TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

MIKA LAATIKAINEN

SÄHKÖVOIMAJÄRJESTELMÄN MUUTOSTEN VAIKUTUS KANTAVERKON LOISTEHON HALLINTAAN

Diplomityö

Tarkastaja: professori Sami Repo

Tarkastaja ja aihe hyväksytty tieto- ja sähkötekniikan tiedekunnan dekaanin päätöksellä 26. huhtikuuta 2017

TIIVISTELMÄ

MIKA LAATIKAINEN: Sähkövoimajärjestelmän muutosten vaikutus kantaverkon loistehon hallintaan.
Tampereen teknillinen yliopisto
Diplomityö, 54 sivua, 3 liitesivua
Elokuu 2017
Sähkötekniikan koulutusohjelma
Pääaine: Sähköverkot ja markkinat
Tarkastaja: Professori Sami Repo

Avainsanat: jännite, jännitteensäätö, loisteho, loistehon hallinta, kantaverkko, loistehotase

Jännite Suomen kantaverkon sähköasemilla on ajoittain kasvanut lähelle suurinta sallittua arvoa. Liian suuri jännite voi aiheuttaa vaaratilanteita ja laitteiden rikkoutumista sekä lyhentää laitteiden elinkaarta. Tämän diplomityön tavoitteena oli selvittää, miten ja miksi loistehotilanne kantaverkossa on muuttunut ja miten se tulee lähivuosina muuttumaan. Työn tuloksena haluttiin käyttö- ja suunnittelutietoa tukemaan kantaverkon loistehon kompensointi-investointeja ja ehdotuksia toimenpiteistä, joilla jänniteongelmia voidaan ehkäistä.

Työssä tutkittiin kantaverkon mittaustietoja vuosilta 2011-2016. Tämän perusteella 400 kV kantaverkon loistehon kompensoimiseksi rakennettu reaktorikapasiteetti on ollut riittävä. Loistehon syöttö muuntajien alajännitepuolelta 400 kV kantaverkkoon on kuitenkin lisääntynyt. Tätä loistehoa ei ole suunniteltu kompensoitavaksi kantaverkon reaktoreilla. Loistehon syötön vuorokausivaihtelu on suurta ja syöttö on suurimmillaan kesäöiden tunteina, jolloin reaktorikapasiteetti on ajoittain loppunut. Jakeluverkkojen maakaapelointi sekä kuorman muuttuminen vähemmän induktiiviseksi ovat vaikuttaneet loistehon syötön kasvuun. Kattavaa tutkimustietoa kuorman muutoksesta ei kuitenkaan ole saatavilla.

Loistehon syötön kasvua simuloitiin tulevien loistehotilanteiden ennustamiseksi. Tulosten perusteella loistehon hallinta kantaverkossa vaikeutuu lähivuosina. Kantaverkkoyhtiön on vaikea kohdentaa uusia loistehon kompensointiratkaisuita, sillä loistehon syöttö on lisääntynyt koko voimajärjestelmässä ja lisäksi kantaverkon siirtotilanteiden muuttuminen vaikuttaa alueelliseen loistehotilanteeseen.

Työn tuloksena korostui loistehon syötön huomioimisen tärkeys. Kompensointi-investointien tekemiseksi täytyy tehdä tarkempi tutkimus, jossa otetaan kattavasti huomioon erilaiset siirto- ja kytkentätilanteet. Työn tulokset nostivat esiin jatkoselvityksiä edellyttäviä kysymyksiä loistehon siirron taloudellisista vaikutuksista, vaihtoehtoisista kompensointiratkaisuista reaktoreiden sijaan, simuloinnissa käytetyistä oletuksista kuorman luonteesta sekä tulevaisuuden voimajärjestelmän jännitteensäädön riittävyydestä. Lisäksi alalla on tarvetta ajankohtaiselle tutkimustiedolle kuorman tehokertoimen muutoksesta.

ABSTRACT

MIKA LAATIKAINEN: The effect of a changing power system on reactive power management in the Finnish transmission grid
Tampere University of Technology
Master of Science Thesis, 54 pages, 3 appendix pages
August 2017
Degree Programme in Electrical Engineering
Major: Power grids and market
Examiner: Professor Sami Repo

Keywords: voltage, voltage regulation, reactive power, reactive power management, transmission grid, reactive power balance

The voltage on some of the substations in the Finnish transmission grid has occasionally reached levels close to the maximum allowed value. High voltage can be hazardous and cause breakdowns or shorten device life span. The object of this Master of Science Thesis was to determine how and why the reactive power conditions in the transmission grid have changed and will change in the coming years. As a result, more information on planning and operating the reactive power compensation capacity was expected along with suggestions as to how to prevent voltage problems.

Transmission grid SCADA values between years 2011 and 2016 were analyzed. The reactor capacity built to compensate the reactive power produced by the 400 kV transmission grid has been sufficient. However, there has been significant increase in the injection of reactive power from the low voltage side of 400 kV transformers that was not planned to be compensated by these reactors. Increased cabling in distribution grids and load power factor getting less inductive were identified as reasons for increased reactive power injection. However, up-to-date research about change in load power factor was not available.

The increase in reactive power injection was simulated to predict future reactive power conditions. It is probable that reactive power management will be increasingly difficult in the coming years. It is hard or impossible for the transmission grid operator to place new reactors in the most benefitical way since reactive power injection has increased across the grid and also reactive power conditions are effected by power transfer conditions.

This thesis emphasizes the importance of considering injected reactive power. Wider research taking account to different transfer and switching situations must be made to invest into additional reactive power compensation capacity. This thesis also brought up questions regarding the economic effect of transferring injected reactive power, compensation devices alternative to reactors, assumptions used for the load in the simulation model and the adequacy of voltage regulation in the power system of the coming years. Moreover, the industry is in need of up-to-date research about change in load power factor.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:ssä. On ollut ilo työskennellä kiinnostavan aiheen parissa kannustavassa työympäristössä.

Haluan kiittää työni ohjaajaa DI Antti-Juhani Nikkilää erittäin aktiivisesta otteesta, hyvistä ideoista ja kattavista kommenteista työni edetessä. Kiitos myös ohjausryhmälle sekä muulle Fingridin henkilöstölle keskusteluista ja haastatteluista työn edistämiseksi. Työn tarkastamisesta ja hyvistä kommenteista haluan kiittää professori Sami Repoa Tampereen teknilliseltä yliopistolta.

Ystäviäni ja läheisiäni haluan kiittää saamastani tuesta ja siitä, että teitte opiskeluajastani muistettavan.

Helsingissä, 9.8.2017

Mika Laatikainen

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO 1
1.1 Kantaverkon loistehotilanne 1
1.2 Työn tavoite ja rakenne 2
2. JÄNNITTEENSÄÄTÖ SIIRTOVERKOSSA 3
2.1 Jännitteensäädön tavoitteet 3
2.2 Loistehon ja jännitteen yhteys 3
2.3 Loistehon kompensointilaitteet 5
3. JÄNNITTEENSÄÄTÖ JA LOISTEHON KOMPENSOINTI SUOMEN KANTAVERKOSSA 10
3.1 Suomen kantaverkko 10
3.2 Kompensointiratkaisujen historia ja syyt 12
3.3 Jännitteensäädön toteutus 13
4. SÄHKOJÄRJESTELMÄN MUUTOSTEN VAIKUTUS LOISTEHOON 16
4.1 Kulutuksen ja tuotannot muutokset 16
4.2 Sähköverkon rakenteelliset muutokset 17
4.3 Kantaverkkosopimus 2016 19
5. KANTAVERKON LOISTEHOTILANTEEN ANALYSOINTI 20
5.1 Mittausaineisto 20
5.2 Mittausaineiston validointi 21
5.3 Loistehotilanteen muuttuminen vuosina 2011-2016 24
5.3.1 400 kV kantaverkon siirtotilanne ja loistehotase 24
5.3.2 400 kV kantaverkkoon syötetty loisteho 28
5.3.3 Kompensointikapasiteetin käyttö 35
6. KANTAVERKON KÄYTTÖTILANTEIDEN SIMULOINTI 38
6.1 Kantaverkon tehonjakolaskentamalli ja markkinatilanne 38
6.2 Kuormituksen muutos 39
6.3 Siirtotilanteen muutos 39
6.4 Loistehotilanteen muutos 41
6.5 Esimerkki kantaverkkokeskuksen toimenpiteistä 41
7. JOHTOPÄÄTÖKSET 43
8. KEHITYSEHDOTUKSET 45
8.1 Investoinnit 45
8.2 Kantaverkkokeskuksen ja käytönsuunnittelun työkalut 45
8.3 Jatkotutkimus 46
9. YHTEENVETO 48
LÄHTEET 50

LIITE A: SUOMEN KANTAVERKKO
LIITE B: SIMULOINTITULOKSET 1
LIITE C: SIMULOINTITULOKSET 2

MERKINNÄT JA LYHENTEET

B	Suskeptanssi
C	Kapasitanssi
δ	Kulmaero
I	Virta
L	Induktanssi
ω	Kulmataajuus
P	Pätöteho
P_h	Pätötehohäviö
P_r	Johdon vastaanottavan pään pätöteho
P_s	Johdon lähettävän pään pätöteho
P_{SIL}	Johdon luonnollinen teho
Q	Loisteho
Q_C	Kapasitiivinen loisteho
Q_h	Loistehohäviö
Q_L	Induktiivinen loisteho
Q_r	Johdon vastaanottavan pään loisteho
Q_s	Johdon lähettävän pään loisteho
r	Kompensointiaste
U_n	Nimellisjännite
U_r	Johdon vastaanottavan pään jännitteen suuruus
U_s	Johdon lähettävän pään jännitteen suuruus
X	Reaktanssi
X_C	Kapasitiivinen reaktanssi
X_L	Induktiivinen reaktanssi
Z_C	Aaltoimpedanssi

AC	Vaihtovirta
CHP	Combined Heat and Power
DC	Tasavirta
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
HVDC	High-Voltage Direct Current, Korkeajännitteinen tasavirta
KVJ	Käytönvalvontajärjestelmä
LCC	Line Commutated Converter
LTJ	Laskutustietojärjestelmä

P1	Vaihtovirtayhteys Pohjois- ja Etelä-Suomen välillä
PMU	Phasor Measurement Unit, Osoitinmittauslaite
POD	Power Oscillation Damping
RAC	Vaihtovirtayhteys Pohjois-Ruotsin ja Pohjois-Suomen välillä
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensator, staattinen loistehokompensaattori
SVS	Static Var System
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset
VSC	Voltage-Source Converter

1. JOHDANTO

1.1 Kantaverkon loistehotilanne

Pohjoismaisessa käyttösopimuksessa [1] sekä sähkömarkkinalaissa [2] velvoitetaan Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj (tästä eteenpäin Fingrid) huolehtimaan kantaverkon käyttövarmuudesta. Jännitteensäätö on yksi käyttövarmuuden osa-alue, ja se vaatii vapaata loistehon kompensointikapasiteettia.

Loistehon hallitseminen on ollut viime vuosina entistä haasteellisempaa nykyisellä kompensointikapasiteetilla. Kantaverkon sähköasemilla jännite on kasvanut usein kevyen kuormituksen aikaan lähelle suurinta sallittua arvoa. Fingrid on joissain tapauksissa joutunut irrottamaan johtoja merkittäviltä siirtoyhteyksiltä, jotta jännitteet sähköasemilla eivät ole kasvaneet liian suuriksi. Tällöin kaikki normaalin jännitteensäädön menetelmät on alueellisesti käytetty.

Kantaverkon reaktorikapasiteetti on suunnitteluperiaatteiden mukaisesti mitoitettu kompensoimaan 400 kV siirtoverkon tuottama varausloisteho. Mikäli reaktoreilla kompensoidaan myös muualla voimajärjestelmässä tuotettua loistehoa, kompensointikapasiteetti voi loppua. Ilman vapaata kompensointikapasiteettia verkon käyttövarmuus heikkenee ja laitteiden käyttöikä lyhenee, kun jännitettä ei voida enää hallita. Lisäksi loistehon siirtäminen sähköverkossa kuormittaa johtoja ja aiheuttaa häviöitä. Tämän vuoksi loistehon siirtoa on syytä vähentää kompensoimalla loisteho mahdollisimman lähellä sen lähdettä.

Kantaverkon mittaustietojen perusteella havaitaan, että kantaverkkoasiakkaiden liittymispisteistä syöttämä loisteho on keskimäärin kasvanut viime vuosina. Jakeluverkoissa on tehty investointeja maakaapeleihin [3], jotka tuottavat suuria määriä loistehoa. Monissa jakeluverkkoyhtiöissä on jo tehty suunnitelmia erityisesti tästä johtuvan loistehon tuotannon kompensoimiseksi [4] [5] [6] [7] [8] [9]. Lisäksi sähkön loppukäyttäjien kuormat ovat muuttuneet tehokertoimeltaan vähemmän induktiivisiksi, jolloin loistehoa siirtyy enemmän kantaverkkoon [10].

Kantaverkkosopimuksen 2016 [11] [12] mukaisesti kantaverkkoasiakkaita laskutetaan heidän liittymispisteissä syöttämästään ja ottamastaan loistehosta loistehoikkunan ylittävältä osalta. Tämän toivotaan rajoittavan loistehorajojen ylityksiä, sillä näin asiakkailla on taloudellinen kannustin kompensoida loistehonsa itse.

1.2 Työn tavoite ja rakenne

On syytä selvittää, miten loistehotilanteet ovat muuttuneet eri käyttötunneilla ja vuodenaikoina, sekä mitkä tekijät muutokseen ovat vaikuttaneet. Sen tiedon avulla voidaan arvioida lähivuosien käyttötilanteiden kehittymistä, jotta niihin voidaan varautua siirtoverkon käyttötoiminnassa sekä suunnittelussa. Loistehon hallinnan suunnitteluperiaatteiden toteutuminen tulee myös tarkastaa.

Tässä diplomityössä tutkitaan kantaverkon loistehotilanteen kehittymistä vuosien 2011-2016 aikana käytönvalvontajärjestelmän mittaustietojen perusteella ja arvioidaan muutokseen johtaneita syitä. Lisäksi pyritään ennakoimaan loistehotilanteen kehitystä tulevaisuudessa, simuloidaan käyttötilanteita näiden arvioiden perusteella sekä annetaan kehitysehdotuksia simulointien perusteella. Tavoitteena on, että tulosten perusteella voidaan arvioida ja täsmentää kantaverkkokeskuksen ohjeistusta korkean jännitteen tilanteisiin, sekä tuoda suunnittelutietoa tukemaan päätöksiä tulevista investoinneista loistehon kompensoimiseksi.

Työssä keskitytään normaalien käyttötilanteiden tutkimiseen. Häiriötilanteet ja niiden jälkeiset toimenpiteet on jätetty tarkastelun ulkopuolelle. Myös alijännitetilanteet on jätetty tarkastelun ulkopuolelle, ja keskitytty korkean jännitteen tilanteisiin. Työssä on tutkittu käyttötilanteita 400 kV siirtoverkossa ja loistehon siirtymistä 400/220 kV ja 400/110 kV sähköasemilla. 220 kV ja 110 kV sähköverkkojen käyttötilanteita ei ole tutkittu.

Työn toisessa luvussa esitetään jännitteensäädön teoriaa sekä tärkeimmät loistehon kompensointikomponentit. Kolmannessa luvussa keskitytään Suomen kantaverkon rakenteeseen ja jännitteensäädön historiaan ja toteutukseen. Neljännessä luvussa tarkastellaan niitä sähköjärjestelmän muutoksia, jotka ovat vaikuttaneet loistehotilanteen muuttumiseen. Viidennessä luvussa esitetään muutosten vaikutus kantaverkon toimintaan käytönvalvontajärjestelmän mittauksien perusteella. Kuudennessa luvussa esitetään viidennen luvun ennusteiden mukaisien käyttötilanteiden simulointituloksia. Lopuksi annetaan kehitysehdotuksia analyysien, simulointien ja työssä havaittujen epäkohtien perusteella.

2. JÄNNITTEENSÄÄTÖ SIIRTOVERKOSSA

Tässä luvussa esitetään sähköverkon jännitteensäädön teoria, loistehon ja jännitteensäädön yhteys sekä ne loistehon kompensointikomponentit, joilla jännitteensäätöä tehdään.

2.1 Jännitteensäädön tavoitteet

Kantaverkon jännitettä täytyy säätää siten, että se pysyy sille asetetuissa rajoissa. Syyt tähän voidaan luokitella seuraavasti [13] [14, s. 627]:

- Kantaverkon sekä asiakkaiden laitteet on suunniteltu tietyille jännitteille, jolloin niistä poikkeaminen voi vahingoittaa laitteita, lyhentää niiden elinkaarta tai haitata niiden toimintaa.
- Järjestelmän stabiilius ja käyttövarmuus paranevat.
- Virtalämpö- ja koronahäviötä voidaan optimoida jännitteen avulla.
- Oikea jännitetaso on vaatimus hyvänlaatuiselle sähkölle.

Suomen kantaverkossa jänniterajat eri jännitetasoille on asetettu taulukon 1 mukaisesti [13].

Taulukko 1. Kantaverkon jännitetasojen ylä- ja alarajat.

Jännitetaso	Alaraja	Yläraja
400 kV	380 kV	420 kV
220 kV	215 kV	245 kV
110 kV	105 kV	123 kV

Normaalitilanteessa jännite pyritään säätämään melko lähelle ylärajaa virtalämpöhäviöiden pienentämiseksi. Ylärajalle varataan pieni marginaali, jotta äkillisiin siirto- ja käyttötilanteiden muutoksien aiheuttamiin jännitteen muutoksiin ehditään reagoida. Jännitteitä rajoittaa ylärajalla laitteiden jännitekestoisuus sekä sähköturvallisuus. Alarajalla rajoittavia tekijöitä ovat virtalämpöhäviöt sekä jännitestabiilius. Normaalissa käyttötilanteessa rajojen ylitystä ei sallita. [13]

2.2 Loistehon ja jännitteen yhteys

Loisteholla tarkoitetaan vaihtosähköjärjestelmässä sähkö- ja magneettikenttiin varastoituneen energian siirtämistä. Magneettikenttään varastoituvan energian siirtämistä sanotaan induktiiviseksi loistehoksi, ja sähkökenttään varastoituvan energian siirtämistä sanotaan kapasitii-

viseksi loistehoksi. Ne kumoavat toisensa, joten niitä voidaan käsitellä samalla asteikolla vastakkaismerkkisinä. Tässä työssä on käytetty alalla vallitsevaa merkintätapaa, jossa induktiivinen kuorma kuluttaa (miinus) ja kapasitiivinen kuorma tuottaa loistehoa (plus).

Pätötehon siirto johdolla riippuu voimakkaasti sen alku- ja loppupään jännitteiden kulmaerosta. Loistehon siirto taas riippuu voimakkaasti alku- ja loppupään jännite-erosta. Siirtojännitteisillä johdoilla resistanssi voidaan olettaa olemattoman pieniksi. Lisäksi siirtojännitteillä voidaan olettaa johdon molempien päiden jännitteet vakioiksi sekä vahva sähköverkko molempiin päihin, jolloin voidaan johtaa kaavat 1 - 4 lähetetylle ja vastaanotetulle pätö- ja loisteholle. Kaavoissa teho on positiivinen johtoa kohti. [15]

$$\boldsymbol{P_r = \frac{U_s U_r}{X} sin\,\delta} \qquad \textit{(1)}$$

P_r on vastaanottavan pään pätöteho, U_s lähettävän pään jännitteen amplitudi, U_r vastaanottavan pään jännitteen amplitudi, δ päiden jännitteiden kulmaero sekä X johdon reaktanssi.

$$\boldsymbol{Q_r = \frac{U_s U_r\, cos\,\delta - U_r^2}{X}} \qquad \textit{(2)}$$

Q_r on vastaanottavan pään loisteho.

$$\boldsymbol{P_s = \frac{U_s U_r}{X} sin\,\delta} \qquad \textit{(3)}$$

P_s on lähettävän pään pätöteho.

$$\boldsymbol{Q_s = \frac{U_s^2 - U_s U_r\, cos\,\delta}{X}} \qquad \textit{(4)}$$

Q_s on lähettävän pään loisteho.

Johdon kuluttamalle ja tuottamalle loisteholle voidaan johtaa kaavat. Johto kuluttaa loistehoa suhteessa virran neliöön kaavan 5 mukaisesti.

$$\boldsymbol{Q_L = I^2 X} \qquad \textit{(5)}$$

Kaavassa Q_L on induktiivinen loisteho, I on virta johdolla ja $X = \omega L$ on johdon sarjareaktanssi.

Johdon rinnakkaissuskeptanssi $B = \omega C$ tuottaa kapasitiivista loistehoa Q_C suhteessa jännitteen neliöön kaavan 6 mukaisesti.

$$\boldsymbol{Q_C = U^2 B} \qquad \textit{(6)}$$

Johdon tuottama loisteho on vakio, kun jännite on vakio. Normaalissa käyttötilanteessa sähköverkon jännite vaihtelee verraten vähän. Sen sijaan johdon kuluttama loisteho riippuu johdon virrasta eli siirrettävästä tehosta, joka voi vaihdella paljon. Johdon tuottaman ja kuluttaman loistehon erotus eli loistehotase vaihtelee siten käyttö- ja siirtotilanteen mukaan. Johdon tai sähköverkon loistehotase voidaan mitata sen rajapisteiden loistehon siirtojen summana. Mikäli summa on positiivinen, johto tai sähköverkko tuottaa enemmän loistehoa kuin kuluttaa.

Johdon luonnolliselle teholle voidaan johtaa kaava 7 [14, ss. 203-205]. Luonnollinen teho tarkoittaa sitä siirrettävää pätötehoa, jolla johdon tuottama ja kuluttama loisteho ovat yhtä suuria.

$$P_{SIL} = \frac{U_n^2}{Z_C} \qquad (7)$$

Kaavassa P_{SIL} (Surge Impedance Loading) on luonnollinen teho, U_n on johdon nimellinen jännite ja Z_C on johdon aaltoimpedanssi.

Ferranti-ilmiöksi kutsutaan kevyesti kuormitetun tai toisesta päästä kytkemättömän siirtojohdon loppupään jännitteen nousemista. Jos maakapasitanssin tuottamaa loistehoa ei kompensoida, jännite voi nousta eristin- ja suojauslaitteiden suurimpia sallittuja arvoja korkeammalle ja siten aiheuttaa laitteiden käyttöiän lyhenemistä, vikaantumisia ja vaaratilanteita. Suomen kantaverkon rinnakkaisreaktoreiden kapasiteetti on määritetty 400 kV johtojen laskennallisen tyhjäkäyntiloistehon suuruiseksi. Näin siirtoverkko voidaan kytkeä johto kerrallaan takaisin jännitteelliseksi suurhäiriön jälkeen ja normaalitilanteessa johtoja voidaan pitää tyhjäkäynnilläkin kytkettyinä. Mikäli reaktoreilla kompensoidaan muualta tullutta loistehoa, johtoja voidaan joutua irrottamaan.

Johdolla siirretyn tehon aiheuttamat lois- ja pätötehohäviöt on esitetty kaavoissa 8 ja 9 [14, s. 254].

$$Q_h = XI^2 = X\frac{P_r^2+Q_r^2}{U_r^2} \qquad (8)$$

$$P_h = RI^2 = R\frac{P_r^2+Q_r^2}{U_r^2} \qquad (9)$$

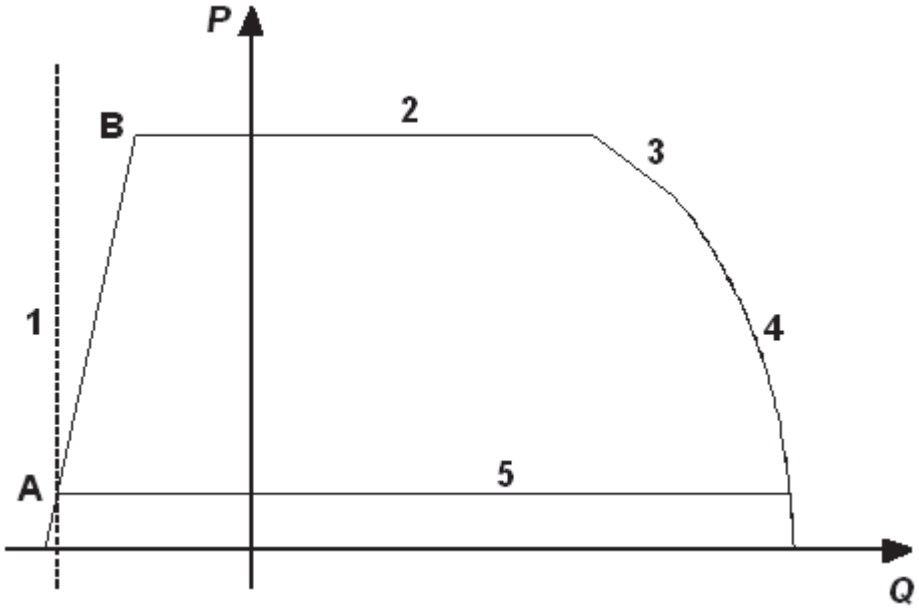
Kaavoissa Q_h on loistehohäviö, P_h pätötehohäviö ja R johdon resistanssi. Voidaan nähdä, että häviöt kasvavat virran neliössä. Virtaa kasvattaa suoraan verrannollisesti siirrettävä pätö- ja loisteho sekä kääntäen verrannollisesti jännite. Koska pätöteho on haluttu siirrettävä hyödyke, sitä ei voida pienentää häviöiden pienentämiseksi. Näin ollen mahdolliset häviöiden pienentämiskeinot ovat jännitteen kasvattaminen ja loistehon siirron pienentäminen. Jännitteen ylärajan asettavat valittu jännitetaso sekä luvussa 2.1 kerrotut syyt. Loistehon siirtoa voidaan pienentää kompensoimalla sitä paikallisesti. Johdon reaktanssia voidaan myös pienentää asentamalla johdolle sarjakondensaattori.

2.3 Loistehon kompensointilaitteet

Tahtigeneraattori

Pääosa voimajärjestelmän pätötehosta tuotetaan tahtigeneraattoreilla [14, s. 45]. Niillä voidaan myös tuottaa tai kuluttaa loistehoa riippuen roottorin magnetoinnista. Tahtigeneraattoreita käytetäänkin automaattiseen jännitteensäätöön ylläpitämään vakiojännitettä niiden liittymispisteissä. Osa generaattorin loistehokapasiteetista jätetään varalle häiriötilanteita varten. Tämä

loistehokapasiteetti on käytettävissä lähes välittömästi. Kapasiteetin määrä on määritelty Fingridin voimalaitosten järjestelmäteknisissä vaatimuksissa (VJV) [16]. Kuvassa 1 on periaatekaavio tahtigeneraattorin pätö- ja loistehokapasiteetista. Todellisuudessa generaattoreiden mitoitukset voivat erota toisistaan huomattavasti.



Kuva 1. Tahtigeneraattorin PQ-diagrammi. Kuvaan merkityt rajat: 1) staattinen stabiilius, 2) turbiinin maksimiteho, 3) staattorin ylikuormitus, 4) roottorin ylikuormitus, 5) turbiinin minimiteho. [17]

Alimagnetointialueella pienellä pätöteholla rajoittavana tekijänä saattavat stabiiliuden lisäksi olla staattorin pyörrevirrat. Rajoihin vaikuttaa myös jännite. Normaalilla jännitealueella raja 3 eli staattorin ylikuormitus ei yleensä tule vastaan, vaan tuotantoa rajoittaa roottorin ylikuormitus. [18]

Tahtigeneraattoreilla voidaan yleensä tuottaa ja kuluttaa loistehoa joustavasti. Ne sopivat siten hyvin jännitteensäätöön.

Synkronikompensaattori

Synkronikompensaattori on tahtikone, jolla ei ole tarkoitus tuottaa pätötehoa, vaan yli- ja alimagnetoida sitä niin, että se tuottaa tai kuluttaa loistehoa. Niiden haittapuolina ovat suuret investointikustannukset sekä pätötehohäviöt [14, s. 638]. Niillä on samat säätöominaisuuksien hyödyt kuin tahtigeneraattoreilla. Passiivisiin kompensointikomponentteihin verrattuna pyörivien koneiden etu on niiden tuoma jännitetuki häiriötilanteissa ja kyky kasvattaa oikosulkutehoa syöttämällä vikavirtaa.

Tanskassa on investoitu synkronikompensaattoreihin, sillä maan sähköntuotannosta huomattava osa on vaihtelevaa tuulituotantoa [19]. Käytöstä poistettuja tahtigeneraattoreita voidaan muuntaa synkronikompensaattoreiksi [20] [21]. Esimerkiksi Saksassa näin on tehty käytöstä

poistetuista generaattoreille [22]. Siellä on myös erikseen investoitu synkronikompensaattoreihin vastaamaan lisääntyneen hajautetun uusiutuvan tuotannon tuomiin haasteisiin jännitteenhallinnassa [23].

Pyörivässä synkronikompensaattorissa on muista kompensointilaitteista poiketen liike-energiaa. Pyörivien koneiden liike-energialla on voimajärjestelmän taajuushäiriöissä taajuuden muutosta hidastava vaikutus, jota sanotaan inertiaksi. Uusiutuvan, tehoelektroniikkakomponenttien kautta sähköverkkoon liitetyn, tuotannon lisääntyessä myös pyörivien koneiden inertia vähenee. [24]

Sarjakompensointi

Sarjakondensaattori on kytketty siirtoyhteydelle siten, että virta kulkee sen läpi. Pitkiä ja raskaasti kuormitettuja siirtoyhteyksiä kompensoidaan sarjakondensaattoreilla, jotta kaavan 5 mukainen johdon kuluttama loisteho ei kasva liian suureksi.

Transientti- ja jännitestabiiliuden rajoittaessa siirtokykyä sarjakompensoinnilla voi olla mahdollista parantaa raskaasti kuormitettujen yhteyksien siirtokykyä. Tyypillisesti sarjakondensaattoreita hankitaankin kasvattamaan yhteyksien siirtokykyä, eikä niinkään lisäämään jännitteensäätökapasiteettia. Vaikka sarjakondensaattoreilla on merkittävä vaikutus siirtoverkon jännitteiseen silloin, kun tehonsiirto on suuri, ne eivät ole osa kantaverkon normaalisti säädettävää loistehon kompensointia.

Kaavassa 10 on esitetty kuinka sarjakondensaattori tuottaa loistehoa suhteessa virran neliöön.

$$\boldsymbol{Q_C = I^2 X_C} \qquad \textit{(10)}$$

Kaavassa Q_C on kapasitiivinen loisteho ja X_C on kondensaattorin kapasitiivinen reaktanssi. Kaavoja 5 ja 10 vertailemalla voidaan nähdä, kuinka sarjakondensaattori tuottaa loistehoa samassa suhteessa virran neliöön kuin johto sitä kuluttaa. Sarjakompensoidulle johdolle voidaan laskea kompensointiaste r vertailemalla johdon ja sarjakondensaattorin reaktansseja kaavan 11 mukaisesti.

$$\boldsymbol{r = \frac{X_C}{X_L}} \qquad \textit{(11)}$$

Kaavassa X_L on johdon reaktanssi. Kompensointiaste on yleensä 20-70 % sillä suuremmat kompensointiasteet voivat aiheuttaa stabiiliusongelmia sekä resonointia [14, s. 638].

Rinnakkaiskompensointi

Tässä käsitellään mekaanisesti kytkettäviä rinnakkaisreaktoreita ja -kondensaattoreita. Rinnakkainen kytkentä tarkoittaa sitä, että laite kytketään käytetyn jännitetason ja maan potentiaalin väliin.

Mekaanisesti kytketyt rinnakkaisreaktorit- ja -kondensaattorit ovat kustannustehokas ratkaisu sähköverkon loistehon kompensointiin. Niitä ohjataan sähköverkon hitaiden loistehotasapainon muutoksien aiheuttamien jännitteenmuutoksien perusteella.

Sähköverkoissa rinnakkaiskondensaattoreita voidaan sijoittaa jännitetukea tarvitseville sähköasemille kompensoimaan sähkön siirrossa tapahtuvia loistehohäviöitä. Kondensaattori tuottaa loistehoa lähellä kulutusta, mikä johtaa jännitteen nousuun sähköaseman lähellä, koska loistehoa ei tarvitse siirtää kauempaa. Muuntajan läpi alajännitepuolelle siirrettävää loistehoa voidaan vähentää kytkemällä kondensaattori alajännitepuolen kiskoon. Induktiivisten kuormien yhteydessä rinnakkaiskondensaattoreita käytetään tehokertoimen parantamiseen.

Rinnakkaisreaktoreita käytetään sähköverkoissa johtojen tuottaman varausloistehon kompensointiin. Johtojen tuottama ja reaktoreiden kuluttama loisteho kasvavat suhteessa jännitteen neliöön.

Rinnakkaisreaktoreita voidaan asentaa suoraan siirtojohdon jännitetasoon. Tällöin käytetään rautasydämistä ja öljyeristettyä rakennetta, joka muistuttaa muuntajaa. Muuntajan tavoin niissä voi olla käämikytkimen kaltainen portaittainen säätömahdollisuus. Jos reaktori asennetaan tehomuuntajan tertiääripiiriin, voidaan reaktori toteuttaa myös ilmasydämisenä. Tertiääriin kytkeminen pienentää reaktoreiden ja niiden suojauksen kustannuksia [25].

FACTS-laitteet

FACTS-laitteet (Flexible Alternating Current Transmission System) ovat tehoelektroniikkalaitteistoja, joiden tarkoituksena on kasvattaa sähköverkon luotettavuutta ja siirtokykyä. Niillä on tyypillisesti mahdollista säätää sähköverkon suureita nopeasti ja tarkasti. Laitteiston pääasiallinen käyttötarkoitus ja hankintavaiheessa määritellyt ominaisuudet määräävät todellisen loistehon kompensointikapasiteetin määrän ja laitteiston säätöominaisuudet. Näin ollen jokaisella FACTS-laitteistolla on oma loistehoprofiilinsa. Suomen kantaverkon kannalta oleellisimpia FACTS-laitteita ovat Kangasalan sähköasemalla sijaitseva SVC-laitteisto sekä HVDC-yhteydet (High-Voltage Direct Current).

SVC (Static Var Compensator) on rinnakkaisesti sähköverkkoon kytketty transistorikytkentäinen kompensointilaite [15, s. 53]. Tyypillisesti SVC kytketään sähköaseman kiskoon erillisen muuntajan kautta, jotta päästään tehoelektroniikkakomponenttien jännitekestoisuusalueelle. Jos SVC ohjaa myös mekaanisesti kytkettyjä kondensaattoreita ja reaktoreita, sitä sanotaan SVS:ksi (Static Var System) [26].

HVDC-yhteyksiä on toteutettu Suomen voimajärjestelmässä kahdella tekniikalla: VSC (Voltage-Source Converter) eli jännitelähdesuuntaaja sekä LCC (Line Commutated Converter) eli verkkokommutoitu suuntaaja. VSC-yhteyksillä loistehoa voidaan ohjata pätötehosta riippumatta, virtakestoisuuden rajoissa. LCC-yhteydet kuluttavat pätötehoonsa verrannollisen mää-

rän loistehoa, jota kompensoidaan erilaisilla suodatinparistoilla. Sähköverkon loistehon kompensointi näillä yhteyksillä perustuu pääasiassa suodatinparistojen kytkentäkonfiguraation muuttamiseen.

Kantaverkkoasiakkaista erityisesti suurilla teollisuuslaitoksilla on omissa sähköverkoissaan SVC- tai STATCOM-laitteita (Static Synchronous Compensator), joita he käyttävät minimoidakseen kantaverkkoon näkyvät loistehovaikutukset. Ne on jätetty tämän työn tarkastelun ulkopuolelle.

Konvertterikytkentäisellä tuotannolla eli pääasiassa tuuli- ja aurinkovoimalaitoksilla voidaan myös kompensoida loistehoa [27] [28]. Niiden loistehokapasiteettia ei kuitenkaan ole käsitelty tässä työssä.

3. JÄNNITTEENSÄÄTÖ JA LOISTEHON KOMPENSOINTI SUOMEN KANTAVERKOSSA

Tässä luvussa esitetään Suomen kantaverkon suuripiirteinen rakenne. Lisäksi esitetään miten luvun 2 jännitteensäätö- ja loistehon kompensointiratkaisuja on hyödynnetty Suomen kantaverkossa.

3.1 Suomen kantaverkko

Liiteessä A esitetty Suomen kantaverkko koostuu silmukoiduista 400 kV, 220 kV ja 110 kV nimellisjännitteen siirtojohdoista, sekä niihin liittyneistä sähköasemista. Kantaverkkoa voidaan kutsua myös siirtoverkoksi. Kantaverkon johtopituudet on esitetty taulukossa 2.

Taulukko 2. Suomen kantaverkon johtopituudet.

Jännitetaso	Johtopituus
400 kV	5200 km
220 kV	1600 km
110 kV	7600 km

Tässä työssä on keskitytty 400 kV siirtoverkon rajapintojen analysoimiseen, erityisesti 400/110 kV muuntoasemiin. Suomen 400 kV kantaverkon rajapintoja ovat tehomuuntajat alempiin jännitetasoihin, 400 kV siirtoverkkoon suoraan liittynyt tuotanto ja kulutus sekä rajayhteydet. Kantaverkossa on 5 kpl 400/220 kV muuntajia ja 52 kpl 400/110 kV muuntajia. Suomen voimajärjestelmän rajayhteyksiä ovat:

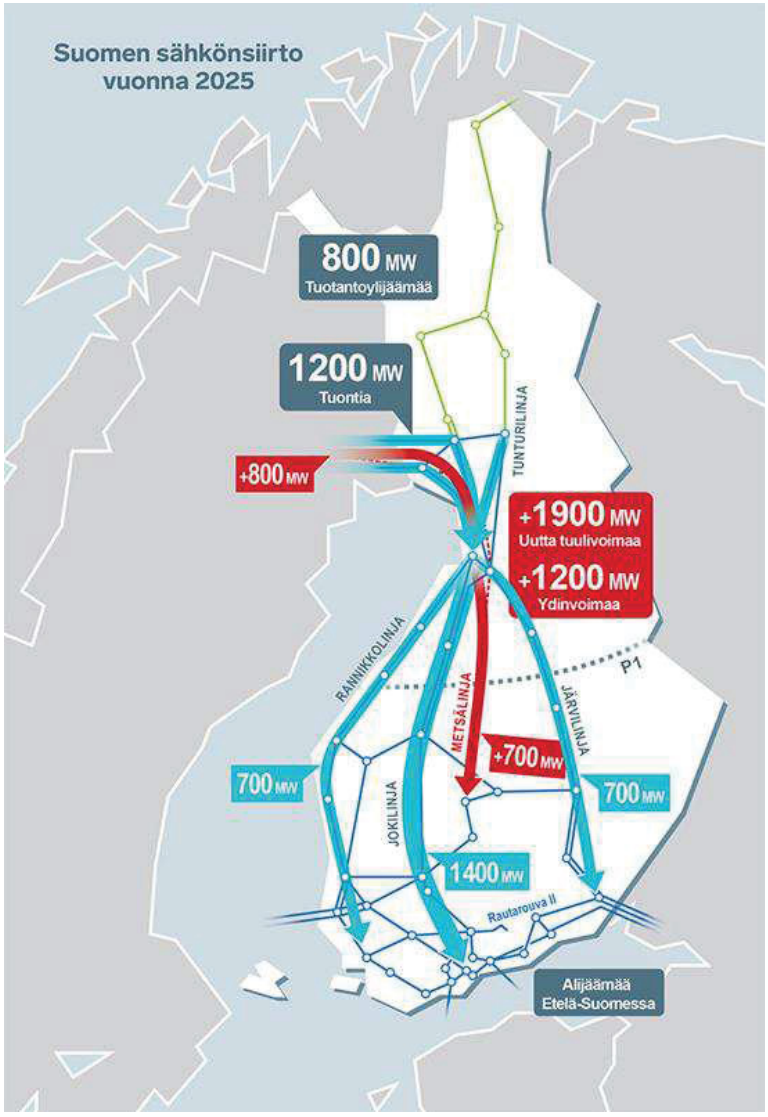
- Kaksi vaihtovirtayhteyttä Pohjois-Ruotsiin (RAC)
- Yksi (220 kV) vaihtovirtayhteys Norjaan
- Kaksi tasavirtayhteyttä merikaapelein Keski-Ruotsiin (Fenno-Skan 1 & 2)
- Kaksi tasavirtayhteyttä merikaapelein Viroon (Estlink 1 & 2)
- Tasavirtayhteys Venäjälle

Lisäksi Venäjän puolella Suomen itärajaa on niin sanottu Luoteislaitos, jota voidaan käyttää joko Venäjän tai Suomen voimajärjestelmässä. Suomessa se liittyy samalle sähköasemalle Viipurin tasavirtayhteyden kanssa.

Pohjois- ja Etelä-Suomen välistä tehonsiirtoa seurataan niin kutsuttuna P1-siirtona, joka mitataan maan poikki kulkevilta 400 kV johdoilta. P1-yhteys on merkittävä siirrettäessä sähköä

erityisesti muista Pohjoismaista ja Pohjois-Suomen vesi- ja tuulialueilta Etelä-Suomen kulutuskeskuksiin. Yhteyden pitkillä johdoilla siirrettävä pätöteho vaihtelee huomattavasti, joten se on huomioitava loistehotilannetta tarkastellessa.

Suomeen on rakennettu viime vuosina, sekä tullaan seuraavien vuosikymmenten aikana rakentamaan, uutta 400 kV siirtoverkkoa uusien ydinvoimalaitosten sekä lisääntyvän tuulivoimatuotannon liittämiseksi voimajärjestelmään. Lisäksi vaihtovirtayhteyttä Ruotsiin vahvistetaan yhdellä uudella RAC-johdolla sekä P1-yhteyttä viidennellä johdolla [29] [30]. Kuvassa 2 on esitetty Suomen sähkönsiirron pääasialliset muutokset lähitulevaisuudessa ja siirtoyhteydet vuonna 2025. Työssä tehtyihin simulointeihin on sisällytetty Olkiluodon kolmas ydinvoimalaitos, mutta ei punaisilla nuolilla merkittyjä Metsälinjaa ja kolmatta RAC-yhteyttä.



Kuva 2. Suomen sähkönsiirto vuonna 2025 [30].

3.2 Kompensointiratkaisujen historia ja syyt

Ensimmäisiä 400 kV siirtoyhteyksiä rakennettiin Pohjois- ja Etelä-Suomen välille 1960-luvulla. Uudessa korkeammassa jännitetasossa ja pitkissä yhteyksissä ongelmaksi muodostui tuotetun varausloistehon määrä. Tämän kompensoimiseksi päätettiin hankkia rinnakkaisreaktoreita. Kustannuslaskennassa ilmasydämiset reaktorit todettiin kannattaviksi, mutta niitä ei voinut liittää olemassa oleviin sähköasemakiskoihin reaktoreiden jännitekestoisuuden vuoksi. 1960-luvun puolivälissä Strömberg kehitti kuitenkin tertiärikäämisen tehomuuntajan, jonka kolmannen käämin kiskoon voitiin liittää reaktoreita. Suomen kantaverkon 400 kV päämuuntajat päätettiin siitä eteenpäin hankkia tertiärirakenteisina. Tertiärikäämin jännite asetettiin vaatimusmäärittelyssä sellaiseksi, että sen virrankestoisuus mahdollistaa kahden 63 Mvar nimellisteholisen reaktorin liittämisen yhdelle muuntajalle. [31]

Suomen kantaverkon tertiärimuuntajissa käämit ovat samakeskisesti päällekkäin. Tertiärikäämisten muuntajien vaihtoehtona ovat niin kutsutut säästökytkentämuuntajat, joissa on vain ylä- ja alajännitekäämi peräkkäin saman sydämen ympärillä. Tertiärirakenne on huomattavasti kalliimpi, mutta se mahdollistaa mm. suuremman impedanssin oikosulkuvirtoja varten. Lisäksi muuntajakäämien impedanssi jakaantuu siten, että loisteho virtaa tertiääriin kompensoitavaksi ennemmin ylä- kuin alajännitepuolelta. [31]

Suomen kantaverkon ratkaisu ostaa kalliimpia muuntajia, joihin voidaan liittää halvempia reaktoreita, eroaa lähes kaikista muista länsimaisista siirtoverkoista. Muualla käytetään aikaisemmin mainittuja säästökytkinmuuntajia, minkä takia reaktoreiksi on täytynyt valita kalliit rautasydämiset ja öljyeristeiset korkeajännitereaktorit. Yhtenä etuna niissä on paremmat loistehon säätömahdollisuudet, mutta investointikustannukset ovat huomattavasti suuremmat. [31]

Pitkien P1-johtojen siirtokapasiteettia nostettiin sarjakondensaattoreilla, jotka sijoitettiin Kangasalle. Ensimmäiset kondensaattorit kuitenkin purettiin, kun niiden sisältämän PCP-myrkyn käyttö kiellettiin. Lopulta sarjakondensaattoreita asennettiin lisää vasta sähkömarkkinoiden vapautumisen jälkeen vuonna 1997, kun sähkön siirto Pohjoismaiden välillä kasvoi. Ensin sarjakompensoitiin RAC-yhteyden johdot ja vuosituhannen vaihteessa kondensaattorit asennettiin myös P1-yhteyden johdoille. [31] Kompensointiaste oli aluksi 50 %, mutta se nostettiin 75 %:iin vuonna 2007 [32].

Kangasalan sähköasemalle valmistui SVC-laitteisto vuonna 2009. Tuohon aikaan Suomesta Ruotsiin RAC-yhteyttä pitkin vietävän sähkön ennustettiin lisääntyvän. Tätä siirtokapasiteettia rajoittaa stabiilius, minkä takia SVC hankittiin erityisesti POD-säätöä (Power Oscillation Dampening) varten. Vuosina 2011-2016 siirtoa Ruotsiin on ollut vähemmän, mutta SVC:tä on voitu hyödyntää loistehon kompensoinnissa. SVC:tä säädettäessä täytyy valita POD- ja loistehosäädön väliltä, sillä niitä ei voida hyödyntää yhtä aikaa.

HVDC-yhteyksiä on rakennettu vastaamaan sähkömarkkinoiden vaatimuksiin. Niihin investoitaessa loistehokapasiteetti ei ole ollut merkittävä tekijä teknisen toteutustavan valinnassa.

Estlink 1:tä lukuun ottamatta kaikki Suomen voimajärjestelmän HVDC-yhteydet on toteutettu LCC-tekniikalla, jolla loistehon kompensointi on rajoitetumpaa.

3.3 Jännitteensäädön toteutus

Jännitteensäätö jaetaan kahteen osa-alueeseen: jännitetason säätöön ja automaattiseen jännite-ensäätöön. Jännitetason säätö on manuaalista asettelua, jolla pidetään säätöjärjestelmä säätöalueellaan. Tason määrittämiseksi hyödynnetään käytönvalvontajärjestelmän virtalämpö- ja koronahäviöitä optimoivaa ohjelmaa muutaman kerran tunnissa käytönvalvontamittauksien avulla käytettävissä oleva jännitteensäätökapasiteetti huomioiden. Automaattinen jännitteensäätö käyttää käämikytkimiä ja luvussa 2.3 lueteltuja laitteita, lukuun ottamatta SVC:tä, HVDC-yhteyksiä sekä sarjakondensaattoreita [17] [33].

Paikallisesti pääasiallisia jännitteen ylläpitäjiä ovat voimalaitosten generaattorit. Jännitteensäätö on paikallista ja hyvä tuki sille ovat voimajärjestelmän laajuisesti hajautetut tahtigeneraattorit. Ne tuottavat halutun hyödykkeen, eli pätötehon, ja pyrkivät samalla pitämään jännitteen asetellulla tasolla. Niillä on statiikkansa mukainen stabiloiva vaikutus jännitteen äkillisissä muutoksissa.

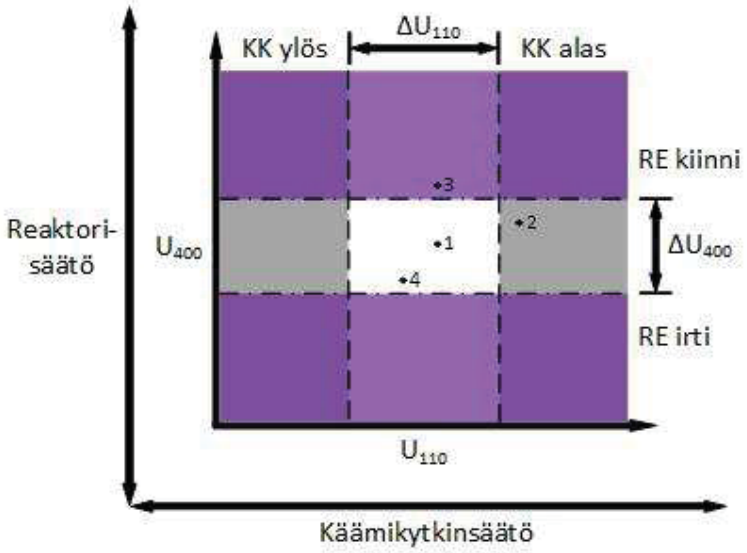
Yli 10 MW nimellistehoiset generaattorit tulee asettaa vakiojännitesäädölle Fingridin vaatimusten mukaisesti. [34]. Näin ne osallistuvat normaaleissa käyttötilanteissa sekä vikatilanteissa verkon jännitteen tukemiseen. Lisäksi kaikkien yli 10 MW generaattoreilta täytyy varata puolet loistehokapasiteetista loistehoreserviin. Generaattorimuuntajan kautta 400 kV siirtoverkkoon liittyneiden generaattoreiden loistehokapasiteetti on varattu täysin loistehoreserviksi. Voimalaitoksen sekä generaattorimuuntajan loistehon saa kuitenkin kompensoida kyseisellä generaattorilla. [34] Kantaverkkokeskus voi tilata tuotannossa olevilta voimalaitoksilta jännitetukea pyytämällä jännitteen ohjearvon muuttamista tai tiettyä loistehoa [35].

Sähköverkkoon liittyville nimellisteholtaan yli 0,5 MVA voimalaitoksille on lisäksi olemassa erilliset voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV). Niillä varmistetaan, että voimalaitos toimii esimerkiksi säätöominaisuuksiltaan voimajärjestelmän vaatimalla tavalla. [16]

Käämikytkimellä säädetään muuntajan muuntosuhdetta. Kantaverkon päämuuntajien käämikytkimiä ohjataan pääsääntöisesti alajännitepuolen jännitesignaalilla. Koska säätö on portaittainen, muutoksia kutsutaan askeleiksi. Tyypillinen päämuuntajan käämikytkin on jaettu 13 askeleeseen, jolloin perusasento on askel seitsemän. Mikäli käämikytkintä askelletaan alaspäin, muuntosuhde muuttuu niin, että yläjännitepuolen jännite kasvaa, ja alajännitepuolen jännite pienenee. Tämä tarkoittaa myös, että loistehoa virtaa alajännitepuolelta yläjännitepuolelle.

Kantaverkon 400/110 kV muuntajien tertiääriin kytkettyjä reaktoreita ohjataan 400 kV kiskon jännitteen mukaan. Suuri osa näistä 62 reaktorista kytkeytyy vuorokauden ajan mukaan vaih-

televan kuorman ja siirtotilanteen aiheuttamien jännitteen muutoksien mukaisesti. Joillain asemilla reaktorit pysyvät jatkuvasti kiinni. Reaktoreita on rakennettu niin, että niiden kuluttama loisteho kattaa laskennallisen 400 kV kantaverkon tuottaman varausloistehon.



Kuva 3. Käämikytkimien (KK) ja rinnakkaisreaktoreiden (RE) säätöperiaate.

Kuvassa 3 on esitetty kantaverkon päämuuntajien käämikytkinten sekä sähköasemalla olevien rinnakkaisreaktoreiden säätöperiaate. Käämikytkin on merkitty lyhenteellä KK ja reaktori RE. Reaktorisäätö kytkee reaktoria violetilla alueella, ja käämikytkinsäätö askeltaa käämikytkintä harmaalla alueella. Kuvaajan keskellä oleva valkoinen alue on säädön kuollut alue, jolla jännitteet saavat liikkua vapaasti. Sen tarkoituksena on estää niin sanottu pumppaus, jossa jonkin laitteen toiminnasta aiheutuu vastakkainen toiminto. Lisäksi säätöön on asetettu viive vähentämään turhien kytkentöjen määrää jännitteiden lyhytaikaisissa asetusarvojen ylityksissä. Reaktori- ja käämikytkinsäädön välillä ei ole muuta koordinaatiota kuin säätöjen aiheuttamat muutokset jännitteissä.

Kuvaan merkityillä pisteillä on annettu esimerkki säätöperiaatteen toiminnasta seuraavasti:

1. Ollaan perustilanteessa.
2. 110 kV jännite kasvaa, jolloin käämikytkin askeltaa alas, pienentäen 110 kV jännitettä ja kasvattaen 400 kV jännitettä.
3. 110 kV jännite on sallituissa rajoissa, mutta 400 kV jännite on kasvanut liian korkealle. Kytketään reaktori kiinni.
4. Ollaan jälleen hyväksytyllä alueella.

Jännitesäätäjien asetukset tehdään sähköasemakohtaisesti, sillä säätötoimenpiteiden vaikutus paikalliseen jännitteeseen sähköasemilla on erisuuruinen. Jänniterajoja muuttamalla pyritään säätämään kuolleen alueen kokoa niin, että pumppausta ei tapahdu. Jos tämä ei ole mahdollista esimerkiksi siirtotilanteesta johtuen, voidaan säätäjä kytkeä pois päältä ja käyttää laitteita käsisäädöllä.

Kantaverkon 25 kondensaattoria on asennettu 110 kV kiskoihin sähköasemilla. 400 kV siirtoverkkoon niitä ei ole asennettu, sillä siellä toimitaan lähes aina aliluonnollisella tehoalueella. Kondensaattoreita ohjataan monin eri tavoin. Sähköaseman siirtotilanteen mukaan käytetään muun muassa kellosäätöä, jännitesäätöä, käsisäätöä sekä loistehosäätöä, joka seuraa muuntajalle menevää loistehoa. Koska kaikki kondensaattorit eivät ole jännitesäädöllä, korkean jännitteen tilanteissa tulee kantaverkkokeskuksessa varmistaa, että kondensaattorit on kytketty irti ongelma-alueilla.

HVDC- sekä SVC-laitteiden loistehokapasiteettia hyödynnetään vasta, kun reaktori- tai kondensaattorikapasiteetti on alueellisesti täysin käytössä. Tällöin poiketaan jännitteensäädön normaalitilasta, sillä tämän loistehokapasiteetin hyödyntäminen voi rajoittaa laitteiden muuta käyttöä.

Suomen silmukoidussa kantaverkossa on jotain johtoja, joiden irti kytkeminen on mahdollista korkean jännitteen tilanteissa, koska tällöin myös siirtoverkon siirrot ovat tyypillisesti pieniä. Irtikytkentä vähentää tuotetun varausloistehon määrää ja toisaalta lisää kulutetun loistehon määrää, koska tehon siirto muilla johdoilla kasvaa. Jotta johtoja voidaan kytkeä irti, pätötehon siirto verkossa tulee olla riittävän pientä, jotta siirtoverkko kestää jonkin toisen komponentin vikaantumisen. Toisaalta siirtoverkon käytössä on jatkuvasti varauduttava myös siirtotilanteen muutokseen ja häiriötilanteisiin, jolloin siirtoyhteydet on saatava käyttöön tarvittaessa nopeasti. Tämän vuoksi siirtoyhteyksien irtikytkentää pyritään välttämään ja sitä käytetäänkin tyypillisesti viimeisenä keinona hallita jännitetason nousua kantaverkossa.

4. SÄHKOJÄRJESTELMÄN MUUTOSTEN VAIKUTUS LOISTEHOON

Tässä luvussa esitetään kantaverkossa siirrettävän loistehon määrän muutokseen johtaneita voimajärjestelmän muutoksia. Lisäksi esitetään Kantaverkkosopimus 2016, jolla pyritään rajoittamaan kantaverkkoasiakkaiden kantaverkkoon syöttämää ja sieltä ottamaa loistehoa.

4.1 Kulutuksen ja tuotannot muutokset

Aikaisemmin voimajärjestelmässä on ollut monen kokoisia tahtigeneraattoreita melko tasaisesti jakaantuneena. Viimeaikaiset muutokset tuotantorakenteessa ovat johtaneet siihen, että etäisyys tuotannon ja kulutuksen välillä on kasvanut. Tuonti muista Pohjoismaista on lisääntynyt ja lauhdetuotanto Etelä- ja Länsi-Suomessa on vähentynyt muun muassa uusiutuva tuotannon lisäännyttyä. Suurin osa tuulivoimatuotannosta sijaitsee P1-yhteyden pohjoispuolella kaukana kulutuksesta. Tämä vähentää paikallista jännitteensäätökapasiteettia, jolloin alueelliset loistehomuutokset näkyvät todennäköisemmin kantaverkossa.

Iso-Britannian kantaverkkoyhtiö National Grid piti vuonna 2013 eurooppalaisen kantaverkkoyhdistyksen ENTSO-E:n kokouksessa esityksen, jossa se kertoi Etelä-Britannian sähköverkkoa häirinneistä korkeajänniteongelmista [36]. Heidän arvionsa mukaan sähköjärjestelmän kuormat ovat muuttuneet vähemmän induktiivisiksi. Tätä tukee myös suomalaisen jakeluverkkoyhtiö Helenin haastattelussa esittelemät kulutuspisteiden mittaustiedot [10].

Tässä työssä arvioitiin mahdollisiksi kuorman luonteeseen vaikuttaviksi tekijöiksi seuraavia:

- Sähkömoottorikäytöt ovat yleensä tehokertoimeltaan induktiivisia. Tehoelektroniikan halventuessa oletettavasti yhä useampia moottoreita käytetään taajuusmuuttajan avulla. Tällöin systeemin tehokerroin sähköverkkoon päin muuttuu vähemmän induktiiviseksi.
- LED-valaistus on yleistyessään syrjäyttänyt muita valaisukeinoja. LED-lamppu itsessään on resistiivinen, mutta sen vaatima tehoelektroniikkalaitteisto voi tehdä kokonaisuudesta kapasitiivisen [37]. Euroopan Unionin vaatimukset LED-valaisimien tehokertoimelle ovat seuraavat [38]:
    - Ei vaatimusta, jos $P \leq 2$ W
    - 0,4, jos $2 \text{ W} < P \leq 5$ W
    - 0,5, jos $5 \text{ W} < P \leq 25$ W
    - 0,9, jos $P > 25$ W

  Erityisesti lukuisien pienitehoisten LED-valaisimien tuottaman loistehon määrä voi olla huomattava, mikäli valaisimien tehokerrointa ei korjata kompensoinnilla riittävästi. Erityisesti kotitalouksissa vaihdettaessa vanhoja induktiivisia loisputkia vastaaviin LED-valaisimiin, tulee loisputken kompensointikondensaattori irrottaa [39]. Eräässä

mittauksessa, jossa kondensaattoria ei irrotettu, oli valaisinsysteemin kuluttama pätöteho noin 40 W ja sen tuottama loisteho 200 var [37].

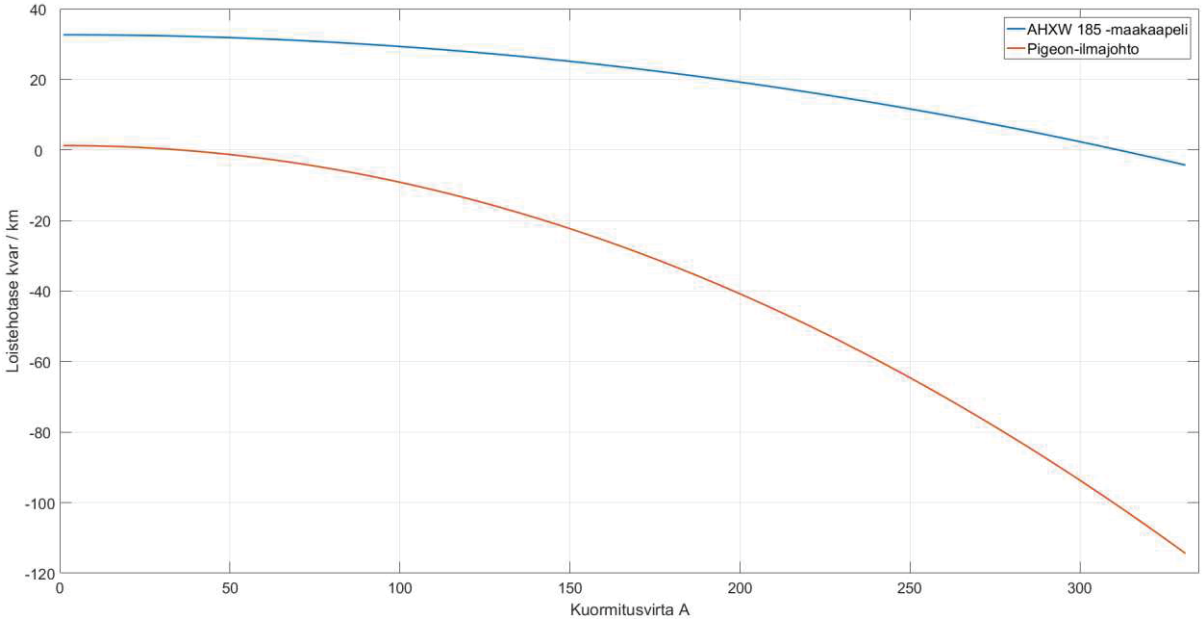
- Yleinen energiatehokkuus on parantunut, mikä voi johtaa kevyemmin kuormitettuihin johtoihin voimajärjestelmässä. Esimerkiksi vuosina 2008-2016 energiatehokkuussopimuksien johdosta tehtyjen energiansäästötoimien johdosta tehostettiin energiankäyttöä lähes 16 TWh verran [40]. Sähköenergian määrää ei ole eritelty, mutta voidaan olettaa, että myös se on vähentynyt. Suomen kokonaiskulutus voi kasvaa uusien kulutuskohteiden myötä, mutta olemassa olevissa kohteissa kulutus pienenee.

Kuorman tehokertoimen muutoksesta on saatavilla vähän tutkimustietoa. On vaikea tehdä tarkkaa arviota sen vaikutuksesta kantaverkossa näkyvään loistehon muutokseen. Tässä työssä oletetaan kuorman tehokertoimen muuttuvan vähemmän induktiiviseksi tulevaisuudessakin.

4.2 Sähköverkon rakenteelliset muutokset

2000-luvun alussa myrskyt aiheuttivat sähkön toimituskeskeytyksiä laajoilla alueilla Suomessa. Niiden vaikutuksesta säädettiin sähkömarkkinalakiin vakiokorvaukset jakeluverkkoyhtiöltä asiakkaalle ennakoitavista sääilmiöistä johtuvista sähkökatkoista. Näitä maksuja korotettiin toimitusvarmuustavoitteiden myötä 2010-luvun alun myrskyjen jälkeen. [2] [41] Tämä on toiminut taloudellisena kannustimena jakeluverkkoyhtiöden sähköverkkojen säävarmuuden investoimiseen. 2010-luvun jälkeen moni yhtiö on valinnut kannattavimpana menetelmänä ilmajohtojen muuttamisen ja uusien investointien toteuttamisen maakaapeleilla. [7] [42]

Maakaapeli tuottaa huomattavasti enemmän loistehoa kuin vastaava ilmajohto. Kuvassa 4 on esitetty tyypillisen 20 kV maakaapelin ja ilmajohdon loistehotase suhteessa kuormitusvirtaan. Maakaapelin loistehotase on positiivinen lähes maksimikuormitusvirtaan saakka, kun taas ilmajohto alkaa kuluttaa loistehoa jo pienellä kuormitusvirralla. Kaapelin ja ilmajohdon maksimikuormitusvirrat ovat lähes samat.



Kuva 4. Tyypillisen 20 kV maakaapelin ja ilmajohdon loistehotase suhteessa kuormitusvirtaan [9] [43].

Kaikkien Suomen jakeluverkkoyhtiöiden keskimääräinen kaapelointiaste 1-70 kV sähköverkoissa on kasvanut vuosina 2011-2015 noin prosenttiyksikön vuodessa 25,2 %:sta 30,3 %:iin [3]. Jos maakaapeleiden varausloistehoa ei kompensoida riittävästi alajännitepuolella, se siirtyy muuntajien läpi kantaverkkoon.

Loistehon kompensoinnin puuttumiseen jakeluverkoissa voi olla useita syitä:

- Ennen loistehomaksuja yhtiöillä ei ole ollut taloudellista kannustinta loistehon kompensoimiseksi.
- Kaapelointi voi tapahtua lähdöittäin, jolloin halutaan nähdä kaikkien sähköaseman lähtöjen kaapeloinnin kokonaisvaikutus ennen kompensoinnin toteuttamista.
- Loistehon kompensointi tässä mittakaavassa on monille jakeluverkkoyhtiöille uutta. Sopivan hankinta- ja rakennusprosessin kehittäminen voi viedä aikaa.

Monissa jakeluverkkoyhtiöissä kaapelointiprojektit ovat olleet käynnissä jo vuosia, mutta kompensointisuunnitelmia on saatu valmiiksi vasta äskettäin [4] [5] [7] [9]. Tämän vuoksi on todennäköistä, että kaapeloinnin aiheuttama loistehon kasvu jatkuu vielä useita vuosia.

Fingrid on laajentanut 400 kV kantaverkkoa viime vuosina ja sitä tullaan rakentamaan tulevaisuudessakin. Sen tuottaman varausloistehon kompensoimiseksi kuitenkin investoidaan reaktoreihin jo ennen varaavien johtojen kytkemistä. Vaikka loistehon tuotanto lisääntyy ja siirtoverkon loistehotase kasvaa, loistehon hallinta ei tämän vuoksi vaikeudu yksistään laajenevan kantaverkon vuoksi.

4.3 Kantaverkkosopimus 2016

Fingridin ja kantaverkkoasiakkaiden välille on sovittu Kantaverkkosopimus 2016. Sen keskeisimpiin muutoksiin edelliseen sopimukseen verrattuna kuuluivat loissähkö- sekä loistehoreserviasiat. Energiavirasto on vahvistanut sopimuksen. [11]

Kantaverkkoasiakkaan liittymispisteisiin määritetään loissähköikkunat [44]. Asiakkaita laskutetaan nämä rajat ylittävästä loistehon syöttämisestä ja kuluttamisesta 1.1.2017 alkaen seuraavasti [12]:

- Vuonna 2017 loistehorajojen ylittävästä tehosta peritään kolmannes loistehon yksikköhinnasta (333 €/Mvar), loisenergia 5 €/Mvarh
- Vuonna 2018 loistehorajojen ylittävästä tehosta peritään kaksi kolmannesta loistehon yksikköhinnasta (666 €/Mvar), loisenergia 5 €/Mvarh
- Vuonna 2019 ja siitä eteenpäin loissähkön siirrosta peritään 1000 €/Mvar, loisenergia 5 €/Mvarh

Lisäksi kuukauden 50 suurinta ylitystä ei laskuteta, jotta asiakkaan ei tarvitse mitoittaa kompensointia harvinaisien tilanteiden mukaan.

Loissähkömaksujen tavoitteena on ohjata loistehon kompensointia lähemmäs loistehon lähdettä. Tämän vaikutuksen nopeutta on kuitenkin vaikea arvioida. Tässä työssä on oletettu, että kompensointitoimenpiteet eivät ehdi vaikuttaa loistehon syötön lisääntymiseen lähivuosina, koska tariffimuutosten käytännön vaikutuksista ei ole vielä riittävästi käytännön kokemusta.

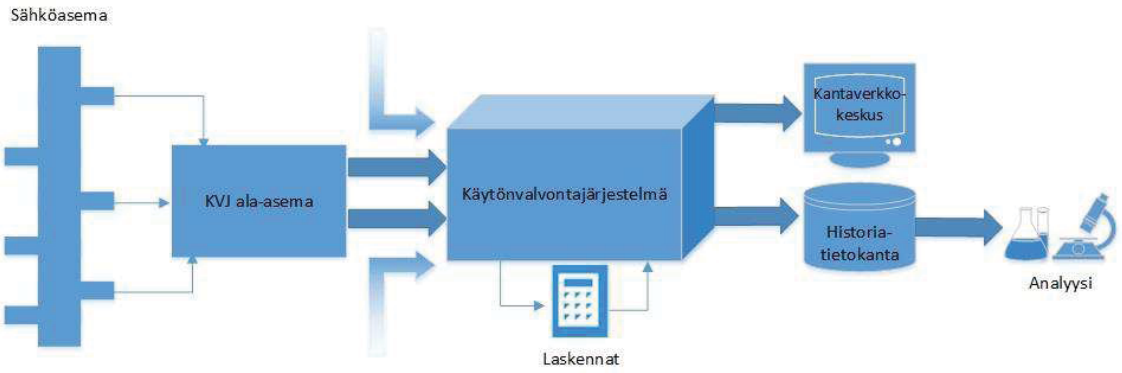
5. KANTAVERKON LOISTEHOTILANTEEN ANALYSOINTI

Tässä luvussa analysoidaan kantaverkon loistehotilannetta käytönvalvontajärjestelmän mittaustietojen perusteella. Näiden analyysien perusteella tehdään hypoteeseja tulevista loistehotilanteista.

5.1 Mittausaineisto

Suomen kantaverkon mittaukset voidaan jakaa useaan eri kategoriaan, esimerkiksi: käytönvalvontajärjestelmän (KVJ) mittaukset, laskutustietojärjestelmän (LTJ) mittaukset ja PMU-mittaukset (Phasor Measurement Unit). Tässä työssä on hyödynnetty KVJ-mittauksia, sillä niitä tallennetaan kattavasti historiatietokantaan. PMU-mittausten tarkkuus on parempi, mutta toistaiseksi niitä ei ole Fingridin siirtoverkossa tarpeeksi tämän työn analyysien tekemiseen.

Fingridin sähköasemien jännitteiset osat, kytkentätilanne sekä tehonjakotilanne ovat nähtävissä käytönvalvontajärjestelmässä. Sähköasemilta mitataan kiskojännitteet, johtojännitteet, lähtöjen virrat sekä pätö- ja loistehot. Mittaukset tuodaan keskitetysti talteen tietokantaan. Tässä työssä on hyödynnetty erityisesti pätö- ja loistehomittauksia, sillä ongelmia ei usein voi nähdä jännitemittauksesta. Jännitteensäätön ansiosta jännite nousee asetettujen rajojen yli vasta loistehon kompensointikapasiteetin ja kantaverkko-operaattoreiden toimenpiteiden loppuessa.



Kuva 5. Fingridin käytönvalvontajärjestelmän tiedonkulun periaatekaavio.

Kuvassa 5 on esitetty Fingridin käytönvalvontajärjestelmän mittaustiedon kulkeminen historiatietokantaan. Sähköasemalla sijaitsevien mittalaitteiden mittaustiedot kerätään KVJ ala-asemalle, josta ne lähetetään kootusti käytönvalvontajärjestelmään. Käytönvalvontajärjestelmästä tietoa lähetetään kantaverkkokeskukseen, sekä tallennetaan historiatietokantaan, josta sitä voidaan myöhemmin analysoida. Mittauksille voidaan tehdä laskentaa jo käytönvalvontajärjestelmässä.

Sähköasemilla tehtävien töiden yhteydessä uusien mittauksien lisäämisessä tietokantaan on vaihtelevuutta. Mittaustieto kulkee kytkennän jälkeen sähköasemalta käytönvalvontajärjestelmään, mutta mittaustiedon tallentaminen historiatietokantaan on aloitettava manuaalisesti. Näin ollen historiatietokannassa saattaa olla aukkoja erityisesti, kun uusia voimajohtoja tai sähköasemia on rakennettu, tai siirtoverkon rakenne on muuten muuttunut.

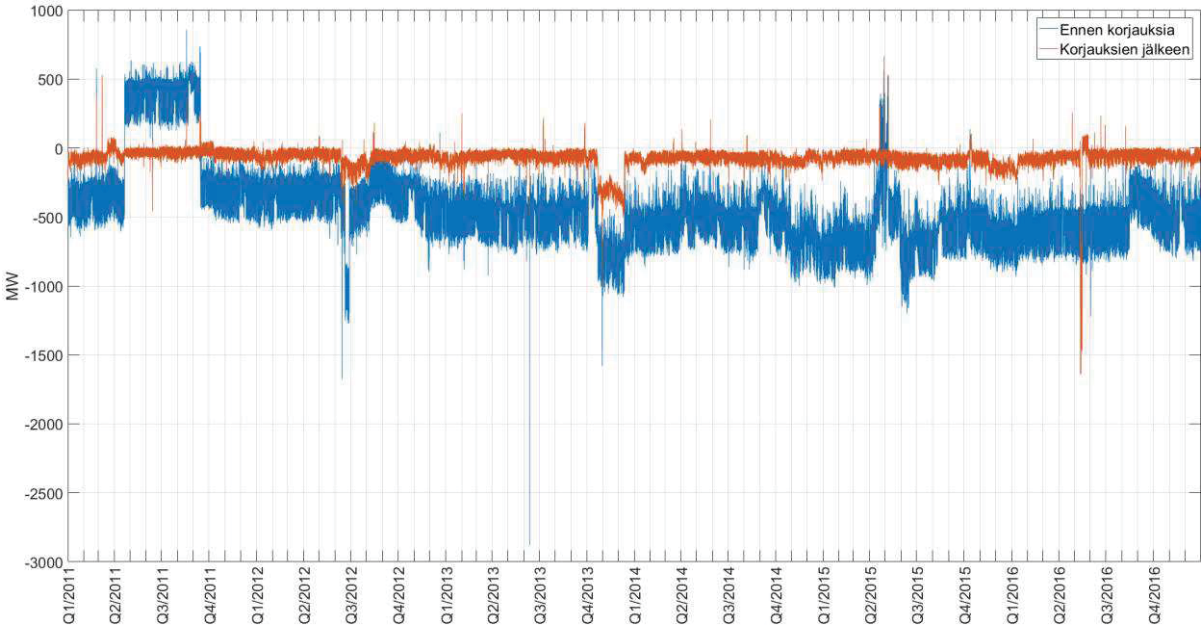
Tietokannasta voidaan hakea aikakeskiarvoistettuja arvoja. Tässä työssä on käytetty tätä toimintoa viiden minuutin mittaisilla keskiarvoilla. Keskiarvo on jokaiselle viiden minuutin jaksolle erikseen. Työn analyyseissä esiintyvissä liukuvissa keskiarvoissa keskiarvoistus on tehty näistä viiden minuutin näytteistä. Koska tarkastelu on pitkäaikaista ja tilastollista sekä häiriöilmiöt on jätetty tarkastelun ulkopuolelle, viisi minuuttia on riittävän lyhyt aika muutosten huomioimiseen, mutta kuuden vuoden pituinen mittausaineisto ei ole liian raskas analysoitavaksi.

Mittausaineiston analysointi tehtiin vuosille 2011-2016. Tässä kuuden vuoden jaksossa kantaverkko on pysynyt riittävän yhdenmuotoisena yhtenäisen analyysin suorittamiseksi. Se on myös riittävä aika sähköjärjestelmän muutoksien aiheuttamien ilmiöiden erottamiseen.

5.2 Mittausaineiston validointi

Keskiarvoistetulle mittausaineistolle tehdyn validoinnin perusteella Fingridin käytönvalvontajärjestelmän historiadatan käyttäminen kantaverkon käyttäytymisen analysointiin on mahdollista. Validointi ja korjausten tekeminen oli työlästä, eikä kaikkia virheitä ollut mahdollista korjata. Paikoittaisista poikkeamista huolimatta mittaustieto on pitkällä aikavälillä analysoitavissa. Tässä alaluvussa puhutaan esimerkin vuoksi pätötehomittauksista ja niiden validoinnista, mutta validointiprosessi tehtiin kaikelle datalle, jota tutkimuksessa käytettiin.

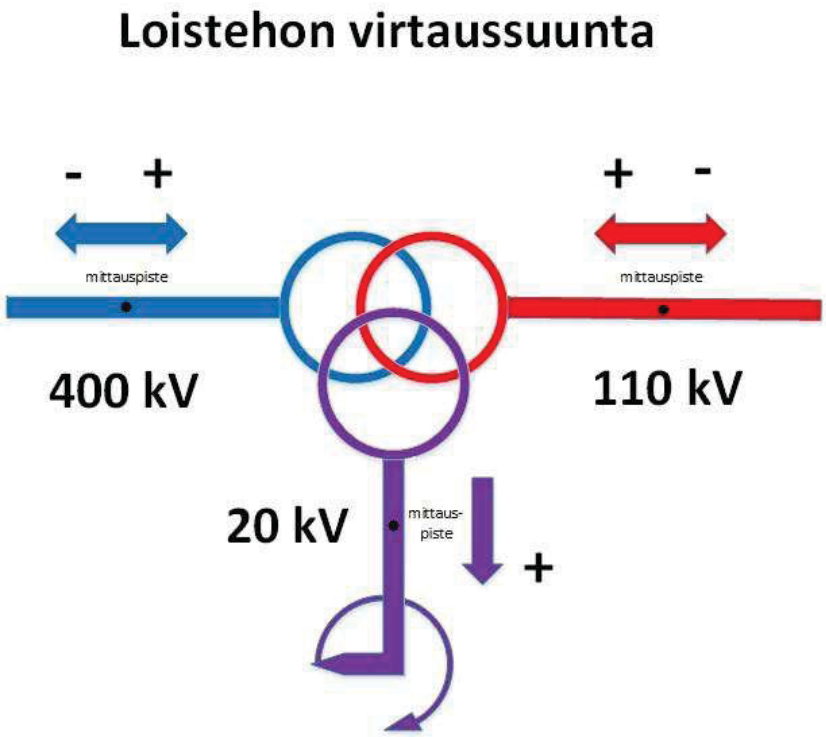
Kuvassa 6 on esitetty sinisellä 400 kV kantaverkon pätötehotase ennen mittaustietoon tehtyjä korjauksia. Tätä kuvaajaa käytettiin ainoastaan mittaustiedon validointiin, sillä pätötehon mittauksen laatu on kiinteästi kytköksissä loistehon mittauksen laatuun ja pätötehon todellisen suuruuden kokoluokka oli tiedossa. Pätötehotaseesta pitäisi käydä ilmi siirtoverkon virtalämpö- ja koronahäviöt, joiden suuruus on yhteensä n. 60-350 MW [45]. Kuten voidaan huomata, historiatietokannan tiedoissa häviöiden suuruus on suurimman osan ajasta moninkertainen todelliseen nähden. Kaikki positiiviset lukemat ovat luonnollisesti mahdottomia, sillä siirtoverkko ei voi tuottaa pätötehoa.



Kuva 6. 400 kV siirtoverkon pätötehotase ennen mittausdatan korjaamista sekä sen jälkeen.

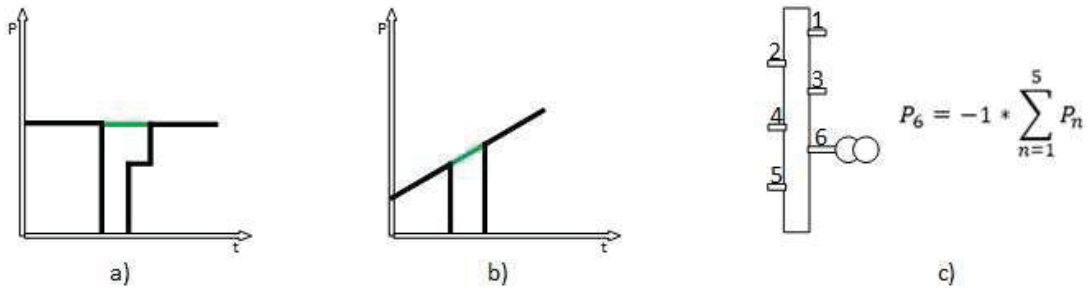
400 kV siirtoverkon pätö- ja loistehotaseissa oli molemmissa 83 mittauspistettä, ja aikasarjan koko viiden minuutin keskiarvoilla on 631 284 näytettä. Näin ollen pätötehonäytteitä oli 52 396 572 kappaletta. Aikasarjoja tutkittiin yksitellen, ja korjauksia tehtiin noin 1,84 % näytteistä. Virheellisten näytteiden määrä ei ole suuri, mutta tässä summalaskelmassa niiden aiheuttama virhe on huomattava. Lopullisesta aineistosta löydettiin kolme ajanjaksoa, joissa ainakin yksi mittaus oli mahdotonta korvata. Niiden aiheuttamat poikkeamat kattavat yhteensä 2,6 % mittausaineiston pituudesta.

Käytönvalvontajärjestelmän historiatietoa voidaan käyttää analyysien tekemiseen, mutta sen laatu täytyy varmistaa tapauskohtaisesti. Historiatietokantaa hyödynnettäessä tulee myös varmistaa kunkin mittauksen suunta. Mikäli KVJ-mittaustietoa halutaan tulevaisuudessa käyttää laajamittaisemmin tutkimuksen tekemiseen, tulee sen tallentamisprosessia kehittää.



Kuva 7. 400/110 kV muuntajan tehomittausten merkkisäännöt.

Kuvassa 7 on esitetty tässä työssä pääosin hyödynnettyjen 400 kV muuntajaa ympäröivien tehomittausten merkkisäännöt. Plus- ja miinusmerkit kuvaavat kunkin jännitetason tehomittauksen merkkiä. Sähköaseman kiskot sijaitsevat kuvan ulkopuolella 400 ja 110 kV jännitetasoja kuvaavien viivojen päissä.



Kuva 8. Historiatiedon virheiden korjausmenetelmiä: a) ja b) interpolointi sekä c) sähköaseman kiskon tehomittauksien summaus.

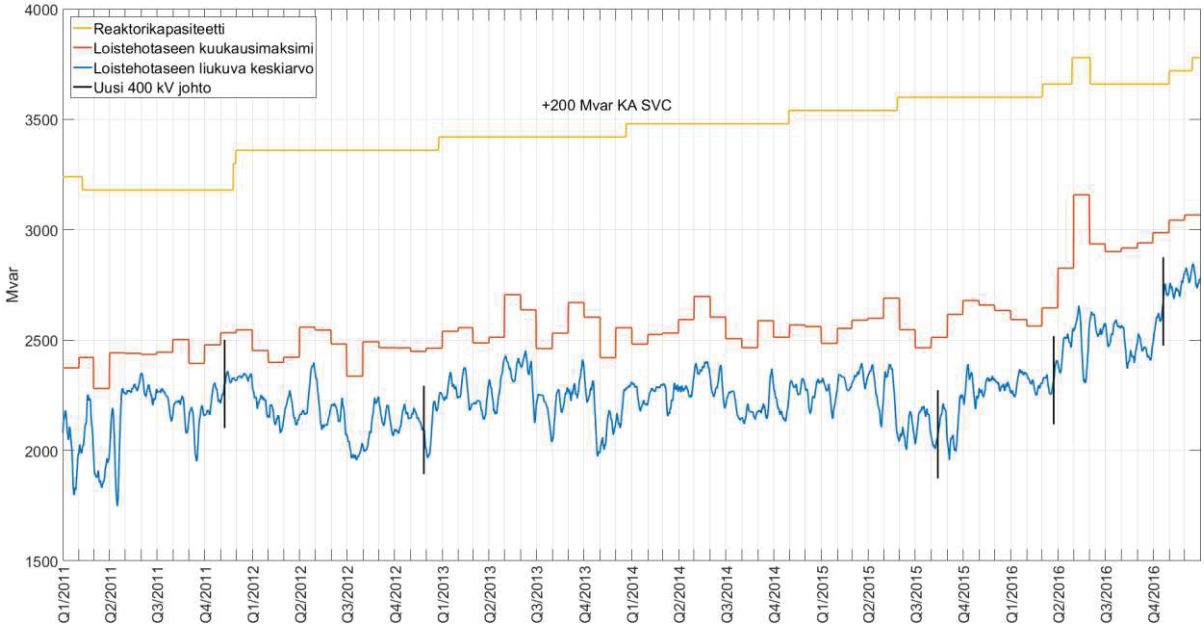
Kuvassa 8 on esitetty työssä käytettyjä historiatiedon virheiden korjausmenetelmiä. Menetelmissä a) ja b) virheelliset näytteet lineaariapproksimoidaan niitä ympäröiviä oikeiksi oletettuja näytteitä hyväksikäyttäen. Tapaa c) voidaan käyttää esimerkiksi silloin, kun sähköaseman muuntajan tehomittaus on virheellinen. Tällöin lähes oikea tulos voidaan saada summaamalla sähköaseman kiskon muiden lähtöjen tehomittaukset ja vaihtaa siitä saadun tuloksen etumerkki Kirchhoffin virtalain mukaisesti. Tässä menetelmässä epätarkkuutta aiheuttavat useamman

mittauksen virhemarginaalien summa, sekä sähköaseman kiskossa tulleet pätö- ja loistehohäviöt. Vaikka korjaavat menetelmät eivät tuota täysin oikeaa tulosta, on niillä kuitenkin parannettu tiedon laatua. Esimerkiksi muuntajan puuttuvan pätötehomittauksen vaikutus voi olla moninkertainen verrattuna korjausmenetelmien epätarkkuuden aiheuttamaan virheeseen. Saavutettu tarkkuus mittausaineistolle on riittävä tässä työssä tehtävään pitkällä aikavälillä tapahtuvien muutoksien tarkasteluun. Mikäli analysoitaisiin yksittäisiä käyttötilanteita, tulisi mittausaineiston olla paremman laatuista.

5.3 Loistehotilanteen muuttuminen vuosina 2011-2016

5.3.1 400 kV kantaverkon siirtotilanne ja loistehotase

Suomen kantaverkkoon rakennetaan rinnakkaisreaktoreita kattamaan 400 kV johtojen tuottama varausloisteho. Kuvassa 9 on verrattu loistehotasetta reaktorikapasiteettiin. Sinisellä on esitetty viikon liukuva keskiarvo 400 kV siirtoverkon loistehotaseesta ja oranssilla sen kuukausittainen maksimi. Loistehotase on laskettu summaamalla loistehomittaus kaikilta 400 kV siirtoverkon rajapisteiltä, joita ovat rajayhteydet, asiakasliitynnät sekä tehomuuntajat. Uudet käyttöönotetut 400 kV johdot on merkitty mustilla pystyviivoilla. Keltaisella on merkitty arvioitu reaktorikapasiteetti 400 kV muuntoasemilla. Sen lisäksi voidaan käyttää Kangasalan sähköaseman SVC:tä, jolla on 200 Mvar induktiivista kompensointikapasiteettia.



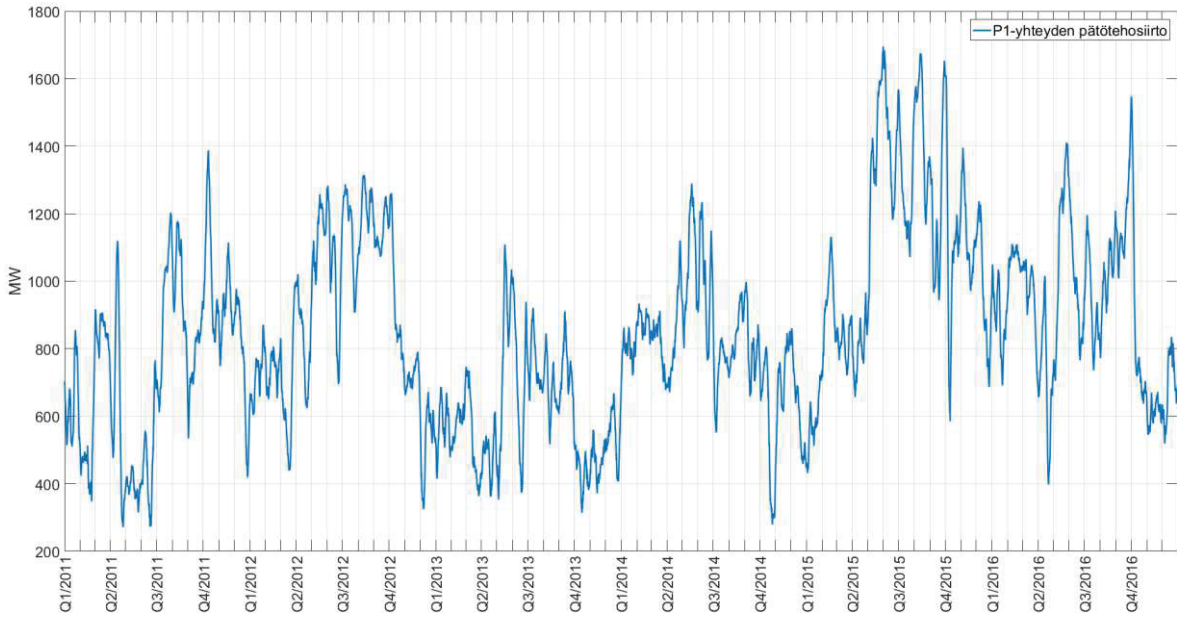
Kuva 9. 400 kV kantaverkon loistehotase ja sen kompensoimiseksi rakennettu reaktorikapasiteetti.

Kuvassa näkyvään vuoden 2015 lopusta tutkimusjakson loppuun jatkuvan loistehotaseen kasvuun voidaan esittää ainakin kaksi syytä. Kantaverkon loistehotase riippuu siirtotilanteesta, johon vaikuttavat kantaverkon rakenne sekä siirrettävän tehon määrä. Vuonna 2016 valmistunut rannikkolinja lisäsi uuden rinnakkaisen yhteyden P1-leikkaukselle. Tällöin varausloistehoa

tuottavien voimajohtojen määrä kasvoi, sekä siirrettävä teho jakaantui useammalle johdolle, jolloin ne käyvät aliluonnollisemmalla teholla.

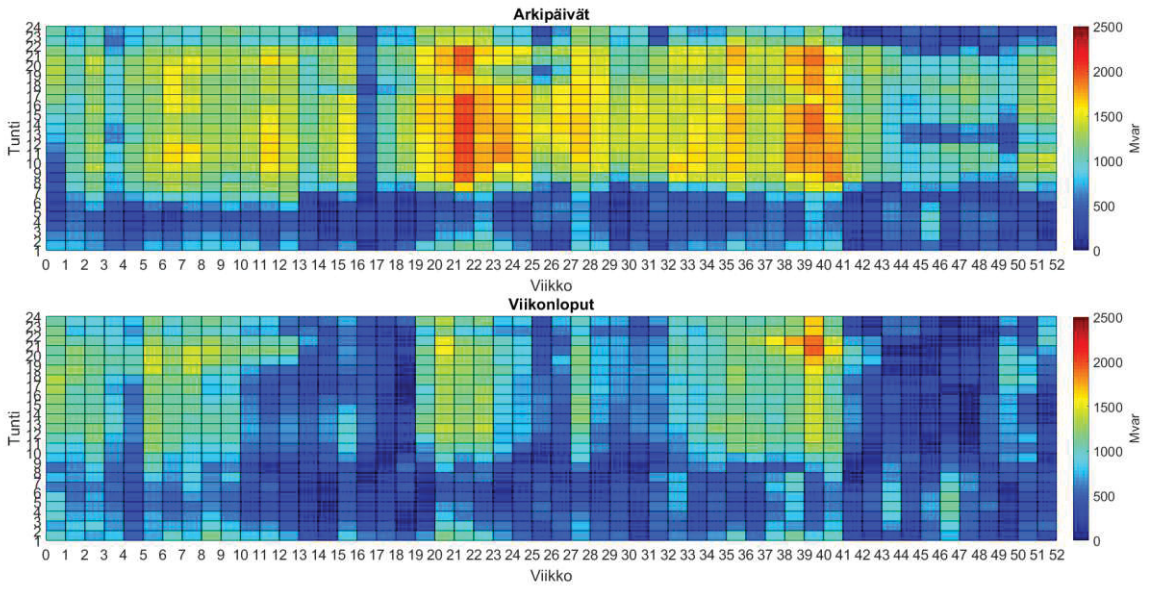
Loistehotasetta tutkittiin myös jakamalla 400 kV siirtoverkko yhteensä kuuteen pienempään osaan. Alueellisia poikkeuksia loistehotaseessa tai reaktorikapasiteetin riittävyydessä ei huomattu, mikä vahvistaa perusteita nykyisille suunnitteluperiaatteille.

Koko kantaverkossa siirrettävää tehoa on vaikea arvioida, mutta yhtenä mittarina voidaan käyttää P1-yhteyden pätötehonsiirtoa, joka on esitetty kuvassa 10 seitsemän vuorokauden liukuvana keskiarvona. Mittauksessa positiivinen luku tarkoittaa siirtoa etelään ja negatiivinen merkitsee siirtoa pohjoisen suuntaan. Tässä analyysissä on käytetty mittauksen itsearvoa, sillä loistehotasetta tutkittaessa vain siirron suuruus merkitsee. P1-siirto keskimäärin pienenee vuoden 2015 puolesta välistä vuoden 2016 loppua kohti, mikä voi johtua esimerkiksi Venäjältä tuodusta sähköstä. Tämä voi osaltaan vaikuttaa kantaverkon loistehotaseen kasvuun samalla aikavälillä, koska P1-yhteyden pitkät johdot ovat kevyemmin kuormitettuja.



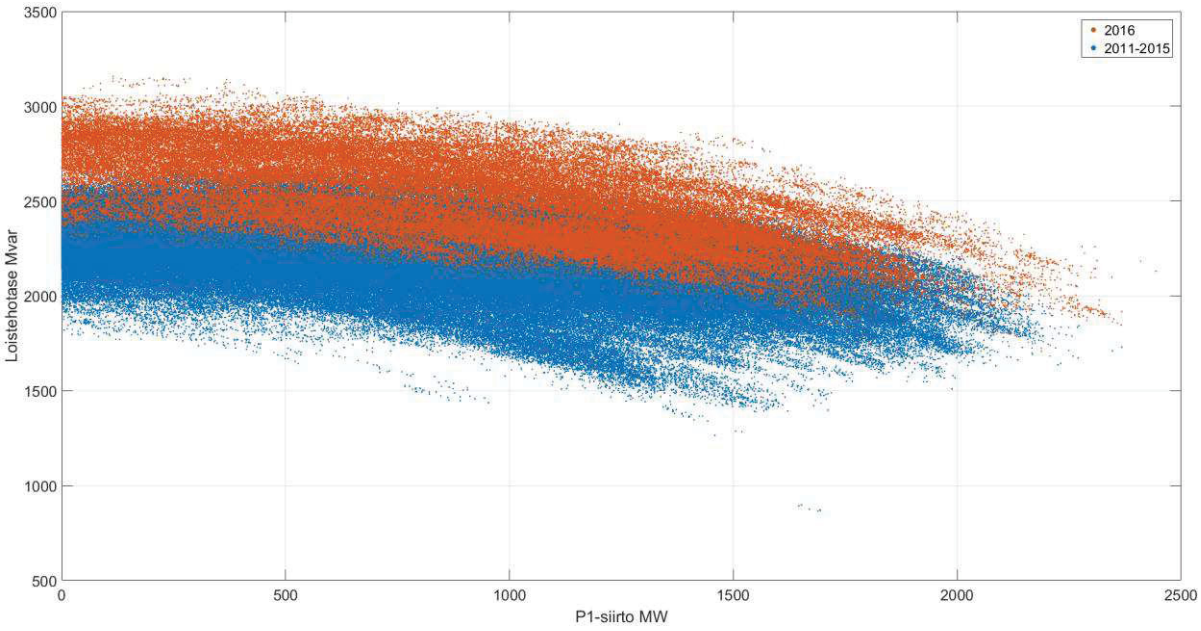
Kuva 10. P1-yhteyden pätötehosiirto.

Kuvassa 11 on esitetty esimerkin vuoksi P1-yhteyden pätötehonsiirto vuodelta 2016. Ylemmässä taulussa on arkipäivien, ja alemmassa viikonloppujen tiedot. Vuoden viikot ovat vaaka-akselilla ja kunkin viikon vuorokausien tuntien keskiarvot pystyakselilla. Väri kertoo tunnin keskimääräisen pätötehonsiirron. Tummansininen väri tarkoittaa pientä siirtoa ja punainen väri suurta siirtoa. Kuten voidaan nähdä, siirto on usein pienimmillään öisin. Lisäksi kuvasta nähdään siirtotilanteen keventyminen loppuvuonna.

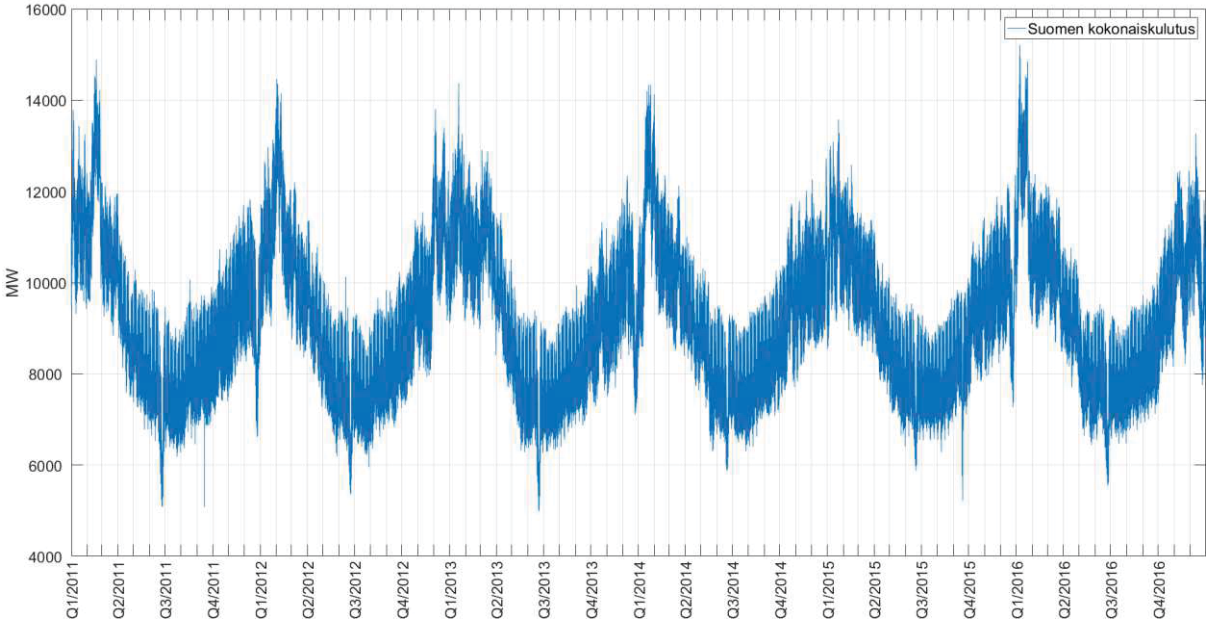


Kuva 11. P1-yhteyden pätötehosiirto vuonna 2016.

Kuvassa 12 on esitetty 400 kV siirtoverkon loistehotase pystyaskelilla ja P1-siirto vaaka-akselilla. Vuoden 2016 loistehotase on esitetty oranssilla värillä erillään muista vuosista, sillä silloin P1-yhteyden poikkeukselliset kytkentätilanteet aiheuttivat poikkeuksellisia loistehotaseita. Loistehotase on suurimmillaan, kun P1-siirto on pienimmillään.

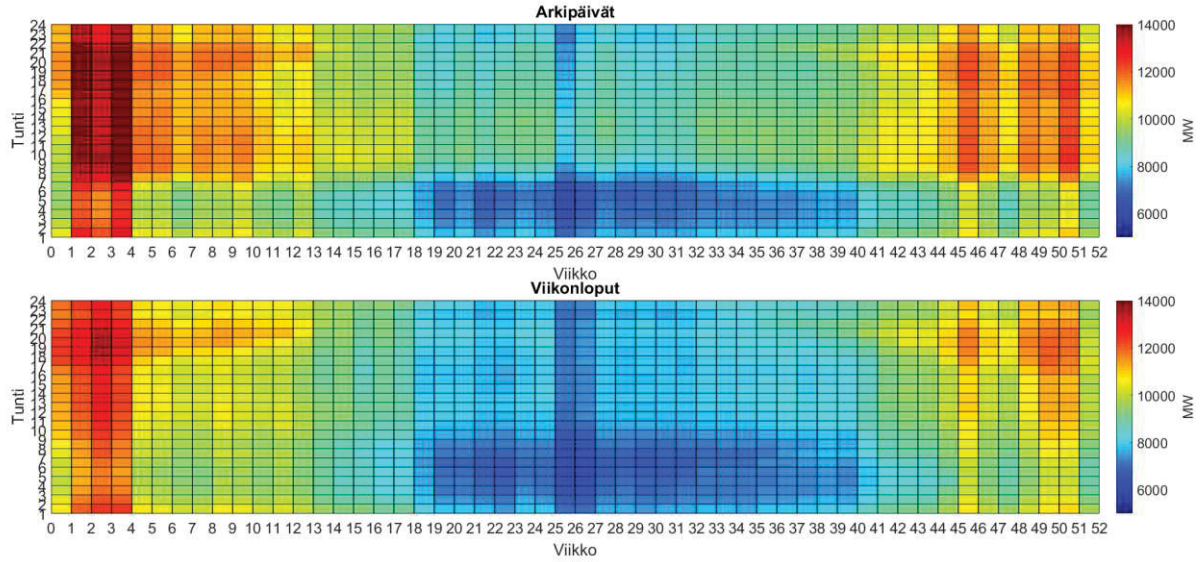


Kuva 12. 400 kV siirtoverkon loistehotaseen riippuvuus P1-siirron suuruudesta.



Kuva 13. Suomen kokonaiskuorma vuosina 2011-2016.

Kuvassa 13 on esitetty Suomen kokonaiskuorma vuosina 2011-2016. Talvisin pakkasilla kuorma voi olla yli 14 000 MW, kun taas juhannuksen aikaan se voi olla vain 5 000 MW. Suomen kaikkien aikojen sähkön kulutusennätys 15 105 MWh/h saavutettiin tammikuussa 2016. Tyypillisenä kesäyönä kuorma on noin 7 000 MW.

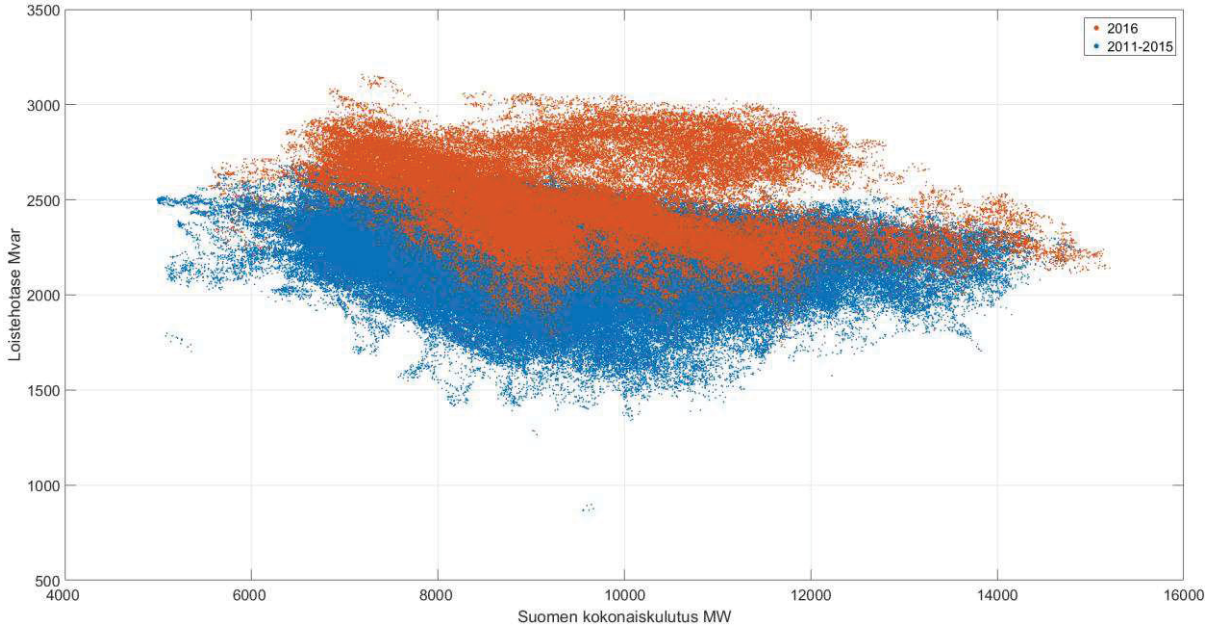


Kuva 14. Suomen kokonaiskuorma vuonna 2016.

Kuvassa 14 on esimerkin vuoksi esitetty Suomen kokonaiskuorma vuonna 2016. Kesäöisin kuorma laskee säännöllisesti lähelle 7 000 MW. Kuvasta voidaan nähdä kaarimainen kuorman kasvaminen iltaisin niin, että talvella se tapahtuu aikaisemmin ja kesällä myöhemmin. Tämä voi johtua mahdollisesti valaistuskuormasta, sillä kesällä valaistusta tarvitaan myöhemmin kuin pimeämpinä aikoina.

Arkiaamuisin noin kello 7 kuorma kasvaa yleensä noin 2 000 MW. Tämä aiheuttaa siirto- ja loistehotilanteen muutoksen, joka on nähtävissä myöhemmin esitettävissä kuvaajissa.

Kuvassa 15 on esitetty 400 kV siirtoverkon loistehotaseen riippuvuus Suomen kokonaiskulutuksesta. Vuoden 2016 loistehotase on jälleen merkitty erikseen oranssilla. Loistehotase pienenee yleensä kuorman kasvaessa noin 9 000 MW asti, jonka jälkeen se pysyy vakiona tai jopa kasvaa hieman. Tämä johtuu todennäköisesti siitä, että kuorma on suurta yleensä kylmillä lämpötiloilla, jolloin myös CHP-laitoksia on tuotannossa eniten. Ne sijaitsevat yleensä lähellä kulutusta ja vähentävät tarvetta siirtää pätötehoa kantaverkossa. Loistehotase on kuitenkin suurin kevyen kuorman aikaan.

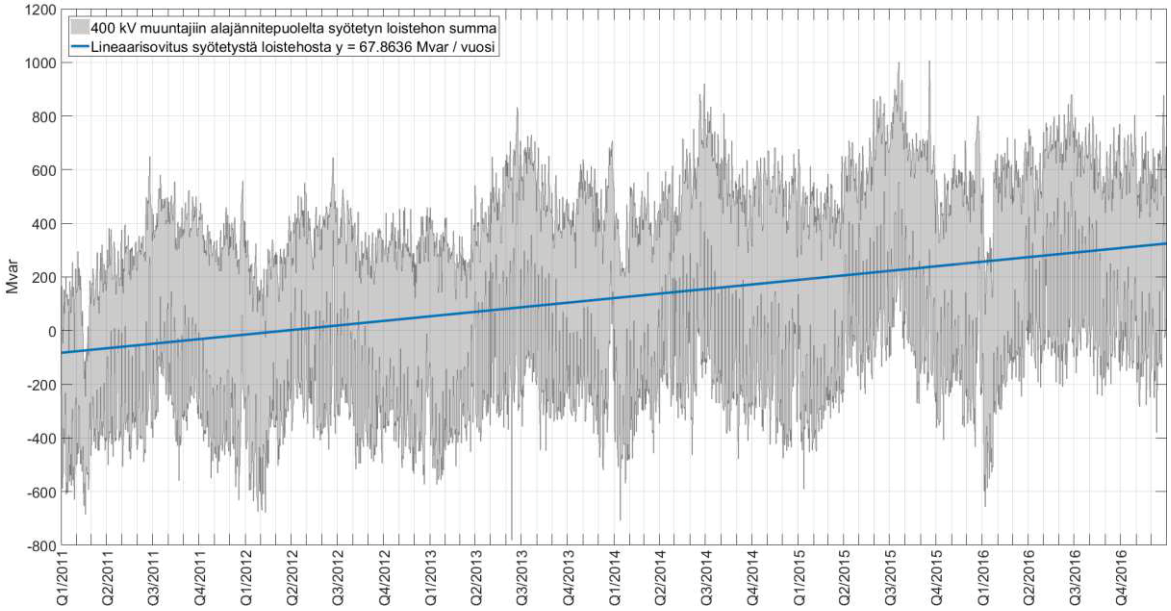


Kuva 15. 400 kV siirtoverkon loistehotaseen riippuvuus Suomen kokonaiskulutuksesta.

Tämän alaluvun perusteella voidaan todeta, että 400 kV johtojen varausloistehon kompensoinnin määrä on riittävä ja suunnittelun perustana käytetyt oletukset ovat oikeat, kun tarkastellaan ainoastaan 400 kV siirtoverkon varausloistehoa. Reaktorikapasiteetin ja 400 kV siirtoverkon tuottaman kuukausittaisen loistehomaksimin erotus on pysynyt lähes ennallaan.

5.3.2 400 kV kantaverkkoon syötetty loisteho

Kantaverkon 400 kV muuntajiin alajännitepuolelta syötettävää loistehoa ei ole erikseen tutkittu kantaverkon suunnittelun tai käytön näkökulmasta. Tässä työssä on tutkittu sen vaikutusta loistehotilanteen muutoksessa.

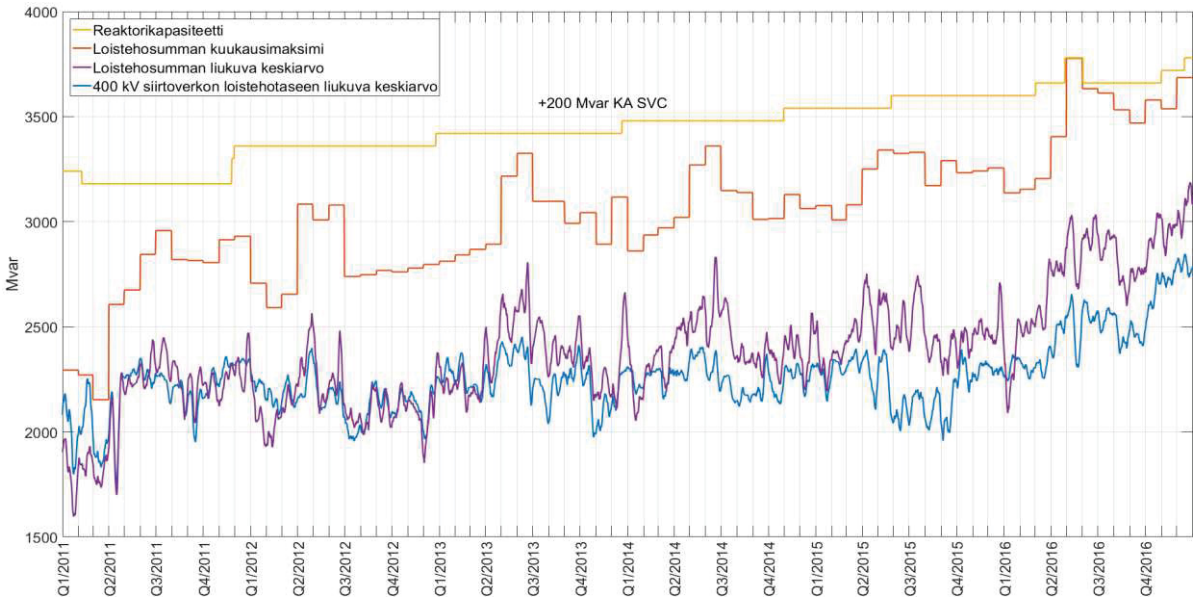


Kuva 16. 400 kV muuntojen alajännitepuolen syöttämän loistehon summa.

Kuvassa 16 on esitetty 400 kV muuntajiin alajännitepuolelta syötetyn loistehon summa verhokäyränä, joka rajautuu vuorokauden korkeimpaan ja matalimpaan arvoon. Sinisellä on merkitty kaikkien arvojen lineaarisovitus. Positiivinen arvo tarkoittaa, että alajännitepuoli syöttää loistehoa 400 kV muuntajaan, ja negatiivinen arvo tarkoittaa, että loistehoa siirretään muuntajalta alajännitepuolelle.

Alajännitepuolelta 400 kV muuntajiin syötetty loisteho on kasvanut tutkimusajanjaksona keskimäärin noin 68 Mvar vuodessa, mikä vastaa vähän yli yhden kantaverkon reaktorin nimellistä loistehoa. Eniten loistehoa syötetään kesäisin. Huomattavaa on suurimpien syöttöarvojen koko, sillä sähköverkko tulee mitoittaa niin, että vaikeimmastakin käyttötilanteesta selvitään. Suurimmat syöttöarvot ovat kasvaneet noin 600 Mvar:sta noin 1000 Mvar:iin.Vuonna 2016 loistehon syötön kasvu ei jatkunut edellisien vuosien suuruisena, eikä suurimpia syöttöhuippuja ollut. Syöttö oli kuitenkin loppuvuodesta suurempaa kuin aiempina vuosina samaan aikaan.

Loistehon siirto 400 kV verkosta alajännitepuolelle on vähentynyt tasaisesti. Sen maksimiarvot ovat kuitenkin pysyneet noin 600 Mvar:ssa. Suomen sähkönkulutushuippu tammikuussa 2016 näkyy myös tässä kuvaajassa. Silloin 400 kV muuntajilta syötettiin 600 Mvar loistehoa alajännitepuolelle, jossa johdot olivat yliluonnollisella teholla.

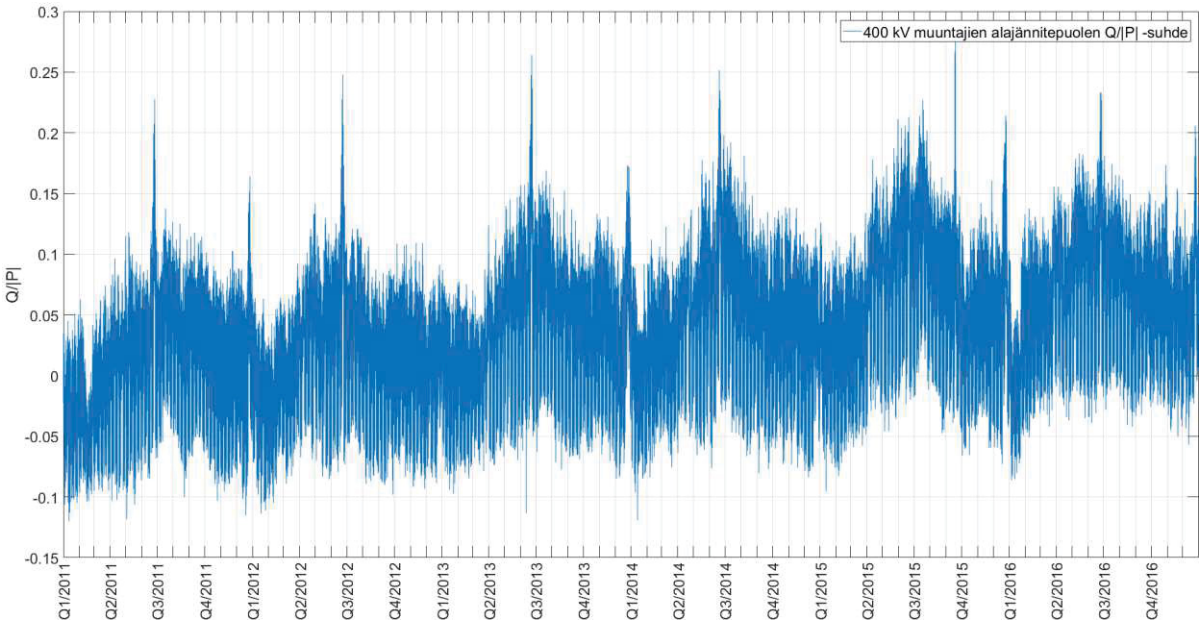


Kuva 17. Kuukausimaksimi kantaverkon reaktoreilla kompensoitavasta loistehosummasta, joka koostuu 400 kV siirtoverkon loistehotaseesta sekä 400 kV muuntajiin alajännitepuolelta syötetystä loistehosta.

Kuvassa 17 on esitetty sinisellä 400 kV siirtoverkon loistehotase, violetilla 400 kV siirtoverkon loistehotaseesta sekä 400 kV muuntajiin alajännitepuolella syötetystä loistehosta koostuva loistehosumma. Tämän summan suurin kuukausittainen arvo on esitetty oranssilla. Loistehosumma on alkanut erkaantua 400 kV siirtoverkon loistehotaseesta kuvassa 16 esitetyn loistehon syötön lisääntymisen myötä.

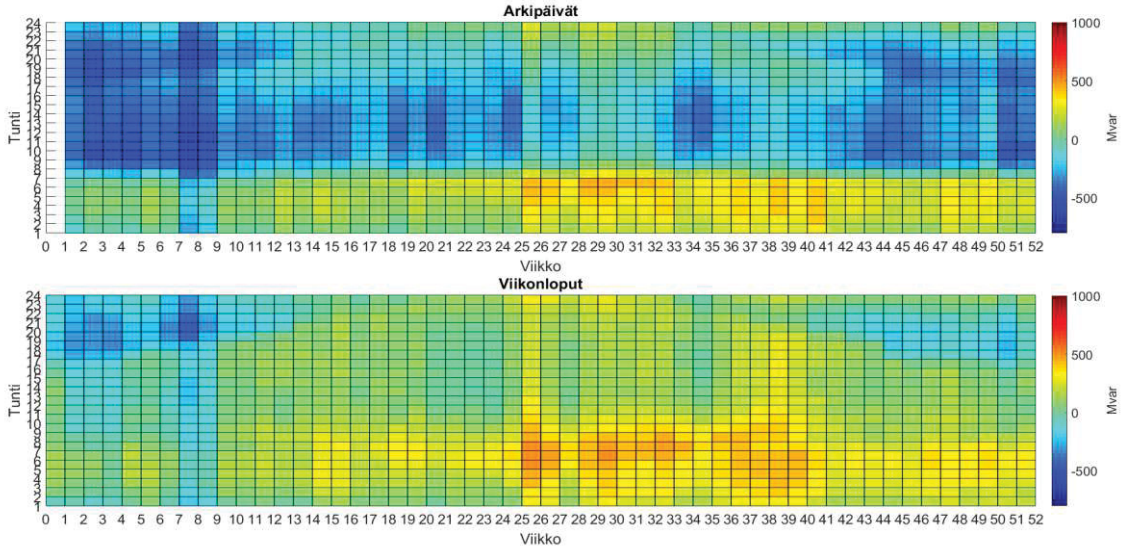
Loistehosumman suhde reaktorikapasiteettiin kertoo siitä marginaalista, joka kantaverkon jännitteensäädöllä on käytettävissä. Marginaalia tulee olla riittävästi, jotta muuntajia tai yksittäisiä reaktoreita voidaan ottaa pois käytöstä esimerkiksi huoltotoimenpiteitä varten. Mitään tarkkaa vaatimusta tälle marginaalille ei ole asetettu, sillä rakennettu reaktorikapasiteetti pitäisi olla riittävä normaaleihin käyttötilanteisiin. Marginaalilla varaudutaan myös muuntaja- ja reaktorikeskeytyksiin.

Loistehon kuukausittaisista maksimeista voidaan nähdä, että jopa ilman huoltokeskeytyksiä on jouduttu tilanteisiin, joissa reaktorikapasiteetti on täysin käytössä, vaikka 400 kV siirtoverkon suunnittelun näkökulmasta kapasiteettia olisi riittävästi.



Kuva 18. 400 kV muuntajien ja alajännitepuolen välillä siirretyn loistehon ja pätötehon itseisarvon suhde.

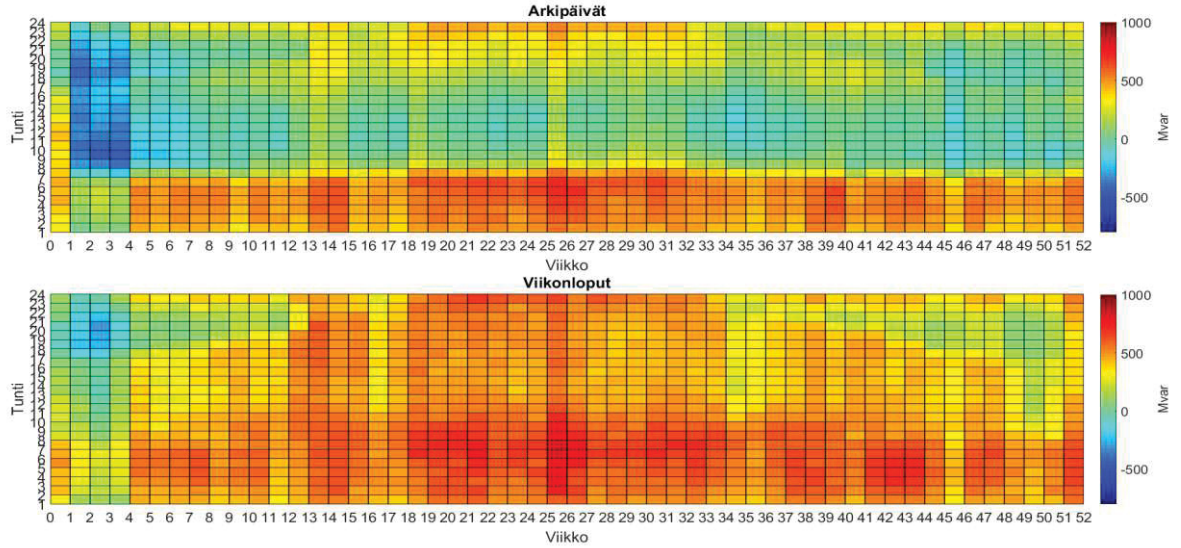
Kuvassa 18 esitetty 400 kV siirtoverkkoon alajännitepuolelta syötetyn loistehon ja pätötehon itseisarvon suhde. Positiivinen luku tarkoittaa, että loistehoa on syötetty alajännitepuolelta muuntajaan. Kuvaaja seuraa muodoltaan syötettyä loistehoa kuvassa 16. Vuosina 2011 ja 2012 tehojen suhde vaihteli usein positiivisen ja negatiivisen välillä, mutta vuonna 2016 suhde oli pääasiassa positiivinen. Suurimmat suhteen arvot ovat poikkeuksellisen pienien pätötehojen aikaan esimerkiksi juhannuksina.



Kuva 19. 400 kV muuntajiin alajännitepuolelta syötetty loisteho vuonna 2011.

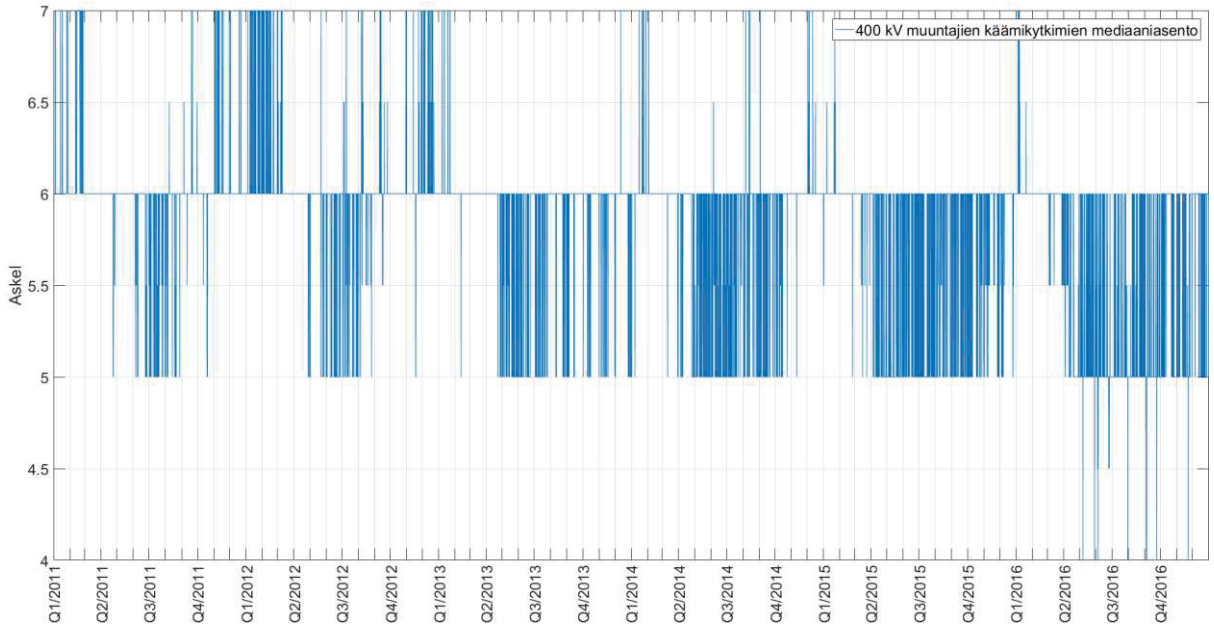
Kuvassa 19 on esitetty 400 kV muuntojen alajännitepuolen syöttämä loisteho vuonna 2011. Etenkin arkiöisin loistehon syöttö 400 kV kantaverkkoon on huomattavasti suurempaa kuin päiväsaikaan. Syötetyssä loistehossa mahdollinen valaisukuorman kausivaihtelu on selvemmin

nähtävissä kuin Suomen kokonaiskuorman kuvaajassa. Kuormituksen kasvaminen arkiaamuisin noin kello 7 pienentää loistehon syöttöä huomattavasti.



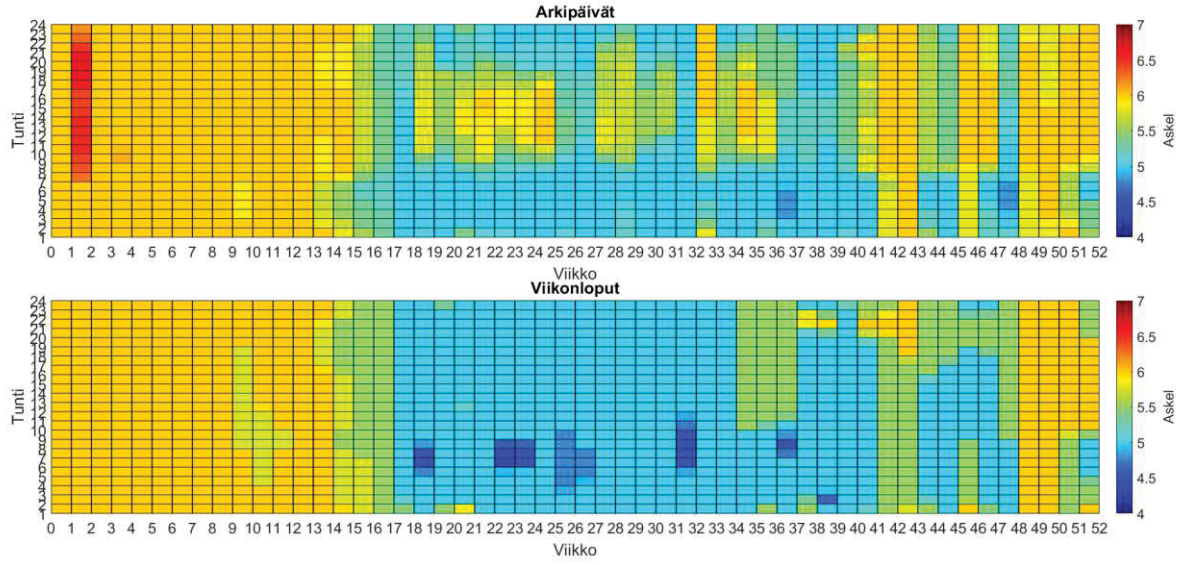
Kuva 20. 400 kV muuntajiin alajännitepuolelta syötetty loisteho vuonna 2016.

Kuvassa 20 on esitetty kuvaa 19 vastaava loisteholoisteho vuodelta 2016. Syötetty loisteho on lisääntynyt huomattavasti erityisesti öisin ja viikonloppuisin. Vuonna 2011 loistehoa siirrettiin alajännitepuolen suuntaan arkipäivinä päiväsaikaan lähes ympäri vuoden, mutta vuonna 2016 ainut merkittävä tällainen tilanne oli tammikuussa kulutushuipun aikaan. Mahdollinen valaistuksen vaihtelu näkyy myös vuoden 2016 mittauksissa.



Kuva 21. 400 kV muuntajien käämikytkimien mediaaniaskel.

Alajännitepuolen jännitteen kasvaessa muuntajan käämikytkin askeltaa alas, jolloin loistehoa siirtyy muuntajan läpi yläjännitepuolelle. Kuvassa 21 on esitetty 400 kV muuntajien käämikytkimien mediaaniaskel tutkimusjaksolla. Mediaanissa näkyy tilanteen kausiluontoisuus, sillä kesäisin jännite alajännitepuolella on keskimäärin suurempi kuin talvella. Tutkimusjaksolla pienin askeleen mediaani on laskenut viidestä neljään, mikä tarkoittaa kantaverkon laajuisesti satojen Mvar:ien syöttämistä alajännitepuolelta 400 kV siirtoverkkoon.

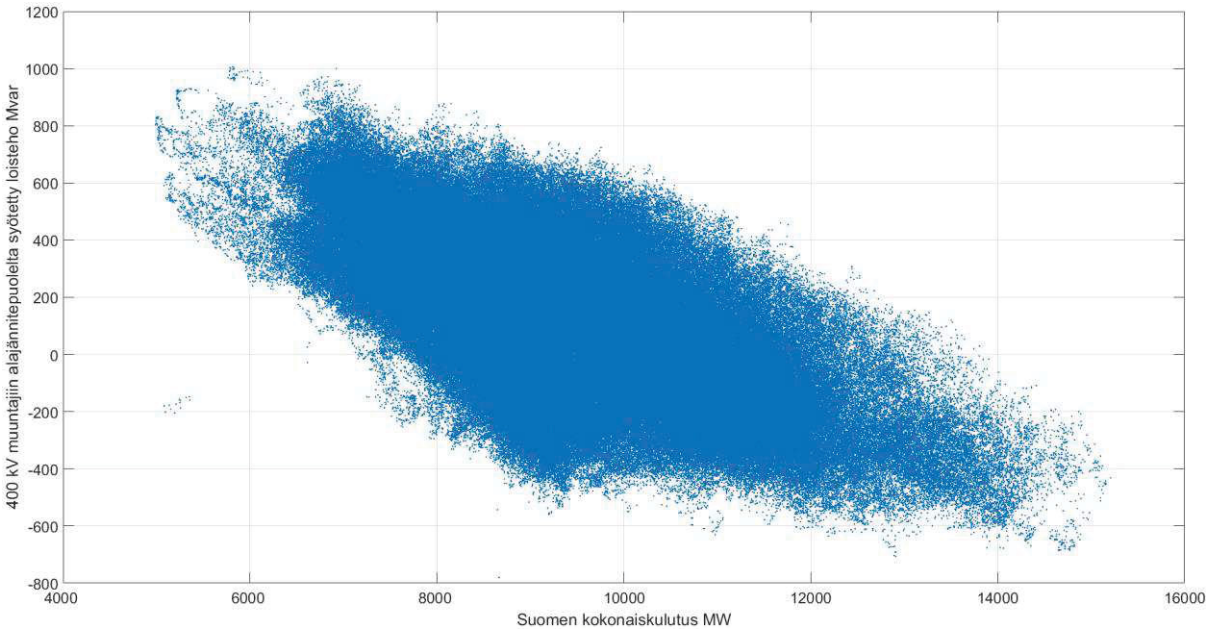


Kuva 22. 400 kV muuntajien käämikytkimien mediaaniasento vuonna 2016.

Kuvassa 22 on esimerkin vuoksi esitetty 400 kV muuntajien käämikytkimien mediaaniasento vuonna 2016. Askeleen muutos kausiluontoisesti on suurin muutos kuvassa, mutta kesäisin myös vuorokausivaihtelua on havaittavissa. Mediaaniaskeleen pienin arvo on saavutettu kesäviikonloppuisin aamuyöstä, jolloin myös jänniteongelmat esiintyvät.

Käämikytkimien asennoissa on alueellisia eroja. Vaikeimmissa tilanteissa suuri osa käämikytkimistä on ollut ääriasennossa askeleella yksi. Mediaani ei ole kuitenkaan laskenut neljää alemmas, sillä osa muuntajista sijaitsee alueilla, joilla alajännitepuolen jännite ei ole noussut.

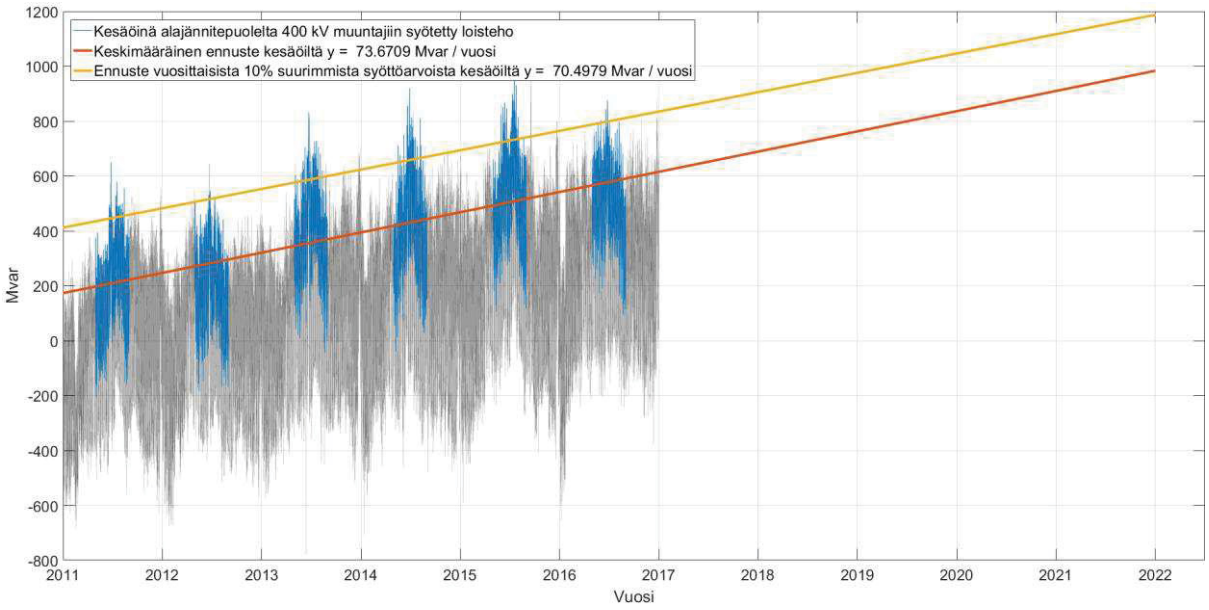
Yöaikaan loistehon syöttö on suurempaa kuin päivällä, etenkin arkipäivisin. Suurinta loistehon syöttö on kesäöisin, kun kulutus on pienintä. Suomen kokonaiskulutuksen ja 400 kV muuntajiin alajännitepuolelta syötetyn loistehon yhteys on esitetty kuvassa 23.



Kuva 23. 400 kV muuntajiin alajännitepuolelta syötetty loisteho suhteessa Suomen kokonaiskulutukseen.

Kuten 400 kV loistehotase, 400 kV muuntajiin syötetty loisteho on pienimmillään, kun Suomen kokonaiskuorma on pieni. Loistehon kannalta vaikeimmat käyttötunnit ovat siten kesäöisin kevyen kuorman aikaan.

Kuvaan 24 on valittu loistehon syöttö ainoastaan touko-elokuun arkipäivien tunneilta 22-06, jotta voidaan nähdä loistehon syötön kehittyminen jännitteensäädön ja loistehon kompensoinnin kannalta vaikeimpina aikoina.



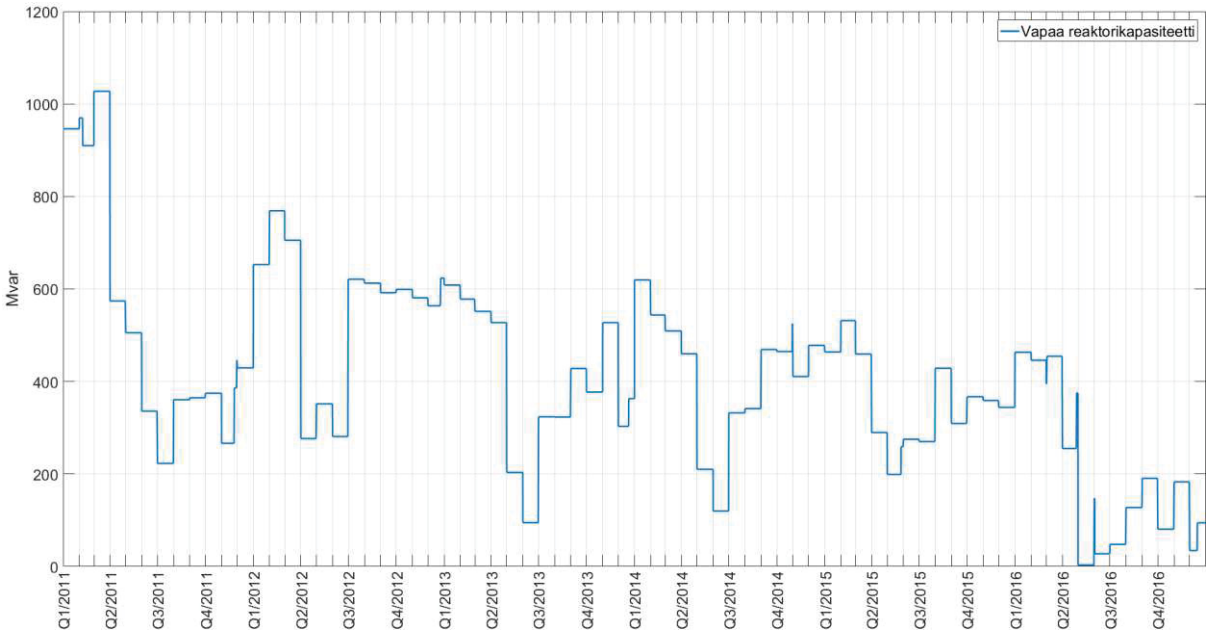
Kuva 24. 400 kV muuntajiin alajännitepuolelta syötetty loisteho vuosilta 2011-2016 touko-elokuun yötunneilta (kello 22-06) sekä ennuste vuoteen 2022 asti.

Kuvassa 24 sinisellä on merkitty kesäöinä alajännitepuolelta 400 kV muuntajiin syötetty loisteho, oranssilla sen lineaarisovitus ja ennuste keskimääräiselle kesäyölle sekä keltaisella ennuste perustuen kymmeneen prosenttiin jokaisen vuoden kesäöiden suurimmista syöttöarvoista. Oranssin ennusteen perusteella voidaan ennakoida lähivuosien loistehon syöttöä.

Kuvassa 16 esitetty koko vuoden mittaustietojen mukaan tehty sovitus kasvoi keskimäärin noin 5 Mvar hitaammin vuodessa kuin vain kesätuntien mukaan tehty sovitus. Kesäöiden keskimääräinen loistehon syöttö on kasvanut noin samaa tahtia kuin keltaisella kuvaan merkitty 10 % suurimmista syötöistä. Vuosittain on kuitenkin nähtävissä hetkiä, jolloin syöttö on jopa 400 Mvar keskiarvoa suurempi. Vuonna 2016 loistehon syöttö ei ole kasvanut edeltävien vuosien tapaan, mikä pienentää ennusteen kulmakerrointa. Jos syöttö vuonna 2016 oli poikkeuksellisen pieni, loisteho-ongelma tulee olemaan ennustetta pahempi. Jos taas syöttö aloitti pidempikestoisen syötön kasvun loivenemisen, ennuste on liian suuri. On syytä tarkentaa ennustetta, kun vuoden 2017 mittaustiedot ovat saatavilla.

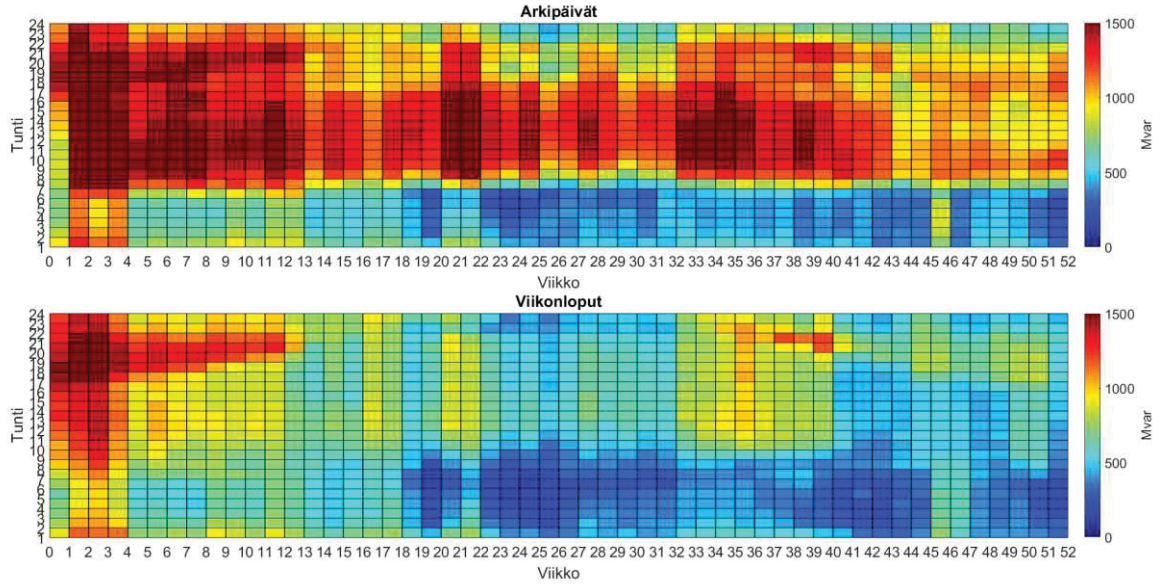
5.3.3 Kompensointikapasiteetin käyttö

Sekä 400 kV siirtoverkon tuottama varausloisteho että siihen alajännitepuolelta syötetty loisteho tulee kompensoida. Mikäli vapaa loistehon kompensointikapasiteetti loppuu, kantaverkon käyttövarmuus kärsii, koska jännitettä ei voida säätää. Kuva 25 esittää kuvassa 17 esiintyvän loistehosumman vaikutuksen vapaaseen reaktorikapasiteettiin. Kuvassa reaktorikapasiteetista on vähennetty loistehosumman kuukausittainen maksimi. Reaktorikapasiteetti on laskettu reaktoreiden tosiasiallisista asennuspäivistä ja loistehosumman kuukausimaksimi on kalenterikuukausittainen, mikä aiheuttaa kuvaajaan lyhytkestoisia piikkejä.



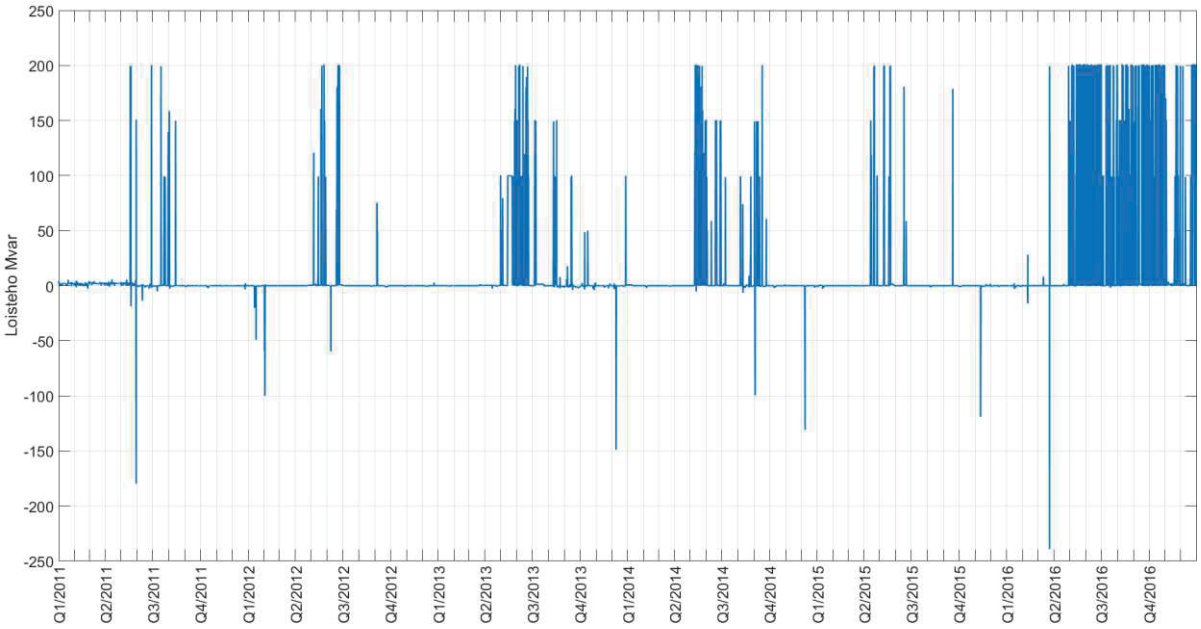
Kuva 25. Vapaa reaktorikapasiteetti, jossa kokonaisreaktorikapasiteetista on vähennetty 400 kV kantaverkon loistehotaseen ja alajännitepuolelta syötetyn loistehon summan kuukausittainen maksimi.

Loistehosumman kasvaminen on selvästi vähentänyt vapaata reaktorikapasiteettia, mikä kasvattaa ylijännitteen riskiä. Suurien loistehosummien ajallinen pysyvyys on melko pieni, mutta käyttövarmuuden ylläpidon kannalta jokainen käyttötilanne on hallittava.



Kuva 26. Vapaa reaktorikapasiteetti vuonna 2016.

Kuvassa 26 on esitetty esimerkin vuoksi vapaa reaktorikapasiteetti vuonna 2016. Kapasiteetin vuorokausivaihtelu ja muutoksen nopeus ovat huomattavia. Kesäpäivisin kapasiteetti on riittävä, mutta yöllä sitä ei ole jäljellä juuri lainkaan. Vuonna 2016 tilanne ei myöskään helpottunut syksyllä, vaan öisin vapaata kapasiteettia oli todella vähän vuoden loppuun saakka.



Kuva 27. Kangasalan SVC:n loisteho.

Kuvassa 27 on esitetty Kangasalan sähköasemalla sijaitsevan SVC:n loisteho. POD-säädöstä aiheutuneet loistehon muutokset näkyvät myös tässä kuvaajassa, mutta niille tyypillisen lyhyen keston takia ne suodattuvat lähes kokonaan pois viiden minuutin keskiarvonäytteissä.

SVC:tä on käytetty loistehon kompensointiin lisääntyvissä määrin. Vuonna 2016 se oli täydellä loisteholla suurimman osan öistä toukokuusta vuoden loppuun. Vientitilanteiden vähäinen määrä on mahdollistanut SVC:n käyttämisen loistehosäädöllä POD-säädön sijaan. Toisaalta vientitilanteessa siirto kantaverkossa voi olla suurempaa ja loistehotase pienempi, jolloin loistehosäätöä ei välttämättä edes tarvittaisi. Tätä ei kuitenkaan selvitetty tässä työssä.

Myös Estlink 1 –yhteyttä on käytetty lisääntyvissä määrin loistehon kompensointiin korkean jännitteen tilanteissa silloin, kun pätötehon siirto yhteydellä sen sallii. Näiden FACTS-laitteiden lisääntyneet käyttömäärät kertovat siitä, että tutkimusjaksolla yhtä useammin reaktorikapasiteetti ei ole ollut riittävä kaiken loistehon kompensoimiseksi.

6. KANTAVERKON KÄYTTÖTILANTEIDEN SIMULOINTI

Tässä luvussa simuloidaan kantaverkon tehonjakomallilla mittauksien perusteella analysoitujen käyttötilanteiden mukaisia loistehotilanteita.

6.1 Kantaverkon tehonjakolaskentamalli ja markkinatilanne

Fingridillä on käytössään PSS/E –tehonjako-ohjelmisto, jossa ylläpidetään erilaisia simulointimalleja kantaverkolle. Tässä työssä on käytetty simulointimallia kesälle 2017, jota on muokattu lähivuosina toteutuvien kantaverkon muutoksien mukaisesti. Näitä ovat kolmannen Olkiluodon ydinvoimalaitoksen liittyminen voimajärjestelmään, Olkiluodon sähköaseman uudelleenjärjestelyt, yhden reaktorin sekä Lieto-Forssa –yhteyden 400 kV johdon lisääminen.

Simulointia varten tulee löytää korkeille jännitteille tyypillinen tilanne. Lisäksi siirtotilanne tulee saada epäedulliseksi jännitteensäädön ja loistehon kompensoinnin kannalta. Näin voidaan selvittää, milloin ja missä jänniteongelmia ilmenee, kun alajännitepuolen syöttämä loisteho kasvaa. Absoluuttisesti kriittisimmän siirtotilanteen löytäminen on vaikeaa, koska siirtoverkon jännitteenhallintaan vaikuttavia tekijöitä on lukuisia. Työssä on siten keskitytty seuraavat ehdot täyttävän tyypillisen tilanteen simuloimiseen.

Korkean jännitteen ja suuren loistehon syötön tilanteita on esiintynyt eniten kevyen kuorman aikaan kesäöisin, kuten kuvassa 20 esitettiin. Simuloitavaksi tilanteeksi valittiin siten keskimääräinen kesäyö, jossa Suomen kokonaiskuorma on 7000 MW kuvan 13 mukaisesti. Se on hiukan keskimääräistä kesäyötä vähemmän, mutta ei kuitenkaan yhtä vähän kuin esimerkiksi juhannuksena, jolloin kuorma voi olla alle 6000 MW. Juhannus on jätetty tarkasteluissa ulkopuolelle, sillä sen kaltaista erityistilannetta varten tehdään vuosittain erityiset suunnitelmat.

Kesäöinä CHP-sähköntuotanto- ja lauhdevoimalaitokset (pois lukien ydinvoimalaitokset) ovat yleensä lähes kokonaan poissa tuotannosta. Näin ollen käynnissä olevia tahtigeneraattoreita on vähän. Ydinvoimalaitosten on oletettu olevan täydellä teholla, eikä vuosihuoltoja ole otettu huomioon. Teollisuuden vastapainevoimalaitosten tuotanto on n. 1000 MW. [46] Simulointiohjelma säätää sähköverkkoon liittyneiden generaattoreiden loistehoa jännitteen mukaan niiden loistehorajoissa.

Loistehotase 400 kV siirtoverkossa on suurimmillaan, kun siirto on pientä. Näin ollen simulointimallissa tulee minimoida RAC- sekä P1-siirto. Tämä onnistuu vesi- ja tuulituotantoa säätämällä. Tarkempi tuotannon jakautuminen voimajärjestelmässä riippuu todella monesta tekijästä, eikä todellista jakautumista voitu selvittää tässä työssä. Näitä tuotantomuotoja on muutettu joustavasti niin, että RAC- ja P1-siirrot on saatu minimoitua. Siirto Ruotsiin RAC- ja

Fenno-Skan yhteyksiä pitkin on oletettu joustavaksi niin, että markkinatilanne on aina suotuisa haluttua simulointia ajatellen.

Viime vuosina Venäjältä on tuotu useina kesäöinä sähköä. Loistehotase Kaakkois-Suomen kantaverkossa on kuitenkin suurimmillaan silloin, kun johdot ovat tyhjäkäynnillä. Näin ollen kaikissa simuloinneissa on oletettu, ettei Venäjän yhteydellä ole siirtoa.

HVDC-yhteyksien pätöteho on lähes kaikissa simulointitapauksissa asetettu niin, että loistehon kompensoinnin lisääminen niillä on vaikeaa tai mahdotonta. Siten niiden loistehokapasiteettia ei ole käytetty näissä simuloinneissa.

Käämikytkimiä ja kompensointilaitteita ohjataan simulointimallissa jännitteen perusteella. Todellisuudessa ohjauksessa on laite- ja sähköasemakohtaisia eroja, mutta yksinkertaistamisen vuoksi simulointimallissa ne kaikki on asetettu jännitesäätäjän avulla.

6.2 Kuormituksen muutos

Liitteen B rivillä 1 on esitetty Fingridin kesän 2017 simulointimallin tehonjaon tulokset. Tässä tilanteessa Suomen kuorma on 10 000 MW. Rivillä 2 on tulokset simuloinnista, jossa kuorma skaalattiin 7 000 MW:iin. Kuorman suuruutta muutettaessa kuorman induktiivinen loistehokomponentti pysyi noin 11 %:ssa. Kaikki tulevat simuloinnit tässä työssä on tehty 7 000 MW kuormalla.

Voimajärjestelmän loistehotilanne muuttuu huomattavasti jo kuorman pienenemisen vaikutuksesta. Sekä 400 kV siirtoverkon, että alajännitepuolen johdot ovat tällöin kevyemmin kuormitettuja ja kuorman induktiivinen komponentti on pienempi. Loistehotaseen ja syötetyn loistehon summa kasvoi perustilanteesta noin 400 Mvar. Tätä loistehoa kompensoidaan kantaverkon reaktoreilla, mikä johti vapaan reaktorikapasiteetin puolittumiseen simuloidussa tilanteessa.

Käytönsuunnittelussa tulee ottaa tulevaisuudessa entistä tarkemmin huomioon kevyen kuorman vaikutus kantaverkon loistehoon. Kuorma tulee skaalata riittävän pieneksi, jotta mahdollisesti ilmenevät jänniteongelmat saadaan tietoon.

6.3 Siirtotilanteen muutos

Liitteen B rivillä 3 simulointimalliin on lisätty pian valmistuva Lieto-Forssa –voimajohto. Sen vaikutus 400 kV siirtoverkon loistehotaseeseen on lähes johdon pituuteen verrannollisen laskennallisen varausloistehon verran.

Rivillä 4 Olkiluodon kolmas yksikkö lisättiin simulointimalliin. Samalla tehtiin sen myötä tehtävät Olkiluodon sähköaseman uudelleenjärjestelyt. Kolmas Olkiluodon ydinvoimalaitos korvaa simuloinneissa enimmäkseen tuontisähköä muista Pohjoismaista [46]. Sen vaikutus näkyy siten eniten RAC-, P1- sekä Fenno-Skan –yhteyksien tehon siirrossa. 400 kV siirtoverkon lois-

tehotase pieneni hieman laitoksen lisäämisen jälkeen, mikä johtuu kasvaneesta siirrosta Suomen kantaverkossa, kun Olkiluodon tuottama teho viedään Ruotsiin Fenno-Skanilla. Tässä työssä lähes kaikissa kolmannen Olkiluodon yksikön sisältävissä simulointitilanteissa siirto Fenno-Skanilla on 1200 MW Ruotsiin päin.

Olkiluodon kolmas yksikkö vähentää P1-siirron suhteellista merkitystä 400 kV siirtoverkon loistehotaseeseen. Tämä johtuu Olkiluodon lisääntyneen tehon siirtämisestä pääkaupunkiseudulle, jolloin P1-yhteydellä siirretään vähemmän tehoa. Jotta 400 kV siirtoverkon loistehotase saataisiin epäedullisemmaksi, tulee siirtoa pääkaupunkiseudulle pienentää. Se onnistuu kasvattamalla tuontia Virosta, sekä nostamalla vientiä Ruotsiin HVDC-yhteyksiä pitkin.

Riveillä 5-8 on esitetty simulointitulokset Estlink-yhteyden vaikutuksesta loistehoon. Suuri vienti Viroon päin on 400 kV siirtoverkon loistehotaseen kannalta paras tilanne, sillä tällöin siirto 400 kV siirtoverkossa on suurta, mikä johtaa pienempään loistehotaseeseen. Huonoin tilanne loistehon hallinnan kannalta on suuri tuonti Virosta. Tällöin pääkaupunkiseudun kulutusta katetaan sitä lähellä sijaitsevilla HVDC-yhteyksillä, eikä tehoa tuoda pohjoisempaa.

Riveillä 9-11 on esitetty tuulivoimatuotannon vaikutus voimajärjestelmän loistehoon. 2 100 MW on arvio lähivuosina Suomen voimajärjestelmään liitetystä tuulivoimakapasiteetista [46]. Pienellä tuulivoimatuotannolla 400 kV muuntajiin syötetään alajännitepuolelta loistehoa. Noin tuhannen megawatin tuulivoimatuotannolla alajännitepuolen syöttämän loistehon määrä pienenee, sillä alajännitepuolen johtojen ja muuntajien loistehon kulutus kasvaa pätötehon siirron kasvaessa. 400 kV siirtoverkon loistehotase kasvaa hieman, sillä osa kantaverkkoasiakkaista ei silloin tarvitse tehoa kantaverkosta. Tällöin siirtoa on RAC-yhteydellä noin 700 MW Ruotsiin päin ja P1-yhteydellä noin 400 MW etelään. Tuulivoimatuotannon kasvaessa 2100 MW:iin RAC-yhteyden siirto kasvaa 1800 MW:iin ja P1-yhteyden siirto on erittäin pientä. Tämä johtaa edelleen kasvavaan 400 kV siirtoverkon loistehotaseeseen, vaikka siirto Ruotsiin kasvaakin. Alajännitepuolen syöttämä loisteho vähenee kuten edelliselläkin rivillä.

Rivillä 13 on asetettu tuuli- ja vesivoimatuotantoa sekä HVDC-yhteyksien tehoa niin, että 400 kV siirtoverkon loistehotase saatiin suureksi. Tämä on sellainen 400 kV siirtoverkon loistehotaseen kannalta hankala siirtotilanne, jonka aikana loistehon syöttö alajännitepuolelta voi aiheuttaa jänniteongelmia. Tätä markkina- ja siirtotilannetta on seuraavissa simuloinneissa muutettu ainoastaan kuorman loistehokomponentin osalta.

Todellisuudessa tällaiset siirrot aiheuttava tilanne, jossa Virossa on pienempi sähkön hinta kuin Suomessa, jossa on pienempi sähkön hinta kuin Ruotsissa, on epätodennäköinen. Työssä haluttiin kuitenkin loistehotilanne, joka on herkkä syötetyn loistehon lisääntymiselle. Näin ollen markkinatilanteen epätodennäköisyys on hyväksytty.

6.4 Loistehotilanteen muutos

Loistehotilanteen muutoksen jatkuminen simuloitiin iteroimalla simulointimallin kuormia vähemmän induktiivisiksi, kunnes alajännitepuolelta 400 kV muuntajiin syötetty loisteho oli halutun suuruinen. Haluttu loisteho saatiin kuvasta 24 kesäöiden keskiarvosta. Loistehotasot asetettiin vuoden välein, lähimpään 50 Mvar:iin pyöristäen. Nämä simulointitulokset on esitetty liitteen B riveillä 14-24. Näissä simuloinneissa ei tehty mitään säätötoimenpiteitä ja kondensaattoreiden sekä reaktoreiden annettiin olla jännitesäädöllä.

Loistehon syötön kasvaessa myös 400 kV siirtoverkon loistehotase kasvaa hieman, sillä syötetty loisteho kasvattaa jännitettä myös yläjännitepuolella kaavan 4 mukaisesti. Jännitteen kasvaessa varausloisteho kasvaa ja kulutettu loisteho pienenee kaavojen 6 ja 5 mukaisesti. Reaktorit kytkeytyivät loistehon syöttöä kasvatettaessa lähes samassa tahdissa kuin kondensaattorit irtosivat.

Jotta muuntajiin syötetty loisteho saatiin mittaustietojen suuruiseksi 600 Mvar:ksi rivillä 14, täytyi kuorman induktiivinen komponentti laskea noin 7 %:iin, kun se oli 11 % aiemmissa tilanteissa. Tämä viittaa siihen, että suunnittelussa ja käytönsuunnittelussa käytetyt oletukset kuorman loistehosta eivät täysin vastaa todellisuutta.

Ylijännitteen rajaksi 400 kV sähköasemille asetettiin 418 kV, joka on käytönvalvontajärjestelmässä ensimmäinen hälytysraja. Ensimmäinen ylijännite tapahtui ilman säätötoimenpiteitä noin 1150 Mvar loistehon syötöllä. Jännitteensäädön alueellinen luonne näkyy siinä, että ylijännitetilanteessakin siirtoverkossa on vielä kytkettynä kaksi kondensaattoria sekä vapaana kolme reaktoria.

6.5 Esimerkki kantaverkkokeskuksen toimenpiteistä

Liitteen C riveillä 27-34 on esitetty esimerkki siitä, millä toimenpiteillä kantaverkkokeskus voi estää ylijännitteitä sähköasemilla.

Rivillä 27 tehty ensimmäinen toimenpide tilanteeseen, jossa liitteen B rivillä 21 ilmeni ensimmäinen ylijännite. Kytkemällä Kangasalan SVC täydellä induktiivisella loisteholla saatiin jännite pienenemään alle ylärajan. Samalla kuitenkin Kangasalan reaktoreista kaksi irtosi reaktorisäätäjän toimesta. Todellisuudessa kantaverkkokeskus voi säätää SVC:n loistehoa pienemmissä portaissa tai lukita reaktoreita käsin niin, ettei reaktorisäätäjä irrota niitä.

Rivillä 28 loisteho syötön kasvaessa jouduttiin kytkemään toinen irronneista reaktoreista käsin kiinni jännitteen hallitsemiseksi. Samalla muualla kantaverkossa säätäjien takia kiinni olleet kondensaattorit irrotettiin käsin. Rivillä 29 kytkettiin jäljelle jäänyt reaktori kiinni, mutta se yksinään ei riittänyt pienentämään jännitettä ja yhdellä asemalla jännite kasvoi yli ylärajan.

Rivillä 30 loistehon syöttöä ei kasvatettu, vaan tehtiin toimenpiteitä rivin 29 ylijännitteen poistamiseksi. Ainoana jäljellä olevana keinona irrotettiin erään pitkän siirtoyhteyden 400 kV

johto. Johdon irrotus pienensi 400 kV siirtoverkon loistehotasetta siinä määrin, että riveillä 31 ja 32 syötettyä loistehoa voitiin kasvattaa ilman toimenpiteitä. Siirtoyhteyksien irrottaminen on viimeisiä mahdollisia keinoja jännitteen alentamiseksi, sillä se voi vaikuttaa siirtorajoihin ja siirtoverkon käyttövarmuus heikkenee aina silmukoitujen yhteyksien vähentyessä.

Rivillä 33 ilmenee siirtoverkon jännitteen herkkyys, sillä vain 50 Mvar lisäys syötetyssä loistehossa nosti jännitteen yli 418 kV ylärajan neljällä asemalla. Koska loistehon kompensointikapasiteetti oli alueellisesti täysin käytössä, täytyi rivillä 34 jännitteen pienentämiseksi jälleen irrottaa johto merkittävällä siirtoyhteydellä.

Todellisuudessa kantaverkkokeskuksella on myös mahdollisuus tilata loistehon kulutusta tuotannossa olevilta voimalaitoksilta. Tämä tehtäisiin jo ennen siirtojohtojen irrottamista, mikäli se olisi alueellisesti mahdollista. Vain muutama generaattori säätyi simulointimallissa itsestään loistehorajaan asti, joten kompensointikapasiteettia voi olla jäljellä huomattavia määriä. Näissä simuloinneissa ei käytetty tahtigeneraattoreiden kompensointikapasiteettia, sillä tuotannossa olleet laitokset valittiin vain 400 kV siirtoverkon loistehotasetta ajatellen. Todellisessa tilanteessa tuotannossa on todennäköisesti eri generaattorit kuin tässä simulaatiossa. Tuotannossa olevien laitosten määrä on kesäöisin pieni, mikä voi vaikeuttaa loistehon tilaamista. Vaikeat loistehotilanteet tulee ennakoida mahdollisimman hyvin, jotta käytettävissä oleva säätökapasiteetti tiedetään etukäteen.

7. JOHTOPÄÄTÖKSET

400 kV siirtoverkon loistehotase on voimakkaasti riippuvainen voimajärjestelmän siirtotilanteesta. Loistehotase vastaa suunnittelussa käytettyjä oletuksia ja rakennettu reaktorikapasiteetti on riittävä 400 kV verkon varausloistehon kompensoimiseksi.

Kantaverkon mittaustiedoista havaittiin, että erityisesti kesäöisin kevyen kuorman aikaan 400 kV muuntajiin syötetään alajännitepuolelta loistehoa, jota ei ole otettu huomioon kompensointikapasiteetin mitoituksessa. Jos alajännitepuolelta kantaverkkoon syötetty loisteho lisääntyy jatkossakin, vapaa reaktorikapasiteetti voi loppua, mikä voi johtaa ylijännitteisiin sähköasemilla. Normaaleihin käyttötilanteisiin laskennallisesti ylimitoitettu 400 kV kantaverkon reaktorikapasiteetti on toistaiseksi pääosin pystynyt kompensoimaan myös alajännitepuolelta syötetyn loistehon, mutta vapaa marginaali on loppumassa. Mikäli loisteho lisääntyy tulevaisuudessa samaan tahtiin kuin tutkimusjaksolla, voidaan jänniteongelmien olettaa yleistyvän seuraavien viiden vuoden aikana.

Alajännitepuolelta syötetyn loistehon lisääntymisen syitä tutkittiin, mutta niistä ei voitu tehdä varmoja johtopäätöksiä. Jakeluverkkojen maakaapeleiden määrä lisääntyy tulevina vuosina, mutta niiden tuottaman ja vastaavasti tulevan kompensointikapasiteetin yhteisvaikutusta ei voitu selvittää. Lisäksi voimajärjestelmän kuormien muuttuminen vähemmän induktiiviseksi havaittiin olevan yksi syy loistehon syötön kasvamiseen, mitä tukevat havainnot muiden maiden sähköverkoista. Kuorman tehokertoimesta ei ollut saatavilla tutkimustietoa, eikä sitä ollut mahdollista selvittää kantaverkkoyhtiön mittauksien perusteella, koska ne eivät ulotu yksittäisiin kuormiin. Näiden tekijöiden takia paras arvio, joka työssä voitiin antaa, oli loistehon muutoksen jatkuminen lähivuosina saman suuruisena kuin tutkimusjaksolla.

Tutkimuksessa ei voitu osoittaa tiettyä aluetta, jolla loistehon syöttö olisi kasvanut huomattavasti enemmän kuin muualla. Muutos loistehotilanteessa on tapahtunut ympäri voimajärjestelmää niin, että jänniteongelmat tiivistyvät useista syistä johtuen eri käyttötunneille ja eri puolille kantaverkkoa. Loistehotilanteen vuorokausivaihtelu on suurta ja jänniteongelmat keskittyvät muutamille vaikeille käyttötunneille. Näin ollen kantaverkkoyhtiön on vaikeaa tai mahdotonta kohdentaa uutta loistehon kompensointikapasiteettia sähköasemilleen niin, että loistehon syötön kasvamisen aiheuttamat ongelmat voitaisiin täysin niillä ratkaista. On tärkeää, että loistehon kompensointi pyritään tulevaisuudessakin hoitamaan mahdollisimman lähellä loistehon lähdettä.

Simuloinneista saatiin tietoon voimajärjestelmän kuorman muuttumisen vaikutus loistehotilanteeseen. Kuorman pienentäminen 10 000 MW:sta 7 000 MW:iin kasvatti 400 kV siirtoverkon loistehotaseen ja siihen syötetyn loistehon summaa noin 400 Mvar ja johti vapaan reaktorikapasiteetin puolittumiseen siinä tilanteessa. Kuorman vuorokausivaihtelun myötä muutos loistehon määrässä on suuri sekä mittausten, simulointien kuin käyttökokemustenkin perusteella.

Kuormituksen keventyminen yöaikaan ja viikonloppuisin tulee huomioida tulevia käyttötilanteita ennustettaessa, jotta ylijänniteongelmia voidaan ennakoida ja niihin voidaan varautua.

Jännitteensäädössä on jouduttu jo nykyisellään turvautumaan resursseihin, jotka ovat normaalin jännitteensäädön ulkopuolella. Kangasalan SVC:n sekä Estlink 1:n loistehon kompensointikapasiteetit ovat osoittautuneet erittäin tärkeiksi loistehon hallinnan työkaluiksi. Mikäli loistehon syöttö kasvaa edelleen ja nämä kapasiteetit on jo käytetty, joudutaan hyödyntämään mahdollisesti kalliimpia, riskialttiimpia ja kattavampaa suunnittelua vaativia keinoja, kuten johtojen irti kytkemistä.

Simuloinneista havaittiin siirtoverkon loistehotaseen olevan monen tekijän summa. Vaikeissa käyttötilanteissa moni tekijä voi aiheuttaa häiriöön johtavan sysäyksen. Loistehon hallinta vaikeutuu tulevaisuudessa entisestään, kun uusiutuva tuotanto muuttaa kantaverkon siirtotilannetta entistä nopeammin.

8. KEHITYSEHDOTUKSET

Tässä luvussa annetaan kehitysehdotuksia Fingridin investointeihin, käyttötoimintaan ja jatkotutkimukseen luvussa 5 tehdyn analyysin ja luvussa 6 tehtyjen simulointien perusteella.

8.1 Investoinnit

Tämän työn yhteydessä simuloitiin yhden uuden reaktorin vaikutusta loistehon hallintaan. Sen avulla siirrettiin ensimmäistä sähköaseman ylijännitettä nykyisellä loistehon syötön kehityksellä noin kolme vuotta eteenpäin. Reaktorin asentaminen tälle asemalle saattaisi siis parantaa käyttövarmuutta. Täytyy kuitenkin huomioida, että simulointitilanteessa kantaverkossa ei ole ainuttakaan keskeytystä. Todellisuudessa erilaiset siirtotilanteet ja huolto- ja häiriökeskeytykset voivat muuttaa tilannetta niin, että kriittinen asema on täysin eri puolella kantaverkkoa. Teknis-taloudellisesti kannattavin paikka investoinneille tulee selvittää laajemmassa selvityksessä, jossa huomioidaan useita erilaisia siirto- ja kytkentätilanteita. Näin ollen tässä työssä ei anneta ehdotusta reaktorin sijoituspaikasta.

Erityisesti tulevissa 400 kV johtoinvestoinneissa tulee kiinnittää huomiota mahdollisiin jänniteongelmiin. Vaikka lyhyt johtoyhteys ei itsessään vaatisi uutta reaktoria, tulee loistehon kompensoinnin tarve laskea erikseen alueen loisteho-olosuhteet huomioiden.

Fingridin tulee selvittää mahdollisuus hankkia tulevien johtoyhteyksien varausloistehon kompensointiin suunnitellut reaktorit jo ennen johtojen rakentamista. Näin kantaverkon loistehon hallinta helpottuisi suunniteltua enemmän johtojen valmistumiseen asti. Kun johdot valmistuvat ja alkavat tuottaa varausloistehoa, kantaverkkoasiakkaiden kompensointiratkaisut voivat olla jo valmistuneet tai loistehotilanne voi olla muuten helpottanut.

Yleisesti loistehon kompensointikapasiteettia suunnitellessa tulee ottaa huomioon alajännitepuolelta syötettävän loistehon kasvaminen. Loistehon kompensointi-investoinnit kantaverkkoasiakkaiden järjestelmissä eivät välttämättä valmistu ennen kuin syötetty loisteho aiheuttaa ongelmia kantaverkon jännitteensäädössä. Mikäli kantaverkkoon tehdään loistehon kompensointi-investointeja syötetyn loistehon takia, tulee ne toteuttaa mahdollisimman pian. Jos Fingrid saa kompensointiratkaisunsa valmiiksi samaan aikaan kantaverkkoasiakkaiden kanssa, on järjestelmään investoitu ylimääräistä kapasiteettia, mikä ei ole kustannustehokasta.

8.2 Kantaverkkokeskuksen ja käytönsuunnittelun työkalut

Tavallisia käyttötilanteita varten tulee toteuttaa kantaverkkokeskukseen näyttö, jonka avulla voidaan seurata kantaverkon loistehotasetta, sekä siihen muualta syötettävää loistehoa. Se voi olla esimerkiksi karttapohjalle tai kantaverkkokuvaan lisätty lämpökartta. Näytön avulla voidaan ennakoida tulevia ongelmia jo ennen vaikeaa käyttötilannetta ja suunnitella sekä laskea

tarvittavia toimenpiteitä. Näin voidaan pienentää käyttövarmuudelle aiheutuvaa riskiä sekä mahdollisia kustannuksia.

Keskeytystilanteita varten loistehon kompensointikapasiteetti täytyy laskea alueellisesti erikseen. Tulosten perusteella tulee kantaverkkokeskukseen toteuttaa esimerkiksi nykyisten pätötehon siirtorajojen kaltaiset loistehon siirtorajat, jotka hälyttävät tietyn arvon ylittyessä. Ylityksestä aiheutuvat toimenpiteet tulee valmistella etukäteen.

Siirtoverkon keskeytyssuunnittelussa tulee huomioida mahdollisuuksien mukaan tässä työssä esitetyt pahimmat loistehon syötön ajankohdat. Esimerkiksi muuntajakeskeytykset on pyritty toteuttamaan kesäisin, kuitenkin keskikesää välttäen. Osa huoltotoimenpiteistä vaatii kesäolosuhteet ja näin on myös pyritty välttämään suuren kuorman aiheuttamat ylikuormitusriskit kylmien lämpötilojen aikaan. Tulevaisuudessa tulee kuitenkin huomioida myös kevyen kuorman aikaan syötetyn loistehon aiheuttama ylijänniteriski.

Jännitteen kannalta vaikeissa käyttötilanteissa on tärkeää varmistaa, että kaikki loistehon kompensointikapasiteetti saadaan hyödynnettyä. Nykyisin vähän käytetty verkkokommutoitujen HVDC-yhteyksien loistehon kompensointikapasiteetti tulee selvittää tarkasti ja kantaverkkokeskukselle tulee valmistella selkeä ja yksinkertainen ohje sen käyttämiseksi. Vaikka niiden hyödyntäminen ei olisi kaikissa tilanteissa mahdollista, on hetkittäisen kompensointikapasiteetin selvittäminen oltava operaattoreille nopeaa ja vaivatonta.

8.3 Jatkotutkimus

Siirtotilanteiden vaikutuksen analysoiminen loistehotilanteeseen esimerkiksi Monte Carlo –simulaatiolla sekä kontingenssilaskelma erilaisille keskeytystilanteille mahdollistaisi tarkemman näkemyksen siitä, mihin loistehon kompensointikapasiteettia kannattaa lisätä teknis-taloudellisesti kannattavasti. Tässä työssä ei annettu ehdotusta reaktorin sijoituspaikasta, mutta se olisi mahdollista laajemman tutkimuksen perusteella.

On myös syytä tarkastaa muiden laitteiden kuin reaktoreiden kilpailukyky loistehon kompensoinnissa. Erityisesti käytöstä poistettavien lauhdevoimaloiden muuttaminen synkronikompensaattoreiksi voi osoittautua kannattavammaksi kuin alusta asti rakentaminen aiemmissa laskelmissa. Synkronikompensaattoreiden suurinta haittapuolta pätötehohäviötä voidaan pienentää, mikäli laitetta käytetään vain vaikeina käyttötunteina. Myös SVC- tai STATCOM-laitteisto voi olla kannattava ratkaisu, mikäli sitä voidaan muuten hyödyntää loistehon kompensointitarpeen ulkopuolella.

Lisäksi on syytä selvittää kantaverkossa tapahtuvien pätötehohäviöiden määrä, jos loistehoa siirretään kantaverkkoasiakkailta entistä enemmän kompensoitavaksi kantaverkkoon. Näin saataisiin paremmin tietoon loistehon syötön taloudellinen vaikutus Fingridille.

Keskeytyssuunnittelua varten tulee luoda lista tilanteista, joissa loistehon kompensointiin tulee kiinnittää erityistä huomiota. Tämän perusteella kantaverkkokeskukseen voidaan lisätä loistehohälytysrajat väliaikaisen kytkennän ajaksi.

Mikäli käytönvalvontajärjestelmän historiatietoja halutaan käyttää tulevaisuudessakin kantaverkon käyttäytymisen analysointiin, tulee historiatiedon laatua parantaa. Myös mahdolliset koneoppimissovellukset vaativat laadukasta tietoa toimiakseen oikein. Tässä työssä huomattiin kehitettävää erityisesti johto- ja sähköasemaprojektien yhteydessä lisättyjen uusien mittauksien liittämisessä historiatietokantaan tallennettavien mittausten joukkoon. Toinen vaihtoehto laadukkaamman historiatiedon saavuttamiseksi on laajentaa PMU-mittausten kattavuutta, jotta niiden mittaustietoja voidaan käyttää laajemmin voimajärjestelmän analysoimiseksi.

On syytä tarkastella myös 220 kV ja 110 kV siirtoverkon loistehotasetta, jotta loistehotilanteesta saadaan koko kantaverkon kattava käsitys ja mahdolliset uudet loistehon kompensointiratkaisut osataan sijoittaa oikein. Osa 220 kV kantaverkon varausloistehosta on kompensoitu reaktoreilla, mutta 110 kV johtojen oletetaan toimivan pääosan ajasta yliluonnollisella teholla.

Alalla on tarvetta ajankohtaiselle tutkimustiedolle erityisesti kuormituksen tehokertoimen muuttumisesta. Tehokertoimen muuttumisen ja jakeluverkkojen kaapeloinnin yhteisvaikutus sekä mahdolliset muut tekijät tulee selvittää, mikäli loistehotilanteen kehittymisestä halutaan tarkempi arvio.

Nykyään siirtoverkon simuloinnissa ei yleensä muuteta kuorman loistehokomponentin suhteellista suuruutta, kun kuorma muutetaan pätöteholtaan käyttötilannetta vastaavaksi. Simulointien perusteella tulevaisuudessa on syytä tarkistaa simulointimalleissa käytetyt oletukset kuorman luonteesta.

Tahtigeneraattoreiden vähentyessä niiden tuoma paikallinen jännitetuki vähenee. On syytä tarkistaa jännitestabiiliuden vaatimusten täyttyminen tulevaisuuden voimajärjestelmässä. Myös tuotantolaitosten tarjoaman loistehokapasiteetin pienentymisen vaikutus käyttövarmuuteen tulee selvittää.

Työssä tehdyt oletukset loistehon syötön kasvamisesta on syytä tarkistaa tulevina vuosina. Ainakin vuoden 2017 kesän kantaverkon käyttökokemukset ovat vastanneet oletusta, jossa loistehon syöttö alajännitepuolelta 400 kV verkkoon kasvaa edelleen. Jännitteet ovat olleet suuria ja siirtojohtoja on jouduttu irroittamaan usein.

9. YHTEENVETO

Tässä työssä tutkittiin sähkövoimajärjestelmän muutosten vaikutusta Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:n loistehon hallintaan. Kantaverkon käyttäytymistä tutkittiin käytönvalvontajärjestelmän mittausten avulla. Työssä todettiin, että loistehon syöttö 400 kV muuntajien alajännitepuolelta on kasvanut tutkimusajanjakson 2011-2016 aikana. Tämä on ajoittain johtanut loistehon kompensointikapasiteetin loppumiseen paikallisesti, mikä voi aiheuttaa käyttövarmuusriskin jännitteen noustessa yli sallitun rajan. Vuorokausivaihtelu loistehotilanteessa on suurta. Ongelmia esiintyy eniten kesäöisin kevyen kuorman aikaan.

Loistehon syötön kasvamisen syitä pyrittiin selvittämään, mutta tutkimustietoa oli saatavilla rajoitetusti. Jakeluverkkoyhtiöiden toteutuneet maakaapeli-investoinnit ovat tiedossa, mutta tulevien kaapelointi- sekä loistehon kompensointi-investointien määrä sekä aikataulu ovat tuntemattomia. Voimajärjestelmän kuormien voidaan myös olettaa muuttuneen vähemmän induktiivisiksi jakeluverkkoyhtiöiden kanssa käytyjen keskustelujen perusteella. Kuormien tehokertoimen muutoksesta kertovaa tutkimustietoa ei löydetty. Alalla olisi tarvetta ajankohtaiselle tiedolle kuorman tehokertoimen kehittymisestä. Kantaverkkoasiakkaiden loistehon kompensointi-investoinnit vähentävät loistehon syöttöä kantaverkkoon valmistuessaan, mutta niiden vaikutuksen ennustaminen on vaikeaa. Työssä oletettiin näiden tekijöiden yhteisvaikutuksesta johtuvan loistehon syötön jatkavan kasvuaan tutkimusajanjakson mukaisena.

Työssä simuloitiin PSS/E-ohjelmistolla kantaverkkoa korkeille jännitteille tyypillisessä kesäyötilanteessa. Simulointimalliin asetettuja kuormia muutettiin vähemmän induktiivisiksi, kunnes 400 kV muuntojen läpi siirretty loisteho vastasi historiatietojen perusteella ennustettua summaa. Tätä jatkettiin, kunnes loistehon kompensointikapasiteetti loppui, ja jännite kantaverkon sähköasemien kiskoilla nousi yli sallitun. Näin saatiin arvio voimajärjestelmän kestävyydestä suhteessa syötettyyn loistehoon. Simulointien perusteella arvioitiin, että jopa ilman huolto- tai häiriökeskeytyksiä korkeat jännitteet voivat yleistyä seuraavien viiden vuoden aikana. Mikäli kaikki kompensointikapasiteetti ei ole paikallisesti käytettävissä, nykyisinkin esiintyneet korkeat jännitteet voivat yleistyä nopeasti.

Työn johtopäätösten perusteella annettiin kehitysehdotuksia kantaverkon tulevien loistehon kompensointi-investointien suunnitteluun ja toteutukseen. Loistehotilanteen poikkeaminen aiemmista kompensointilaitteiston investoinnin oletuksista täytyy ottaa tulevissa hankkeissa huomioon. Siirtoverkon käytönsuunnittelussa erityisesti keskeytysten ajoituksessa tulee huomioida alajännitepuolelta syötettävä loisteho pienen kuorman aikaan. Kantaverkkokeskuksen työkalujen kehittämiseen annettiin myös ehdotuksia. Jatkotutkimukseksi ehdotettiin kattavaa käyttötilanteiden simulointia, jotta loistehon kompensointikapasiteettia voidaan rakentaa teknis-taloudellisesti kannattaviin paikkoihin. Lisäksi ehdotettiin tallennettavan historiatiedon laadun parantamista, jotta tulevissa analyyseissä voidaan luottaa tiedon oikeellisuuteen. Työn

tuloksena saatiin parannettua käsitystä voimajärjestelmän käyttäytymisestä ja lähivuosien lois-tehotilanteesta.

LÄHTEET

[1] ENTSO-E, ”Agreement regarding operation of the interconnected Nordic power system (System Operation Agreement)”, 13.6.2006. [Verkkosivu] Saatavissa: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/System_Operation_Agreement_English_translation.pdf [Haettu 13.6.2017].

[2] ”Sähkömarkkinalaki”, 9.8.2013. [Verkkosivu] Saatavissa: http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588 [Haettu 23.3.2017].

[3] Energiavirasto, ”Sähköverkkotoiminnan tekniset tunnusluvut”, [Verkkosivu] Saatavissa: https://www.energiavirasto.fi/muut-tilastot [Haettu 1.6.2016].

[4] A -I Kenttälä, ”Jakeluverkon loistehohallinnan suunnitelma”, Diplomityö, 2016.

[5] H. Eno, ”Kapasitiivisen loistehon kompensointi sähköverkkoyhtiössä”, Diplomityö, 2015.

[6] J. Nokelainen, ”Effects of increased distribution network cabling on distribution management and network information systems”, Diplomityö, 2015.

[7] M. Pesonen, ”20 kV ilmajohtoverkon maakapeloinnin vaikutus maasulkusuojaukseen ja loistehotaseeseen”, Diplomityö, 2015.

[8] S. Vehmasvaara, ”Compensation strategies in cabled rural networks”, Diplomityö, 2013.

[9] P. Väisänen, ”Loistehon kompensointi jakeluverkkoyhtiössä”, Diplomityö, 2012.

[10] M. Loukkalahti, J. Vuorinen ja A. Pihkala, Haastateltavat, *Loistehotilanne jakeluverkossa.* [Haastattelu] 16.3.2017.

[11] Fingrid Oyj, ”Kantaverkkosopimus 2016”, 2016. [Verkkosivu] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Kantaverkkosopimus2016/Kantaverkkosopimus%202016.pdf [Haettu 16.1.2017].

[12] Fingrid Oyj, ”Kantaverkkopalveluhinnoittelu”, 2016. [Verkkosivu] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Kantaverkkosopimus2016/Kantaverkkopalveluhinnoittelu_Liite%202.pdf [Haettu 23.3.2017].

[13] Fingrid, ”Jännitteen ylläpito”, [Verkkosivu] 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 [Haettu 19.4.2017].

[14] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.

[15] C. W. Taylor, Power System Voltage Stability, 1994.

[16] Fingrid, ”Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset”, [Verkkosivu] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/liittyminen/teknisetvaatimukset/Sivut/default.aspx [Haettu 27.6.2017].

[17] Fingrid, ”Kantaverkkowiki”, [Verkkosivu]

[18] G. Valverde ja J. J. Orozco, ”Reactive power limits in distributed generators from generic capability curves”, tekijä: *PES General Meeting | Conference & Exposition*, National Harbor, Maryland, USA, 2014.

[19] Siemens, ”Synchronous condenser solutions for Denmark”, 6 15. [Verkkosivu] Saatavissa: http://www.ptd.siemens.de/article_1506.pdf [Haettu 28.3.2017].

[20] Siemens, ”Biblis A generator stabilizes the grid as a synchronous condenser”, 2013. [Verkkosivu] Saatavissa: http://www.energy.siemens.com/ru/pool/hq/automation/power-generation/electrical-engineering/e3000/download/biblis-a-rwe-power-ag-electrical-solutions-generator-synchronous-condenser_sppa-e3000.pdf [Haettu 28.3.2017].

[21] P. Fairley, ”Zombie Coal Plants Reanimated to Stabilize the Grid”, IEEE, 24.7.2015. [Verkkosivu] Saatavissa: http://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/zombie-coal-plants-reanimated-to-stabilize-the-grid [Haettu 29.3.2017].

[22] A. Deecke ja R. Kaewcki, ”Usage of existing power plants as synchronous condenser”, 10 2015. [Verkkosivu] Saatavissa: http://pe.org.pl/articles/2015/10/12.pdf [Haettu 29.3.2017].

[23] Think Grid, ”Synchronous condensers for better grid stability”, 16.3.2016. [Verkkosivu] Saatavissa: http://www.think-grid.org/synchronous-condensers-better-grid-stability [Haettu 28.3.2017].

[24] Fingrid, ”Joustavuuden lisääminen sähkömarkkinoilla”, 7.4.2014. [Verkkosivu] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Seminaarit/S%C3%A4hk%C3%B6markkinap%C3%A4iv%C3%A4/2014/05_FI_Joustavuuden%20lis%C3%A4%C3%A4minen%20s%C3%A4hk%C3%B6markkinoilla_ver6.pdf [Haettu 29.3.2017].

[25] A. Gaun, B. Fröhlich, J. Roston ja T. P. Speas, ”Tertiary reactor and switcher design advancements result in improved Grid reliability”, tekijä: *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2016 IEEE/PES*, Dallas, 2016.

[26] CIGRE, ”Static var compensators”, 1986.

[27] M. M. Shabestary ja Y. A -R I Mohamed, ”An Analytical Method to Obtain Maximum Allowable Grid Support by Using Grid-Connected Converters”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy,* osa/vuosik. 7, nro 4, ss. 1558-1571, 2016.

[28] K. Knezoviü, M. Marinelli, R. J. Møller, P. B. Andersen, C. Træholt ja F. Sossan, ”Analysis of Voltage Support by Electric Vehicles and Photovoltaic in a Real Danish Low Voltage Network”, tekijä: *2014 49th International Universities Power Engineering Conference*, 2014.

[29] Fingrid, ”Sähkön siirtokapasiteettia lisää Suomen ja Ruotsin välille”, 1.11.2016. [Verkkosivu] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/tiedotteet/Sivut%2FS%C3%A4hk%C3%B6n-siirtokapasiteettia-lis%C3%A4%C3%A4-Suomen-ja-Ruotsin-v%C3%A4lille.aspx [Haettu 30.3.2017].

[30] Fingrid, ”Sähköjärjestelmän murros laittaa Pohjois- ja Etelä-Suomen väliset siirtoyhteydet lujille”, 25.1.2017. [Verkkosivu] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/tiedotteet/Sivut/S%C3%A4hk%C3%B6j%C3%A4rjestelm%C3%A4n-murros-laittaa-Pohjois--ja-Etel%C3%A4-Suomen-v%C3%A4liset-siirtoyhteydet-lujille.aspx [Haettu 30.3.2017].

[31] J. Elovaara, Haastateltava, *Kantaverkon kompensointiratkaisuiden historia.* [Haastattelu] 17.5.2017.

[32] T. Rauhala, J. Jyrinsalo ja H. Kuisti, ”Enhancing the Transmission Capability Using FACTS: The Finnish Experience”, tekijä: *9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, Lontoo, 2010.

[33] A. Gómez-Expósito, A. J. Conejo ja C. Cañizares, Electric Energy Systems, Analysis and Operation, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2008.

[34] Fingrid, ”Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito”, 1.3.2017. [Verkkosivu] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Kantaverkkosopimus2016/Loiss%C3%A4hk%C3%B6n%20toimituksen%20ja%20loistehoreservin%20yll%C3%A4pito.pdf [Haettu 24.3.2017].

[35] ENTSO-E, ”Establishing a guideline on electricity transmission system operation”, 2016. [Verkkosivu] Saatavissa: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SystemOperationGuideline%20final%28provisional%2904052016.pdf [Haettu 16.1.2017].

[36] ENTSO-E, ”27th ENTSO-E SOC Meeting”, 2013.

[37] J. Ylimannila, ”LED-valolähteen asennusvaihtoehdot”, Opinnäytetyö, 2011.

[38] European Union, ”COMMISSION REGULATION (EU) No 1194/2012”, 14.12.2012. [Verkkosivu] Saatavissa: http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:342:0001:0022:en:PDF [Haettu 24.7.2017].

[39] TUKES, *LED-valoputket loisteputkien korvaajina,* 2014.

[40] Valtioneuvosto, ”Suomalaisyritykset ja kunnat säästävät energiakuluissa satoja miljoonia vuodessa”, 15.6.2017. [Verkkosivu] Saatavissa: http://valtioneuvosto.fi/artikkeli/-/asset_publisher/1410877/suomalaisyritykset-ja-kunnat-saastavat-energiakuluissa-satoja-miljoonia-vuodessa [Haettu 27.6.2017].

[41] K. Pylkkänen, ”Tilannekuvan hallinta sähkönjakeluverkon häiriötilanteissa”, 2014.

[42] J. Tolonen, ”Vaihtoehtoja sähkön toimituskriteeristön tavoitteiden saavuttamiseksi maaseutumaisessa jakeluverkkoyhtiössä”, Diplomityö, 2011.

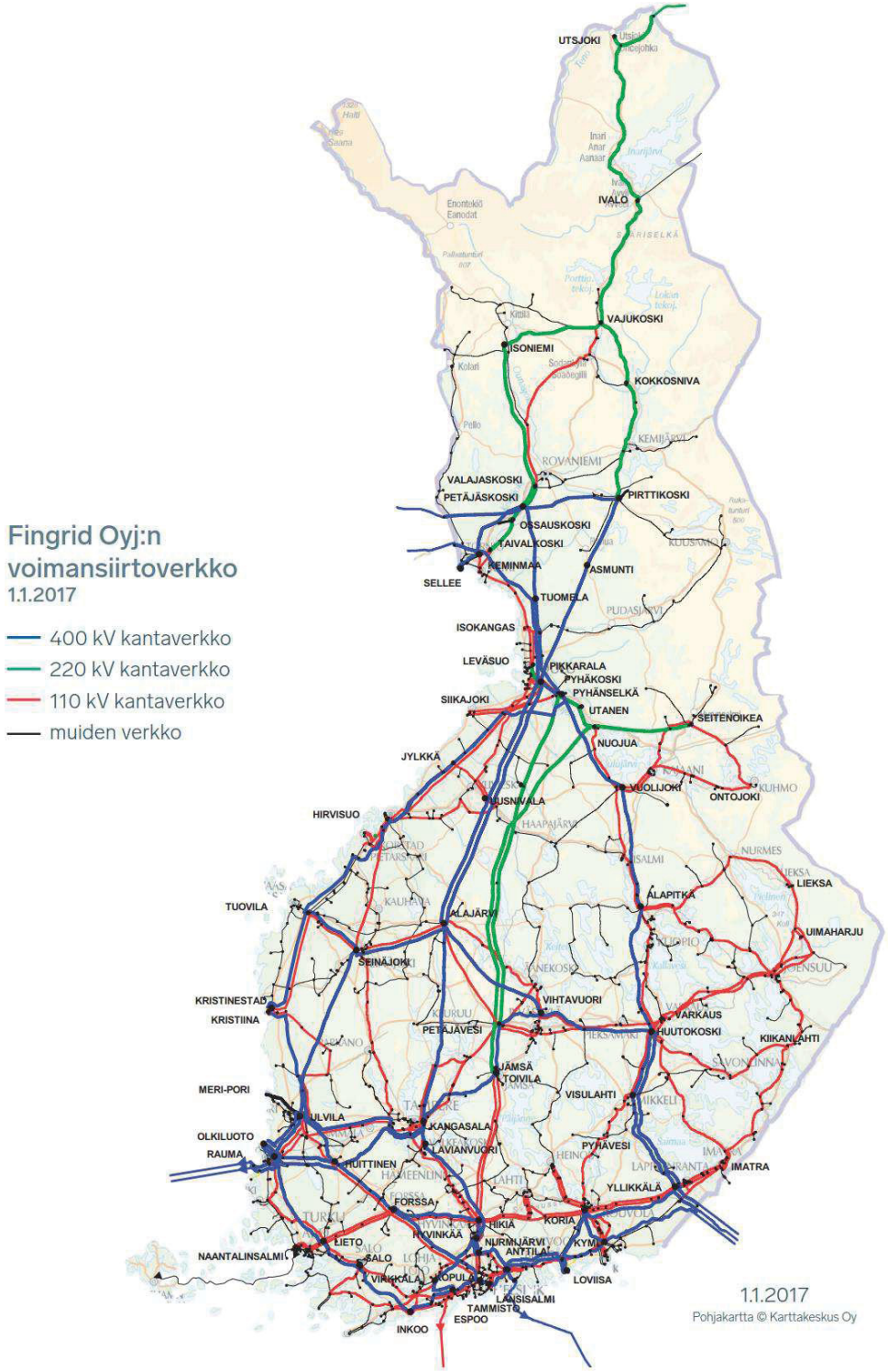
[43] Prysmian Group, ”AHXAMK-W 20 kV 3-johtiminen Alumiinijohtiminen, PEX-eristeinen vesitiivis Wiski®-maakaapeli”, 2013. [Verkkosivu] Saatavissa: http://fi.prysmiangroup.com/en/business_markets/markets/pd/download/datasheets/AHXAMK-W_20kv_3joht.pdf [Haettu 13.7.2017].

[44] Fingrid, ”Kantaverkkopalveluehdot”, 1.1.2016. [Verkkosivu] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Kantaverkkosopimus2016/Liite%201%20Kantaverkkopalveluehdot.pdf [Haettu 27.6.2017].

[45] Fingrid Oyj, ”Häviösähkö”, [Verkkosivu] Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/h%C3%A4vi%C3%B6s%C3%A4hk%C3%B6/Sivut/default.aspx [Haettu 11.4.2017].

[46] R. Kuusi ja M. Koskinen, Haastateltavat, *Markkinamallien muuttuminen lähivuosina.* [Haastattelu] 12.5.2017.

LIITE A: SUOMEN KANTAVERKKO



Rivi	Simulointitilanne	400 kV loisteho-tase (Mvar)	Alajännitepuo-lelta syötetty loisteho (Mvar)	Kondensaat-torit verkossa (kpl)	Vapaat reak-torit (kpl)	RAC (MW)	P1 (MW)	Fenno-Skan (MW)	Estlink (MW)	Toimenpiteet	Ylijännit-teet (sähkö-asemaa kpl)
1	Kesä 2017 (kuorma 10 GW)	2677	160	8 kpl	22 kpl	-789	1105	-594	0		
2	Kesä 2017 (kuorma 7 GW)	2844	402	8 kpl	10 kpl	-17	672	-396	0		
3	Lieto-Forssa –johto	2888	387	8 kpl	10 kpl	-17	673	-396	0		
4	Olkiluoto 3	2759	393	8 kpl	12 kpl	-11	666	1204	0		
5	Viroon 35 MW	2757	341	7 kpl	12 kpl	-48	700	1204	35		
6	Viroon 1000 MW	2466	385	7 kpl	15 kpl	68	589	100	1003		
7	Virosta 500	2813	379	7 kpl	9 kpl	493	196	1204	-494		
8	Virosta 1000	2798	383	7 kpl	9 kpl	985	-271	1204	-990		
9	Tuulivoima 0 MW	2725	352	8 kpl	11 kpl	-37	569	1003	0		
10	Tuulivoima 1000 MW	2808	258	8 kpl	12 kpl	736	394	1204	0		
11	Tuulivoima 2100 MW	2846	213	8 kpl	12 kpl	1811*	27	1204	0		
12											
13	Epäedullinen siirtotilanne	2823	453	7 kpl	12 kpl	-91	45	1204	-990		
14	Loistehotilanne 2016 (600 Mvar)	2847	598	6 kpl	11 kpl	-91	46	1204	-990		
15	Loistehotilanne 2017 (700 Mvar)	2835	700	5 kpl	8 kpl	-92	47	1204	-990		
16	Loistehotilanne 2018 (750 Mvar)	2849	758	5 kpl	8 kpl	-92	47	1204	-990		
17	Loistehotilanne 2019 (850 Mvar)	2860	856	5 kpl	7 kpl	-92	48	1204	-990		
18	Loistehotilanne 2020 (900 Mvar)	2831	892	4 kpl	4 kpl	-93	47	1204	-990		
19	Loistehotilanne 2021 (1000 Mvar)	2854	990	4 kpl	4 kpl	-93	48	1204	-990		
20	Loistehotilanne 2022 (1050 Mvar)	2859	1059	4 kpl	3 kpl	-93	48	1204	-990		
21	Loistehotilanne 2023 (1150 Mvar)	2887	1159	2 kpl	3 kpl	-94	48	1204	-990		1 kpl
22	Loistehotilanne 2024 (1200 Mvar)	2900	1206	2 kpl	3 kpl	-95	48	1204	-990		3 kpl
23	Loistehotilanne 2025 (1300 Mvar)	2905	1296	2 kpl	1 kpl	-96	48	1204	-990		5 kpl
24	Loistehotilanne 2026 (1350 Mvar)	2918	1356	2 kpl	1 kpl	-96	49	1204	-990		10 kpl

RAC-, Fenno-Skan sekä Estlink-yhteyksillä positiivinen mittaus tarkoittaa siirtoa pois Suomesta. P1-yhteydellä positiivinen mittaus tarkoittaa siirtoa pohjoisesta etelään.

*RAC-siirto ylittää nykyisen kapasiteetin. Tätä ei otettu huomioon, vaan tarkasteltiin ainoastaan loistehotilannetta.

LIITE C: SIMULOINTITULOKSET 2

Rivi	Simulointitilanne	400 kV loisteho-tase (Mvar)	Alajännitepuo-lelta syötetty loisteho (Mvar)	Kondensaat-torit verkossa (kpl)	Vapaat reak-torit (kpl)	RAC (MW)	P1 (MW)	Fenno-Skan (MW)	Estlink (MW)	Toimenpiteet	Ylijännit-teet (sähkö-asemaa kpl)
27	Loistehotilanne 2023 (1150 Mvar)	2860	1160	2 kpl	5 kpl	-94	48	1204	-990	SVC	
28	Loistehotilanne 2024 (1200 Mvar)	2858	1192	0 kpl	4 kpl	-95	49	1204	-990	RE kiinni, RC:t irti	
29	Loistehotilanne 2025 (1300 Mvar)	2877	1305	0 kpl	3 kpl	-96	49	1204	-990	RE kiinni	1 kpl
30	Loistehotilanne 2025 (1300 Mvar)	2733	1293	0 kpl	3 kpl	-95	49	1204	-990	Johto irti	
31	Loistehotilanne 2026 (1350 Mvar)	2744	1342	0 kpl	3 kpl	-95	49	1204	-990		
32	Loistehotilanne 2027 (1450 Mvar)	2774	1444	0 kpl	3 kpl	-96	50	1204	-990		
33	Loistehotilanne 2028 (1500 Mvar)	2793	1505	0 kpl	3 kpl	-97	50	1204	-990		4 kpl
34	Loistehotilanne 2028 (1500 Mvar)	2594	1505	0 kpl	3 kpl	-94	50	1204	-990	Johto irti	

RAC-, Fenno-Skan sekä Estlink-yhteyksillä positiivinen mittaus tarkoittaa siirtoa pois Suomesta. P1-yhteydellä positiivinen mittaus tarkoittaa siirtoa pohjoisesta etelään.