

Jere Suojanen

Kantaverkon loistehon seurantatyökalu

Metropolia Ammattikorkeakoulu

Sähkö- ja automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma

Insinööri (Ylempi AMK)

Opinnäytetyö

29.10.2018

Tekijä(t) Otsikko	Jere Suojanen Kantaverkon loistehon seurantatyökalu
Sivumäärä Aika	69 sivua + 1 liite 29.10.2018
Tutkinto	Insinööri (ylempi AMK)
Koulutusohjelma	Sähkö- ja automaatiotekniikka
Suuntautumisvaihtoehto	
Ohjaaja(t)	Erikoisasiantuntija Antti-Juhani Nikkilä, Fingrid Oyj Lehtori Jarno Varteva, Metropolia
<p>Kantaverkon jännitteet ovat olleet viime vuosina nousussa kevyiden siirtotilanteiden aikaan kesäisin. Syyksi tähän on tunnistettu kantaverkon ulkopuolelta jakeluverkoista tuleva kapasitiivinen loisteho, joka aiheutuu muun muassa jakeluverkkojen maakaapeloinnista. Kantaverkossa merkittävin osa kapasitiivisesta loistehosta aiheutuu 400 kV voimajohdoista. Tämä loisteho on suunniteltu kompensoitavaksi sähköasemien päämuuntajiin liitetyillä rinnakkaisreaktoreilla. Kantaverkkoa ei ole suunniteltu kompensoimaan sen ulkopuolelta tulevaa loistehoa. Jakeluverkoista tulevan loistehon kompensointi varaa kantaverkon tarpeisiin suunniteltua kompensointikapasiteettia, joten liian pieneksi jäänyt loistehon kompensointikapasiteetti on aiheuttanut jännitteiden nousua. Kantaverkon loistehon seurantaan ei ole ollut riittäviä työkaluja, joten sellainen piti kehittää.</p> <p>Opinnäytetyössä kantaverkko jaettiin 11 tarkasteltavaan alueeseen, joiden loistehotasapainot selvitettiin kantaverkon mittauksia sekä asiakkaiden liittymispisteiden energiamittareita hyödyntäen. Asiakasverkkojen energiamittareiden avulla selvitettiin alueelliset loistehotrendit, joiden avulla pystytään seuraamaan asiakasverkoista kantaverkkoon tulevaa loistehoa. Kantaverkon omista mittaustiedoista tehtiin ryhmiä, joiden avulla saatiin selville aluekohtaisesti 400 kV ja 220 kV voimajohtojen loistehotase, 110 kV verkosta tuleva loisteho, reaktoreiden loisteho, muuntajien loistehohäviöt sekä 400 kV verkossa olevien voimalaitosten, tasasähkölinkeiden sekä SVC-laitoksen loistehon kompensointi.</p> <p>Työssä huomattiin, että alueelliset loistehotasapainot vaihtelevat suuresti. Etelä-, Lounais- ja Länsi-Suomessa kantaverkon loistehotase ja asiakkaiden verkoista tuleva loisteho on suurempaa, kuin alueella oleva kantaverkon kapasitiivisen loistehon kompensointiin tarkoitettujen reaktoreiden kompensointikapasiteetti. Tästä johtuen loistehoa kompensoidaan kevyiden siirtotilanteiden aikaan paljon myös voimalaitoksilla, tasasähkölinkeillä sekä SVC-laitoksella. Koska kaikkea loistehoa ei pystytä kompensoimaan alueella, loistehoa siirtyy kompensoitavaksi myös muihin kantaverkon osiin, mikä aiheuttaa myös häviöitä.</p> <p>Tulosten perusteella Fingridin kantaverkkokeskukselle kehitettiin uusi työkalu, jonka avulla operaattorit saavat havainnollistavan kuvan kantaverkon muuttuvista loistehotilanteista. Muuttuviin tilanteisiin voidaan reagoida entistä paremmin, koska tarvittavat tiedot ovat helposti hyödynnettävissä.</p>	
Avainsanat	loisteho, loistehon kompensointi, jännite, kantaverkko

Author(s) Title	Jere Suojanen Monitoring tool of reactive power in the main grid
Number of Pages Date	69 pages + 1 appendix 29 October 2018
Degree	Master of Engineering
Degree Programme	Electrical and Automation Engineering
Specialisation option	
Instructor(s)	Antti-Juhani Nikkilä, Expert, Fingrid Oyj Jarno Varteva, Principal Lecturer, Metropolia
<p>The voltage of the Finnish main grid has been rising during the recent years in light transmission situations. The reason for this is the capacitive reactive power coming to main grid from the distribution grids. 400 kV power lines are the most significant source of the capacitive reactive power in the main grid. This reactive power is compensated by the shunt reactors, which are connected on transformer's tertiary winding. The compensation system of main grid is not designed to compensate the reactive power coming outside the main grid. That is why the compensation capacity has momentarily reached its maximum capacity causing consequently higher voltages in the main grid. Until now, there has not been a way to monitor the flow of the reactive power in the main grid.</p> <p>In this thesis, the Finnish main grid was divided into 11 areas. Each area's reactive power balance was monitored using measurements from Fingrid's substations and from the energy meters that are located in the customer's connection points to the main grid. Using the meters it is now possible to monitor the reactive power coming from the distribution grids on each area. It is now also possible to monitor each area's reactive power of the power lines, reactive power coming from the 110 kV grid, reactive power of the shunt reactors and reactive power losses of the transformers. The compensation of 400 kV connected power plants, HVDC-links and SVC-device is now also monitored in each area.</p> <p>It was found out that there were significant variations in reactive power balances between areas. The largest sources of capacitive reactive power coming from the main grid and distribution grids are in south, southwest and western parts of the Finnish power system. In these areas, there are not enough shunt reactors to compensate the reactive power. That is why power plants, HVDC-links and SVC-device are compensating the reactive power during light transmission situations. Even that does not help at all situations, so sometimes the excessive reactive power flows to different areas causing losses.</p> <p>A tool to monitor main grid's reactive power flow was developed based on the results of the monitoring. With the new tool, the operators can get a real-time visualized view of the reactive power situation of each area. Using the tool it is now easier to react to different situations, because all the information is easily available.</p>	
Keywords	reactive power, reactive power compensation, voltage, main grid

Sisällys

1	Johdanto	1
2	Tutkimusmenetelmä	3
2.1	Laskutus- ja tasejärjestelmä	4
2.2	Käytönvalvontajärjestelmä	4
3	Loisteho siirtoverkossa	5
4	Jännitteensäätö kantaverkossa	7
4.1	Kompensointilaitteet	8
4.1.1	Rinnakkaisreaktorit	9
4.1.2	Rinnakkaiskondensaattorit	9
4.2	Sarjakondensaattori	10
4.3	Käämikytkimet	11
4.4	SVC (Static Var Compensator)	11
4.5	HVDC-linkit	12
4.6	Tahtigeneraattorit	13
5	Kantaverkon nykyinen loistehotilanne	13
5.1	Kantaverkkosopimus 2016	16
5.1.1	Loissähkörajat	16
5.2	Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV)	17
6	Jännitteensäädön työkalut kantaverkkokeskuksessa	21
6.1	Tiedon esittämisen nykytila	22
7	Saatavilla olevan mittaustiedon jalostaminen	24
7.1	Asiakasverkkojen loisteho	25
7.1.1	Ryhmät 1, 2, 3 ja 6	28
7.1.2	Ryhmät 4, 5 ja 7	30
7.1.3	Ryhmät 8, 9, 10 ja 11	32
7.2	Kantaverkon loisteho	34
7.2.1	Kantaverkon loistehomittaukset	37
7.2.2	Kantaverkon mittausten kattavuus	44
7.2.3	Ryhmät 1, 2, 3 ja 6	45
7.2.4	Ryhmät 4, 5 ja 7	48

7.2.5 Ryhmät 8, 9, 10 ja 11	51
7.3 Uusien mittausten visualisointi käytönvalvontajärjestelmään	56
7.4 Sähköjärjestelmän kokonaistilanteen hallinta	58
8 Johtopäätökset	62
9 Jatkokehitys	66
Lähteet	68
Liitteet	
Liite 1. Mittausryhmiin kuuluvat Fingridin sähköasemat ja muuntajat	

Lyhenteitä ja käsitteitä

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, eurooppalainen kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö
HVDC	High Voltage Direct Current, korkeajännitteinen tasavirta
I	Virta
KK	Muuntajan käämikytkin
KVJ	Käytönvalvontajärjestelmä
LCC	Line Commucated Converter, virtalähdesuuntaaja
LTJ	Laskutus- ja tasejärjestelmä
P1	Vaihtovirtayhteys Pohjois- ja Etelä-Suomen välillä
PI	PI-historiatietojärjestelmä
Q	Loisteho
RAC	Vaihtovirtayhteys Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin välillä
RE	Rinnakkaisreaktori
SVC	Static Var Compensator, staattinen loistehokompensaattori
SvK	Svenska Kraftnät, Ruotsin kantaverkkoyhtiö
U	Jännite
VB	Viipurin sähköaseman lyhenne
VSC	Voltage Source Converter, jännitelähdesuuntaaja
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset
X _c	Kapasitiivinen reaktanssi
X _L	Induktiivinen reaktanssi

1 Johdanto

Suomen sähköjärjestelmä koostuu voimalaitoksista, kantaverkosta, suurjännitteisistä jakeluverkoista sekä sähkön kuluttajista. Sähköjärjestelmä on osa yhteispohjoismaista järjestelmää, johon kuuluu Ruotsi, Norja ja Itä-Tanska. Tämän lisäksi Suomesta on taseasähköyhteydet Viroon sekä Venäjälle, joiden kautta pohjoismainen järjestelmä on yhdistetty Venäjän ja Baltian voimajärjestelmään. [1, s. 17]

Fingrid on Suomen kantaverkkoyhtiö, joka on sähkömarkkinalain mukaan määrätty järjestelmävastaavaksi. Järjestelmävastaava vastaa Suomen sähköjärjestelmän teknisestä toimivuudesta ja käyttövarmuudesta, sähkömarkkinoiden toiminnan kehittämisestä sekä huolehtii valtakunnalliseen tasevastuuseen kuuluvista tehtävistä. [1, s. 43]

Fingridin omistama kantaverkko koostuu 116 sähköasemasta ja niitä yhdistävistä voimajohdoista, joita on yhteensä 14 400 kilometriä. Naapurimaihin menevät taseasähköyhteydet kuuluvat myös Fingridin omistukseen. Kantaverkossa on käytössä kolme eri jännitetasoa: 400 kV, 220 kV ja 110 kV. Jännitteen ylläpitäminen oikeissa raja-arvoissa on yksi tärkeimmistä käyttövarmuuteen liittyvistä asioista, sillä pahimmillaan jännitetasojen romahtaminen tai liiallinen nousu voi aiheuttaa laajoja alueellisia häiriöitä ja laitevaurioita, jotka voivat johtaa pitkäkestoihin häiriöihin. Liian korkeat jännitteet myös lyhentävät laitteiden elinikää.

Normaalitilanteessa kantaverkon kompensointilaitteet sekä verkkoon kytketyt generaattorit pitävät automaattisesti yllä jännitettä voimalaitosten ja sähköasemien säätöjärjestelmiin aseteltujen tavoitearvojen mukaisesti. Viimevuosina on kuitenkin huomattu, että kantaverkon jännitetasot ovat olleet jo pitkään nousussa. Jännitetasot ovat nousseet etenkin kevyen kuormituksen aikaan kesäisin, vaikka kaikki alueen kompensointilaitteet ovat olleet käytössä. Kantaverkon kompensointilaitteet on suunniteltu ja mitoitettu siten, että ne riittävät kompensoimaan 400 kV verkon tuottaman varausloistehon. Suunnittelussa ei ole varauduttu siihen, että kantaverkon ulkopuolella syntynyttä loistehoa siirtyy alemmilla jännitetasoilla kompensoitavaksi kantaverkkoon. Kantaverkon ulkopuolelta tuleva loisteho tarkoittaa käytännössä kantaverkkoon liittyneiden jakeluverkkojen tuottamaa loistehoa.

Kantaverkon loisteho kompensoidaan suurimmaksi osaksi kantaverkon muuntajien tertiäreihin kytketyillä kompensointireaktoreilla. Muuntajien huollot ajoittuvat yleensä kesäaikaan, koska muuntajien läpi menevä tehonsiirto on silloin pienempää, eivätkä keskeytykset aiheuta niin suurta käyttövarmuusriskiä. Monet huoltotyöt myös edellyttävät töiden tekemistä lämpimään aikaan käytännön syistä. Muuntajien keskeytykset tarkoittavat aina myös sitä, että muuntajien tertiääriin kytketyt reaktorit ovat tällöin poissa käytöstä. Tämä saattaa johtaa tilanteisiin, joissa alueella syntyvää loistehoa ei voida kompensoida riittävästi. Tämän takia jakeluverkoista tuleva loisteho tulee ottaa nykyään huomioon myös kantaverkon huoltotoissa ja niiden ajoituksessa. Kantaverkon loistehotilanteen kokonaisymmärtäminen on tärkeää, kun kytkentäpäätöksiä tehdään kompensointilaitteisiin liittyen. Kokonaisymmärtäminen on tärkeää myös huoltotöiden pitkän tähtäimen suunnittelun ja ajoittamisen kannalta.

Tässä opinnäytetyössä pyritään selvittämään Suomen kantaverkkoa valvovalle Fingridin kantaverkkokeskukselle uusia työkaluja alueellisten jänniteongelmien nykyistä parempaan havainnointiin. Mittaustietoa verkosta on paljon, mutta sitä ei hyödynnetä tällä hetkellä tarpeeksi kattavasti. Tavoitteena on myös tunnistaa kantaverkon pahimmat ongelma-alueet jännitteiden kannalta ja selvittää, mistä jännitteen nousun aiheuttava loisteho tulee. Asiakasverkoista tuleva loisteho selvitetään tällä hetkellä vain asiakkaiden laskutusprosessia varten jälkikäteen kuukausittain, mutta valvomotyöskentelyn kannalta siitä ei ole apua. Tämän takia kantaverkkokeskus tarvitsee seurantaan oman työkalun.

Opinnäytetyön tutkimuskysymykset ovat:

- Miten muuttunut tilanne vaikuttaa kantaverkkokeskuksen toimintaan?
- Mitä työkaluja kantaverkkokeskus tarvitsee loistehon havainnointiin?
- Mitkä ovat sopivimmat käyttötoimenpiteet loistehon siirron ja jänniteongelmien hallintaan?
- Miten asiakasverkoista tulevaa loistehoa voidaan seurata, havainnollistaa ja analysoida?
- Miten käytettävissä olevaa mittausdataa voidaan hyödyntää?
 - Asiakasverkkojen loistehon seurantaan

- Voimalaitosten loistehon seurantaan
 - Kantaverkon alueellisen loistehon kehityksen seurantaan
- Mitä tietoa tarvitaan ja miten esitettynä, jotta voidaan arvioida tulevaisuutta ja tilanteen kehittymistä?

2 Tutkimusmenetelmä

Työssä käytetään tutkimusmenetelmänä case- eli tapaustutkimusta. Tapaustutkimus soveltuu hyvin kehittämistyön lähestymistavaksi, kun halutaan ymmärtää syvällisemmin kehittämisen kohdetta ja tuottaa uusia kehittämis ehdotuksia. Tapaustutkimuksen tavantomainen eteneminen tapahtuu yleensä neljässä eri vaiheessa [2, s. 53 - 54]:

- Alustava kehittämis tehtävä
- Ilmiöön perehtyminen käytännössä ja teoriassa, kehittämis tehtävän mahdollinen täsmennys
- Aineiston keruu ja analysointi
- Kehittämis ehdotukset tai -malli

Tutkimuskohteena ovat kantaverkon alueelliset loistehotasapainot ja niiden nykytila. Tällä hetkellä tiedetään, että kantaverkon ylijänniteongelman aiheuttaa loisteho, joka tulee mm. asiakkaiden jakeluverkoista. Tarkempaa alueellista tarkastelua asiasta ei ole kuitenkaan tehty.

Tutkimuksessa loistehon havainnoinnin aineistoksi käytetään kantaverkon olemassa olevia mittaustietoja jalostamalla niitä laajemmiksi kokonaisuuksiksi, joita on helpompi tulkita. Lisäksi laajemmat kokonaisuudet antavat kokonais käsitystä sähköjärjestelmän toiminnasta. Yksittäisen kulutuskohteen seuraaminen ei ole perusteltua, mikäli suuremmasta kokonaisuudesta saadaan muodostettua riittävän hyvä käsitys. Fingridin yksi käynnissä olevista strategisista hankkeista on "Data kuntoon ja tuottamaan", joka sopii hyvin tähän tutkimukseen. [3]

Tavoitteena on tehdä käytönvalvontajärjestelmään ja muihin käytön tukijärjestelmiin työkaluja, joita voidaan hyödyntää kantaverkon jännitteensäädössä ja loistehotasapainon havainnollistamisessa. Käytettävät mittaustiedot ovat:

- Asiakkaiden 110 kV kantaverkon liittymispisteiden loistehomittaukset
- Voimalaitosten loistehomittaukset
- HVDC-yhteyksien sekä SVC:n loistehomittaukset
- Kantaverkon muuntajien loistehomittaukset
- Kantaverkon 400 kV ja 220 kV johtojen loistehomittaukset
- Reaktoreiden loistehomittaukset

Näiden mittaustietojen perusteella työssä pyritään tekemään helposti tulkittavia kokonaisuuksia kantaverkkokeskuksen operaattoreita varten, jotta kantaverkon loistehotilanne saadaan entistä paremmin hahmotettua.

2.1 Laskutus- ja tasejärjestelmä

Jokainen kantaverkon asiakkaan liittymispiste on varustettu energiamittarilla. Energiamittari mittaa liittymispisteen pätö- ja loistehon keskituntitehoa, jonka mukaan Fingrid laskuttaa asiakkaitaan sähkön siirrosta. Energiamittareilta tiedot keskituntitehoista siirtyvät Fingridille kerran vuorokaudessa. [1. s. 63]

Kaikki mittaustiedot menevät Fingridin laskutus- ja tasejärjestelmään (LTJ). Tässä työssä hyödynnetään energiamittareilta saatavaa liittymispisteiden loistehon keskituntitehoa.

2.2 Käytönvalvontajärjestelmä

Käytönvalvontajärjestelmä (KVJ) on kantaverkkokeskuksen tärkein työkalu kantaverkon valvontaan ja hallintaan. Järjestelmässä on kuvattu koko kantaverkko ja siihen liittyvät mittaustiedot. Kantaverkon muuntajien, voimajohtojen, reaktoreiden ja tasasähköyhteyksien loistehomittaukset ovat kaikki saatavilla reaaliaikaisesti järjestelmästä. Voimalaitosten loistehomittaukset ovat myös käytönvalvontajärjestelmässä, mutta niissä on jonkin

verran puutteita. Tässä työssä hyödynnetään järjestelmässä olevia mittaustietoja, ja tehdään niistä erilaisia laskentoja.

Käytönvalvontajärjestelmässä ei ole omaa työkalua mittausten historiatrendien tarkasteluun. Tästä johtuen käytönvalvontajärjestelmän mittaustiedot tallentuvat erilliseen PI historiatietojärjestelmään. Tämä järjestelmä kerää kaikki käytönvalvontajärjestelmän tuottamat mittaustiedot talteen. Mittaustiedoista voidaan ohjelman avulla piirtää historiatrendejä ja muita visualisoivia kuvia. Tässä työssä tehtävät laskennat käytönvalvontajärjestelmään menevät talteen historiatietojärjestelmään, jossa niitä voidaan tarkastella myös jälkikäteen.

3 Loisteho siirtoverkossa

Sähköjärjestelmän yksi tärkeimmistä perussuureista on jännite, jonka vaikutuksesta suljettuun virtapiiriin syntyy virta. Vaihtosähköjärjestelmässä jännite syntyy generaattoreissa sekä tehoelektronikassa, jotka kykenevät muodostamaan jännitteen. Jännitteen ja virran suunta ja näiden välinen vaihekulma vaihtelevat aiheuttaen loistehoa. Loisteho liittyy joko magneettikenttään (induktanssi) tai sähkökenttään (kapasitanssi) varastoituvaan energiaan. Mikäli loistehoa syntyy, se tarkoittaa että kaikki tarjolla oleva teho ei ole työn tekemiseen tarvittavaa pätötehoa, vaan osa energiasta on varastoitunut komponentin magneetti- tai sähkökenttään [1 s. 94 - 95]. Siirtoverkon kompensoinnilla kompensoidaan verkossa syntyvää loistehoa, ja kompensointia säädetään siirtotilanteen vaihdellessa. Loistehon turhaa siirtoa verkossa tulisi välttää, sillä siitä aiheutuu turhia häviöitä aivan kuten pätötehonkin siirrossa. Tästä johtuen loistehon kompensointi tulisi tehdä aina siellä, missä sitä tuotetaan.

Voimajohdon tuottama tai kuluttama loisteho määräytyy jännitteestä, johdintyyppistä sekä johdon kuormituksesta. Ohmin laista johtamalla voimajohdon kapasitiivisen reaktanssin X_C tuottama loisteho Q jännitteellä U voidaan esittää kaavan 1 mukaisesti. Kaavasta nähdään loistehon riippuvuus jännitteen U neliöstä.

$$Q = \frac{U^2}{X_c} \quad (1)$$

Q on loisteho

U on voimajohdon jännite

X_c on voimajohdon kapasitiivinen reaktanssi

Kuormituksen ollessa kevyttä, voimajohto tuottaa loistehoa enemmän kuin kuluttaa ja nostaa tällöin verkon jännitettä. Kuormituksen ollessa suurta, voimajohto puolestaan kuluttaa loistehoa enemmän kuin tuottaa ja laskee tällöin verkon jännitettä. Voimajohdon induktiivisen reaktanssin X_L kuluttama loisteho Q kasvaa suhteessa virran I neliöön kaavan 2 mukaisesti:

$$Q = I^2 X_L \quad (2)$$

Q on loisteho

I on voimajohdon virta

X_L on voimajohdon induktiivinen reaktanssi

Jokaisella voimajohdolla on tietty siirtoteho, jolla voimajohdon tuottama ja kuluttama loisteho on tasapainossa. Tätä tehonsiirron pistettä kutsutaan johdon luonnolliseksi tehoksi. Tällöin johto ei tuota eikä kuluta loistehoa muuhun sähköverkkoon, koska johdon varausloisteho kompensoi johdon reaktanssissa tapahtuvan loisteho- ja jännitehäviön kokonaan [4 s. 94].

Kantaverkko on silmukoitu verkko, jossa voimajohtojen tehojaot vaihtelevat jatkuvasti eri siirtotilanteiden mukaan. Myös voimajohtojen huoltotöiden ajaksi tehtävät johtokeskeytykset, verkkohäiriöt sekä muut kytkentätilanteiden muutokset saavat siirtotilanteen vaihtelevaan voimakkaasti. Tämän takia on mahdotonta, että voimajohdot olisivat lähellä luonnollista tehoaan jatkuvasti. Käytännössä 400 ja 220 kV:n verkko tuottaa loistehoa koko ajan, koska suurin osa kantaverkon johdoista käy aliluonnollisella teholla [1, s. 96]. Taulukossa 1 on esitetty kantaverkossa käytettävien johdintyyppien tuottama loisteho.

Taulukko 1. Kantaverkossa käytettävien johdintyyppien tuottama loisteho 100 km kohden, luonnollinen teho nimellisjännitteellä sekä terminen kuormitettavuus. [5]

Jännite ja johdin	Loistehon tuotanto (Mvar/100 km)	Luonnollinen teho (MW)	Terminen kuormitettavuus (MVA, +70°C)
400 kV 3-Finch	66	600	2250
400 kV 2-Finch	57	525	1385
220 kV 2-Hawk	19	170	440
220 kV Condor	14	121	290
110 kV 2-Duck	5	43	250
110 kV Duck	3	32	130
110 kV Hawk	3	32	120

Eri verkonosissa tapahtuva kuormitusvaihtelu sekä kuormituksen ottaman loistehon vaihtelu vaikuttaa verkonosan jännitteisiin. Loisteho ja jännite ovat paikallisia suureita, joten loistehotasapainoa tulee ylläpitää alueellisesti. Loistehomuutosten aiheuttamia jännitemuutoksia pyritään kompensoimaan erilaisilla kompensointilaitteilla.

4 Jännitteensäätö kantaverkossa

Suomen kantaverkko koostuu kolmesta eri jännitetasosta: 400 kV, 220 kV ja 110 kV. Kantaverkon jännitteensäädön tehtävä on pitää jokaisen jännitetason jännitteet sallituilla alueilla käyttötilanteesta riippumatta.

Jännitetasojen sallitut vaihtelualueet ovat taulukon 2 mukaisia. Jännitteet pidetään vaihtelualueen sisällä loistehon tuotantoa ja kulutusta ohjaamalla.

Taulukko 2. Kantaverkon eri jännitetasojen sallitut vaihteluvälit. [1, s. 98]

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

Kantaverkon jännitetasojen jännitteitä pyritään pitämään käytännössä aina lähempänä ylärajaa. Fingridin ohjeiden mukaan normaalit asetteluarvot ovat 400 kV verkossa 410

kV, 220 kV verkossa 235 kV ja 110 kV verkossa 118 kV. Nimellisjännitettä korkeammasta jännitteestä on hyötyä, sillä mitä korkeampi jännite, sitä vähemmän verkossa syntyy virtalämpöhäviöitä. Korkeammat jännitteet auttavat myös kantaverkon jännitestabiiliisuutta ja käyttövarmuutta. Liian korkealle kohonneet jännitteet voivat kuitenkin aiheuttaa jännitteiden hallitsematonta nousua, mikäli kompensointikapasiteettia ei ole riittävästi jäljellä [6, luku 14]. Liian korkeat jännitteet aiheuttavat myös ongelmia sähkönsiirtoverkon komponenttien jännitekestoisuudelle ja sähköturvallisuudelle.

Korkeampi jännite pienentää virtalämpöhäviöitä, mutta kasvattaa koronahäviöitä. Kantaverkon jännitteensäädössä tulee ottaa huomioon koronahäviöt, jotka voivat Suomen kantaverkossa olla yhtä suuret virtalämpöhäviöiden kanssa. Kuten virtalämpöhäviötkin, myös koronahäviöt ovat voimakkaasti riippuvaisia jännitteestä. Toisin kuin virtalämpöhäviöt, koronahäviöt pienenevät kun jännitettä lasketaan. Tästä johtuen jännitteensäätö häviöiden minimoimiseksi on ajoittain hyvin vaikeaa. Koronahäviöiden suuruus toisin riippuu ilmasto-olosuhteista. [4, s. 374]

Jännitettä voidaan nostaa tuottamalla loistehoa. Loistehoa tuottavia laitteita ovat ylimagnetoidut tahtikoneet, sarja- ja rinnakkaiskondensaattorit, staattiset loistehon kompensattorit ja aliluonnollisella teholla käyvät johdot. Jännitettä voidaan laskea kuluttamalla loistehoa. Loistehoa kuluttaa alimagnetoidut tahtigeneraattorit, rinnakkaisreaktorit, staattiset loistehon kompensattorit, muuntajat, epätahtikoneet, tyristorisillat verkkokomutoivilla tasasähköyhteyksillä, valokaariuunit ja johdot yliluonnollisella teholla. [4, s. 374]

Jännitteensäätö kantaverkossa tapahtuu pääosin automaattisesti, mutta jotkin säädöt suoritetaan manuaalisesti kantaverkkokeskuksesta. Automaattinen säätö suoritetaan normaalisti rinnakkaisreaktoreilla ja -kondensaattoreilla, tahtigeneraattoreilla sekä muuntajien käämikytkimillä. Manuaalista säätöä suoritetaan pääasiassa SVC-laitteella sekä HVDC-linkeillä.

4.1 Kompensointilaitteet

Suomen kantaverkossa loistehon tuotantoon käytetään rinnakkaiskondensaattoriparistoja. Loistehon kulutukseen käytetään puolestaan rinnakkaiskuristimia eli reaktoreita. Rinnakkainen kytkentä tarkoittaa sitä, että laite on kytketty käytetyn jännitetason ja maan

väliin. Näiden laitteiden tarkoitus on kompensoida loistehoa, eli muuttaa loistehotilannetta vastaamaan käyttötilanteen loistehotarvetta.

4.1.1 Rinnakkaisreaktorit

Lähes kaikki Suomen kantaverkossa käytettävistä reaktoreista ovat ilmasydämissiä, ilmajäähdytteisiä ja kiinteää eristettä käyttäviä laitteita. Reaktorit ovat kytketty 400/110/20 kV:n ja 220/110/20 kV:n muuntajien tertiäärikäämeihin. Kooltaan reaktorit vaihtelevat 400 kV verkossa 60...66 MVar ja 220 kV verkossa 20...30 MVar [1, s. 490]. Reaktoreiden tarkoitus on laskea 400 kV ja 220 kV verkkojen jännitteitä silloin, kun johtojen kuormitus on kevyttä ja johtojen kapasitanssit nostavat verkon jännitettä. Kantaverkon muuntajat ovat mitoitettu siten, että niiden tertiääriin voi kytkeytyä korkeintaan 2 reaktoria.

Reaktoreiden verkkoon kytkeytymistä ohjaa normaalisti automaattinen säätäjä, johon tulee aseman yläjännitepuolen mittaustieto. Reaktorisäätäjälle on laitettu asetteluarvo, johon säätäjä yrittää säätää jännitteen. 400 kV verkossa tämä arvo on normaalisti 410 kV, ja 220 verkossa 235 kV. Tämän lisäksi säätäjälle on määritetty jännitteensäätöikkuna, joka on normaalisti 1 % luokkaa. Jännitteensäätöikkuna estää säätäjää kytkemästä reaktoreita verkkoon ja irti liian herkästi pienillä jännitteen vaihteluilla. Uusilla sekä uusituilla sähköasemilla reaktorisäätäjän asetteluarvoja voi muokata käytönvalvontajärjestelmästä, vanhemmilla asemilla muutokset pitää tehdä asemalla.

Kaikki kantaverkon reaktorit voidaan ohjata myös käsisäädölle käytönvalvontajärjestelmästä. Joissain tilanteissa on parempi, että reaktorit eivät ole automaattisen säätäjän perässä. Tällaisia ovat esimerkiksi tilanteet, joissa johtokeskeytyksen tai -häiriön takia 400 kV sähköaseman rengasyhteys on poikki, ja asema jää säteittäiseen syöttöön 400 kV verkosta. Tällaisessa tilanteessa sähköasema ei ole sähköisesti enää niin vahva piste, jolloin reaktoreiden verkkoon kytkeytyminen voi aiheuttaa suuria, jopa 10 kV jännitemuutoksia. Suurien jännitemuutosten minimoimiseksi reaktoreita on parempi pitää käsisäädöllä, ja kytkeä verkkoon vain, jos tilanne oikeasti vaatii.

4.1.2 Rinnakkaiskondensaattorit

Rinnakkaiskondensaattorit muodostuvat useammasta rinnan ja sarjaan kytketystä standardikokoisesta kondensaattoriyksiköstä. Sarjaan kytkettyjen yksiköiden määrä valitaan

verkon mitoitusjännitteen ja yksikön mitoitusjännitteen mukaan. Rinnankytkettyjen yksiköiden määrä puolestaan määräytyy pariston loistehon perusteella. Kantaverkossa olevat kondensaattorit ovat kooltaan 20 - 50 MVar [7, s. 228]. Suomen kantaverkon kaikki rinnakkaiskondensaattorit on kytketty sähköasemien 110 kV kiskostoihin, ja niiden tehtävä on ylläpitää 110 kV verkon jännitettä.

110 kV sähköasemilla kondensaattoreita ohjaa samanlainen automaattinen jännitesäätäjä, kuin reaktoreita. Säättäjän jännitemittaus tulee 110 kV kiskosta, ja jänniteasetteluarvona käytetään 118 kV. 400/110 kV muuntoasemilla kondensaattoreiden ohjauksessa käytetään loistehosäätäjää, jonka toiminta perustuu 110 kV puolen summaloistehoon. Kondensaattori irtoaa verkosta, kun loistehoa siirtyy muuntajan alajännitepuolelta yläjännitepuolelle, ja kytkeytyy verkkoon, kun loistehoa siirtyy yläjännitepuolelta alajännitepuolelle. Tällä pyritään estämään jänniteportaiden välinen loistehon siirto paremmin, kuin normaalilla jännitteensäätäjäohjauksella. [1, s. 103]

Kondensaattorit voidaan ohjata tarvittaessa myös käsisäädölle käytönvalvontajärjestelmästä. Näin toimitaan etenkin 110 kV keskeytystilanteissa, joissa alueen käyttövarmuus on heikentynyt. Johtohäiriöt aiheuttavat aina verkon jännitteen putoamista, ja tämän takia kondensaattoreita voidaan kytkeä käsisäädöllä valmiiksi verkkoon ennaltaehkäisemään mahdollisen häiriön tuottamaa jännitekuoppaa.

4.2 Sarjakondensaattori

Sarjakondensaattorit ovat laitteita, jotka kytketään voimajohdon kanssa sarjaan. Laitteita käytetään lähinnä raskaasti kuormitetuilla pitkillä siirtoyhteyksillä. Sarjakondensaattori pienentää johdon päiden välistä induktiivista reaktanssia. Tämän vaikutuksen kautta sarjakondensaattori lieventää pitkiin siirtoyhteyksiin liittyviä kulma- ja jännitestabiiliusongelmia ja lisää siirtokapasiteettia. Sarjakondensaattorin vaikutuksesta johdon päiden välinen kulmaero ja johdon kuormittuessaan verkosta ottama loisteho pienenevät. Sarjakondensaattorin vaikutus johdon ottamaan loistehoon ja samalla jännitteeseen on iso, mutta pääsääntöisesti laitteita ei käytetä jännitteensäätöön, koska se heikentäisi sähköjärjestelmän siirtokykyä ja käyttövarmuutta. [7, s. 232].

Kantaverkossa sarjakondensaattoreita käytetään tärkeillä pohjois-etelä suunnan 400 kV siirtoyhteyksillä, sekä molemmilla Ruotsin rajajohdoilla. Normaalissa käyttötilanteessa

sarjakondensaattorit ovat aina käytössä, mutta tarvittaessa ne voidaan ohittaa ohjaamalla käytönvalvontajärjestelmästä sarjakondensaattorin ohituskatkaisija kiinni.

4.3 Käämikytkimet

Jokaisessa Suomen kantaverkon 400/110 kV, 400/220 kV ja 220/110 kV muuntajassa on käämikytkin, jonka tarkoitus on pitää alajännitepuolen jännite ohjearvossaan. Käytännössä käämikytkimen ohjaus säättää muuntajan käämityksen kierroslukua siten, että ensiöpuolen käämityksen kierroslukua suurennettaessa muuntosuhde kasvaa ja alajännitepuolen jännite laskee. Ensiöpuolen kierroslukua pienennettäessä alajännitepuolen jännite kasvaa. Käämikytkimen askeltaminen vaikuttaa luonnollisesti aina myös yläjännitepuolen jännitteeseen. Käämikytkimen tavallinen säätöalue on $\pm 15\%$, ja se on jaettu eri askelmiin, joita on pääsääntöisesti 13 kappaletta. [7 s.146; 1, s.104]

Käämikytkin on tarkoitettu kuormitusvaihtelusta johtuvien hitaiden alajännitepuolen jännitemuutosten korjaamiseen. Normaalityloilanteissa muuntajien käämikytkimet pidetään automaattisen säätäjän perässä, joka yrittää ylläpitää 110 kV puolella 118 kV jännitettä. Säätäjän säätöikkuna on aseteltu siten, että käämikytkimen askeltamisen aiheuttama alajännitepuolen jännitemuutos ei aiheuta säätäjän uudelleentoimintaa. Käämikytkimen toimintaa on myös rajoitettu 60 sekunnin aikahidastuksella, jotta se ei reagoisi ohimeneviin jänniteheilahduksiin [1, s.104]

Käämikytkinten ohjausta voidaan suorittaa myös käsisäädöllä kantaverkkokeskuksesta. Käsisäätöä voidaan käyttää esimerkiksi korkeiden jännitteiden tilanteessa, kun yläjännitepuolen jännite kasvaa liian korkeaksi, vaikka kaikki alueen reaktorit ovat jo kytketty verkkoon. Yläjännitepuolen korkeaa jännitettä voidaan laskea askeltamalla käämikytkintä ylöspäin, jolloin loistehoa siirtyy muuntajan läpi alajännitepuolelle, jossa jännite tällöin nousee.

4.4 SVC (Static Var Compensator)

SVC, eli staattinen loistehon kompensattori, on lyhenne sanoista Static Var Compensator. SVC on vähintään yhdestä tyristoriohjatusta loistehokompensointilaitteesta koostuva kokonaisuus, jonka tuottamaa loistehon määrää voidaan ohjata erittäin nopeasti muuttamalla tyristorien liipaisukulmia säätöjärjestelmän avulla.

Suomen kantaverkossa on yksi SVC laite Kangasalan sähköasemalla. SVC-laitteisto koostuu kahdesta tyristoriohjattavasta reaktorista, kahdesta tyristorikytkevästä kondensaattorista, sekä kolmesta suodatinparistosta. Se on kytketty Kangasalan 400 kV kiskoon oman 400/20 kV muuntajan kautta. Kangasalan SVC:n ensisijainen käyttötarkoitus on voimajärjestelmän tehoheilahtelujen vaimennuksen eli voimajärjestelmän stabiiliuden ja sitä kautta käyttövarmuuden parantaminen. SVC:tä voidaan käyttää myös jännitteensäätöön joko vakiojännitesäädöllä tai vakioloistehosäädöllä. Laitteisto pystyy tuottamaan maksimissaan 240 MVar kapasitiivista ja 200 MVar induktiivista loistehoa. Portaattonta säätökapasiteettia molempiin suuntiin on siis lähes neljän reaktorin verran. Vakiojännitesäädöllä SVC:lle määritellään 400 kV kiskoston jännitearvo, johon SVC pyrkii jännitteen säätämään. Vakioloistehosäädöllä SVC:lle syötetään loistehon ohjearvo, jota SVC syöttää tai ottaa 400 kV verkosta. [8]

4.5 HVDC-linkit

HVDC-yhteydet (High Voltage Direct Current) ovat suurjännitteisiä tasasähköyhteyksiä. Suurin ero vaihtosähköyhteyksiin on se, että teho siirtyy tasavirralla ja -jännitteellä ja sen suuruutta pitää säätää. Tasasähköyhteyden molempiin päihin tarvitaan muuttaja-aset, jotka muuttavat vaihtosähkön tasasähköksi ja päinvastoin. Tasasähköyhteyksiä on kahta eri tyyppiä: verkkokommutoiva eli virtalähdesuuntaaja (LCC, Line Commutated Converter) ja itsekommutoiva eli jännitelähdesuuntaaja (VSC, Voltage Source Converter).

Jännitteensäädön kannalta LCC:n ja VSC:n ero on huomattava. VSC:llä voidaan tahtigeneraattorin tavoin luoda jännite, toisin kuin LCC:llä. LCC-yhteyksillä tyristorisiltojen kuluttamaa loistehoa kompensoidaan AC-filttereillä, joita kytketään verkkoon ja pois tasasähköyhteyden kuluttaman loistehon mukaan. Tästä johtuen loistehon vaihtelut ovat portaattaisia. VSC-yhteyksillä pätö- ja loistehoa voidaan säätää portaattomasti molemmilla muuttaja-asemalla. Tämän takia VSC-yhteydet muistuttavat tahtigeneraattoria, jolla on PQ-diagrammi. [1, s. 534].

Suomen kantaverkossa on kuusi eri tasasähköyhteyttä:

- Fennoskan 1, LCC
- Fennoskan 2, LCC
- Estlink 1, VSC

- Estlink 2, LCC
- Å-link, VSC
- Viipurin back-to-back-yhteys, LCC

Normaalitilanteissa HVDC-yhteyksiä ei käytetä jännitteensäätöön. Korkeiden jännitteiden aikaan niiden hyödyntäminen on kuitenkin mahdollista, etenkin helppokäyttöisen Estlink 1:n. Kaikki jännitteensäädölliset toimenpiteet voidaan suorittaa kauko-ohjauksin kantaverkkokeskuksesta.

4.6 Tahtigeneraattorit

Tahtigeneraattorin tehtävä on ylläpitää jännitettä ja tuottaa pätötehoa, joka siirtyy kantaverkossa. Verkon jännitetasoon voidaan vaikuttaa muuttamalla generaattorin syöttämää loistehoa sen magnetointia säätämällä. Tahtigeneraattorit kuluttavat loistehoa, kun niitä alimagnetoidaan, ja tuottavat loistehoa kun niitä ylimagnetoidaan. [4, s. 376]

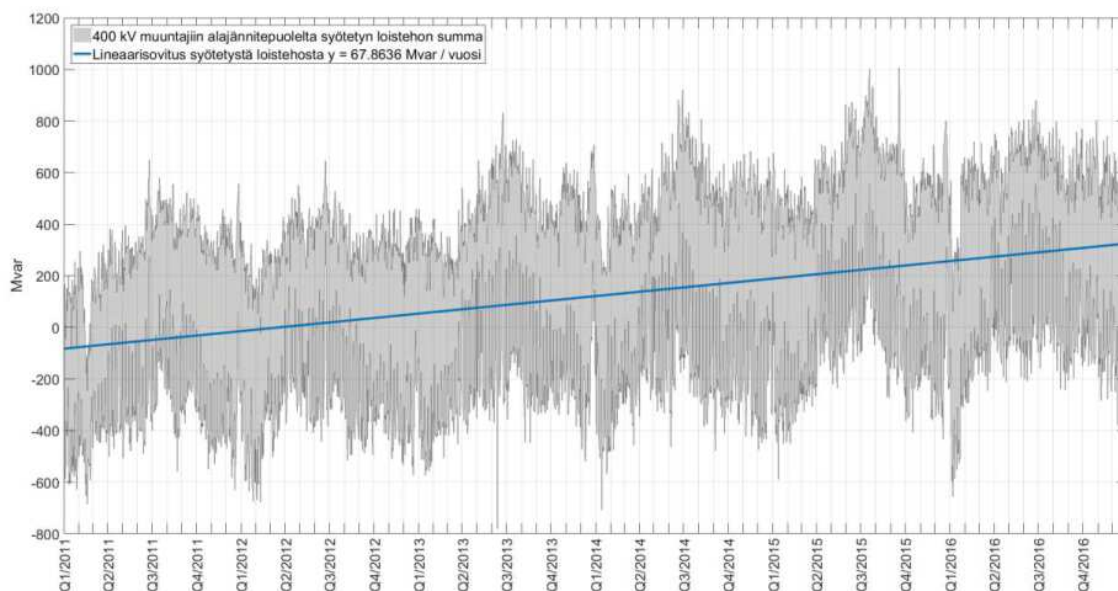
Jokaisella generaattorilla on omanlaisensa PQ-diagrammi, joka antaa rajat loistehon kulutukselle ja tuotannolle. PQ-diagrammista kerrotaan tarkemmin luvussa 5.2. Tämän lisäksi kantaverkkoon liittyviä voimalaitoksia sitova "Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset" asettaa vaatimuksia voimalaitosten kyvylle tuottaa ja kuluttaa loistehoa.

Poiketen muista kantaverkon jännitteensäädössä käytettävistä laitteista, kantaverkkokeskuksesta ei voida ohjata generaattoreiden loistehoa. Pyynnöt generaattoreiden osallistumisesta normaalitilanteesta poikkeavaan jännitteensäätöön tulee tehdä puhelimitse voimalaitosta operoivalle taholle.

5 Kantaverkon nykyinen loistehotilanne

Kantaverkon mitoitusperiaatteen mukaan reaktorikapasiteetti on mitoitettu siten, että se riittää kompensoimaan tyhjäkäyvän 400 kV verkon kokonaan. Reaktorikapasiteettia on noin 3900 MVar, ja 400 kV tyhjäkäyvä verkko tuottaa loistehoa noin 3500 MVar. Tästä huolimatta jännitetaso on ollut yli normaalien rajojen monilla alueilla kesäisin kevyen kuormituksen aikana, vaikka kaikki alueen reaktorit ovat olleet verkossa. Tämä tarkoittaa

sitä, että kantaverkkoon tuleva loisteho on peräisin alemmista jänniteportaista. Kuvassa 1 on havainnollistettu kantaverkon muuntajien alajännitepuolelta tuleva loisteho vuosina 2011 - 2016.



Kuva 1. Kantaverkon muuntajien alajännitepuolen loistehosumma. [9, s. 36]

Kuvasta on havaittavissa selvä kasvu loistehon siirtymisessä 110 kV verkosta ylemmille jänniteportaille. Pahimmillaan 2017 kesällä muuntajien alajännitepuolelta on syötetty noin 1000 MVar loistehoa kantaverkkoon. Aikaisemmin taulukossa 1 esitettyjen johtojen tyhjäkäyntiloistehojen mukaan määrä vastaa yli 1500 km tyhjäkäyvää 400 kV 3-Finch johtoa. Mikäli loistehon syötön kasvua ei saada pysäytettyä, riskinä on kantaverkon jännitteiden nouseminen hallitsemattomasti.

Kantaverkon loisteho-ongelma on tunnistettu vakavaksi, ja siihen liittyen Fingridissä on jo aloitettu toimenpiteitä. Vuoden 2017 alusta kantaverkon asiakkaita on ruvettu laskuttamaan, mikäli he ovat ylittäneet tai alittaneet oman liittymispisteensä loistehorajat. Laskutus perustuu vuonna 2016 uusittuun kantaverkkosopimukseen, jonka perusteella jokaiselle liittymispisteelle on määritetty oma loistehoikkuna. Laskutuksella pyritään ohjaamaan asiakkaita investoimaan paremmin oman verkkonsa kompensointiin.

Suurimpina syinä loistehon kasvuun ovat tietävästi maakaapelointi sekä kuormituksen tyyppin muutos. Jakeluverkkoyhtiöt ovat viime vuosina maakaapeloineet verkkojaan maan alle nopeaa vauhtia. Syy nopeaan kaapelointiin tulee vuonna 2013 voimaan astuneesta

uudesta sähkömarkkinalaista. Laki velvoittaa verkkoyhtiöt parantamaan toimitusvarmuutta merkittävästi. Laissa määritellään jakeluverkkoyhtiöille mm. seuraavaa [10, § 51]:

- Jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta asemakaava-alueella verkon käyttäjälle yli 6 tuntia kestäväää sähkönjakelun keskeytystä
- Jakeluveron vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta asemakaava-alueen ulkopuolella olevalle verkon käyttäjälle yli 36 tuntia kestäväää sähkönjakelun keskeytystä

Nämä sähkömarkkinalain mukaiset vaatimukset on täytettävä (pois lukien vapaa-ajan asunnot) vähintään 50 prosentilla jakeluverkon käyttäjistä vuonna 2019, 75 prosentilla vuonna 2023 ja 100 prosentilla vuonna 2028. [10, § 119]. Nämä lain mukaiset vaatimukset tarkoittavat käytännössä sitä, että jakeluverkot pitää siirtää maan alle. Taulukossa 3 on kuvattu jakeluverkkojen kaapelointiasteen kehitys viimevuosilta.

Taulukko 3. Jakeluverkkoyhtiöiden maakaapelointiasteen kehitys. [11, s. 39]

Vuosi	Keskijänniteverkon maakaapelointiaste %	Pienjänniteverkon maakaapelointiaste %
2009	10,9	35,3
2010	11,6	36,3
2011	12,3	37,5
2012	13,2	38,6
2013	14,5	39,0
2014	16,4	40,8
2015	17,6	41,4
2016	18,8	42,0
2017	22,5	44,5
2019	28	49
2023	37	57
2028	47	65

Kuten taulukosta 3 huomataan, jakeluverkkoyhtiöt joutuvat investoimaan lähivuosina erittäin paljon maakaapelointiin, jotta tavoitetasot täyttyvät. Maakaapelit synnyttävät merkittävästi enemmän loistehoa kuin avojohdot [7, s. 304]. Tämän takia myös kompensointilaitteistoa tulisi kasvattaa samaan tahtiin maakaapeloinnin kanssa, jotta loisteho saataisiin kompensoitua siellä missä sitä myös syntyy. Kompensointilaitteiston hankinta jakeluverkkoon ei ole selvästikään tapahtunut riittävän nopeasti. Jotta jakeluverkkoyhtiöiden loistehon syöttö kantaverkkoon päin saataisiin pienemmäksi, päivitettiin uuteen kantaverkkosopimukseen liittymispistekohtaiset loistehomaksut.

5.1 Kantaverkkosopimus 2016

Vuoden 2016 alussa otettiin käyttöön uusi kantaverkkosopimus, joka koskee kaikkia kantaverkkoon liittyneitä asiakkaita. Kantaverkon jänniteongelmaan liittyen uudessa sopimuksessa määritellään käyttöön otettavat loistehomaksut. Loistehomaksujen tarkoitus on saada asiakkaat investoimaan oman verkkonsa kompensointiin siten, että loistehoa siirtyy liittymispisteissä mahdollisimman vähän. Loistehorajat ovat määritelty erikseen kulutukselle ja tuotannolle. Yli 110 kV kantaverkkoon liittyvien liittymispisteiden loissähkön otto- ja antorajat sovitaan tapauskohtaisesti.

5.1.1 Loissähkörajat

Loissähkörajat ovat liittymispistekohtaiset rajat, jotka muodostavat liittymispisteen loissähköikkunan. Fingrid seuraa liittymispistekohtaista loissähkön käyttöä, ja loissähköikkunan ylittyessä asiakasta laskutetaan ylitysten osalta. Kuukausittain tapahtuvassa laskutuksessa ei huomioida 50 suurinta ylitystä. Tämän lisäksi on muitakin lievennyksiä, kuten esimerkiksi suoraan kantaverkkoon liittyneille voimalaitoksille, joiden jännitteensäätö on osa kantaverkon jännitteensäätöä. Asiakasverkossa tapahtuvien häiriöiden tai kompensointilaitteiden rikkoontumisien takia aiheutuvia pidempikestoisia ylityksiä ei myöskään laskuteta. [12, s. 6]

Fingrid on alkanut laskuttaa asiakkaitaan loistehoikkunan ylityksistä 2017 alusta lähtien. Jotta asiakkailta on aikaa tehdä kantaverkkosopimusehtojen muuttamisesta aiheutuvia investointeja, laskutus tehdään siirtymävaiheessa asteittain seuraavasti [13, liite 2]:

- 2017 loistehorajojen ylittävästä tehosta peritään kolmannes loistehon yksikkö hinnasta (333 €/MVA_r), loisenergia 5 €/MVA_rh
- 2018 loistehorajojen ylittävästä tehosta peritään kaksi kolmannesta loistehon yksikkö hinnasta (666 €/MVA_r), loisenergia 5 €/MVA_rh
- 2019 ja siitä eteenpäin loissähkön siirrosta peritään 1000 €/MVA_r, loisenergia 5 €/MVA_rh

5.2 Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV)

Jotta kantaverkko selviää vakavistakin häiriöistä ja palaa nopeasti normaalitilaan, on siihen liittyvien voimalaitosten reagoitava nopeasti muuttuvaan tilanteeseen. Muussa tapauksessa vian aiheuttama häiriö laajentua ja pahimmassa tapauksessa kaataa koko verkon.

Jokaisen Suomen sähköjärjestelmään liittyneen mitoitus-teholtaan yli 0,5 MW voimalaitoksen on täytettävä tietyt kriteerit, joilla varmistetaan kantaverkon toimivuus myös häiriötilanteissa. Voimalaitosten tulee noudattaa "Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset" -sopimusta, jonka lähtökohtana on pohjoismainen sääntökoelma "Nordic Grid Code". Järjestelmäteknisten vaatimusten asettamisella pyritään varmistamaan, että verkkoon liittyvä voimalaitos täyttää seuraavat kriteerit: [14, s. 6]

- Voimalaitos kestää sähköjärjestelmässä esiintyvät jännite- ja taajuusvaihtelut
- Voimalaitos tukee sähköjärjestelmän toimintaa häiriötilanteiden yhteydessä sekä toimii luotettavasti niiden aikana ja niiden jälkeen
- Voimalaitos ei verkossa ollessaan aiheuta haittaa muille sähköjärjestelmään kytkeytyville laitteille

Kantaverkkoon liittyneet voimalaitokset ovat jaoteltu taulukon 4 mukaisiin teholuokkiin. Voimalaitoksen kokoluokan kasvaessa, myös siltä vaadittavat tekniset vaatimukset kasvavat.

Taulukko 4. VJV2013 mukaiset voimalaitosten teholuokat mitoitusasteen ja maantieteellisen sijainnin perusteella. [14, s. 10]

Teholuokka	Voimalaitoksen mitoitusaste P_{\max}
Teholuokka 1	Voimalaitoksen mitoitusaste on vähintään 0,5 MW mutta alle 10 MW. ($0,5 \text{ MW} \leq P_{\max} < 10 \text{ MW}$)
Teholuokka 2	Voimalaitoksen mitoitusaste on vähintään 10 MW mutta alle 25 MW. ($10 \text{ MW} \leq P_{\max} < 25 \text{ MW}$)
Teholuokka 3	Voimalaitoksen mitoitusaste on vähintään 25 MW mutta alle 100 MW. ($25 \text{ MW} \leq P_{\max} < 100 \text{ MW}$)
Teholuokka 4	1) Voimalaitoksen mitoitusaste on vähintään 100 MW ($P_{\max} \geq 100 \text{ MW}$) tai 2) Voimalaitoksen mitoitusaste on vähintään 10 MW ja laitos liittyy Lapissa Valajaskosken ja Pirttikosken 220 kV:n sähköasemien Isoniemen ja Kokkosnivan johtolähtöjen takana sijaitsevaan sähköverkkoon.

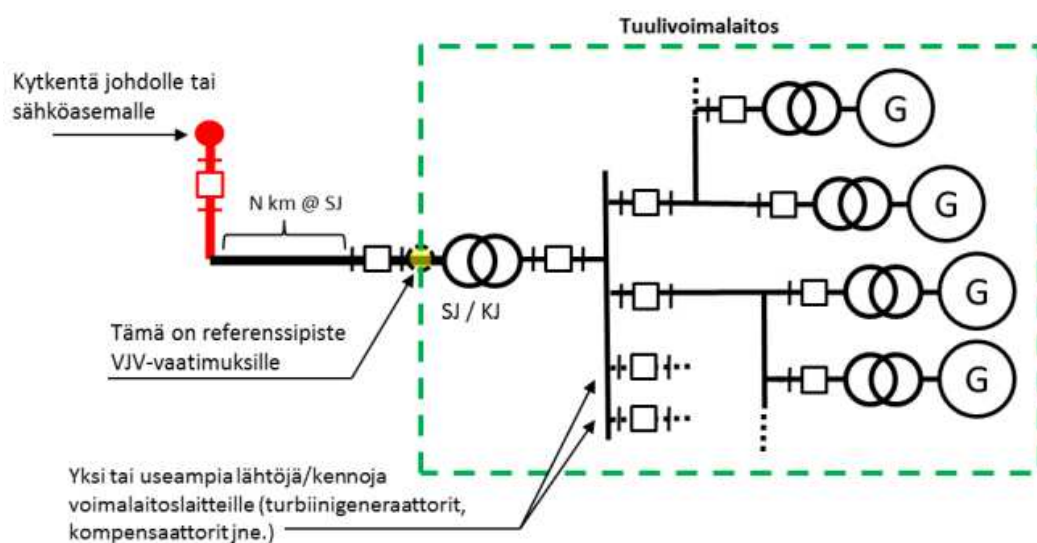
Kantaverkon jännitteensäädön ja yleisen loistehovirtaaman hahmottamisen kannalta on tärkeää, että voimalaitosten mittautustiedot tulevat kantaverkkokeskukselle. Teholuokkaan 1 kuuluvat laitokset ovat sähköjärjestelmän kannalta niin pienikokoisia, että laitoksilta vaaditaan tällä hetkellä vain reaaliaikainen pätötehomittaus, loistehomittauksia ei vaadita. Muihin teholuokkiin kuuluvilta voimalaitoksilta vaaditaan reaaliaikaisen pätötehomittauksen lisäksi myös loistehomittaus. [14, s. 23]

Uusien voimalaitosten, joiden hankintasopimus on tehty 19.5.2018 jälkeen, tulee noudattaa uuden käyttöön tulevan VJV2018 vaatimuksia. Uudet teknisten vaatimukset perustuvat ENTSO-E verkkokoodiin "Requirements for Grid Connection of Generators". Uusissa vaatimuksissa määritellään uudet teholuokat, jotka ovat esitettynä taulukossa 5. Myös voimalaitosten mittautustietojen toimittaminen Fingridille laajenee. Uusien vaatimusten mukaan kaikkien yli 1 MW voimalaitosten tulee lähettää reaaliaikaiset pätö- ja loistehomittaukset Fingridille. [15, s. 27]

Taulukko 5. Voimalaitosten teholuokat. [15, s. 6]

Tyyppi-luokka	Liittymispisteen jännitetaso	Ehto	Voimalaitoksen mitoitusteho P_{\max}
Tyyppi A	Liittymispisteen jännitetaso on alle 110 kV	ja (*)	Voimalaitoksen mitoitusteho on vähintään 0,8 kW mutta alle 1 MW. ($0,8 \text{ kW} \leq P_{\max} < 1 \text{ MW}$)
Tyyppi B	Liittymispisteen jännitetaso on alle 110 kV	ja (*)	Voimalaitoksen mitoitusteho on vähintään 1 MW mutta alle 10 MW. ($1 \text{ MW} \leq P_{\max} < 10 \text{ MW}$)
Tyyppi C	Liittymispisteen jännitetaso on alle 110 kV	ja (*)	Voimalaitoksen mitoitusteho on vähintään 10 MW mutta alle 30 MW. ($10 \text{ MW} \leq P_{\max} < 30 \text{ MW}$)
Tyyppi D	Liittymispisteen jännitetaso on vähintään 110 kV	tai (+)	Voimalaitoksen mitoitusteho on vähintään 30 MW ($P_{\max} \geq 30 \text{ MW}$)

Jokaisella voimalaitoksella on VJV-referenssipiste. Se on piste, jossa verkkoon liitettävän voimalaitoksen tulee täyttää siihen kohdistuvat VJV-vaatimukset. Esimerkki VJV-referenssipisteen määrittelystä on kuvassa 2.



Kuva 2. VJV-referenssipisteen määrittelyperiaate suurjännitteiseen sähköverkkoon liittyvän tuotannon osalta. [16, s. 20]

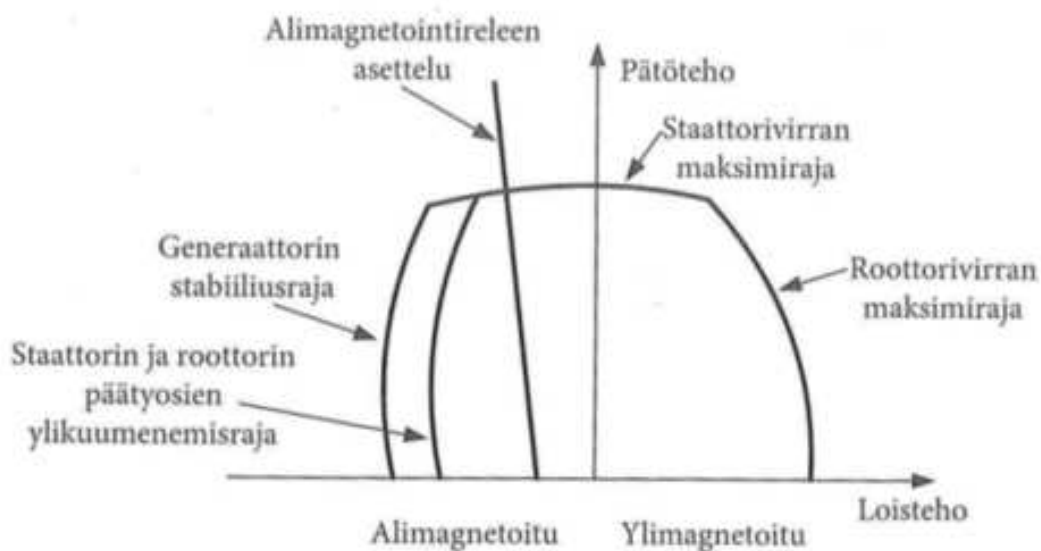
Esimerkkikuvassa on kuvattuna tuulivoimalaitoksen VJV-referenssipisteen määrittely, jonka tulee sijaita nostomuuntajan yläjännitepuolella, joka on sähköisesti lähimpänä liittymispistettä. Tahtikonevoimalaitoksilla referenssipiste on se kohta, joka on generaattorimuuntajan yläjännitepuolella sähköisesti lähimpänä voimalaitoksen liittymispistettä. [14, s. 26] Suurin osa voimalaitoksista on liitetty 110 kV verkkoon, joten referenssipisteen jännitemittaukset tulevat 110 kV verkosta. Referenssipisteestä tulevan mittaustiedon

avulla voimalaitosten generaattorit voivat osallistua kantaverkon jännitteensäätöön. Jännitteensäätö tapahtuu säätämällä generaattorin loistehon tuotantoa.

Lähtökohtaisesti kaikki voimalaitokset ovat vakiojännitesäädöllä, jotta ne tukevat kantaverkon jännitevaihtelua niin normaalitilanteissa kuin häiriötilanteissakin. Nimellisjännitteeltään 400 kV kantaverkkoon generaattorimuuntajan kautta liitetyn generaattorin loissähkön tuotanto- ja sisäänottokyky tulee generaattorin verkossa ollessa varata loistehoreserviksi kokonaan lukuun ottamatta generaattorimuuntajan sekä voimalaitoksen omakäytön kuluttamaa loistehoa. Muissa yli 10 MW generaattoreissa tulee generaattorin verkossa ollessa varata loistehoreserviksi puolet generaattorin loissähkön tuotantokyvystä sekä sisäänottokyvystä mitattuna generaattorijännitetasolla. [12, s. 8]

Jännitteensäädön asetteluarvot tulee olla aseteltu Fingridin ohjeiden mukaan. Muun kuin vakiojännitesäädön käyttämisestä voimalaitoksen ensisijaisena jännitteen säädön käytötapa on sovittava erikseen Fingridin kanssa. [14, s. 42]

Jokaisella generaattorilla on PQ-diagrammi, josta selviää generaattorin kyky tuottaa pätö- ja loistehoa. PQ-diagrammi on esitetty kuvassa 3.



Kuva 3. Tahtigeneraattorin PQ-diagrammi. [4, s. 376]

Loistehon tuotannon maksimin määrää roottorivirran suurin sallittu arvo. Loistehon oton maksimin määrää puolestaan generaattorin stabiiliusraja tai generaattorin staattori- ja roottoripäätyjen lämpeneminen magneettikentän vaikutuksesta.

6 Jännitteensäädön työkalut kantaverkkokeskuksessa

Kantaverkkokeskus valvoo koko Suomen kantaverkkoa. Tähän kuuluu olennaisesti jännitteiden seuranta ja tarvittaessa säätäminen. Kuten kappaleessa 4 kerrottiin, kantaverkon jännitteensäätö tapahtuu pääosin automaattisesti. Reaktorit ja kondensaattorit kompensoivat loistehoa askelmaisesti säätäjien asetteluarvojen mukaisesti. Muuntajien käämiä määrittävät jännitettä myös askelmaisesti aina kun alajännitepuolen jännitemittaus poikkeaa asetetusta arvosta tarpeeksi paljon. Generaattorit puolestaan säätävät verkon jännitettä koko ajan automaattisesti. Joissain tilanteissa kantaverkkokeskuksesta joudutaan tekemään manuaalisia toimenpiteitä, kuten korkeiden jännitteiden aikaan.

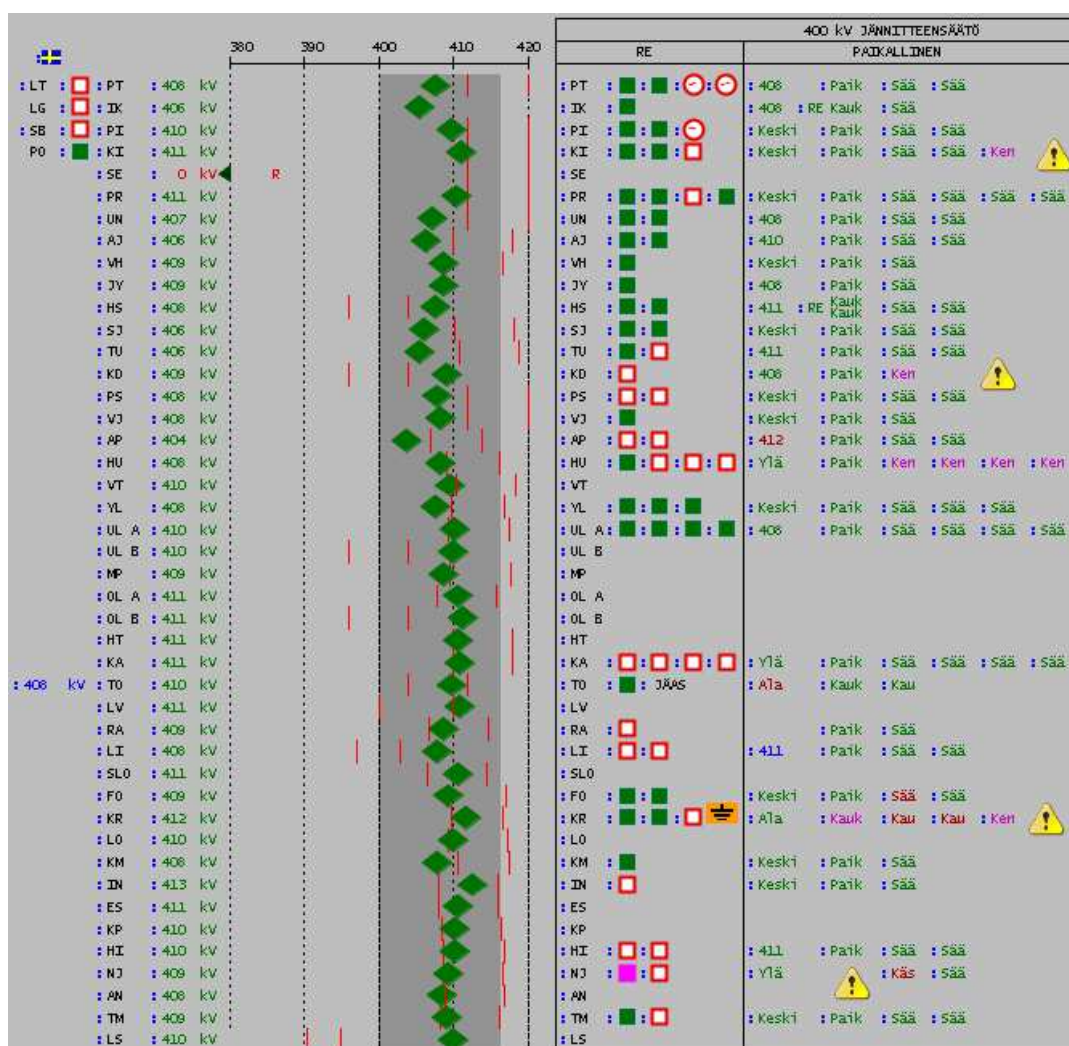
Manuaalisten toimenpiteiden tekeminen on yleistynyt viime vuosina paljon. Jännitteiden nousu pienen kuormituksen aikaan kesäöisin on lähes päivittäistä, ja tämän takia manuaalinen säätäminen on noussut päivittäiseksi rutiiniksi. Nykyiset kantaverkkokeskuksen toimenpiteet ovat seuraavat:

- Tarkistetaan, että kaikki reaktorit ovat verkossa
- Tarkistetaan, että tarpeettomat kondensaattorit ovat pois verkosta
- Laitetaan Kangasalan SVC laitteisto vakioloistehosäädölle ottamaan verkosta loistehoa
- Säädetään Estlink 1 loistehosäädöllä jännitettä alaspäin
- Pyydetään Venäjältä Viipurin aseman jännitettä alaspäin
- Pyydetään 400 kV verkossa olevia tuotantolaitoksia ottamaan loistehoa verkosta
- Pyydetään 110 kV verkossa olevia tuotantolaitoksia ottamaan loistehoa verkosta
- Kytetään voimajohtoja eroon, eli pienennetään voimajohtojen varausloistehoa

Oikeiden jännitteensäätötoimenpiteiden varmistamiseksi kantaverkkokeskuksella pitää olla selkeä ja havainnollistava näkyvyys verkon jännitetasoihin ja loistehovirtaamiin. Kantaverkkokeskuksen tärkein työkalu on käytönvalvontajärjestelmä, jonka avulla myös jännitteensäätö ja havainnointi tehdään.

6.1 Tiedon esittämisen nykytila

Kantaverkkokeskuksen ensisijainen järjestelmä on käytönvalvontajärjestelmä. Järjestelmään tulee kaikki verkon mittaustiedot, hälytykset ja tapahtumat. Parhaimman tilannekuvan verkon tilasta saa katsomalla kantaverkon yleiskuvaa, jossa on kuvattu 400 kV ja 220 kV verkko. Yleiskuvassa näkyy kaikki 400 kV ja 220 kV sähköasemat ja johdot, HVDC-yhteydet ulkomaille, asemien jännitteet sekä johtojen pätötehojen virtaama. Jännitemittaukset ovat myös koottu eri käytönvalvontajärjestelmän kuviin. Kuvassa 4 on kuvakaappaus käytönvalvontajärjestelmän 400 kV jännitekuvasta. Kuvaan on listattu kaikki 400 kV asemat, niiden jännitemittaus sekä reaktoreiden tilatiedot. Jännitemittaus on myös kuvattuna salmiakkeina, joista näkee nopealla silmäyksellä vallitsevan jännitetason. Käytönvalvontajärjestelmästä löytyy myös 220 kV ja 110 kV jännitemittauksista samanlaiset kuvat.



Kuva 4. 400 kV asemien jännitetasot käytönvalvontajärjestelmässä.

Valvojan ei tarvitse silmäillä jännitteitä jatkuvasti, sillä jokaiselle jännitemittaukselle on asetettu hälytysraja. Hälytysrajat ovat kaksipuolaisia, ja niiden asetteluarvot vaihtelevat hieman asemittain. Ylittäessä tai alittaessa raja-arvon, käytönvalvontajärjestelmään tulee hälytys kyseisestä jännitemittauksesta. Ideaalitalanteissa normaalissa verkon käyttötilanteessa hälytyksiä ei tule, sillä automaattinen jännitteensäätö pitää jännitteet hälytysrajojen välissä. Jännitteiden pidempiaikainen jääminen liian korkealle tasolle tarkoittaa, että operaattorin pitää ruveta selvittämään miten jännitteitä saataisiin säädettyä alas-päin.

Tällä hetkellä kantaverkkokeskuksella ei ole tarpeeksi havainnollistavia työkaluja loistehon ja jännitteensäädön seurantaan. Korkeiden jännitteiden ilmetessä operaattorit voivat mennä tarkastelemaan ongelma-alueen verkkokaaviota ja sieltä löytyvien muuntajien, johtolähtöjen ja voimalaitosten mittaustietoja ja yrittää päätellä, mistä jännitettä nostava loisteho tulee ja missä sitä kompensoidaan. Operaattori voi esimerkiksi ruveta tarkastelemaan yksittäisten voimalaitosten mittaustietojen perusteella, että säättääkö voimalaitos jännitettä oikein sillä hetkellä. Mittaustietoja ei hyödynnetä tarpeeksi eikä niistä ole tarpeeksi havainnollistavia koontinäyttöjä. Nykyinen loistehon havainnollistamistaso on ollut aikaisemmin riittävä, koska loisteho ei ole aiheuttanut ongelmia verkkoon. Kantaverkon muuttuneessa loistehotilanteessa on tärkeää, että käytönvalvontajärjestelmän kuvat tuodaan uusien vaatimusten tasolle. Loistehon alkuperä tulee saada paremmin esille, jotta ymmärrys loistehosta kasvaa ja operaattorit voivat reagoida uuteen tilanteeseen tehokkaammin.

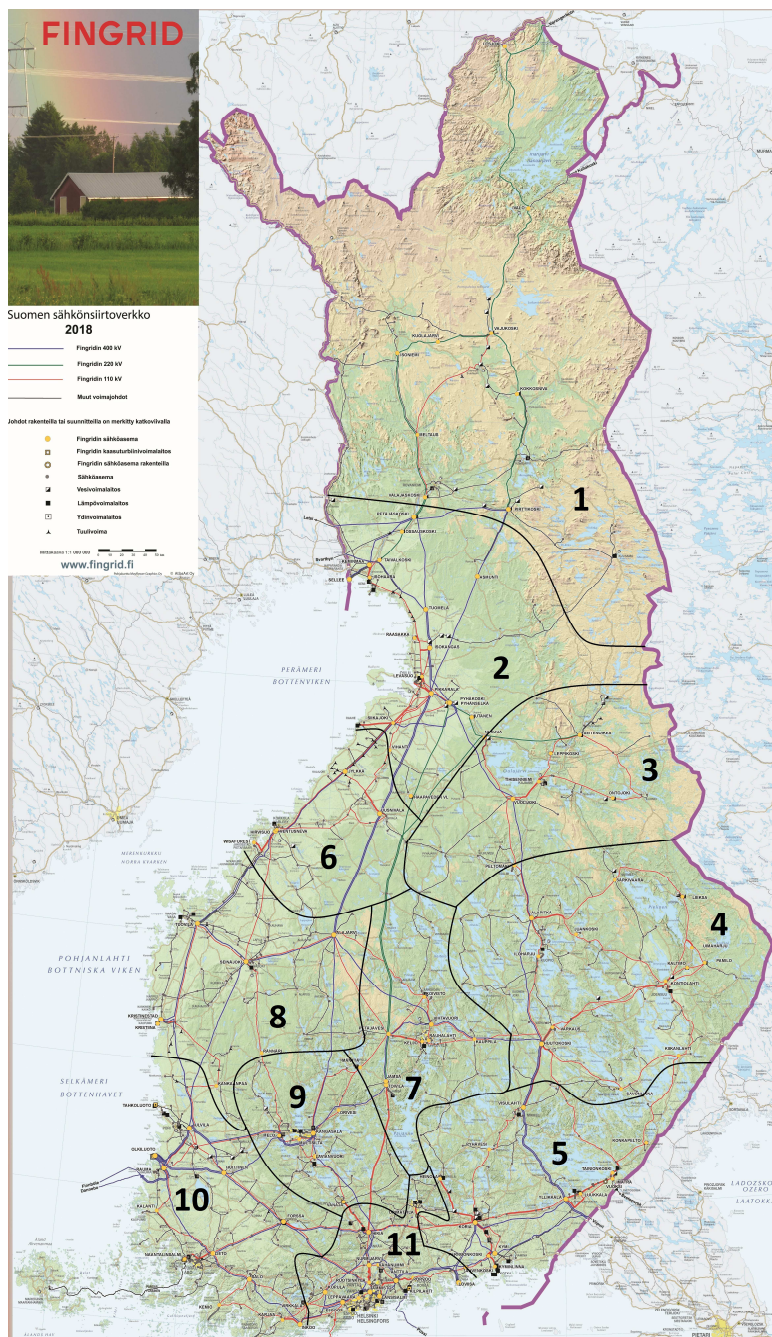
Myöskään voimalaitosten jännitteensäätöön osallistumista ei voida tehdä tarpeeksi tehokkaasti tällä hetkellä. Lähtökohtaisesti kaikkien voimalaitosten tulee osallistua kantaverkon jännitteensäätöön kantaverkkosopimuksen mukaisesti, mutta kantaverkkosopimuksen sisällöstä on kuitenkin havaittu tulkintaeroja eri tahoilla. Jotta poikkeava toiminta voidaan havaita ja toimintaa yhtenäistää, tarvitaan työkalu jolla tätä voidaan valvoa.

Kantaverkossa olevien voimalaitosten loistehomittauksia voidaan hyödyntää paljon paremmin kokoamalla niitä yhteen ja tekemällä niistä havainnollistavampia kuvia käytönvalvontajärjestelmään. Tällöin operaattorit näkevät reaaliaikaisesti alueittain kootuista voimalaitosten loistehomittausten summalaskennasta miten laitokset säättävät jännitettä sillä hetkellä. Lisäksi trendien muodostaminen pitkältä aikaväliltä auttaa ennakoimaan tulevia tilanteita. Kaikista voimalaitoksista ei ole saatavilla reaaliaikaista loistehomittausta, mutta olemassa olevista mittauksista pyritään saamaan hyötyä.

7 Saatavilla olevan mittaustiedon jalostaminen

Fingridillä on kantaverkosta paljon mittaustietoa eri järjestelmissä. Käytönvalvontajärjestelmään tulevan reaaliaikaisen mittaustiedon lisäksi verkosta tulee paljon dataa myös muihin järjestelmiin, joita voitaisiin hyödyntää myös kantaverkkokeskuksessa. Kantaverkkokeskuksen näkökulmasta olisi parasta, mikäli kaikki saatavilla oleva mittaustieto saataisiin reaaliaikaisena vietyä käytönvalvontajärjestelmään. Teknistaloudellisesti tämä ei kuitenkaan ole välttämättä järkevää, joten olemassa olevia tietojärjestelmiä pyritään jalostamaan ja hyödyntämään paremmin.

Koska jännite ja loisteho ovat paikallisia suureita, niihin voidaan vaikuttaa parhaiten paikallisesti. Tästä johtuen loistehon virtaus kantaverkkoon tulee paikallistaa alueellisesti, jotta siihen voitaisiin vaikuttaa tehokkaasti oikealla alueella. Tällä hetkellä kantaverkkokeskuksella ei ole näkyvyyttä siihen, mistä loisteho on peräisin. Jotta loistehon alkuperää päästään tarkastelemaan, pitää kantaverkko rajata pienempiin tutkittaviin osiin. Tässä työssä tutkitaan 11 eri aluetta, jotka ovat rajattu maantieteellisesti sähköverkon topologia huomioiden. Mittausryhmät ovat esitetty kuvassa 5 ja ryhmiin kuuluvat Fingridin sähköasemat ovat kerrottu liitteessä 1.



Kuva 5. Alueelliset mittausryhmät.

7.1 Asiakasverkkojen loisteho

Kantaverkossa on yli 550 liittymispistettä, joiden kautta asiakkaat ovat yhteydessä kantaverkkoon. Liittymispiste voi olla joko suoraan Fingridin sähköasemalta lähtevä asiakkaan johtolähtö, tai Fingridin johdolle liittynyt asiakkaan sähköasema. Jokaisessa liittymispisteessä on energiamittari, joka mittaa liittymispisteen kantaverkosta ottamaa tai

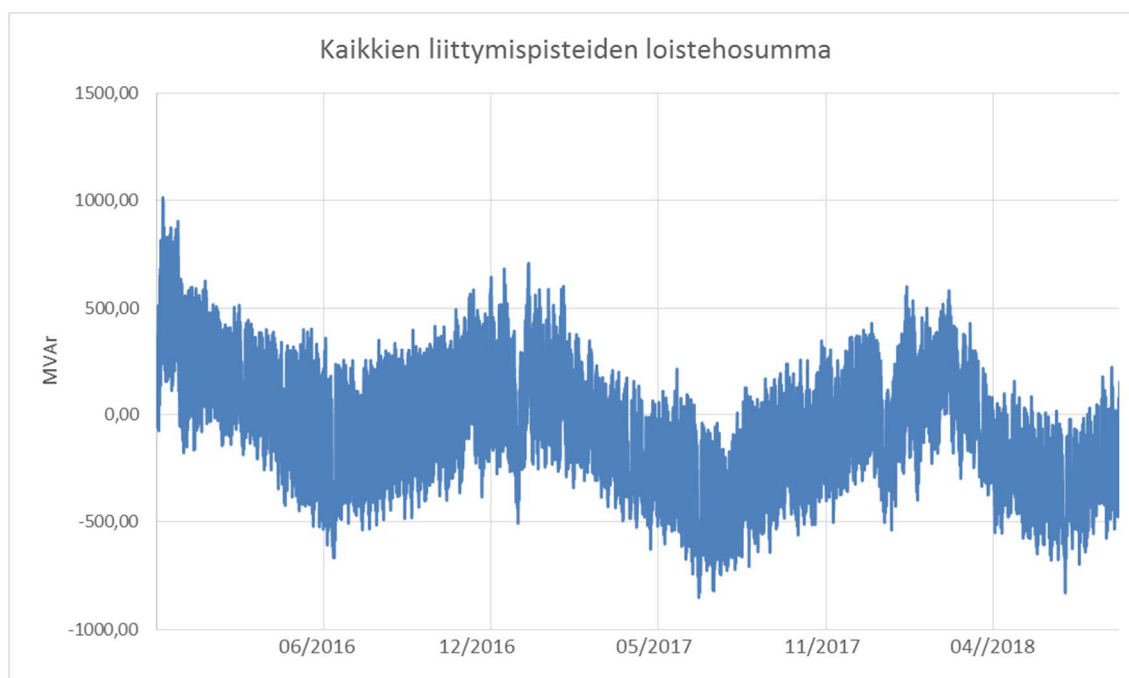
kantaverkkoon päin menevää energiaa. Liittymispisteen takana voi olla kulutusta, tuotantoa tai näiden yhdistelmiä.

Energiamittauksia käytetään tällä hetkellä pelkästään kantaverkon asiakkaiden laskutukseen. Energiamittarit mittaavat pätötehon lisäksi liittymispisteen loistehoa, joten mittauksen avulla voidaan kartoittaa käytönvalvontajärjestelmää tarkemmin, mistä loisteho tulee kantaverkkoon. Energiamittareiden huono puoli on se, että keskituntienergiat siirtyvät tällä hetkellä Fingridin järjestelmiin kerran vuorokaudessa. Tämä tarkoittaa sitä, että reaaliaikaista mittausta ei voida toteuttaa olemassa olevilla järjestelmillä.

Fingridissä on aloitettu tietovarastoprojekti, jonka tarkoituksena on siirtää eri järjestelmistä tuleva mittaus tieto yhteen paikkaan keskitetysti. Keskittämällä eri tietolähteiden data yhteen paikkaan voidaan dataa jatkojalostaa paremmin eri tarpeiden mukaan.

Energiamittareiden mittaustiedot menevät tällä hetkellä Laskutus- ja tasejärjestelmään (LTJ), joka on järjestelmänä melko kankea ja vaikeakäyttöinen datan hyödyntämistä varten. Tämän takia mittaustiedot siirretään uuteen tietovarastoon, jossa mittaukset päivittyvät automaattisesti. Tietovarastossa olevaa liittymispisteiden mittausdataa voidaan hyödyntää kantaverkon alueellisen loistehon seurantaan luomalla niistä alueellisia ryhmiä. Vaikka mittausdata ei ole reaaliaikaista, antaa se tärkeän näkyvyyden eri alueiden loistehotasapainon kehitykseen. Seuraavaksi tarkasteltavat asiakkaiden liittymispisteiden mittaukset ovat tuotu LTJ:stä Exceliin tässä työssä tarkastelua varten. Kun uusi tietovarasto saadaan toimimaan ja ryhmittely tehtyä, saadaan samat mittaukset uudesta järjestelmästä. Energiamittareiden loistehon mittaustiedot ovat kattavasti saatavilla vuoden 2016 alusta, jolloin uusi kantaverkkosopimus tuli voimaan.

Kuvasta 6 käy ilmi asiakasverkoista tuleva loisteho. Negatiivinen luku tarkoittaa loistehon siirtoa kantaverkkoon päin, eli asiakasverkko näyttäytyy tarkastelupisteestä katsoen kondensaattorina. Positiivinen luku tarkoittaa loistehon ottoa kantaverkosta.



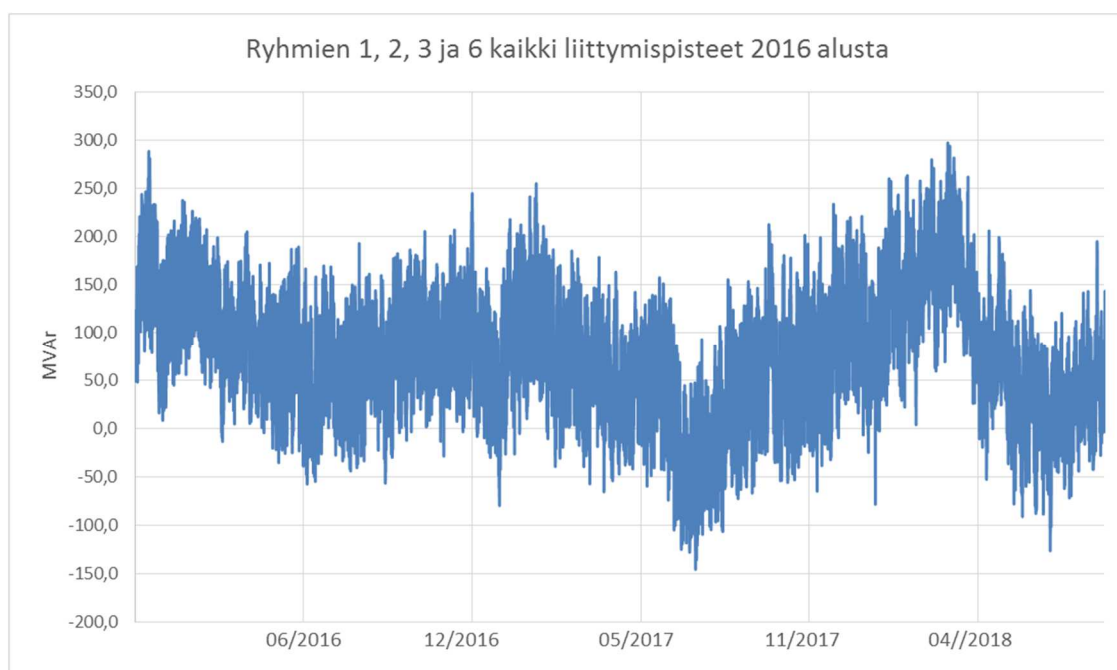
Kuva 6. Asiakkaiden liittymispisteiden loistehosumma vuoden 2016 alusta.

Kuvasta nähdään, että jänniteongelmien aikaan kesäisin loistehon siirto kantaverkkoon päin on isoimmillaan jopa 900 MVAr. Liittymispistemittauksissa täytyy ottaa huomioon, että energiamittareista tulevat arvot on keskituntiloistehoja. Tämä tarkoittaa sitä, että hetkellisesti loistehon siirto kantaverkkoon päin voi olla vielä tätäkin suurempi. Talvisin kantaverkosta otetaan loistehoa noin 500 MVAr. Vuoden 2018 osalta nähdään, että loistehon syöttö kantaverkkoon päin on pienentynyt hieman vuoteen 2017 verrattuna. Tätä kehitystä on seurattava pidemmällä aikavälillä, jotta nähdään onko tilanne oikeasti kehittymässä parempaan suuntaan. Todennäköiset syyt loistehon syötön pienentymiselle kantaverkkoon ovat loisteholaskutuksen aloittaminen sekä joidenkin asiakkaiden voimalaitosten jännitesäätäjien asetteluja tarkistukset.

Asiakkaiden liittymispisteistä tulevaa loistehoa tulee tarkistella myös maantieteellisesti pienimmissä osissa. Liittymispisteet ovat jaoteltu samoihin kuvan 5 mukaisiin mittausryhmiin kuin Fingridin sähköasemat. Pelkästään sähkön tuotantoa sisältävät liittymispisteet ovat eriteltyinä ryhmien sisällä erillisiä tarkasteluja varten. Jotta mittauksia voidaan myöhemmin verrata 110 kV verkosta tulevaan loistehoon, jätetään 220 kV ja 400 kV verkossa olevat liittymispisteet tarkastelun ulkopuolelle. Tarkasteluissa tulee ottaa huomioon, että esimerkiksi kaupunkiverkkojen sisällä olevat voimalaitokset eivät ole mukana tuotantolaitosten liittymispisteissä, vaan ne ovat netotettu samassa liittymispisteessä olevan kulutuksen kanssa.

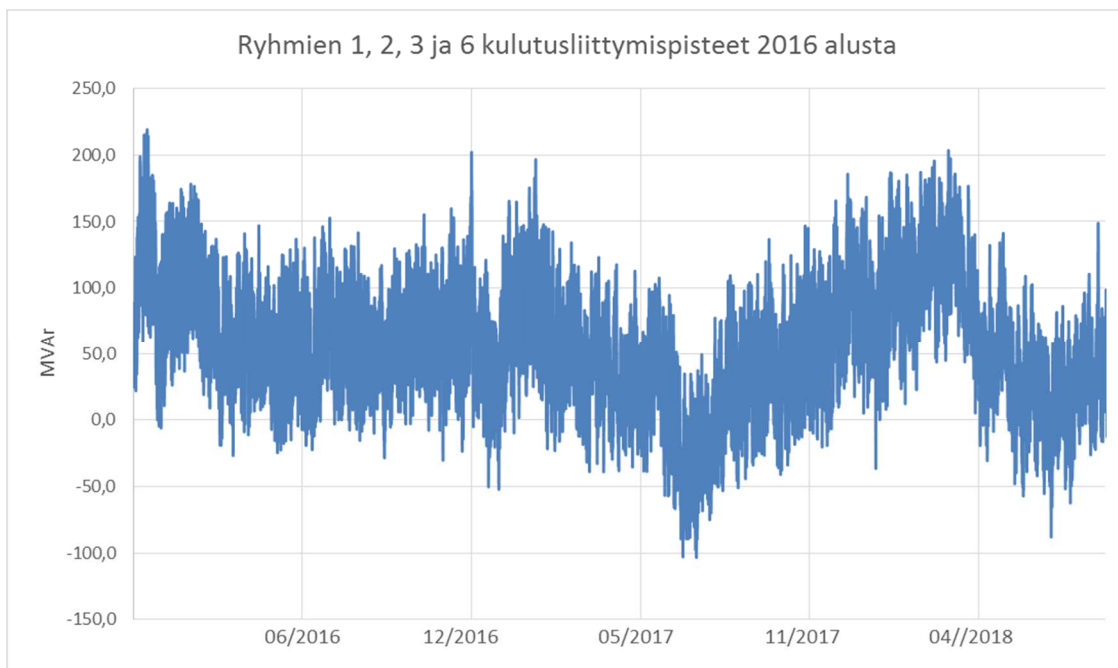
7.1.1 Ryhmät 1, 2, 3 ja 6

Ryhmät 1, 2, 3 ja 6 muodostavat maantieteellisesti suurimman tarkasteltavan osan, mutta sähkönkulutuksellisesti melko pienen. Kuvasta 7 huomataan, että alueeseen kuuluvien liittymispisteiden loistehon syöttö kantaverkkoon on melko vähäistä. Kesällä kantaverkkoon syötetään maksimissaan noin 100 MVar. Huomionarvoista kuvassa on se, että 2018 talvella kantaverkosta otettiin parhaillaan noin 300 MVar loistehoa, eli yli puolet koko Suomen asiakkaiden liittymispisteiden loistehosta. Osasyynä tähän voi olla alueella oleva raskas teollisuus, jota on liittyneenä runsaasti alueen 110 kV kantaverkkoon.



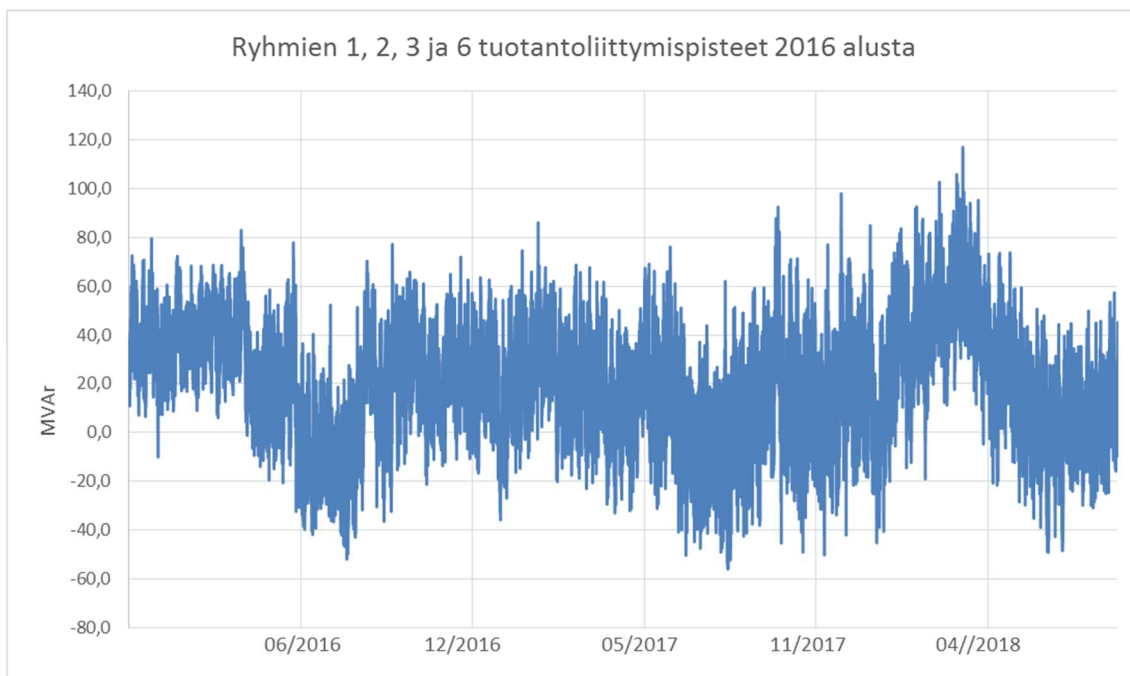
Kuva 7. Ryhmien 1, 2, 3 ja 6 kaikki liittymispisteet 2016 alusta.

Kuvassa 8 nähdään ryhmien 1, 2, 3 ja 6 kulutusliittymispisteiden trendi. Trendistä huomataan, että vuoden 2018 kesällä loistehon syöttö kantaverkkoon on pienentynyt vuoden 2017 kesään verrattuna. Koko Suomen liittymispisteisiin verrattuna loistehon syöttö on kuitenkin melko vähäistä.



Kuva 8. Ryhmien 1, 2, 3 ja 6 kulutusliittymispisteet 2016 alusta.

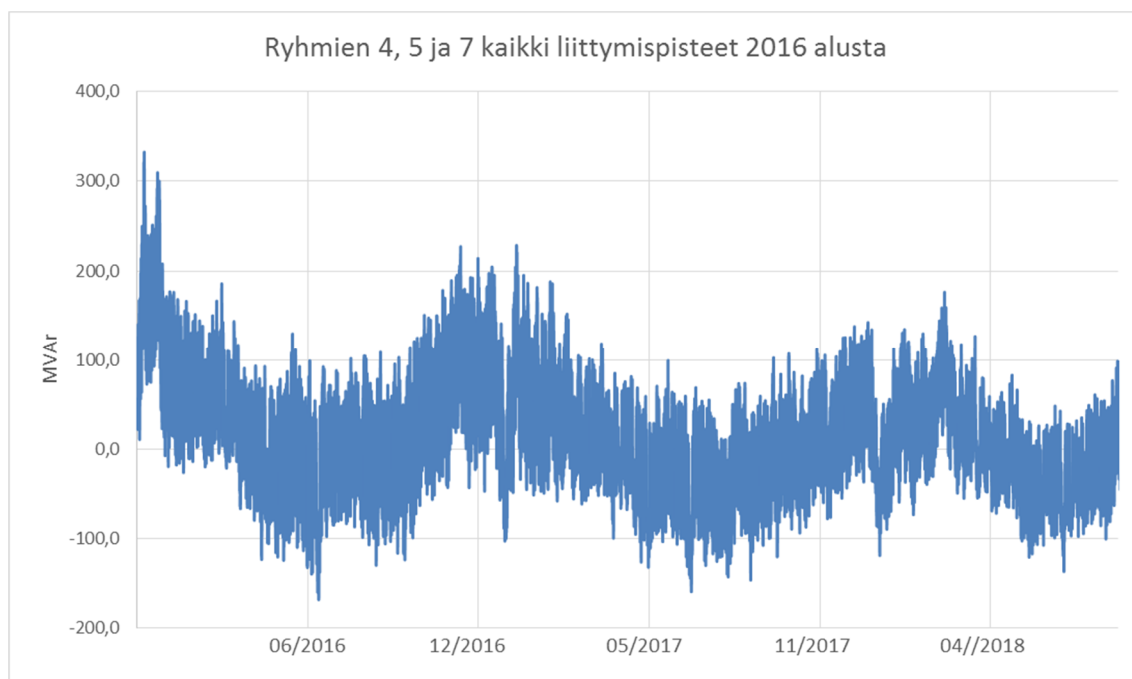
Kuvasta 9 nähdään ryhmien 1, 2, 3 ja 6 tuotantolaitosten liittymispisteiden loisteho. Näiden ryhmien alueilla sijaitsee suurin osa Suomen vesivoimatuotannosta. Kuvasta nähdään, että tuotantolaitosten loisteho vaihtelee enimmäkseen -40 MVar ja 80 MVar välillä.



Kuva 9. Ryhmien 1, 2, 3 ja 6 tuotantoliittymispisteet 2016 alusta.

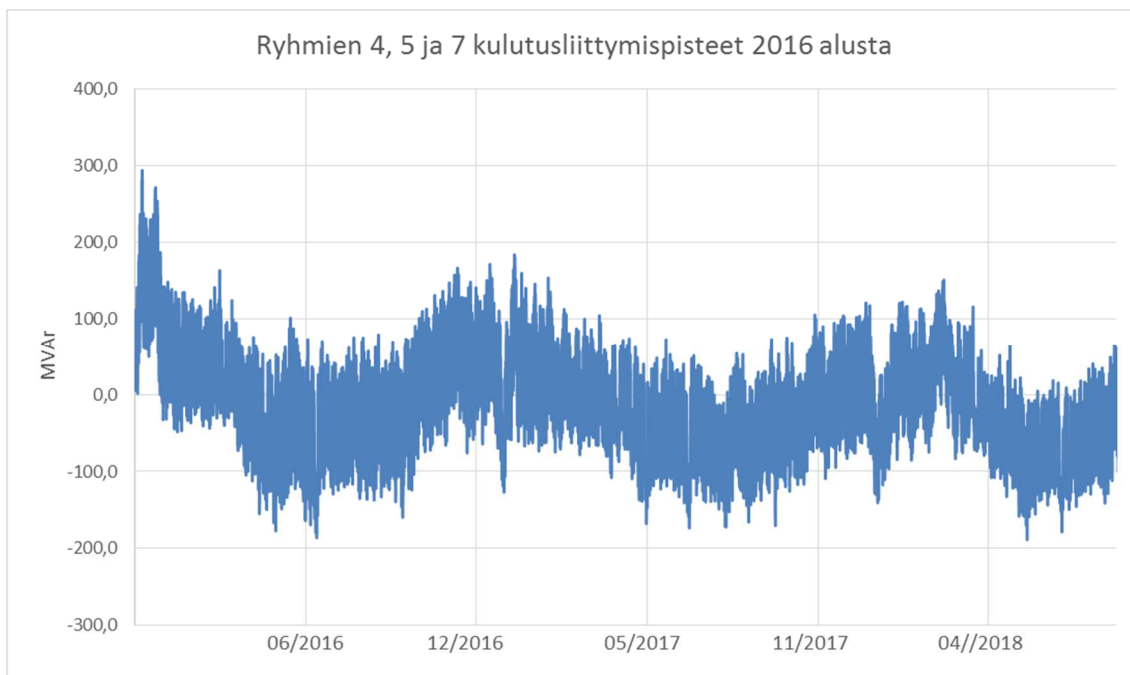
7.1.2 Ryhmät 4, 5 ja 7

Kuvassa 10 on ryhmien 4, 5 ja 7 liittymispisteiden loistehon trendi. Verrattuna edellisvuosien kesiin, vuoden 2018 loistehon siirto kantaverkkoon päin on pienentynyt. Maksimissaan loistehon siirto kantaverkkoon päin on vuonna 2018 ollut noin 130 MVar, ja loistehon otto kantaverkosta noin 150 MVar.



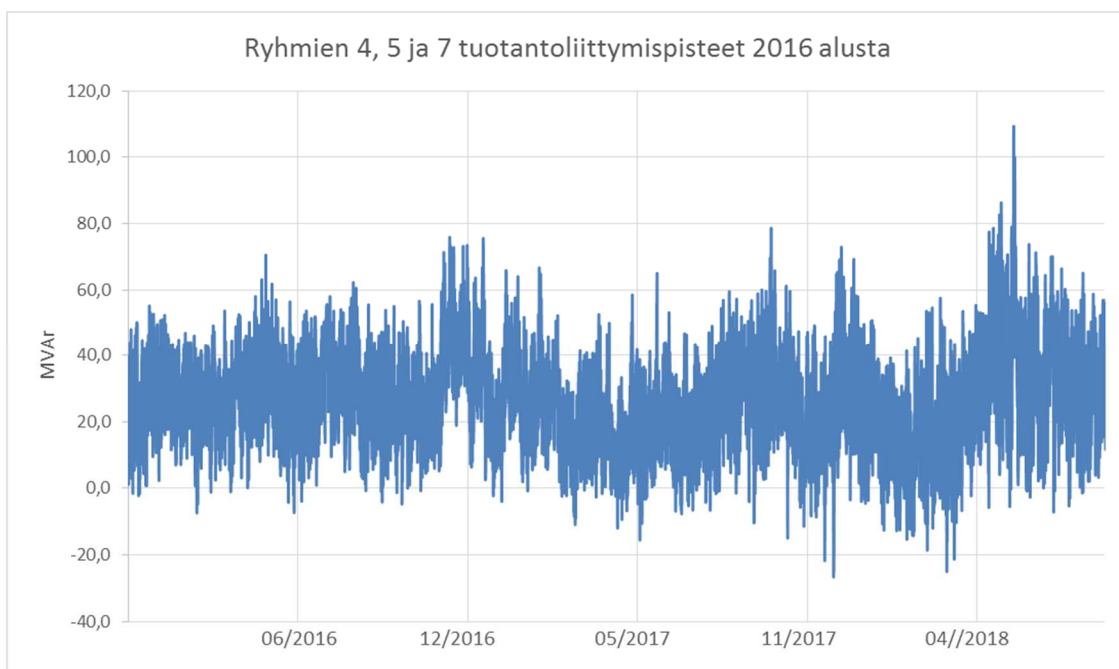
Kuva 10. Ryhmien 4, 5 ja 7 kaikki liittymispisteet 2016 alusta.

Kuvassa 11 on esitetty ryhmien 4, 5 ja 7 kulutusliittymispisteiden loisteho. Kuvasta huomataan, että kulutuspisteiden loistehon anto kantaverkkoon päin on suurempaa kuin kaikkien liittymispisteiden summassa. Tämä tarkoittaa sitä, että voimalaitokset kompensoivat osan kulutuspisteiden syöttämästä loistehosta.



Kuva 11. Ryhmien 4, 5 ja 7 kulutusliittymispisteet 2016 alusta.

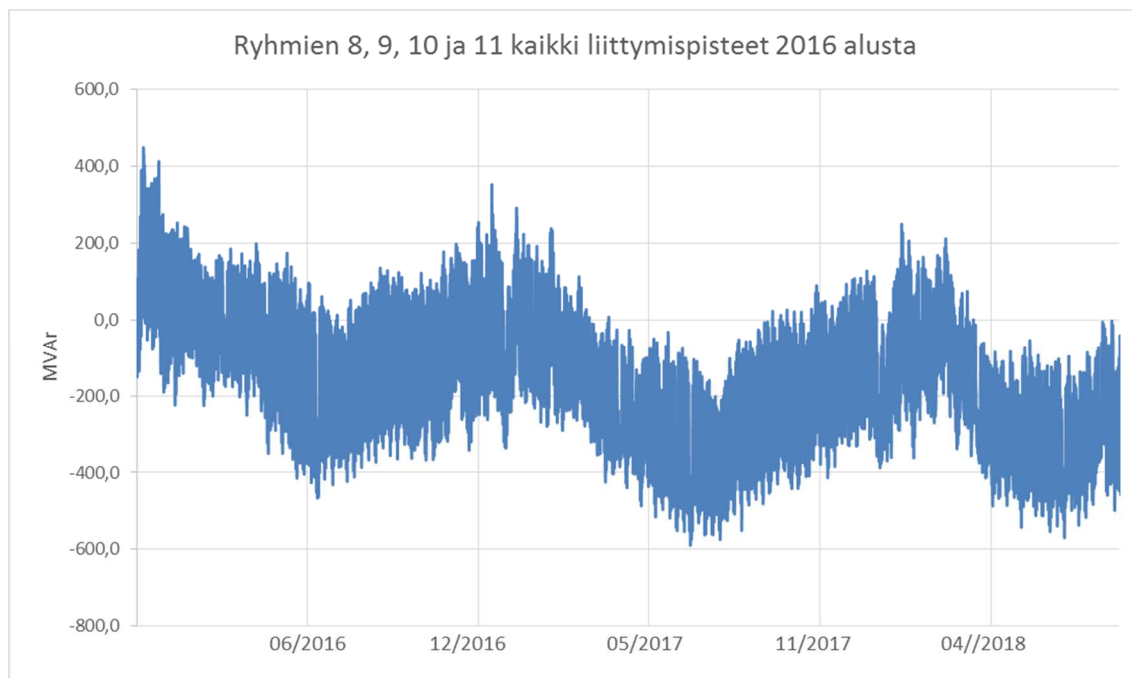
Ryhmiä 4, 5 ja 7 tuotantolaitosten liittymispisteiden loistehotrendi on esitetty kuvassa 12. Kuvasta huomataan, että ryhmän voimalaitokset ottavat loistehoa lähes jatkuvasti kantaverkosta. Lisäksi voidaan todeta, että loistehon otto verkosta on lisääntynyt viime vuosista. Tämä kompensointi tasoittaa ryhmien kokonaisloistehon syöttöä kantaverkoon.



Kuva 12. Ryhmien 4, 5 ja 7 tuotantoliittymispisteet 2016 alusta.

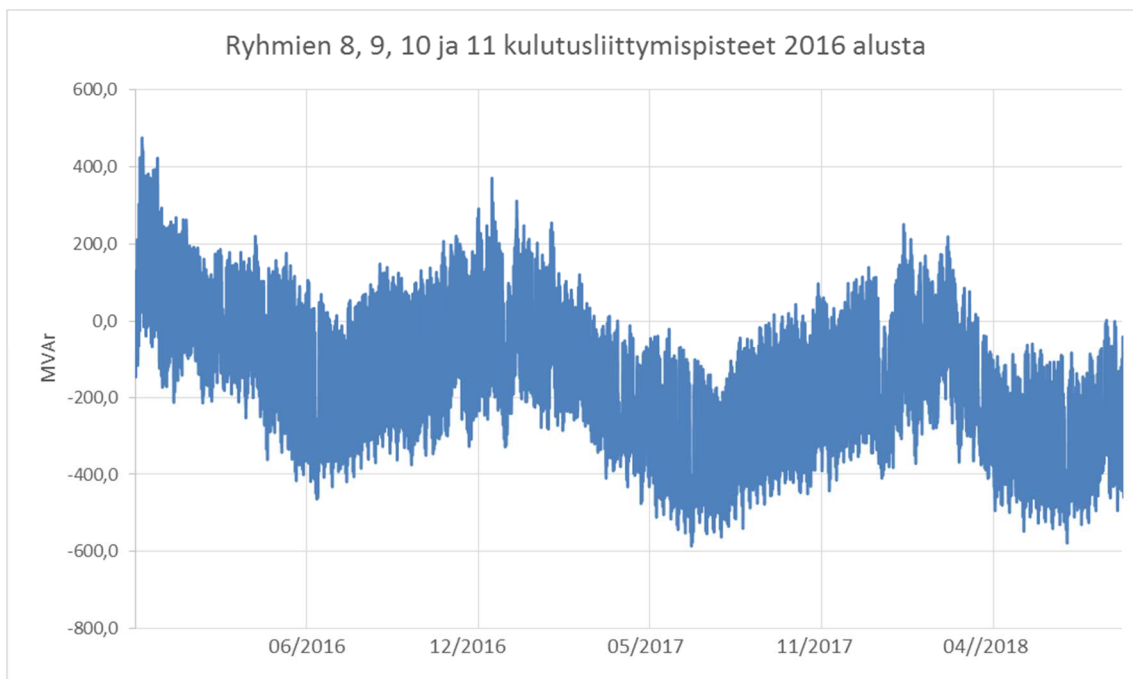
7.1.3 Ryhmät 8, 9, 10 ja 11

Suurin osa Suomen sähkönkulutuksesta sijaitsee Ryhmien 8, 9, 10 ja 11 alueella. Kuvasta 13 nähdään, että ylivoimaisesti suurin osa asiakasverkoista tulevasta loistehosta tulee näiltä alueilta. Vuoden 2016 kesään verrattuna vuoden 2018 loistehon syöttö kantaverkkoon on lisääntynyt yli 100 MVar. Positiivinen asia kuvassa on se, että loisteho syötön kasvu kantaverkkoon näyttää pysähtyneen viime vuodesta.



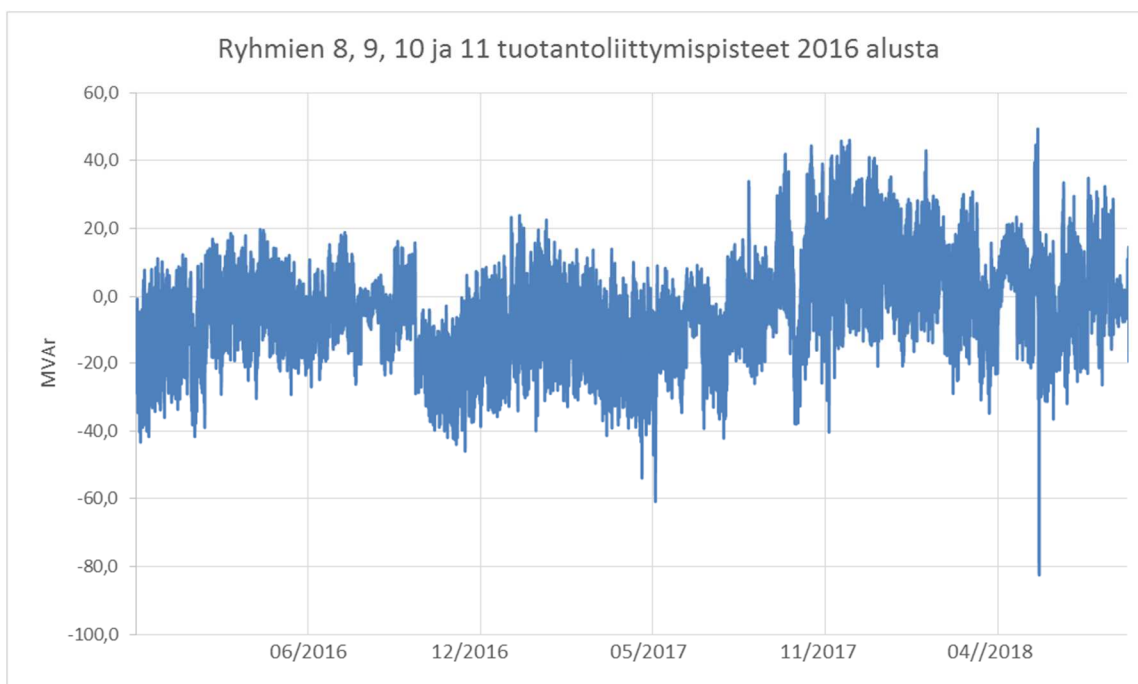
Kuva 13. Ryhmien 8, 9, 10 ja 11 kaikki liittymispisteet 2016 alusta.

Kuvassa 14 on ryhmien 8, 9, 10 ja 11 kulutusliittymispisteiden trendi. Kuvasta nähdään, että trendi on melkein identtinen verrattaessa kaikkien liittymispisteiden trendiin. Syy tähän on se, että näiden ryhmien alueilla ei ole montaa pelkästään tuotantoliittymispistettä 110 kV verkossa.



Kuva 14. Ryhmien 8, 9, 10 ja 11 kulutusliittymispisteet 2016 alusta.

Kuvassa 15 on esitettyä ryhmien 8, 9, 10 ja 11 tuotantolaitosten loistehotrendi. Kuvasta huomataan, että voimalaitokset ovat lähiaikoina alkaneet ottaa enemmän loistehoa verkosta kuin edellisvuosina. Tämä on auttanut jonkin verran alueen kokonaisloistehon antoon kantaverkon suuntaan.



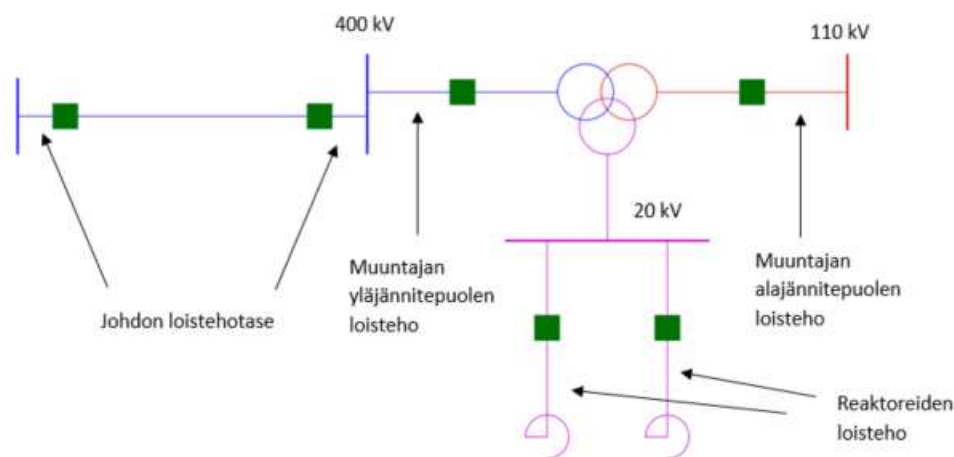
Kuva 15. Ryhmien 8, 9, 10 ja 11 tuotantoliittymispisteet 2016 alusta.

7.2 Kantaverkon loisteho

Asiakasverkoista tulevan loistehon selvittämisen lisäksi tulee myös kantaverkon tuottama loisteho selvittää alueellisesti, jotta loisteho voidaan kompensoida siellä missä sitä syntyy. Liittymispisteiden energiamittareista saatiin selville liittymispisteistä 110 kV kantaverkkoon tuleva keskituntiloisteho. Jotta 110 kV verkosta tuleva loisteho saataisiin reaaliaikaisena tietona, voidaan hyödyntää kantaverkon muuntajien mittauksia. Jokaisella kantaverkon muuntajalla on reaaliaikainen loistehomittaus ylä- ja alajännitepuolella. Alajännitepuolen mittauksien avulla voidaan havainnollistaa, paljonko 110 kV verkosta tulee loistehoa ylemmille jänniteportaille. Tämän lisäksi kaikista johtolähdöistä sekä muuntajien tertiääriin kytketyistä reaktoreista on loistehomittauksiedot. Näitä kaikkia mittauksia yhdistelemällä ja hyödyntämällä saadaan selville missä 400 kV verkon loisteho syntyy ja missä sitä kompensoidaan.

Käyttämällä samoja mittausryhmiä kuin aikaisemmin asiakkaiden liittymispisteiden kanssa, voidaan jokaisen kantaverkon alueen loistehotilanne saada selville summaamalla eri mittauksien arvot ryhmäkohtaisesti. Liitteessä 1 on esitetty ryhmittäin kantaverkon päämuuntajat, joiden loistehomittaukset ovat mukana laskennoissa.

Ryhmien mittauksista tehtiin laskentoja, joiden avulla voidaan havainnollistaa kantaverkon loistehotilannetta. Esimerkkikuva käytetyistä mittauspisteistä on esitettyä kuvassa 16.



Kuva 16. Laskentoihin käytetyt loistehon mittauspisteet.

Tehdyt laskennat loistehotilanteen havainnollistamiseksi alueittain ovat:

400 kV ja 220 kV johtojen loistehotase

Suurin osa kantaverkon kapasitiivisesta loistehosta syntyy voimajohdoilla. Jotta saadaan käsitys loistehon suuruudesta alueittain, pitää voimajohdoista tehdä loistehotaselaskenta. Johtojen loistehotase saadaan summaamalla alueen jokaisen johdon molempien päiden loistehomittaukset. T-haarajohtojen muuntajien yläjännitepuolen loistehomittaukset ovat mukana laskennoissa käänteislukuna. Kahden eri alueen välisen johdon loistehotase jaetaan puoliksi alueiden kesken. Tämän lisäksi Ruotsin ja Venäjän rajajohtojen, sekä säteittäisten 400 kV johtojen loistehomittaukset ovat mukana laskennassa pelkästään Fingridin aseman johtolähdöistä mitattuna.

Muuntajien alajännitepuolen loistehomittaukset

Summaamalla alueen kaikkien 400/110 kV ja 220/110 kV muuntajien alajännitepuolen eli 110 kV jännitteeltä mitatut loistehot saadaan selville 110 kV verkosta tuleva loisteho. Tämä loisteho koostuu käytännössä Fingridin oman 110 kV verkon loistehosta, asiakasverkoista tulevasta loistehosta sekä 110 kV verkkoon liittyneiden voimalaitosten loistehosta.

Muuntajien yläjännitepuolen loistehomittaukset

Muuntajien yläjännitepuolen loistehomittaukset summaa kaikkien 400/110 kV ja 400/220 kV muuntajien yläjännitepuolen eli 400 kV jännitteeltä mitatun loistehon. Summalaskenta pitää tehdä, koska mittauksia hyödynnetään muuntajien loistehohäviöiden laskemisessa.

Alueen loistehotase

Summaamalla 400 kV ja 220 kV johtojen loistehotasemittaus sekä muuntajien alajännitepuolen loistehomittaukset saadaan selville alueen kokonaisloistehotase.

Reaktoreiden loistehomittaukset

Summaamalla alueen kaikkien reaktoreiden loistehomittaukset saadaan selville reaktoreiden kompensoima loisteho. Viiden reaktorin kohdalla loistehomittaukset ei ollut saatavilla (AP RE1+RE2, NJ RE1+RE2, IN RE1), joten näiden kohdalla mittaus toteutettiin käyttämällä reaktorin katkaisijan tilatietoa sekä reaktorin nimellistä tehoa 63 MVar. käytännössä siis sitä, että reaktorikatkaisijan ollessa kiinni laskentaan lisätään 63 MVar.

Muuntajien loistehohäviöt

Kuten voimajohdoillakin, myös muuntajissa tapahtuvat loistehohäviöt kasvavat virran neliöön kaavan 2 mukaisesti. Tämän takia ne täytyy ottaa huomioon laskelmissa. Summa on laskettu summaamalla muuntajien ylä- ja alajännitepuolen loistehomittaukset sekä tertiääreihin kytkettyjen reaktoreiden loistehomittaukset. Muuntajien loistehohäviöiden laskennassa täytyy ottaa huomioon, että monen Fingridin sähköaseman omakäyttösähköt tulevat aseman päämuuntajiin kytketyistä omakäyttömuuntajista, joten myös aseman omakäytön kuluttama loisteho on mukana muuntajien loistehohäviölaskennassa. Käytännössä tämä on kuitenkin hyvin pieni osa muuntajien häviöitä.

400 kV loistehon kompensointi

400 kV verkossa olevat voimalaitokset, tasasähkölinkit sekä SVC kompensoivat tarvittaessa tehokkaasti loistehoa. Jotta näiden yhteisvaikutus saadaan selville, tehdään kaikkien laitosten loistehomittauksista summalaskenta. Laskentaan mukaan tulevat laitokset ovat:

- Olkiluoto 1, 2 ja 3
- Loviisa 1 ja 2
- Meriporin voimalaitos
- Kangasalan SVC
- Fennoskan 1 ja 2
- Estlink 1 ja 2

400 kV laitosten kompensoinnista ei tehdä ryhmäkohtaisia laskentoja, vaan yksi yhteinen.

220 kV ja 110 kV verkkoon kytkettyjen voimalaitosten loistehomittaukset

Jotta saataisiin selville, miten 220 kV ja 110 kV verkossa olevat voimalaitokset säättävät jännitettä, täytyy voimalaitosten loistehomittauksista tehdä myös alueelliset laskennat. Kaikkia voimalaitoksia ei saada mukaan laskentaan, koska monelta voimalaitokselta ei tule loistehomittauksia käytönvalvontajärjestelmään. Laskennoista tehdään kuitenkin niin kattavat kuin olemassa olevilla mittaustiedoilla pystyy.

Muuntajien käämikytkimien keskiarvo

Muuntajien käämikytkinten toimintaa on myös tarpeen seurata. Tämä tehdään tekemällä käämikytkinten askelista alueelliset keskiarvot. Keskiarvoja seuraamalla nähdään miten muuntajien jännitteensäätö reagoi loistehon aiheuttamaan jännitteen vaihteluun.

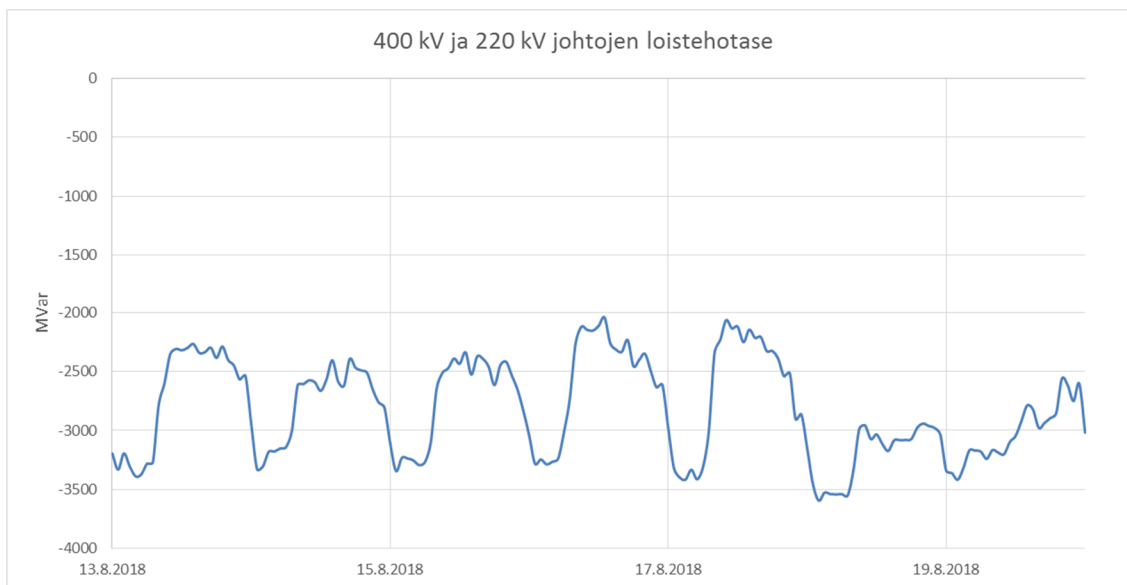
Muuntoasemien 110 kV korkein jännite

110 kV verkon mahdollisten korkeiden jännitteiden seuranta varten tehdään aluekohmainen laskenta, joka huomioi alueen muuntoasemien sen hetkisen korkeimman 110 kV jännitteen. Laskennan avulla nähdään, jos jonkin muuntajan käämikytkin on askeltanut viimeiselle askeleelle, eikä säätövaraa enää ole. Tällöin alajännitepuolen jännite nousee pysyvästi asetellusta 118 kV:sta.

7.2.1 Kantaverkon loistehomittaukset

Tässä kappaleessa tarkastellaan uusien mittausten avulla koko kantaverkon loistehoa yhden viikon ajalta maanantaista sunnuntaihin 13.8.2018 - 20.8.2018.

Kuvassa 17 on esitetty jokaisen ryhmän 400 kV ja 220 kV johtojen loistehotaseen summa. Vuorokaudessa tapahtuva vaihtelu voi olla yli 1500 MVar, riippuen sähkönkulutuksesta sekä siirtotilanteiden vaihtelusta. Kevyen kuorman aikaan öisin johtojen tuottama loisteho kasvaa, ja päivisin johdot kuormittuvat enemmän ja loistehon tuotto laskee. Viikonlopun kuormanvaihtelu on arkipäiviä pienempää, mikä näkyy johtojen tasaisempana loistehotaseena.



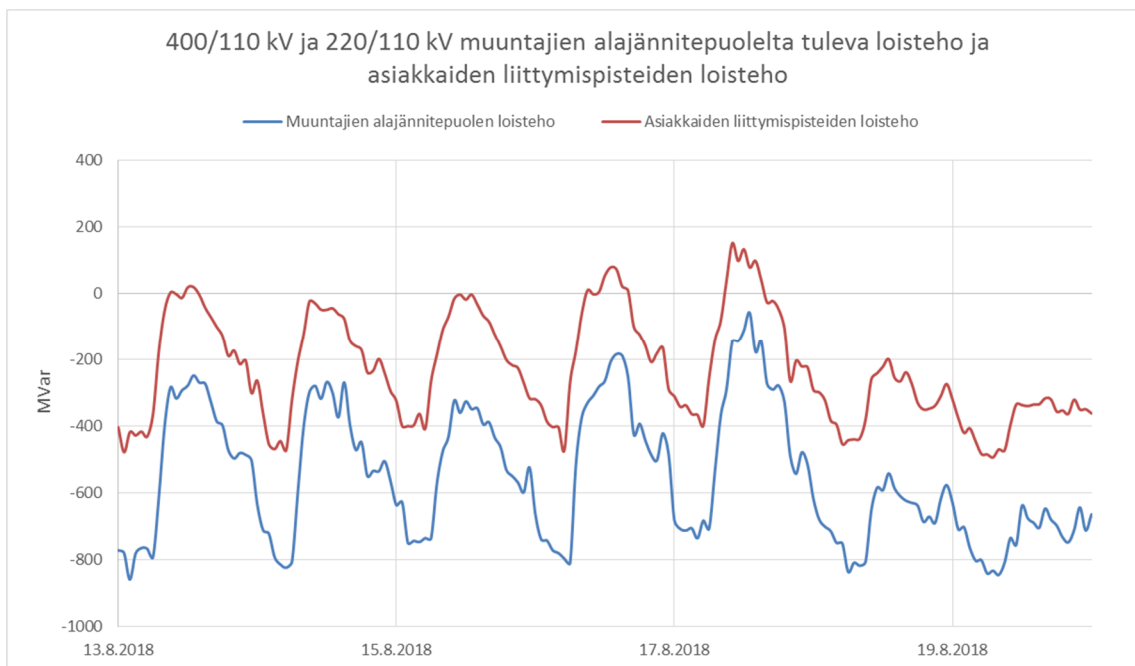
Kuva 17. Kantaverkon kaikkien 400 kV ja 220 kV johtojen loistehotase.

Kuvassa 18 on kantaverkon kaikkien reaktoreiden loistehon summalaskenta. Vertaamalla trendiä edelliseen kuvaan, huomataan että reaktoreiden induktiivinen loisteho riittää juuri ja juuri kompensoimaan 400 kV ja 220 kV johtojen tuottaman kapasitiivisen loistehon. Kuvassa on nähtävillä myös hetkiä, jolloin kaikki Fingridin reaktorit ovat verkossa. Tällöin niiden kokonaiskapasiteetti on ollut mittausten mukaan noin 3500 MVar. Kuvaan on myös piirrettynä punainen viiva, joka kertoo reaktoreiden nimelliskapasiteettien summan. Yhteensä 3900 MVar nimelliskapasiteetilla olevat reaktorit tuottavat mittausten mukaan noin 400 MVar vähemmän induktiivista loistehoa. Tämä johtuu siitä, että muuntajien tertiääriin kytketyt reaktorit ovat käytössä nimellisjännitettä pienemmällä käyttöjännitteellä.



Kuva 18. Reaktoreiden loisteho sekä reaktoreiden nimellinen maksimikapasiteetti.

Aikaisemmassa kappaleessa todettiin, että asiakkaiden liittymispisteistä kantaverkkoon kompensoitavaksi tuleva loisteho on muodostunut ongelmaksi kantaverkon jännitteen- säädölle. Kaikki reaktorikapasiteetti on yöaikaan käytössä pelkästään 400 kV ja 220 kV johtojen tuottaman loistehon takia, joten ylimääräisen loistehon kompensointi aiheuttaa ongelmia kompensointikapasiteetin kanssa. Kuvassa 19 on esitettyä kaikkien mittaus- ryhmien muuntajien 110 kV alajännitepuolen loistehon summamittaus sinisenä trendinä ja asiakkaiden liittymispisteistä tuleva loisteho punaisena trendinä. Kuvasta nähdään, että pienen kuormituksen aikaan öisin 110 kV verkosta voi tulla yhteensä yli 800 MVar loistehoa kompensoitavaksi kantaverkkoon.



Kuva 19. 400/110 kV ja 220/110 kV muuntajien alajännitepuolen loisteho ja asiakkaiden liittymispisteiden loisteho.

Asiakkaiden liittymispistemittauksissa on kaikki 110 kV verkossa olevat liittymispisteet, ja muuntajien alajännitepuolen mittauksissa on puolestaan kaikki kantaverkon 110 kV verkkoon liittyneet muuntajat. Tämä tarkoittaa sitä, että kuvan 19 loistehotrendien erotus tuotettaisiin muualla kuin asiakkaiden verkoissa, eli Fingridin omassa 110 kV verkossa.

Fingridillä on noin 7600 km 110 kV voimajohtoja. Jos oletetaan, että kaikki 110 kV johtimet olisivat 2-Duckia, niin taulukon 1 mukaan voidaan todeta, että 110 kV verkon tyhjäkäyntiloisteho olisi noin 380 MVar. Kuvassa 19 olevat erot ovat kuitenkin välillä jopa yli 400 MVar. Yksi merkittävä tekijä on se, että asiakkaiden liittymispisteiden loistehomittaukset ovat keskituntitehoja, ja muuntajien alajännitepuolen mittaukset ovat hetkellisarvoja. Erot ovat suurimmillaan silloin, kun loistehon vaihtelukin on suurta. Tämä puoltaa sitä, että ero voi johtua eri mittausvälistä. Fingridillä on myös 110 kV verkossa kondensaattoreita, joita käytetään myös kesäisin esimerkiksi joissakin keskeytystilanteissa. Näistä asioista johtuen ei voida todeta, että trendien erotus olisi Fingridin 110 kV verkon tuottama loisteho, mutta se antaa asiasta kuitenkin jonkinlaisen käsityksen.

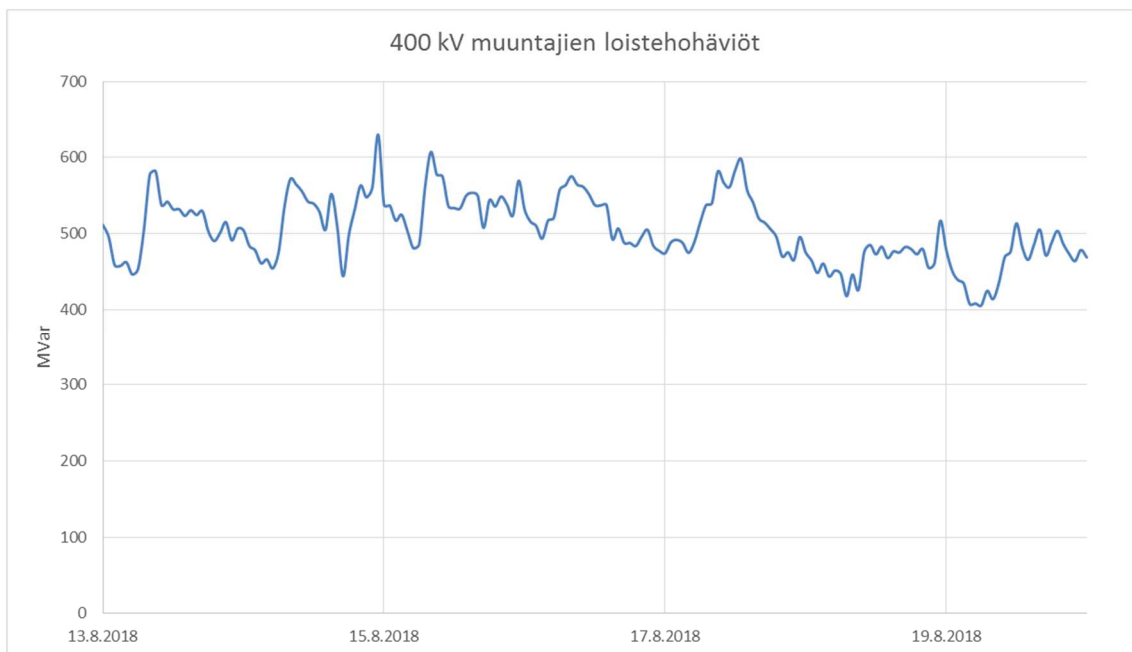
Kuvassa 20 on summattuna Fingridin 400 kV ja 220 kV johtojen loistehotase, sekä 110 kV verkosta tuleva loisteho. Yhteensä kantaverkossa kompensoitavaa kapasitiivista lois-

tehoa voi olla siis lähes 4500 MVar. Kuvassa on myös havainnollistettu punaisella viivalla aikaisemmin todettu reaktoreiden maksimikompensointikyky 3500 MVar. Pelkkä kantaverkon reaktorikapasiteetti ei siis riitä kompensoimaan kaikkea loistehoa.



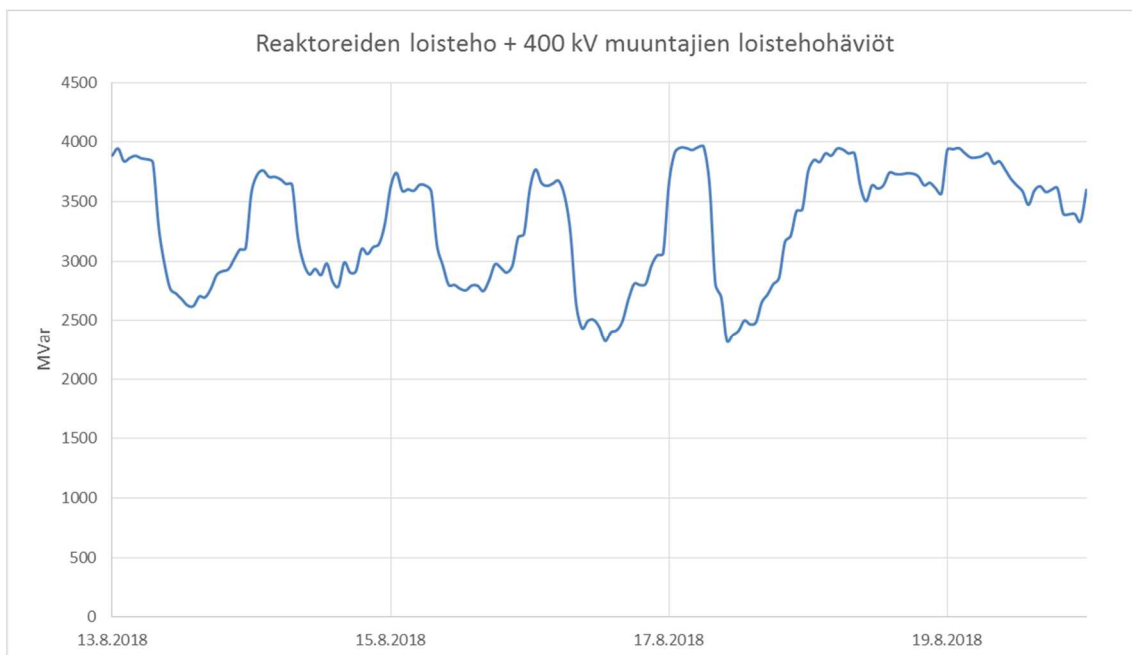
Kuva 20. 400 kV ja 220 kV johtojen loistehotaseen ja 110 kV verkosta tulevan loistehon summa.

Kuvassa 21 on summattuna kaikkien 400 kV muuntajien loistehohäviöt. Loistehohäviöt ovat kuormituksesta riippuen noin 400 - 650 MVar. Täytyy ottaa huomioon, että Fingridin 400 kV sähköasemilla suurin osa asemien omakäyttösähköistä otetaan päämuuntajilta, jolloin niihin kuluva loisteho näkyy myös muuntajien häviölaskennassa. Käytännössä tämä on kuitenkin erittäin pieni osa kokonaisloistehohäviöitä. Muuntajien loistehohäviölaskennoissa ei ole myöskään otettu mukaan 220/110 kV päämuuntajia, joita Fingridin verkossa on 18.



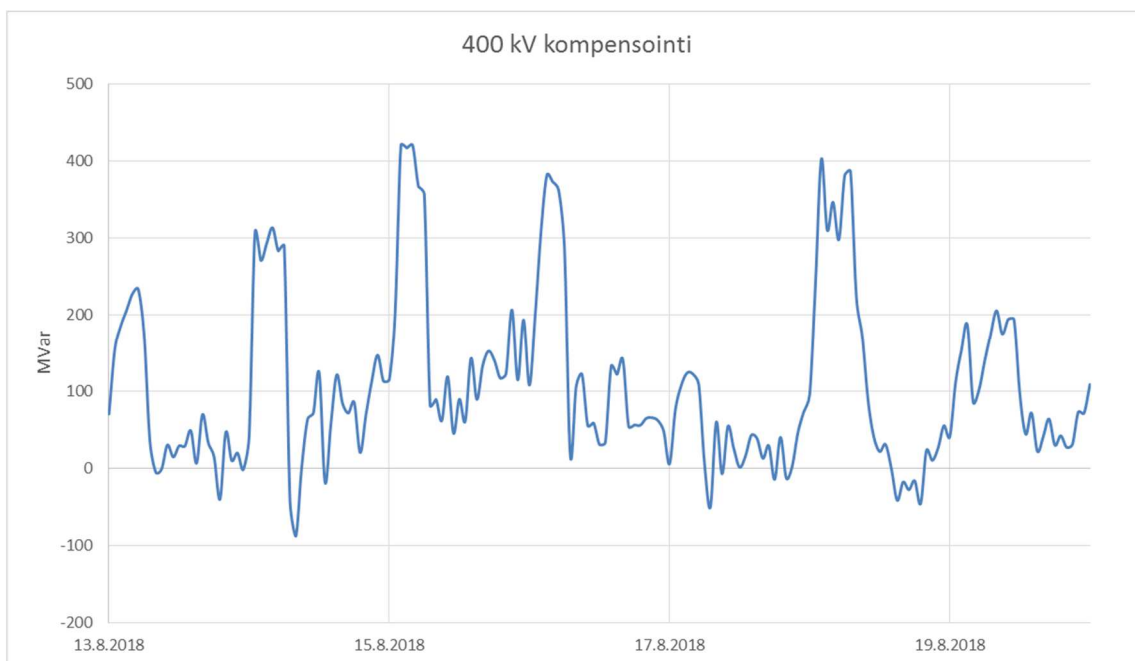
Kuva 21. 400 kV muuntajien loistehohäviöt.

Kuvassa 22 on summattuna reaktoreiden loistehomittaukset sekä muuntajien loistehohäviömittaukset. Kuvasta huomataan, että muuntajien loistehohäviöt huomioon ottaen kantaverkon loistehon kompensointikyky on noin 4000 MVar. Kuvasta 20 nähtiin, että kompensoitava loisteho voi olla jopa 4500 MVar, joten tämä määrä ei riitä kaikissa tilanteissa koko verkon tuottaman loistehon kompensointiin.



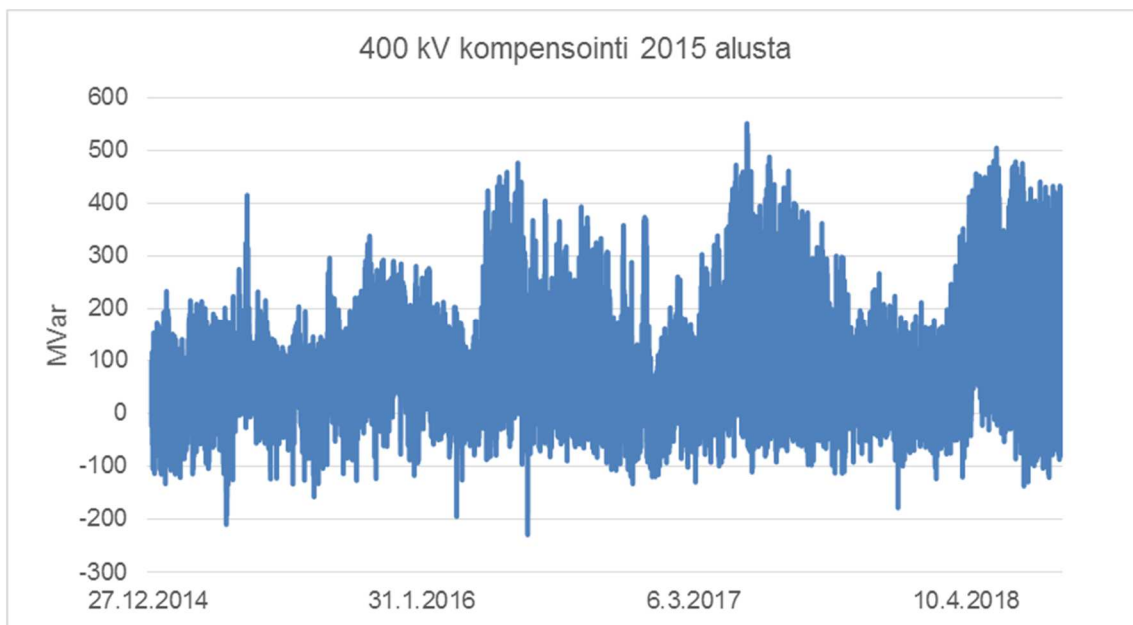
Kuva 22. Reaktoreiden loisteho sekä 400 kV muuntajien loistehohäviöt summattuna.

Kuvassa 23 on esitetty 400 kV verkossa tapahtuvaa voimalaitosten, HVDC-linkkien sekä SVC:n tekemään loistehon kompensointia. Kuvasta nähdään, että kompensointia tehdään yli 400 MVar edestä yöaikaan. Suurin osa tästä toteutetaan Kangasalan SVC-laitoksella, jolla voidaan maksimissaan kompensoida 200 MVar.



Kuva 23. 400 kV loistehon kompensointi.

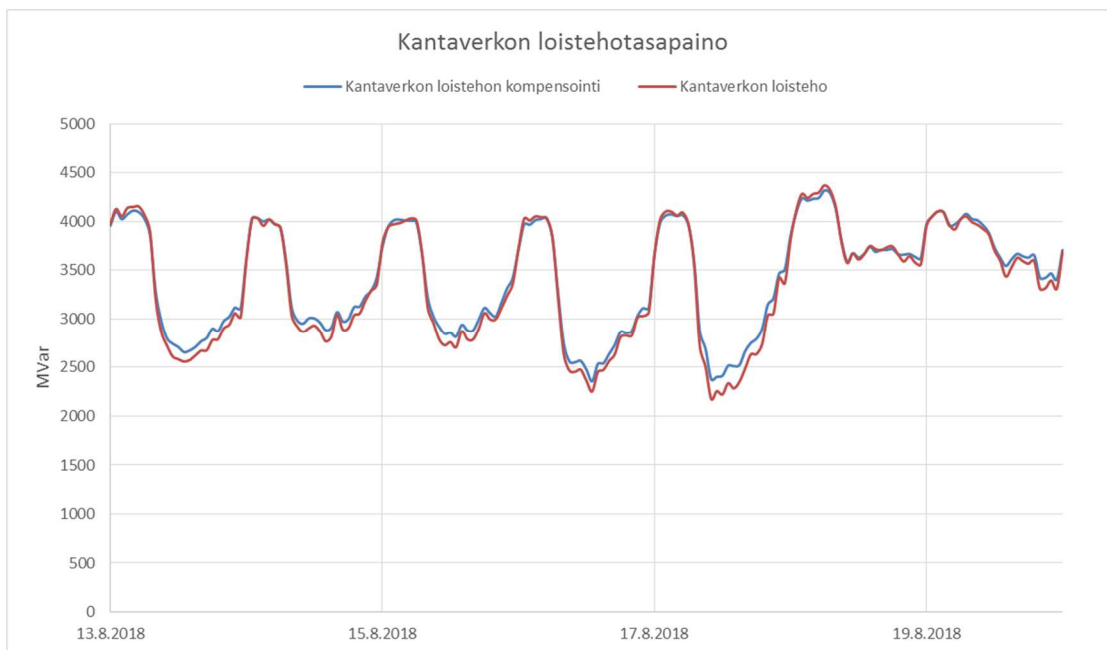
Viimevuosina kesäaikaan SVC:tä on käytetty loistehon kompensointiin monena yönä, jotta jännitteet pysyivät rajoissa. Tämän lisäksi Estlink 1:llä on otettu usein loistehoa verkosta yöaikaan. Kuvasta 24 nähdään 400 kV loistehon kompensoinnin kehitys 2015 alusta. 400 kV kompensoinnilla tarkoitetaan kaikkea muuta loistehon kompensointia lukuun ottamatta reaktoreita.



Kuva 24. 400 kV loistehon kompensointi vuoden 2015 alusta.

7.2.2 Kantaverkon mittausten kattavuus

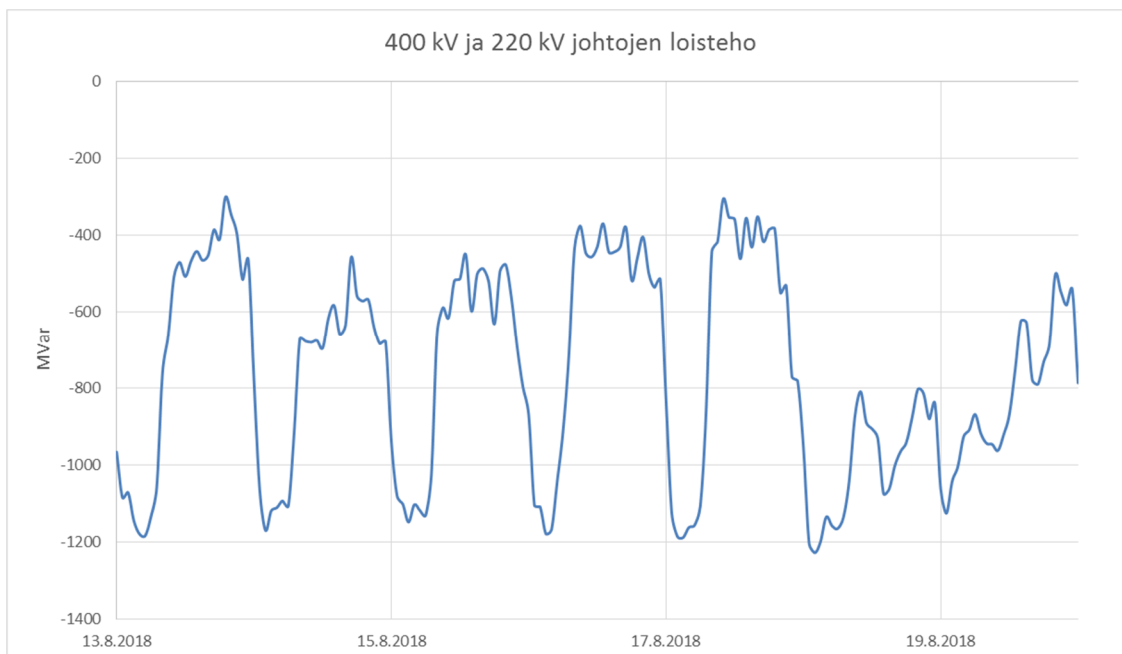
Kuvassa 25 on esitetty sinisellä värillä yhteenlaskettu kantaverkon loistehon kompensointi joka koostuu reaktoreiden loistehomittauksista, muuntajien loistehohäviöistä sekä 400 kV kompensoinnista. Punaisella värillä on kantaverkkoon tulevan loistehon käänteisarvo. Trendeistä nähdään, että tämän työn mittaukset ovat kattavia, koska trendit seuraavat hyvin toisiaan. Pienet poikkeamat johtuvat mittausten ulkopuolella olevista 220/110 kV muuntajien häviöistä, 220 kV verkkoon liittyneiden voimalaitosten loistehosta sekä joistakin käytönvalvontajärjestelmässä olevista mittausvirheistä.



Kuva 25. Kantaverkon loistehotasapaino.

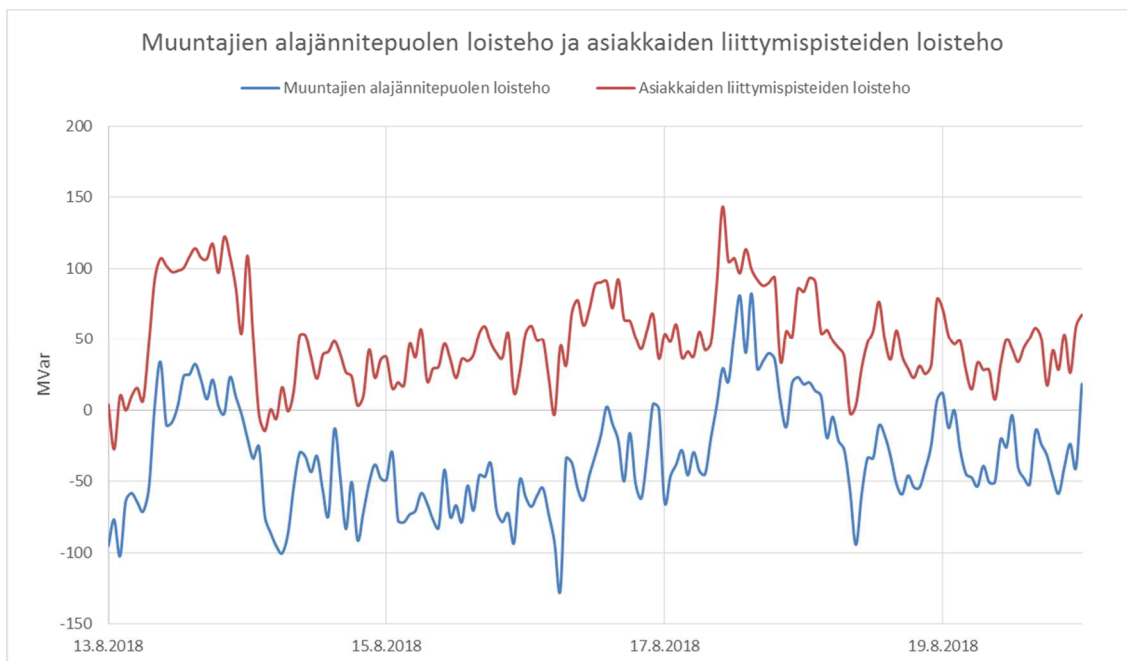
7.2.3 Ryhmät 1, 2, 3 ja 6

Tässä kappaleessa tarkastellaan kantaverkon loistehoa ryhmien 1, 2, 3 ja 6 osalta. Tarkastelujaksona käytetään samaa aikaväliä 13.8.2018 - 20.8.2018 kuin asiakkaiden liittymispisteiden osalta. Ryhmiin 1, 2, 3 ja 6 lukeutuu kantaverkon tärkeimpiin siirtoyhteyksiin kuuluvat 400 kV:n siirtoyhteydet Ruotsiin sekä P1-siirtojohdot, jotka siirtävät Ruotsista tulevaa sähköä Etelä-Suomeen. Johtojen kuormitus vaihtelee suuresti, joka näkyy kuvassa 26 olevassa johtojen loistehotrendissä. Päivänsisäinen loistehovaihtelu voi olla lähes 1000 MVar.



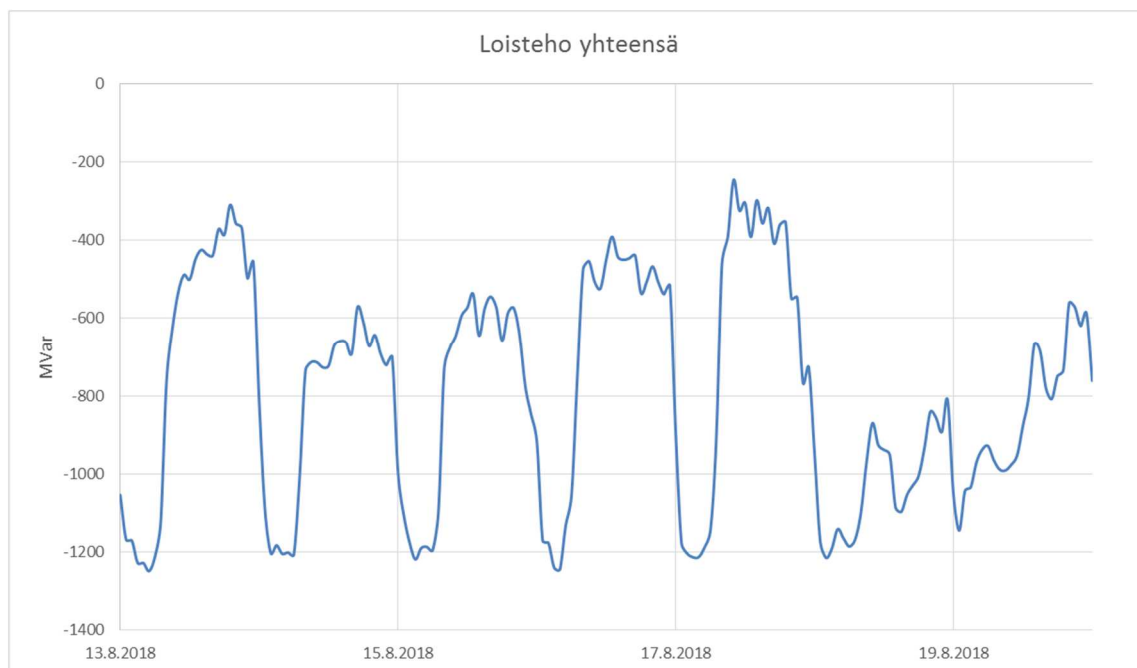
Kuva 26. Ryhmien 1, 2, 3 ja 6 400 kV ja 220 kV johtojen summaloisteho. Mukana on myös Ruotsiin menevien johtolähtöjen summaloisteho.

Kuvassa 27 on esitetty sinisellä ryhmien muuntajien alajännitepuolen loistehomittaukset sekä punaisella asiakkaiden liittymispisteiden loistehomittaukset. Kuvasta nähdään, että asiakasverkoista ei tule loistehoa kompensoitavaksi kantaverkkoon. Muuntajien alajännitepuolelta tuleva loisteho on siis Fingridin oman 110 kV verkon tuottamaa loistehoa.



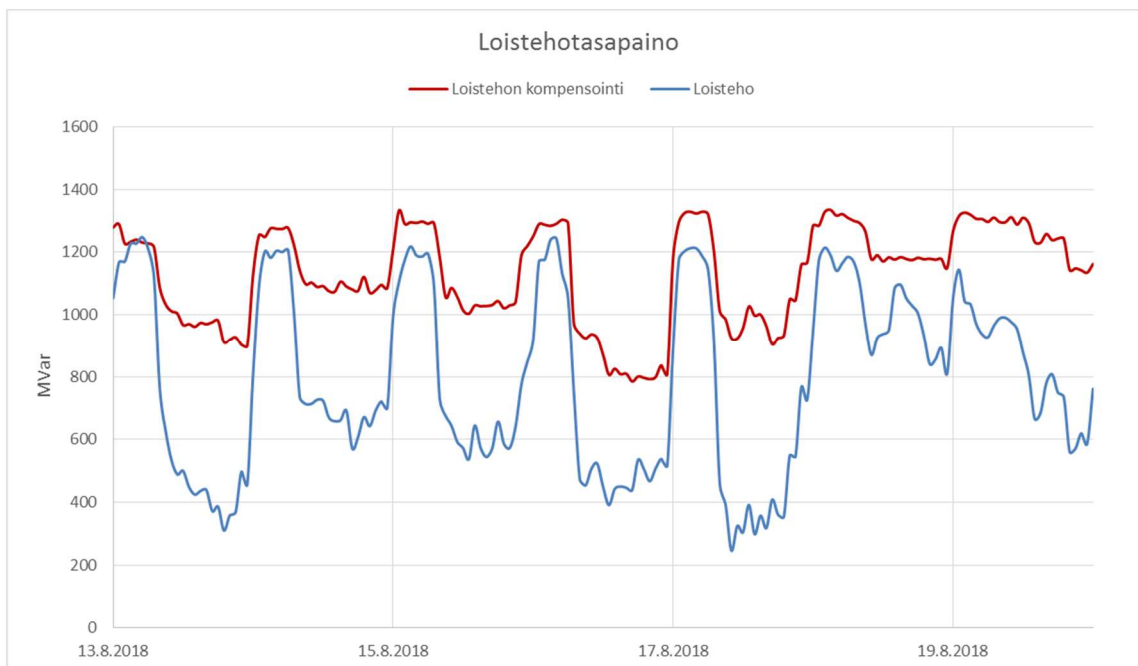
Kuva 27. Ryhmien 1, 2, 3 ja 6 muuntajien alajännitepuolen loistehomittaukset sekä asiakkaiden liittymispisteiden loistehomittaukset.

Kuvassa 28 on summattu yhteen 400 kV ja 220 kV johtojen loistehotase sekä muuntajien alajännitepuolen loistehomittaus.



Kuva 28. 400 kV ja 220 kV johtojen loistehotase summattuna muuntajien alajännitepuolen loistehomittauksiin.

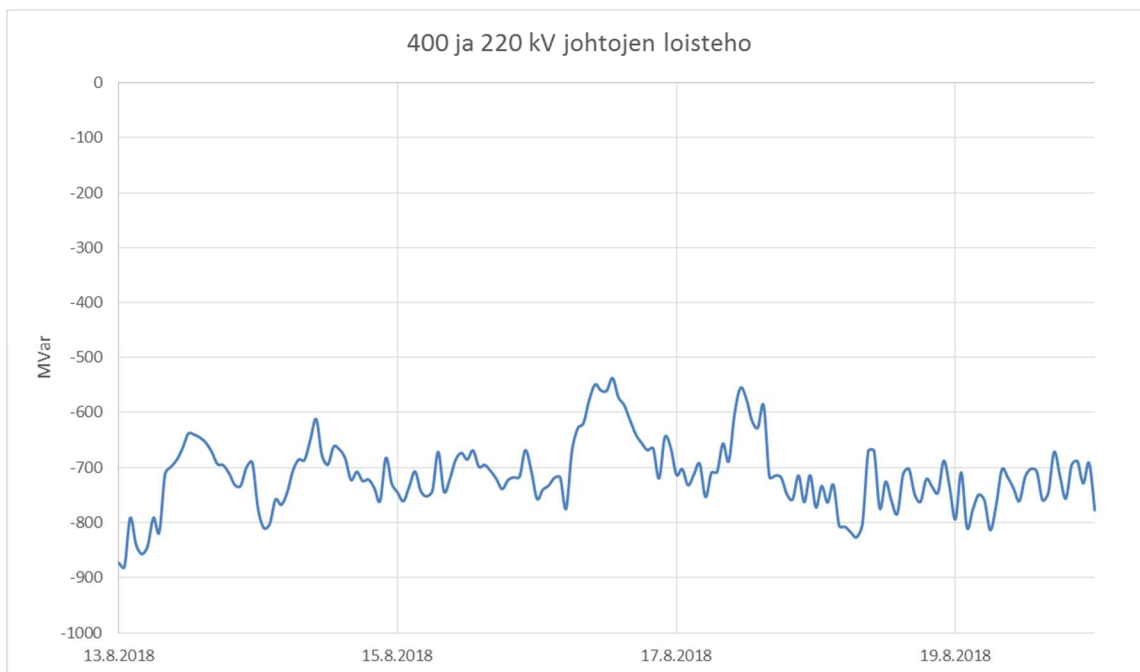
Kuvassa 29 on kuvattuna ryhmien loistehotasapaino. Sininen trendi kuvaa ryhmissä tuotetun loistehon käänteislukua, ja punainen trendi kuvaa reaktoreiden loistehosummamittauksista summattuna 400 kV muuntajien häviöihin. Kuvasta nähdään, että alueella oleva kompensointi on riittävä alueella tuotettavaan loistehoon nähden. Huomionarvoista on myös se, että näiden ryhmien alueella kompensoidaan usein paljon enemmän loistehoa, kuin alueella tuotetaan.



Kuva 29. Ryhmien 1, 2, 3 ja 6 loistehotasapaino.

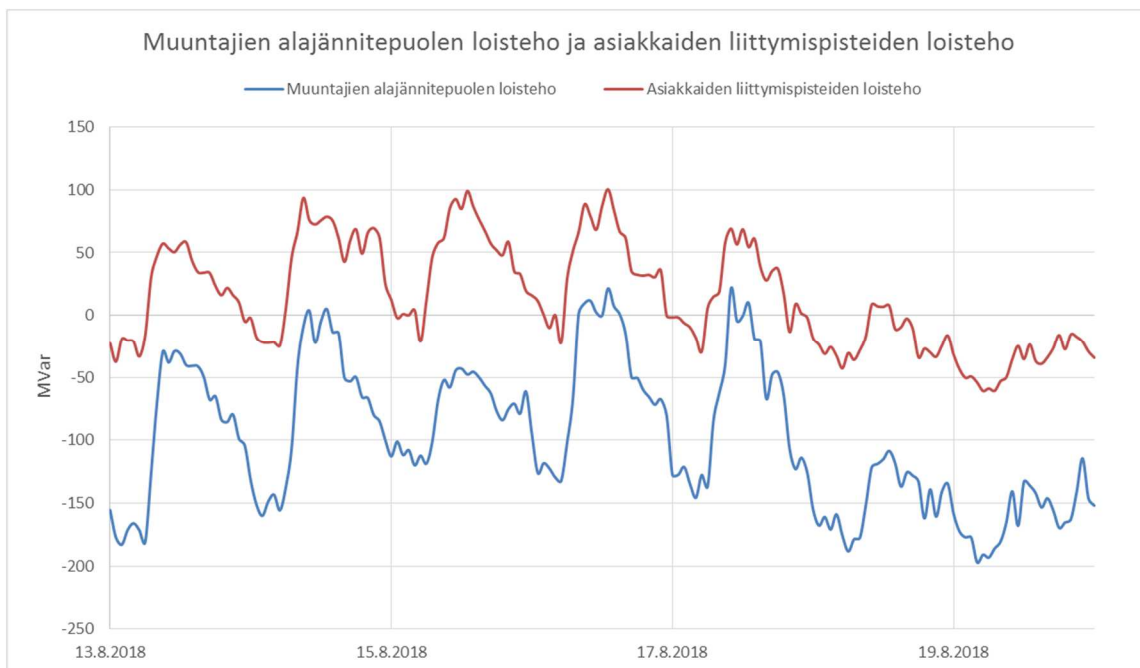
7.2.4 Ryhmät 4, 5 ja 7

Tässä kappaleessa tarkastellaan kantaverkon loistehoa ryhmien 4, 5 ja 7 osalta. Tarkastelujaksona käytetään samaa aikaväliä 13.8.2018 - 20.8.2018 kuin asiakkaiden liittymispisteiden osalta. Näihin ryhmiin kuuluvien 400 kV ja 220 kV voimajohtojen loistehotase on paljon tasaisempi kuin edellisissä ryhmissä. Tämä johtuu siitä, että siirtotilanteet alueella eivät vaihtele niin voimakkaasti. Voimajohtojen loistehotase on kuvassa 30.



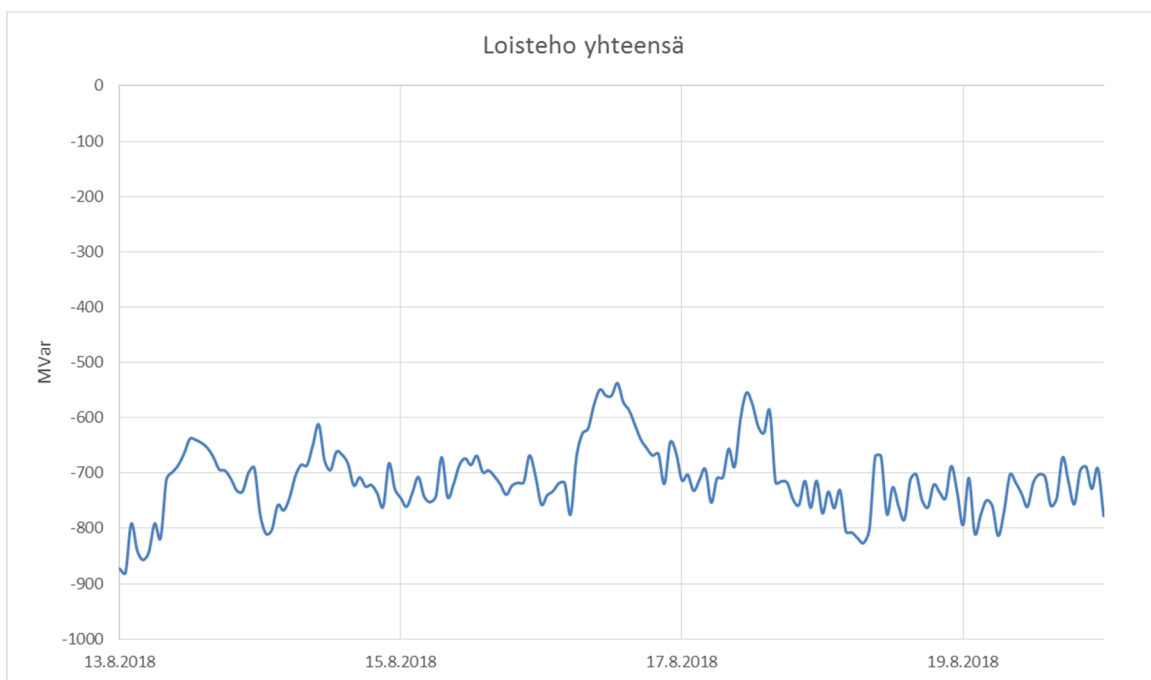
Kuva 30. Ryhmien 4, 5 ja 7 400 kV ja 220 kV johtojen loistehotase.

Kuvassa 31 on esitetty sinisellä ryhmien muuntajien alajännitepuolen loistehomittaukset sekä punaisella asiakkaiden liittymispisteiden loistehomittaukset. Kuvasta nähdään, että asiakasverkoista tuleva loisteho kantaverkkoon on hyvin pientä. Kappaleessa 7.1.2 todettiin, että näiden ryhmien alueilla 110 kV verkon tuotantolaitokset kompensoivat hyvin kulutusliittymispisteistä tulevaa loistehoa. Kuten ryhmien 1, 2, 3 ja 6 kohdalla, myös 4, 5 ja 7 ryhmien alueilta 110 kV verkosta tuleva loisteho on suurimmaksi osaksi Fingridin oman 110 kV verkon tuottamaa loistehoa.



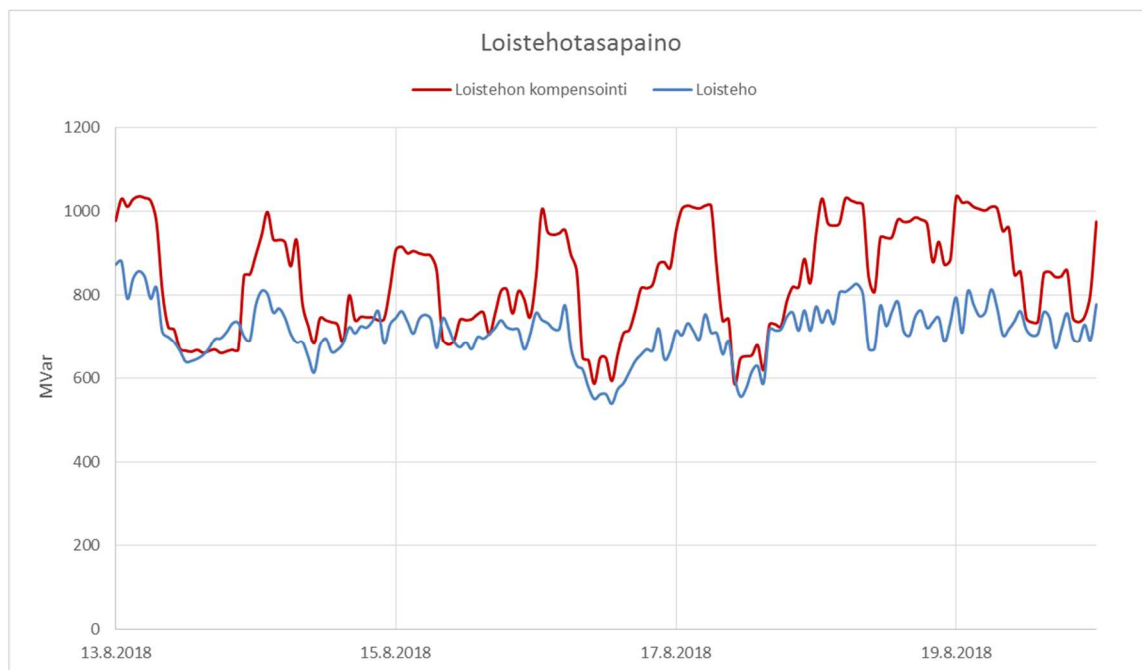
Kuva 31. Ryhmien 4, 5 ja 7 muuntajien alajännitepuolen loistehomittaukset sekä asiakkaiden liittymispisteiden loistehomittaukset.

Kuvassa 32 on summattu yhteen 400 kV ja 220 kV johtojen loistehotase sekä muuntajien alajännitepuolen loistehomittaukset.



Kuva 32. Ryhmien 4, 5, ja 7 400 kV ja 220 kV johtojen loistehotase summattuna muuntajien alajännitepuolen loistehoon.

Kuvassa 33 on ryhmien loistehotasapaino. Sininen trendi kuvaa ryhmissä tuotetun loistehon käänteislukua, ja punainen trendi kuvaa reaktoreiden loistehomittautusta summatuna 400 kV muuntajien häviöihin. Kuvasta nähdään, että alueella oleva kompensointi on riittävä alueella tuotettavaan loistehoon nähden. Kuten edellisissäkin ryhmissä, myös tällä alueella kompensoidaan usein enemmän loistehoa kuin ryhmät tuottavat itse.



Kuva 33. Ryhmien 4, 5 ja 7 loistehotasapaino.

7.2.5 Ryhmät 8, 9, 10 ja 11

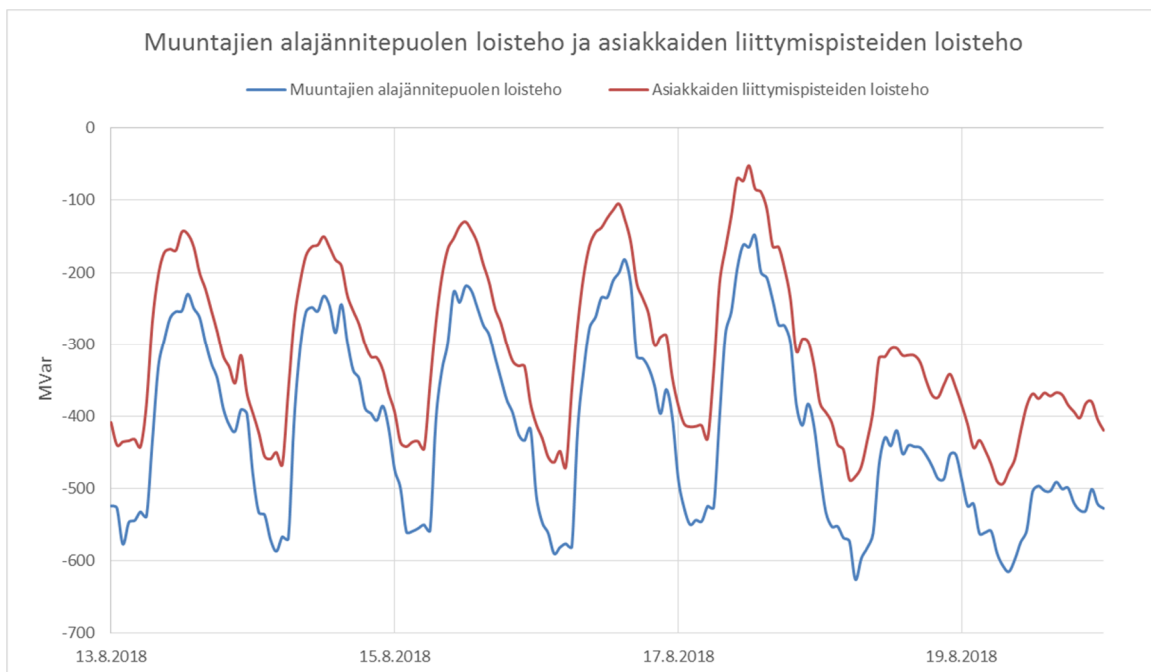
Tässä kappaleessa tarkastellaan kantaverkon loistehoa ryhmien 8, 9, 10 ja 11 osalta. Tarkastelujaksona käytetään samaa aikaväliä 13.8.2018 - 20.8.2018 kuin asiakkaiden liittymispisteiden osalta. Näiden ryhmien alueella sijaitsee suurin osa Suomen sähkönkulutuksesta. Alueella on myös paljon isoja tuotantolaitoksia sekä kaikki HVDC-linkit, jotka tarvitsevat paljon siirtokapasiteettia sähkön siirtämiseen. Lisäksi alueen 400 kV verkkoa on vahvistettu alueelle tulevia voimalaitoksia varten.

Kuvassa 34 on kuvattu näiden ryhmien alueella olevien 400 kV johtojen loistehotase. 220 kV verkkoa ei näiden ryhmien alueella ole. Kuvasta nähdään, että alueella olevat voimajohdot tuottavat paljon loistehoa, koska ne eivät ole usein lähelläkään luonnollista tehoaan.



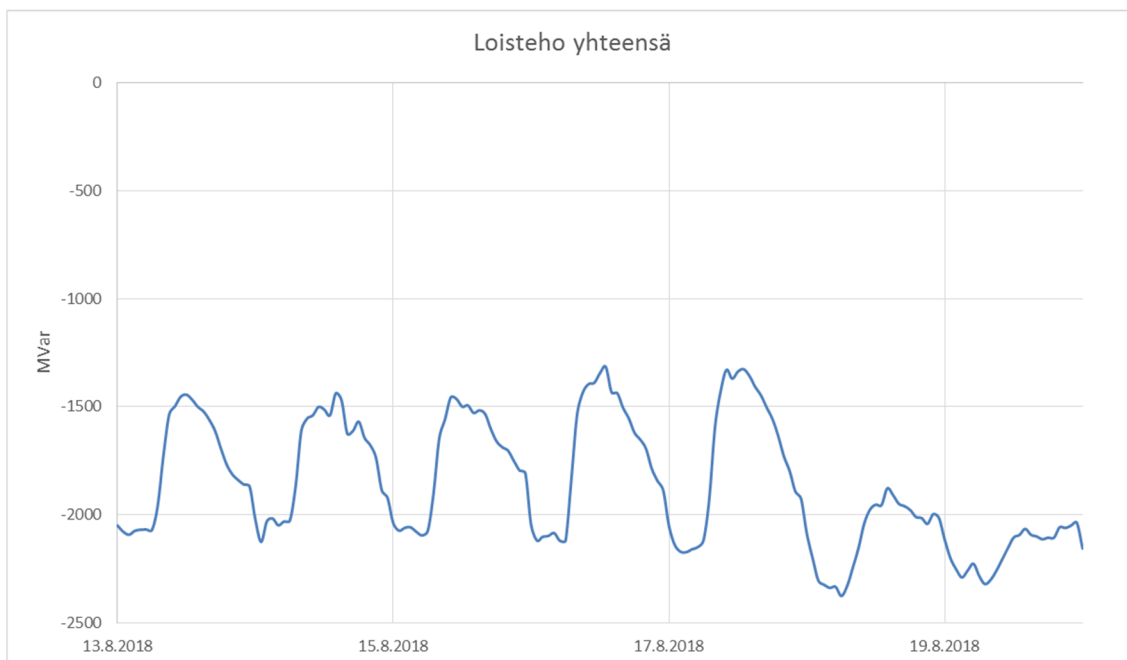
Kuva 34. Ryhmien 8, 9, 10 ja 11 400 kV johtojen loistehotase.

Kuvassa 35 on esitetty sinisellä ryhmien muuntajien alajännitepuolen loistehomittaukset ja punaisella asiakkaiden liittymispisteiden loistehomittaukset. Kuvasta nähdään, että suurin osa kappaleessa 7.1 todetusta asiakkaiden liittymispisteiden loistehosta tulee näiden ryhmien alueelta. Suurimmillaan asiakasverkoista tuleva loisteho on jopa 500 MVar. Fingridin 110 kV verkon osuus muuntajien alajännitepuolen loistehosta on noin 100 MVar.



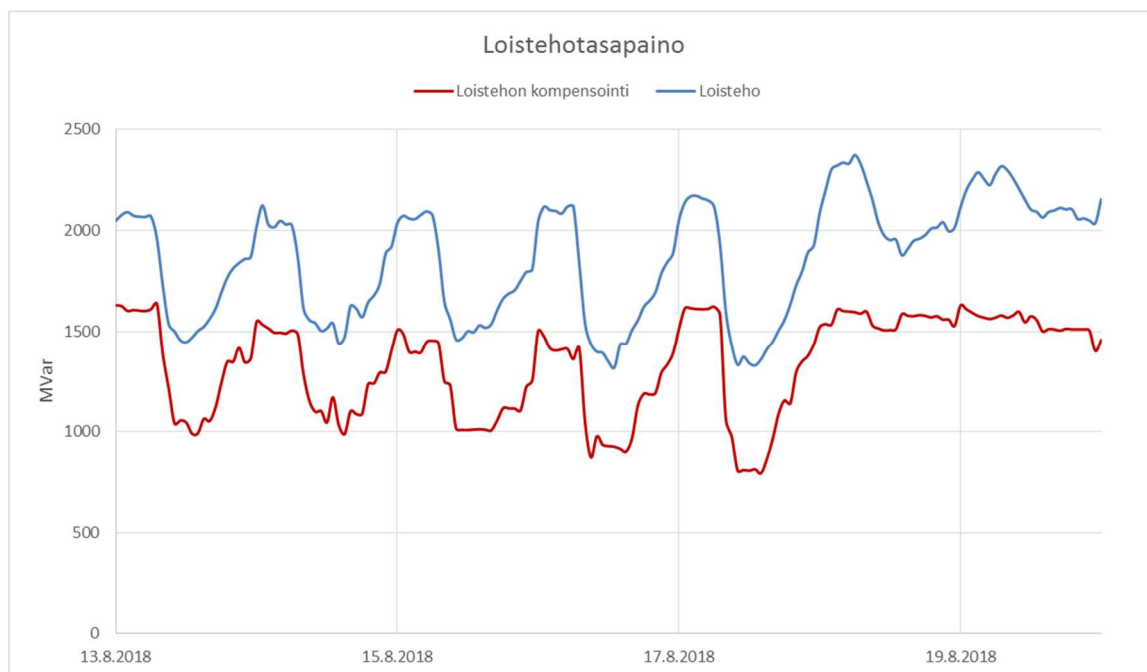
Kuva 35. Ryhmien 8, 9, 10 ja 11 muuntajien alajännitepuolen loisteho sekä asiakkaiden liittymispisteiden loisteho.

Kuvassa 36 on summattu yhteen 400 kV johtojen loistehotase sekä muuntajien alajännitepuolen loistehomittaus. Mittauksista voidaan todeta, että yli puolet koko kantaverkon kapasitiivisesta loistehosta tulee näiden ryhmien alueelta.



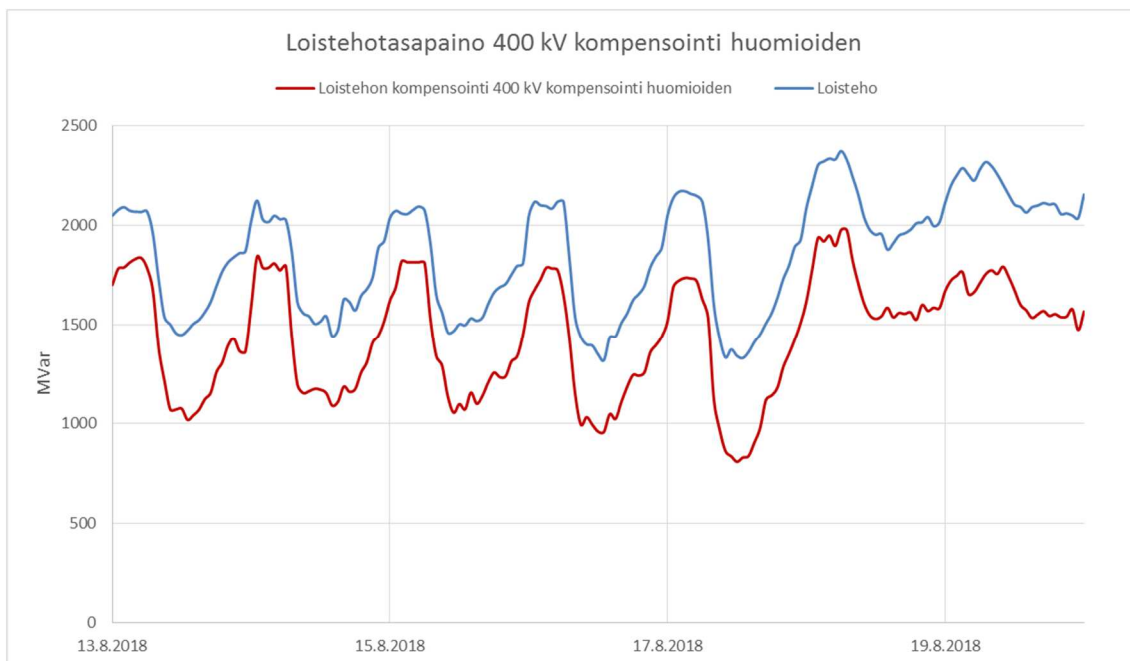
Kuva 36. Ryhmien 8, 9, 10 ja 11 400 kV johtojen loistehotase summattuna muuntajien alajännitepuolen loistehoon.

Kuvassa 37 on kuvattuna ryhmien loistehotasapaino. Sininen trendi kuvaa ryhmässä tuotetun loistehon käänteislukua, ja punainen trendi kuvaa reaktoreiden loistehomittausta summattuna 400 kV muuntajien häviöihin. Kuvasta nähdään, että alueen reaktorikapasiteetti ei riitä lähellekään kompensoimaan alueen loistehoa.



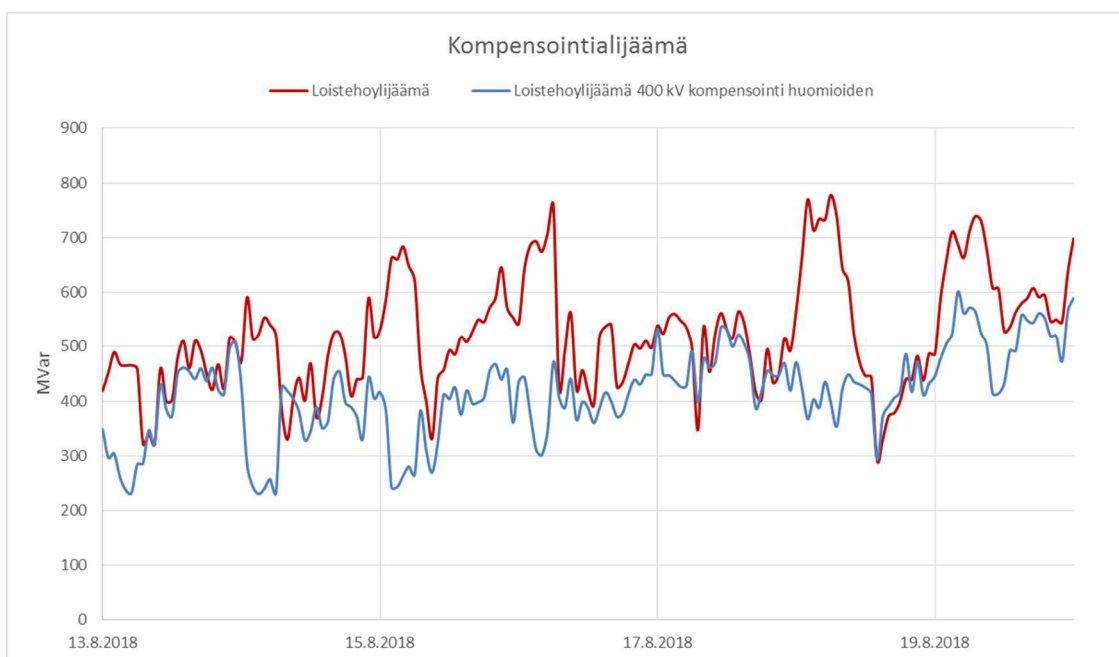
Kuva 37. Ryhmien 8, 9, 10 ja 11 loistehotasapaino.

Aikaisemmin todettiin, että kaikki 400 kV kompensointilaitokset ovat ryhmien 8, 9, 10 ja 11 alueella. Kuvassa 38 on esitetty ryhmien loistehotasapaino 400 kV kompensointi huomioiden. Kuvasta huomataan, että alueen kompensointialijäämä pienenee, mutta ei poistu kokonaan. Ylijäämäloisteho siirtyy muille alueille kompensoitavaksi, joka selittää edellisten kappaleiden poikkeamat ryhmien loistehotasapainoissa.



Kuva 38. Ryhmien 8, 9, 10 ja 11 loistehotasapaino 400 kV loistehon kompensointi huomioiden.

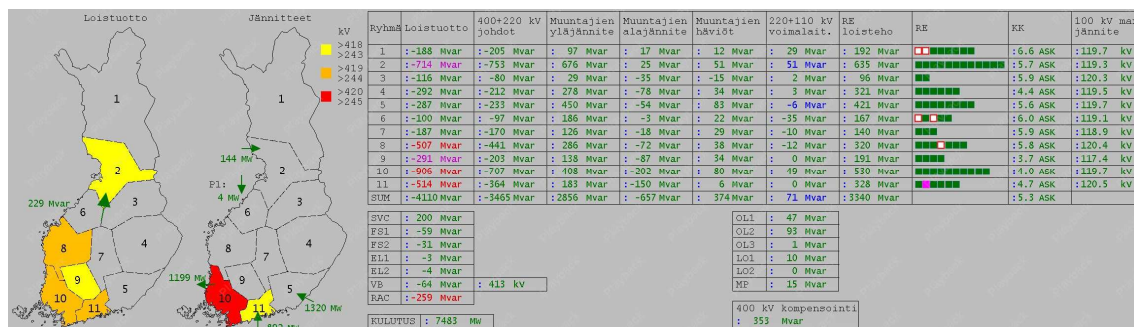
Kuvassa 39 on esitetty alueen kompensointialijäämä. Punainen trendi on kompensointialijäämä, jossa on huomioitu reaktoreiden loisteho sekä muuntajien häviöt. Sinisessä trendissä on mukana myös 400 kV loistehon kompensointi. Kuvasta nähdään, että näiden ryhmien, sekä koko kantaverkon loistehon kompensoinnin kannalta 400 kV laitosten kompensointikapasiteetti on lähes välttämätön joinakin hetkinä.



Kuva 39. Ryhmien 8, 9, 10 ja 11 kompensointialijäämä.

7.3 Uusien mittausten visualisointi käytönvalvontajärjestelmään

Mittaustuloksista havaittiin, että eri alueiden loistehotasapainot vaihtelevat merkittävästi. Jotkin alueet ovat loistehon suhteen usein ylijäämäisiä ja toiset alijäämäisiä. Jotta uusista mittaustiedoista saa selkeämmän ja havainnollistavan käsityksen, laskentojen tietoja hyödyntämällä tehtiin uusi näyttökuva käytönvalvontajärjestelmään. Kuvassa 40 on esitetty uusi loistehon seurantanäyttö.



Kuva 40. Käytönvalvontajärjestelmään kehitetty loistehon seurantanäyttö.

Kuvaan on tuotu suoraan alueelliset summalaskennat taulukkomuotoon, jonka lisäksi laskentoja hyödyntämällä on tehty visuaaliset karttanäytöt. Kuvaan on tuotu myös muita loistehon ja jännitteiden kannalta oleellisia mittaustietoja verkosta. Kuvassa on seuraavat laskennat ja tiedot alueittain:

- Alueen 400 kV, 220 kV ja 110 kV verkon loistehotase (kuvassa loistuoitto)
- 400 kV ja 220 kV johtojen loistehotase (kuvassa 400+220 kV johdot)
- 400 kV muuntajien yläjännitepuolen loistehomittaukset (kuvassa muuntajien yläjännite)
- 400/110 kV ja 220/110 kV muuntajien alajännitepuolen loistehomittaukset (kuvassa muuntajien alajännite)
- 400 kV muuntajien loistehohäviömittaukset (kuvassa muuntajien häviöt)
- 220 kV ja 110 kV verkossa olevien voimalaitosten loistehomittaukset (kuvassa 220+110 kV voimalait.)
- Reaktoreiden loistehomittaukset (kuvassa RE loisteho)
- Reaktoreiden katkaisijatilatiedot (kuvassa RE)
- Muuntajien käämikytkinten keskiarvo (kuvassa KK)
- Muuntoasemien 110 kV korkein kiskoajännite (kuvassa 110 kV max jännite)
- 400 kV voimalaitosten loistehomittaukset

- SVC-laitoksen ja HVDC-linkkien loistehomittaukset
- Suomen kulutus ja siirtotilanne
- 400 kV ja 220 kV kiskojännitemittaukset visualisoituna kartalle
- Alueen reaktoreiden kompensointikapasiteetti verrattuna alueen loistehotaseeseen visualisoituna kartalle

Jokaisen alueen 400 kV, 220 kV ja 110 kV verkon loistehotasetta voi verrata alueen reaktoreiden loistehomittauksiin, jolloin nähdään kuinka paljon alueella tuotetusta loistehosta kompensoidaan kyseisellä alueella. Alueiden loistehotaseiden vertailu alueella sijaitsevaan reaktorikapasiteettiin on visualisoituna karttanäytölle. Kartan alue muuttuu keltaiseksi, kun alueella olevien reaktoreiden maksimi kompensointikapasiteetti ylittyy 60 MVar:lla, ja oranssiksi kun se ylittyy 120 MVar:lla. Käytännössä keltainen väri tarkoittaa alueella yhden reaktorin vajausta, ja punainen kahden reaktorin vajausta.

Näyttökuvaa on tuotu myös rajajohtojen loistehomittaukset Suomen puolelta. RAC mittaukseen ovat summattu Petäjäskosken ja Keminmaan sähköasemilta Ruotsiin menevät rajajohdot. VB mittaukseen ovat summattuna Viipurin sähköasemalle meneviä johtoja Kymen ja Ylikkälän sähköasemilta. VB mittauksen viereen on tuotu myös Viipurin aseman 400 kV jännitemittaus. Jännitemittauksesta voidaan päätellä, voidaanko Viipurin asemalta pyytää loistehon kompensointiapua.

Alueiden loistehotaseita voi verrata myös viereiseen karttakuvaan. Toisessa karttakuvassa on visualisoituna alueen korkein 400 kV tai 220 kV jännite. Käytännössä operaattori voi kuvia hyödyntämällä katsoa, missä alueella jännitteet ovat nousussa ja yrittää laskea jännitettä manuaalisesti kyseisen alueen tai viereisen alueen reaktoreilla, mikäli ne eivät ole automaattisesti kytkeytyneet verkkoon. Näyttökuvassa on esitetty myös reaktoreiden katkaisijatilatiedot, jotka näyttävät alueen reaktoreiden kytkentätilanteen.

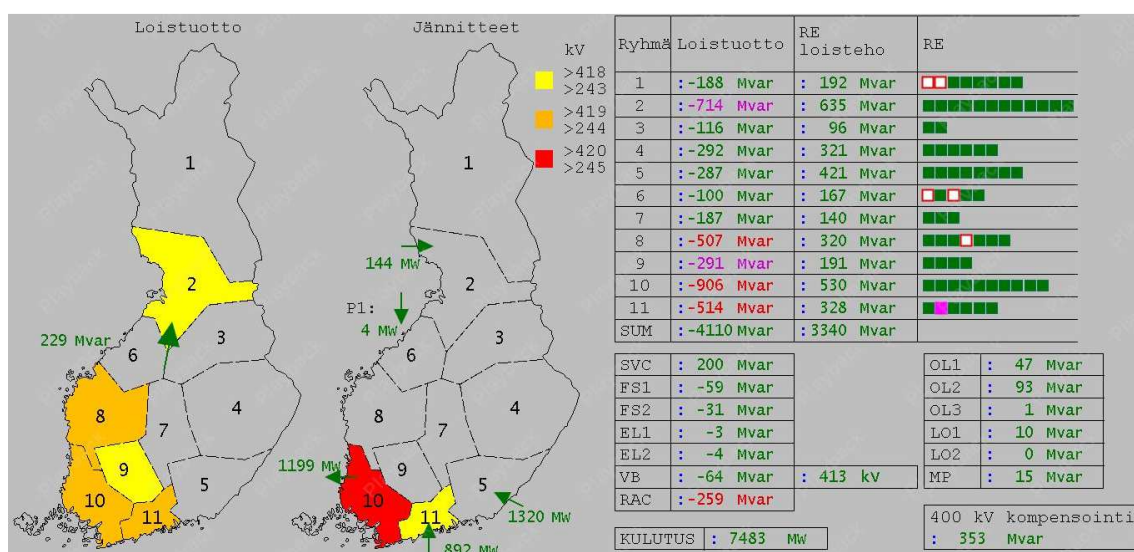
Operaattori voi jännitteiden noustessa myös katsoa helposti, miten 400 kV voimalaitokset, tasasähkölinkit ja SVC kompensoi loistehoa sillä hetkellä. Tietojen perusteella operaattori voi tehdä manuaalisia säätötoimenpiteitä alueella, joiden läheisyydessä ongelmia esiintyy. Kaikki nämä laitokset on kuvassa myös summalaskentana "400 kV kompensointi".

220 kV ja 110 kV verkkoon kytkeytyneiden voimalaitosten alueellisia loistehosummia voi seurata taulukosta. Käytännössä korkeiden jännitteiden aikaan voimalaitosten tulisi ottaa

loistehoa pois verkosta. Mikäli taulukon perusteella näin ei ole, niin voimalaitosten yksilölliset tiedot ovat kerättyinä loistehonäytön toiselle sivulle. Yksilöidystä mittauksista voi katsoa, mitkä laitokset eivät ota loistehoa verkosta ja tarpeen tullen ottaa yhteyttä laitoksiin.

7.4 Sähköjärjestelmän kokonaistilanteen hallinta

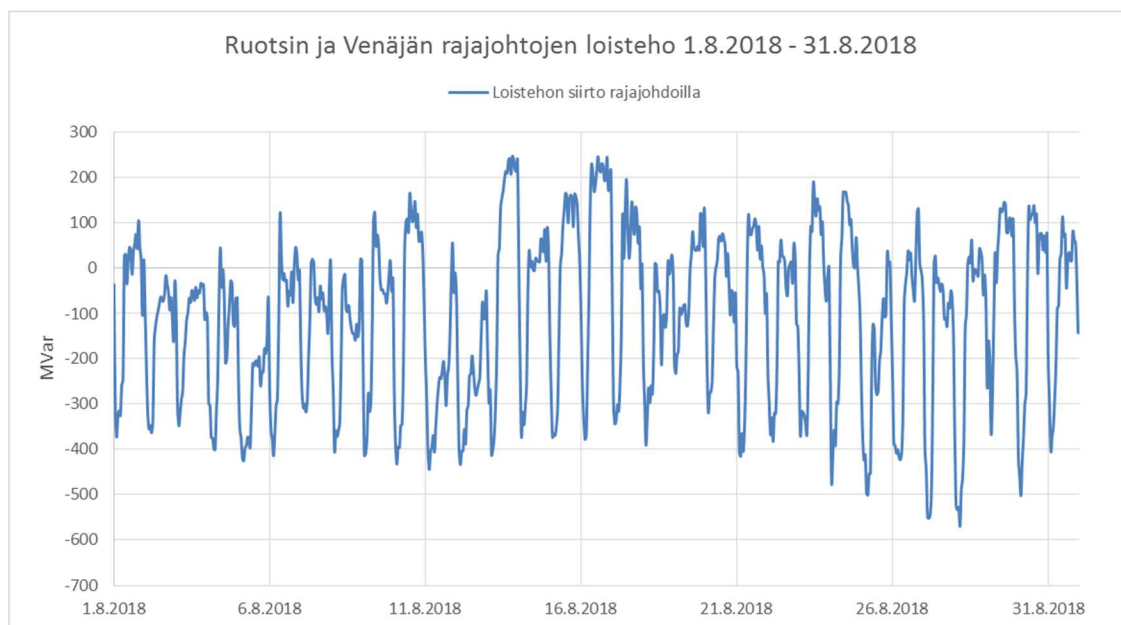
400 kV verkossa loistehon kompensointiin osallistuvat laitokset täytyy ottaa myös keskeytysuunnittelussa huomioon jännitteensäädön näkökulmasta. Myös siirtotilanteet vaikuttavat HVDC-laitosten jännitteensäätökykyyn. Esimerkkinä kuvassa 41 oleva siirtotilanne 23.8.2018, jolloin jänniteongelmia oli ryhmien 10 ja 11 alueilla. Estlink 1:n siirtoa jouduttiin pienentämään, jotta linkillä voitiin tehdä loistehon kompensointia. Tilanteessa myös molemmat Fenno-Skanit olivat täydellä siirrolla, jolloin filterikytkennöillä ei päästy helpottamaan alueen loistehotasapainoa. Näissä tilanteissa alueella olevien reaktoreiden vikaantuminen voi nostaa jännitteitä vieläkin korkeammiksi.



Kuva 41. Kantaverkon loistehotilanne yöllä 23.8.2018.

Useasti öisin korkeiden jännitteiden aikaan loistehon siirto rajajohtoilla on Suomeen päin. Kuvassa 42 on esitetty Ruotsin ja Venäjän rajajohtojen loistehomittaukset elokuulta 2018, negatiivinen arvo tarkoittaa loistehon siirtoa Suomeen päin. Kuvasta nähdään, että loistehon siirto maiden välillä vaihtelee erittäin paljon. Päivisin isommilla rajajohtojen kuormituksilla loistehoa siirtyy naapurimaihin, ja öisin pienen kuormituksen aikaan loistehoa virtaa Suomeen kompensoitavaksi. Laskennallisesti kaikkien rajajohtojen loistehontuotto tyhjäkäynnillä on 370 MVAR, ja jos oletetaan, että loistehon kompensointi tulisi

hoitaa 50/50 suhteessa naapurimaan kanssa, niin Suomen osuus olisi tällöin 185 MVar. Suomeen virtaa kesäöisin kuitenkin loistehoa jopa lähes 600 MVar, joten tähän on jatkossa kiinnitettävä huomiota yhdessä naapurimaiden kanssa.



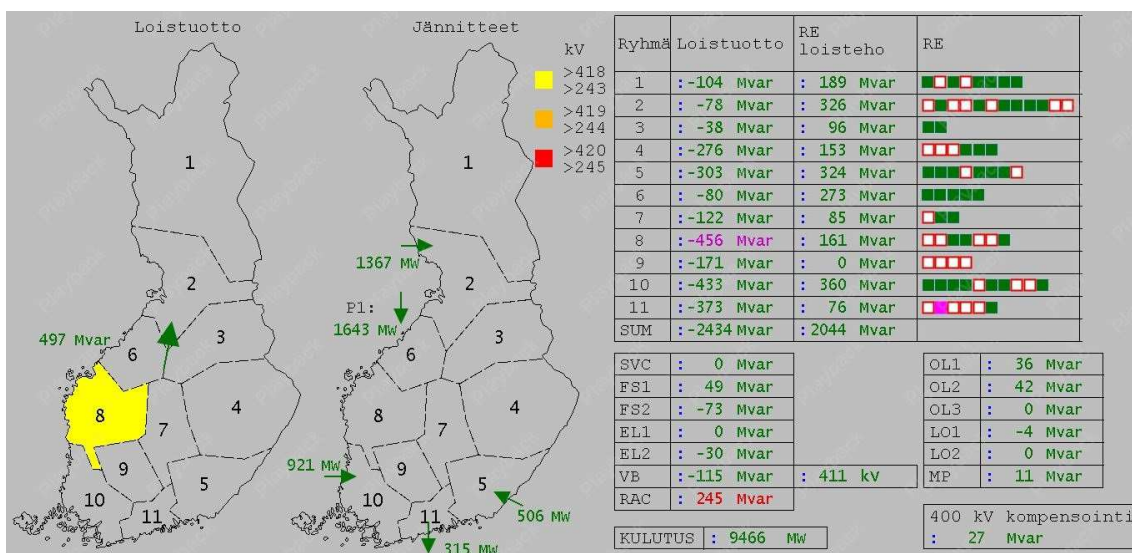
Kuva 42. Ruotsin ja Venäjän rajajohtoilla siirtyvä loisteho.

Uuden loistehokuvan avulla huomattiin myös se, että loistehoa siirretään verkossa erittäin pitkiä matkoja. Ryhmien 8, 9, 10 ja 11 kompensointikapasiteetti ei yöaikaan riitä, joten alueen ylijäämäloisteho siirretään muille alueille kompensoitavaksi. Tämän lisäksi loistehon siirtoa tapahtuu myös päivällä korkeamman kulutuksen aikana. Kuvassa 43 on esitetty Pyhäselkä - Vuolijoki, Pyhäselkä - Alajärvi, Pikkarala - Alajärvi sekä Pikkarala - Jylkkä 400 kV johtojen summaloisteho. Negatiivinen luku tarkoittaa, että loistehoa siirtyy pohjoiseen.



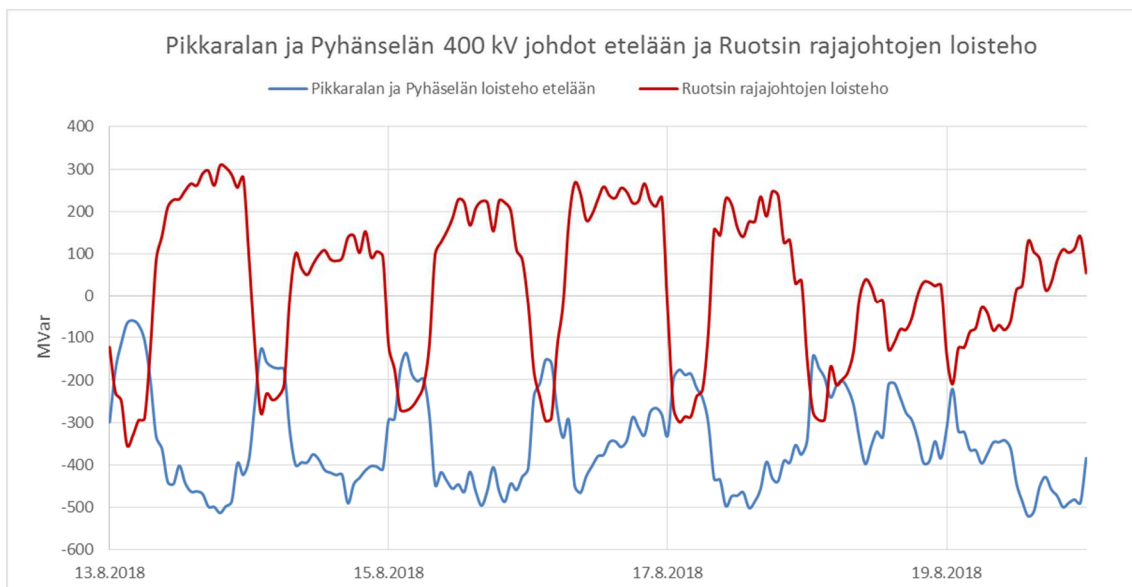
Kuva 43. Pikkaralasta ja Pyhänselästä etelään päin lähtevien johtojen loistehosumma.

Kuvasta nähdään, että loistehoa siirretään päivittäin Etelä-Suomesta Pohjois-Suomeen kompensoitavaksi jopa yli 500 MVar. Tätä tapahtuu myös sellaisissa tilanteissa, joissa reaktorikapasiteettia on hyvin jäljellä myös Etelä-Suomessa. Esimerkki tällaisesta tilanteesta on esitetty kuvassa 44.



Kuva 44. Kantaverkon loistehotilanne 17.8.2018 päivällä.

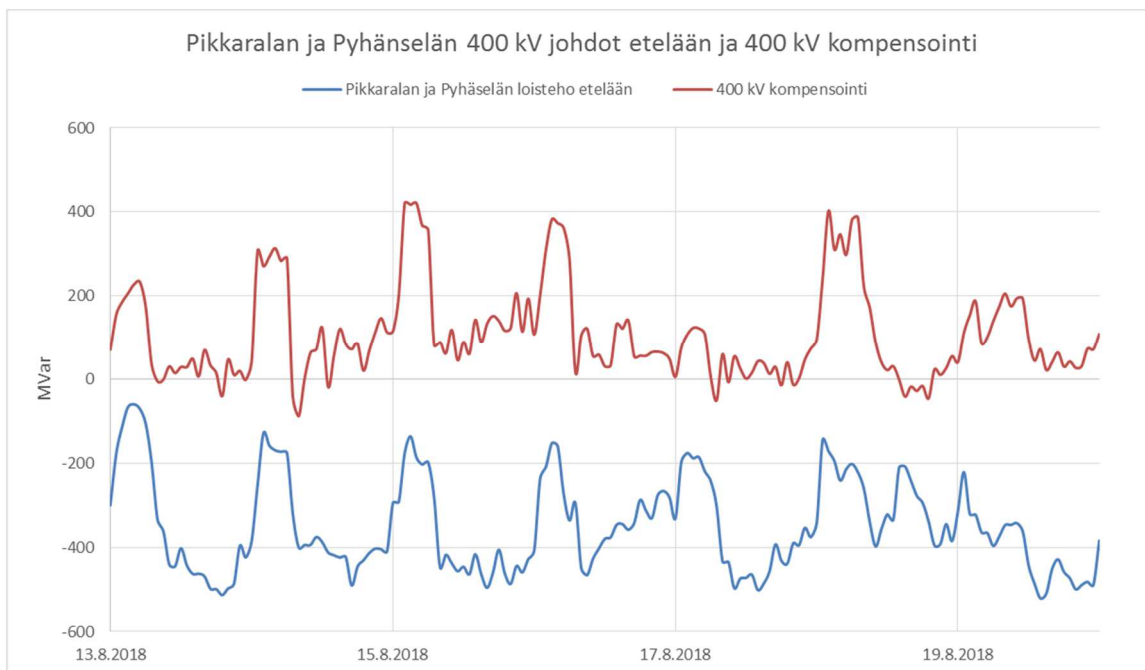
Huomionarvoista on, että kuvan 44 mukaisissa loistehon siirtotilanteissa loistehon siirto Ruotsiin päin on hyvin usein suurta. Etelä-Suomesta Pohjois-Suomeen siirrettävää loistehoa vertaillaan Ruotsin rajajohtojen loistehoon kuvassa 45. RAC-mittauksen positiivinen luku tarkoittaa, että loistehoa menee Ruotsiin päin.



Kuva 45. Pikkaralasta ja Pyhänselästä etelään päin lähtevien johtojen loistehosumma sekä Ruotsiin lähtevien johtojen loistehosumma.

Loistehoa siirretään käytännössä Etelä-Suomesta Pohjois-Ruotsiin. Reaktorit kytkeytyvät normaalisti verkkoon automaattisesti säätäjän asetteluarvojen mukaisesti, mutta joissakin tilanteissa loistehon siirron optimoinnin kannalta se ei ole selvästikään toimivin vaihtoehto. Loistehon siirto maksaa virtalämpöhäviöinä ja se myös pienentää pätötehon siirtokapasiteettia johdolla.

Kuvassa 46 on esitetty Pikkaralasta ja Pyhänselästä etelään lähtevien 400 kV johtojen loistehosumman käyttäytyminen 400 kV kompensoinnin kanssa. Kuvasta nähdään, että yöaikaan 400 kV kompensoinnin ollessa käytössä loisteho kompensoidaan siellä missä sitä tuotetaan. Päivisin 400 kV kompensoinnin pienentyessä loistehoa siirtyy kompensoitavaksi etelästä pohjoiseen.



Kuva 46. Pikkaralasta ja Pyhänselästä etelään päin lähtevien johtojen loistehosumma ja 400 kV kompensoinnin summa.

Seuraamalla uusien mittausten ja loistehokuvan avulla loistehon käyttäytymistä kantaverkossa pidemmällä aikavälillä, saadaan paljon uutta dataa alueiden loistehotasapainoista ja loistehovirtaamista kantaverkossa.

8 Johtopäätökset

Tässä opinnäytetyössä hyödynnettiin kantaverkosta saatavilla olevia mittaustietoja, joiden avulla analysoitiin kantaverkon loistehotilanteita ja kehitettiin uusia työkaluja kantaverkkokeskukselle. Mittaustietoja hyödynnettiin asiakasverkkojen loistehon seurantaan, voimalaitosten loistehon seurantaan sekä kantaverkon alueellisen loistehon seurantaan. Loistehotilannetta tarkasteltiin koko kantaverkon osalta, sekä pienemmissä alueellisissa kokonaisuuksissa.

Asiakasverkoista tulevaa loistehoa mitattiin liittymispisteiden energiamittareiden avulla. Tuloksista nähtiin, että loistehon syöttö kantaverkkoon on ollut suurimmillaan vuoden

2017 kesällä, ja kääntynyt pieneen laskuun vuonna 2018. Tähän on vaikuttanut todennäköisesti kantaverkkosopimuksen uusi loistehotariffi, joka ohjaa asiakkaita investoimaan omaan kompensointilaitteistoon. Mittaustuloksista nähtiin myös, että yksi syy laskuun on se, että 110 kV verkossa olevat tuotantolaitokset ovat ruvenneet kompensoimaan loistehoa paremmin kuin edellisinä vuosina.

Suurin osa kantaverkkoon syötetystä loistehosta tulee ryhmien 8, 9, 10 ja 11 alueilta. Etenkin näiden alueiden loistehon kehitystä tulee jatkossa seurata. Asiakkaiden alueellinen loistehonseuranta helpottuu, kun uusi tietovarastoprojekti saadaan valmiiksi. Uuteen tietovarastoon saadaan tehtyä tämän työn mukaiset ryhmät, jolloin asiakkaiden loistehomittaukset päivittyvät automaattisesti järjestelmään ja niiden mittaustrendejä saadaan seurattua paremmin. Seuraamalla alueellisia trendejä asiakkaiden loistehotilanteen kehittymisestä voidaan ennustaa myös tulevia tilanteita. Asiakkaiden loistehotrendejä voidaan myös verrata asiakkaiden suunnittelemiin reaktori-investointeihin ja niiden vaikuttavuuteen alueen loistehotaseeseen. Vertaamalla mittauksia vuodentakaisiin voidaan nähdä loistehon kehityssuunta ja sen perusteella varautua mahdollisiin muutoksiin jo etukäteen.

Uuden loistehon seurantatyökalun avulla myös voimalaitosten loistehon seuraaminen helpottui. Voimalaitokset jaoteltiin samoihin tarkasteltaviin ryhmiin kuin asiakkaiden liittymispisteet, jotta niiden osallistumista jännitteen säätöön voidaan seurata alueellisesti. 400 kV ja 220 kV verkossa olevien voimalaitosten loistehomittaukset ovat hyvällä tasolla, mutta 110 kV verkkoon liittyneiden voimalaitosten mittaustietoja tulisi vielä parantaa. Tällä hetkellä vain pienestä osasta laitoksia mittaukset ovat käytönvalvontajärjestelmässä ja ne päivittyvät oikein. Monesta laitoksesta on mittaukset, mutta tiedot joko päätivät tai näyttävät väärä lukemia niin paljon, että niiden hyödyntäminen on vaikeaa. Isosta osasta laitoksia puuttuvat loistehomittaukset kokonaan, vaikkakin voimalaitosten järjestelmätekniikan vaatimusten mukaan ne pitäisi lähettää Fingridille.

Asiakkaiden loistehomittausten lisäksi tässä työssä hyödynnettiin käytönvalvontajärjestelmän reaaliaikaisia kantaverkon mittaustietoja. Mittaustiedoista rakennettiin alueellisia laskentoja, jotka auttavat operaattoreita hahmottamaan entistä paremmin missä loistehoa tuotetaan, ja missä sitä kompensoidaan. Kantaverkon loistehotilanteita tarkasteltiin samoissa ryhmissä, kuin asiakkaiden loistehomittauksia. Mittaustuloksista nähtiin, että kantaverkon loistehon kompensointikapasiteetti on kesäisin lähes riittämätön. Kaikki

kantaverkon reaktorit ovat olleet verkossa, ja tämän lisäksi 400 kV verkossa olevat voimalaitokset, tasasähkölinkit, ja SVC-laitos kompensoi loistehoa merkittävästi. Tästä huolimatta kantaverkon jännitteet olivat korkealla. Etenkin ryhmien 8, 9, 10 ja 11 alueet ovat loistehon suhteen ylijäämäisiä, eli alueilla ei pystytä kompensoimaan kaikkea siellä tuotettua loistehoa. Asiakasverkoista tuleva loisteho on kyseisillä alueilla isoimmillaan lähes 600 MVar, jonka kompensointiin tarvitaan tällä hetkellä alueella olevia tasasähkölinkkejä, voimalaitoksia sekä SVC-laitosta lähes joka yö. Joissain tilanteissa 2018 kesällä jouduttiin jopa keventämään Estlink 1:n täynnä olevaa siirtoa, jotta linkille saatiin tilaa loistehon kompensointiin. Tämä ei tietenkään ole ideaalista siirtokapasiteetin käyttöä, joten kyseisille alueille pitäisi ottaa selvitykseen reaktorikapasiteetin lisäys joko Fingridin tai asiakkaiden verkkoon. Reaktoreiden lisäys voidaan tehdä myös muiden ryhmien alueelle, jolloin 400 kV laitosten kompensointiin käytettävä kapasiteetti vapautuisi. Tällöin loistehon siirto alueilta toiselle tosin lisääntyisi.

Mittausten avulla havaittiin myös, että Ruotsin ja Venäjän rajajohdoilta tulee pahimmissa tapauksissa jopa 600 MVar loistehoa Suomen kantaverkkoon kompensoitavaksi. Rajajohtojen mittaukset tuotiin uuteen loistehokuvaan, jonka avulla operaattorit huomaavat loistehon siirron naapurimaihin paremmin. RAC-johtojen loistehomittaukseen asetettiin myös hälytysrajat, jotta siirron ylittäessä 200 MVar operaattori huomioi tämän paremmin. Loistehon siirron rajajohdoilla kasvaessa merkittävästi, operaattorit voivat olla yhteydessä Ruotsin kantaverkkoyhtiö Svenska Kraftnätin (SvK) ja pyytää heitä kompensoimaan oman verkkonsa loistehoa enemmän. Pohjois-Ruotsissa voidaan useasti myös kytkeä voimajohtoja eroon korkeiden jännitteiden aikana, kun siirto on pientä. Viipurin asemalla on hyvät edellytykset kompensoida loistehoa suuriakin määriä, joten sen hyödyntäminen on myös tärkeää. Viipurin asemalta tulevien johtojen loistehosummaan asetettiin myös hälytysrajat käytönvalvontajärjestelmään, jotta operaattori huomioi suuren loistehon siirron.

Nykyisessä muuttuneessa loistehotilanteessa ei enää riitä pelkästään, että kantaverkon kompensointilaitteet toimivat automaattisesti säätäjien avulla. Automaattisten säätötoimintojen lisäksi operaattoreiden pitää tehdä välillä manuaalisia toimenpiteitä loistehotilanteiden tasapainottamiseksi. Tästä johtuen uuteen loistehokuvaan kerättiin tarpeellista mittaustietoa liittyen loistehoon. Nyt tiedot ovat esitettynä yhdessä kuvassa, joten loistehon ja jännitteiden syy-seuraussuhteet ovat havaittavissa entistä paremmin. Eri alueiden loistehon yli- ja alijäämätilanteet saadaan myös havaittua uuden loistehokuvan avulla helposti. Näitä tietoja hyödyntämällä operaattorit voivat valita käyttötoimenpiteet, jotka

ovat optimaalisia alueiden jännitteiden ja loistehon siirron kannalta. Operaattorit voivat tehdä joissakin tilanteissa esimerkiksi manuaalisia reaktorikytkentöjä tai asettaa jännitesäätäjien asetteluarvoja siten, että loistehoa kompensoitaisiin paremmin siellä missä sitä tuotetaan. Tämä vähentää loistehon siirtoa alueiden välillä pienentäen häviöitä ja lisäten johtojen pätötehon siirtokapasiteettia. Kuvaa seuraamalla voi havaita myös poikkeamia alueiden voimalaitosten jännitteensäädössä. Operaattori voi ottaa yhteyttä voimalaitosta hallinnoivaan tahoon ja pyytää tältä tukea jännitteensäätöön.

Reaktoreiden loistehomittaukset nostivat esiin sen, että vaikka reaktoreiden kilpiarvojen mukaan kompensointikapasiteettia kantaverkossa on noin 3900 MVar, niin käytännössä reaktorit kompensoivat noin 3500 MVar. Tämä johtuu muuntajien 20 kV tertiääreihin kytettyjen reaktoreiden nimellisjännitteestä, joka on isompi kuin tertiäärissä normaalisti oleva jännite 18 - 19 kV välillä. Työn loppuvaiheessa huomattiin, että reaktoreiden mitattu loisteho on todellisuudessa jopa vieläkin pienempi. Reaktoreista, joista puuttuvat loistehon mittaustiedot käytönvalvontajärjestelmästä (AP RE1+RE2, NJ RE1+RE2, IN RE1), käytettiin mittauservona 63 MVar nimellisarvoa. Tämän lisäksi Hikiän molempien reaktoreiden (63 MVar) mittauksissa on virhe, koska loistehomittaukset näyttävät 75 MVar molemmille reaktoreille. Myös Vuolijoen (63 MVar) reaktori tuottaa mittausten mukaan 70 MVA. Mikäli nämä virheet korjataan reaktoreiden loistehomittauksiin, niin oikea arvo on lähempänä 3400 MVar. Samat mittausvirheet näkyvät tosin käänteisesti muuntajien häviömittauksissa, sillä reaktoreiden loistehomittaukset ovat laskennassa mukana. Tämä tarkoittaa sitä, että 400 kV muuntajien häviöt ovat puolestaan 100 MVar suuremmat kuin mittaustuloksista käy ilmi.

Loistehokuvan mittaukset ovat kattavia, mutta tämä tarkoittaa sitä että kuvan laskentoja on päivitettävä käytönvalvontajärjestelmään sitä mukaan kun uusia johto-, muuntaja- tai reaktorikenttiä tulee käyttöön. Uudet asiakkaiden liittymispisteet tulee myös lisätä oikeisiin ryhmiin tulevassa datavarastossa. Jotta mittausdataa pystytään hyödyntämään, pitää datan olla kunnossa. Laskentojen päivitykselle pitää kehittää oma prosessinsa, jotta se ei ole yhden henkilön varassa.

Työn tarkoitus oli toteuttaa Fingridin kantaverkkokeskukselle työkalu loistehon seurantaan. Työssä tehdyt mittausryhmät ja niiden data tuovat lisäarvoa kantaverkkokeskuksen lisäksi myös muillekin Fingridin yksiköille. Mittausdataa voidaan hyödyntää mm. verkon suunnittelussa, käytön suunnittelussa sekä asiakasrajapinnassa. Työssä tarkasteltu mit-

tausjakso oli suhteellisen lyhyt, mutta senkin avulla saatiin hyvin havainnollistettua verkon loistehotilanteet. Jatkossa on syytä tarkastella mittaustuloksia myös pidemmällä ajanjaksolla. Pidemmällä ajanjaksolla tarkasteltaessa mittaustuloksista voidaan nähdä muutoksia, joiden avulla voidaan mahdollisesti ennustaa myös tulevia tilanteita.

9 Jatkokehitys

Opinnäytetyö herätti monia kehityskohteita. Uutta loistehokuva pitää kehittää vieläkin paremmin operaattoreita palvelevaksi. Kuvaan tulee tehdä visualisoitu kartta, jossa verrataan ryhmän loistehon tuottoa sen hetkiseen reaktoreiden kompensointiin sekä muuntajien häviöihin. Tällä saadaan näkyviin alueen reaaliaikainen loistehotasapaino, jonka avulla kantaverkkokeskuksessa voidaan harkita manuaalisia reaktoriohjauksia loistehon siirtämisen pienentämiseksi. Myös loistehon siirtymistä pitkiä matkoja alueelta toiselle tulee kehittää visuaalisemmaksi. Jotta mittaustuloksista saataisiin vieläkin kattavammat, uuteen loistehokuvaan tulisi lisätä 220 kV kompensointi -mittaus, johon summataan 220 kV verkossa olevat tuotantolaitokset. Laskenta on helppo toteuttaa, sillä lähes kaikista 220 kV liittyneistä laitoksista on olemassa kattavat loistehomittaukset. 220+110 kV voimalaitokset voi puolestaan poistaa kuvasta, koska 110 kV voimalaitosten mittaukset eivät ole tarpeeksi kattavia ja laadukkaita. 110 kV voimalaitosten osallistumista jännitteensäätöön voisi seurata paremmin liittymispistemittauksista. Voimalaitosten seuraaminen helpottuisi paljon, jos uuteen tietovarastoon siirrettävät liittymispistemittaukset saataisiin otettua PI-seurantaan. Myös muiden liittymispisteiden loistehon seuranta helpottuisi.

Loistehokuvaan pitäisi saada lisättyä myös 400 kV kompensoinnin reaaliaikainen maksimikapasiteetti, jotta käytettävissä olevan kompensointitehon saisi selville. Tähän liittyen tulisi selvittää miten HVDC-linkit voivat kompensoida loistehoa eri siirtotehoilla. Uuteen kuvaan voisi tuoda talvitilanteita varten myös kondensaattoreiden katkaisijatiedot sekä mittaukset, jotta myös kapasitiivisen loistehon tilanne näkyisi samasta kuvasta. Kuvasta voisi poistaa muuntajien yläjännitepuolen loistehomittaukset, sillä nämä eivät tuo operaattoreille oleellista tietoa. Mittaukset pitää kuitenkin säilyttää, koska niitä tarvitaan taustalla muita laskentoja varten.

Kantaverkossa siirretään loistehoa kompensoitavaksi välillä hyvin pitkiä matkoja. Tämä aiheuttaa turhia kustannuksia häviöinä ja pienentää siirtokapasiteettia. Näiden vaikutukset olisi hyvä selvittää ja mahdollisesti käyttää perusteena uuden kompensointikapasiteetin hankinnassa. Myös reaktorisäätäjien toimintaa voisi tarkastella siten, että loistehoa kompensoitaisiin paremmin siellä missä sitä tuotetaan. Reaktoreiden säätäjien toiminnan muuttaminen tällä tavalla voi olla ylivoimaista, mutta säätöä voidaan myös yrittää tehdä kantaverkkokeskuksesta manuaalisesti loistehon siirtoa seuraten.

Tässä työssä käytettiin asiakkaiden liittymispisteiden osalta netotussummaa, joka nettottaa saman liittymispisteen takana olevan kulutuksen ja tuotannon. Liittymispisteistä on mahdollista saada myös tarkempi jaottelu kulutuksen ja tuotannon välillä. Jaottelemalla erikseen kulutuksen ja tuotannon osat voidaan molempia seurata ryhmittäin tarvittaessa tarkemmin.

Työn tuloksia tulee verrata asiakkaiden loistehon kompensointisuunnitelmiin, ja selvittää onko ongelma-alueille tulossa loistehon kompensointia asiakkaiden puolelle. Etenkin ryhmien 8, 9, 10 ja 11 osalta asiakkaiden kompensointisuunnitelmien eteneminen olisi suotavaa.

Lähteet

- 1 Laasonen Minna, Saarinen Katariina, Sederlund Jarno, Sulamaa Pekka, Uusitalo Jyrki, Uusitalo Maarit, Yli-Salomäki Pasi. 2011. Kantaverkon käsikirja. Fingrid.
- 2 Ojasalo Katri, Moilanen Teemu, Ritalahti Jarmo. 2015. Kehittämistyön menetelmät: uudenlaista osaamista liiketoimintaan. Sanoma Pro
- 3 Fingrid vuosikertomus 2017. Verkkodokumentti. https://annualreport.fingrid.fi/media/download-center/fingrid_vuosikertomus_2017.pdf. Luettu 1.2.2018
- 4 Elovaara Jarmo, Haarla Liisa. 2011. Sähköverkot I. Otatieto
- 5 Kantaverkkowiki. Jännite ja loisteho. 2010. Fingrid.
- 6 P. Kundur. 1994. Power System Stability and Control. McGraw-Hill.
- 7 Elovaara Jarmo, Haarla Liisa. 2011. Sähköverkot II. Otatieto
- 8 Lahtinen M, Rauhala T, Kuisti H, Peltola J, Halonen P. 2010. Static Var Compensator enhancing the operational reliability of Finnish transmission network.
- 9 Laatikainen Mika. 2017. Sähkövoimajärjestelmän muutosten vaikutus kantaverkon loistehon hallintaan. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto.
- 10 Sähkömarkkinalaki. 2013. Verkkodokumentti. <<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>>. Luettu 1.2.2018
- 11 Energiavirasto. Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys, sähköverkon toimitusvarmuus ja valvonnan vaikuttavuus 2017. 2018. Verkkodokumentti. <<https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/S%C3%A4hk%C3%B6verkkoliiketoiminnan+kehitys+s%C3%A4hk%C3%B6verkon+toimitusvarmuus+ja+valvonnan+vaikuttavuus+2017.pdf/daa8b03d-b99f-4532-b7b2-3044cf3e6b75>>. Luettu 1.9.2018.
- 12 Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito. 2016. Verkkodokumentti. <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkon-siirto/loissahkon-toimituksen-ja-loistehoreservin-yllapito.pdf>. Luettu 1.2.2018.
- 13 Kantaverkkopalveluehdot KVPE2016. 2016. Verkkodokumentti. https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkon-siirto/kantaverkkopalveluehdot-kvpe2016_liite-1.pdf. Luettu 1.2.2018
- 14 Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2013. 2013. Verkkodokumentti. <<https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/voimalaitosten-jarjestelmatekniset-vaatimukset-vjv2013.pdf>>. Luettu 1.2.2018.
- 15 Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2018. 2018. Verkkodokumentti. <<https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/vjv2018-luonnos.pdf>>. Luettu 4.10.2018.

- 16 Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2013 tukidokumentti. 2014. Verkkodokumentti. <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/ku-lutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/vjv2013_tukidokumentti.pdf>. Luettu 1.2.2018.
- 17 Reaaliaikainen tiedonvaihto. 2016. Verkkodokumentti. <<https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttvarma-sahkonsiirto/reaaliaikainen-tiedonvaihto.pdf>>. Luettu 4.10.2018.

Mittausryhmiin kuuluvat Fingridin sähköasemat ja muuntajat

Mittausryhmiin kuuluvat Fingridin sähköasemat.

Ryhmä 1	PI, VL, MLT, IM, KO, VAI, KOS, IV, UK
Ryhmä 2	PT, KI, SE, IK, PR, PS, PY, OS, TA, UT, ISH, RAS, LE, SI, VIH
Ryhmä 3	VJ, ST, NU, LEP, ONT, TIH, PEL
Ryhmä 4	AP, HU, SRV, LSA, UMH, PAM, KLT, KLH, VAR, JUA, ILH, SAV, KHT
Ryhmä 5	KR, KM, YL, VT, KPE, TAI, IMA, LKK, PVS, HEK, KML, PRN, AHE
Ryhmä 6	JY, HS, UN, VE, WSF
Ryhmä 7	VH, TO, PE, JÄ, MÄN, KJO, RAI, KOI, KPP
Ryhmä 8	AJ, SJ, TU, KD, KS, KAP, RÄN
Ryhmä 9	KA, LV, MEL, MLS, VNJ, OVS
Ryhmä 10	UL, OL, RA, HT, FO, LI, SLO, IN, KAL, NS, KEM, KRJ, VRK
Ryhmä 11	ES, KP, HI, TM, LS, AN, NJ, LO, LPV, RUO, VÄH, PRV

Mittausryhmiin kuuluvat kantaverkon muuntajat.

Ryhmä 1	IV PM1, VAI T2, VAI T3, IM T1, VL PM1, VL PM2, PI T2, PI T3, KOS PM2
Ryhmä 2	PT PM2, PT T3, TA PM1, TA PM2, KI PM1, KI PM2, IK T1, PR T1, PR T2, PY PM4, PY PM5, PS T1
Ryhmä 3	NU TVM1, ST T1, VJ T1, VJ T2
Ryhmä 4	AP PM1, AP PM2, HU T1, HU T2
Ryhmä 5	VT T1, YL T1, YL T2, KR PM1, KR PM2, KM T1
Ryhmä 6	JY T1, JY T2, HS T1, UN T1
Ryhmä 7	VH T1, PE T1, JÄ PM1, JÄ PM2, TO T1, TO T2
Ryhmä 8	AJ T3, SJ PM1, TU T2, KD T1, KD T2
Ryhmä 9	KA PM1, KA PM2, LV PM1
Ryhmä 10	UL T1, UL T2, RA PM1, RA PM2, RA PM3, FO T1, LI T1, LI T2, SLO T1, IN TVM1
Ryhmä 11	ES T1, ES T2, KP T1, TM PM1, TM PM2, LS T1, LS T2, AN T1, AN T2, NJ PM1, HI T1, HI T2