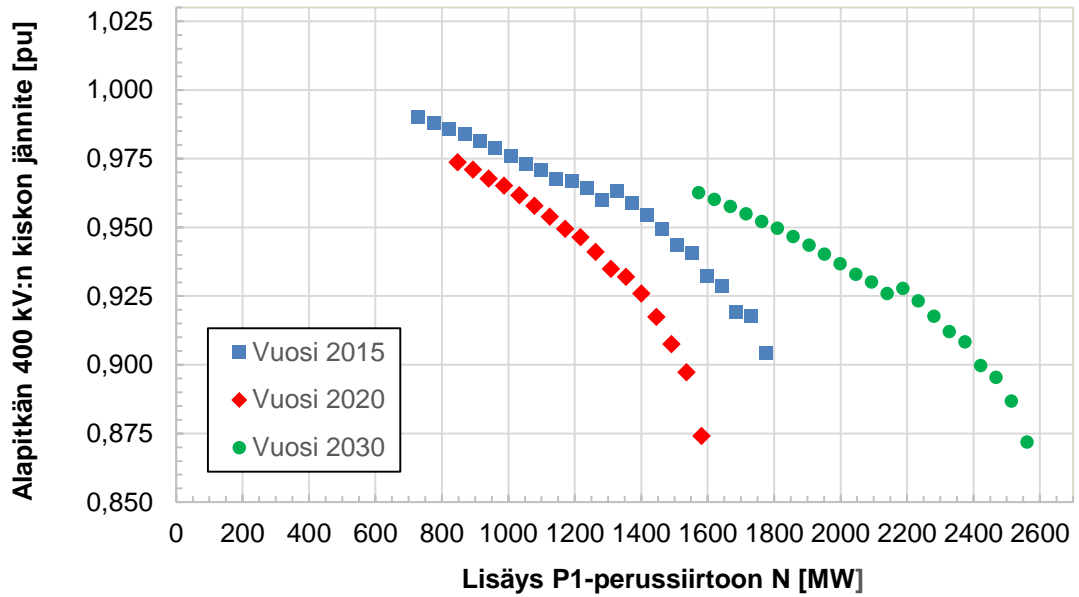


Kuva A.1. Pohjoismaisen voimajärjestelmän kartta vuodelta 2010 [14]. Rakenteilla oleviksi merkityt Fennoskan 2 ja Estlink 2 -tasasähköyhteydet sekä 400 kV:n johdot Suomessa ovat valmistuneet.

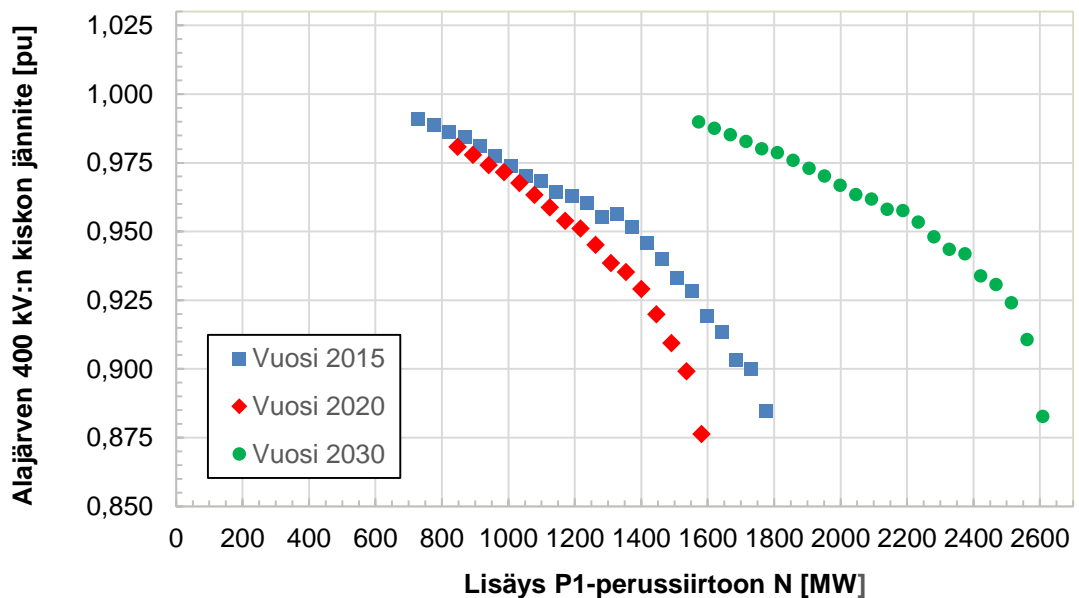


Kuva A.2. Pohjoismaisen voimajärjestelmän kartan (kuva A.1) merkinnät [14].

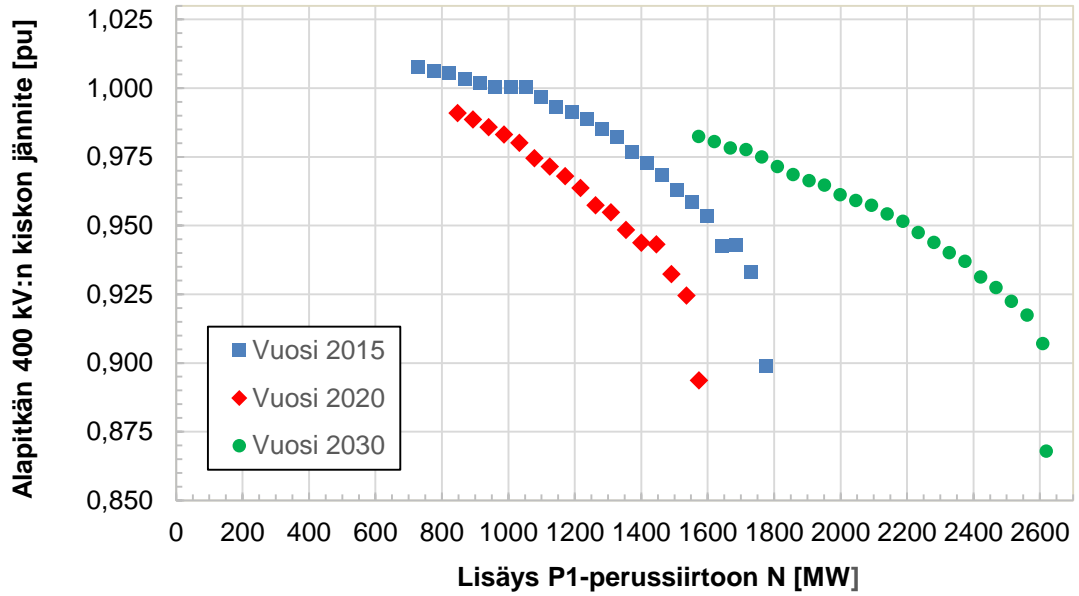
LIITE B: PU-KÄYRIÄ KEVÄTTILANTEISSA JA VUODEN 2030 TALVITILANTEESSA



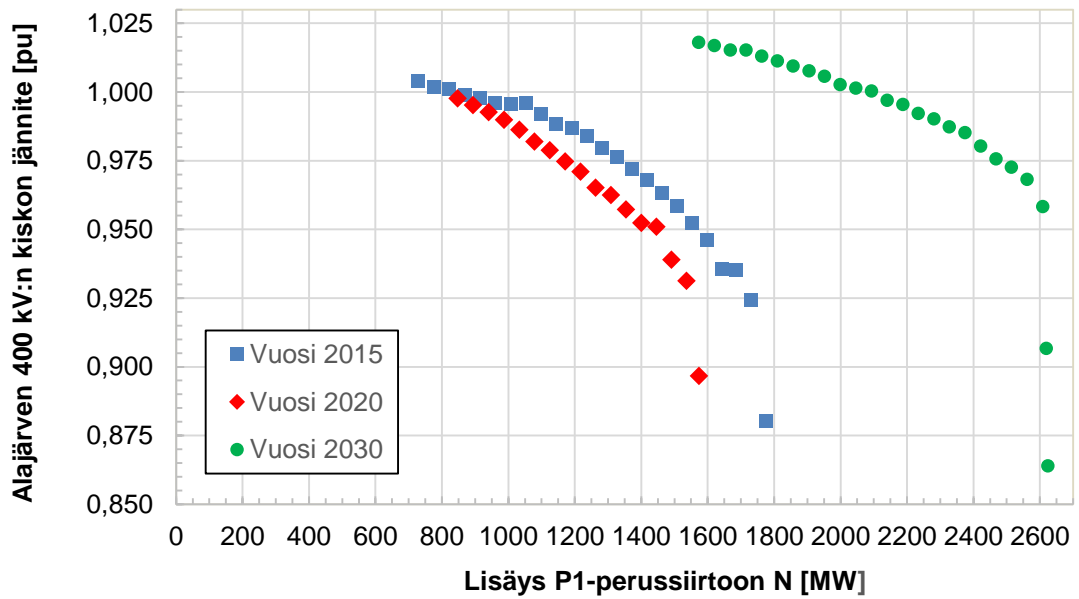
Kuva B.1. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona vuosien 2015, 2020 ja 2030 kevättilanteissa laskentamenetelmällä A.



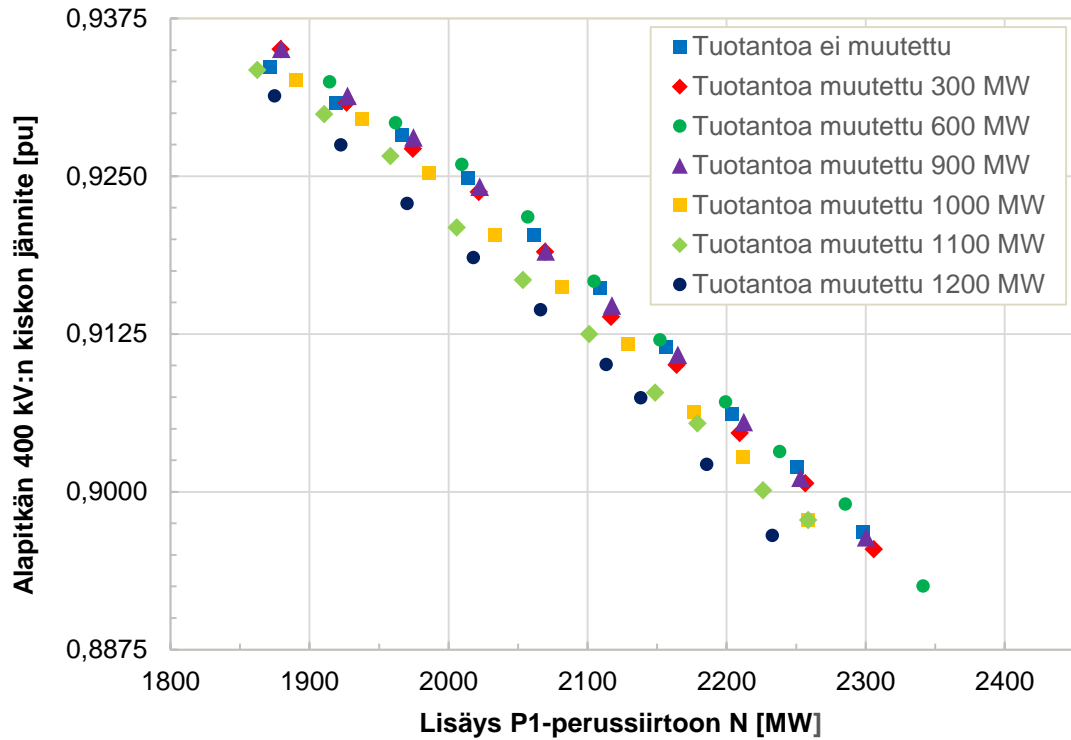
Kuva B.2. Alajärven 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona vuosien 2015, 2020 ja 2030 kevättilanteissa laskentamenetelmällä A.



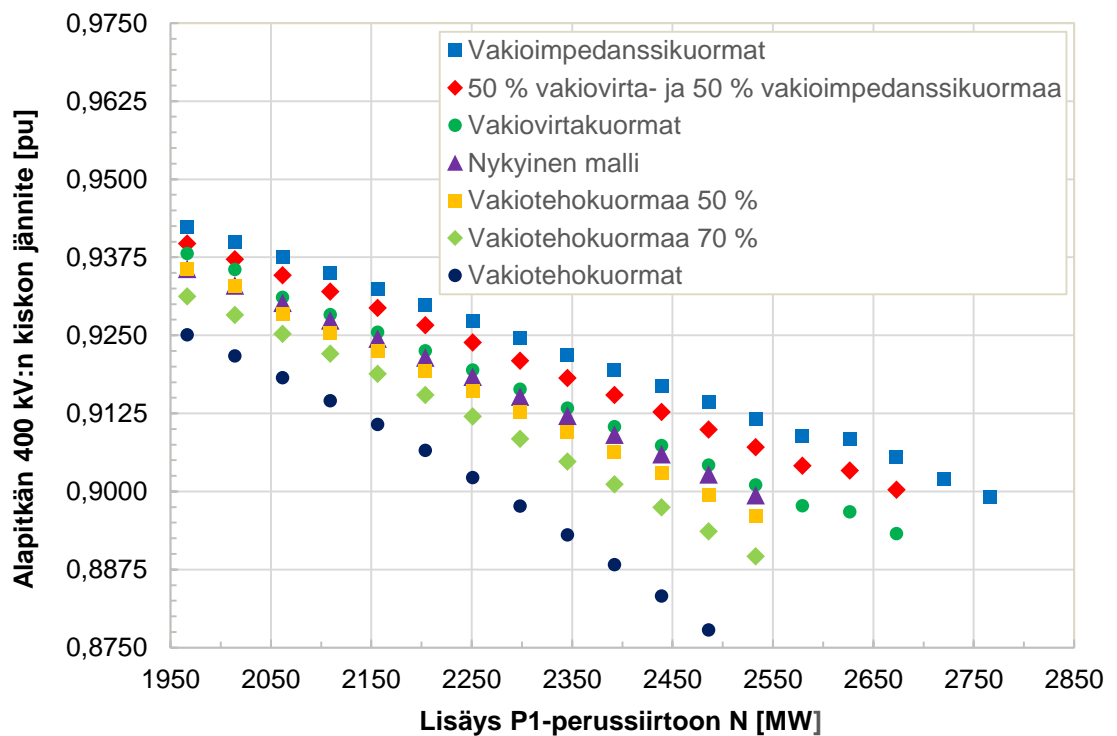
Kuva B.3. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona vuosien 2015, 2020 ja 2030 kevättilanteissa laskentamenetelmällä B.



Kuva B.4. Alajärven 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona vuosien 2015, 2020 ja 2030 kevättilanteissa laskentamenetelmällä B.

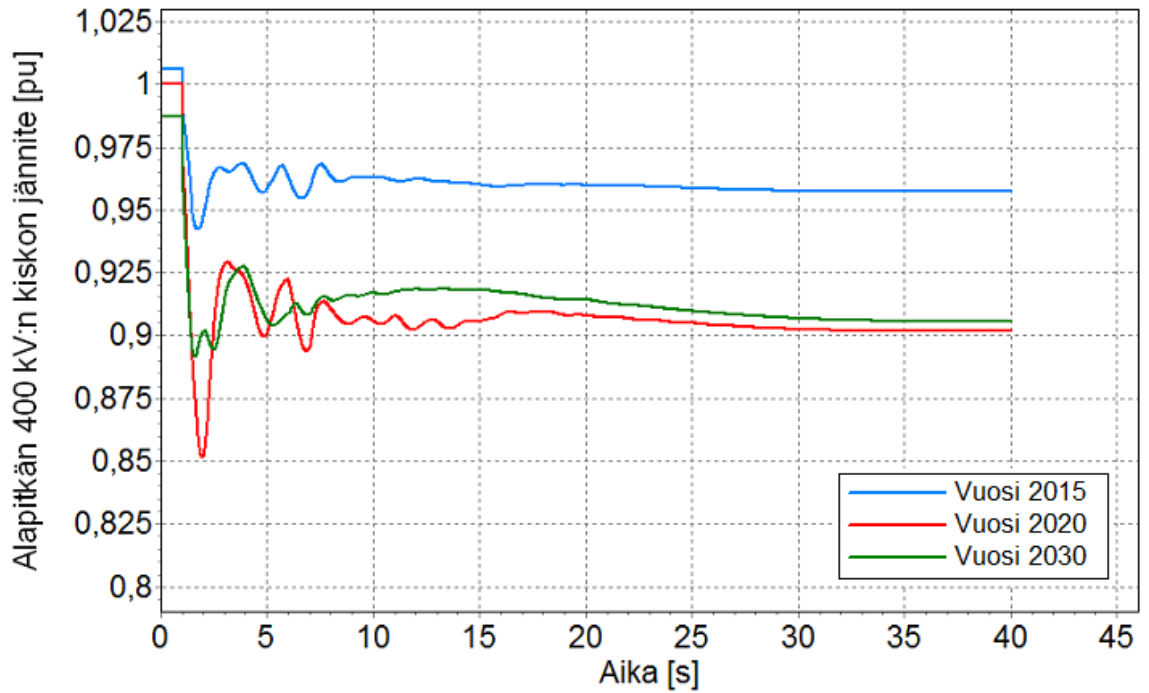


Kuva B.5. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite vuoden 2030 talvitilanteessa erisuuruuisilla tuotantomuutoksilla mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona laskentamenetelmällä B.

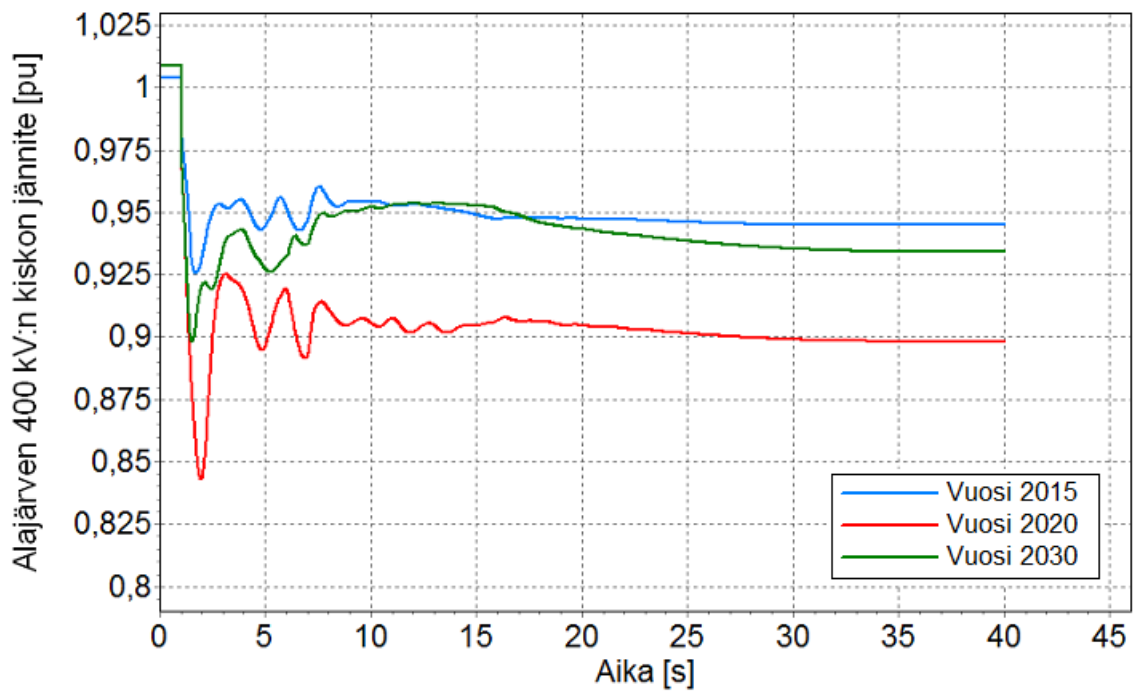


Kuva B.6. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännite mitoittavan vian jälkeen P1-siirron lisäyksen funktiona talvitilanteessa 2030 eri kuormamalleilla laskentamenetelmällä B.

LIITE C: DYNAMIIKKALASKENNAN KUVAAJIA



Kuva C.1. Alapitkän 400 kV:n kiskon jännitteiden käyttäytyminen kevättilanteissa 2015, 2020 ja 2030 mitoittavan vian yhteydessä RAC-siirron ollessa kaikissa alkutilanteissa yhtä suuri.



Kuva C.2. Alajärven 400 kV:n kiskon jännitteiden käyttäytyminen kevättilanteissa 2015, 2020 ja 2030 mitoittavan vian yhteydessä RAC-siirron ollessa kaikissa alkutilanteissa yhtä suuri.