



Energiatekniikan osasto

31.10.2008

KANDIDAATINTYÖ

JÄNNITTEENSÄÄDÖN TOIMINNAN JA SEN KEHITTÄMISEN VAIKUTUKSET KANTAVERKON HÄVIÖIHIN

Mikko Manner
Korpisuonkatu 15 A 7
53850 Lappeenranta
mikko.manner@lut.fi

Sisällysluettelo

1	JOHDANTO	3
1.1	TUTKIMUKSEN KOHDE JA TAVOITTEET	4
1.2	RAJAUKSET	4
2	KANTAVERKKO	5
3	KANTAVERKON HÄVIÖT	6
3.1	HÄVIÖHANKINNAN PERIAATTEET	6
3.1.1	<i>Sähköpörssi</i>	7
3.1.1.1	Spot-markkinat	7
3.1.1.2	Finanssimarkkinat	7
3.2	VIRTALÄMPÖHÄVIÖT	8
3.3	KORONAHÄVIÖT	9
3.3.1	<i>Koronan syttyminen</i>	9
3.3.1.1	Sään ja johtimen pinnan vaikutus koronan muodostumiseen	10
3.3.2	<i>Koronan vaikutukset</i>	11
4	JÄNNITE & LOISTEHO	12
4.1	JÄNNITTEEN SÄÄTÄMINEN	13
4.1.1	<i>Tavoitteet</i>	13
4.1.2	<i>Toteutus</i>	16
5	JÄNNITTEENSÄÄDÖN TOIMINNAN TARKASTELUA	21
5.1	HAVAINTOJA	23
5.2	KEHITYSEHDOTUKSET	26
6	REAGOINTI KORONATILANTEESSA	28
6.1	NYKYTILA	28
6.1.1	<i>Ongelmakohtia</i>	30
6.2	KEHITYSSUUNTIA	32
7	YHTEENVETO	34
	LÄHTEET	36
	LIITTEET	38

TYÖSSÄ KÄYTETYT MERKINNÄT:

A	keinotekoinen korjausvakio
e_0	kriittinen sähkökentänvoimakkuus
I	virta
I_{vk}	kuormitusvirta
m	epätasaisuuskerroin
P	pätöteho
P_C	koronahäviöteho
P_h	virtalämpöhäviöteho
P_L	luonnollinen teho
P_1	johdon alkupään teho
P_2	johdon loppupään teho
Q	loisteho
R	resistanssi
R_n	resistanssi normaalilämpötilassa
r	säde
S	näennäisteho
t	lämpötila
U	jännite
X	reaktanssi
Y	admittanssi
φ	vaihekulma
δ	suhteellinen ilmantiheys

1 Johdanto

Siirtotilanne- ja olosuhdemuutokset vaikuttavat lyhyellä aikajänteellä voimakkaastikin Suomen kantaverkon siirtohäviöihin. Tällä hetkellä ne aiheuttavat vaikean ennustettavuutensa vuoksi ylimääräisiä riskejä häviösähkön hankintakustannuksiin. Häviöihin kuluvan energian hinta pystytään suojaamaan, jos häviöt pystytään ennustamaan riittävän tarkasti hyvissä ajoin. Jos häviöennuste jää alijäämäiseksi, joudutaan häviöenergia ostamaan suurella hintariskillä. Vuonna 2007 kantaverkon häviöt olivat 1097,2 GWh, joista Fingridille aiheutuivat noin 44,1 milj.€ kustannukset (Siltala J. 2008). Nämä kustannukset noussevat lähivuosina sähkön hintakehityksen vuoksi.

Aikaisemmin on jo tutkittu virtalämpö- ja koronahäviöihin vaikuttavia tekijöitä ja niiden ennustettavuutta. Virtalämpöhäviöitä pystytään tällä hetkellä ennustamaan ja arvioimaan tyydyttävällä tarkkuudella, mutta koronahäviöiden ennustamiseksi ei ole toistaiseksi pystytty kehittämään käyttökelpoista ja tarkkaa menetelmää. Koronahäviöiden suuruuteen vaikuttavat siirrettävän tehon ja olosuhteiden lisäksi myös jännitetaso. Koronahäviöitä pystytään vähentämään jännitettä laskemalla. Jotta koronatilanteissa pystyttäisiin toimimaan sekä käyttövarmuuden, että koronahäviöiden kannalta parhaalla mahdollisella tavalla, täytyy jännitteen säätämisen tapahtua kontrolloidusti ja mahdollisimman automaattisesti.

Virtalämpöhäviöitä pystytään ennustamaan sähkömarkkinoilta saatavien tietojen pohjalta, mutta todellisen sähkön tuotannon ja kulutuksen erot suunniteltuihin aiheuttavat muutoksia myös siirtoihin, jolloin virtalämpöhäviöitä ei pystytäkään aivan täsmälleen arvioimaan. Yhä voidaan kuitenkin kehittää tekniikkaa, sekä käytettäviä menetelmiä ja suunnittelua, kuten säätömenetelmiä ja keskeytyksiä, häviöiden vähentämiseksi.

1.1 Tutkimuksen kohde ja tavoitteet

Tässä työssä on tarkoituksena tutkia nykyisten jännitteensäätölaitteiden toiminnan tarkoituksenmukaisuutta, sekä jännitteensäädön vaikutusta häviöihin Fingrid Oyj:n voimansiirtoverkossa. Säätolaitteiden toimintaa tarkkaillaan tietokantajärjestelmän historiatietotallenteita hyväksi käyttäen. Häviöitä pyritään pienentämään varmistamalla nykyisen jännitteensäätöautomaatiikan tarkoituksenmukainen toiminta. Myös kytkentöjen vaikutusta häviöihin on syytä tarkkailla. Tavoitteena on myös tutkia kuinka käytönvalvontajärjestelmää olisi mahdollista kehittää siten, että erilaisissa häviötilanteissa jännitteensäätöautomaatiikka säätäisi jännitettä häviöitä minimoiden. Jos käytönvalvontajärjestelmä vaatii näiltä osin kehitystoimenpiteitä, arvioidaan myös toteutuskustannuksia sekä häviösäästöistä aiheutuvia rahallisia hyötyjä. Työn ohjaajana toimii Fingrid Oyj:n käyttöpäällikkö Arto Pahkin.

1.2 Rajaukset

Työn painopiste on verkon 110 kV jännitetason osalla, mutta koska jännitteen säätäminen jollain jännitetasolla vaikuttaa myös toiseen jännitetasoon, ei 110 kV verkkoa voida tarkkailla yksinään. Työssä tarkastellaan 110 kV verkon jännitteensäätöä, ja tutkitaan esiintyykö verkossa ylimääräistä loistehon siirtoa. Verkon 400 kV puolella pyritään kehittämään säätöautomaatiikkaa pienentämään häviöitä koronailmiön esiintymisajankohtina.

2 Kantaverkko

Sähköä siirretään voimansiirtojärjestelmää pitkin tuottajalta kuluttajalle. Suomessa Fingrid Oyj omistaa päävoimansiirtoverkon. Tähän niin kutsuttuun kantaverkkoon kuuluvat 400 kV, 220 kV ja tärkeimmät 110 kV voimajohdot, sekä niihin liittyvät sähköasemat. Kantaverkosta on sähkönsiirtoyhteydet myös Ruotsiin, Venäjälle, Norjaan ja Viroon.

Koska Suomessa joudutaan sähköntuotantokapasiteetin ja sähkönkulutuksen painopisteen sijainnin sekä Venäjän ja Ruotsin siirtoyhteyksien takia siirtämään sähköä pohjois-etelä - ja itä-länsi - suunnassa, on myös siirtoverkko rakennettu näitä suuntia mukaillen. Sähköä siirretään pääosin 400 ja 220 kV voimajohtoja pitkin lähemmäs kulutusta ja 110 kV johtoihin on liitetty alue- ja jakeluverkot, joihin asiakkaat pääosin liittyvät. Suomessa kulutetusta sähköstä valtaosa siirretäänkin kantaverkkoa pitkin. Fingridin hallitsemaan Suomen kantaverkkoon kuuluu noin:

- 4100 km 400 kV voimajohtoa
- 2350 km 220 kV voimajohtoa
- 7500 km 110 kV voimajohtoa
- 100 sähköasemaa

Suomen kantaverkko liitteessä 1. (<http://www.fingrid.fi>)

3 Kantaverkon häviöt

Sähkön siirrossa osa siirrettävästä sähköenergiasta muuttuu toiseksi energiamuodoiksi. Muuttuvasta energiasta suurin osa muuttuu lämmöksi, joka ilmenee komponenttien sekä niitä ympäröivän ilman lämpenemisenä (Lakervi E. & Holmes E.J. 1995, s.36). Kantaverkon kokonaishäviöt jakautuvat vuoto-, kuormitus- ja koronahäviöihin (Aura L. & Tonteri A.J. 1993, s.92). Näistä merkittävimpiä ovat kaksi viimeistä, joita käsitellään tarkemmin myöhemmin.

3.1 Häviöhankinnan periaatteet

Kantaverkossa sähkön siirrosta aiheutuu vuosittain häviöitä, jotka ovat noin prosentin luokkaa Suomen vuotuisesta sähkönkulutuksesta vaihdellen näin ollen 0,9 - 1,2 TWh välillä. Häviöiden tuntikeskiteho vaihtelee 70 - 300 MW välillä. Vuositasolla häviöt ovat melko stabiileja, mutta vuoden sisäinen vaihtelu on suuri. (Siltala J. 2007) Yhden vuorokauden aikana vaihtelu voi talvella koronahäviöiden aikaan olla jopa 150 MW suuruusluokkaa.

Fingrid ostaa kuluttamansa häviötehon toimien näin kuin tasevastaava. Tällöin kulutuksen ja hankinnan tulisi vastata toisiaan ja tasepoikkeaman olla nolla. Sähkön oston ja toteutuneiden häviöiden erotus paikataan jälkikäteen tunneittain käymällä kauppaa tasesähköllä. Fingrid ostaa tai myy tasesähköä ja sen vastuulla on myös valtakunnallinen taseen hallinta ja selvitys. Häviösähkön hankinta muodostaa huomattavan osan kantaverkon vuotuisista kustannuksista.

Häviösähköä hankitaan joko pitkillä kahdenvälisillä toimitussopimuksilla, sähköpörssistä tai käymällä tilapäiskauppaa sähköntoimittajien kanssa, kuitenkin pääsääntöisesti pörssistä. Fingrid suojaa ostettavan energian hinnan käyttäen markkinoiden tarjoamia tuotteita strategiansa mukaisesti. Hintasuojauksessa Fingridin apuna toimii ulkopuolinen salkunhaltija, joka osallistuu kuitenkin aktiivisesti myös strategian kehittämiseen. Kuten johdannossa jo todettiin,

häviöennusteen onnistumisella on näin ollen suuri merkitys hintasuojaukseen. (Vänskä V. 2004. s.7)

Sähkön hinta suojataan etukäteen tehtyjen ennustelaskelmien mukaisesti käyttäen Nord Pool ASA:n forward- ja futuurituotteita. Vaihtoehtoisesti voidaan käyttää myös OTC-markkinaa (Over the Counter), jolloin sopimukset ovat kahden toimijan välisiä. Suojaus on jaettu ajankohdan mukaan portaittaiseksi, kuitenkin siten, että ulkopuolinen salkunhoitaja päättää yksityiskohtaisesta suojauksesta. Fingrid ei itse ota missään vaiheessa kantaa hintasuojauksen tarkempaan ajoitukseen. (Siltala J. 2005 s.5)

3.1.1 Sähköpörssi

3.1.1.1 Spot-markkinat

Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden fyysiseen sähkön toimittamiseen johtavia tuotteita ovat Elspot ja Elbas. Elspot-markkinat on jaettu kahdeksaan ilmoitusalueeseen lähinnä siirtokapasiteettien sanelemana. Alueita ovat Suomi, Ruotsi, Norja (4 aluetta) sekä Itä- ja Länsi-Tanska. Spot-hinta, eli systeemihinta, muodostuu kerran päivässä, vuorokausi ennen varsinaista sähkön toimitusta järjestettävän suljetun huutokaupan perusteella. Tuotanto- ja kulutustarjousten mukaan määräytyy kysynnän ja tarjonnan käyrät, joiden leikkauspiste määrää tuntikohtaisen systeemihinnan ja aluekohtaisen hinnan. Elbas-markkinat ovat Elspot-markkinoiden jälkimarkkinat. Viimeinen Elbas-kaupantekohetki on tunti ennen sähkön toimitushetkeä. (<http://www.nordpool.com>)

3.1.1.2 Finanssimarkkinat

Sähköjohdannaisilla tarkoitetaan sopimuksia, joilla määritellään jollekin tuotteelle (sähkön määrälle) hinta tietylle ajalle tulevaisuudessa. Johdannaistuotteista vain kahdenkeskisissä sopimuksissa on mahdollisuus sähkön fyysiseen toimitukseen. Nord Poolin johdannaissopimukset eivät puolestaan koskaan johda fyysiseen sähkökauppaan, sillä johdannaissopimuksessa ideana on, että sopimushintaa verrataan aikanaan referenssihintaan, joka on yleensä systeemihinta tai aluehintaa.

Mikäli vertailuhinta on sopimushintaa alhaisempi, ostaja maksaa myyjälle niiden välisen eron, ja vastaavasti jos vertailuhinta on sopimushintaa korkeampi, myyjä maksaa ostajalle vertailuhinnan ja sopimushinnan välisen eron. Nord Poolin ylläpitämien finanssimarkkinoiden tuotteita ovat futuurit, forwardit, hintaerosopimukset ja optiot. Myös päästöoikeudet kuuluvat näihin tuotteisiin, mutta niitä ei tässä käsitellä tarkemmin. Futuurit ja forwardit ovat sopimuksia tulevaisuudessa tehtävistä kaupoista. Nord Poolin noteeraamat futuurisopimukset ovat päivä- ja viikkosopimuksia, kun forwardit puolestaan ovat kuukausi-, kvarttaali- tai vuosisopimuksia. Hintaerosopimuksia hyödyntämällä voidaan suojautua aluehintaerojen riskeiltä. Optiot ovat osto- tai myyntioikeuksia, jotka oikeuttavat käymään kauppaa ennalta määrättyä hetkenä ennalta määrättyyn hintaan. Optiot tarjoavat yhdessä hintaerosopimusten, futuurien ja forwardien kanssa keinot sähkönsiirron riskienhallintaan. (<http://www.nordpool.com>)

3.2 ***Virtalämpöhäviöt***

Siirtojohtoja kuormitetaan siirtämällä pätötehoa P ja loistehoa Q . Näennäisteho S koostuu juuri lois- ja pätöteho- ja pätöteho- ja pätöteho-

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (1)$$

Kantaverkon kolmivaihejärjestelmässä teho P on suoraan verrannollinen jännitteeseen U ja virtaan I , sekä vaihejännitteen ja -virran väliseen kulmaan φ .

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi \quad (2)$$

Ohmin laki puolestaan ilmaisee resistanssin R ja jännitteen välisen yhteyden.

$$U = \sqrt{3}RI \quad (3)$$

Johtamalla voidaan laskea virtalämpöhäviöteho P_h .

$$P_h = 3RI^2 \quad (4)$$

Kuormitushäviöt, eli virtalämpöhäviöt, riippuvat siis resistanssista ja virrasta. Yhtälöstä havaitaan virtalämpöhäviöiden kasvavan suhteessa virran neliöön. Tästä johtuen siirtojohtoilla jännite kannattaa pitää mahdollisimman korkealla, jolloin virta on samalla tehonsiirrolla pienempi. Siirrettävä loisteho kasvattaa kuormitusvirtaa, jolloin myös loistehon siirtäminen vaikuttaa kuormitushäviöihin. Niinpä turhaa loistehon siirtoa on pyrittävä välttämään. (Jyrinsalo J., Lehtonen P., Paavola H., Päivinen R. 2002, luku 1.7)

3.3 Koronahäviöt

Jyrinsalo J. et. al. (2002) mukaan koronalla tarkoitetaan ilmassa tai muussa kaasussa elektrodin pinnalla esiintyviä sähköisiä osittaispurkauksia. Koronahäviöiden osuus kokonaishäviöistä on merkittävä 400 kV ja 220 kV verkoissa, mutta 110 kV jännitetasolla sillä ei ole juuri vaikutusta. Jännitteellä onkin suuri vaikutus koronan esiintymiseen. Tampereen teknillisen yliopiston 90-luvulla tekemän tutkimuksen mukaan koronahäviöiden riippuvuus jännitteestä on huurteella noin potenssiin 8...11. Koronahäviöt riippuvat myös säätilasta, kuormituksesta ja johtimen rakenteesta. (Jyrinsalo J. et. al. 2002, luku 1.7)



Kuva 1. Koronapurkaus keskivaihejohtimella.

3.3.1 Koronan syttyminen

Aro M. et. al. (1996) mukaan koronan syttymiselle voidaan kokemuksen perusteella laskea kriittinen sähkökentänvoimakkuus e_0 , joka riippuu johtimen

pinnan epätasaisuuskertoimesta m , suhteellisesta ilmantiheydestä δ sekä johtimen säteestä r seuraavan yhtälön mukaisesti:

$$e_0 = 3m\delta\left(1 + \frac{1}{\sqrt{\delta \cdot r}}\right) \quad (5)$$

Nähdään sään ja pinnan epätasaisuuden olevan siis ratkaisevia tekijöitä. Myös eri vaiheen johtimilla on eroja, sillä jos johtimet ovat samassa tasossa, kolmivaihejohdon keskimmäisen vaihejohtimen pinnalla sähkökentän voimakkuus on noin 6 - 7 % suurempi kuin äärijohtimilla. (Aro M. et. al. 1996. s.88) Myös johtimen rakenne vaikuttaa häviöihin. Kahdesta osajohtimesta koostuvalla johdolla on suuremmat koronahäviöt kuin johdolla, joka koostuu kolmesta osajohtimesta. Kahdella johtimella sähkökentänvoimakkuus johtimen pinnalla on samoilla siirtoarvoilla luonnollisesti suurempi kuin kolmella. (Jyrinsalo J. et. al. 2002, luku 1.7)

3.3.1.1 Sään ja johtimen pinnan vaikutus koronan muodostumiseen

Kauniilla säällä koronaa aiheuttavat huomattavasti enemmän johdin- ja eristinvarusteet ja niiden huonot kosketukset, johtimien säieviat, lintujen ulosteet, hyönteiset ja esimerkiksi siitepölyhiukkaset kuin johtimien oma epätasaisuus. Leijailtavat hiukkaset, lumihiutaleet ja vesipisarat aiheuttavat koronaa jo ennen varsinaista kosketusta johtoon vääristäessään paikallisesti sähkökenttää. (Aro M. et. al. 1996. s.85)

Ilman tiheyden suurentuessa ilman läpilyöntilujuus kasvaa. Näin esimerkiksi ilman kosteuden kasvaessa tai lämpötilan laskiessa korona vähenee. Kuitenkin alitettaessa kastepiste kosteus tiivistyy sumupisaroiksi ja korona lisääntyy. Sääilmiöt kuten sade, hurre ja kuura vääristävät voimakkaasti johdon pinnan sähkökenttää nostaten näin huomattavasti koronaa. (Aro M. et. al. 1996. s.86)

On huomattava myös johtimen iän vaikutus koronaan, sillä sateisella ilmalla uuden, vielä rasvaisen johtimen pinnalla vesipisarot venyvät ja aiheuttavat

voimakkaammin koronaa kuin vanhemman johtimen pinnalla. (Aro M. et. al. 1996. s.86)

Edellä mainitut syyt ovat vaikeuttaneet myös koronahäviöiden tutkimista ja tarkkojen laskumenetelmien kehittämistä. Koejohdoilla tehtyjen mittausten tulokset voivat poiketa huomattavasti toisistaan normaalien mittausvirheiden lisäksi myös säättekijöiden epämääräisyyden, pintatekijöiden erilaisuuden ja parametrien erilaisen määrittelykäytännön myötä. (Hietala V., Jotuni P., Liede J., Ryti H., Ylinen A. 1975. s.710)

3.3.2 Koronan vaikutukset

Säästä riippuen koronahäviöt voivat olla hyvin eri luokkaa. Kauniilla säällä koronahäviöt ovat samaa luokkaa kuin eristimien vuotohäviöt, mutta huonolla säällä koronahäviöt voivat olla jopa johtimien virtalämpöhäviöiden tasolla. Ja vaikka koronahäviöt koko vuoden jaksolla ovatkin vain kymmenes virtalämpöhäviöistä, ovat taloudelliset vaikutukset huomattavammat koronahäviöiden ajoittuessa yleensä talven suurimpien virtalämpöhäviöiden kanssa samaan ajankohtaan. (Aro M. et. al. 1996. s.87 - 91)

Vanhimman Suomessa käytetyn kolmivaihejohdon, kaksivaihejohtimellisen 2-Finch-johdon, koronahäviöksi on laskettu kauniilla säällä noin 0,8 kW/km (keskivaihe 0,35 W/m ja äärivaihe 0,23 kW/km) ja huurteella vastaavasti 60 kW/km (keskivaihe 26 kW/km ja äärivaihe 17 kW/km) (Hietala V. et. al. 1975. s.711). Näitä koronahäviöille otollisempia 2-Finch-johtoja ovat juuri pohjois-eteläsuuntaiseen, eli niin kutsuttuun *P1*-siirtoon, käytettävät johdot. Huomionarvoista on häviöiden kuusikymmenkertaistuminen huurreolosuhteissa. Huurteella voidaan karkeasti laskea toisen Pikkarala – Alajärvi-johdon (n. 300 km) aiheuttavan yksinään 18 MW koronahäviön.

4 Jännite & loisteho

Jännite sekä taajuus ovat yleisesti sähkön laatua mittaavia suureita. Jännite on sähköjärjestelmässä tärkeä suure, sillä virta muodostuu suljettuun virtapiiriin juuri jännite-eron vaikutuksesta. Taajuutta voidaan pitää samana koko voimajärjestelmälle, kun jännite on puolestaan hyvin paikallinen suure, ja voi siten vaihdella verkon eri osissa voimakkaastikin. Sähköverkon stabiilisuuden kannalta voimajärjestelmän tehotasapainon ylläpitäminen on elintärkeää. Pätötehon muutokset näkyvät taajuuden heilahteluina, loistehon muutokset puolestaan jännitevaihteluina. Loisteho on ilmiö, joka syntyy jännitteen ja virran suunnan ja niiden välisen vaihekulman vaihtelun seurauksena. Kantaverkossa myös virta sisältää yleensä aina loisvirtakomponentin.

Jyrinsalo J et. al (2002) mukaan loistehon tarve kantaverkossa vaihtelee voimakkaasti vaikuttaen suoraan jännitetasoon. Jotta jännite pystytään pitämään halutulla tasolla, on suoritettava säätötoimenpiteitä.

Pätökuormituksen kasvaessa jännite pyrkii laskemaan ja loistehon tarve kasvamaan, ja kuormituksen laskiessa päinvastoin. Näin ollen asiakkaiden loistehon kulutuksen kompensoiminen ei riitä, vaan on huomioitava myös tehonjaon ja siirtotilanteen mukaisesti vaihtelevien kuormitusvirtojen aiheuttamat loistehohäviöt johdoilla.

Sätettäisen johdon sanotaan käyvän luonnollisella teholla, kun tietyllä tehon arvolla pätötehoa siirrettäessä huomataan johdon alkupään loistehomittauksen näyttävän nolaa ja loppupäässä jännite on likimäärin sama kuin syöttöjännite. Tällöin johdon maakapasitanssin aikaansaama varausloisteho ja induktiivisen reaktanssin aiheuttama loistehohäviö kumoavat toisensa. Tällöin myös jännitemuutokset kumoavat toisensa. Luonnollinen teho P_L voidaan laskea seuraavasti, kun tiedetään reaktanssi X , admittanssi Y ja jännite U .

$$P_L = \frac{U^2}{\sqrt{\frac{X}{Y}}} \quad (6)$$

Johto ei voi tarkalleen ottaen käydä luonnollisella teholla kuin täysin häviöttömällä johdolla. Tosin johdon käyminen luonnollisella teholla olisi paras tilanne suurvoimansiirrolle. Silmukoidussa verkossa kaikkien johtojen käyminen edes lähellä luonnollista tehoa ei ole kuitenkaan kuormitusten ja tuotannon muutosten, käyttökeskeytysten ja häiriöiden vuoksi mahdollista.

Tuottamalla loistehoa voidaan nostaa siirtojännitettä ja päinvastoin. Loistehoa voidaan tuottaa kondensaattoreilla tai ylimagnetoimalla tahtigeneraattoreita, ja kuluttaa reaktoreilla tai alimagnetoimalla tahtigeneraattoreita. Tahtigeneraattorien loistehontuotantokapasiteettia ei kuitenkaan normaalitilanteessa käytetä, vaan sitä pidetään reservinä häiriötilanteiden varalle.

Aikaisemmin mainittiin jännitteen olevan paikallinen suure. Tämä johtuu voimajohtojen ominaisuuksista, joiden vuoksi loisteho on verkossa paikallinen suure. Loistehoa siirrettäessä jännite- ja loistehohäviöt kasvavat ja laskevat jännitetasoja. Verkon ollessa kuormitettu johtokapasitanssien jännitettä nostavasta vaikutuksesta on hyötyä, mutta kevyen siirtotilanteen vallitessa varausloistehot on kompensoitava niin, ettei jännite nouse yli sovittujen rajojen. (Jyrinsalo J. et. al. 2002, luku 1.7 ja 4.2)

4.1 Jännitteen säätäminen

4.1.1 Tavoitteet

Jännitteen ja loistehon säädön käytännön prioriteeteiksi on Uusitalon (2004) mukaan Fingridillä määritelty:

- Yli- ja alijännitteiden välttäminen
- Sovitulla jännitealueella pysyminen
- Käyttövarmuuden ylläpito

- Sähkön laadun ylläpito
- Taloudellinen siirto, häviöiden minimointi

Prioriteeteista neljä ensimmäistä kulkevat käsi kädessä liittyen kukin läheisesti käyttövarmuuteen ja asiakkaille toimitettavan sähkön laatuun. Sähkön laadulle on määritelty myös selvät mittarit ja arvot, joiden puitteissa tulee toimia. Taloudellisuus tulee siksi hieman toissijaisena tavoitteena. Siirron taloudellisuuteen vaikuttaminen on jännitettä säätäen muina kuin talven koronahäviöaikoina muiden prioriteettien vuoksi melko rajoitettua. Muina aikoina taloudellisuutta rajoittavat sovitut jänniteikkunat, eikä virtalämpöhäviöitä voida siten jännitettä nostamalla pienentää kuin tiettyyn rajaan asti. Sallitut jännitteen vaihteluvälit ovat Jyrinsalo J. et. al.(2002) mukaan:

- 400 kV jännitetasolla 380 - 420 kV
- 220 kV jännitetasolla 215 - 245 kV
- 110 kV jännitetasolla 105 - 123 kV

Lisäksi 110 kV verkossa pääjännitteen tehollisarvon 10 min keskiarvo tulee olla vähintään 95 % ajasta alueen 105 - 122 kV sisällä ja 100 % ajasta alueen 100 - 123 kV sisällä viikon mittausjakson aikana. Tähän ei huomioida keskeytyksiä. (Lahtinen M. 2007. s. 2)

Muutamia poikkeuksiakin tosin on, sillä joillain 110 kV asemilla jännitteille on alemmat ylärajat alueverkon jänniteherkkien komponenttien vuoksi (Itäpää A., Kaukonen T., 2007, s.2). Määrävinä tekijöinä jänniterajoille ovat sähköturvallisuus, laitteiden ja komponenttien jännitekestoisuus, sekä kuormitettavuus. On muistettava jännitteen yhteys kuormittavaan virtaan, kuten yhtälöstä (2) huomattiin.

KytKentä- ja tuotantomuutoksilla on mahdollista vaikuttaa tehonjakoon jännitehäviöitä pienentävällä tavalla, mutta jännitehäviöitä merkittävämpi seikka on pätötehohäviöiden muodostuminen. Siihen on suuri vaikutus juuri jännitteen ja loistehon säätämisellä. (Jyrinsalo J. et. al. 2002, luku 4.2)

Kuten aikaisemmin jo todettiin, virtalämpöhäviöiden kannalta jännitteen pitäminen mahdollisimman lähellä korkeinta sallittua arvoa on aina edullisinta, mutta tietyissä olosuhteissa joudutaan kuitenkin tasapainoilemaan virtalämpö- ja koronahäviöiden välillä. Myös koronahäviöt ovat varsinkin sade- ja huurresäällä huomattavia 220 ja 400 kV verkoissa. Jännitettä alentamalla koronahäviöt vähenevät voimakkaasti. Uusitalon (2004) mukaan vuoden 2004 helmikuussa korkeiden koronahäviöiden aikaan saavutettiin jälkikäteen arvioituna jopa noin 600 - 800 MWh häviösäästöt laskemalla jännitettä 400 kV verkossa. Tuolloin sähkön systeemihinta on ollut noin 28 €/MWh, joten säästetyn energian hinnaksi voidaan laskea noin 16800 - 22400 €. Jos koronahäviöt kasvavat nopeasti ja yllättäen, joudutaan häviösähkö ostamaan ylössäätösähkönä, jolloin hinta-arviota täytyy nostaa huomattavasti. Jos koronahäviöitä ei ole pystytty sisällyttämään ennusteeseen eikä niitä ole huomioitu suojaussuunnitelmaan, joudutaan koronahäviöihin kuluva sähkö ostamaan lähellä kulutusajankohtaa suurella hintariskillä. Riski kasvaa, mitä lähemmäs kulutusajankohtaa sähkön hankinta jää.

Myös Siltala (2006) on käsitellyt muistiossaan talvina 2004 - 2005 ja 2005 - 2006 koronatilanteissa jännitteensäätötoimenpiteillä saavutettuja hyötyjä. Näiden talvien karkeiden laskelmien tuloksina on saatu laskennallisiksi säästöiksi 900 ja 300 MWh, jotka rahassa vastaavat noin 25 000 ja 12 000 euroa. Vertailukohtaksi näille säästöille Siltala tarjoaa koronahäviöiden kokonaiskertymät, jotka olivat talven 2004 - 2005 aikana noin 112 GWh ja talven 2005 - 2006 aikana noin 98 GWh. Samoja arvoja käyttäen saadaan verrannolla laskien 100 GWh koronahäviöenergian arvoksi karkeasti 2,8 miljoonaa euroa. Summa on jo kansantaloudellisestikin merkittävä. Tässä yhteydessä on hyvä kiinnittää huomiota myös kytkentöihin, sillä Siltalan mukaan joulukuussa 2004 Alapitkä - Pikkarala - johto kytkettiin irti verkosta ja yksin tällä toimenpiteellä saavutettiin muutaman tunnin aikana 10 MW ja 50 MWh häviösäästö. Koronatilanteessa onkin syytä kevyellä siirrolla harkita johtojen verkosta irrottamista koronahäviöiden pienentämiseksi.

Jännitteen laskemisen ja kytkentöjen todellisia hyötyjä on vaikea arvioida ja näitä edellä esitettyjä karkeita laskelmia on hyvä pitää suuntaa antavina arvioina. Siltala mainitsee muistionsa lopuksi, että huonona puolena säätötoimenpiteissä havaittiin käsin tehtävien säätötoimenpiteiden käyttövarmuutta laskeva vaikutus ja saavutettujen säästöjen vähäisyys aiheutuneeseen työmäärään suhteutettuna.

4.1.2 Toteutus

Jännitteen säätö koostuu käsin toteutettavasta jännitetason säätämisestä ja automaattisesta jännitteensäädöstä. Tarvittaessa jännitettä voidaan säätää myös käsin käytönvalvontajärjestelmästä. Jännitetason asettelulla annetaan automaattiselle jännitteensäätöjärjestelmälle jänniterajat, joiden puitteissa jännitteen tulee pysyä. Jännitteensäätö toteutetaan lähinnä rinnakkaisreaktoreilla ja -kondensaattoreilla, tahtigeneraattoreilla sekä käämikytkimillä. Pääperiaatteina ovat generaattoreiden hyödyntäminen nopeissa jännitteenmuutoksissa ja kompensointilaitteiden toiminta jännitetason ja generaattoreiden loistehoreservien ylläpitämiseksi. (Jyrinsalo J. et. al. 2002, luku 4.2)

Rinnakkaisreaktorit kuluttavat johtojen käyttökapasitanssien vuoksi syntyvää loistehoa. Vastaavasti rinnakkaiskondensaattoreilla tuotetaan loistehoa kuormituksen synnyttämiä häviöitä kompensoimaan. Sarjakondensaattoreilla ei kompensoida loistehoa, vaan niitä käytetään pitkien siirtojohtojen vastuksen, eli impedanssin, ja sitä kautta myös jännitteen aleneman pienentämiseksi. (Jyrinsalo J. et. al. 2002, luku 4.2)

Sarjakondensaattoreiden käyttö korkeajänniteverkoissa on yleistynyt niiden mahdollistaessa johtojen taloudellisen kuormituksen. Ensisijaisesti sarjakondensaattoreita on käytetty parantamaan käyttövarmuutta ja jakamaan kuormia rinnakkaisilla johdoilla. (Prabha K. 1994, s.679)

Reaktoreilla kompensoidaan varausloistehoa ja pystytään näin pitämään normaalioloissa 400 kV ja 220 kV verkon jännite ennalta asetellulla alueella. Jyrinsalo J. et. al. (2002) mukaan kantaverkon reaktorit ovat pääosin ilmaeristeisiä

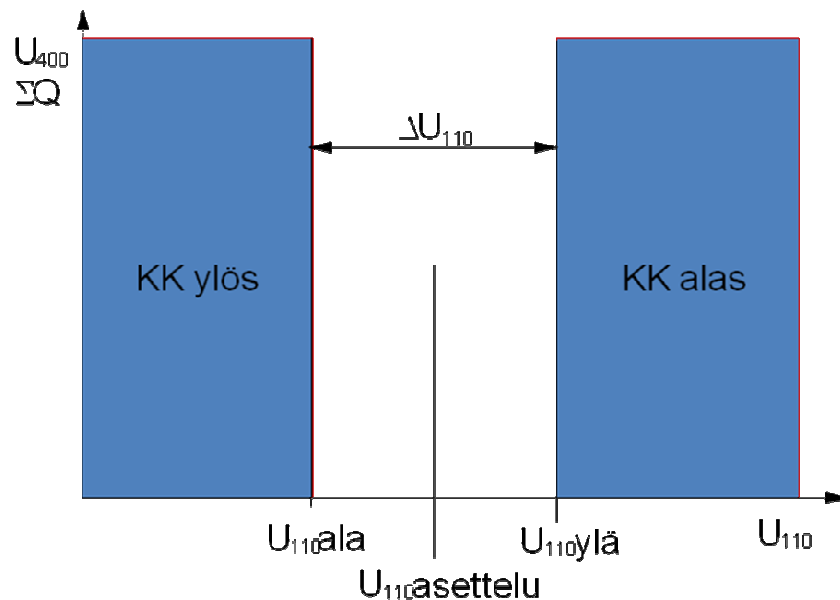
ja suuruudeltaan 60 - 66 MVar, ja ne on kytketty 400/110 kV, 400/220 kV ja 220/110 kV päämuuntajien 20 - 22 kV tertiärikäämityksiin. Jos aseman jännite laskee ja saavuttaa asettelun alarajan, reaktori irtoaa säätäjän ohjaamana verkosta ja nostaa irrotessaan aseman jännitettä ensiöpuolella 2,5 - 6,5 kV riippuen verkon oikosulkutehosta. Jos säätöikkuna on liian pieni eikä säädölle ole asetettu aikarajoja, reaktori kytkeytyy uudelleen verkkoon. Säätäjän asetteluarvot on jaettu kolmeen ryhmään: ylä-, ala- ja keskitasoon, jotka ovat valittavissa käytönvalvontajärjestelmästä. Reaktoreita käytetään 400 kV ja 220 kV puolella estämään ylijännitteiden syntymistä, mutta 110 kV verkossa johtojen varausloistehot ovat niin pieniä, ettei kompensointia tarvita. (Jyrinsalo J. et. al. 2002, luku 4.2)

Rinnakkaiskondensaattoreilla tuotetaan verkon 110 kV osassa loistehoa kompensoimaan asiakkaiden loistehon kulutusta ja siirron aiheuttamia häviöitä varsinkin raskaissa siirtotilanteissa, mutta myös minimoimaan loistehonsiirtoa. Loisteho kannattaa pyrkiä kompensoimaan mahdollisimman lähellä sen kulutuksen tai tuotannon synty pistettä. Koska kondensaattoreiden vaatimat kytkinlaitteet ovat kalliita, on kondensaattorit keskitetty tärkeimmille asemille isompina kokonaisuuksina. Suurien investointikustannusten vuoksi loistehoa joudutaan kompromissina jossain määrin siirtämään. Myös kondensaattoreiden vaikutus ympäröivään verkkoon riippuu verkon oikosulkutehosta.

Kondensaattorien ohjauksessa on huomioitava 110 kV verkon jännitearvon lisäksi myös ylempi jännitetaso, sillä päämuuntajien käämikytkimet toimivat 110 kV jännitesäätäjän ohjauksessa. Myöskään ohjaaminen 400 kV jännitteeseen perustuen ei johda Jyrinsalo J. et. al. (2002) mukaan hyviin tuloksiin. Kokemuksen kautta on huomattu, että ohjaus toimii parhaiten muuntajan 110 kV puolen loistehoa mittaavalla loistehosäätäjällä. Näin meneteltäessä estetään jänniteportaiden välinen loistehon siirtyminen. Joillain asemilla kondensaattorin ohjaus on liitetty reaktorisäätöön. (Jyrinsalo J. et. al. 2002, luku 4.2)

Käämikytkimet toimivat 110 kV jännitteeseen perustuen ja säätävät muuntajan toisiojännitettä muuntajan muuntosuhdetta muuttaen. Käämikytkimen askeltaessa

muuntosuhde muuttuu siten, että ensiöpuolen kierroslukua pienentämällä toisiojännite nousee, ja päinvastoin. Nostettaessa toisiojännitettä ensiöjännite vastaavasti laskee. Häiriötilanteissa tämä piirre saattaa olla ongelmallinen. Jännitteen pudotessa käämikytkin pyrkii askeltamaan ja nostamaan jännitettä verkon 110 kV puolella, jolloin jännite, joka saattaa jo ennestään olla hälyttävän alhainen 400 kV puolella, putoaa edelleen. Jännite laskee voimakkaammin heikomman verkon puolella. Samalla myös loistehoa alkaa virrata muuntajan läpi yläjännitepuolelta alajännitepuolelle. Tästä johtuen käämikytkimen ja kondensaattorin loisteho-ohjauksen yhteensovittaminen voi olla hankalaa samalla muuntoasemalla. (Jyrinsalo J. et. al. 2002, luku 4.2)

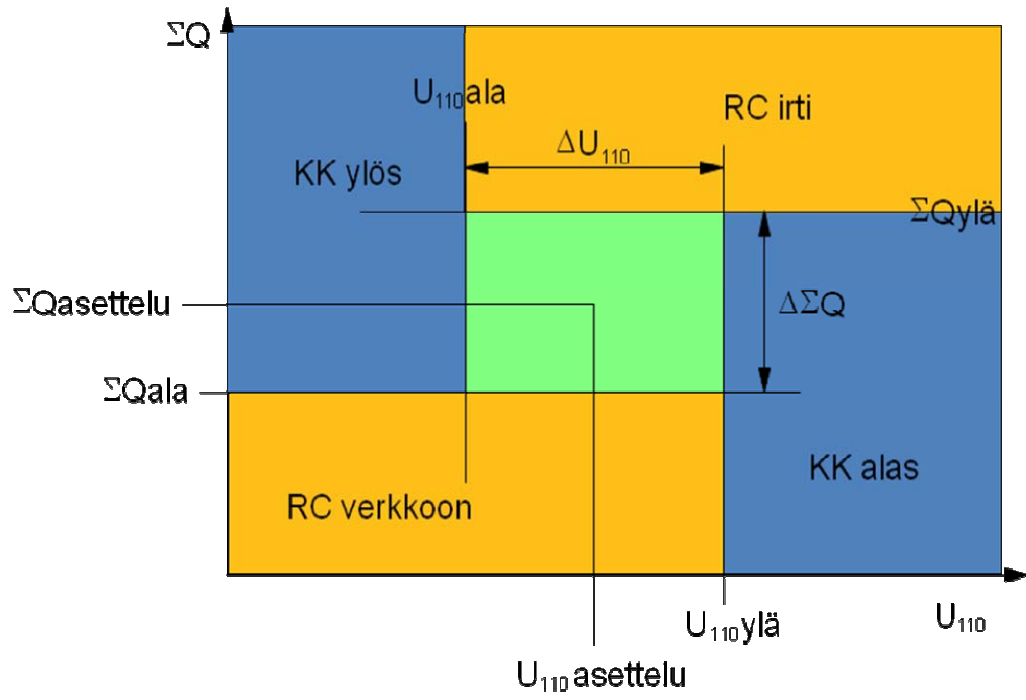


Kuva 2. Käämikytkimen paikallissäätäjän toimintaperiaate. (Reaktorisäätäjät toimivat samalla toimintaperiaatteella)

Tahtigeneraattoreiden magnetointivirtaa muuttamalla voidaan säätää sen syöttämää loistehoa ja jännitettä. Magnetointivirran muutoksella ei ole kantaverkossa suurta vaikutusta generaattoreiden napajännitteeseen, vaan lähinnä niiden syöttämään loistehoon. Jos generaattoreita sisältävällä suppealla alueella yritetään säätää jännitettä kondensaattoreita tai käämikytkimiä käyttämällä, seurauksena on jännitteen sijaan paremminkin generaattoreiden loistehon tuotannon muuttuminen. Tahtigeneraattoreiden magnetointivirtaa säädetään joko vakioloistehosäädöllä tai napajännitesäädöllä. Vakioloistehosäätö

pyrkii pitämään generaattorin loistehon tuotannon asetellussa arvossaan, kun napajännitesäätö puolestaan huolehtii generaattorin napajännitteen pysymisestä halutussa arvossaan. Verkon jännitteen muuttuessa voimakkaasti vakiloistehonsäätäjä kytkeytyy automaattisesti eroon ja generaattorin jännitteensäädön toteuttaa vakionapajännitesäätäjä. Lähekkäin sijaitsevien generaattorien kohdalla on huomioitava niiden käyttäytyminen toisiinsa nähden. Jännitteen nostamiseksi yhden tahtigeneraattorin loistehon kasvattaminen ajaa toiset tahtigeneraattorit säätämään vakionapajännitesäädön vuoksi loistehon tuotantoaan alas, jolloin loistehon kokonaistuotanto pysyykin samana eikä jännite alueella nouse. Vakionapajännitesäätäjä on tärkeä vikatilanteissa, sillä se pyrkii paikkaamaan vikatilanteen jälkeisen jännitekuopan lisäämällä loistehon tuotantoa ja tukemaan siten verkkoa. (Jyrinsalo J. et. al. 2002, luku 4.2)

Jännitteensäätöä toteutetaan myös aluesäädöllä, jolloin säätö perustuu useampiin asettelusuureisiin toisin kuin edellä kuvatut paikallissäätäjät. Aluesäädön ylläpito on vaativampaa, mutta se mahdollistaa usean aseman yhteisen koordinoitun jännitteensäädön. Säätämällä useiden asemien jännitteitä ja loistehoja koordinoitusti, vältetään loistehon kierrolta ja minimoidaan häviöitä. (Uusitalo M. 2004, s.4-6) Paikallissäätäjien ottaessa huomioon vain paikalliset suureet, voi verkossa vierekkäisillä asemilla syntyä tilanne, jossa toisella loistehoa siirtyy alemmalle jännitetasolle ja toisella ylemmälle. Tällöin osa loistehosta siirtyy 110 kV verkon kautta toiselle muuntajalle ja aiheuttaa häviöitä.



Kuva 3. Aluesäädön periaatekuva.

5 Jännitteensäädön toiminnan tarkastelua

Fingrid Oyj:llä on käytössään useita erilaisia ohjelmia verkon käytön ja suunnittelun tueksi. Näistä tämän työn kannalta tärkeimpiä ovat PI-tietokantajärjestelmä (PI Storage subsystem) sekä XA/21-käytönvalvontajärjestelmä, joka on liitetty PI-järjestelmään. Käytönvalvontajärjestelmän mittaukset tallentuvat PI-järjestelmään, jonka kautta dataa pystytään hyödyntämään verkon käytön kehitys- ja suunnittelutehtävissä. PSS/E-verkostolaskentaohjelma (Power System Simulator for Engineering) on puolestaan paljon käytetty työkalu laskettaessa verkon tehonjakoa ja myös tässä työssä hyvä väline tutkittaessa jännitteen käyttäytymistä eri säätötoimenpitein.

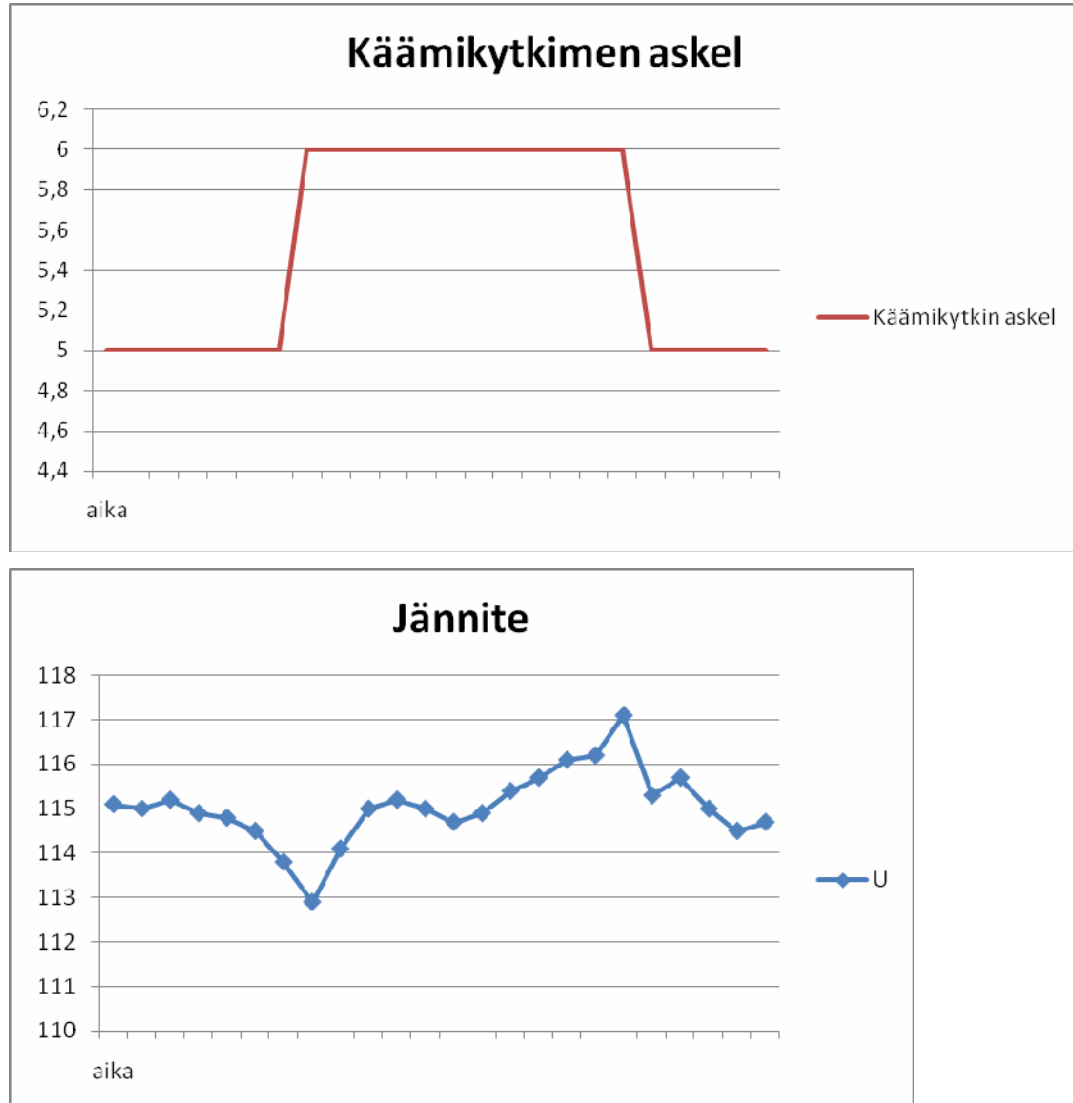
PI-järjestelmän historiatietoja pystytään tarkastelemaan apuohjelmilla, joiden avulla dataa saadaan muutettua paremmin luettavaan graafiseen muotoon. Graafeja tarkastelemalla saadaan signaali jännitteensäädön toiminnan laadusta. Tämän tyyppisistä graafeista saattaisi olla hyötyä myös valvomoympäristössä, jossa niistä olisi mahdollista saada arvokasta informaatiota verkon käytön eri tilanteissa.

PI on edeltävää tietokantajärjestelmää tarkempi. PI tallentaa mittausarvot tietokantaan vain niiden muuttuessa ennalta määrätyn kynnyksarvon verran. Järjestelmän edeltäjä tallensi arvot tietyn aikavälein, jolloin mitta-arvon nopeat muutokset saattoivat jäädä tallentamatta (Martikainen J. 2007. s. 9). Nyt mittauksen tallennustarkkuus riippuu käytännössä asetellusta kynnyksarvosta. Koska mittaus tallennetaan vain sen muuttuessa kynnyksarvon verran, tietojen tallentaminen järjestelmään tarvitsee myös huomattavasti vähemmän levytilaa.

PI Database Viewer:n ja PI DataLink:n avulla historiadataa pystytään muokkaamaan havainnollisempaan muotoon. Näistä jälkimmäinen on MS Office Excel:iin lisättävä sovellus. Database Viewer:iä käytetään puolestaan web-käyttöliittymällä, ja sillä voi luoda niin kutsuttuja RTWebPart- sivuja, joille voidaan tehdä erilaisia graafisia esityksiä PI:n mittaustietojen pohjalta. Tätä työtä varten

muodostettiin graafit, jotka vastaavat pääpiirteittäin käytönvalvontajärjestelmään muodostettuja 110 kV:n jännitteensäätökuvan maantieteellisiä alueita, joihin lukeutuvat kaikki Fingridin sähköasemat. Näitä graafeja tulkitsemalla voidaan selvittää ovatko säätölaitteet toimineet asetteluarvojensa mukaisesti ja onko verkossa esiintynyt ylimääräistä loistehon siirtoa.

Kaikista jännitteensäätöalueista tehtiin omalle sivulleen graafit muuntajien läpi virtaavista loistehoista, kiskojännitteistä eri jännitetasoilla, sekä kompensointilaitteiden toiminnasta. Kuvaajien ollessa allekkain voidaan vertailla jännitteensäätökomponenttien vaikutuksia loistehoihin sekä jännitteisiin. Myös tarkkailtava ajanjakso voidaan määritellä. Tietoa on tosin kerätty vaihtelevasti vasta viime syksystä (2007) lähtien PI:hin, kuitenkin niin, että vuoden 2008 alusta lähtien kaikki käytönvalvontajärjestelmän mittaus- ja laskentatiedot on kerätty PI-järjestelmään. Käytettävissä on loistehojen ja jännitteiden lisäksi paljon myös muita mittaustietoja. Koronahäviöitä tutkittaessa tärkeitä tietoja ovat esimerkiksi koronahäviö, P1-siirto sekä lämpötila.



Kuva 4. Nurmijärven aseman jännitteenseurantakuvia kuvitteellisilla arvoilla

5.1 Havainnot

Ensimmäisenä tavoitteena oli tutkia jännitteensäädön toimintaa. Jännitteet vaihtelevat jatkuvasti, mutta suurempia jännitteenmuutoksia tapahtuu harvemmin. Jotta saadaan selville kuinka jännitteensäätöautomaattikka reagoi muutoksiin, on jännitegraafeista etsittävä normaalista poikkeavia suurempia jännitteen muutoksia. Jos jännitteen muutos on niin suuri, että se ylittää säätäjälle asetellun ylä- tai alajänniterajan, päästään tutkimaan onko säätäjä reagoinut tarkoituksen

mukaisella tavalla. Kun tällaisia tilanteita löydettiin, verrattiin tapahtuma-aikaa jännitteensäätölaitteiden kuvaajiin.

Tämän työn yhteydessä ei tullut esiin ainuttakaan säätäjää, joka ei olisi tarkastelujakson puitteissa toiminut aseteltujen rajojensa mukaisesti. Sen sijaan havaittiin muutamia muita seikkoja, joiden osalta toimintaa voidaan vielä kehittää. Yksi huomiota herättäneistä kohteista oli Seinäjoen sähköasemalla esiintyneet jännitepiikit 400 kV verkon puolella. Säättöautomaatiikka oli kuitenkin Seinäjoellakin toiminut aseteltujen rajojensa sisällä. Kyseiset jännitteenmuutokset olivat suuruudeltaan 8 kV, ja johtuivat reaktorien jänniteikkunan vaihtamisesta. Jännitetasoa oli haluttu nostaa keskitasolta ylätasolle. Jännite oli ennen jännitetason vaihtoa ollut aivan jännitteen keskitason alarajalla, ja kun käyttöön valittiin ylätaso, verkosta irtosi kaksi reaktoria. Ensimmäisen reaktorin irtoaminen ei vielä riittänyt nostamaan jännitettä ylätason alarajan yli, jonka vuoksi toinenkin reaktori irtosi verkosta. Reaktorien peräkkäinen irtoaminen aiheutti 8 kV jännitteen nousun kahdessa portaassa noin 30 sekunnin aikana.

Muuntajien läpi virtaavia loistehoja tarkasteltaessa havaittiin puolestaan muutamilla muuntoasemilla loistehon virtaavan alajännitepuolelta yläjännitepuolelle. Tällaiset tilanteet ovat epäedullisia, sillä loistehon virratessa samaan aikaan muista lähellä olevista muuntajista alajännitepuolelle, voidaan päätellä loistehon kiertävän 110 kV verkon kautta osittain takaisin 400 kV puolelle. Turha loistehon siirto aiheuttaa sekä jännite- että tehohäviöitä. Etenkin Nurmijärven ja Salon, mutta ajoittain myös Kymin ja Länsisalmen muuntoasemilla on siirtynyt suurempia loistehoja yläjännitepuolelle. Näillä asemilla tarkempi tarkastelu osoitti, että muutokset loistehon virtauksessa johtuivat lähinnä muuntosuhteen muutoksista. Esimerkiksi Nurmijärvellä käämikytkin askelsi säätäjän ohjaamana alas yhden askeleen, jolloin aikaisemman 10 MVA:n sijaan alkoi muuntajan läpi virrata noin 30 MVA:n 400 kV verkon suuntaan. Havaittiin myös muutamia kertoja, jolloin muuntajan käämikytkin oli askeltanut kaksi askelta alas ja jonkin ajan kuluttua takaisin aikaisemmalle tasolle. Joillain asemilla edestakaisin askellusta on esiintynyt pidempinäkin jaksoina. Jänniteikkuna saattaa olla vain muutaman kilovoltin kokoinen, jolloin jännitteen vaihdellessa sopivasti

käämikytkin askeltaa edestakaisin pyrkiessään pitämään jännitteen asetellussa ikkunassaan. Jännitteen jääminen pidemmäksi aikaa kahden askelen väliin rasittaa säätökoneistoa ja lyhentää sen käyttöikää.

Kymin muuntoasemalla havaittiin tilanteen olevan samankaltainen kuin Nurmijärvellä. Vertailtaessa Kymin käämikytkimen askel- ja loistehograafeja havaittiin, että kuudennella ja sitä ylemmillä askeleilla loisteho näytti virtaavan alajännitepuolelle, kun puolestaan alemmilla askelilla loistehon kulkusuunta oli pääsääntöisesti yläjännitteen puolelle. Kymin asemalla loistehon suunta näytti riippuvan suoraan askelluksesta ja vaihtui siten melko taajaan varsinkin sellaisina jännitteen jaksoina, jolloin askel vaihteli viidennen ja kuudennen askeleen välillä.

Salon muuntoasemalla tilanne näyttäisi monimuotoisemmalta. Salossa muuntajan läpi virtaa myös loistehoa, mutta jatkuvammin kuin edellä mainituilla asemilla. Käytävissä olleen mittauksien (11/07-7/08) mukaan Salossa virtasi keskimäärin 20 MVA loistehoa 400 kV verkon suuntaan. Salossa voidaan reagoida käämikytkimillä tilanteeseen rajallisesti, sillä Salon alueen matalampi jännitetasovaatimus asettaa rajoitteensa. Lounais-Suomen matalampi jännite vaikuttaneekin jossain määrin loistehon kiertoon, sillä aikoina, jolloin Salossa on loisteho kulkenut 110 kV verkon suuntaan, on usein jollain läheisistä muuntoasemista, esimerkiksi Liedossa tai Inkoossa, siirtynyt loistehoa 400 kV verkkoon. Tähän tosin voivat vaikuttaa monet muutkin seikat, kuten muutokset siirroissa. Myös Virkkalan sähköaseman kondensaattori aiheuttaa rajoitteita, sillä se on kello-ohjauksessa. Kondensaattori nostaa päiväaikaan 110 kV verkon jännitettä, jolloin käämikytkimillä voidaan entistä vähemmän vaikuttaa loistehon kulkusuuntaan.

Tässä yhteydessä havaittiin myös joidenkin, mukaan luettuna Virkkalan, kondensaattoreiden PI-järjestelmän tilatietojen antavan väärää signaalia. Tilatiedon tulisi antaa arvo 1 kondensaattorin ollessa verkossa, ja irti ollessaan arvon tulisi olla 0. Virkkalan ja Nurmijärven asemilla kondensaattorien tilatiedot eivät pitäneet paikkaansa, ja niiden kohdalla tilatietoa pystyttiin vertaamaan kondensaattorin loistehomittaukseen. Kaikista kondensaattoreista ei kuitenkaan

ollut käytettävissä loistehomittautietoa, jolloin tilatiedon uskottavuudesta ei saatu varmuutta. Käytönvalvontajärjestelmästä voitiin tietysti tarkastaa kondensaattorien reaaliaikainen tila. Nurmijärven ja Virkkalan kohdalla kondensaattorin kytkennällä saattoi olla merkitystä tilatiedon arvoon, sillä nämä asemat olivat ainoat, joilla kondensaattori oli kytketty aseman toiseen pääkiskoon. Kondensaattorien, jotka olivat kytkettyinä ensimmäiseen pääkiskoon, tilatiedot pitivät paikkaansa.

Salon tapausta tarkasteltiin tarkemmin ja verkon kannalta melko keskimääräisenä talvipäivänä 10.1.2008 Salon päämuuntajan läpi siirtyi 20 MVAr ja käämikytkimen askel oli 3. Kyseisen päivän tilanne kuvattiin PSS/E-verkostolaskentaohjelmaan muokkaamalla vuodelle 2008 tehtyä tammikuun ennustetilannetta vastaamaan todellista siirtoverkon tilannetta kyseisenä päivänä. Kun Salon muuntajan askel nostettiin tässä tilanteessa viiteen, ja verrattiin tämän jälkeen tehdyn uuden laskelman antamia verkon kokonaishäviöitä aikaisemman tilanteen häviöihin, havaittiin häviöiden pienentyneen 0,2 MW. Samalla tavalla tehtiin laskelmia eri ennustetilanteilla. Näiden kohdalla käämikytkimiä säätäen käännettiin loistehon kulkusuunta kohti alajännitepuolta niillä asemilla, joilla sen suunta oli pohjatilanteessa yläjännitteeseen päin. Eri tilanteissa tehdyt laskelmat tukevat tulosta, sillä tulosten valossa häviöt näyttäisivät pienenevän, kun 400 kV verkon suuntaan siirtyvä loisteho saadaan pidettyä mahdollisimman lähellä nollaa.

5.2 Kehitysehdotukset

Seinäjoen verrattain suurien jännitteenmuutoksien ehkäisemiseksi tulisi kiinnittää huomiota vallitsevaan jännitteeseen ennen jänniteikkunan vaihtamista. Jos jännite on lähes vastakkaisella rajalla kuin ikkunan, johon ollaan siirtymässä, voidaan reaktoreita ensin käsin ohjaamalla tasoittaa jännitteen muutosta. Toisaalta järjestelmään voidaan varmasti myös lisätä käyttäjää ohjaava ikkuna edellä kuvatun kaltaiseen tilanteeseen joutumisen ehkäisemiseksi.

Kondensaattoreihin, joilla on vielä kellosäätäjä, tulisi vaihtaa säätäjä, joka toimisi esimerkiksi muuntajan loistehomittaukseen perustuen. Kellosäätäjät ovat vanhoja,

eivätkä niiden asettelut enää välttämättä ole funktionaalisia. Vaihtamalla säätäjät asianmukaisiksi, kondensaattorit toiminevat paremmin verkkoa tukien.

Käämikytkimille tulisi harkita samantyyppistä jänniteikkuna-asettelua kuin reaktoreilla jo on. Toisaalta jänniteikkunan suurentaminenkin olisi toisilla asemilla hyvä ja ehkä riittävä toimenpide. Jänniteikkunan suurentaminen auttaisi tilanteessa, jossa jännitettä voitaisiin vielä nostaa kohti sallittua, paikasta riippuen 123, 120 tai 118 kV, rajaa, ja jossa 110 kV verkon jännitteen pieni nostaminen vaikuttaisi juuri loistehon kulkusuuntaan ratkaisevasti. Näillä muutoksilla asemakohtaiset säästöt lienevät korkeintaan Salon laskelman tasolla.

Lounais-Suomen alempi jännite näyttäisi aiheuttavan häirtatekijöitä. Jos ajatellaan tarkemmin Salon tilannetta edellä, voidaan laskea puolen vuoden tilastojen pohjalta askelluksen nostamisen kolmesta viiteen tuottavan noin 870 MWh häviösäästön. Jos sähkön systeemi hinta on noin 60 €/MWh, olisi saavutettava säästö euroissa noin 52 000 €. Käämikytkimien askeltaessa kaksi askelta ylöspäin, jännite ei nouse vielä niin paljon, että Salossa kriittinen 118 kV menisi rikki. Jänniteikkunan ylärajat on kuitenkin aseteltu alle kriittisten rajojen ja jännite pysyttelee sen vuoksi Salossa ikkunan keskivaiheilla 115 kV tuntumassa. Edellä tehdyssä tarkastelussa jännite nousi 116,5 kV:iin askelen noustua viiteen. Jos jännitettä tällä tavalla nostettaisiin, kasvaisi kuitenkin riski jännitteen nousemisesta yli 118 kV jonkin häiriön sattuessa. Tämän vuoksi olisi myös selvitettävä Lounais-Suomen verkon nykytila ennen mahdollisia toimenpiteitä.

6 Reagointi koronatilanteessa

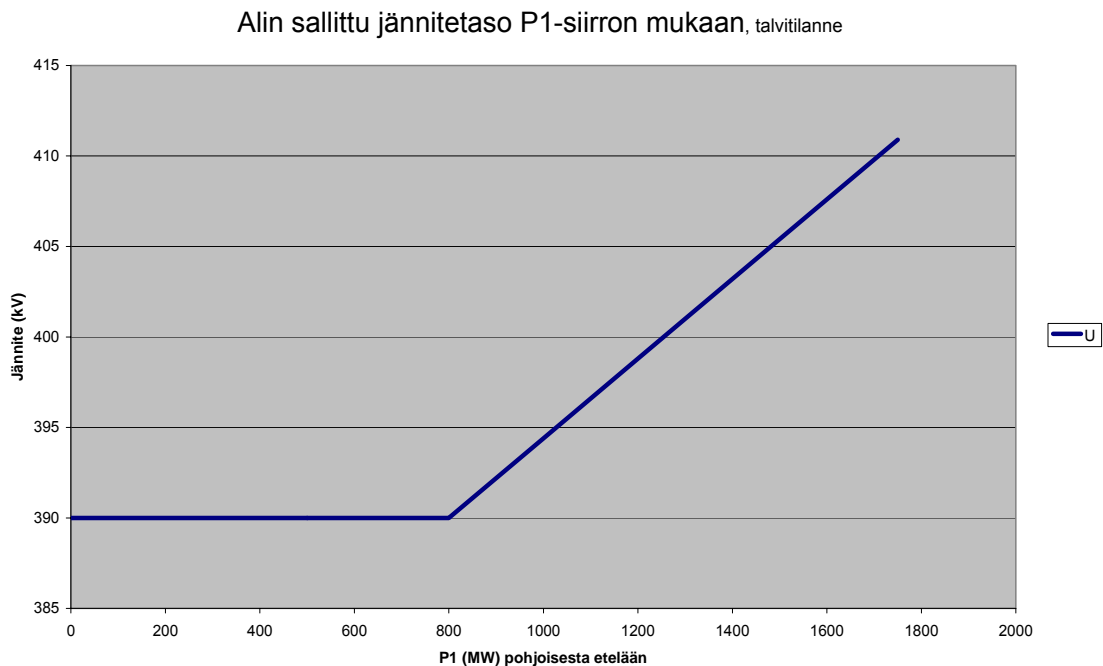
Korona on usein nopeasti kehittyvä, mutta myös lyhytkestoinen ilmiö. Näiden ominaisuuksien vuoksi koronahäviöiltä suojaututtaessa tulisi olla koronasta tarkat mittaukset, jolloin jo koronan kehittyessä voitaisiin aloittaa toimenpiteisiin valmistautuminen. Jännitetason madaltamisen täytyy 400 ja 220 kV verkoissa tapahtua koordinoitusti (Kundur P., 1994, s. 679). Tämä asettaa käytännössä vaatimuksen jonkinlaiselle automaattiselle koronasäädölle, jonka kehittämismahdollisuuksien selvittäminen kuuluu tämän työn tavoitteisiin.

6.1 Nykytila

Jos koronahäviöt kasvavat yli 30 MW, alennetaan 400 kV verkossa jännitettä vaihtamalla reaktorien säätäjien asettelu jännite alatasolle. Pohjoisen vesivoimaloiden generaattoreilta saadaan tarvittaessa tukea jännitteen alentamiseen. Myös Ruotsin kantaverkkoyhtiöltä, Svenska Kraftnät:ltä, voidaan tarvittaessa pyytää Svartbyn ja Letsin reaktoreita verkkoon. Rinnakkaisista Alajärvi - Pikkarala-johdoista toisen irtikytkeminen on mahdollista, jos johdon koronahäviöt ovat yli 10 MW, P1-siirto on alle 500 MW ja pakkasta on korkeintaan 20 astetta.

Jännitteensäätöautomatiikan avulla pidetään myös 110 kV verkon jännite mahdollisimman ylhäällä ylittämättä kuitenkaan 121 kV. Käämikytkimiä säädetään käsin kohti 121 kV, jonka jälkeen ne palautetaan automaattisäätäjän ohjaukseen. Käämikytkimen avulla jännitteen nostaminen 110 kV verkossa laskee yhtä askelta kohden puoli kilovolttia 400 kV verkossa. Vastaavasti reaktorin vaikutus jännitteeseen on 2,5 - 6,5 kV. Häviöihin suhteutettuna jännitteen pienentäminen 2,5 %:lla 400 kV verkossa laskee 400 kV:n koronahäviöitä noin 13 % ja nostaa virtalämpöhäviöitä noin 5 %. Jos korona- ja virtalämpöhäviöt oletetaan olevan yhtä suuret eivätkä muut verkon suureet muutu, kokonaishäviöt vähenevät 8 %. Alajännitepuolella vastaavasti 2,5 %:a korkeampi jännite pienentää 110 kV:n virtalämpöhäviöitä 5 %.

Siirtotilanne asettaa kuitenkin rajoituksia säätötoimenpiteille. Aikaisemmin jo mainittiin johtojen irti kytkemiseen liittyvistä rajoitteista, mutta myös yleisellä tasolla on huomioitava, että jännitetason alentaminen kymmenellä kilovoltilla laskee tuontitilanteessa siirtokapasiteettia 400 kV:n verkossa noin 550 MW (kts. Kuva 3.). Vientitilanteessa jännitteen laskeminen ei vaikuta siirtokapasiteettiin rajoittavasti jännitteen ollessa yli 380 kV.



Kuva 5. Siirtokapasiteetin riippuvuus jännitteestä

Alajännitereleisty sekä reaktorisäädön automatiikka pitävät huolen jännitteen pysymisestä tarvittavalla tasolla, käänkytkinten säätäjät pyrkivät puolestaan aina pitämään jännitteen asettelurajojensa sisäpuolella. Reaktorisäätäjille aseteltu jännitteen alaraja on pääsääntöisesti 398 ja 402 kV välillä. P1-asezilla on lisäksi alijännitereleet, jotka kytkvät reaktorit irti verkosta 380 kV jännitteessä.

TSM-ohjelma (Transmission Security Management) laskee käytönvalvontajärjestelmään optimijännitteet puolen tunnin välein. Koronatilanteissa niitä tulisi verrata mitattuihin jännitteisiin. Kantaverkon tehonjaon ja häviöt TSM-estimaattori laskee viiden minuutin välein. Kaikki nämä tulokset

päivittyvät omiin näyttöihinsä käytönvalvontajärjestelmässä. (Itäpää & Kaukonen, 2007)

6.1.1 Ongelmakohtia

Käämikytkimillä 110 kV verkon jännitteen nostaminen koronatilanteissa on tällä hetkellä melko hyödytöntä. Käämikytkimillä ylimmät jänniteikkunan ylärajat ovat 119 - 120 kV alueella, useimmat kuitenkin 118 kV tuntumassa tai sen alle. Vaikka käämikytkintä askellettaisiin käsikäyttöisesti ylös kohti 121 kV, niin palautettaessa säätö takaisin säätäjälle käämikytkimen askel palautuu takaisin lähtöpisteeseen jänniteikkunan ylärajan vuoksi. Käämikytkimien laajempi ohjaaminen käsisäädöllä heikentäisi käyttövarmuutta. Käämikytkimiä on pidetty myös käsisäädöllä, mutta käyttövarmuuden heikentymisen lisäksi useiden käämikytkinten samanaikaisen käsisäädön on huomattu olevan hyvin työlästä.

Tutkittaessa automaattisen koronasäädön mahdollisuuksia havaittiin koronamittausten olevan epätarkkoja ja ajoittain epäluotettavia. Koronahäviöitä laskettaessa on ensiksi mitattava johdon alku- ja loppupäiden tehot. Molempien päiden tehoja ei kuitenkaan nyt käytettävällä tekniikalla pystytä mittaamaan samanaikaisesti. Mittaustieto saadaan kymmenen sekunnin välein. Johtuen hieman eriaikaisista mittauksista kymmenen viimeisen mittauksen keskiarvo suodatetaan kokemuspäisesti seuraavan yhtälön mukaisesti:

$$uusisuodatettu\ arvo = 0,05 \cdot uusimittauskeskiarvo + 0,95 \cdot vanhasuodatettu\ arvo \quad (7)$$

Koronahäviöt saadaan vähentämällä johtojen päiden tehojen (suuntaetumerkkeineen) summasta virtalämpöhäviöt. Vakiolla A korjataan tehomittausten välinen systemaattinen virhe. Toisin sanoin yhtälöä korjataan vakiolla A, mikäli koronattomana aikana tulokseksi ei saada nollaa. Vastaavasti talvella koronan esiintymisaikana vakiota ei voida korjata.

$$P_C = (P_1 + P_2) - (3RI_{vk}^2) + A \quad (8)$$

Kuormitusvirta I lasketaan käyttäen johdon päiden näennäistehoja S ja johdon asemien kiskojäännitteitä U .

$$I_{vk} = \frac{\frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_1} + \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot U_2}}{2} \quad (9)$$

Johdon resistanssi R on riippuvainen lämpötilasta t . Johdon resistanssia 20°C:ssa merkitään R_n .

$$R = R_n \frac{250 + t}{270} \quad (10)$$

Fingridillä koronahäviöitä lasketaan kahdella tavalla; reaaliaikalaskennalla, joka perustuu edellä esitettyihin mittauksiin, sekä TSM-verkostolaskentaohjelmistolla, jolle saadaan koronaparametrit reaaliaikamittauksien pohjalta. TSM tarvitsee koronaparametrit, jotta se pystyy laskemaan verkon eri jännitetasojen optimijännitteet ja toisaalta kantaverkon kokonaishäviöt. TSM-ohjelmiston antamia häviölaskelmia käytetään apuna Fingridin häviöhankinnassa. (Martikainen J. 2005)

Tehoarvojen suodattaminen poistaa vaihtelua, mutta tällä tavalla saatujen arvojen tarkkuudesta ei voida olla varmoja. Vakiota A täytyy päivittää, mutta sen päivittäminen ei ole talvella mahdollista. Myös johdon virtalämpöhäviöitä aiheuttavan kuormitusvirran laskeminen näennäisvirtojen sekä kiskojäännitteiden keskiarvojen mukaan aiheuttaa pientä epätarkkuutta.

Suurimman epävarmuustekijän näyttäisi mittauksiin kuitenkin tuovan käytettävä mittaustekniikka. Tehomittauksissa oleellista olisi johdon päiden samanaikaisesti järjestetty tarkka tehon mittaus. Tehonmittauksessa on havaittu erityisesti koronahäviöihin liittyvä ongelma, sillä pienellä siirtoteholla, ja siten pienellä kuormitusvirralla mittauksen virhe alkaa kasvaa. Jos mittavirtamuuntajan ensiövirta laskee reilusti alle sen nimellisvirran, laskee myös mittapiirin virta, jolloin mitta-arvojen virhe kasvaa rajusti. Tilanne on erityisen ongelmallinen, koska

pienellä siirtoteholla johto ei lämpene, eikä siten myöskään kuivu kevyemmästäkään huurteesta tai kuurasta, jolloin pienellä siirtoteholla koronaa esiintyy todennäköisemmin.

6.2 Kehityssuuntia

Mittauksien tarkkuutta ja luotettavuutta tulee parantaa sekä häviöiden, että häviöhankinnan hintariskin pienentämisen vuoksi. Etenkin johdon päiden tehomittauksien samanaikaisuuteen tulee panostaa. Kun mittaukset ovat kunnossa päästään vasta kehittämään automaattista koronasäätöä. Automaattisäädön järjestäminen itsessään lienee melko yksinkertaista. Ensin tarkka reaaliaikamittausjärjestelmä pitäisi asentaa muutamille koronan kannalta kriittisimmille asemille, jonka jälkeen kokeilumallina voisi pitää jonkinlaista mittauksiin perustuvaa hälytystä käytönvalvontajärjestelmässä. Hälytys voisi soida koronahäviöiden ylittäessä jonkin tason, esimerkiksi edellä mainitun 30 MW. Koska mittaukset ovat epätarkkoja ja ajoittain epäluotettavia, tärkeä ominaisuus olisi myös mahdollisuus kytkeä hälytys tarvittaessa pois päältä. Muita hälytyksiä on käytönvalvontajärjestelmässä jo ennestään joitakin ja olisikin otettava ensiksi selvää parhaiten käyttöä palvelevasta toteutustavasta, jottei hälytyksestä muodostu suurempi haitta- kuin hyötytekijä. Hälytystiedon perusteella pystyttäisiin suorittamaan manuaalisia säätötoimenpiteitä koronahäviöiden pienentämiseksi. Tällä tavalla saatavien kokemusten perusteella voitaisiin kehittää järjestelmää edelleen automatiikan suuntaan.

Käämikytkinten osalta koronasäätö on ongelmallista niin kuin edellä havaittiin. Näistä ongelmista päästäisiin tekemällä myös käämikytkimille useampi jänniteensäätöikkuna. Käämikytkinten tapauksessa tarpeellista lienee vain kahden ikkunan, normaali- ja ylätasen ikkunan järjestäminen. Reaktorisäätäjille on jo olemassa kolme jännitetasoikkunaa, jolloin koronatilanteessa voidaan yksinkertaisesti valita alataso, jolloin säätäjä pyrkii pitämään reaktoreita ohjaamalla jännitteen ikkunan sisällä. Käämikytkimillä olisi mahdollista samalla tavalla nostaa 110 kV:n jännitettä, jos niilläkin olisi mahdollista valita ylätaso.

Käämikytkimillä käytetään samantyyppisiä säätäjiä kuin reaktoreillakin, mutta niille ei ole aikaisemmin paria asemaa lukuun ottamatta rakennettu yhtä useampia jänniteikkunavaihtoehtoja. Reaktoreille ne on toteutettu ulkoisesti, mutta nykyään on myös saatavilla säätäjiä, joissa on sisäänrakennettuina useampi ikkunavaihtoehto. Ulkoisen ratkaisun hintaa nostaa suuri työn määrä, jolloin noin 15 000 – 20 000 € hintainen uuden säätäjän asentaminen tulisi edullisemmaksi (Suontausta J. 2008).

7 Yhteenveto

Tässä työssä tavoitteena oli tutkia mahdollisuuksia parantaa jännitteensäädön toimintaa entisestään erityisesti häviöiden näkökulmasta. Kokonaisuutena jännitteensäätöautomaatti toimii funktionaalisesti, ja oikeastaan juuri niin kuin sen on suunniteltu toimivan – asettelujensa mukaan. Ainakin joillain asemilla olisi syytä tarkistaa ja mahdollisesti vaihtaa asettelurajoja käämikytinten säätäjille, sekä vaihtaa kellosäädöllä toimiville kondensaattoreille asianmukaiset säätäjät. Koronahäviöiden kannalta käämikytinten säätöön parempi ratkaisu olisi luoda nykyisen yhden jänniteikkunan lisäksi toinen ylemmän jännitteen asetteluikkuna. Toinen ylempi jänniteikkuna olisi monikäyttöinen ratkaisu, sillä se tarjoaisi ratkaisun myös loistehon optimointiin.

Jos käämikytinten uusien säätäjien asennuskustannuksiin verrataan tilannetta Salossa, jossa käämikytinten säätäjän korkeampi asettelutaso toisi vuodessa ainakin 50 000 euron häviösäästön, takaisinmaksuaika säätäjän investoinnille ei liene kovin pitkä. Vaikka Salon laskelmaan oli käytettävissä vain lyhyt puolen vuoden mittausjakso, kuitenkin Salon kanssa samankaltaisia asemia on useampia, ja toisaalta kaikilla asemilla ylempi jänniteikkuna olisi tervetullut investointi koronasäätöä silmällä pitäen. Uudet säätäjät tuovat säästöjä koronatilanteissa kaikilla asemilla, joihin niitä asennettaisiin. Koronasäädössä käämikytinten säätäjien uudistamisella säästettävän energian määrää on vaikea arvioida koronaan vaikuttavien tekijöiden monimuotoisuuden vuoksi. Koronatilanteissa säätötoimenpitein säästetyn energian määrää on vaikea arvioida, sillä häviöiden suuruudesta ilman tehtyjä toimenpiteitä ei voitane saada varmaa tietoa. Kustannusten lisäksi voidaan kuitenkin tärkeänä tekijänä pitää myös uuden säätäjän mukanaan tuoma parannus käyttövarmuuteen, koska käämikytinten käsisäädöstä päästään eroon.

PI-järjestelmään tulisi viedä kaikki mahdolliset mittaus-, laskenta- ja tilatiedot, ja tarkastaa pitävätkö tiedot paikkaansa. Kondensaattoreiden tilatietojen virheellisyyttä alettiin selvittää jo tätä työtä tehtäessä.

Johtojen tehomittauksiin on ennen kaikkea panostettava, sillä ne ovat epätarkkoja ja niiden luotettavuus heikkenee kuormitusvirran laskiessa. Mittauksien parantamiseen tulisi panostaa, jotta koronahäviöitä pystytään säätötoimenpitein vähentämään tehokkaammin ja toisaalta kehittämään automaattista koronasäätöä, jolloin myös käyttövarmuus paranisi.

Lähteet

Aro M., Elovaara J., Karttunen M., Nousiainen K., Palva V. 1996. "Suurjännitetekniikka". 2. painos. Oy Yliopistokustannus/Otatieto. Helsinki. 520 s. ISBN 951-672-320-9

Aura L. & Tonteri A.J. 1993. "Sähkölaitostekniikka". 1. painos. WSOY. 433 s. ISBN 951-0-18558-2

Fingrid Oyj:n kotisivut: http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/yritysinfo/suomen_sahkojarjestelma/,(2.6.2008)

Hietala V., Jotuni P., Liede J., Ryti H., Ylinen A. 1975. "Tekniikan käsikirja 3". 8. painos. Gummerus Oy. Jyväskylä. 792 s.

Itäpää A., Kaukonen T. 2007. "Kantaverkon häviöiden vähentäminen jännitteensäätötoimenpitein koronatilanteissa". Ohje. Fingrid Oyj. Helsinki. 3 s.

Jyrinsalo J., Lehtonen P., Paavola H., Päivinen R. 2002. "Kantaverkon peruskoulutus". Fingrid Oyj. Kirjapaino Grafia Oy

Kundur P. 1994. "Power System Stability and Control". McGraw-Hill. s.679. ISBN 0-07-035958-X

Lahtinen M. 2007. "Fingridin 110 kV verkon sähkönlaatu". Raportti. Fingrid Oyj. Helsinki. 8 s.

Lakervi E. & Holmes E.J. 1995. "Electricity distribution network design". 2nd edition. Peter Peregrinus Ltd on behalf of The Institution of Electrical Engineers. England. 325 s. IEE Power Series 21. ISBN 0-86341-309-9

Martikainen J. 2005. "Koronahäviölaskenta". Sisäinen muistio. Fingrid Oyj. Helsinki. 4 s.

Martikainen J. 2007. "PI-järjestelmä". Sisäinen muistio. Fingrid Oyj. Helsinki. 9 s.

Nord Pool:n kotisivut: <http://www.nordpool.com>, (10.6.2008)

Siltala J. 2003. "Koronahäviöiden aiheuttamien kustannusten hallinta". Sisäinen muistio. Fingrid Oyj. Helsinki. 8 s.

Siltala J. 2005. "Fingrid Oyj:n häviösähkön hankinta". Sisäinen muistio. Fingrid Oyj. Helsinki. 6 s.

Siltala J. 2006. "Jännitteensäätötoimenpiteiden vaikutus häviöihin talvina 2004-2005 ja 2005-2006". Sisäinen muistio. Fingrid Oyj. Helsinki. 2 s.

Siltala J. 2007. "Fingrid's main grid losses, general presentation". Perehdytysesitys. Fingrid Oyj. Helsinki. 19 s.

Suontausta J. Puhelinkeskustelu 22.8.2008.

Uusitalo M. 2004. "Kantaverkon jännitteensäädön käytännön toteutus". Fingridin siirtotekniikkapäivesitys. Fingrid Oyj. Helsinki. 17 s.

Vänskä V. 2004. "Kantaverkon häviöiden analysointi ja ennustemenetelmien kehittäminen". Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, energia- ja ympäristötekniikan osasto. Lappeenranta. 73 s.

Liitteet

Fingrid Oyj:n voimansiirtoverkko

- 400 kV kantaverkko
- 220 kV kantaverkko
- 110 kV kantaverkko
- muiden verkko



1.1.2008

Liite 1. Kantaverkko 2008