



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

ATTE-ILARI KENTTÄLÄ
JAKELUVERKON LOISTEHOHALLINNAN SUUNNITELMA

Diplomityö

Tarkastaja: professori Sami Repo
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan
tiedekuntaneuvoston kokouksessa
7. joulukuuta 2016

TIIVISTELMÄ

ATTE-ILARI KENTTÄLÄ: Jakeluverkon loistehohallinnan suunnitelma

Tampereen teknillinen yliopisto

Diplomityö, 89 sivua, 4 liitesivua

Lokakuu 2016

Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma

Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat

Tarkastaja: professori Sami Repo

Avainsanat: kapasitiivinen loisteho, loistehon hallinta, loistehon kompensointi, keskitetty kompensointi

Elenian tavoitteena on nostaa jakeluverkon maakaapelointiaste 70 prosenttiin vuoteen 2028 mennessä, jotta päästään työ- ja elinkeinoministeriön asettamiin toimitusvarmuustavoitteisiin. Tulevina vuosina asennettavat maakaapelit tuottavat merkittävästi loistehoa verkkoon, mikä aiheuttaa teknisiä ja taloudellisia haasteita verkkoyhtiöille. Liiallinen kapasitiivinen loisteho nostaa verkon jännitettä ja aiheuttaa ylimääräisiä loistehomaksuja Fingridin uuden kantaverkkosopimuksen mukaisesti.

Työn tavoitteena oli tutkia Elenian jakeluverkon loistehon kehittymistä, vertailla eri kompensointilaitteita ja -tapoja sekä suunnitella kustannus-hyötyanalyysien kautta optimaalinen kompensointistrategia Elenian jakeluverkolle. Tavoitteena oli myös laatia karkea kompensointisuunnitelma vuoteen 2023 asti, jossa määritellään jokaisen liittymispisteen loistehon kehitys, kompensointilaitteiden investointitarve ja -ajankohta.

Loistehon nykytilaa ja kehittymistä tarkasteltaessa havaittiin, että loistehon kompensoinnille on tarvetta, sillä merkittävien taloudellisten kustannusten lisäksi verkon jännite on noussut paikoin korkeaksi. Tulevaisuudessa myös koko verkon loistehon tuotanto tulee kasvamaan niin merkittävää vauhtia, että loistehomaksuista muodostuvat kustannukset kasvavat hyvin suuriksi ellei kompensointilaitteita hankita.

Maaseutuverkkojen loistehoa voidaan kompensoida hajautetusti verkon varrella, keskitetysti sähköasemilla, hyödyntämällä verkkoon liitettyjä voimaloita tai laatimalla netotussopimuksia muiden kantaverkkoon liittyvien asiakkaiden kanssa. Kompensointitavasta riippuen voidaan hyödyntää erilaisia laitteita, kuten kuristimia tai suuritehoisempia reaktoreita. Teknisestä näkökulmasta rajoitteita laitevalinnoissa aiheuttaa laitteiden aiheuttamat kytkentäilmiöt ja verkon rakenne.

Kustannus-hyötyanalyysien perusteella optimaalisin kompensointistrategia Elenian jakeluverkolle on keskitetty kompensointi 20 kV:n verkossa, koska 110 kV:n kompensoinnissa pienitehoiset päämuuntajat kuormittuvat liikaa ja hajautettu kompensointi on vielä toistaiseksi kustannuksiltaan huomattavasti kalliimpaa. Teknis-taloudellisesti kannattavin laite kompensointiin on mahdollisimman pienihäviöinen 3 MVAR reaktori.

Kompensointi on yleisesti kannattavaa liittymispisteessä, kun suurimmat laskutettavat loistehorajojen ylitykset ovat yli 3 MVAR. Suositellun kompensointisuunnitelman perusteella Elenian verkkoon tarvitaan arviolta noin 40–50 reaktoria vuoden 2023 loppuun mennessä, mikäli tavoitteena on saada loismaksut minimoitua kannattavasti.

ABSTRACT

ATTE-ILARI KENTTÄLÄ: Plan for reactive power management of the distribution network

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 89 pages, 4 Appendix pages

October 2016

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

Major: Power Systems and Market

Examiner: Professor Sami Repo

Keywords: Capacitive reactive power, Reactive power management, reactive power compensation, centralized compensation

The Ministry of Economic Affairs and Employment has set up requirements for distribution networks' quality of supply which means that Elenia is going to raise the cabling rate of the distribution network to 70 % before 2028. During the following years, the cables will produce lots of reactive power to the distribution network what causes both technical and economic challenges for Elenia. Excessive reactive power raises the voltage of the network and causes considerable reactive power fees according to the new Main Grid Contract 2016.

The purpose of the thesis was to study the development of reactive power in the distribution network, to compare different compensation possibilities and plan a compensation strategy based on cost-benefit analysis. Another aim was to make a preliminary compensation plan until the year 2023, where is defined the development of reactive power and the need for compensation devices in every electricity connection.

The development of the reactive power study revealed that there is already a need for reactive power compensation because despite the economic benefits, the voltage of the distribution network has raised at some places. Overall, in the future the reactive power development is going to be remarkable and the reactive power fees grow exponentially if reactive power devices are not purchased.

The reactive power of the rural distribution network can be compensated by using decentralized or centralized compensation. Furthermore, power plants or reactive power agreements with other customers can be utilized. Different compensation devices like reactors can be used depending on the compensation strategy and the state of the network.

According to cost-benefit analysis, the optimal compensation strategy for Elenia's distribution network is centralized compensation in the 20 kV voltage level because the main transformers are overloaded if the reactive power is compensated at 110 kV voltage level. The decentralized compensation strategy is technically a good option but the costs are too much compared with centralized compensation strategy. At the moment, the most cost-effective compensation devices are 3 MVar reactors where the losses are as low as possible. It is profitable to compensate the reactive power of the electricity connection when reactive power limits are exceeded more than 3 MVar. According to the recommended compensation plan, Elenia needs about 40-50 reactors if the purpose is to minimize the fees economically.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty sähkönjakeluverkkoyhtiö Elenia Oy:lle vuoden 2016 aikana. Työn tarkastajana toimi Tampereen teknillisestä yliopistosta professori Sami Repo, jota haluan kiittää työn tarkastamisesta sekä monista kommentteista ja näkökulmista, jotka auttoivat työn etenemisessä.

Elenialta työn ohjaajana toimi kehityspäällikkö Jouni Pylvänäinen, jota haluan kiittää neuvoista, kommentteista ja mahdollisuudesta mielenkiintoisen työn tekemiseen. Suuret kiitokset kuuluvat myös koko Strategisen verkon kehitys -tiimille tuesta, neuvoista ja ennen kaikkea loistavasta työilmapiiristä.

Suurimmat kiitokset haluan osoittaa perheelleni ja Emmille, jotka ovat kannustaneet ja tukeneet minua koko opintojeni ajan.

Tampereella, 20.10.2016

Atte-Ilari Kenttälä

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
2.	LOISTEHON KOMPENSOINTI	4
2.1	Näennäisteho, pätöteho ja loisteho.....	4
2.2	Loistehon tuotanto ja kulutus sähköverkossa.....	5
2.3	Loistehon kompensointi jakeluverkossa	6
2.4	Maakaapeleiden loistehotuotanto	7
2.5	Ferranti-ilmiö	9
3.	KANTAVERKKOSOPIMUS 2016.....	11
3.1	Liittyminen kantaverkkoon	11
3.2	Loissähkön toimitus ja muutokset.....	13
3.3	Loissähkörajat	14
3.3.1	Kulutukselle	14
3.3.2	Tuotannolle	15
3.4	Loistehoikkuna	15
3.5	Loissähkörajajien ylitysten kustannukset.....	17
3.5.1	Lievennykset	17
3.5.2	Seuranta ja hinnoittelu	18
4.	ELENIA OY:N SÄHKÖVERKON NYKYTILANNE JA TULEVAISUUS	20
4.1	Loistehon kompensointi nykyään.....	20
4.1.1	Loistehorajojen ylitykset liittymispisteittäin.....	20
4.2	Loistehon kompensointi tulevaisuudessa	25
4.2.1	Maakaapelointiasteen kasvun vaikutukset	26
5.	LOISTEHON KOMPENSOINTIVAIHTOEHDOT	28
5.1	Kompensointilaitteistot	28
5.1.1	Reaktorit.....	29
5.1.2	Kuristimet.....	30
5.1.3	SVC.....	31
5.1.4	Voimalaitokset	33
5.1.5	Käytössä olevat laitteistot	33
5.2	Kompensointitavat	33
5.2.1	Keskitetty kompensointi	33
5.2.2	Hajautettu kompensointi	34
5.2.3	Voimalaitokset	35
5.2.4	Netotussopimukset.....	38
5.2.5	Kompensoinnin osto Fingridiltä.....	39
5.2.6	Verkkoyhtiön loistehotariffit.....	39
6.	KOMPENSOINTILAITTEISTOIDEN SÄÄTÖ JA KÄYTTÖ	40
6.1	Kompensointilaitteiden kytkentä.....	40
6.2	Loistehon säätö.....	40

6.2.1	Fingridin loistehoikkuna	41
6.2.2	Voimajohtoliittymät	42
6.2.3	Kytkinlaitosliittymät.....	43
6.3	Kunnossapito	44
6.3.1	Ennakoiva kunnossapito	44
6.3.2	Korjaava kunnossapito	45
6.4	Heinolan kytkinasema	45
6.4.1	Reaktoreiden kytkentä verkkoon	46
6.4.2	Säätö ja käyttö.....	50
7.	KUSTANNUS-HYÖTYANALYYSIT KOMPENSOINTIVAIHTOEHDOLLE	52
7.1	Regulaation vaikutus	52
7.2	Kompensointivaihtoehtojen hyödyt ja haitat	54
7.2.1	Keskitetty kompensointi maaseutuverkossa	54
7.3	Kompensoinnin vaikutus loismaksuihin	55
7.4	Kompensointilaitteiden elinkaarikustannukset	56
7.4.1	Hankintahinnat	58
7.4.2	Ylläpito- ja kunnossapitokustannukset	59
7.4.3	Häviökustannukset	60
7.4.4	Kompensoinnin hinta (€/kVAr)	62
7.5	Kustannustarkastelut eri kompensointitilanteisiin	64
7.5.1	Alle 1 MVar	64
7.5.2	1 – 3 MVar	65
7.5.3	3 – 15 MVar	67
7.5.4	Yli 15 MVar	68
7.6	Herkkyysanalyysi	69
7.6.1	Parametrien muutokset.....	69
7.6.2	Loissähköhinnoittelun muutokset	72
7.6.3	Yhteenveto muuttujien vaikutuksista.....	73
8.	TOTEUTUSSUUNNITELMA	75
8.1	Kustannus-hyötyanalyysin suositukset	75
8.1.1	Laittevalinnat ja asennukset	76
8.2	Investointisuunnitelma vuoteen 2023	77
8.3	Tulevaisuuden näkymät.....	80
8.3.1	Tehoelektroniikka ja pientuotanto	81
8.3.2	Sähköautot.....	82
8.3.3	Tasasähkön yleistymisen	82
9.	YHTEENVETO	84
	LÄHTEET.....	88

Liite: PSCAD simuloinnit esimerkkiverkossa

KUVALUETTELO

Kuva 1.	<i>Kompleksinen näennäisteho S. [1].....</i>	5
Kuva 2.	<i>Loistehon kulutus ja tuotanto jakeluverkon näkökulmasta</i>	5
Kuva 3.	<i>Kaapeleiden loistehotaseen riippuvuus kuormitusvirrasta</i>	8
Kuva 4.	<i>Maakaapelin jännitteennousu eripituisilla lähdöillä [5]</i>	9
Kuva 5.	<i>Omistus- ja hallintarajat kytkinlaitosliitynnässä [8]</i>	12
Kuva 6.	<i>Voimajohtoliitynnän ehdot haarajohdoille [8]</i>	12
Kuva 7.	<i>Loissähköikkuna liittymispistekohtaisesti. [9].....</i>	16
Kuva 8.	<i>Loissähköikkunan hinnoitteluperiaate. [9]</i>	19
Kuva 9.	<i>Pysyvyysskäyrät liittymispisteiden loistehorajojen ylityksistä.....</i>	23
Kuva 10.	<i>Heinolan kytkinaseman loissähköikkuna 2014–2015.....</i>	25
Kuva 11.	<i>Ilmasydäminen reaktori. [11].....</i>	30
Kuva 12.	<i>Öljyeristeinen 173 kVAr kuristin [12].....</i>	31
Kuva 13.	<i>SVC:n vaikutus jännitevaihteluihin. [13].....</i>	32
Kuva 14.	<i>Tahtikonevoimalaitokselta vaadittava loistehokapasiteetti. [15].....</i>	37
Kuva 15.	<i>Tuulivoimaloiden vaadittavat loistehokapasiteetit. [15].....</i>	38
Kuva 16.	<i>Liittymispisteen loistehoikkuna ilman kompensointia sekä 6 ja 9 MVAR:n kompensoinnilla.....</i>	42
Kuva 17.	<i>Jännitemuutokset Nuoramoisten sähköaseman ensiöpuolella huippukuormien aikaan, kun 3 MVAR:n reaktoreita kytketään verkkoon.</i>	47
Kuva 18.	<i>Jännitemuutokset Nuoramoisten sähköaseman ensiöpuolella minimikuormien aikaan, kun 3 MVAR:n reaktoreita kytketään verkkoon.</i>	48
Kuva 19.	<i>Hartolan sähköaseman toisiopuolen jännitemuutokset reaktoreiden kytkennöistä</i>	49
Kuva 20.	<i>Heinolan sähköasemaliitynnän loistehosäätömahdollisuudet</i>	50
Kuva 21.	<i>Valvontamallin 2016–2019 kohtuullinen tuotto</i>	53
Kuva 22.	<i>Merijärven loistehoikkuna ilman kompensointiota, kahden tai kolmen MVAR kompensointiolla</i>	67
Kuva 23.	<i>Korkokannan ja häviöhinnan vaikutus 3 MVAR reaktorin häviökustannuksiin</i>	70
Kuva 24.	<i>Huipunkäyttöajan ja laitteen omien häviöiden vaikutus 3 MVAR reaktorin elinkaarikustannuksiin.....</i>	71
Kuva 25.	<i>3 MVAR laitteen häviöiden vaikutus elinkaarikustannuksiin.....</i>	72
Kuva 26.	<i>Kompensointivuokaavio</i>	78

LYHENTEET JA MERKINNÄT

TTY	Tampereen teknillinen yliopisto
Fingrid	Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj
SVC	Staattinen loistehon kompensattori (Static Var Compensator)
FACTS	Flexible AC Transmission System
PSCAD	Sähköenergiajärjestelmien simulointiin tarkoitettu työkalu
S	näennäisteho
P	pätöteho
Q	loisteho
U	tehollinen jännite
I	tehollinen virta
R	resistanssi
φ_u	jännitteen kulma
φ_i	virran kulma
$\cos \varphi$	tehokerroin
P_h	pätötehohäviöt
$Q_{kaapeli}$	kaapelin loistehotase
$Q_{tuotanto}$	kaapelin loistehotuotanto
$Q_{kulutus}$	kaapelin loistehokulutus
ω	kulmataajuus
C	kapasitanssi
L	induktanssi
Q_D	loistehon ottoraja kulutukselle
Q_{D1}	loistehon antoraja kulutukselle
Q_G	loistehon ottoraja tuotannolle
Q_{G1}	loistehon antoraja tuotannolle
Q_r	reaktorin kuluttama loisteho
Q_m	reaktorin mitoitusteho
U_r	reaktorin mitoitusjännite
S_k	syöttävän verkon oikosulkuteho
Q_c	kompensointilaitteen nimellisteho
Ψ	apukerroin
r	tehon vuosittainen kasvuprosentti
p	korkoprosentti
κ	diskonttauskerroin
T	tarkasteluaika
$P_{häviöt}$	kompensointilaitteen häviöt
P_0	tyhjäkäyntihäviöt
P_h	kuormitushäviöt
S	laitteen läpi siirtyvä teho
S_n	laitteen nimellisteho
P_{kn}	laitteen nimellinen häviöteho
t	huipunkäyttöaika
H	häviökustannus
C_i	laitteen hankintahinta
C_m	laitteen ylläpitokustannukset
P_Q	kompensoinnin yksikköhinta

1. JOHDANTO

Elenia Oy on toiseksi suurin sähköjakelupalveluja tarjoava yhtiö Suomessa ja se toimittaa sähköä 417 000 kotitalous-, yritys- ja yhteiskunta-asiakkaalle noin sadan kunnan alueella. Sähköverkkoa yhtiöllä on 67 600 kilometriä ulottuen aina Hämeestä Pohjois-Pohjanmaalle asti. Elenia Oy kuuluu Elenia-konserniin, jonka tytäryhtiöitä ovat lämmitysratkaisuja tarjoava Elenia Lämpö Oy, energia-alan palvelutuottaja Elenia Palvelut Oy ja rahoitusyhtiö Elenia Finance Oyj.

Elenia teki jo vuonna 2009 strategisen päätöksen, jolloin se päätti rakentaa jatkossa ainoastaan säävarmaa, maakaapeloitua sähköverkkoa. Päätöksen kannattavuutta ovat tukeneet sähkömarkkinalain vaatimukset sähköjakelun varmuudelle, Energiaviraston sähköverkkoliiketoiminnan valvontamenetelmät sekä viime vuosien vaikeat sääolosuhteet. Vuoteen 2015 loppuun mennessä koko verkon maakaapelointiaste oli 34,1 % ja tavoitteena on 2028 mennessä nostaa kaapelointiaste 70 %:in.

Asennettavien maakaapeleiden kapasitanssit ovat huomattavasti suuremmat kuin ilmajohtojen, jonka vuoksi kaapelit tuottavat loistehoa verkkoon etenkin kevyellä kuormituksella. Viimeisten vuosien aikana loistehon tuotanto on lisääntynyt Elenian sähköjakeluverkossa, mikä on aiheuttanut ongelmia Fingridin loistehoikkunoiden sisällä pysymisiin. Säävarmaa verkkoa rakennetaan vielä vuosia, joten loisteho tulee lisääntymään jakeluverkossa entisestään.

Kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj uudisti kantaverkkosopimustaan 1.1.2016 ja määrittäi loistehon siirtoon uudet ohjeistukset, jotka pyrkivät ohjaamaan asiakkaita kompensoimaan loistehoa paikallisesti. Ennen vuotta 2016 loistehoa seurattiin liittymispisteittäin, mutta Fingrid laskutti asiakkaitaan seuranta-alueittain, joissa alueille määritettiin yksi yhteinen loistehoikkuna. Uuden kantaverkkosopimuksen myötä loistehon siirtoa seurataan ja laskutetaan liittymispisteittäin, mikä aiheuttaa osalle verkkoyhtiöistä huomattavia muutospaineita. Samalla Fingridin loissähkörajojen ylityksiin liittyvää hinnoittelua uudistettiin ja uusi hinnoittelu otetaan käyttöön asteittain vuosina 2016–2018.

Maakaapelointiasteen kasvu sekä kantaverkkosopimuksen muutokset aiheuttavat merkittäviä vuosittaisia loistehomaksuja osalle verkkoyhtiöistä, mikäli loistehoa ei kompensoida verkkoyhtiön toimesta. Ongelmana on kapasitiivisen loistehon kasvu, jonka kompensoinnille on jakeluverkossa monia vaihtoehtoja. Kompensoinnille voidaan valita erilaisia strategioita, riippuen mitä laitteita hankitaan, mihin ne sijoitetaan ja miten niitä käytetään. Loistehoa voidaan kompensoida erikokoisilla reaktoreilla

hajautetusti verkon varrella tai keskitetysti sähkö- tai kytkinasemilla. Mahdollisuus on myös hyödyntää uutta tehoelektroniikkaa, voimaloita tai sopia netotussopimuksista kytkinlaitoksen kiskon muiden asiakkaiden kanssa.

Diplomityö on rajattu käsittelemään maaseutuverkkojen kapasitiivisen loistehon kompensointia, koska Elenian jakeluverkko on suurimmaksi osaksi maaseutuverkkoa. Työssä ei käsitellä induktiivisen loistehon kompensointia, maasulkuvirran kompensointia tai yliaaltojen kompensointia. Työn pääasiallisina tavoitteina on:

- tutkia Elenian jakeluverkon loistehon nykytilaa ja kehittymistä tulevina vuosina
- vertailla teknis-taloudellisesta näkökulmasta eri kompensointilaitteita ja -strategioita
- laatia kustannus-hyötyanalyysien kautta optimaalinen kompensointistrategia Elenian jakeluverkolle
- tehdä kartoitus kompensointisuunnitelmasta vuoteen 2023 asti, jossa määritellään jokaisen liittymispisteen loistehon kehitys ja kompensointilaitteiden investointitarve.

Työn luvuissa 2 – 5 käsitellään työn kustannus-hyötyanalyysien kannalta olennaista taustatietoa uudesta kantaverkkosopimuksesta, jakeluverkon loistehotaseen nykytilasta ja tulevaisuudesta sekä kompensointilaitteista ja -strategioista. Lukujen tarkoituksena on selvittää loistehon teoriaa, syitä, seurauksia ja esitellä vaihtoehdot kompensoinnille.

Luvussa 6 keskitytään tarkastelemaan kompensointilaitteiden käyttöä ja säätöä. Verkon kannalta on olennaista, että reaktorin kytkentä ei aiheuta haitallisia jännitemuutoksia. Talvipakkasten ja kesäöiden kuormitusten välillä on suuri ero, jonka vuoksi myös loistehon tuotanto verkossa vaihtelee vuodenajasta riippuen. Kompensoinnin säädön avulla pyritään välttämään ylikompensointia ja pitämään verkon loistehotasapaino hallinnassa. Kompensointilaitteiden kunnossapito on myös tärkeä osa koko kompensointistrategiaa, jotta laitteet toimivat oikealla tavalla koko elinkaaren ajan eikä ylimääräisiä korjauskustannuksia synny.

Luvussa 7 selvitetään kustannus-hyötyanalyysien kautta teknis-taloudellisesti parhaimmat kompensointivaihtoehdot erilaisiin jakeluverkon loistehotilanteisiin, jotta tulevat investoinnit pystytään kohdistamaan optimaalisesti Elenian jakeluverkkoon. Luvussa myös käydään herkkyyksanalyysien kautta läpi laskelmien virheherkkyyttä ja valittujen laskentaparametrien vaikutuksia elinkaarikustannuksiin.

Luvussa 8 suositellaan Elenian jakeluverkolle yleistä kompensointistrategiaa sekä esitetään lyhyemmän aikavälin kompensointisuunnitelma koko verkolle. Kompensointisuunnitelman tarkoituksena on, että verkon loisteho ja -maksut saadaan minimoitua. Suunnitelmassa esitetään, miten liittymispisteissä loisteho tulee kehittymään ja kuinka monta kompensointilaitetta liittymispisteeseen tarvitaan. Luvun

lopussa pohditaan ja arvioidaan pidemmän aikavälin muuttujia, jotka voivat vaikuttaa verkon loistehotasapainoon ja muutoksiin loistehon kompensointistrategiassa.

2. LOISTEHON KOMPENSOINTI

Kappaleen tarkoitus on kertoa mistä loisteho johtuu, miten se ilmenee sähköverkossa ja kuinka sitä teoriassa tulisi kompensoida. Tavoitteena on antaa lukijalle lähtötiedot loistehoon ilmiönä ja vastata kysymykseen, miksi sitä tulee kompensoida sähköteknisestä näkökulmasta tarkasteltuna.

Tässä työssä kompensoinnista puhuttaessa tarkoitetaan aina loistehon kompensointia sähköjakeluverkossa, vaikka sähkötekniikassa kompensoinnilla voidaan tarkoittaa myös maasulun kompensointia tai harmonisten yliaaltojen kompensointia.

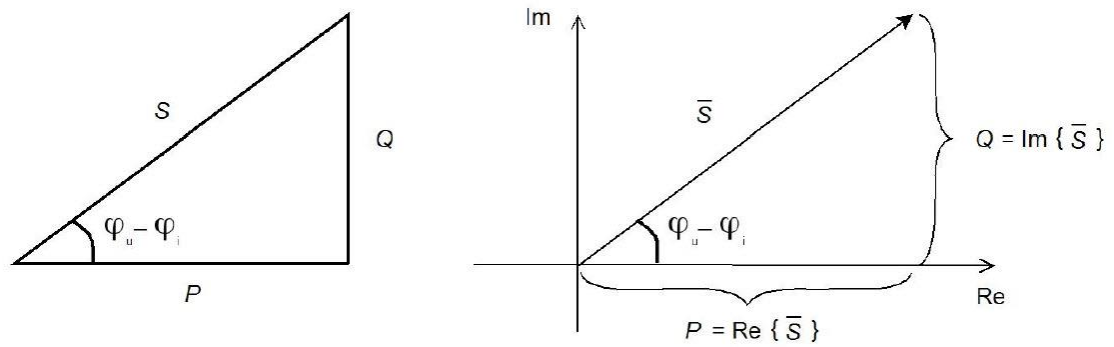
2.1 Näennäisteho, pätöteho ja loisteho

Sähköverkkojen pääasiallisena tehtävänä on siirtää sähköenergiaa voimalaitoksilta verkkoja pitkin asiakkaan kulutuspiisteeseen. Siirrettävää tehoa vaihtovirtapiireissä mitataan yleisesti sähköisenä tehona, jolloin puhutaan näennäistehosta. Näennäisteho taas muodostuu pätötehosta ja loistehosta, jotka ovat toisiinsa nähden vaihekulmasiirrossa.

Pätöteho on työtä tekevä osa näennäistehosta, jolla voidaan esimerkiksi lämmittää vastus tai pyörittää moottoria. Pätötehon avulla voidaan mitata, kuinka paljon piirissä on todellisuudessa kulutettu tehoa. Mikäli kuormitus on resistiivistä, kuten esimerkiksi hehkulamppu, jännite ja virta kulkevat samassa vaiheessa ja tällöin kuluu pelkästään pätötehoa. Näennäisteho koostuu tällöin ainoastaan pätötehosta eikä virtapiirissä kulje loistehoa. Suuressa osaa kuormituksista on kuitenkin mukana induktiivista tai kapasitiivista kuormitusta, jolloin virran vaihekulma poikkeaa jännitteen vaihekulmasta. Tällöin näennäisteho muodostuu pätötehon lisäksi myös loistehosta.

Loisteho on työtätekemätöntä tehoa, joka liittyy magneetti- tai sähkökenttään varastoituvaan energiaan. Mikäli kuormituksessa on kapasitanssia tai induktanssia, käytettävästä tehosta osa varastoituu energiana komponentin magneettikenttään tai sähkökenttään [1]. Esimerkiksi induktiomoottorissa varsinaisen työn tekee pätöteho, mutta magneettikentän ylläpitämiseen tarvitaan loistehoa.

Kuvassa 1 on esitetty tehokolmion avulla kompleksinen näennäisteho. Osoittimena on näennäisteho S , joka muodostuu pätötehon P reaali-osasta ja loistehon Q imaginaariosasta. Pätö- ja loistehon välinen kulma $\varphi_u - \varphi_i$ kertoo jännitteen ja virran vaihe-erosta.

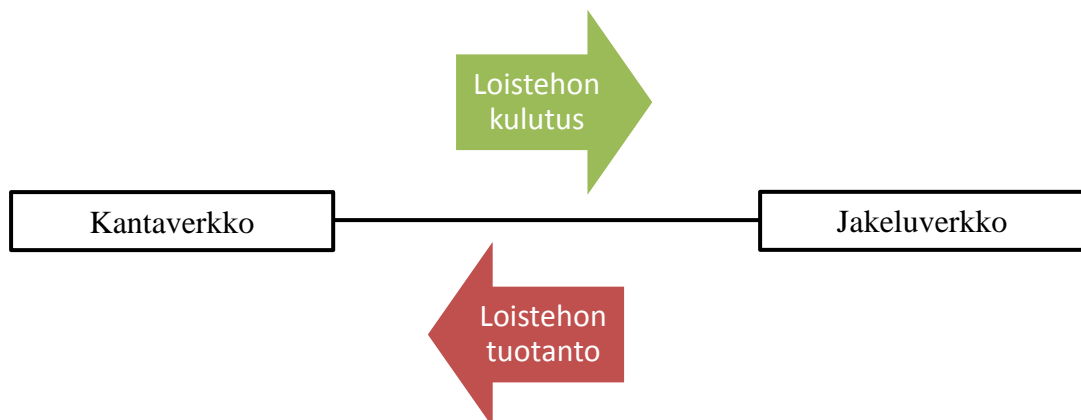


Kuva 1. Kompleksinen näennäisteho S . [1]

Riippuen jännitteen ja virran vaihe-erosta, loisteho voi olla negatiivista tai positiivista. Loisteho on positiivista, jos jännitteen vaihekulma on virran vaihekulmaa suurempi. Tällöin kuorma ottaa loistehoa piiristä. Sähköpiirin komponenteista tunnetuin loistehoa ottava komponentti on kela eli käämi. Jos virran vaihekulma on taas jännitteen vaihekulmaa suurempi, loisteho on negatiivista ja kuorma tuottaa loistehoa. Kondensaattorit tuottavat yleisesti loistehoa vaihtosähköpiireissä. [1]

2.2 Loistehon tuotanto ja kulutus sähköverkossa

Loistehon tuotanto ja kulutus sähköjakeluverkon näkökulmasta katsotaan liittymispisteen kautta, jossa jakeluverkkoyhtiö liittyy Fingridin kantaverkkoon. Tässä työssä loistehon tuotannolla tarkoitetaan liittymispisteen tilannetta, jossa jakeluverkko tuottaa kantaverkkoon päin loistehoa. Loistehoa kulutettaessa, jakeluverkko taas ottaa loistehoa kantaverkosta.



Kuva 2. Loistehon kulutus ja tuotanto jakeluverkon näkökulmasta

Jakeluverkossa lähes kaikki komponentit tuottavat tai kuluttavat loistehoa. Loistehoa kuluttavia laitteita löytyy verkosta yleensä verkkoyhtiön asiakkailta. Kotitaloudet kuluttavat loistehoa, sillä osa kotitalouslaitteista on induktiivisia, esimerkiksi

loistelamput ja elektroniikkalaitteet. Suurin loistehon kulutus on teollisuudella ja voimalaitoksilla, joissa isot alimagnetoidut tahtikoneet ja oikosulkukoneet kuluttavat huomattavia määriä loistehoa. Jakeluverkon kannalta olennaiset loistehoa kuluttavat komponentit ovat myös reaktorit ja muuntajat, sillä ne tarvitsevat magnetoimiseen loistehoa. Kuormituksen kasvaessa myös muuntajien loistehon kulutus kasvaa. [2]

Sähköverkossa loistehoa tuottavat komponentit ovat kondensaattorit, maakaapelit, johdot ja ylimagnetoidut tahtikoneet. Erityisesti keskijänniteverkon maakaapelit tuottavat huomattavia määriä loistehoa verkkoon, sillä niiden kapasitanssi on suuri etenkin pienellä kuormituksella. Kappaleessa 2.4 tarkastellaan tarkemmin maakaapeleiden loistehotuotantoa. Ilmajohdot tuottavat myös loistehoa verkkoon, mutta ne toimivat useammin yliluonnollisella tehoalueella, jolloin johto kuluttaa loistehoa enemmän kuin sitä itse tuottaa. Johdot ovat samanaikaisesti sekä tuottajia ja kuluttajia loistehon suhteen, joten tasapainon määrittävät kondensaattoreiden yli vaikuttavat jännitteet ja reaktanssin läpi kulkeva virta. [2]

2.3 Loistehon kompensointi jakeluverkossa

Osa sähkölaitteista tarvitsee loistehoa toimiakseen, joten laitteet ottavat loistehon joko verkosta tai se tuotetaan paikallisesti. Jakeluverkon kannalta sähköteknisesti paras vaihtoehto on, että verkossa loistehoa ei tuoteta eikä kuluteta, koska tällöin verkko toimii optimaalisesti.

Loistehon siirto lisää jännite-, energia- ja tehohäviöitä sähköverkon resistiivisissä ja reaktiivisissa komponenteissa. Liiallinen loistehon siirto jakeluverkossa aiheuttaa ongelmia, koska sähköverkossa jännite ja taajuus pyritään pitämään vakiona. Jännitteen pysyessä vakiona, loistehon siirto kasvattaa siirrettävää virtaa. Kasvanut virta taas aiheuttaa pätötehohäviöitä, sillä pätötehohäviöt P_h ovat suoraan verrannollisia virran toiseen potenssiin seuraavasti [2]:

$$P_h = 3 * R * I^2 \quad (1)$$

Virrankasvun myötä sähköverkon komponentit kuormittuvat. Loistehon kasvu aiheuttaa myös siirtokapasiteetin pienentymistä, sillä loistehon siirto varaa osan verkon siirtokapasiteetista [2]. Kuorman ottama tehontarve lasketaan näennäistehosta, jolloin loistehon kasvu pienentää pätötehon määrää. Käytännössä siirtokapasiteetti yleensä riittää loistehon siirtoon jakeluverkoissa, mutta verkon kuormitusaste normaalitilanteessa ei saa olla liian suuri, jotta se toimii myös poikkeavissa kytkennöissä.

Verkon kannalta loistehoa tulisi kompensoida niin, että loistehon siirto verkossa ei aiheuta ongelmia verkon sähkön laatuun eikä kapasiteettiin. Jakeluverkkoyhtiön kannalta kompensointiin kannustaa myös taloudelliset tekijät, sillä ylimääräisiä

kustannuksia voi muodostua liiallisesta loistehon tuotannosta tai kulutuksesta. Fingrid valvoo kantaverkosta otettua ja kantaverkkoon tuotettua loistehoa sekä määrittää loissähkörajat siirrolle. Loistehomaksuista ja rajoista kerrotaan enemmän seuraavassa luvussa.

2.4 Maakaapeleiden loistehotuotanto

Säävarman verkon rakentamisen yhteydessä asennettavien maakaapeleiden sähköiset ominaisuudet poikkeavat ilmajohtojen ominaisuuksista loistehotasapainon osalta. Maakaapeleiden kapasitanssit ovat suurempia kuin ilmajohtojen, jonka takia ne tuottavat loistehoa enemmän kuin kuluttavat sitä. Kaapeleiden kapasitanssien tuottaman loistehon suuruus ei riipu kaapelin kuormituksesta vaan jännitteestä, joten kaapelin loistehon tuotanto pysyy lähes vakiona, koska verkon jännite pidetään vakiona. Kaapeleiden reaktansseissa kuluttama loisteho taas on riippuvainen kaapelissa siirretystä pätötehosta. Taulukossa 1 on kuvattu keskijännitekaapeleiden sähköisiä ominaisuuksia.

Taulukko 1. 20 kV:n kaapeleiden sähköisiä ominaisuuksia. [3]

Kaapelityyppi	Induktanssi vaihetta kohti (mH/km)	Käyttökapasitanssi (μF/km)	Kuormitettavuus 65 °C (A)
AHXAMK-W 3x50	0,46	0,17	155
AHXAMK-W 3x95	0,40	0,21	235
AHXAMK-W 3x120	0,39	0,23	265
AHXAMK-W 3x150	0,37	0,24	300
AHXAMK-W 3x185	0,36	0,26	330
AHXAMK-W 3x240	0,35	0,30	385

Kun tiedetään kaapeleiden induktanssit ja kapasitanssit, voidaan niiden loistehotasapainoa arvioida kaavalla 2. Kaavassa oletetaan kaapelin olevan häviötön, jolloin jännite on kaapelin molemmissa päissä yhtä suuri. Todellisuudessa kaapelissa syntyy häviöitä ja jännitteenalenemää, mikä aiheuttaa laskennassa pientä virhettä. Virhe on kuitenkin suuruusluokaltaan sen verran pieni, että se ei vaikuta merkittävästi lopputulokseen. Kaapelin loistehotase saadaan vähentämällä kaapelin loistehon tuotannosta loistehon kulutus. [4]

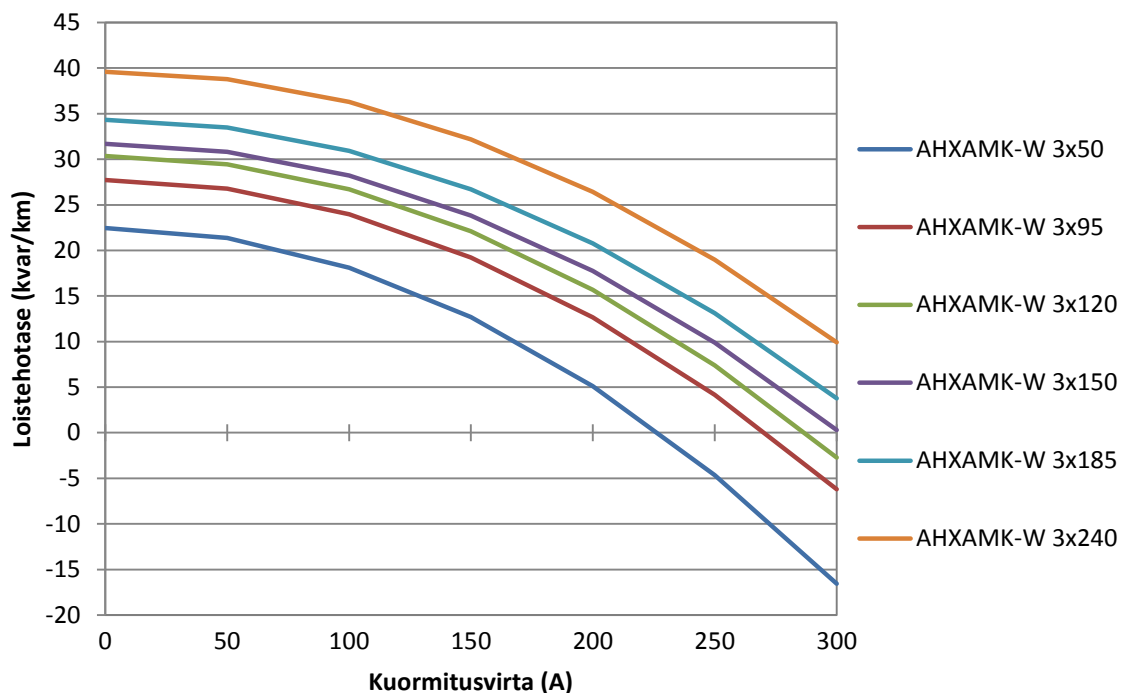
$$Q_{kaapeli} = Q_{tuotanto} - Q_{kulutus} = \omega C U^2 - 3\omega L I^2 \quad (2)$$

Missä

- ω = kulmataajuus
- C = kaapelin kapasitanssi
- U = kaapelin jännite
- L = induktanssi vaihetta kohti
- I = kuormitusvirta

Kaavan mukaisesti loistehon kulutus riippuu kuormitusvirran neliöstä, jonka vuoksi talven ja kesän välillä loistehon tuotanto vaihtelee hyvin suuresti. Talvella kovien pakkasten aikaan kaapelit ovat todella kuormitettuja ja kaapeli kuluttaa loistehoa huomattavasti. Kesäisinä taas kaapelit voivat maaseuduilla toimia lähes kuormittamattomina ja loistehon tuotanto on maksimissaan. Tällöin kaapeli toimii kuten kapasitanssi ja nostaa jakeluverkon jännitettä.

Kaapeleille ei tarvittaisi kompensointia ollenkaan, mikäli kaapelit toimisivat aina luonnollisella tehoalueella, jolloin kaapeli tuottaa ja kuluttaa saman verran loistehoa. Käytännössä jakeluverkoissa kaapelit kuitenkin toimivat lähes aina aliluonnollisella tehoalueella, sillä kaapeleiden terminen kuormitettavuus tulee usein vastaan ennen luonnollista tehoa. Aliluonnollisella tehoalueella kaapelit tuottavat loistehoa verkkoon. Tilannetta voidaan havainnollistaa kaavalla 2, kun loistehotasetta lasketaan eri kuormitusvirran arvoilla. Kuvassa 3 on esitetty taulukossa 1 esitettyjen kaapeleiden loistehotaseen riippuvuutta kuormitusvirrasta.



Kuva 3. Kaapeleiden loistehotaseen riippuvuus kuormitusvirrasta

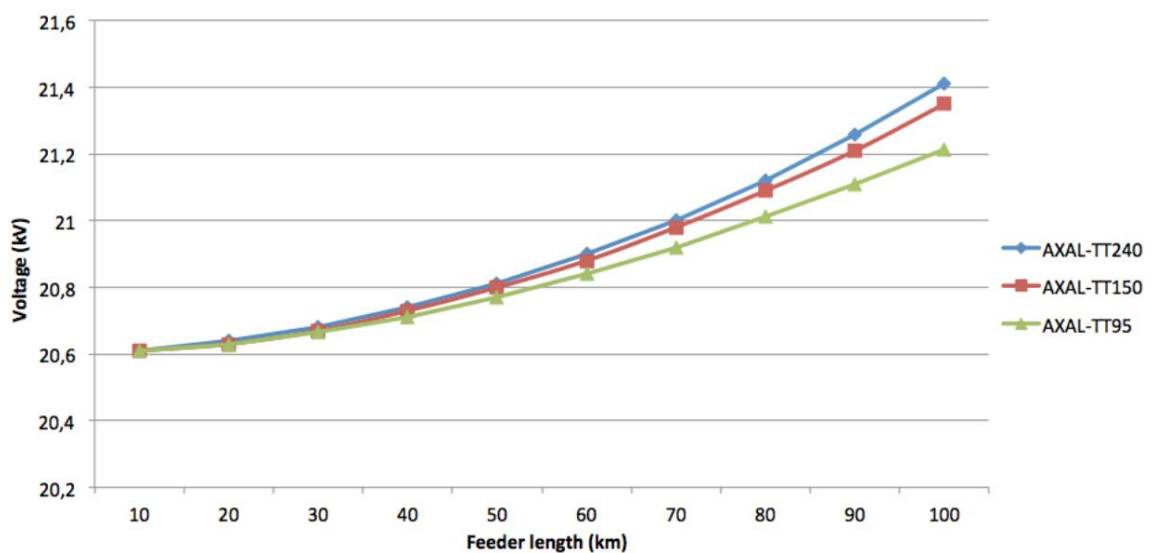
Kuten kuvaajasta nähdään, kaapelit tuottavat huomattavasti loistehoa jakeluverkkoon, vaikka kaapeli olisi merkittävästi kuormitettu. Kuormitusvirran lähestyessä 300 A, alkavat kaapelit lähestyä luonnollista tehoaluetta. Tässä vaiheessa kuitenkin jo pienemmillä kaapeleilla tulee terminen kuormitettavuus vastaan taulukon 1 mukaisesti. Käytännössä siis kaapelit toimivat maaseutuverkossa suurimman osan ajasta aliluonnollisella tehoalueella ja tuottavat loistehoa jakeluverkkoon. Koko verkon loistehotaseen vaihtelu myös pienenee liittymispisteen maakaapelointiasteen kasvaessa,

koska kaapeleiden loistehotuotanto on vuodenaajasta riippumatta huomattavasti tasaisempaa kuin ilmajohtojen.

2.5 Ferranti-ilmiö

Siirtoverkoissa Ferranti-ilmiö on ongelmallinen, sillä jännite kasvaa merkittävästi verkon loppupäässä kevyellä kuormalla. Jännitteen nousu johtuu johdon kapasitiivisesta kuormitusvirrasta ja ilmiöön vaikuttaa pääosin johdon kuormitus, pituus ja johdon ominaisuudet. Ilmiö näkyy erityisesti pitkillä kaapelilähdöillä kevyen kuorman aikaan. Yleisesti Ferranti-ilmiö on esiintynyt vain siirtoverkoissa, mutta kaapeloinnin lisääntyessä sitä voi ilmetä myös maaseutuverkkojen pitkillä lähdöillä.

Vuonna 2012 Elenialla simuloitiin käytettävien keskijännitekaapeleiden Ferranti-ilmiötä kuormittamattomalla yhtenäisellä kaapelilla [5]. Tulokseksi saatiin, että keskijänniteverkossa Ferranti-ilmiö ei tule tekniseksi ongelmaksi kuin yli 80 kilometriä pitkillä lähdöillä. Todellisuudessa lähdön tulee olla vielä huomattavasti pidempi, sillä jakeluverkoissa ei ole läheskään näin pitkiä yhtenäisiä kaapeleita ja kaapeleissa on aina hieman kuormitusta. Vaikka kaapelin loppupäässä ei olisi kulutusta ollenkaan, kuormittuu kaapeli vähintään kuitenkin jakelumuuntajien tyhjäkäyntien verran. On myös hyvin epätodennäköistä, että kaikki asiakkaat olisivat yhtä aikaa kuluttamatta mitään. Kuvassa 4 on esitetty vuonna 2012 tehty simulointi Ferranti-ilmiöstä Elenian jakeluverkossa.



Kuva 4. Maakaapelin jännitteenousu eripituisilla lähdöillä [5]

80 kilometriä pitkillä lähdöillä jännitteet nousevat keskijänniteverkossa noin 0,6 kV ja tätä pidemmillä lähdöillä jännitteenousu on suurempaa suhteessa kaapelipituuden kasvuun. Tulevaisuudessa kaapelointiasteen kasvaessa Elenian verkossa voi olla useita yhteensä yli 100 km pitkiä lähtöjä, joissa jännitteen nousu on jo merkittävää. Ferranti-

ilmiötä on kannattavaa kompensoida pitkillä lähdöillä, sillä lyhyemmissä lähdöissä kompensointilaitteiden omat häviöt ovat suurempia kuin niiden kompensoimat häviöt.

Pitkien lähtöjen loistehon hallinnassa Ferranti-ilmiö tulee ottaa huomioon, jotta kompensointilaitteet sijoitetaan teknis-taloudellisesti optimaaliseen paikkaan. Tulevaisuudessa voi tulla kaapelointiasteen kehittyessä tilanteita, joissa sähköasemalle asennettu kompensointilaite ei riitä kompensoimaan Ferranti-ilmiötä, sillä laite on sijoitettu lähdön alkupäähän. Tällöin Ferranti-ilmiötä voidaan kompensoida asentamalla kompensointilaitteita lähemmäs loistehon syntypaikkaa, jolloin verkon jännite pysyy johdon alku- ja loppupäässä tasaisempana, kun loppupään jännitettä saadaan laskettua. Vaihtoehtoina on käyttää hajautettua tai keskitettyä kompensointia, joihin tutustutaan seuraavassa kappaleessa.

3. KANTAVERKKOSOPIMUS 2016

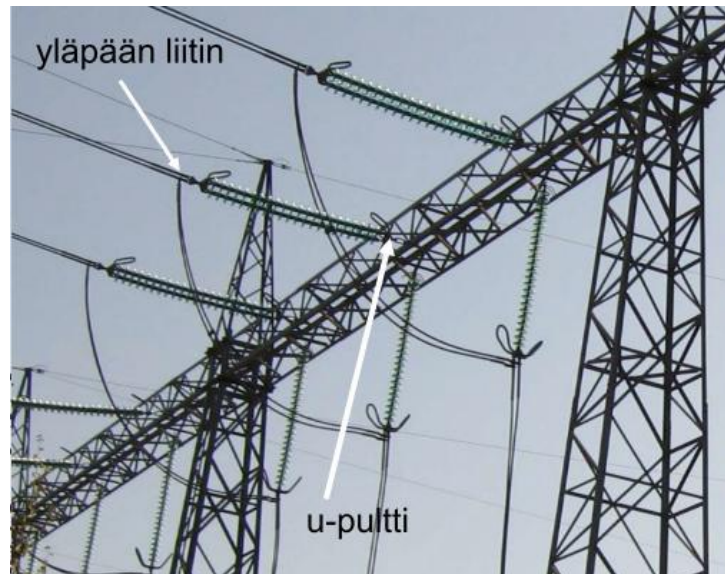
Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj otti käyttöön 1.1.2016 alkaen uuden kantaverkkosopimuksen, jossa määritellään kantaverkkoyhtiön ja sähköverkkoyhtiön kannalta olennaisia ehtoja ja ohjeita, kuten liittymisehdot, loissähkön toimitukseen liittyviä ohjeita sekä uudistunutta hinnoittelurakennetta. Tässä kappaleessa keskitytään pääosin diplomityön kannalta olennaisimpaan sovellusohjeeseen, joka liittyy kantaverkon kautta siirrettävään loistehoon ja sen uuteen hinnoittelurakenteeseen. [6]

3.1 Liittyminen kantaverkkoon

Kantaverkkoon liittyvän asiakkaan täytyy sopia kantaverkkoon liittymisestä erikseen Fingridin kanssa ja noudattaa yleisiä liittymisehtoja (YLE2013), jossa on määritetty liittymisen ehdot ja vaatimukset. YLE2013 sisältää myös verkon suunnittelun, käytön ja kunnossapidon ohjeet. Yleinen pääperiaate on, että liittyjä ja Fingrid vastaavat kumpikin omista laitteistoistaan, niiden turvallisuudesta, käytöstä ja kunnosta. Verkon tekninen taso ei saa myös poiketa olennaisesti kantaverkon tasosta. [7]

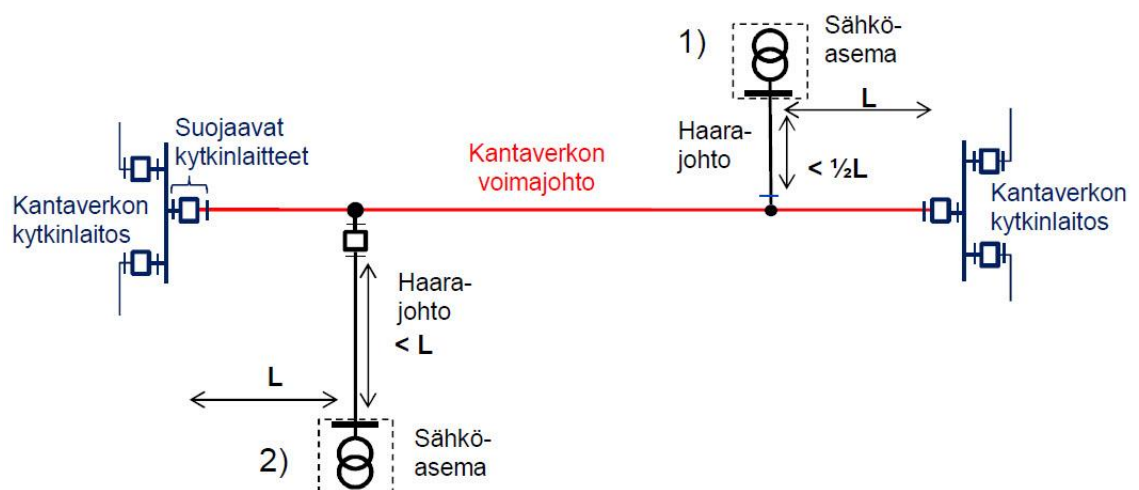
Fingrid määrittelee kantaverkkoon liittyvän asiakkaan liittymistavan ja -paikan, ottamalla huomioon asiakkaan tehon, sijainnin ja tarpeet. Fingrid huomioi myös liittyjän vaikutukset kantaverkon toimintaan ja ympäristöön. Käytännössä asiakas voi liittyä kantaverkkoon 400, 220 tai 110 kV:n kytkinlaitokseen tai 110 kV:n voimajohtoliitynnällä. Jakeluverkonhaltija liittyy yleensä 110 kV:n kytkinlaitokseen tai voimajohtoon. Liittyjä ja Fingrid allekirjoittavat liittymissopimuksen, johon määritellään omistus- ja vastuurajat, liittymismaksu sekä tarkemmat sopimusehdot. [7]

Kytkinlaitosliitynnässä asiakas rakentaa oman liittymisjohtonsa kytkinlaitokselle. Fingrid vastaa teknisistä järjestelyistä kytkinlaitoksellaan ja rakennuttaa tarvittaessa uuden kytkinlaitoksen, mikäli liityntä edellyttää lisätoimenpiteitä. Omistus- ja hallintarajana ovat kuvan 5 mukaiset päätelineen U-pultit ja alastulojohtimien yläpäähän liittimet.



Kuva 5. Omistus- ja hallintarajat kytkinlaitosliitynnässä [8]

110 kV:n voimajohtoliitynnässä asiakas liittyy kantaverkon voimajohtoon haarajohdolla tai sähköasemalla. Liityntä voidaan toteuttaa kiinteästi tai kytkinlaitteella, joka on sijoitettava mahdollisimman lähelle liittymispistettä. Mikäli voimajohdon lähettyvillä on Fingridin kytkinlaitos, tulee asiakkaan liittyä kytkinlaitokseen eikä voimajohtoliityntää tällöin sallita. Voimajohtoliitynnöillä on myös teknisiä rajoitteita, kuten johdolle liitettävän muuntajan yksikkökoko. Suurin sallittu muuntajakoko johdolle on 25 MVA tai erityistapauksissa sallitaan kaksi 25 MVA:n muuntajaa, mikäli keskijänniteverkko ei ole rinnankytketty. [8]



Kuva 6. Voimajohtoliitynnän ehdot haarajohdoille [8]

Kuvassa 6 on kantaverkon voimajohto, johon on liitetty kaksi kantaverkon kytkinlaitosta. Asiakas voi siis liittyä suoraan kytkinlaitoksille tai haarajohdolla kantaverkon voimajohtoon. Haarajohdoille Fingrid on määrittänyt kuvan mukaisesti seuraavat ehdot:

- 1) Haarajohdon pituus täytyy olla alle puolet liittynnän ja lähimmän suojaavan katkaisijan etäisyydestä.
- 2) Jos haarajohto on erikseen suojattu, pituus voi olla maksimissaan liittynnän ja lähimmän suojaavan katkaisijan välinen etäisyys. Haarajohto tulee tällöin varustaa viiveettömällä oiko- ja maasulkusuojauksella.

Haarajohdon pituus vaikuttaa myös käytettäviin kytkinlaitteistoihin. Yli 2 km pitkät haarajohdot pitäisi voida erottaa jännitteellisenä, jonka vuoksi Fingrid on määrittänyt vaadittaville kytkinlaitteistoille taulukon 2 mukaisen ohjeistuksen. Fingrid ei suosittele pitkiä haarajohtoja, koska haaran varasuojana toimii kantaverkon voimajohdon katkaisija, jonka suojausalueen yli haarajohdon pituus ei saa ulottua.

Taulukko 2. *Kytkinlaitevaatimukset eripituisille haarajohdoille. [8]*

Haarajohdon pituus (km)	Kytkinlaitevaatimukset
Alle 2	Ei pakollisia kytkinlaitteita
2 – 7	Erotin + maadoitettu kytkin
Yli 7	Tehoerotin + maadoitettu kytkin

Tämän työn kannalta olennaista on, miten erilaiset liityntätavat vaikuttavat loistehon kompensointiin ja sen mahdollisuuksiin. Kytkinlaitosliitynnässä jakeluverkolla voi olla monta sähköasemaa liittynnän takana, jolloin näiden sähköasemien loistehojen summa näkyy liittymispisteessä. Tämä tarkoittaa, että loistehoa voidaan kompensoida eri sähköasemilla tarpeen mukaan. Voimajohtoliitynnässä taas haarajohdon takana on yleensä vain yksi sähköasema, joka rajoittaa mahdollisuuksia kompensoida loistehoa useammassa eri paikassa. Myöhemmin tarkastellaan paremmin erilaisia liittymispisteitä ja niiden vaikutuksia loistehon kompensointiin ja säätöön.

3.2 Loissähkön toimitus ja muutokset

Uusi kantaverkkosopimus toi muutoksia etenkin loistehon seurantaan ja laskutukseen. Ennen vuotta 2016 Fingrid seurasi loissähkön siirtoa liittymispisteittäin, joka on asiakkaan ja Fingridin sopima kantaverkkosopimuksen mukainen loissähkön toimituspiste. Laskutus perustui kuitenkin aluetarkasteluun, jossa liittymispisteet muodostivat alueita, joille asetettiin omat loissähkörajat.

Nyt uudessa kantaverkkosopimuksessa on siirrytty liittymispisteiden seurannan lisäksi myös liittymispisteiden laskutukseen. Eli liittymispisteet eivät enää muodosta alueita, vaan jokaiselle liittymispisteelle muodostetaan omat loissähkörajat ja liittymispisteen haltijaa laskutetaan mahdollisista ylityksistä. Sähköverkkoyhtiöille uudistus voi tuoda merkittäviä muutoksia, koska aikaisemmin liittymispisteiden loistehoa on voitu kompensoida aluetarkastelussa muiden liittymispisteiden loisteholla. Muutoksen myötä liittymispisteen haltijan täytyy huolehtia omasta loistehon kompensoinnista, vaikka

loistehoa ei siirtyisikään merkittävää määrää kantaverkkoon tai sieltä jakeluverkkoon. [9]

3.3 Loissähkörajat

Loissähkön otolle ja annolle on määritetty rajat, jolla Fingrid pyrkii pitämään kantaverkosta otetun ja kantaverkkoon annetun loistehon hallinnassa. Loistehon siirrolla kantaverkossa on monia haitallisia vaikutuksia, joiden takia Fingrid pyrkii loissähkörajoilla ohjaamaan asiakkaitaan kompensoimaan loistehoa paikallisesti. Tällä tavoin Fingrid pyrkii optimoimaan kantaverkon toimintaa kansantaloudellisesti.

Jokaiselle liittymispisteelle lasketaan erikseen loissähkön otto- ja antorajat. Loissähkön rajojen määrittämisessä tarkastellaan myös erikseen liittymispisteet, jotka kuluttavat tai tuottavat pätötehoa. Fingridin tulee toimittaa asiakkaalle liittymispisteen mittaustiedot, jotta jakeluverkkoyhtiö voi seurata omaa loistehotasapainoaan ja tehdä tarvittavat toimenpiteet.

3.3.1 Kulutukselle

Liittymispisteen kuluttaessa pätötehoa, sovelletaan liittymispisteelle erikseen ottorajaa Q_D ja antorajaa Q_{D1} [9]. Liittymispisteen loissähkön ottorajalle Q_D (MVar) on määritetty seuraavanlainen laskukaava:

$$Q_D = 0,16 * \frac{W_{otto}}{t_k} + 0,1 * \frac{P_{netto}}{0,9} \quad (3)$$

Missä

W_{otto} = liittymispisteen ottoenergia vuodessa (MWh)

t_k = 5000 h (huipunkäyttöaika)

P_{netto} = liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa (MW), jos

- voimalaitoksen teho on enintään 1 MW, sen $P_{netto} = 0$
- voimalaitosten yhteenlaskettu teho P_{netto} on yli 450 MW, niin se ei kasvata loistehoikkunaa, eli maksimi $\left(0,1 * \frac{P_{netto}}{0,9}\right) = 50,0 \text{ MVar}$

Minimiarvo ottorajalle Q_D on voimajohtoliitynnässä 2 MVar ja sähköasemaliitynnässä 4 MVar. Maksimikoko loissähkön ottorajalle on 50 MVar.

Loissähkön antoraja Q_{D1} lasketaan kaavalla:

$$Q_{D1} = -0,25 * Q_D \quad (4)$$

3.3.2 Tuotannolle

Liittymispisteen tuottaessa pätötehoa, sovelletaan loissähkörajoille ottoraja Q_G ja antoraja Q_{G1} [9]. Liittymispisteen loissähkön ottoraja lasketaan seuraavasti:

$$Q_G = 0,1 * \frac{P_{netto}}{0,9} \quad (5)$$

Missä

P_{netto} = liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa

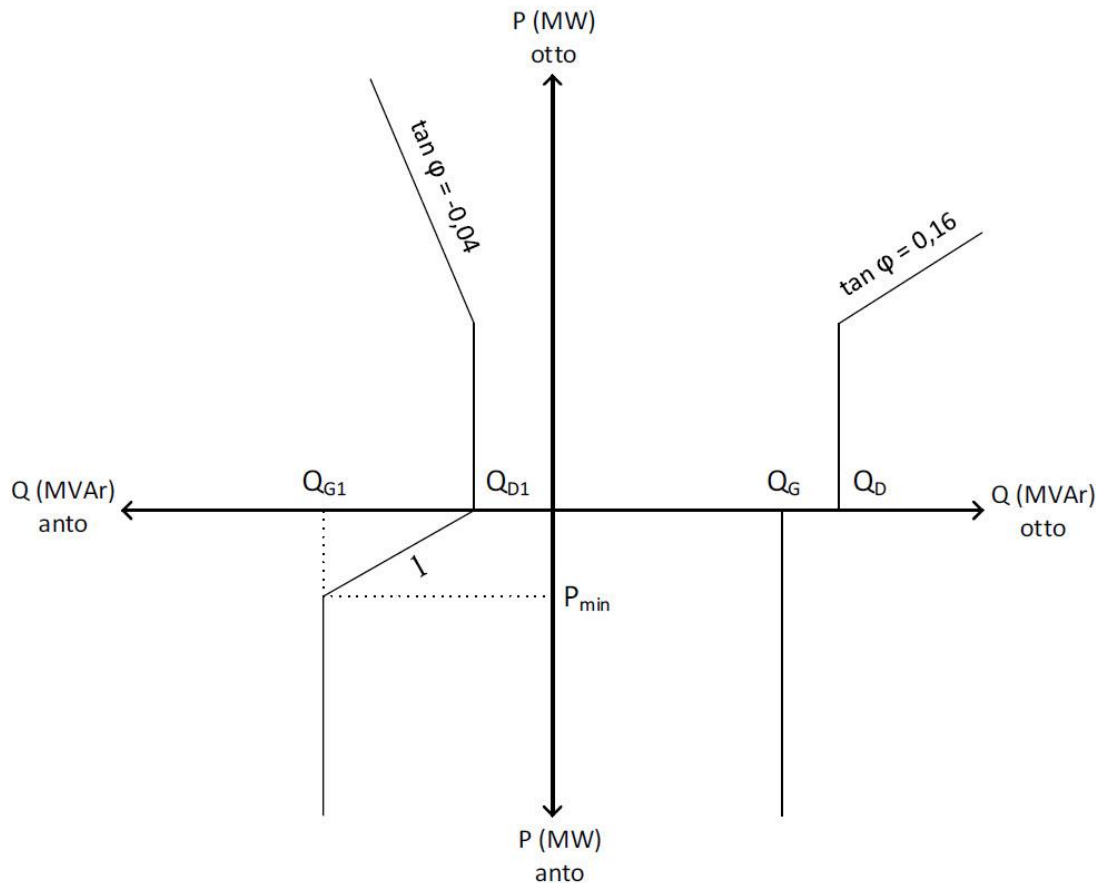
Loissähkön ottoraja Q_G voi enintään olla 50 MVA_r. Liittymispisteen antoraja Q_{G1} taas lasketaan kaavalla:

$$Q_{G1} = -Q_G \quad (6)$$

Yli 110 kV sähköverkkoon liittyville voimalaitoksille sovitaan loissähkörajat erikseen, huomioiden laitoksen tekniset ominaisuudet.

3.4 Loistehoikkuna

Loissähköikkuna määrittää liittymispistekohtaisesti toimitetun ja vastaanotetun loissähkön määrän. Kuvassa 7 on kantaverkkosopimuksen mukainen loistehoikkuna. Mikäli liittymispisteessä kulutetaan pätötehoa, määräytyy loistehoikkuna x-akselin yläpuolella olevasta antorajasta Q_{D1} ja ottorajasta Q_D . Liittymispisteen tuottaessa pätötehoa, sovelletaan x-akselin alapuolella olevaa antorajaa Q_{G1} ja Q_G . [9]



Kuva 7. Loissähköikkuna liittymispistekohtaisesti. [9]

Kulutettaessa päätötehoa liittymispisteessä, loissähkön toimitus kantaverkosta katsotaan loissähköikkunan mukaan, mikäli loissähkön otto ja anto tapahtuu seuraavien ehtojen mukaisesti:

- Loissähkön otto kantaverkosta on enintään kappaleessa 3.3.1 määritetyn Q_D -arvon suuruinen tai 16 % kantaverkosta otetusta päätötehosta.
- Loissähkön anto kantaverkkoon on enintään kappaleessa 3.3.2 määritetyn Q_{D1} -arvon suuruinen tai 4 % kantaverkosta otetusta päätötehosta.
- Tuotettaessa päätötehoa liittymispisteessä, loistehon otto kantaverkosta on enintään kaavan 5 suuruinen, mutta kuitenkin alle rajan, joka lasketaan kaavalla:

$$l = Q_{D1} + P * \frac{Q_{G1} - Q_{D1}}{P_{min}} \quad (7)$$

Missä

P = kantaverkkoon tuotetun päätötehon keskiteho (MW)

P_{min} = pienin päätötehotaso, jonka liittymispisteen takaiset voimalaitokset voivat tuottaa ilman aikarajaa. Arvo saadaan laskettua kaavalla:

$$P_{min} = -0,1 * P_{netto}$$

$P_{netto} = 0$, jos voimalaitoksen teho on enintään 1 MW. Mikäli teho on yli 450 MW, ikkunan koko on maksimi 50 MVar.

$Q_{G1} - Q_{D1}$ = loissähkön antorajojen erotus

3.5 Loissähkörajojen ylitysten kustannukset

Kantaverkkosopimuksen loissähkön ylityksistä aiheutuvien kustannusten avulla Fingrid pyrkii ohjaamaan asiakkaitaan kompensoimaan loistehoa paikallisesti, jotta järjestelmä olisi kansantaloudellisesti optimoitu. Laskutuksen suuruus on määritelty niiden kustannusten mukaan, mitä Fingridille aiheutuisi loistehon kompensoinnista. Jakeluverkkoyhtiöillä on oikeus laskuttaa omilta asiakkailtaan loistehomaksuja, joka taas siirtää edelleen kompensointivastuuta asiakkaiden suuntaan. Ylityskustannukset voivat muodostua kuitenkin maaseutuverkkoyhtiöille suuriksi, sillä maakaapelit tuottavat huomattavia määriä loistehoa eikä jakeluverkon asiakkaat.

Fingrid seuraa loissähkön käyttöä liittymispistekohtaisesti ja loissähkörajojen ylittyessä laskutetaan liittymispisteen haltijaa. Laskutus perustuu liittymispisteestä tunneittain mitattuihin pätö- ja loistehoarvoihin, joita verrataan liittymispisteille laskettuihin loistehorajoihin. Fingrid ottaa huomioon liittymispisteiden laskutuksessa lievennyksiä ja loissähkön laskutukseen ei oteta huomioon ylityksiä, jotka johtuvat kantaverkon häiriöistä tai vioista. [9]

3.5.1 Lievennykset

Loissähköylitysten lievennykset ovat jakeluverkkoyhtiön kannalta merkittäviä ja ne voivat vaikuttaa loissähkön laskutukseen sekä investointeihin huomattavasti. Jakeluverkkoyhtiön kannalta hyödyllisin lievennys on, että laskutuksessa ei oteta huomioon 50 itseisarvoltaan suurinta ylitystä kuukaudessa. Tämä auttaa verkkoyhtiöitä kompensoimaan loistehoa järkevämmiin eikä loistehon kompensointia tarvitse mitoittaa hetkellisten ylitysten takia. Lievennys näkyy myös tehomaksussa, joka perustuu ikkunan suurimpaan ylitykseen.

Lievennyksenä voidaan katsoa myös asiakkaan sähköverkossa suoraan tai välillisesti liitetyn, kooltaan vähintään 0,5 MVA_r, kompensointiyksikön tai sitä syöttävän säteittäisen verkon vian jälkeinen korjaustilanne. Tällöin huomioidaan puuttuvan kompensointiyksikön nimellinen loistehon arvo liittymispisteen loissähkön otossa ja annossa. Korjaustilanne katsotaan kohtuulliseksi, mikäli sen kesto on enintään yksi viikko yhtä tapahtumaa kohden.

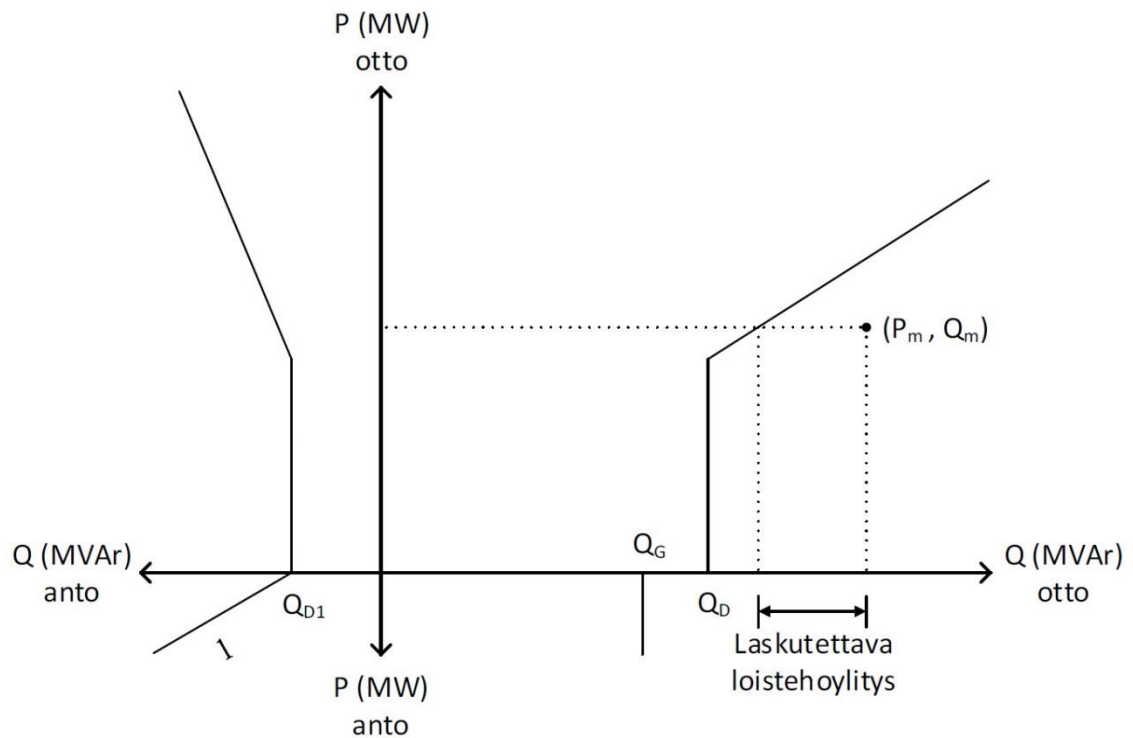
Liittymispisteen mittauksesta voidaan vähentää myös voimalaitos, mikäli asiakkaan sähköverkossa on teholtaan yli 10 MW voimalaitos, jota ei käytetä loistehon paikalliseen kompensointiin. Tällöin voidaan poistaa voimalaitoksen pätöteho liittymispisteen pätö- ja loistehomittauksista, jolloin se vaikuttaa liittymispisteen loistehoikkunaan. Tässä tapauksessa täytyy kuitenkin jatkossa erikseen toimittaa voimalaitoksen tuntimittauksiedot Fingridille. Voimalaitoksen poisto liittymispisteen loistehomittauksista voi auttaa loistehohallinnassa, mikäli voimalaitos on loissähkörajojen ylitysten aiheuttaja. [9]

3.5.2 Seuranta ja hinnoittelu

Loissähkön toimitusrajat ovat voimassa lokakuun ensimmäisestä päivästä syyskuun viimeiseen päivään ja toimitusrajat tarkastetaan vuosittain marraskuussa, kun Fingrid on saanut kaikki tarvittavat mittaustiedot. Mikäli liittymispisteen haltijalle tapahtuu merkittäviä muutoksia sähkön käytössä, muutokset arvioidaan ja uudet loissähkörajat tulevat voimaan heti seuraavan kalenterikuukauden alusta. [9]

Loistehon ylityksistä perittävä kokonaismaksu muodostuu loistehomaksusta ja loisenergiamaksusta. Loistehomaksu määräytyy kunkin kuukauden suurimman ylityksen mukaisesti keskituntitehona (MVA_r). Loisenergiamaksu määräytyy jokaisen kuukauden loissähköikkunan ylitysenergia kerrottuna yksikköhinnalla (€/MVA_rh). Edellisessä kappaleessa mainittu lievennys, jossa laskutuksessa ei oteta huomioon 50 itseisarvoltaan suurinta ylitystä kuukaudessa, vaikuttaa molempiin maksuihin.

Kuvassa 8 on vielä havainnollistettu hinnoitteluperiaate tuntikohtaisista mittauksista. Jokaiselle liittymispisteelle muodostetaan 3.3 kappaleessa kerrottujen kaavojen avulla kuvan 8 mukainen loistehoikkuna, johon sijoitetaan jokainen vuoden mittaustunti. Kuvassa oleva piste kuvaa vuoden yhtä mittaustuntia, jossa pätötehon tuntiteho on P_m ja loissähkön tuntiteho Q_m . Kaikista tuntimittauksista veloitetaan maksu, jotka ylittävät määritetyt loissähkörajat. Loismaksua kertyy siis pisteistä, jotka ovat Q_{D1} vasemmalla puolella tai Q_D oikealla puolella. Maksun suuruus riippuu siitä, kuinka kaukana mittauspiste on sallituista loissähkörajoista. Olennaista on myös huomata, että vaakatason yläpuolella ollessa liittymispiste kuluttaa pätötehoa ja alapuolella tuottaa pätötehoa.



Kuva 8. Loissähkökunnan hinnoitteluperiaate. [9]

Loistehomaksuhinnoittelun muutosten aiheuttamien investointien takia Fingrid siirtyy uuteen loissähkön hinnoittelumalliin seuraavanlaisesti:

- Vuosi 2016 on siirtymäaikaa ja loissähkön siirrosta ei peritä maksua.
- Vuonna 2017 loistehorajojen ylittävästä osuudesta peritään 333€/MVar ja loisenergiasta 5€/MVarh.
- Vuonna 2018 loistehorajojen ylittävästä osuudesta peritään 666€/MVar ja loisenergiasta 5€/MVarh.
- Vuodesta 2019 alkaen loistehorajojen ylittävästä osuudesta peritään 1000€/MVar ja loisenergiasta 5€/MVarh.

Siirtymäkausi helpottaa verkkoyhtiöitä suunnittelemaan huolellisemmin loistehon kompensointistrategiat ja arvioimaan tulevaisuuden suunnitelmat tarkemmin. Jakeluverkkoyhtiöillä on vuoteen 2019 asti siirtymäaikaa ennen kuin loissähkön tehoylyityksistä peritään täysi maksu. Loisenergiasta peritään kuitenkin jo vuodesta 2017 alkaen 5 €/MVarh, joten siirtymäajanakin loismaksut voivat olla suuria, mikäli liittymispisteissä loisikkuna ylitetään jatkuvasti.

4. ELENIA OY:N SÄHKÖVERKON NYKYTILANNE JA TULEVAISUUS

Tässä kappaleessa on tarkoitus selvittää Elenian sähköverkon loistehotasapainon nykytilanne, tulevaisuus ja kuinka paljon syntyisi kustannuksia loisrajojen ylityksistä. Nykytilannetta tutkiessa käytetään hyväksi Fingridin antamia loistehon mittaustuloksia ajanjaksolta 2014–2015. Tulevaisuuden loistehon tuotantoa arvioidaan säävarman verkon rakennusprojektien perusteella.

4.1 Loistehon kompensointi nykyään

Aikaisemmin jakeluverkoissa ei ole ollut ongelmia kapasitiivisesta loistehosta, koska ilmajohtojen käyttökapasitanssit ja luonnolliset tehoalueet ovat pienempiä kuin maakaapeleiden. Jakeluverkoissa on aikaisemmin käytetty kondensaattoreita kompensoimaan induktiivista loistehoa, joita on poistettu verkosta kaapelointiasteen kasvaessa. Kaapeleiden loistehotuotanto ei ole vielä jakeluverkossa tuottanut niin suuria ongelmia verrattuna siirtoverkkoon, että verkkoyhtiöiden olisi täytynyt tehdä suuria investointeja teknisestä näkökulmasta tarkasteltuna. Viime vuosien aikana kuitenkin Elenian jakeluverkossa jännitteet ovat nousseet jo paikoin korkeiksi, joten induktiivisille kompensointilaitteille alkaa olla tarvetta jo pelkästään sähkön laadun kannalta. Teknisen näkökulman lisäksi myös taloudelliset tekijät vaikuttavat uuden kantaverkkosopimuksen myötä loistehon kompensointiin huomattavasti enemmän kuin aikaisemmin.

4.1.1 Loistehorajojen ylitykset liittymispisteittäin

Fingrid laskuttaa liittymispisteen haltijaa loistehoikkunan ylityksistä ja uuden kantaverkkosopimuksen myötä Elenialle muodostuisi huomattavat kustannukset, mikäli kompensointia ei lisättäisi verkkoon. Elenialla on yhteensä 67 liittymispistettä kantaverkkoon, joiden lisäksi Elenia on liittynyt muiden jakeluverkkoyhtiöiden suurjännitteisiin jakeluverkkoihin. Fingridin liittymispisteistä on mahdollisuus saada viime vuoden loistehon mittaustulokset ja loismaksut, joiden avulla voidaan arvioida nykytilannetta ja tulevaisuuden näkymiä. Tässä työssä käytetään laskelmissa ja tarkasteluissa hyväksi mittaustuloksia tarkasteluajanjaksolta 1.10.2014–30.9.2015 ja uuden Kantaverkkosopimus 2016 -hinnoittelua.

Koko Elenian jakeluverkolle voidaan siis arvioida vuosittainen loismaksu, kun tiedetään jokaisen liittymispisteen vuosittaiset mittaustiedot ajanjaksolta 2014–2015 ja uusi

hinnoittelumalli. Luvussa 3 esitettyjen kaavojen avulla saadaan laskettua jokaiselle liittymispisteelle oma loistehoikkuna, johon tuntimittaukset sijoitetaan. Loissähkörajojen ylityksistä saadaan laskettua hinnoittelun mukaan maksut, jotka olisivat tulleet maksettavaksi vuosilta 2014–2015. Kun jokaisen liittymispisteen vuosittaiset maksut summataan yhteen, saadaan taulukon 3 mukaiset tulokset koko Elenian jakeluverkon osalta. Laskelmissa ei oteta huomioon 50 itseisarvoltaan suurinta ylitystä kuukaudessa. Ylitysten hinnoittelu on tehty vuoden 2019 mukaisesti niin, että loistehorajojen ylittävistä osuudesta peritään 1000 €/MVA_r ja loisenergiasta 5 €/MVA_{rh}.

Taulukko 3. Loistehomaksut ajanjaksolta 2014–2015 kantaverkkosopimus 2016 mukaisella hinnoittelulla

Liittymispiste	Loistehon otto kantaverkosta			Loistehon anto kantaverkkoon			Yhteensä
	Teho- maksun osuus	Energia- maksun osuus	Otto yhteensä	Teho- maksun osuus	Energia- maksun osuus	Anto yhteensä	
Kaikki Elenian liittymispisteet	0,2 %	0,0 %	0,2 %	33,6 %	66,2 %	99,8 %	100 %

Kuten tuloksista huomataan, lähes koko summa muodostuu loistehon annosta kantaverkkoon eli verkkoyhtiö tuottaa liikaa loistehoa. Tuloksien analysoinneissa täytyy kuitenkin muistaa, että on kyse vuoden 2014–2015 ajanjaksosta ja seuraavaksi loistehomaksua peritään vasta vuonna 2017. Tässä ajassa verkon loistehotasapaino ehtii muuttua jo huomattavasti, joten vuonna 2017 laskutettavat loismaksut voivat olla monesta muuttujasta johtuen hyvin erilaiset. Myös eri vuosien väliset loistehomaksut voivat vaihdella sääolosuhteiden takia.

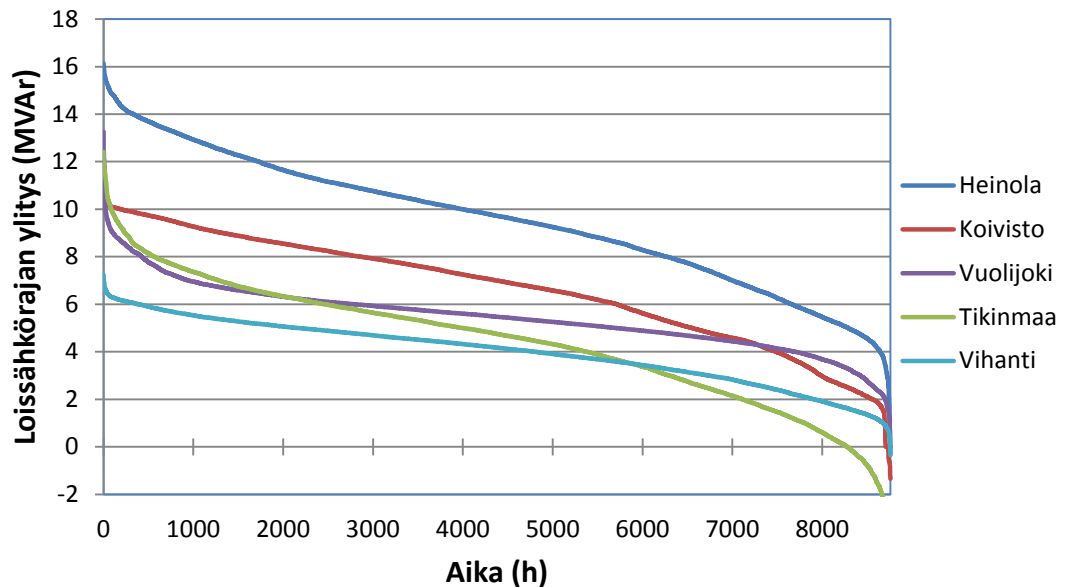
Työssä tarkastellaan tarkemmin kymmentä liittymispistettä, joiden perusteella suositellaan Elenian sähköverkolle yleinen kompensointistrategia ja suunnitelmat lyhyelle aikavälille. Nämä kymmenen valittua liittymispistettä muodostavat tällä hetkellä yli 80 % kaikista tulevista ylityskustannuksista ja jännitteet ovat jo paikoin nousussa, joten näitä liittymispisteitä tulee tutkia tarkemmin. Taulukkoon 4 on koottu näiden kymmenen liittymispisteen loistehoylitysten lukumäärät ja suurimmat loistehoylitykset. Loismaksujen laskennassa on käytetty kantaverkkosopimuksen 2016 mukaisia ehtoja ja 50 suurimman loistehoylityksen lievennystä.

Taulukko 4. Tarkasteltavien liittymispisteiden otto- ja antorajojen ylitykset vuonna 2014–2015 ja ylitysmaksut uudella loistehoinnoittelulla

Liittymispisteen nimi	Otto	Anto					Yhteensä (€)	
	Otto yhteensä	Lukumäärä	Suurin ylitys (MVA _r)	Ylitysenergiaosuus	Tehomaksun osuus	Energiamaksun osuus		Anto yhteensä
Heinola	0 %	8 132	12,3	23 %	31 %	69 %	100 %	23 %
Koivisto	0 %	8 081	8,5	18 %	30 %	70 %	100 %	17 %
Vanaja	0 %	7 927	11,1	17 %	32 %	68 %	100 %	17 %
Vuolijoki	0 %	8 146	7,9	15 %	29 %	71 %	100 %	15 %
Vihanti	0 %	7 929	4,9	9 %	32 %	68 %	100 %	9 %
Forssa	0 %	7 329	3,6	5 %	38 %	62 %	100 %	5 %
Uusnivala	0 %	4 572	4,1	4 %	46 %	54 %	100 %	5 %
Ruhala	0 %	8 010	2,1	4 %	30 %	70 %	100 %	4 %
Tikinmaa	0 %	3 129	4,7	2 %	54 %	46 %	100 %	3 %
Merijärvi	0 %	5 969	2,4	3 %	31 %	69 %	100 %	3 %
Yhteensä	0 %			100 %				100 %

Taulukosta 4 huomataan, että liittymispisteillä ei ole ongelmaa ottorajojen sisällä pysymisessä, sillä ottorajojen ylityksistä ei olisi muodostunut maksua ollenkaan tarkasteluajanjaksolla 2014–2015. Antorajan ylityksistä on kuitenkin muodostunut huomattavia summia, yksistään jo Heinolan liittymispisteessä. Maksuista 68 % on muodostunut energiamaksujen osuudesta ja loput tehomaksuista. Energiamaksujen osuudesta ja ylitysten lukumäärästä voidaan myös päätellä, että ylitykset eivät ole satunnaisia, vaan liittymispisteissä antoraja ylitetään jatkuvasti.

Todellisuudessa loisikkunoita ylitetään vielä huomattavasti enemmän, sillä taulukossa 4 on joka kuukauden 50 suurinta ylitystä poistettu. Kuvassa 9 on esitetty viiden liittymispisteen pysyvyyskäyrät, joista nähdään kuinka tasainen loistehorajojen ylitysten vaihtelu on. Kuvaajissa on koko vuoden 8760 mittaustuntia laitettu suuruusjärjestykseen eli lievennyksiä ei ole otettu huomioon. Mitä jyrkempi kuvaaja on, sitä suurempi vaihtelu ylityksillä on. Kuvaajasta nähdään myös helposti, kuinka kauan tietty loistehon arvo on vuodesta ylitettynä.



Kuva 9. Pysyvyyskäyrät liittymispisteiden loistehorajojen ylityksistä

Pysyvyyskäyristä huomataan helposti, että esimerkiksi Heinolan liittymispisteessä ylitetään loissähkörajat yli 10 MVar:lla noin 4000 tuntia vuodessa ja yli 6 MVar ylityksiä on jopa lähemmäs 8000 tuntia vuodessa. Käyristä huomataan myös, että satunnaisia suurempia ylityksiä on jonkin verran liittymispisteissä, sillä ylitykset lähtevät melko jyrkkään laskuun heti kuvaajien alussa. Tämän jälkeen käyrät tasoittuvat loivemmiksi. Pysyvyyskäyrien muoto näyttäisi olevan loivempi, mitä enemmän maakaapelia liittymispisteeseen on asennettu. Tämä johtuu siitä, että ilmajohtojen loistehon tuotanto ja kulutus vaihtelee enemmän verrattuna maakaapeleihin. Taulukkoon 5 on vielä koottu yhteen tarkemmat luvut, kuinka paljon lievennyksen 50 ylitystä vaikuttavat vuositason suurimpaan ylitystehoon ja -energiaan.

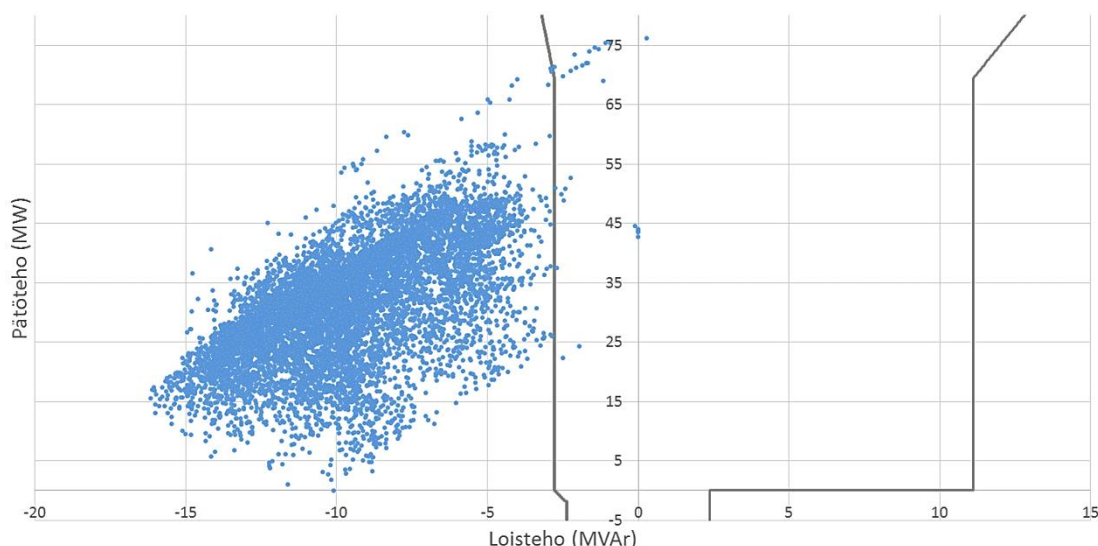
Taulukko 5. Liittymispisteiden otto- ja antorajojen ylitykset ilman lievennyksiä ja laskutettavat ylitykset

Liittymis- piste	Ylitykset			Laskutettavat ylitykset		
	Lukumäärä	Suurin ylitys (MVar)	Ylitys- energia (MVarh)	Lukumäärä	Suurin ylitys (MVar)	Ylitys- energia (MVarh)
Heinola	8 732	16,0	100 %	8 132	12,3	90 %
Koivisto	8 682	10,9	100 %	8 081	8,5	90 %
Vanaja	8 527	16,0	100 %	7 927	11,1	89 %
Vuolijoki	8 747	13,2	100 %	8 146	7,9	90 %
Vihanti	8 529	7,4	100 %	7 929	4,9	89 %
Forssa	7 931	6,5	100 %	7 329	3,6	86 %
Uusnivala	5 183	6,9	100 %	4 572	4,1	81 %
Ruhala	8 616	2,7	100 %	8 010	2,1	90 %
Tikinmaa	3 729	12,4	100 %	3 129	4,7	74 %
Merijärvi	6 532	4,0	100 %	5 969	2,4	89 %

Lievennykset ja 600 pahimman ylitystunnin poisto vuositasolla vaikuttaa merkittävästi teho- ja energiaosuuksiin. Jo pelkästään loisenergiamaksuja olisi tullut vuodessa noin kymmenen prosenttia enemmän ilman lievennyksiä. Teho-osuuteen lievennykset vaikuttavat vielä enemmän, koska tehomaksun laskutus perustuu joka kuukauden suurimpaan ylitykseen. Lievennykset auttavat verkkoyhtiöitä kompensoimaan liittymispisteitä järkevämmiin, sillä poikkeavia sekä tilapäisiä loisikkunan ylityksiä ei tarvitse huomioida kompensoinnissa. Esimerkiksi Tikinmaan liittymispisteen ylitykset ovat hyvä esimerkki poikkeavista ylityksistä. Liittymispisteen suurin ylitys on ollut 12,4 MVAR:a, mutta suurin laskutettava tehonylitys on ollut taas 4,7 MVAR:a. Ero suurimman ylityksen ja laskutettavan ylityksen välillä on niin suuri, että se vaikuttaa jo merkittävästi loistehon kompensoinnin investointeihin.

Kantaverkkosopimuksen mukaisesti uudet hinnoitteluperiaatteet ja loismaksut otetaan käyttöön asteittain vuosina 2016–2019. Vuonna 2016 ei peritä maksuja loistehoikkunan ylityksistä, mutta vuosina 2017 ja 2018 peritään lievennetyt tehomaksut. Näiden kymmenen liittymispisteen kannalta siirtymäaika vaikuttaa vain noin kolmasosaan kokonaismaksuista, koska energiamaksua peritään jo vuodesta 2017 alkaen täydellä hinnalla.

Taulukoista voidaan huomata, että viidessä ensimmäisessä liittymispisteessä ylitykset ja loismaksut ovat jo tällä hetkellä suuria. Erityisesti Heinolan liittymispisteessä loistehon tuotanto on merkittävää. Kuvassa 10 on kuvattu Heinolan kytkinaseman loissähköikkuna ja sen ylitykset. Vaaka-akseli kuvaa loistehon siirtoa ja pystyakseli pätötehon siirtoa liittymispisteessä. Yksi sininen piste tarkoittaa yhtä loistehon mittaustuntia ja ikkunassa on kaikki vuoden loistehomittaustunnit. Kuvasta nähdään, että lähes kaikki vuoden mittaustunnit ovat Fingridin määrittämän loissähköikkunan ulkopuolella. Suurimmat ylitykset ovat noin 16 MVAR:n luokkaa, joten loistehon kompensoinnille on jo taloudellisen hyödyn lisäksi myös teknisesti tarvetta, koska näin suuret loistehon siirrot alkavat näkyä jo verkon jännitteissä ja siirtokapasiteetissa. Heinola on tällä hetkellä loistehotasapainon kannalta kriittisin liittymispiste ja sen tilannetta käydään tarkemmin läpi myöhemmissä kappaleissa.



Kuva 10. Heinolan kytkinaseman loissähköikkuna 2014–2015

4.2 Loistehon kompensointi tulevaisuudessa

Loistehon tuotanto kasvaa Elenian sähköverkossa keskimäärin noin 20–30 MVar vuodessa aina vuoteen 2028 asti, jolloin noin 70 % Elenian sähköverkosta on maakaapeloitu. Pääasiassa loistehon tuotannon kasvu johtuu maakaapeleista, mutta tuotantoon voi vaikuttaa myös tulevaisuudessa muut tekijät, kuten pientuotannon ja sähköautojen yleistyminen.

Edellisvuosien ja tulevien vuosien kaapeloinneista voidaan tehdä oletus, että keskimäärin noin 5 % ilmajohdoista korvataan uusilla maakaapeleilla vuodessa. Keskijänniteverkkoon tulee vuosittain siis lisää maakaapelia noin 800 – 1200 kilometriä vuodessa. Elenian käyttämät kaapelit tuottavat loistehoa keskimäärin 30 kVAr/km, joten näiden oletusten perusteella voidaan karkeasti laskea, kuinka paljon loisteho ja loismaksut tulevat kehittymään tulevina vuosina. Näiden avulla on saatu laskettua karkea arvio loistehomaksujen kehittymisestä, mikäli kompensointiin ei reagoitaisi mitenkään. Taulukossa 6 on esitetty arvioidut tulokset.

Taulukko 6. Arvio vuosittaisten loistehomaksujen kehittymisestä vuodesta 2017 alkaen ilman kompensointitoimenpiteitä

	Nykytila (€)	5 vuoden kuluttua (€)	10 vuoden kuluttua (€)
Loistehon otto	10 000	60 000	100 000
Loistehon anto	2 300 000	6 740 000	12 300 000
Yhteensä	2 310 000	6 800 000	12 400 000

Kuten taulukon tuloksista huomataan, tulisivat vuosittaiset loistehomaksut kasvamaan Elenian jakeluverkossa suuresti, mikäli loistehoa ei kompensoitaisi. Kompensoinnille

on siis taloudellisesti selvä tarve nykyisellä loistehohinnoittelulla ja verkkoyhtiöiden kannattaa kompensoida tuottamansa loisteho.

Loistehon otto kantaverkosta ei tule näillä näkymin muuttumaan merkittävästi tulevaisuudessa. Seuraavien vuosien ottorajojen ylitysmaksut johtuvat lähinnä kompensointilaitteiden säädöstä ja poikkeuksellisista huippukuormituksista, jotka voivat aiheuttaa ajoittain ottorajan ylityksiä. Investointeja ei tarvita loistehon ottoon, sillä viime vuosina on lähinnä otettu pois käytöstä aikaisemmin käytössä olleita kondensaattoreita. Loistehon anto taas näyttää kasvavan lähivuosina tasaisesti, kun säävarmaa verkkoa rakennetaan. Pääasiallisena syynä loistehon kasvuun on kaapeleiden loistehontuotanto.

4.2.1 Maakaapelointiasteen kasvun vaikutukset

Työn tarkoituksena on tehdä koko verkolle tarkempi lyhyen aikavälin kompensointisuunnitelma, jolloin tarvitaan arviota myös liittymispisteiden loistehon määrästä tulevaisuudessa. Tarkkaa arviota loistehon kehittymiselle on vaikea määrittellä, sillä säävarman verkon rakennusaikatauluja ei tiedetä kuin seuraavalle vuodelle. Rakennusohjelmat tiedetään vuosille 2016 ja 2017, joten näiden perusteella voidaan tehdä tarkempaa arviota, miten loistehon tuotanto tulee kehittymään liittymispisteissä seuraavan kahden vuoden aikana.

Vuodesta 2018 eteenpäin loistehon tuotantoa voidaan arvioida liittymispisteiden takana olevien ilmajohtomäärien perusteella. Arviossa otetaan huomioon vain alueet, jotka tiedetään varmasti kaapeloitavan jossain vaiheessa tulevaisuutta, kuten taajama-alueet ja suuritehoiset runkojohdot. Mukaan arviointiin ei oteta pienitehoisia johtoja ja haaroja, joita voidaan kuitenkin maakaapeloida projektien yhteydessä. Kun tiedetään arvio liittymispisteen korvattavasta johtomäärästä, voidaan kaapelin keskimääräisen loistehotuotannon avulla arvioida tulevaisuuden loistehotasapainoa. Elenian verkkoon 2016 ja 2017 vuosina asennettavien kaapelityyppien ja -määrien perusteella maakaapelit tuottavat loistehoa noin 30 kVAr/km, jota on myös käytetty arvona vuosien 2016 – 2023 loisteholisäyslaskelmissa.

Taulukkoon 7 on laskettu arviota, miten loistehon tuotanto tulee kasvamaan tulevina vuosina perustuen liittymispisteen sähköasemien ilmajohtomääriin, keskimääräiseen kaapelin loistehotuotantoon, ilmajohtojen aluejakoon sekä kaapelointiprojektien kaapelimääriin ja -tyyppeihin.

Taulukko 7. *Liittymispisteiden loistehonkasvu vuosina 2016 ja 2017*

Liittymispiste	Q lisäys 2016 (MVAr)	Q lisäys 2017 (MVAr)	Yhteensä Q 2016–2017 (MVAr)	Loistehon lisäys 2016–2023 (MVAr)
Heinola	1,8	1,8	3,6	6,2
Koivisto	0,7	2,6	3,3	12,6
Vanaja	1,4	1,7	3,1	8,6
Vuolijoki	0,0	0,8	0,8	1,8
Vihanti	0,7	0,9	1,6	5,0
Forssa	1,1	1,6	2,6	3,1
Uusnivala	1,3	0,3	1,5	8,1
Ruhala	0,3	0,6	0,9	2,9
Tikinmaa	1,1	1,1	2,2	10,2
Merijärvi	0,6	1,1	1,7	1,8

Tarkasteltavien kymmenen liittymispisteen lisäksi myös kaikille lopuille Elenian liittymispisteille on laskettu vastaavat arviot loistehon lisäyksestä tulevien vuosien aikana. Lopuille liittymispisteille tehdyt laskelmat ovat liitteenä työn lopussa olevassa kompensointisuunnitelmassa.

Loistehon tuotanto tulee siis selvästi vielä kasvamaan seuraavien vuosien aikana, kun taajama-alueita sekä suuri- ja keskitehoisia johtoja maakaapeloidaan. Arvioissa täytyy kuitenkin ottaa huomioon, että koska tarkkaa rakennusohjelmaa ei tiedetä etukäteen, voidaan arvioita pitää vain suuntaa antavina. Kuitenkin ilmajohtomääriin perustuvasta arvioinnista nähdään oikeaa suuruusluokkaa, mihin liittymispisteen tilanne tulee mahdollisesti tulevaisuudessa kehittymään, vaikka tarkkaa ajankohtaa lisäykselle ei osata määrittää.

5. LOISTEHON KOMPENSOINTIVAIHTOEHDOT

Loistehoa voidaan kompensoida monella eri tapaa ja vaihtoehtojen kannattavuus riippuu aina vallitsevasta tilanteesta. Kappaleessa esitellään eri kompensointilaitteet sekä kompensointistrategiat, joita voidaan verkossa toteuttaa. Tässä luvussa keskitytään ainoastaan kapasitiivisen loistehon kompensointiin, koska tulevaisuudessa kaapelit tuottavat huomattavan määrän loistehoa verkkoon eikä induktiivisen loistehon kompensoinnille ole toistaiseksi tarvetta.

5.1 Kompensointilaitteistot

Kompensointistrategiaa ja laitehankintoja suunniteltaessa tulee ottaa huomioon kustannusten rinnalla tekniset ominaisuudet ja ympäristöasiat. Verkon perustietojen lisäksi kompensoinnin valinnassa tulee ottaa huomioon seuraavia asioita:

- Loistehon suuruus
- Jännitetaso
- Laitteen säätötapa
- Kytkentätapa
- Tulevaisuuden kompensointitarve
- Kustannukset
- Sijoituspaikka ja tilantarve
- Asemalaajennukset
- Ympäristöolosuhteet ja jäähdytys
- Sähköiset ja mekaaniset resonanssi-ilmiöt
- Meluhaitat
- Laitteen omat häviöt
- Huoltokulut

Perinteisiä kompensointilaitteistoja löytyy markkinoilta monenlaisia ja suurimmat erot tulevat laitteen jännitetasosta, nimellistehosta ja säätötavasta. Kompensointia voidaan suorittaa myös uusilla nopeasäätöisillä laitteilla tai hyödyntää voimalaitosten tuottamaa induktiivista loistehoa. Seuraavissa kappaleissa esitellään yleisimmät vaihtoehdot kapasitiivisen loistehon kompensointiin.

5.1.1 Reaktorit

Reaktorit ovat suuria keloja, joita käytetään kompensoimaan kapasitiivista loistehoa suurjännitteisissä tai keskijännitteisissä sähköverkoissa. Reaktoreissa on suuri rautasydän ja ne ovat rakenteeltaan muuntajien kaltaisia, suurimpana yksittäisenä erona muuntajiin verrattuna ovat ilmapääläisten sijainnit. Maadoitettuna ne voivat myös kompensoida maasulkuvirtaa, mutta tällöin täytyy huomioida mahdolliset suojausongelmat. Reaktorit asennetaan tilantarpeen vuoksi sähköasemien yhteyteen linjan alkuun tai loppuun. Etuna linjan loppupäähän asennettuna on, että jännite-erot vähentyvät linjojen päiden välillä. Reaktorit voivat pitää rakenteesta riippuen jopa 80–90 desibelin äänen toimiessaan ja niiden ympäröivät magneettikentät voivat olla suuria, jonka vuoksi niiden sijoittamisessa täytyy ottaa huomioon ympäristöolosuhteet.

Jakeluverkkoyhtiön kannalta olennaisimmat reaktorit ovat 110 kV:n ja 20 kV:n jännitetasoille suunnitellut reaktorit. Molemmille jännitetasoille on erikokoisia reaktoreita tarjolla. Reaktorin kuluttaman loistehon määrä saadaan yhtälön 8 avulla [10].

$$Q_r = \left(\frac{U}{U_r}\right)^2 * Q_m \quad (8)$$

Missä

Q_r on reaktorin kuluttama loisteho (MVA_r)

U on verkon jännite (kV)

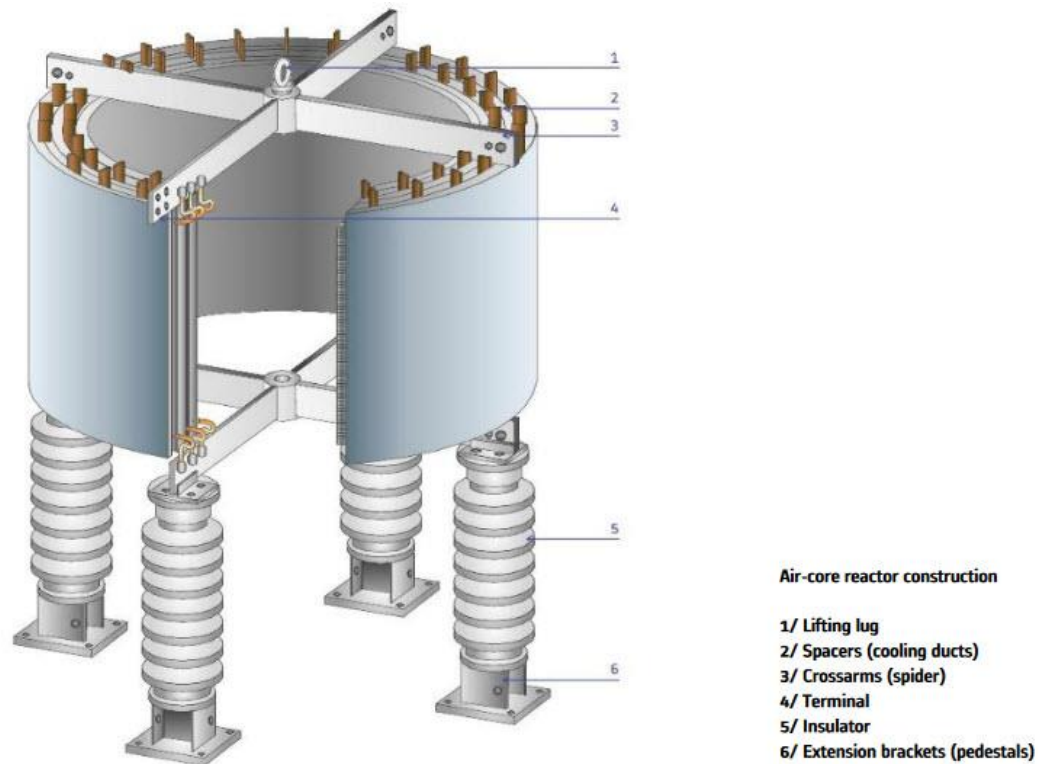
U_r on reaktorin mitoitusjännite (kV)

Q_m on reaktorin mitoitusloisteho (MVA_r)

Perinteisellä tekniikalla varustetut reaktorit eivät ole säädettävissä jännitteellisinä, joten reaktorit toimivat yleensä nimellistehollaan koko ajan. Tarjolla on myös väliottokytkimillä tai käämikytkimillä varustettuja reaktoreita, joita pystytään säätämään jännitteellisinä tai jännitteettöminä. Tapauskohtaisesti liittymispisteissä tuleekin mitoittaa loistehon kompensointi mahdollisimman hyvin tai investoida reaktorin säätömahdollisuuksiin.

110 kV:n alueverkkoon liitettävien reaktoreiden kokoluokat vaihtelevat 10–40 MVA_r:n välillä. Suurempien reaktoreiden hyötynä on niiden suuri kompensointikyky sekä kustannustehokkuus. Yhdellä laitteistolla saadaan huomattava määrä loistehoa kompensoitua, jolloin oikein mitoitettuna saadaan koko liittymispisteen loisteho kompensoitua. Markkinoilla on tarjolla sekä kiinteitä että säädettäviä reaktoreita kaikista kokoluokista. Haittapuolena suurilla reaktoreilla on sen aiheuttamat häviöt ja päämuuntajien kuormitus. Elenian sähköverkossa maaseutulähtöjen päämuuntajat voivat olla pienen kokoisia, jonka vuoksi 110 kV:n verkossa kulutettu loisteho vie huomattavan määrän kapasiteettia päämuuntajilta ja voi aiheuttaa muuntajien enneaikaista ikääntymistä.

Keskitettyyn kompensointiin tarkoitettujen 20 kV:n reaktorien tehot vaihtelevat 0,5–5 MVAR:n välillä ja pääasiassa reaktorit ovat kiinteitä, mutta myös säädettäviä on tullut markkinoille. 20 kV:n reaktoreita on ilmaeristeisiä sekä öljyeristeisiä, jotka eroavat asennus- ja huoltovaatimuksiltaan toisistaan. Tilantarpeen, äänekkyuden ja suuren lämpenemän vuoksi reaktorit asennetaan sähkö- tai kytkinasemille. Kokoluokaltaan 20 kV:n reaktorit vastaavat muuntajia, jonka vuoksi ne tarvitsevat oman tontin asemilta. Reaktori vaatii myös katkaisijälähdön asemalta, mikä voi vaatia asemalaajennuksia sähköasemilla.



Kuva 11. Ilmasydäminen reaktori. [11]

Markkinoilla on myös jännitteellisinä säädettäviä 20 kV:n reaktoreita, joiden tehoa voidaan säätää portaattomasti DC-magnetoinnin avulla. Tehonsäätö voidaan asettaa toimivan esimerkiksi tehokertoimen mukaan, jolloin tehokertoimen muuttuessa myös laitteen kompensointiteho muuttuu. Säädettävien 20 kV:n reaktoreiden etuna on nopean säädettävyyden lisäksi niiden pätötehohäviöiden määrä verrattuna kiinteisiin reaktoreihin, sillä niiden kompensointiteho määräytyy aina tilanteen mukaan ja samalla häviöt pienenevät.

5.1.2 Kuristimet

Jakeluverkon kuristimet ovat pienempiä kapasitiivisen loistehon kompensointilaitteita ja niiden teho markkinoilla on tyypillisesti noin 200 kVAR. Kuristimia käytetään hajautetussa kompensoinnissa keskijänniteverkon varrella. Kuristimet ovat kooltaan jakelumuuntajien kokoisia ja ne vaativat oman muuntamokopin. Muuntamokoppia ei

pysty käyttämään muuhun jakeluun samalla, joten kuristimet sopivat kohteisiin, joissa on tilaa jo uusille kuristimille sekä loistehon kompensointitarve on pientä. Kuvassa 12 on esitetty öljyeristeinen kuristin, jolla voidaan myös loistehon lisäksi kompensoida maasulkuvirtaa. 1–3 MVar öljyeristeiset reaktorit ovat ulkonäöltään hyvin samankaltaisia kuin öljyeristeiset kuristimet, mutta ne ovat vain fyysisesti suurempia.



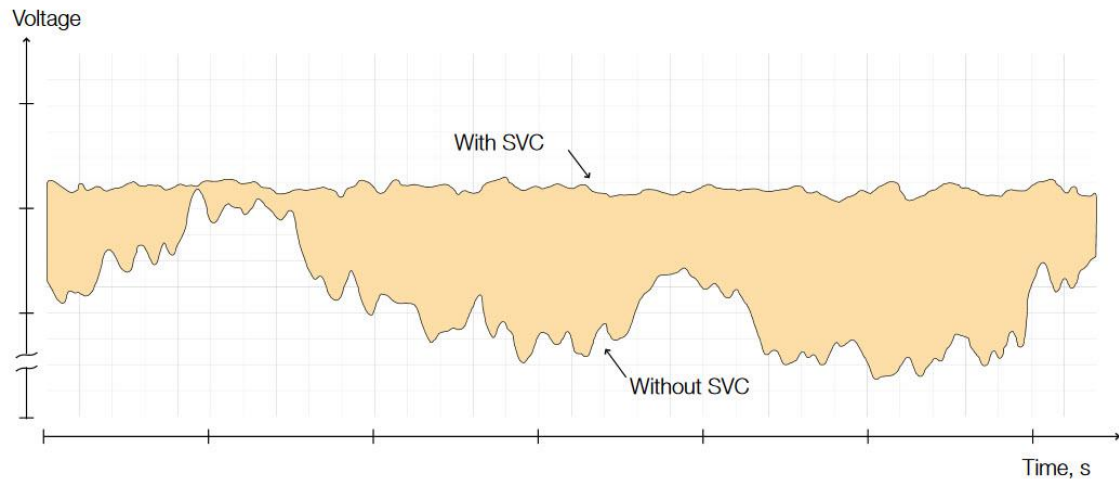
Kuva 12. Öljyeristeinen 173 kVAr kuristin [12]

Markkinoille on tullut uutena vaihtoehtona myös öljyeristeinen kuristimen ja muuntajan yhdistelmälaite, jossa samassa laitteessa on jakelumuuntaja sekä 200 kVAr rinnakkaiskuristin. Samalla laitteella voidaan myös halutessaan kompensoida maasulkuvirtaa. Tarvittaessa kuristin voidaan ottaa pois käytöstä, sillä laite sisältää on-off-kytkimen kuristimelle. Muuntaja-kuristin on hieman isompi kuin normaali jakelumuuntaja, joten se tarvitsee mahdollisesti normaalia isomman muuntamokopin. Muuntaja-kuristimen hyöty on ehdottomasti sen yhdistetyssä rakenteessa ja mahdollisuudessa kompensoida loistehoa paikallisesti. Säävarman verkon rakentamisen yhteydessä muuntaja-kuristimet voivat olla potentiaalisia vaihtoehtoja.

5.1.3 SVC

Static Var Compensator (SVC) on staattinen loistehon kompensointilaitteisto, joka kuuluu FACTS-laitteisiin (Flexible AC Transmission System). SVC pystyy nopeasti reagoimaan jännitteen sekä loistehon muutoksiin ja stabiloimaan verkon jännitteen halutulle tasolle. Sen avulla pystytään tuottamaan ja kuluttamaan loistehoa sekä suodattamaan yliaaltoja. Kompensaattorin toiminta perustuu tehoelektroniikkakomponenttien hyödyntämiseen laitteen tehon säätelyssä. SVC muodostuu reaktoreista, kondensaattoreista, ohjauslaitteista ja tyristoreista. Laite seuraa tarkasti verkon kuormitusta ja jännitettä, säääten loistehon kulutusta tai tuotantoa

verkon muutosten mukana. Nopean reagoinnin vuoksi myös verkon siirtokapasiteetti pysyy korkeana ja sähkön laatu hyvänä. Kuvasta 13 selviää, kuinka paljon SVC:n asentaminen voi vaikuttaa jännitteen stabilointiin, mikäli jännitteenvaihtelut ovat suuria. [13]



Kuva 13. SVC:n vaikutus jännitevaihteluihin. [13]

Sähköasemilla kuitenkin jännitteen vaihtelut ovat hyvin pieniä, mikäli syöttävä verkko on normaalin vahvuinen, eikä tällöin SVC:n nopeasta reagoinnista saada vastaavaa hyötyä kuin esimerkiksi suurissa tehtaissa. Laitteen hyödyt tulevat parhaiten esiin jakeluverkossa, kun päämuuntajan takana on kuormaa tai tuotantoa, joka heiluttaa aseman jännitettä voimakkaasti ja nopeammin mitä käänimykkin ennättää korjata. Muissa tapauksissa laitteen hyödyt jäävät jakeluverkossa hyvin pieniksi.

SVC on erittäin potentiaalinen vaihtoehto kohteisiin, joissa loistehon kompensoinnin lisäksi täytyy ottaa huomioon jännitteen laatu, siirtokapasiteetti ja nopean reagoinnin mahdollisuus. Se sopii kohteisiin, joissa sähkön laadun täytyy pysyä korkeana ja nopeaa reagointia tarvitaan. Esimerkiksi tuulipuistoihin SVC on hyvä vaihtoehto, koska tuulipuiston toiminnan kannalta on tärkeää jännitteen stabilointi ja loistehon säätö, jotta tuulipuisto täyttää verkon liittymisehdot. Tällöinkin laitteen hankinta on tuulipuiston omistajan vastuulla eikä verkkoyhtiön.

SVC:n suurin haittapuoli on sen hankintakustannus verrattuna muihin kompensointiratkaisuihin. Haittapuolina voivat myös laitteella olla elinkaarikustannukset ja käyttöikä. Tällä hetkellä jakeluverkon loistehon kompensointiin laitteen kustannukset ovat liian suuret suhteessa saatuihin hyötyihin, joten laitetta ei oteta tässä työssä mukaan kustannus-hyötyanalyysiin yleiseksi vaihtoehdoksi. Tulevaisuudessa SVC voi olla erittäin potentiaalinen vaihtoehto eri vuodenaikojen kuormitustilanteisiin, mikäli laitteen hankintakustannus halventuu suhteessa perinteisiin reaktoreihin.

5.1.4 Voimalaitokset

Jakeluverkkoihin tai alueverkkoihin liittyneet voimalaitokset voivat toimia myös kompensointivaihtoehtona, sillä ne voivat kuluttaa tai tuottaa loistehoa, mikäli voimalaitokset eivät kompensoi loistehoaan paikallisesti. Voimalaitosten generaattoreiden loistehotuotantoa voidaan säätää muuttamalla generaattoreiden magnetointia ali- tai ylimagnetoiduksi. Verkkoyhtiö voi sopia loistehon tuotannosta tai kulutuksesta voimalaitosten kanssa keskenään, jolloin molemmat osapuolet voivat hyötyä tilanteesta. Magnetoinnin muutokset kuitenkin vaikuttavat pätötehon siirtoon sekä häviöihin, joten yleensä voimalaitokset pyrkivät pitämään magnetoinnin voimalaitoksen kannalta edullisessa asennossa. Voimalaitosten hyötyjä ja haittoja kompensointitapana käydään tarkemmin läpi kappaleessa 5.2.3. [14]

5.1.5 Käytössä olevat laitteistot

Elenian sähköverkossa liiallinen loistehon tuotanto on tullut vasta lähivuosina ongelmaksi, jonka vuoksi kapasitiivista loistehoa ei ole vielä paljoa ehditty kompensoimaan. Tällä hetkellä Elenian verkkoon on asennettu vain muutama reaktori ja kuristin, joten kapasitiivisen loistehon kompensointiin tarkoitetuista laitteista ei ole vielä saatu paljoa kokemusta. Näiden muutamien laitteiden pohjalta Elenia on kuitenkin saanut jo arvokasta kokemusta, mitä asioita täytyy ottaa huomioon laitevalinnassa ja asennuksessa. Laitteet ovat lähtökohtaisesti koko ajan päällä nimellistehollaan ja kuumenevat huomattavasti, jonka vuoksi jäähdytykseen täytyy panostaa. Laitteiden kuumentumisen takia reaktorit olisi hyvä asentaa ulos ja laitteeseen tulisi olla mahdollisuus tarvittaessa vielä liittää erillinen jäähdytyslaitteisto. Öljyeristeiset reaktorit voivat olla myös äänekkäitä, jonka vuoksi sijoitusympäristö täytyy ottaa huomioon.

5.2 Kompensointitavat

5.2.1 Keskitetty kompensointi

Keskitetyllä kompensoinnilla tarkoitetaan liittymispisteen loistehon kompensointia sähkö- tai kytkinasemilla. Reaktori voidaan asentaa 110/20 kV:n sähköaseman ala- tai yläjännitepuolelle, riippuen kompensoitavan loistehon määrästä, säätötavasta ja verkon tilasta. 20 kV:n puolelle asennettaessa saadaan laskettua päämuuntajan häviöitä ja parannettua siirtokapasiteettia, mutta 110 kV:n puolella taas saadaan yhdellä laitteistolla kompensoitua monenkertaisesti enemmän loistehoa kuin 20 kV:n verkossa.

Keskitetyn kompensoinnin etuna on suurten kompensointilaitteiden tuoma kustannustehokkuus, koska yhdellä laitteella voidaan saada suurin osa loistehosta kompensoitua. Mikäli loistehon tuotanto vaihtelee liittymispisteellä suuresti, voidaan kiinteän reaktorin sijaan investoida kalliimpaan säädettävään reaktoriin, jolloin voidaan

mitoittaa reaktorin kompensointiteho aina tilanteen mukaan. Säädetävällä yksiköllä voidaan myös varautua helpommin tulevaisuuden tarpeisiin hankkimalla kerralla suuremman kokoluokan reaktori. Aluksi reaktoria voidaan käyttää pienemmällä kompensointiteholla, mutta kaapelointiasteen ja loistehotuotannon kasvun myötä voidaan kytkeä reaktoriin lisää tehoa väliottokytkimellä, jolloin uusia laitehankintoja ei tarvita.

Keskitetyn kompensoinnin haittapuolia ovat tilantarve, mahdolliset asemalaajennukset, jännitetasosta riippuen verkon kuormitettavuus ja loistehon kompensointi kaukana sen syntypaikasta. 110 kV:n reaktorit kuormittavat päämuuntajaa, jolloin siirtokapasiteetti pienenee, muuntajan häviöt kasvavat ja se voi ikääntyä nopeammin. Keskitetystä kompensoinnista myös ongelmaksi voi muodostua pitkillä lähdöillä aikaisemmin mainittua Ferranti-ilmiötä, kun lähtöjen pituudet lähenevät 100 km.

Keskitetystä kompensoinnista tulee myös huomioida laitteiden aiheuttamat kytkentäilmiöt. Suuritehoisten laitteiden kytkennöistä voi syntyä verkossa haitallisia jännitemuutoksia, mitkä tulee ottaa huomioon kytkentätilanteissa. Kytkentätilanteista aiheutuvat heilahtelut voidaan estää esimerkiksi kytkemällä säädetävää kompensointilaitteita pienemmällä teholla ja sen jälkeen kasvattamalla loistehon kompensointi haluttuun tasoon asteittain. Vaihtoehtoisesti voidaan myös suuritehoista laitetta käsitellä useammassa yksikössä, jotka voidaan erikseen kytkeä verkkoon. Kuudennessa kappaleessa käsitellään kytkentäilmiöitä ja laitteiden loistehon säätöä tarkemmin.

5.2.2 Hajautettu kompensointi

Hajautetussa kompensoinnissa loistehoa kompensoidaan verkon varrella pienemmillä kompensointilaitteistoilla. Hajautetun kompensoinnin periaatteena on, että loisteho saadaan kompensoitua mahdollisimman lähellä loistehon syntypaikkaa, jolloin säästytään loistehon turhalta siirroilta verkossa ja jännitteet pysyvät tasaisina. Tällä tavoin myös verkon ja laitteistoiden siirtokapasiteetit pysyvät korkeina. Hajautettu kompensointi sopii maaseutuverkkoihin, joissa lähtöjen pituudet ovat pitkiä ja loistehoa syntyy huomattava määrä. Kaupunkiverkossa hajautettu kompensointi ei ole kannattava vaihtoehto, koska kaapelipituudet ovat lyhyitä ja kaapelit ovat yleensä hyvin kuormitettuja.

Hajautetun kompensoinnin hyötyinä ovat siirtokyvyn parantuminen, verkon häviöiden pientyminen ja jännitteen pysyminen tasaisempana. Hajautettu kompensointi on edullinen myös mahdollisten laitevikojen aikaisissa vikatilanteissa. Mikäli yksi kuristin vikaantuu, loistehon kompensoinnista ei menetetä kuin pieni osuus, jolloin vioittuneen kompensointilaitteiston korjaaminen voidaan hoitaa normaalilla aikataululla.

Haittapuolia ovat laitteiden pieni kompensointiteho ja kustannus, sillä laitteet ovat suhteessa kompensointitehoon verrattuna kalliita. Laitteita tarvitaan myös Elenian sähköverkossa todella monta, jotta loisteho saadaan kompensoitua. Laitteiden säätö voi myös olla hankalaa, mikäli loistehon tarve muuttuu esimerkiksi talviolosuhteissa, jolloin kymmeniä laitteita tarvitsee ottaa pois päältä.

Laitevaihtoehtoina hajautetussa kompensoinnissa on käyttää pelkkää kuristinta tai muuntaja-kuristinta. Kuristin asennetaan muuntajan yhteyteen hajautetusti jakeluverkkoon, lähelle loistehon syntypaikkaa. Toinen vaihtoehto on uusi muuntaja-kuristin. Laite on todettu toimivimmaksi ratkaisuksi, kun muuntaja-kuristimia asennetaan keskijänniteverkkoon noin 8–10 kilometrin välein. Tällöin saadaan tasaisesti kompensoitua kaapelin tuottama loisteho paikallisesti. Muuntaja-kuristimen etuna on sen integroitu rakenne, koska samassa laitteessa on myös muuntaja, jolloin säästetään tilantarpeessa ja tarvitaan ainoastaan yksi muuntajakoppi.

Kompensointistrategiana hajautettu kompensointi voi olla hyvä lisävaihtoehto verkon loistehon kompensoinnissa ja toimia yhdessä keskitetyn kompensoinnin kanssa. Näin saadaan hyötyä paikallisesta kompensoinnista ja jännitteitä laskettua myös verkon loppupäässä. Pelkkää hajautettua kompensointia ei voida kuitenkaan käyttää Elenian sähköverkossa, koska laitteita tarvittaisiin satoja ja kompensoinnin säätö olisi hankalaa.

5.2.3 Voimalaitokset

Maakaapeloinnin tuomat muutokset muuttavat voimalaitosten loistehokapasiteetin käyttöä, koska voimalaitosten kuluttamaa loistehoa voidaan hyödyntää maakaapeleiden tuottaman loistehon kompensoinnissa. Tällöin voivat sekä verkkoyhtiö että voimalaitoksen haltija hyötyä tilanteesta, sillä molemmat voivat säästää kompensointilaitteiden hankinnoissa.

Kompensoinnista ja sen hinnoittelusta täytyy sopia aina voimalaitoksen haltijan kanssa erikseen, joten yleistä kustannusta tälle ratkaisulle ei ole. Kuitenkin molemmat osapuolet voivat hyötyä ratkaisusta, joten joissain liittymispisteissä se voi olla edullinen kompensointiratkaisu verrattuna kompensointilaitteisiin. Loistehon kulutus kuitenkin pienentää voimaloiden pätötehon tuotantoa, mikäli voimalan kapasiteetti loppuu. Voimalan mitoitustekijät otetaan kuitenkin jo yleensä huomioon sopimusvaiheessa, joten loisteho harvemmin vie kapasiteettia pätöteholta. Mikäli loisteho vie kapasiteettia, voi verkkoyhtiö joutua maksamaan pätötehon tuotannosta menetetyistä hyödystä. Ylimääräinen loistehon kulutus voi nostaa voimalan sisäisiä häviöitä hieman, jonka vuoksi verkkoyhtiöille voi tulla maksettavaksi lisähäviöt.

Uusista energianlähteistä tuulipuistot kuluttavat ajoittain huomattavan paljon loistehoa. Modernien tuulipuistojen loistehon säätö on hallittua ja kulutettua loistehoa voidaan käyttää hyödyksi sähköverkon kapasitiivisen loistehon kompensoinnissa. Nykyaikaista

tehoelektroniikkaa hyödyntävät voimalat mahdollistavat loistehon säädön laajalla alueella, koska tuulipuistojen täytyy huolehtia jännitestabiiliudesta. Yleensä tuulivoimaloiden loistehon kulutus riippuu käytettävästä tehokertoimesta, jolloin loistehon kulutus kasvaa tuulivoiman pätötehon kasvaessa. Loistehon nimellisteho on yleensä noin 33 % voimalan nimellistehosta kaksoissyötetyissä induktiogeneraattoreissa. Loistehokapasiteetin käyttö kuitenkin riippuu verkon tilanteesta.

Moderneissa tuulivoimaloissa on myös mahdollisuus tuottaa vakiomäärä loistehoa verkkoon matalan tuulen aikaan vaikka pätötehoa ei tuotettaisi ollenkaan. Nämä ratkaisut toimivat samalla tavalla kuin tehoelektroniikkaa hyödyntävät kompensointivaihtoehdot, joissa loistehoa voidaan tuottaa tai kuluttaa annettujen säätöasetusten mukaan. Voimalat toimivat täystehotaajuusmuuttajan avulla, joka mahdollistaa tehokertoimen määrittämisen vapaasti ja pitää tuulivoimalan jännitteet halutuissa rajoissa. Pelkkää täystehotaajuusmuuttajaa ei ole taloudellisesti kannattavaa käyttää kompensoinnissa, sillä sen hinta ja häviöt ovat niin suuret, että kustannuksiltaan se ei ole kannattava vaihtoehto loistehon kompensointiin.

Tuulipuistot ovat vaihtoehto kapasitiivisen loistehon kompensoinnille, mikäli verkkoon on kytketty moderneja tuulivoimaloita, joiden loistehon kulutusta voidaan säätää. Pelkäsi kompensointivaihtoehdoksi tuulivoimaloista ei ole, mutta ne toimivat hyvänä vaihtoehtona lisäkapasiteetiksi loistehon kompensoinnille. Haittapuolena tuulivoimaloissa on, että loistehon kompensointikapasiteetti ei ole tuulivoimaloissa vakio, vaan vaihtelee pätötehon mukaan. Tämä aiheuttaa ongelmia loistehon mitoittamiseen, koska loistehokapasiteetti joudutaan mitoittamaan pahimman mahdollisen tilanteen mukaan vaikka ajoittain kapasiteettia olisikin enemmän tarjolla. Toinen huomioitava asia voimalaitosten hyödyntämisessä on niiden käyttöikä verrattuna reaktoreiden 40–50 vuoden pitoaikoihin. Mikäli halutaan kompensoinnin olevan kestävä ja helposti hallittavaa, voi voimaloiden käyttö kompensoinnissa tehdä strategiasta monimutkaisemman.

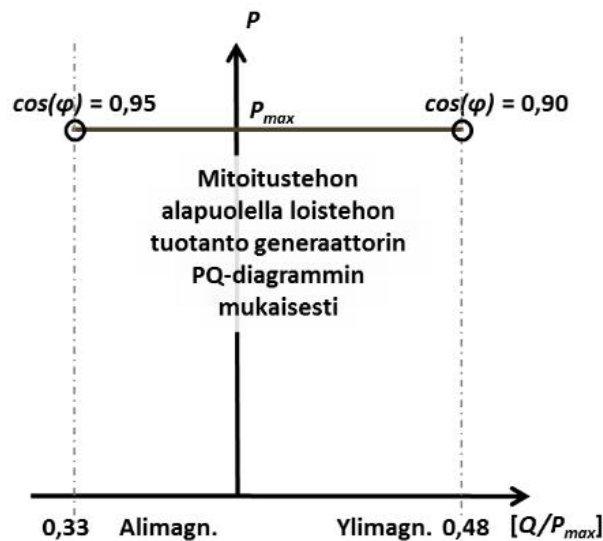
Fingrid asettaa voimalaitosten loistehokompensointiin tietyt ehdot sovellusohjeessa Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV). Voimalaitokset ovat luokiteltu teholuokkiin 1-4 niiden mitoitusasteen mukaan. Taulukkoon 8 on koottu voimalaitoksen teholuokat, niiden mitoitusasteet ja teholuokkien loistehokapasiteetit. [15]

Taulukko 8. Voimalaitosten luokittelu ja loistehokapasiteetti. [15]

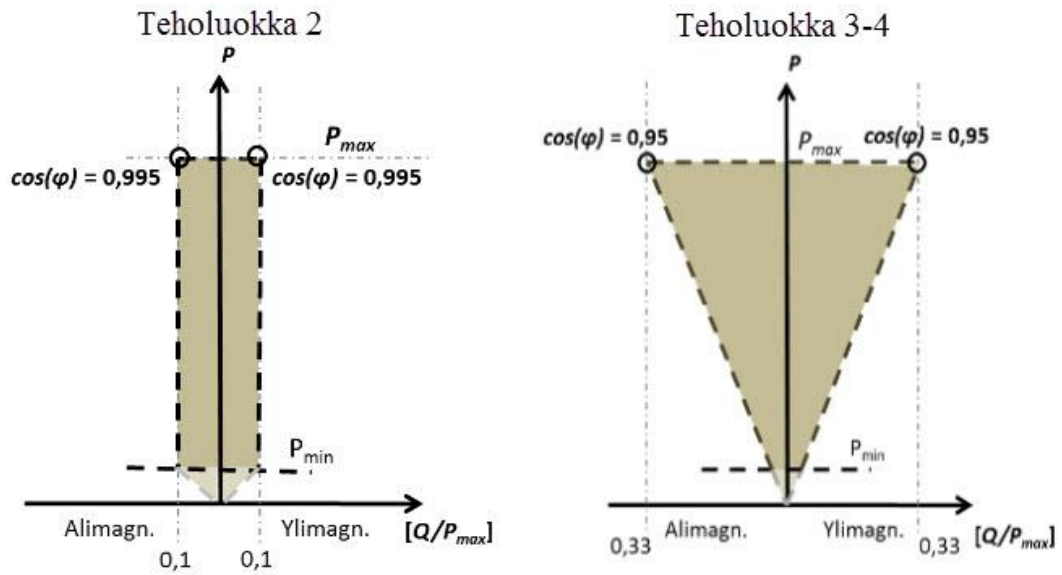
Teholuokka	Voimalaitoksen mitoitusteho P_{max} (MW)	Loistehokapasiteetti
1	$0,5 \leq P_{max} < 10$	Verkonhaltija asettaa vaatimukset
2	$10 \leq P_{max} < 25$	Voimalaitoksen generaattorien tulee nimellistehollaan P_{max} kyetä ohjaamaan tehokerrointa välillä 0,95kap–0,9ind.
3	$25 \leq P_{max} < 100$	
4	$P_{max} \geq 100$	

Teholuokan 1 voimalaitosten tapauksessa loissähkön siirrosta ja loistehokapasiteetista voi verkkonhaltija sopia keskenään voimalan haltijan kanssa, kuinka paljon loistehoa saa siirtää ja kuinka suuri loistehonvaihtelu voimalaitoksilla saa olla. Suuremmille teholuokille on omat loistehokapasiteettivaatimukset riippuen, onko kyseessä tahtikonevoimalaitos tai tuulivoimalaitos. [15]

Teholuokkien 2-4 tahtikonevoimalaitosten tulee nimellistehollaan kyetä ohjaamaan tehokerrointa välillä 0.95kap - 0.9ind. Tällöin loistehon tuotanto voi vaihdella kuvan 14 PQ-diagrammin mukaan.

**Kuva 14.** Tahtikonevoimalaitokselta vaadittava loistehokapasiteetti. [15]

Tuulivoimalaitoksille taas on annettu VJV:ssä omat loistehokapasiteettivaatimukset, teholuokan 2 ja teholuokkien 3-4 vaatimukset ovat kuvassa 15.



Kuva 15. Tuulivoimaloiden vaadittavat loistehokapasiteetit. [15]

Voimalan loistehokapasiteetti on siis käytössä muulloinkin, kun voimala toimii nimellistehollaan. Loistehokapasiteetti mitoitetaan voimalan nimellispätötehon mukaan, koska tällöin loistehokapasiteetti on pienimmillään. Tyynellä ilmalla taas loistehokapasiteetti on suurimmillaan, koska koko voimalan virtakapasiteetti voidaan käyttää loistehon tuottamiseen.

5.2.4 Netotussopimukset

Fingridin kytkinlaitoksen samassa kiskossa voi olla useampi eri liittymispiste, jolloin erikseen sovittaessa voidaan näiden liittymispisteiden loisteho- ja loisenergiamäärien nettosummasta muodostaa yhteinen loissähköikkuna. Mikäli liittymispisteet omistaa sama asiakas, voidaan netotus muodostaa ilman erillisiä sopimuksia. Jos kytkinlaitoksen samaan kiskoon liittyvien liittymispisteiden haltijat ovat eri asiakkaita ja nämä liittymispisteet halutaan netottaa, täytyy siitä tehdä Fingridin hyväksymä netotussopimus.

Edellytyksenä on, että netotustavasta tehdään erillinen Fingridin sopimusmallin mukainen netotussopimus. Sopimus tehdään asiakkaiden ja Fingridin kesken. Netotussopimuksessa määritellään, mitkä mittaukset netotetaan sekä nimetään vastuussa oleva asiakas, jolle kantaverkkosopimuksen mukaiset maksut kohdistetaan. Vastuussa oleva asiakas taas laskuttaa sopimuksen mukaisesti edelleen muita netotussopimuksen osapuolia.

Netotussopimus voi olla samassa kiskossa oleville asiakkaille kannattava vaihtoehto. Esimerkiksi tilanteessa, jossa saman kiskon toinen liittymispiste kuluttaa loistehoa 2 MVar ja toinen liittymispiste tuottaa 2 MVar, saadaan netotussopimuksella kompensoitua molempien liittymispisteiden loisteho ilman kompensointilaitteita.

Netotussopimusten haittapuolina ovat muuttuvat toimintaympäristöt, jolloin loistehon tuotanto ja kulutus eivät välttämättä pysy vuodesta toiseen vakiona. Etenekin säävarman verkon rakentaminen tuottaa tulevaisuuden sähköverkkoihin huomattavia muutoksia nopealla aikavälillä.

Netotussopimuksissa asiakkaiden loistehomaksut määritellään tapauskohtaisesti liittymispisteen tilanteesta riippuen. Yleinen lähtökohta on, että Fingridin laskuttama loistehomaksu jaetaan liittymispisteen asiakkaille loistehon siirron suhteessa. Tällöin liittymispisteen vastuussa oleva asiakas läpilaskuttaa maksut muille asiakkaille.

5.2.5 Kompensoinnin osto Fingridiltä

Uusi kantaverkkosopimus ei velvoita verkkoyhtiötä kompensoimaan tuottamaansa loistehoaan vaan sopimuksen on tarkoitus ohjata verkkoyhtiötä kompensointiin. Joissakin tapauksissa kompensointi ei ole teknis-taloudellisesti kannattavaa, mikäli kompensointilaitteen hankinnasta ei synny kustannussäästöjä. Tällöin voi olla järkevintä ostaa ylimääräinen loisteho Fingridiltä eli käytännössä maksaa loistehoikkunan ylityksistä. Verkkoyhtiön ei ole kannattavaa hankkia kalliita kompensointilaitteita, mikäli niistä saatavat hyödyt jäävät suhteessa pieniksi. Elenian jakeluverkossa pieni loissähkön siirto ei ole aiheuttanut teknisiä ongelmia, joten tarvetta loissähkön kompensointiin ei tällöin ole sähkön laadunkaan kannalta.

5.2.6 Verkkoyhtiön loistehotariffit

Loistehon kompensointia voidaan myös suorittaa verkkoyhtiön itse määrittämällä loistehotariffeilla, joilla ohjataan jakeluverkossa loistehoa tuottavia tai kuluttavia asiakkaita. Koska loistehon tuotanto on jakeluverkossa ongelmana, voidaan asiakkaita ohjata kytkemään kondensaattoreita pois käytöstä tai hinnoitella loistehon anto jakeluverkkoon kalliiksi.

Loistehoa tuottavat tai kuluttavat asiakkaat auttavat verkkoyhtiötä kompensoimaan loistehoa, jos kondensaattoreita poistetaan ja loistehon kulutus kasvaa. Loistehon anto voidaan myös hinnoitella niin kalliiksi, että asiakkaan on huomattavasti kannattavampaa kompensoida itse tuottamansa loisteho eikä maksaa siitä verkkoyhtiölle. Tässä tapauksessa kantaverkkosopimuksen loistehotariffien periaatteet siirretään myös jakeluverkon asiakkaille, jotka tuottavat liikaa loistehoa verkkoon. Käytännössä kuitenkin suurin osa loistehon tuotannosta johtuu jakeluverkon omista komponenteista eikä asiakkaista, joten verkkoyhtiön asettamista loistehotariffeista ei välttämättä suurta apua ole loistehon kompensoinnissa. Erityistapauksissa tariffit voisivat kuitenkin auttaa, jolloin kompensointilaitteita voidaan tarvita liittymispisteessä aikaisempaa vähemmän.

6. KOMPENSOINTILAITTEISTOIDEN SÄÄTÖ JA KÄYTTÖ

Kompensointilaitteiden käytössä täytyy ottaa huomioon, miten laitteita kytketään päälle, kuinka paljon loistehoa kompensoidaan ja miten kunnossapito hoidetaan. Erittymisen tärkeää on myös tarkastella kytkentäilmiöitä, sillä reaktorit ovat nimellisteholtaan suuria ja aiheuttavat jännitemuutoksia verkossa.

6.1 Kompensointilaitteiden kytkentä

Kompensointilaitteiden kytkentä voi muodostua ongelmaksi, sillä nimellisteholtaan liian suuret kompensointilaitteet aiheuttavat nopeita jännitemuutoksia. Kytkennästä aiheutuva prosentuaalinen jännitemuutos pyritään pitämään jakeluverkossa yleensä muutamassa prosentissa, jotta valojen haitallinen välkyntä estetään. Laitteen aiheuttama jännitemuutos voidaan arvioida kaavalla 9, mikäli tunnetaan syöttävän verkon oikosulkuteho S_k ja kompensointilaitteen nimellisteho Q_c . [16]

$$\Delta U = \frac{Q_c}{S_k} * 100 \% \quad (9)$$

Kaavalla 9 syntyy yksinkertaistamisen vuoksi laskentavirhettä, mutta käytännössä kaavalla päästään kuitenkin lähelle oikeaa tilannetta, jotta voidaan arvioida kytkennästä aiheutuvia jännitemuutoksia. Mikäli halutaan tarkempaa tietoa kytkennän vaikutuksista, tilannetta voidaan simuloida esimerkiksi PSCAD:llä. Tehonjako-ohjelmalla voi myös arvioida kytkennästä aiheutuvaa jatkuvuustilojen välistä jännitetasojen erotusta. Simuloinneista voi kuitenkin tulla joissakin tapauksissa melko monimutkaisia eikä välttämättä saada mallinnettua todellista kytkentätilannetta, jonka takia kaavan käyttö on yleensä yksinkertainen vaihtoehto kytkentäilmiön suuruusluokan arviointiin. Paras vaihtoehto kytkentäilmiöiden tarkasteluun on tarkastella tilannetta laskukaavojen ja simulointien kautta, jotta saadaan varmasti suuruusluokka arvioitua ja haitallisilta kytkentäilmiöiltä vältytään.

6.2 Loistehon säätö

Laitteiden kompensointitehoa täytyy myös verkossa säätää, jotta vältytään ylikompensoinnilta ja ylimääräisiltä loismaksuilta. Eri vuodenaikojen kuormitusten ja loistehotasapainojen välillä on niin suuria eroja, että kaikki reaktorit eivät voi käydä koko vuotta nimellistehollaan. Talven kulutushuippujen aikaan loistehon tuotanto on minimissään ja liittymispisteen loistehon siirto voi olla ajoittain jopa induktiivista.

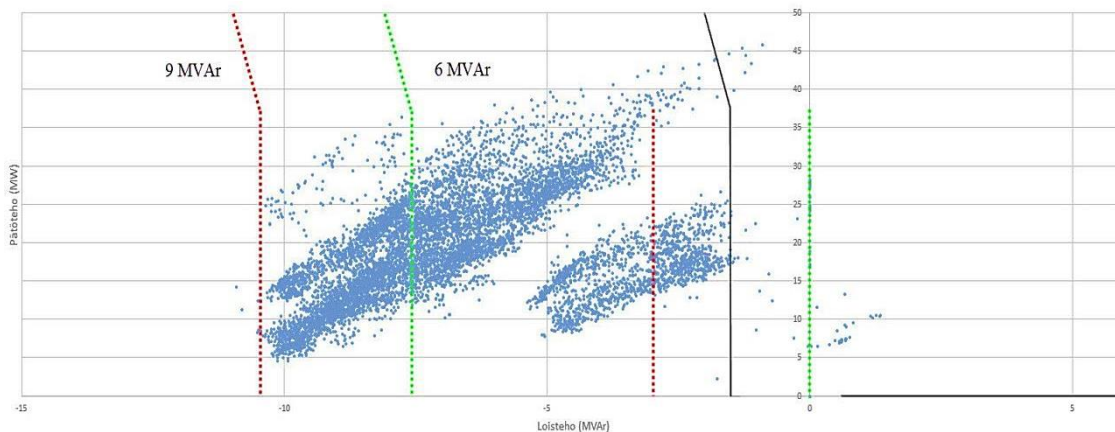
Huippukuormien aikaan reaktoreita täytyy ottaa pois käytöstä, jotta jännitteet eivät laske verkossa liian mataliksi.

Loistehon säätö täytyy toimia siten, että jännite pysyy tasaisena eikä ylimääräisiä kustannuksia synny loisrajojen ylityksistä. Säädön ei kuitenkaan täydy olla aivan optimaalista jokaisena mittaustuntina, koska käytännössä pieni loistehon siirto jakeluverkossa ei vaikuta verkon toimintaan eikä myöskään merkittäviä ylityskustannuksia synny. Liian optimaalisella säädöllä reaktoreita kytketään useammin päälle ja pois, mikä ei ole verkon toiminnan kannalta toivottavaa. Loistehon säätö täytyy hoitaa tehokkaasti kustannukset ja kytkentäilmiöt huomioiden. Voimajohto- ja sähköasemaliitynnöissä säätötavat voivat olla erilaisia, joten niitä täytyy tarkastella erikseen.

Tässä työssä tutkittavina olleita reaktoreita ei voida säätää jännitteellisenä, jonka vuoksi loistehon säätö täytyy toteuttaa kytkemällä kompensointilaitteita verkkoon tai irti verkosta. Jotta turhilta edestakaisilta kytkennöiltä vältytään, täytyy loistehon säädössä jokaiselle liittymispisteelle suunnitella kytkennöille hystereesi. Hystereesin täytyy toimia niin, että kun verkon kapasitiivinen loisteho ylittää tietyn ennalta määritetyn rajan, kompensointilaite kytketään automaattisesti päälle. Verkon loistehotilanne voi muuttua tällöin jopa hieman induktiiviseksi, mutta induktiivinen loistehorajan taas täytyy taas olla sen verran suuri, että laitetta ei pienten päivänaikaisten kuormitusvaihteluiden takia kytketä heti irti verkosta. Esimerkiksi, jos kompensointilaitteen nimellisteho on 3 MVAR, täytyy sallitun loistehoikkunan koko olla ainakin 4 MVAR, jotta yön ja päivän kuormitusvaihteluiden loistehomuutokset eivät aiheuta kytkentöjä.

6.2.1 Fingridin loistehoikkuna

Loistehon säädölle on myös taloudellisia kannustimia, koska Fingridin loistehoikkunassa laskutetaan sekä kapasitiivisen että induktiivisen rajan ylityksistä. Tilannetta havainnollistaa kuva 16, jossa on liittymispisteen loistehoikkuna merkattuna mustalla ja koko vuoden loismittaukset sinisillä pisteillä. Kompensointilaitteen asennus liittymispisteeseen ei vaikuta liittymispisteen loistehovirtauksiin, sillä kaapeleita kuormitetaan kompensointilaitteen asentamisen jälkeen samalla tavalla kuin ennenkin. Kompensointilaite kuitenkin lisää loistehon kulutusta laitteen nimellistehon verran liittymispisteen näkökulmasta, joten käytännössä kuvan 16 loistehoikkuna siirtyy vasemmalle päin laitteen tehon mukaan. Kuvaan on merkitty vihreällä, miten ikkunan paikka siirtyy suhteessa mittauksiin, mikäli liittymispisteeseen asennetaan 6 MVAR:a kompensointia. Punaisella ikkunalla on merkattu 9 MVAR kompensoinnin vaikutus.



Kuva 16. Liittymispisteen loistehoikkuna ilman kompensointia sekä 6 ja 9 MVar:n kompensoinnilla.

Mittaustulokset levittyvät niin laajalle alueelle, että kaikkea loistehoa ei saataisi kompensoitua, mikäli liittymispisteessä olisi kiinni koko vuoden vain kaksi 3 MVar reaktoria. 9 MVar:lla taas saadaan liittymispisteen antorajan ylitykset hallintaan, mutta tällöin loistehorajat ylitettäisiin ottorajojen puolelta ja liittymispiste olisi osan vuodesta ylikompensoitu. Koiviston liittymispisteessä ainakin yksi reaktori täytyisi ottaa pois käytöstä talvella, jotta koko vuoden pysyttäisiin loisrajojen sisällä ja ylimääräisiä loistehomaksuja ei syntyisi.

6.2.2 Voimajohtoliitynnät

Voimajohtoliityntöjen loistehon säädöissä on vähemmän mahdollisuuksia, koska voimajohdosta lähtevän haarajohdon takana on ainoastaan yksi sähköasema. Keskitetyssä kompensointistrategiassa tämä käytännössä tarkoittaa, että sähköaseman lisäksi vain kytkinasemilla voidaan loistehoa kompensoida ja reaktorien koko on rajoitettu kytkentäilmiöiden takia.

Voimajohtoliitynnöissä loistehon säätö voi myös poiketa kytkinlaitosliitynnöistä, koska loistehon vaihtelu ei välttämättä ole vuodenaikojen välillä niin suurta. Tämä johtuu siitä, että kaapelointiaste on usein voimajohtoliitynnöissä suhteessa suurempi kuin kytkinlaitosliitynnöissä, jolloin ilmajohtoa on vähemmän ja loistehon vaihtelu sen takia pienempää. Joissain voimajohtoliitynnöissä loistehon vaihtelu voi olla jopa niin pientä, että liittymispisteen loistehon kompensointia ei tarvitse säätää eli ottaa reaktoreita pois käytöstä ollenkaan. Asennettavat reaktorit saavat siis käydä koko vuoden nimellistehollaan verkossa.

Mikäli kompensointitehot eivät riitä voimajohtoliitynnöissä, lisäkapasiteettia ja säätövaraa saadaan hankkimalla hajautettua kompensointia tai toinen reaktori sähkö- tai kytkinasemalle. Hajautetulla kompensoinnilla voidaan kompensoida perusloistehoa, joka siirtyy aina verkossa vuodenajasta riippumatta. Tällöin vapautetaan

säätökapasiteettia keskitetyltä reaktorilta, jota voidaan säätää verkon kuormitusten mukana.

Reaktoreita täytyy ottaa välillä pois käytöstä voimajohtoliitynnöissä, joissa yksi reaktori ei riitä kompensoimaan liittymispisteen loistehon tuotantoa ja tarvitaan useampaa reaktoria tai kompensointilaitetta. Reaktoreita täytyy ottaa pois käytöstä, mikäli liittymispisteessä jännitteet laskevat induktiivisen loistehon takia tai loisikkunan ottorajat ylitetään selvästi. Lähtökohtaisesti säätö täytyy aina toteuttaa liittymispistekohtaisesti ja tarkastella tehokuvaajia, jotta osataan reaktorin säätö toteuttaa optimaalisella tavalla.

Voimajohtoliitynnöissä on järkevintä arvioida tulevaisuuden loistehontarve mahdollisimman tarkasti ja hankkia oikeankokoinen reaktori sähköasemalle. Reaktorin olisi hyvä myös olla jännitteettömänä säädettävää mallia, jolloin voidaan reaktorin tehoa lisätä tarpeen mukaan, kun kaapelia asennetaan lisää verkkoon ja loistehon tuotanto kasvaa. Tällöin voidaan esimerkiksi ensin kytkeä reaktori pienemmällä teholla asemalle, jonka jälkeen myöhemmin käydään jännitteettömänä säätämässä reaktori suuremmalle kompensointiteholle.

6.2.3 Kytkinlaitosliitynnät

Osa liittymispisteistä on liitetty Fingridin kantaverkkoon kytkinlaitosliitynnällä, joka tarkoittaa, että liittymispisteen takana voi olla Elenialla useampi sähköasema. Tällöin loistehon säätömahdollisuuksia on enemmän, sillä kompensointilaitteita voidaan sijoittaa eri sähköasemille. Kytkinlaitosliitynnöissä voi olla liittymispisteestä ja kompensointitavasta riippuen 110 ja 20 kV:n reaktoreita, hajautettua kompensointia, voimaloita tai kytkinlaitoksen muita asiakkaita.

Kytkinlaitosliitynnöissä kompensoinnin säätö voidaan toteuttaa reaaliaikaisten mittaustulosten ja erilaisten kompensointiyhdistelmien avulla. Säätö voidaan toteuttaa kuormituksen perusteella, jolloin ennalta määritetyt reaktorit otetaan automaattisesti pois käytöstä, kun kuormitus kasvaa ja kytketään takaisin päälle kuormituksen laskettua. Loistehon siirrolle asetetaan raja-arvot, jonka sisällä loistehon tulisi pysyä. 20 kV:n keskitetyssä kompensoinnissa voidaan ottaa yksitellen reaktoreita pois, kun kuormitus kasvaa tai 110 kV:n reaktoria säätää automaattisesti kuormituksen muuttuessa. Lisäkapasiteettia saadaan erikokoisista reaktoreista tai hajautetusta kompensoinnista.

Automaattisessa loistehon säädössä on tärkeää, että reaktoreiden kytkennöissä on käytössä hystereesi, jonka avulla vältetään reaktorin turhilta päälle/pois kytkennöiltä. Mikäli reaktorin kytkennälle asetetaan liian tiukat loistehorajat, voi pelkästään päivän ja yön väliset kuormanvaihtelut aiheuttaa reaktorin päälle tai pois kytkentöjä. Käytännössä se voidaan toteuttaa niin, että sallittu loistehoikkuna on selvästi suurempi kuin

kytkettävän reaktorin nimellisteho, jotta reaktorin kytkennän jälkeen liittymispisteeseen jää vielä varaa päiväkohtaisiin loistehovaihteluihin. Hystereesin lisäksi kytkennän viiveellä voidaan vaikuttaa loistehon säädön toimivuuteen, joka tarkoittaa että reaktoria ei kytketä päälle tai pois heti rajojen ylittyessä vaan määritetyn viiveen jälkeen. Viive estää hyvin turhat kytkennät ja jakeluverkon näkökulmasta kytkennän ei tarvitse olla nopeaa, koska loistehotaseet muuttuvat pitkälti vuodenaikojen mukaan.

Loisrajojen, viiveen ja reaktorin kytkentöjen lukumäärän lisäksi täytyy vielä huomioida, että reaktoreiden säätö toimii yhteen muuntajan käämikytkimen säädön kanssa. Käämikytkimellä on myös käytössä hystereesisäätö ja viive, joten kytkimen toiminta täytyy sovittaa yhteen reaktoreiden hystereesisäätöihin.

Yhtenä vaihtoehtona on myös tutkia aikaisempien vuosien tehokuvaajia, joiden perusteella suunnitellaan säädön toteutus. Käytännössä liittymispisteen yksi reaktori otettaisiin pois käytöstä tiettyä ajankohtana, esimerkiksi alkutalvesta ja kytkettäisiin takaisin verkkoon keväällä kuormitusten laskiessa. Tällöin ei tapahtuisi kuin kaksi kertaa vuodessa kytkennästä aiheutuvat jännitemuutokset. Ongelmana on, että ylityksiä tapahtuisi kuitenkin usein leutoina talvipäivinä, jonka vuoksi loismaksuja syntyisi huomattavasti enemmän kuin hystereesisäädössä.

6.3 Kunnossapito

Sähkölaitteistojen kunnossapidolla tarkoitetaan sen koko eliniän aikana tapahtuvia toimenpiteitä, jotka ylläpitävät laitteen toimintakyvyn vaadittavalla tasolla. Kunnossapito voidaan jakaa ennakoivaan ja korjaavaan kunnossapitoon, joilla molemmilla on olennainen rooli. Kunnossapidon määrä riippuu olennaisesti kompensointilaitteesta ja sen eristystavasta. Ilmaeristeiset reaktorit ovat lähes huoltovapaita, kun taas öljyeristeisissä reaktoreissa täytyy tehdä samanlaisia huoltotoimenpiteitä kuin muuntajissa.

Kunnossapidon yhteydessä on tärkeää miettiä, mitkä ovat laitteen toiminnot, miten laitteet voivat vikaantua, kuinka vakavia ovat mahdollisten vikatilanteiden seuraukset ja miten nämä vikatilanteet voidaan välttää. Kompensointilaitteiden vikatilanteissa verkon jännitteeseen voi tulla haitallisia jännitemuutoksia, mutta loismaksuja ei välttämättä kompensointilaitteiden korjaustilanteista peritä. Kuten kappaleessa 3.5.1 mainittiin, loismaksuja ei peritä korjaustilanteista, mikäli sen kesto on enintään yksi viikko yhtä tapahtumaa kohden. Kompensointilaitteen koko täytyy olla kuitenkin vähintään 0,5 MVA_r kokoinen.

6.3.1 Ennakoiva kunnossapito

Ennakoivan kunnossapidon tarkoitus on selvittää laitteiden kunto ja toiminta ennen kuin laite vikaantuu. Näillä toimenpiteillä voidaan ehkäistä vikatilanteet ja säästää

korjauskustannuksissa. Samalla laitteen elinkaarikustannukset vähentyvät, laitteen luotettavuus paranee ja käyttöikä pidentyy. Ennakoivaa kunnossapitoa voidaan suorittaa määräajoin tai laitteen kunnan mukaan, yleensä kuitenkin sähkölaitteiden ennakoiva kunnossapito toteutuu yleistarkastusten yhteydessä.

Kompensointilaitteiden tapauksissa voidaan erotella öljy- ja ilmaeristeisten laitteiden kunnossapidot keskenään, sillä ilmaeristeiset kompensointilaitteet eivät tarvitse sen yksinkertaisen rakenteen vuoksi erityistä huoltoa. Ilmaeristeisissä reaktoreissa täytyy lähinnä visuaalisten tarkastusten lisäksi huolehtia reaktorin maalipinnasta, jotta reaktori ei pääse vahingoittumaan UV-säteilystä. Molemmille reaktoreille kuitenkin täytyy tehdä suojalaitteiden toimintatarkastukset, jotta vikatilanteissa reaktori saadaan irti verkosta.

Öljyeristeisille reaktoreille täytyy suorittaa visuaalisten tarkastusten ja suojalaitteiden toimintatarkastusten lisäksi ainakin seuraavat kunnossapitotoimenpiteet:

- Öljyn laatuun liittyvät analyysit
- Tiivisteiden tarkastukset
- Jäähdytyslaitteiden toimintatarkastukset

Erityisen tärkeää on tarkistaa öljyn kunto ja mahdollisten jäähdytyslaitteiden toiminta, sillä reaktori käy koko ajan nimellistehollaan ja jäähdytyksen täytyy toimia, jotta reaktori ei kuumene liikaa ja säilyy toimintakunnossa koko laitteen pitoajan.

6.3.2 Korjaava kunnossapito

Korjaava kunnossapito voi olla suunnitelmallista vikaantuneen laitteen korjaamista tai äkillisten yllättävien vikojen korjaamista. Korjaavaa kunnossapitoa tapahtuu sähkölaitteistoissa vähän, jolloin niiden aiheuttama kustannus koko kunnossapidosta on yleensä pieni. Kompensointilaitteiden vikojen aiheuttamat seuraukset ovat suurimmassa osaa tapauksia melko pieniä, mikäli kyseessä ei ole kriittinen kohde tai 110 kV:n isompi reaktori.

Vikatapauksessa loistehoa siirtyy taas verkossa ja loistehoikkunan ylityksiä syntyy Fingridin suuntaan. Kantaverkkosopimuksessa on kuitenkin määritelty, että loissähkömaksuissa ei huomioida vikatilanteiden aikana sattuvia ylityksiä, mikäli vian kesto on kohtuullinen. Tämä on korjaustoimenpiteiden kannalta hyvä asia, sillä laitteen korjaus voi kestää, koska reaktorit eivät ole yleisiä laitteita. Kompensointilaitteiden varasosiakin voi olla vaikeaa saada nopealla aikataululla.

6.4 Heinolan kytkinasema

Kappaleessa havainnollistetaan simulointien avulla, miten reaktoreiden kytkentä muuttaa Heinolan liittymispisteen jännitteitä. Tarkoitus on selvittää reaktoreiden

kytkentäilmiöitä kolmella eri sähköasemalla, jotta varmistutaan siitä, että reaktorien kytkennät eivät aiheuta haitallisia jännitemuutoksia verkossa.

Heinolan liittymispiste on otettu työhön esimerkiksi, koska liittymispisteessä jännitteet ovat nousseet kesäoina jo hälyttävän korkeiksi ja reaktoreille on tarvetta taloudellisen hyödyn lisäksi myös sähkön laadun kannalta. Heinolan liittymispisteessä on seitsemän sähköasemaa, joista suurimmat loistehon tuotannot ovat Nuoramoisten, Hartolan ja Sysmän sähköasemilla. Tulevaisuudessa näille asemille on kytkettävä kompensointilaitteita, jotta jännitteet saadaan laskettua ja samalla loistehomaksuja kompensoitua. Tämän vuoksi simulointi suoritetaan valituilla sähköasemilla.

6.4.1 Reaktoreiden kytkentä verkkoon

Heinolan liittymispisteessä ongelmaksi muodostuvat pienikokoiset päämuuntajat, jotka eivät kestä 110 kV:n reaktorin tuottaman loistehon siirtoa, joten järkevämmäksi vaihtoehdoksi tulee asentaa asemille 20 kV:n reaktorit. Liittymispisteen kannalta tärkeää on tutkia, minkälaisia kytkentäilmiöitä asennuksista aiheutuu. Eleniällä ei ole kokemusta yli 2 MVAR:n reaktorin kytkennästä, joten kytkentätilannetta kannattaa simuloida jännitemuutosten suuruusluokan arvioimiseksi. Simuloinnin verkkomalli on liitteenä työn lopussa.

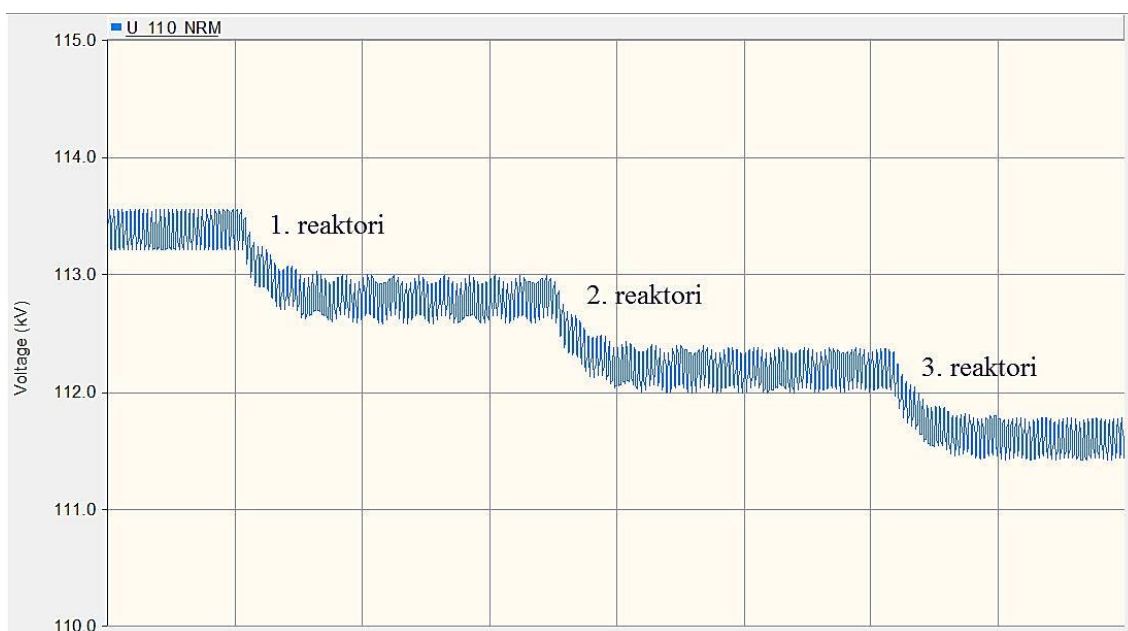
Simulointi suoritettiin PSCAD:llä, johon mallinnettiin Heinolan verkko kokonaisuudessaan, eli koko liittymispisteen 110 kV:n verkko ja päämuuntajat kuormineen. Kaikki Heinolan liittymispisteen kuormitukset simuloitiin ajanjakson 2015–2016 huippu- ja minimikuormilla, jotka haettiin verkkotietojärjestelmistä. Tällä pyrittiin simuloimaan tilanteet, kun loistehoa tuotetaan maksimi- ja minimimäärä. Tuloksista nähdään, miten kytkennät vaikuttavat verkon jännitteisiin eri kuormitustilanteissa.

Tulevaisuudessa Hartolan, Nuoramoisten ja Sysmän sähköasemille on suunniteltu hankittavaksi 2–3 MVAR reaktorit, joten simuloinnissa asennettiin kaikille kolmelle sähköasemalle 3 MVAR reaktorit kytkinlaitteilla. Fingridin liittymispiste säädettiin 118 kV:n nimellisjännitteeseen ja sähköasemien toisiopuolen jännitteet asennettiin 20,6 kV:in päämuuntajien muuntosuhdetta muuttamalla. Käämikytkimiä ei otettu verkkomalliin mukaan, jotta nähdään paljon reaktori vaikuttaa jännitteeseen ilman käämikytkintä. Todellisuudessa muuntajan käämikytkin pyrkii pitämään kiskon jännitettä vakiona, ellei kytkimen säätövara ole loppunut. Näin ollen jännitemuutos ei välttämättä ole yhtä suuri kuin simulointien tuloksissa.

Simuloinnissa tarkasteltiin sähköasemien ensiö- ja toisiopuolen jännitteitä ennen ja jälkeen reaktoreiden kytkennän. Simuloinnit suoritettiin kesä- ja talvikuormilla erikseen, jotta nähdään onko loistehon tuotannolla ja verkon kuormituksella merkitystä

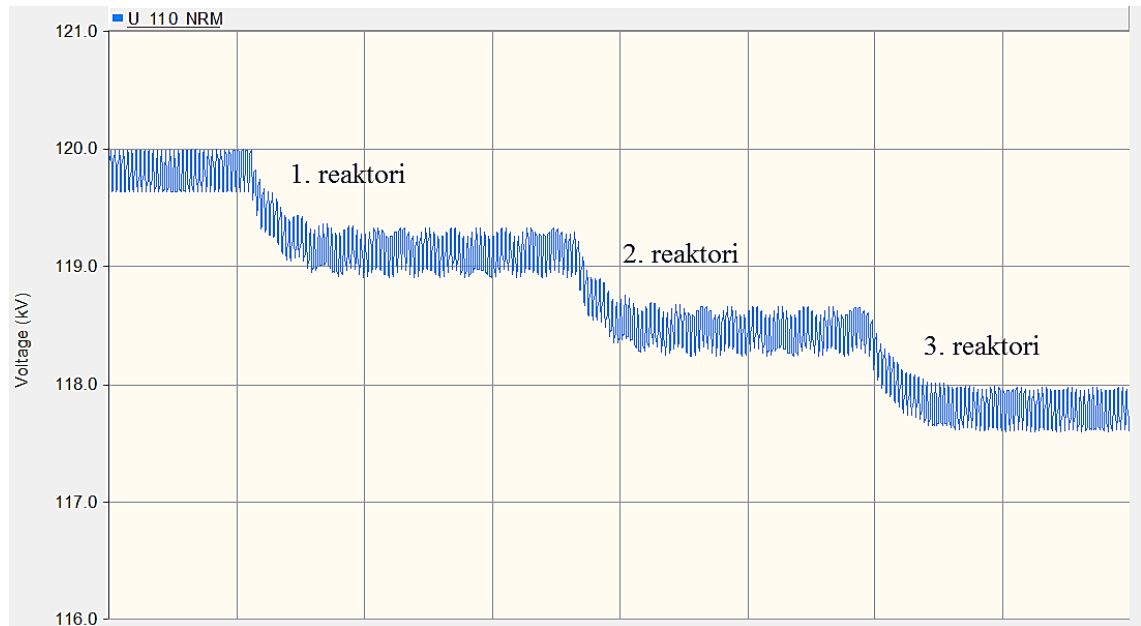
kytkentäilmiöihin. Todellisuudessa talven huippukuormien aikaan ei ainakaan kaikkia reaktoreita tarvita, koska verkko kuluttaa hyvin tuottamaansa loistehoa.

Kuvassa 17 on esitetty talven huippukuormituksilla Nuoramoisten sähköaseman 110 kV:n jännitemuutokset, kun reaktoreita kytketään kiinni verkkoon. Lähtötilanteessa verkossa ei ole reaktoreita ja jännite 110 kV:n kiskossa on noin 113,4 kV. Ensimmäinen 3 MVAR reaktori kytketään Nuoramoiisiin, toinen Hartolaan ja kolmas Sysmään. Järjestys on valittu kompensoinnin tarpeen mukaan, mikä on järkevin säätöjärjestys Heinolan liittymispisteessä. Kun kaikki reaktorit ovat kiinni, jännite on laskenut noin 111,7 kV:in. Jännite laskee kolmen reaktorin jälkeen 110 kV:n verkossa noin 1,7 kV kokonaisuudessaan. Kuvasta nähdään, että jännitemuutos on ilman käämikytkintä noin 0,6 kV jokaisen reaktorin kohdalla, kun tarkastellaan 110 kV:n verkkoa Nuoramoisista.



Kuva 17. Jännitemuutokset Nuoramoisten sähköaseman ensiöpuolella huippukuormien aikaan, kun 3 MVAR:n reaktoreita kytketään verkkoon.

Kaikkien sähköasemien kuormitukset muutettiin vastaamaan seuraavaksi kesäyötä, jolloin loistehon tuotanto on maksimissaan ja jännitteet nousseet jo hyvin korkeiksi. Päämuuntajien muuntosuhteita muutettiin, jotta jännitteet saatiin muuntajien toisiopuolella laskettua järkeviksi ilman käämikytkimiä. Reaktorit kytkettiin jälleen samassa järjestyksessä, kuten aikaisemmin. Lähtöjännite 110 kV:n verkossa oli 119,8 kV ja reaktoreiden jälkeen 117,8 kV. Jännite laskee siis noin 2 kV kokonaisuudessaan, mikä on hieman enemmän kuin huippukuormien aikaan. Kuvassa 18 on esitetty simulointien tuloksia.



Kuva 18. Jännitemuutokset Nuoramoisten sähköaseman ensiöpuolella minimikuormien aikaan, kun 3 MVar:n reaktoreita kytketään verkkoon.

Kuvaajista 17 ja 18 voidaan päätellä, että kuormitustilanne ei vaikuta merkittävästi kytkentäilmiöihin ja reaktorit voidaan kytkeä verkkoon riippumatta verkon kuormitustilanteesta. Simuloinnit suoritettiin myös kytkemällä reaktorit eri järjestyksessä, jotta nähdään vaikuttaako reaktoreiden kytkentäjärjestys kytkentäilmiöihin. Samalla tarkasteltiin myös Hartolan ja Sysmän sähköasemien ensiö- ja toisiopuolen jännitteitä. 110 kV:n jännitekuvaaja on kaikilla sähköasemilla melko samanlainen järjestyksestä riippumatta, eivätkä jännitemuutokset poikkea juuri ollenkaan toisistaan.

Kuvassa 19 on Hartolan toisiopuolen jännitekuvaaja ensimmäisestä simuloinnista, jossa käytettiin talven huippukuormia. Toisiopuolen jännitemuutokset näkyvät sillä asemalla, johon reaktori kytketään. Hartolassa reaktorin kytkentä laskee jännitettä noin 0,5 kV keskijänniteverkossa, mikä on vielä sallituissa rajoissa. Muiden reaktoreiden kytkennät laskevat vain noin 0,1 kV:n verran toisiopuolen jännitettä.



Kuva 19. Hartolan sähköaseman toisiopuolen jännitemuutokset reaktoreiden kytkennöistä

Simulointien perusteella 110 kV:n jännite laskee yhden 3 MVar:n reaktorin kytkennästä noin 0,5–0,9 kV. Keski-jänniteverkossa taas kytkennän vaikutukset näkyvät ainoastaan lähinnä sähköasemalla, johon reaktori kytketään. Molempien jännitetasojen muutokset pysyvät simulointien perusteella suuruusluokaltaan vielä sallituissa rajoissa. Todellisessa tilanteessa jännitemuutoksia lieventää muuntajan käämikytkin, joka pyrkii pitämään jännitteen stabiilina ja askeltaa, mikäli jännite muuttuu verkossa olennaisesti.

Jännitemuutosta voidaan arvioida myös laskukaavalla 9, kun tiedetään verkon oikosulkuteho ja reaktorin nimellisteho. Verkon oikosulkuteho voidaan laskea verkon resistanssin ja reaktanssin avulla, jotka saadaan verkkotietojärjestelmä. Taulukossa 9 on laskettu erikseen, kuinka paljon 3 MVar reaktori vaikuttaa sen aseman 110 kV:n jännitteeseen.

Taulukko 9. 3 MVar:n reaktorin vaikutus ensiöpuolen 110 kV:n jännitteeseen sähköasemittain laskukaavalla 9

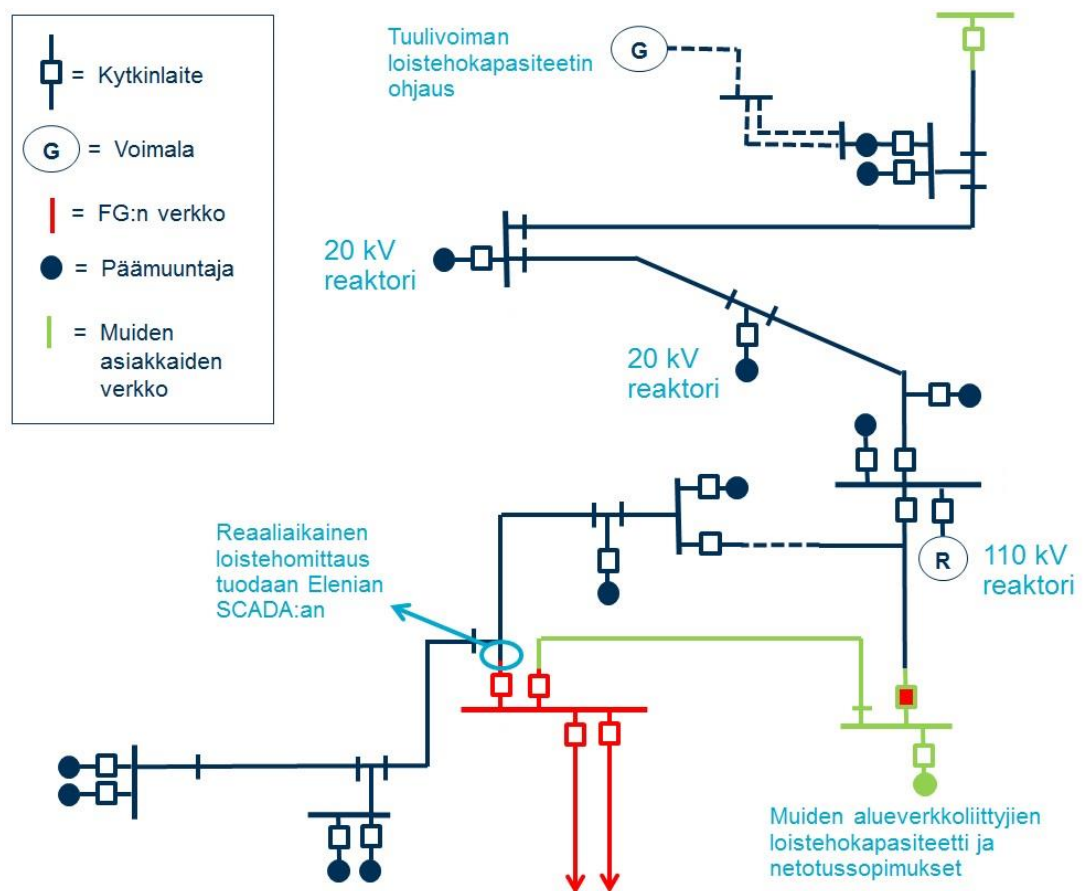
Sähköasema	Reaktorin nimellisteho (MVar)	110 kV:n jännitemuutos	
		Jännitemuutoksen kaava 9 (kV)	Simuloinnit (kV)
Nuoramoinen	3	0,54	0,6
Hartola	3	1,15	0,9
Sysmä	3	0,88	0,7

Laskukaavojen ja simulointien tulokset poikkeavat hieman toisistaan, mutta suuruusluokka näyttäisi olevan sama kuitenkin molemmissa tapauksissa. Eroavaisuudet johtuvat lähinnä asemien 110 kV:n verkon resistanssista ja reaktanssista. Kaikkiin

tuloksiin tulee suhtautua kuitenkin aina varauksella, sillä sekä laskukaavoilla että simuloinneilla syntyy laskentavirhettä. Laskukaavat toimivat parhaiten yksinkertaisiin verkkoihin, joissa kuormitus saadaan mallinnettua helposti. Simuloinneilla saadaan tuloksia monimutkaisimmista verkoista, mutta luotettavan tuloksen saamiseksi kytkentätilanne pitää olla täysin oikein. Simulointeihin vaikuttaa verkon komponentit, kuten muuntajien ominaisuudet ja käämikytkimet. Kytkentätilanteen mallintaminen laajassa verkossa on monimutkaista ja tuloksiin syntyy helposti mittausvirheitä. Simulointien ja kaavojen avulla voidaan kuitenkin arvioida reaktoreiden kytkentäilmiöiden suurusluokkaa ja varmistua siitä, että haitallisia jännitemuutoksia ei synny. Heinolan liittymispisteeseen voidaan tulosten perusteella kytkeä reaktorit ilman haitallisia kytkentäilmiöitä.

6.4.2 Sääto ja käyttö

Joissakin liittymispisteissä ylitykset ovat niin suuria, että kompensointiin tarvitaan useampi 20 kV:n reaktori, joiden avulla liittymispisteen loistehon säätö täytyy toteuttaa. Lisäksi liittymispisteissä voidaan hyödyntää tuulivoiman loistehokapasiteettia tai netotussopimuksia tarpeen mukaan.



Kuva 20. Heinolan sähköasemaliittynän loistehosäätömahdollisuudet

Kuvassa 20 on esitetty Heinolan liittymispisteestä kuva, johon on merkattu turkoosilla värillä loistehon kompensointiin ja säätöön liittyviä mahdollisuuksia. Tarvittaessa voidaan säätää kuvan mukaisesti 20 kV:n reaktoreita, ohjata tuulivoimalan loistehotuotantoa tai sopia kytkinlaitoksen muiden asiakkaiden kanssa netotussopimuksista. Mikäli sähköasemia uudistettaisiin, voitaisiin myös 110 kV:n reaktoria hyödyntää. Säätö toteutettaisiin reaaliaikaisen loistehomittauksen perusteella, josta tiedot tulisivat suoraan Elenian tietojärjestelmiin.

Mittaustulosten perusteella määritellään, miten ja missä järjestyksessä 20 kV:n reaktoreita kytketään päälle ja pois kuormituksen muuttuessa. Reaktoreiden kytkentäjärjestys on lähtökohtaisesti järkevintä laittaa sähkön laadun kannalta tärkeysjärjestykseen. Ensimmäinen reaktori kytketään asemalle, jossa sitä eniten tarvitaan. Toinen reaktori asennetaan reaktoria seuraavaksi eniten tarvitsevalle asemalle ja kuormituksen muuttuessa irtikytkennät taas tapahtuvat päinvastaisessa järjestyksessä. Heinolan liittymispisteessä eniten loistehon tuotantoa on Nuoramoisissa, joten sinne asennetaan ensimmäinen reaktori ja otetaan sieltä viimeiseksi pois käytöstä.

Heinolassa voidaan myös hyödyntää tuulivoimalan loistehokapasiteettia. Tuulivoimalan kanssa voidaan sopia, miten loistehokapasiteetin tulee toimia eri olosuhteissa. Vaihtoehtoina on, että voimalan loistehon kulutus muuttuu pätötehon mukana tai tuulivoimala kuluttaa vakiomäärän loistehoa pätötehosta riippumatta. Jakeluverkkoyhtiön kannalta paras vaihtoehto olisi, että tuulivoimala pystyisi kuluttamaan aina vakiomäärän loistehoa, jolloin loistehon säätö olisi kokonaisuudessaan helpompi toteuttaa muiden kompensointilaitteiden kanssa.

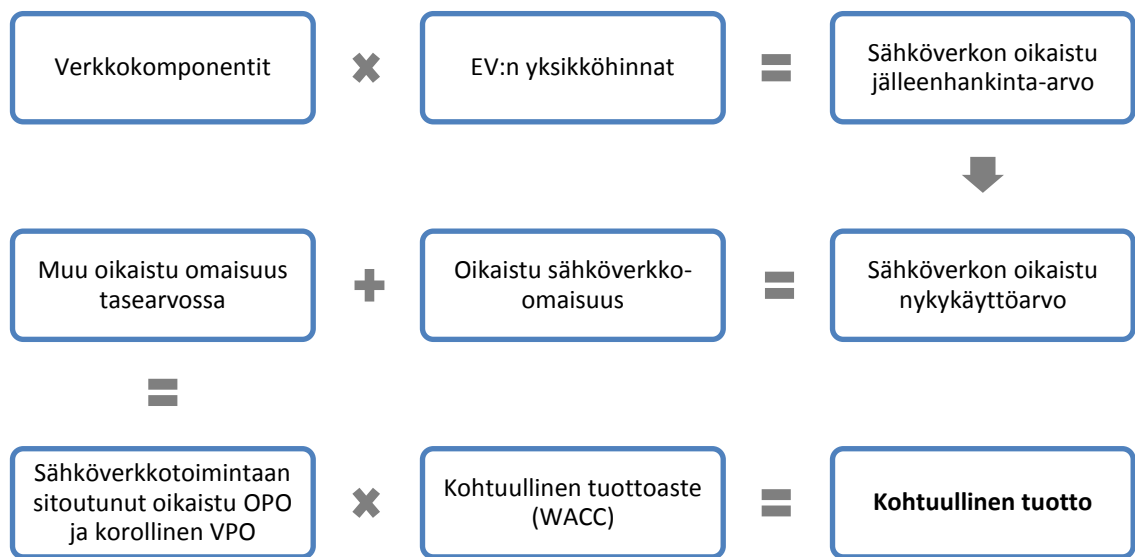
7. KUSTANNUS-HYÖTYANALYYSIT KOMPENSOINTIVAIHTOEHDOLLE

Sähkönjakeluverkon investoinnit ovat pitkäikäisiä ja kalliita, jonka vuoksi investointeja täytyy suunnitella tarkkaan, jotta päädyttäisiin teknis-taloudellisesti mahdollisimman toimivaan ratkaisuun. Teknisesti toimivia ratkaisuja löytyy yleensä monia, jolloin täytyy ottaa huomioon taloudelliset tekijät, jotta valitaan kustannustehokkain vaihtoehto. Huolellinen kannattavuustarkastelu onkin tärkeä osa investointien optimoinnissa. [4]

Investointilaskelmia voidaan tehdä monella eri laskentamenetelmällä, riippuen miten kustannukset jakautuvat eri ajanjaksoille. Tässä työssä käytetään nykyarvomenetelmää, jossa kaikki kustannukset siirretään laskentakorkokantaa ja pitoaikaa hyödyntäen nykypäivään. Tällöin saadaan kaikki laitteille muodostuvat kustannukset yhteismitallistettua, jotta valittuja vaihtoehtoja voidaan vertailla keskenään.

7.1 Regulaation vaikutus

Kompensointilaitteistot vaikuttavat valvontamallin kautta myös jakeluverkon tuottopohjaan. Energiaviraston valvontamallissa 2016–2019 kohtuullinen tuotto määritetään verkon jälleenhankinta-arvon kautta, joka muodostuu verkostokomponenteista ja Energiaviraston komponenteille määrittämistä yksikköhinnoista. Valvontamallissa huomioidaan oikaistun jälleenhankinta-arvon jälkeen verkon ikä ja pitoaika, joiden avulla saadaan diskontattua verkolle oikaistu nykykäyttöarvo. Nykykäyttöarvon avulla saadaan koko sähköverkkotoimintaan sitoutunut pääoma, joka kerrotaan lopulta kohtuullisella tuottoasteella. Kuva 21 havainnollistaa kohtuullisen tuoton laskentaperustetta.



Kuva 21. Valvontamallin 2016–2019 kohtuullinen tuotto

Koska reaktorit luetaan valvontamallissa 2016–2019 verkkokomponenteiksi, joille on määritetty virallinen EV:n yksikköhinta, nostaa reaktorit kuvan 21 kaavan mukaan sähköverkon oikaistua jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvoa. Sähköverkko-omaisuuden arvonnousu taas vaikuttaa tuottopohjaan. Tällä tavoin Energiavirasto kannustaa jakeluverkkoyhtiöitä kehittämään verkkoa huomioiden säävarman verkon aiheuttamat muutokset, jotta investoinneista on myös hyötyä liiketoiminnan kannalta.

Uuden valvontamallin myötä komponenteille on annettu uudet yksikköhinnat ja pitoajat neljännelle ja viidennelle valvontajaksolle. Yksikköhinnat 2016–2023 -ohjeeseen on lisätty kapasitiivisen loistehon kompensointiin tarkoitettuja 1–3 MVAR:n kuristimia. Taulukkoon 10 on koottu tämänhetkiset Energiaviraston määrittämät yksikköhinnat ja pitoajat.

Taulukko 10. Kompensointilaitteistoiden yksikköhinnat 2016–2023.

Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikköhinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Rinnakkaiskuristin 1 MVAR	kpl	61 400	40 – 50
Rinnakkaiskuristin 2 MVAR	kpl	79 000	40 – 50
Rinnakkaiskuristin vähintään 3 MVAR	kpl	101 300	40 – 50

Energiavirasto ei ole määrittänyt muille kapasitiivisen loistehon kompensointiin tarkoitetuille laitteille ainakaan toistaiseksi yksikköhintoja. Listaan lisätään todennäköisesti tulevaisuudessa myös muita laitteita, kun kapasitiiviset kompensointilaitteet yleistyvät jakeluverkoissa.

7.2 Kompensointivaihtoehtojen hyödyt ja haitat

Kompensointivaihtoehtoissa täytyy ottaa huomioon jännitetason ja nimellistehon lisäksi myös sähköasemien muuntajat, suojaukset, tilantarve ja lisäinvestoinnit. Kompensointistrategiana voidaan hyödyntää keskitettyä, hajautettua tai yhdistettyä kompensointia. Strategian valinta riippuu kustannusten lisäksi hyvin paljon myös verkon rakenteesta ja laajuudesta.

Kaupunkiverkoille keskitetty kompensointi on paras ratkaisu, kun välimatkat eivät ole pitkiä ja koko verkon kompensointi voidaan toteuttaa keskitetysti isommilla reaktoreilla. Kaupunkiverkoissa ei myöskään ole välttämättä tilaa monelle pienelle reaktorille tai kuristimelle. Jotta välttyttäisiin suurilta asemalajennuksilta, kaupunkiverkoissa kannattaa hankkia suuri 110 kV:n reaktori kompensoimaan koko liittymispistettä. Samalla loistehon säätö yksinkertaistuu, jos hankittava 110 kV:n reaktori on jännitteellisenä säätävä.

Maaseutuverkoissa voidaan myös mahdollisesti hyödyntää keskitetyn kompensoinnin lisäksi hajautettua kompensointia. Keskitetyllä kompensoinnilla saadaan kompensointitehoa sekä säädettävyyttä liittymispisteeseen, kun taas hajautetulla kompensoinnilla saadaan loisteho kompensoitua paikallisesti, jolloin sähkön laatu pysyy korkeana myös pitkillä lähdöillä. Hajautettu kompensointi ei kuitenkaan sovi pelkäksi kompensointistrategiaksi, koska laitteita tarvittaisiin Elenian jakeluverkkoon useita satoja. Samalla loistehon säätö muodostuisi hyvin hankalaksi. Koska hajautettu kompensointi ei näyttäisi sopivan ainoaksi kompensointivaihtoehdoksi, täytyy seuraavaksi tarkastella keskitetyn kompensoinnin haasteita maaseutuverkossa.

7.2.1 Keskitetty kompensointi maaseutuverkossa

Keskitetyssä kompensoinnissa täytyy ottaa huomioon, asennetaanko isompi reaktori 110 kV:n puolelle vai useampi pienempi reaktori 20 kV:n puolelle. Pääosin kannattavuuden määrää kompensoitavan loistehon suuruus, päämuuntajien koko ja verkon rakenne. 110 kV:n keskitetyssä kompensoinnissa voi Elenian jakeluverkossa tulla ongelmia, sillä osa päämuuntajista on kokoluokaltaan 10 tai 16 MVA suuruisia. Tällöin pelkästään pätötehon siirto päämuuntajan läpi voi kuormittaa muuntajaa jo riittävästi. Kun tähän tilanteeseen lisätään vielä 110 kV:n reaktorin aiheuttama useamman MVAR:n loistehon siirto, kuormittuvat päämuuntajat lähelle suurinta sallittua kuormitustilannetta jo normaalitilanteessa. Päämuuntajan ylikuormittuessa syntyy ylimääräisiä kustannuksia ja ongelmia, koska muuntajat ikääntyvät nopeammin ja muuntajahäviöt kasvavat. Päämuuntajia ei voida myöskään käyttää verkon korvaustilanteissa, mikä ei ole verkon kokonaisuuden kannalta toivottavaa. Useampi päämuuntaja täytyisi siis uusida, jotta 110 kV:n reaktoreiden käyttö olisi Elenian jakeluverkossa kannattavaa. Uusista päämuuntajista syntyisi todella suuria lisäkustannuksia, jonka vuoksi 110 kV:n

keskitetty kompensointi on kokonaiskustannuksiltaan kallis vaihtoehto Elenian jakeluverkkoon.

Maaseutuverkoissa on teknis-taloudellisesti parempi hoitaa kompensointi sähköasemien toisiopuolella, jolloin päämuuntajat eivät kuormitu ja kompensointi tapahtuu myös lähempänä loistehon syntypaikkaa, joka vähentää verkon ja muuntajien häviöitä. Useamman reaktorin hankintaa puoltaa myös se, että vikatilanteissa ei olla yhden kompensointilaitteen varassa. Yhden 20 kV:n reaktorin vikaantuminen ei aiheuta välttämättä muutoksia verkon tilassa, kun taas suuritehoisen 110 kV:n reaktorin vikaantuminen voi aiheuttaa merkittäviä ongelmia.

Haittapuolena 20 kV:n keskitetyssä kompensoinnissa on, että kytkentäjännitteistä johtuen liian suurta kompensointilaitetta ei voida kytkeä 20 kV:n verkkoon, kuten kappaleessa 6 todettiin. Haasteita ja lisäkustannuksia voi aiheuttaa myös usean reaktorin tilantarve, mikäli sähköasemilla ei ole tilaa asentaa reaktoria tai kojeistoon tarvitaan laajennuksia.

7.3 Kompensoinnin vaikutus loismaksuihin

Kustannus-hyötyanalyysien kannalta on olennaista saada arvioita kompensoinnin vaikutuksista, jotta investoinnit osataan kohdistaa mahdollisimman kustannustehokkaasti. Kustannussäästöjä voidaan arvioida, kun tiedetään liittymispisteen loistehomittaukset ja loistehoikkuna. Reaktorin kytkentä lisää liittymispisteeseen loistehon kulutusta, jolloin loisikkuna siirtyy reaktorin nimellistehon verran suhteessa mittaustuloksiin, kuten kappaleen 6 kuvassa 16. Taulukkoon 11 on laskettu, kuinka paljon 3 MVAR:n kompensoinnin lisääminen liittymispisteeseen vaikuttaa liittymispisteen loismaksuihin. Oletuksena laskelmissa on, että laite käy koko vuoden nimellistehollaan eikä sitä oteta irti verkosta missään vaiheessa.

Taulukko 11. 3 MVar kompensointivaikutus vuosittaisiin loismaksuihin

Liittymis- piste	Luku- määrä	Suurin	Ylitys- energia (MVarh)	Teho- maksu	Energia- maksu	Anto yhteensä	Otto ja anto yhteensä (€)
Heinola	8 132	12,28	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
– 3 MVar	7 204	9,28	56 %	69 %	56 %	60 %	60 %
– 6 MVar	4 937	6,28	21 %	38 %	21 %	26 %	26 %
– 9 MVar	1 504	3,28	3 %	11 %	3 %	6 %	6 %
– 12 MVar	36	0,28	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Koivisto	8 081	8,52	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
– 3 MVar	6 506	5,52	45 %	58 %	45 %	49 %	49 %
– 6 MVar	3 116	2,52	9 %	20 %	9 %	12 %	12 %
– 9 MVar	-	-	-	-	-	-	-
Vanaja	7 927	11,08	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
– 3 MVar	6 173	8,08	45 %	60 %	45 %	50 %	50 %
– 6 MVar	2 704	5,08	10 %	22 %	10 %	14 %	14 %
– 9 MVar	320	2,08	1 %	4 %	1 %	2 %	2 %
Vuolijoki	8 146	7,87	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
– 3 MVar	6 986	4,87	32 %	50 %	32 %	37 %	37 %
– 6 MVar	587	1,87	1 %	7 %	1 %	3 %	3 %
Vihanti	7 929	4,93	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
– 3 MVar	3 427	1,93	12 %	27 %	12 %	17 %	17 %
– 6 MVar	-	-	-	-	-	-	-
Forssa	7 329	3,57	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
– 3 MVar	398	0,57	1 %	5 %	1 %	3 %	3 %
Uusnivala	4 572	4,12	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
– 3 MVar	672	1,12	3 %	11 %	3 %	7 %	7 %
Ruhala	8 010	2,12	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
– 3 MVar	-	-	-	-	-	-	-
Tikinmaa	3 129	4,74	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
– 3 MVar	310	1,74	5 %	15 %	5 %	10 %	10 %
Merijärvi	5 969	2,36	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
– 3 MVar	-	-	-	-	-	-	-

Taulukosta nähdään, että ensimmäisen 3 MVar:n kompensointilaitteen asennus on aina kannattavin ja kustannussäästö pienenee reaktoreiden määrän kasvaessa, kun verrataan kustannussäästöjä Fingridin loisteholaskutukseen. Ensimmäisten reaktoreiden takaisinmaksuajat ovat todella lyhyitä, jos loistehon ylitykset ovat liittymispisteessä suuria. Seuraavaksi tarkastellaan laitteiden elinkaarikustannuksia, jotta löydetään Elenian kompensointistrategialle teknis-taloudellisesti parhaat kompensointilaitteet.

7.4 Kompensointilaitteiden elinkaarikustannukset

Sopivan kompensointistrategian valintaan vaikuttaa ensisijaisesti tekninen näkökulma, mutta vaihtoehtojen edullisuuteen vaikuttaa myös käytettävän kompensointistrategian

kokonaiskustannukset. Kompensointilaitteistojen kustannuksia vertaillessa täytyy ottaa huomioon niiden elinkaarikustannukset, sillä laitteistot ovat pitkäikäisiä investointeja, joiden kokonaiskustannuksiin vaikuttavat myös niiden koko elinkaaren aikana kertyvät kustannukset. Elinkaarilaskennassa pyritään siis selvittämään tuotteen aiheuttamat kustannukset pitkällä aikavälillä, minkä avulla saadaan kokonaisvaltaista näkökulmaa eri tuotteiden taloudellisista vaikutuksista. Kustannussäästö laitteen hankintahinnassa ei välttämättä tarkoita, että kokonaiskustannukset ovat pienemmät kuin toisella laitteella. Osoptimoinnin välttämiseksi ja kokonaisuuden hahmottamiseksi tarkastellaan kompensointilaitteiden vaikutuksia koko elinkaaren aikana. Elinkaarella tarkoitetaan ajanjaksoa, joka alkaa laitteen hankinnasta aina laitteen käytöstä poistoon. [17]

Kompensointilaitteiden kustannuksiin täytyy ottaa huomioon ainakin seuraavat laitteelle kertyvät kustannukset:

- Laitteistojen pääomakustannukset
- Ylläpito- ja käyttökustannukset
- Häviökustannukset
- Poistamisesta aiheutuva kulu tai tuotto

Energiavirasto on määrittänyt 1-3 MVAR:n reaktoreille pitoaikaväliksi 40–50 vuotta. Kompensointilaitteiden pitoaika on hyvin pitkä, joten hankintakustannusten lisäksi häviökustannusten merkitys korostuu investointeja tarkasteltaessa. Erityisesti verkkoliiketoiminnassa elinkaarikustannukset korostuvat, koska sähkölaitteistoja harvemmin uusitaan ennen niiden teknisen eliniän päättymistä. Kompensointilaitteissa ei ole tällä hetkellä näköpiirissä tilannetta, että laitteita uusittaisiin teknisen kehittymisen tai taloudellisen säästön takia. Joissakin tapauksissa laite voidaan tietenkin joutua korvaamaan sen rikkoutumisen tai olosuhteiden muuttumisen vuoksi, mutta suurin osa hankittavista laitteista pidetään käytössä niiden koko eliniän ajan.

Laitteille aiheutuvat elinkaarikustannukset täytyy diskontata nykypäivään, jotta vertailu eri laitteiden välillä on mahdollista. Laitteelle aiheutuvat kustannukset diskontataan taulukon 12 laskentaparametreilla.

Taulukko 12. *Elinkaarikustannusten laskentaparametrit*

Parametrit	Arvo
Tehon vuosittainen kasvu (%)	0
Laskentakorko (%)	6
Tarkasteluaika (a)	40
Häviökustannus (€/MWh)	50
Huipunkäyttöaika (h)	8760

Tehonkasvu on valittu nolllaksi, koska verkon tehonkasvu ei vaikuta reaktorin elinkaarikustannuksiin sen käydessä koko ajan nimellisteholla. Tarkasteluajaksi on valittu laitteen pitoaika 40 vuotta, vaikka näin pitkälle arvioidut laskelmat sisältävät hyvin paljon epävarmuutta. Laskentakorko voidaan määrittää vaadittavan minimituoton mukaan tai reaalisten rahoituskulujen mukaan. Tässä työssä on valittu laskentakorkokannaksi 6 %. Häviökustannus vaihtelee pääosin 30 – 60 €/ MWh välillä, joten tässä työssä on arvioitu keskimääräisen häviökustannuksen olevan 50 €/MWh seuraavan 40 vuoden aikana. Huipunkäyttöaika on 8760 tuntia, jolloin ajatellaan kompensointilaitteiden toimivan nimellistehollaan koko vuoden. Kappaleen lopussa tehdään vielä herkkyyksianalyysit parametreille, jotta virhearvioiden vaikutuksista saadaan mahdollisimman hyvä kokonaiskuva.

7.4.1 Hankintahinnat

Laitteiden hankintahinnat muodostavat suuren osan kokonaiskustannuksista ja hinnat vaihtelevat suuresti eri laitteistoiden välillä, riippuen muun muassa kompensointitehosta, laitteen säätömahdollisuudesta, laitevalmistajasta, laitteen häviöistä ja eristysrakenteesta. Tässä työssä esiteltyt hankintahinnat ja asennuskustannukset ovat arvioitu Energiaviraston virallisista yksikköhinnoista. 1–3 MVAR reaktoreille on ilmoitettu taulukon 10 mukaisesti viralliset yksikköhinnat, mutta muille reaktoreille hinnat ovat arvioitu perustuen näiden 1-3 MVAR reaktoreiden hinnoitteluun.

Taulukkoon 13 on koottu työn kannalta olennaisimmat laitteet ja niiden arvioidut hankintahinnat. Laitteet soveltuvat parhaiten Elenian loistehon kompensointistrategiaan, joten niiden välillä on kannattavaa toteuttaa kustannusvertailua, jotta löydetään teknis-taloudellisesti optimaalisimmat laitteet. Kaikki laitteet ovat öljyeristeisiä, lukuun ottamatta 5 MVAR ilmaeristeistä reaktoria.

Taulukko 13. *Kompensointilaitteistoiden arvioidut hankintahinnat*

Kompensointilaite	Hankintahinta (€)
<u>Kuristimet</u>	
Muuntaja-kuristin	20 000
<u>20 kV:n reaktorit</u>	
Reaktori 1 MVar	61 400
Reaktori 2 MVar	79 000
Reaktori 3 MVar	101 300
Reaktori 5 MVar	150 000
<u>110 kV:n reaktorit</u>	
Reaktori 12,5 – 25 MVar	700 000
Reaktori 15 – 30 MVar	800 000

Taulukon hintoihin on sisällytetty keskimääräiset asennuskustannukset, jotka voivat vaihdella suuresti sähköaseman tilanteesta riippuen. Reaktorin asentaminen voi vaatia joillakin sähköasemilla huomattavia asemalajennuksia, kun taas joillekin asemille voidaan reaktori liittää suoraan ilman muutoksia. Muuntaja-kuristimen hankintahinnassa on huomioitu muuntajan osuus, jotta voidaan vertailla pelkästään kompensointiosan kustannuksia.

7.4.2 Ylläpito- ja kunnossapitokustannukset

Ylläpito- ja kunnossapitokustannuksilla tarkoitetaan tässä työssä kompensointilaitteen ennakoivasta ja korjaavasta kunnossapidosta syntyviä kustannuksia, joilla laitteen toimintakyky pyritään pitämään halutulla tasolla koko laitteen elinkaaren ajan. Tarkoitus on taata laitteen käyttövarmuus, ehkäistä häiriöt ja korjata viat optimaalisin kustannuksin. Kompensointilaitteiden huoltokustannukset vaihtelevat riippuen laitteen nimellistehosta, jännitetasosta ja eristysrakenteesta.

Kompensointilaitteille voidaan suunnitella kunnossapito-ohjelma, jossa tehdään laitteille ohjelman mukaisesti tarkastus- ja huoltotoimenpiteitä. Kompensointilaitteet ovat pääosin öljyeristeisiä, joissa huoltotoimenpiteet ovat samankaltaisia muuntajien huoltotoimenpiteiden kanssa, vaikka liikkuvia osia ei reaktoreissa varsinaisesti ole. Reaktoreiden vikaantumistaajuuksista, huolloista ja tarkastuksista ei ole Eleniällä kokemusta, joten tarkkaa tietoa ylläpitokustannuksista ei vielä ole.

Reaktorit käyvät nimellistehollaan suurimman osan vuodesta, joten ainakin jäädytyksestä ja öljynlaadusta täytyy huolehtia. Erityisesti ensimmäisten reaktorien kohdalla täytyy tehdä tarpeeksi ajoissa käämitysten paperitesti, jotta nähdään kokemuksia, miten koko vuoden nimellistehollaan käyvä reaktori on ikääntynyt ja tarvitaanko suurempia huoltotoimenpiteitä. Ilmaeristeisissä kompensointilaitteissa ei ole

tarvetta huolloille samalla tavalla kuin öljyeristeisissä laitteissa. Yleistarkastusten lisäksi täytyy ilmaeristeisissä laitteissa pitää huolta vain laitteen UV-suojasta.

Kunnossapitokustannukset ovat kompensointilaitteilla vuositasolla hyvin maltilliset öljyeristeisilläkin laitteilla, joten niillä ei oleteta olevan suurempaa vaikutusta elinkaarikustannuksiin. Ilmaeristeisissä laitteissa kunnossapitokustannukset voivat olla halvemmat kuin öljyeristeisissä laitteissa, mutta tämä ero ei laitteiden edullisuuteen juurikaan vaikuta. Kapasitiivisten kompensointilaitteiden kunnossapitokustannuksista ja vikaantumistiheyksistä ei ole paljoa kokemusta, jonka vuoksi myös tarkkoja vuosikustannuksia on vaikea arvioida. Tämän vuoksi elinkaarikustannuksiin ei oteta mukaan laitteiden kunnossapitokustannuksia.

7.4.3 Häviökustannukset

Häviökustannukset voivat muodostaa huomattavan osuuden laitteen kokonaiskustannuksista, mikäli laitteen pitoaika on pitkä. Kompensointilaitteiden aiheuttamat häviökustannukset syntyvät kompensointilaitteissa syntyvistä häviöistä ja verkon loistehomuutoksista aiheutuvista häviöistä.

Kiinteitä ja jaksollisia häviökustannuksia voidaan vertailla diskonttaamalla tulevat häviökustannukset nykypäivään seuraavien kaavojen avulla, mikäli ensimmäisen vuoden vuotuiskestäminen ja pitoaika tiedetään. Kaavoissa käytetään taulukon 12 laskentaparametreja.

$$\Psi = \frac{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^2}{1 + \frac{p}{100}} \quad (10)$$

$$\kappa = \Psi * \frac{\Psi^T - 1}{\Psi - 1} \quad (11)$$

Missä

- Ψ on apukerroin
- r on tehon vuosittainen kasvuprosentti
- p on korkoprosentti
- κ on diskonttauskerroin
- T on tarkastelu-aika

Kun on saatu laskettua diskonttauskerroin, lasketaan häviöt ja valitaan häviökustannus. Lopulliset häviökustannukset saadaan kertomalla diskonttauskerroin, häviöt, häviökustannus ja huipunkäyttöaika keskenään seuraavasti:

$$P_{\text{häviöt}} = P_0 + P_h = P_0 + \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 * P_{kn} \quad (12)$$

$$C_l = \kappa * t * H * P_{\text{häviöt}} \quad (13)$$

Missä

$P_{häviöt}$ ovat kompensointilaitteen häviöt

P_0 ovat tyhjäkäyntihäviöt

P_h ovat kuormitushäviöt

S on laitteen läpi siirtyvä teho

S_n on laitteen nimellisteho

P_{kn} laitteen nimellinen häviöteho

C_l ovat laitteen häviökustannukset

t on huipunkäyttöaika (8760 h)

H on häviökustannus €/MWh

Kompensointilaitteet käyvät aina nimellistehollaan eikä laitteen teho missään vaiheessa muutu, mikäli laite ei ole jännitteellisenä säädettävää mallia. Tässä työssä olevat kompensointilaitteet ovat joko kiinteitä tai jännitteettöminä säädettäviä, joten näin ollen myös laitteen $P_{häviöt}$ on aina vakio. Laitevalmistajat yleensä ilmoittavat häviöiden suuruuden, joita voidaan käyttää hyväksi laskelmissa.

Elinkaarikustannuksia laskettaessa oletetaan reaktoreiden olevan koko vuoden kiinni verkossa, jolloin huipunkäyttöajaksi valitaan 8760 tuntia ja häviöiden pysyvän koko ajan vakiona. Näiden kaavojen avulla saadaan eri laitteiden koko elinkaaren aikana syntyvät häviökustannukset diskontattua nykypäivään. Taulukkoon 14 on laskettu eri korkokannoilla häviökustannuksia 40 vuoden pitoajalla. Laitteiden häviöt ovat esimerkkejä, koska laitteiden oikeat häviöt riippuvat laitevalmistajasta ja laitteille asetetuista vaatimuksista. 110 kV:n reaktori on säädettävissä 15–25 MVA:n välillä, joten häviölaskelmissa on huomioitu, kuinka paljon laitteen häviökustannukset kasvavat eri kompensointitehoilla.

Taulukko 14. Kompensointilaitteiden häviökustannukset

Vaihtoehto	Esimerkki-häviöt (kW)	Energiahäviökustannukset (€/a)	Häviökustannusten NA, pitoaika 40 a		
			Korko 6 % (€)	Korko 7 % (€)	Korko 8 % (€)
<i>Kuristimet</i>					
Muuntaja-kuristin	3,0	1 314	19 771	17 518	15 669
<i>20 kV reaktorit</i>					
Reaktori 1 MVA	7,0	3 066	46 132	40 875	36 561
Reaktori 2 MVA	11,0	4 818	72 493	64 232	57 453
Reaktori 3 MVA	16,0	7 008	105 444	93 429	83 568
Reaktori 5 MVA	27,0	11 826	177 938	157 661	141 020
<i>110 kV reaktorit</i>					
Reaktori 15 MVA	150,0	65 700	988 542	875 893	783 447
Reaktori 20 MVA	200,0	87 600	1 318 056	1 167 858	1 044 596
Reaktori 25 MVA	250,0	109 500	1 647 570	1 459 822	1 305 745

Tuloksista nähdään, että häviökustannukset voivat olla jopa suuremmat kuin Energiaviraston yksikköhinta. Häviökustannuslaskelmissa täytyy kuitenkin aina muistaa

ottaa huomioon, miten häviöt on arvostettu ja kuinka suuri on valittu korkokanta. Muutaman prosentin muutos korkokannassa vaikuttaa jo olennaisesti häviökustannusten suuruuteen. Mikäli korkokannaksi valitaan vielä taulukon arvoja pienempiä korkokantoja, kasvaa häviökustannusten osuus hyvin suureksi verrattuna hankintahintaan. Kappaleessa 7.6 tarkastellaan vielä tarkemmin laskentaparametrien muutoksien vaikutuksia elinkaarikustannuksiin.

Tuloksista voidaan kuitenkin selvästi päätellä korkokannasta riippumatta, että laitehankinnoissa kannattaa erityisesti panostaa häviöttömyyteen, koska laitteiden pitoajat ovat pitkiä ja häviökustannusten osuus on merkittävä kokonaiskustannuksista. Pienihäviöiset laitteet ovat myös ympäristöystävällisempiä ja kuumentuvat vähemmän, joten laitteiden jäädytyksessä voidaan samalla säästää.

7.4.4 Kompensoinnin hinta (€/kVAr)

Tähän mennessä on selvitetty kompensointilaitteiden hankintahinnat, ylläpitokustannukset ja häviökustannukset. Kokonaiskustannukset C saadaan laskettua, kun summataan yhteen kaikki laitteen elinkaaren aikana syntyneet nykypäivään diskontatut kustannukset:

$$C = C_i + C_m + C_l \quad (14)$$

Missä

C_i on laitteen hankintahinta asennuksineen

C_m ovat laitteen ylläpitokustannukset

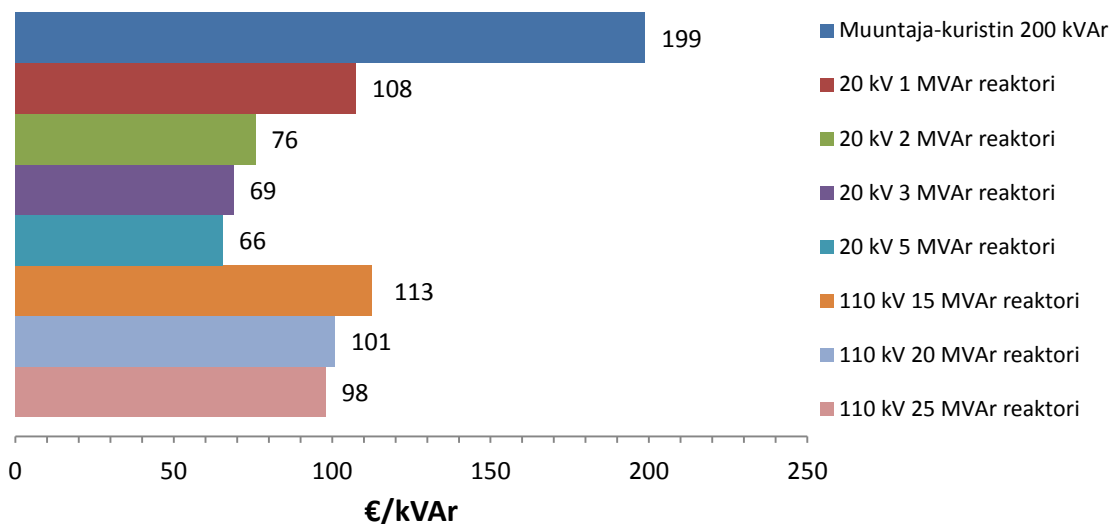
Tässä työssä kuitenkin ylläpitokustannukset jätetään pois laskelmista, koska niiden suuruudesta ei ole tarkkaa tietoa ja ne eivät todennäköisesti poikkea merkittävästi laitteiden välillä. Laitteita voidaan verrata keskenään, kun tiedetään laitteen kompensointiteho ja elinkaarikustannukset, joiden avulla voidaan laskea kompensoinnille hinta. Kompensoinnin yksikköhinta saadaan laskettua yksinkertaisesti jakamalla elinkaarikustannukset laitteen nimellisteholla seuraavasti:

$$P_Q = \frac{C}{Q_C} \quad (15)$$

Kaavaa 15 hyödyntämällä voidaan laskea kompensoinnin hinta jokaiselle kompensointilaitteelle. Taulukkoon 15 on laskettu laitteiden elinkaarikustannusten nykyarvo ja taulukkoon 16 kompensoinnin yksikköhinta eri laitteilla. Häviökustannusten laskennassa on käytetty kappaleen 7.4 mukaisia laskentaparametreja. Hankintahinnassa on otettu huomioon kompensointilaitteiden arvioitu hinta asennuksineen, mutta täytyy huomioda, että tulokset ja hinnat ovat vain suuntaa antavia. Tarkempia budjettihintoja saadaan vasta, kun laitteita hankitaan.

Taulukko 15. *Kompensointilaitteiden elinkaarikustannusten nykyarvo*

Vaihtoehto	Nimellisteho (kVAr)	Häviöt, 40 a (€)	Hankintahinta (€)	Elinkaari- kustannusten nykyarvo (€)
<u>Kuristimet</u>				
Muuntaja-kuristin	200	19 771	20 000	39 771
<u>20 kV reaktorit</u>				
Reaktori 1 MVar	1 000	46 132	61 400	107 532
Reaktori 2 MVar	2 000	72 493	79 000	151 493
Reaktori 3 MVar	3 000	105 444	101 300	206 744
Reaktori 5 MVar	5 000	177 938	150 000	327 938
<u>110 kV reaktorit</u>				
Reaktori 15 MVar	15 000	988 542	700 000	1 688 542
Reaktori 20 MVar	20 000	1 318 056	700 000	2 018 056
Reaktori 25 MVar	25 000	1 647 570	800 000	2 447 570

Taulukko 16. *Kompensoinnin hinta (€/kVAr) eri kompensointilaitteilla.*

Kompensoinnin hintoja vertailtaessa voidaan selvästi todeta, että hajautettuun kompensointiin tarkoitetut kuristimet ovat kustannuksiltaan huomattavasti kalliimpia kuin reaktorit. Tällä hetkellä ne eivät sovellu pelkästään maaseutuverkon kompensointiin, mikäli haetaan mahdollisimman kustannustehokasta ratkaisua. Tuloksista voidaan myös todeta, että 110 kV:n reaktorit ovat hieman kalliimpia kuin 20 kV:n reaktorit. Erityisesti 2–5 MVar:n reaktorit näyttävät olevan selvästi kustannustehokkaimmat vaihtoehdot loistehon kompensointiin jakeluverkossa.

Laitteita vertailtaessa täytyy muistaa kustannusten lisäksi myös välilliset hyödyt, jotka tilanteesta riippuen voivat muuttaa vaihtoehtojen edullisuutta. Esimerkiksi 110 kV:n reaktoreiden etuna on niiden suuri kompensointiteho ja helppo säädettävyys. Elenian maaseutuverkossa 110 kV:n reaktorit voivat taas aiheuttaa huomattavia lisäkustannuksia, mikäli päämuuntajia joudutaan uusimaan niiden takia.

7.5 Kustannustarkastelut eri kompensointitilanteisiin

Aiemmissa kappaleissa on selvitetty laitteiden elinkaarikustannuksia, joita hyödyntämällä voidaan suunnitella eri kompensointitilanteisiin optimaaliset laitehankinnat. Kappaleen 7.4.4 perusteella kuristimien kustannukset ovat liian suuret verrattuna muihin kompensointivaihtoehtoihin, joten kuristimia ei oteta mukaan kuin alle 1 MVAR kompensointitilanteisiin.

Seuraavissa kappaleissa tarkastellaan erilaisia kompensointitilanteita, joita Elenian verkossa esiintyy ja tarkastellaan näihin eri vaihtoehtoja. Tarkastelut tehdään yleisellä tasolla eikä keskitytä tiettyyn liittymispisteeseen tai sähköasemaan. Liittymispisteiden kompensointitarve vaihtelee tulevaisuudessa 0 – 20 MVAR:n välillä, joten joihinkin liittymispisteisiin voidaan tarvita useampaa kompensointilaitetta. Lähtökohtaisesti tulee aina selvittää, kuinka paljon liittymispisteessä tullaan kaapeloimaan jakeluverkkoa, kuinka paljon loistehoa tulee lisää ja kuinka suuret ovat arviolta vuosittaiset loismaksut.

7.5.1 Alle 1 MVAR

Elenialla on tulevaisuudessa useampi liittymispiste, joiden kompensointitarve jää hyvin pieneksi, mutta vuosittaisia kustannuksia syntyy kuitenkin loismaksuista joitakin tuhansia euroja. Joissakin poikkeustapauksissa liittymispisteessä voi tulla suurempiakin loismaksuja, mutta pääosin alle 1 MVAR ylityksistä syntyvät maksut jäävät kohtuullisiksi. Kompensoinnin kannattavuutta kannattaa kuitenkin tarkastella tarkemmin, vaikka kustannukset eivät ole vuositasolla suuria.

Liittymispisteille, joissa loistehon ylitykset ovat enintään 1 MVAR:a, on lähinnä kolme vartenotettavaa vaihtoehtoa. Voidaan hyödyntää kuristimia jakeluverkon varrella, hankkia 1 MVAR:n reaktori tai ostaa loissähkö Fingridiltä. Taulukossa 17 on laskettu kustannustarkastelut 1 MVAR:n kompensointiin eri laitevaihtoehdoilla.

Taulukko 17. 1 MVAR kompensointiin tarvittavat kompensointilaitteet ja hinnat.

Vaihtoehto	Määrä (kpl)	Häviöt (€)	Hankintahinta (€)	Yhteensä (€)
Muuntaja-kuristin	5	98 855	100 000	198 855
1 MVAR reaktori	1	46 132	61 400	107 532

Tuloksista voidaan päätellä, että muuntaja-kuristimen kustannukset ovat tällä hetkellä liian suuret, mikäli vuosittaiset maksut ovat vain joitakin tuhansia euroja. Toki muuntaja-kuristimien etuna on integroitu rakenne, joka voi olla tilanteesta riippuen toimiva ratkaisu jakeluverkon kompensointiin.

Reaktorin hankinta voi olla kannattavaa, mikäli liittymispisteessä ylitetään jatkuvasti loissähkörajat ja maksut pysyvät tasaisina vuosittain. Suurimmassa osaa tapauksissa

Fingridin maksut ovat kuitenkin melko pieniä, jolloin investointitarvetta kannattaa harkita suhteessa saatuihin hyötyihin. Useassa tapauksessa reaktorin hankinnan takaisinmaksuajaksi tulee useampi vuosi ja loistehon hallittavuus monimutkaistuu. Samalla joudutaan myös sähköasemalle mahdollisesti tekemään asemalaaajennuksia uuden asennettavan reaktorin takia.

Teknis-taloudellisesti paras ratkaisu tällä hetkellä on, että alle 1 MVAR:n kompensointiin ostetaan ylimääräinen loissähkö Fingridiltä ja seurataan markkinoiden muutoksia. Vaikka 1 MVAR:n reaktorin hankinta voi olla taloudellisesti kannattavaa, lisäkustannuksia voi kuitenkin syntyä asemalaaajennuksista ja reaktori voi käydä nopeasti pieneksi, mikäli alueella rakennetaan säävarmaa verkkoa. Reaktorin hankinta on kannattavaa tilanteessa, jossa loistehon tuotanto on vuodenaikasta riippumatta melko tasaista ja alueelle ei tehdä enää kaapelointeja. Tällöinkin kannattavaa on panostaa 2 MVAR:n reaktoriin, josta väliottokytkimen avulla otetaan vain 1 MVAR tehoa. Kustannusero 1 ja 2 MVAR reaktoreiden välillä on hyvin pieni ja tällä tavoin voidaan varautua ympäristöolosuhteiden muutoksiin.

Hajautettu kompensointi voi tulevaisuudessa olla potentiaalinen ratkaisu alle 1 MVAR liittymispisteiden kompensointiin, mikäli kustannustehokkaita kompensointilaitteita tulee markkinoille. Toistaiseksi kuitenkin hajautettu kompensointi näyttää olevan liian kallis verrattuna keskitettyyn kompensointiin. Kuristimille voidaan arvioida hankintahinta ja häviökustannukset, joilla hajautettu kompensointi tulisi kustannustehokkaammaksi ja varteenotettavammaksi vaihtoehdoksi loistehon kompensointiin. Hajautettuun kompensointiin tarkoitettujen laitteiden tulisi olla:

- Nimellisteholtaan 200–300 kVAR
- Hankintahinnaltaan ~10 000 €
- Häviöt 0,5–0,7 % nimellistehosta

Tällöinkin laitteen kustannukset olisivat todennäköisesti kompensointitehoon nähden kalliimmat kuin suurempien reaktoreiden, mutta hajautetusta kompensoinnista saatavat tekniset hyödyt tekisivät sen houkuttelevammaksi lisävaihtoehdoksi maaseutuverkkoihin.

7.5.2 1 – 3 MVAR

Tulevaisuudessa Elenian liittymispisteitä on useampia, joissa loistehorajojen suurin ylitys on 1–3 MVAR:n välillä, jolloin loistehon tuotanto ei vaikuta välttämättä vielä merkittävästi sähkön laatuun, mutta loismaksuja voi tulla vuosittain kymmeniä tuhansia euroja.

Alle 3 MVAR:n kompensointiin edullisimmat vaihtoehdot ovat investoida väliottokytkimillä varustettuihin 2–3 MVAR:n reaktoreihin tai tapauskohtaisesti maksaa

Fingridin loismaksut. Taulukon 18 vertailussa 3 MVAR reaktorin häviöt on laskettu 2 MVAR kompensointitehon mukaan.

Taulukko 18. 2 MVAR kompensointiin tarvittavat kompensointilaitteet ja hinnat.

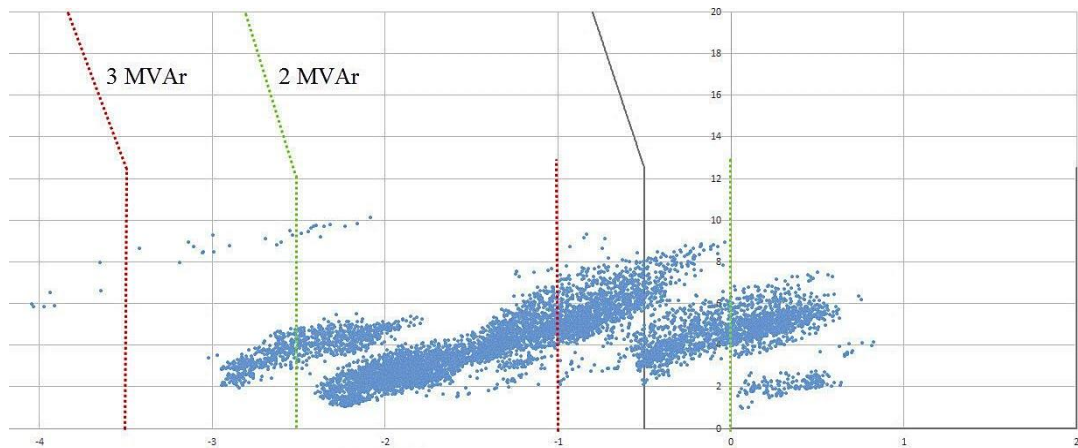
Vaihtoehto	Määrä (kpl)	Häviöt (€)	Hankintahinta (€)	Yhteensä (€)
2 MVAR reaktori	1	72 493	79 000	151 493
3 MVAR reaktori (2 MVAR)	1	72 493	101 300	173 793

Taulukon 18 perusteella on vaikea määrittää yleistä periaatetta alle 3 MVAR kompensointitarpeisiin, koska liittymispisteiden maksut ja reaktoreiden hankintahinnat vaihtelevat hyvin suuresti. Joissain liittymispisteissä reaktorin takaisinmaksuajaksi voi tulla vain muutama vuosi, kun taas joissain liittymispisteissä se voi olla yli kymmenen vuotta. Kustannusten perusteella ei kuitenkaan kannata sijoittaa 2 MVAR reaktoriin, koska lähes samalla investoinnilla saadaan 3 MVAR reaktori, josta voidaan jännitteettömän väliottokytken avulla ottaa 2 MVAR kompensointitehoa.

Vaihtoehtoisiksi jäävät siis väliottokytkenällä varustettu 3 MVAR reaktori tai loistehon osto Fingridiltä. Jotta päädytään oikeaan vaihtoehtoon, on tärkeää tarkastella liittymispisteen verkon nykytilannetta ja tulevaisuutta. Mikäli liittymispisteeseen on suunnitteilla vielä paljon maakaapelointiprojekteja, todennäköisesti loisteho kasvaa verkossa ja silloin reaktorin hankinta on kannattavaa.

Tulevaisuudessa on myös liittymispisteitä, joissa suurimmat kaapeloinnit on jo tehty, eikä loistehon odoteta kasvavan liittymispisteessä enää merkittävästi. Tällöin tulee tarkastella liittymispisteen sähkön laatua ja loistehomaksujen määrää. Investointipäätöksen lisäksi tulee vielä tarkastaa sähköasemien tilanne, tarvitaanko suuria asemalaajennuksia reaktoria varten ja onko lähiaikoina tulossa muita saneeraustoimenpiteitä sähköasemille. Näiden tietojen perusteella voidaan päätellä laitteen hankinnan kannattavuutta.

Kuvassa 22 on Merijärven nykyinen loistehoikkuna ja tuntikohtaiset loistehomittaukset. Kuviin on myös merkattu vihreällä ja punaisella, miten ikkunan sijainti suhteessa tuntipisteisiin muuttuu, mikäli kompensointi lisätään verkkoon. Vihreällä oleva ikkuna kuvaa, kun verkkoon on kytketty 2 MVAR:a loistehonkompensointia ja punainen ikkuna 3 MVAR:n loistehokompensointia.



Kuva 22. Merijärven loistehoikkuna ilman kompensatiota, kahden tai kolmen MVar kompensatiolla

Kuten kuvasta huomataan, Merijärven loistehomittaukset levittyvät niin laajalle alueelle, että reaktoria ei voida pitää koko vuotta verkossa kiinni. Kuvista ei ole poistettu joka kuukauden 50 pahinta loistehoylitystä, joten laskutettavia ylityksiä ei todellisuudessa ole niin paljoa, että ylityksistä syntyisi merkittäviä kustannuksia. Merijärven liittymispisteeseen on järkevää hankkia suurempi 3 MVar reaktori, vaikka 2 MVar:n reaktori olisi tällä hetkellä sopiva. Tulevaisuudessa liittymispisteeseen asennetaan kaapelia lisää, jonka vuoksi 2 MVar:n reaktori jäisi hyvin nopeasti pieneksi ja lisäinvestoinneille olisi heti tarvetta.

7.5.3 3 – 15 MVar

Suuri osa liittymispisteistä tulee tuottamaan loistehoa niin paljon, että ylitykset ovat 3–15 MVar välillä, jolloin kompensointilaitteisiin investoiminen on teknis-taloudellisesti erittäin kannattavaa. Useassa liittymispisteessä myös voidaan tarvita useampaa reaktoria, koska ylitykset ovat niin suuria, että 3 MVar reaktorin teho ei riitä kompensoimaan kaikkea loistehoa. Ylitykset eivät kuitenkaan ole niin suuria, että olisi kannattavaa investoida 110 kV:n reaktoriin, joten sopiviksi vaihtoehdoiksi jäävät 20 kV:n reaktorit.

Markkinoilla on nimellisteholtaan 1–5 MVar:n kokoisia 20 kV:n reaktoreita, mutta yli 3 MVar reaktoreiden aiheuttamat kytkentäilmiöt voivat olla verkon kannalta ongelmallisia, kuten kappaleessa 6 käsiteltiin. Mikäli kytkentäilmiöihin saadaan toimiva ratkaisu, voi 5 MVar reaktori olla potentiaalinen investointivaihtoehto. Taulukkoon 19 on laskettu 3–15 MVar kompensoinnin elinkaarikustannuksista arviot, perustuen Energiaviraston yksikköhintoihin ja aikaisemmin esitettyihin esimerkkihäviöihin. Todelliset kustannukset vaihtelevat tapauskohtaisesti asemalaajennuksista ja oikeista budjettihinnoista riippuen.

Taulukko 19. 3 – 15 MVar kompensoinnin elinkaarikustannukset ilman ylimääräisiä asemalaajennuksia

Vaihtoehto	Kompensointitarve			
	3 MVar (€)	6 MVar (€)	9 MVar (€)	15 MVar (€)
3 MVar reaktoreilla	206 744	413 488	620 232	1 033 720
5 MVar reaktoreilla	-	327 938	655 876	983 814

Laitteiden välillä ei näyttäisi olevan suuria kustannuseroja, joten vaihtoehtojen kannattavuutta kannattaa tarkastella teknisestä näkökulmasta. 3 MVar reaktoreiden etuna on, että niiden avulla voidaan tehokkaammin ja tarkemmin säätää liittymispisteen loistehon kompensointia. Myös väliottokytkin antaa enemmän mahdollisuuksia verkon loistehotasapainon muutoksiin. 5 MVar reaktoreita tarvitaan kappalemääräisesti vähemmän, mutta toisaalta taas reaktorit tarvitsevat enemmän tilaa sähköasemilta ja kytkentäilmiöt ovat liian suuria. Ne voivat myös kuormittaa liian paljon sähköasemien pieniä päämuuntajia sekä loistehon säätö ei ole 5 MVar reaktoreilla niin tarkkaa.

7.5.4 Yli 15 MVar

Elenian verkossa näyttäisi olevan seuraavan kymmenen vuoden sisällä ainakin viisi liittymispistettä, joiden loistehorajojen ylitykset voivat olla jopa yli 20 MVar, mikäli kompensointilaitteita ei asennettaisi verkkoon. Näissä liittymispisteissä on kannattavaa harkita myös 110 kV:n jännitteellisenä säädettävää reaktoria.

Taulukossa 20 on vertailtu 15, 20 ja 25 MVar kompensointivaihtoehtojen elinkaarikustannuksia. 15–25 MVar reaktorit ovat käytännössä sama laite, mutta kustannuserot syntyvät käytettävästä kompensointitehosta ja sen aiheuttamista häviöistä. 20 kV:n reaktoreiden elinkaarikustannuksiin ei ole otettu huomioon mahdollisten suurempien asemalaajennusten kustannuksia.

Taulukko 20. 15 – 25 MVar kompensoinnin elinkaarikustannukset

Vaihtoehto	Kompensointitarve		
	15 MVar (€)	20 MVar (€)	25 MVar (€)
3 MVar reaktoreilla	1 033 720	1 447 208	1 653 952
15 MVar reaktori	1 688 542	-	-
20 MVar reaktori	-	2 018 056	-
25 MVar reaktori	-	-	2 447 570

Edelleen 3 MVar reaktorit näyttäisivät olevan kustannuksiltaan halvin vaihtoehto, vaikka osalle sähköasemista jouduttaisiin tekemään huomattaviakin laajennuksia. Kustannuserot johtuvat pääosin häviökustannuksista, koska 110 kV:n reaktoreilla häviöt ovat 1 % luokkaa, kun taas öljyeristeisillä 3 MVar reaktoreilla on lähempänä puolta

prosenttia. 3 MVAR:n reaktoreiden hankintaa tukee myös pienet päämuuntajat, joiden kapasiteetti ei kestä loistehon siirtoa 110 kV:sta 20 kV:in.

Laskelmissa tulee kuitenkin muistaa, että 3 MVAR reaktoreiden elinkaarikustannusarvio on suuntaa antava. Yli viiden reaktorin asentaminen voi aiheuttaa merkittäviä kustannuksia, mikäli liittymispisteessä ei ole tilaa reaktoreille. Mikäli reaktoreille joudutaan rakentamaan oma kytkinasema, kustantaa se huomattavasti enemmän kuin asemalaajennukset.

7.6 Herkkyysanalyysi

Investointeja verratessa on tärkeää tehdä laskelmille herkkyysanalyysi, jotta huomataan tärkeiden muuttujien vaikutukset laskelmiin. Herkkyysanalyysien tuloksista voidaan päätellä, kuinka paljon mahdolliset virheet lähtötiedoissa voivat vaikuttaa lopputulokseen ja kannattavuuteen. Herkkyysanalyysia tehdessä kannattaa tutkia yhtä tai kahta muuttujaa kerralla, jotta nähdään muuttujien korrelaatiot kustannuksiin.

Elinkaarilaskelmissa tilannetta tulee tarkastella eri korkokannoilla, koska korkokannan valinta vaikuttaa huomattavasti pitkäikäisten investointien kustannuksiin. Kompensointilaitteiden elinkaarikustannuksiin vaikuttaa myös muut parametrit: häviöhinta, vuosittainen tehonkasvu, pitoaika ja huipunkäyttöaika. Pitoajan voidaan olettaa pysyvän vakiona, mutta muiden parametrien muutoksia tulee tutkia erikseen.

Elinkaarilaskelmien muuttujien lisäksi tulee myös arvioida riskejä, miten esimerkiksi loissähköhinnoittelun muutokset vaikuttavat kompensointilaitteiden hankintoihin tai investointiaikatauluihin. Laitteen omia häviöitä voidaan myös muuttaa, jotta nähdään miten häviöiden suuruus vaikuttaa elinkaarikustannuksiin.

7.6.1 Parametrien muutokset

Laskentakorkokannan vaikutus elinkaarikustannuksiin täytyy ottaa huomioon pitkäikäisissä investointilaskelmissa. Korko voidaan määritellä verkkoliiketoiminnassa reaalisten rahoituskulujen tai tavoitellun reaalisen minimituoton mukaan. Tällä hetkellä yleinen korkotasoa on matala, mutta koska pitoaika on 40 vuotta, tulee väliin varmasti korkeamman koron ajanjaksoja. Laitteiden elinkaarilaskelmissa korkoprosentin oletettiin olevan kuusi prosenttia, mutta seuraavissa laskelmissa korkokantaa on tarkasteltu 5 – 9 % välillä.

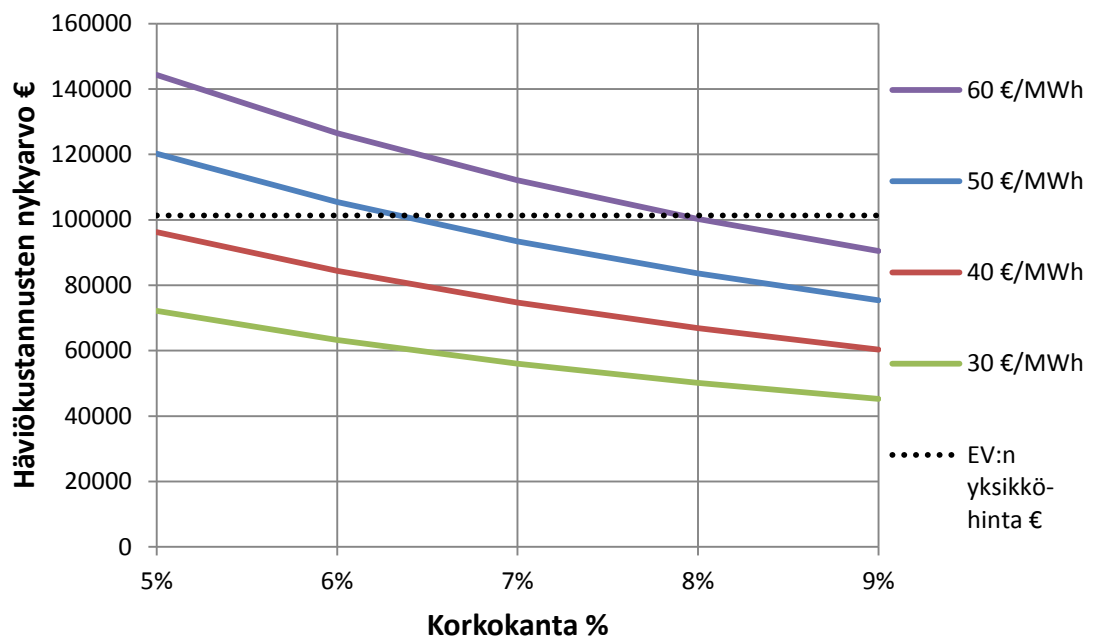
Korkokannan muutos voi vaikuttaa kompensointivaihtoehdon edullisuuteen, mikäli laskentakorkokanta muuttuu huomattavasti. Mitä suurempi korkokanta on, sitä pienempi on kustannusten nykyarvo diskontattuna nykypäivään. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että laitteet joiden elinkaarikustannukset jakaantuvat jaksollisemmin koko laitteen pitoajalle, tulevat halvemmiksi suurilla korkokannoilla.

Kompensointivaihtoehdot, joiden alkuinvestointi on taas suuri ja käyttökustannukset pienet, tulevat edullisemmiksi pienillä korkokannoilla. Tulokset johtuvat taloudesta tutusta korkoa korolle -ilmiöstä, jonka takia pienet muutokset korkokannassa vaikuttavat merkittävästi pidemmällä aikavälillä.

Vaikka laskentakorkokanta vaikuttaa laitteiden elinkaarikustannuksiin huomattavasti, tässä työssä valitut kompensointivaihtoehdot ovat kuitenkin kustannusrakenteeltaan suhteellisen samanlaisia eikä laskentakorkokannan muutoksilla ole vaikutusta laitteiden edullisuusjärjestykseen. Mikäli kustannukset jakautuisivat eri tavalla kompensointilaitteiden kesken, olisi korkokannalla suurempi vaikutus kompensointistrategioihin.

Häviöiden arvostus määritetään yleensä Nord Pool pörssisähkön keskihintojen perusteella. Pörssisähkön hinnassa on ollut viimeisen vuosikymmenen aikana paljon volatilitteettia, jonka vuoksi oikean häviöhinnan valinta 40 vuoden elinkaarilaskelmiin on hankalaa. Sähkön pörssihinnan keskiarvo on liikkunut 20 – 60 €/MWh välillä, joten tarkastelemalla laskelmia eri häviöhinnoilla, nähdään kuinka paljon virhearviot vaikuttavat lopullisiin kustannuksiin.

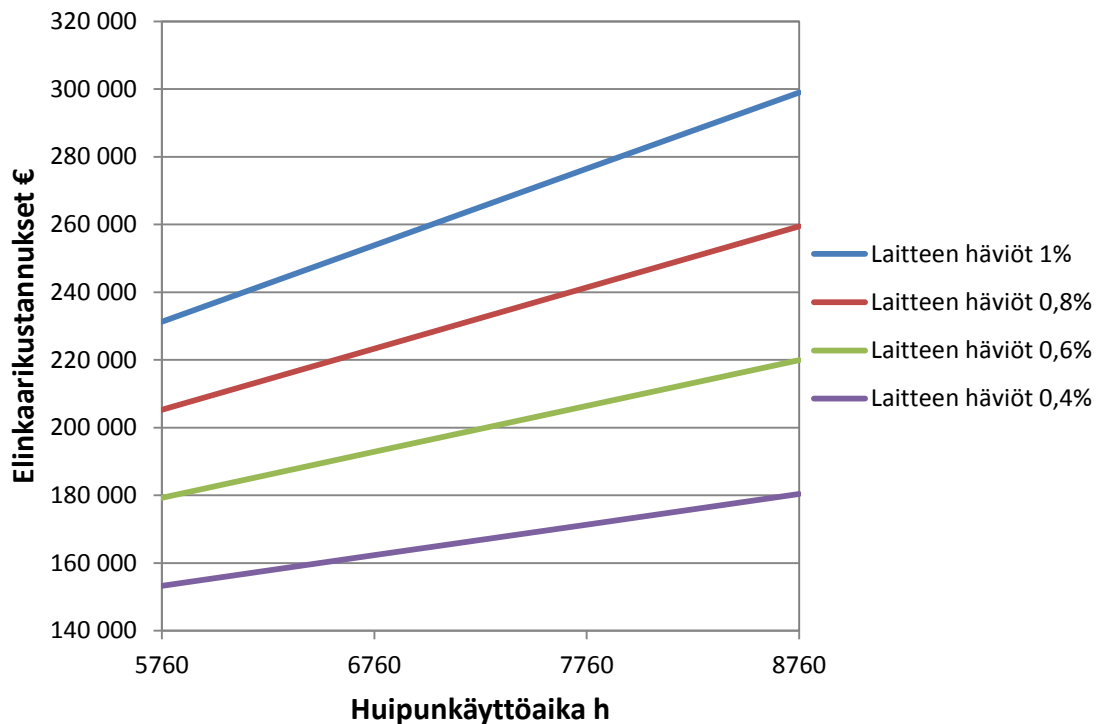
Kuvassa 23 on laskettu eri häviöhintojen ja korkokantojen vaikutuksia 3 MVAR reaktorin häviökustannuksiin. Pitoaika reaktorilla on 40 vuotta ja häviöiden suuruus noin 0,6 % laitteen nimellistehosta. Taustalle on laitettu Energiaviraston yksikköhinta 3 MVAR laitteelle.



Kuva 23. Korkokannan ja häviöhinnan vaikutus 3 MVAR reaktorin häviökustannuksiin

Häviöhinnan arvostus vaikuttaa kaavan 13 mukaan lineaarisesti häviökustannuksiin ja sitä kautta myös mahdollisesti laitevalintoihin. Mikäli häviöhinta valitaan suureksi, häviökustannusten osuus laitteen elinkaarikustannuksista kasvaa ja vähähäviöiset kompensointilaitteet muodostuvat yhä edullisemmiksi. Pienellä häviöhinnalla taas kompensointilaitteen hankintahinnan merkitys kasvaa.

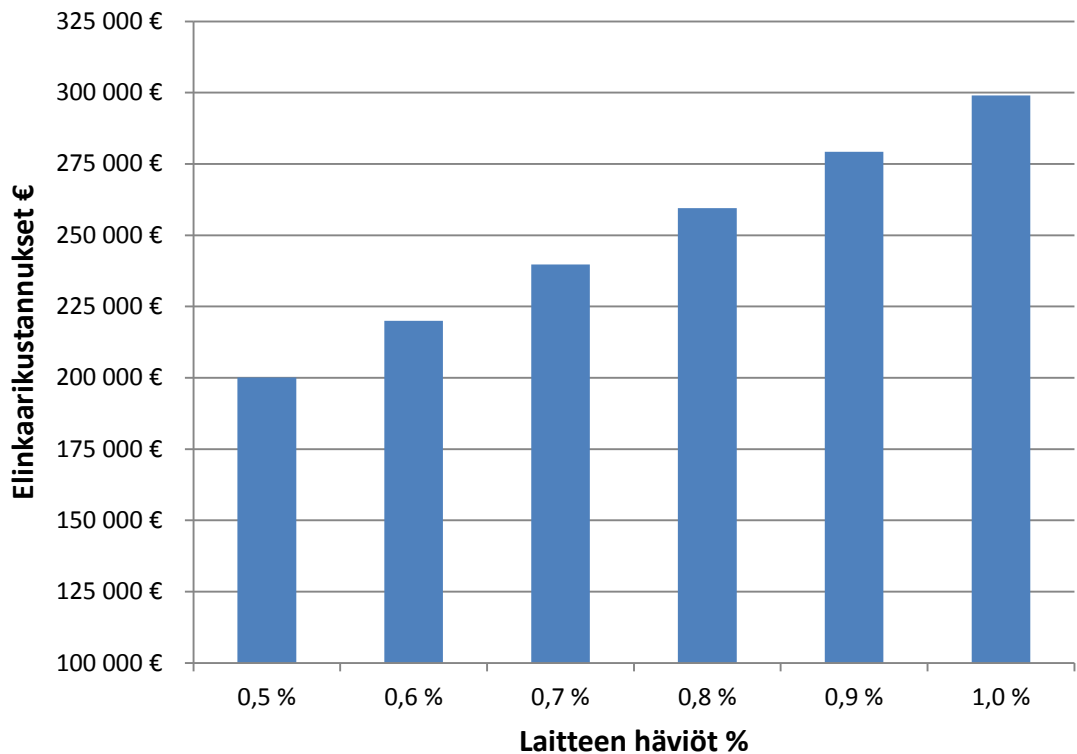
Elinkaarikustannuksiin vaikuttaa myös oletettu reaktorin huipunkäyttöaika ja reaktorin omat häviöt. Liittymispisteiden loistehon kompensointiota joudutaan säätämään kuormituksen mukaan kappaleen 6 mukaisesti. Laskelmien tuloksissa tulee myös huomioida, että osa reaktoreista ei käy koko vuotta nimellistehollaan vaan huippukuormien aikaan reaktorit kytetään irti verkosta. Kaapelit tuottavat kuitenkin loistehoa merkittävästi leutoina talvipäivinäkin, joten reaktoreiden vuosittaiset huipunkäyttöajat vaihtelevat todennäköisesti 7000 – 8760 h välillä. Kuvassa 24 on esitetty, miten 3 MVAR reaktorin elinkaarikustannukset muuttuvat huipunkäyttöajan ja laitteen omien häviöiden suhteen.



Kuva 24. Huipunkäyttöajan ja laitteen omien häviöiden vaikutus 3 MVAR reaktorin elinkaarikustannuksiin.

Kuvasta 24 huomataan, että huipunkäyttöaika ei merkittävästi vaikuta laitteen elinkaarikustannuksiin, mikäli laite on yli 7000 tuntia vuodesta päällä. Suurihäviöisillä laitteilla kuitenkin huipunkäyttöajan merkitys kasvaa.

Kuvan perusteella kuitenkin enemmän näyttäisi olevan merkitystä laitteen omista häviöistä, kuten aikaisemmin vertailussa todettiin. Tarkastellaan laitteen omien häviöiden merkitystä vielä tarkemmin kuvan 25 avulla.



Kuva 25. 3 MVar laitteen häviöiden vaikutus elinkaarikustannuksiin.

Kuvan perusteella laitteen omilla häviöillä on todella suuri merkitys elinkaarikustannuksissa, sillä 3 MVar reaktorin häviöiden alentaminen yhdestä prosentista puoleen prosenttiin voi alentaa elinkaarikustannuksia jopa kolmanneksella. Tämä asia kannattaa erityisesti huomioida laitteiden vaatimuksia määriteltäessä ja laiteinvestoinneissa. Vaikka pienihäviöisen laitteen hankintakustannukset olisivatkin hieman suuremmat, säästyy rahaa huomattavasti elinkaarikustannuksissa. Pienihäviöiset laitteet ovat myös ekologisempia ja kuumentuvat vähemmän.

7.6.2 Loissähköhinnoittelun muutokset

Uusi kantaverkkosopimus tuli voimaan 1.1.2016 ja siinä on määritelty siirtymäaika uuteen hinnoittelurakenteeseen vuoteen 2019 asti, joten voidaan olettaa, että muutoksia ei lähivuosina tule. Verkkoyhtiöiden maakaapeloinnit vaikuttavat kuitenkin toimintaympäristöön ja loistehotasapainon muutoksiin, joten loissähköhinnoittelun periaatteisiin voi tulla muutoksia jollain aikavälillä. Tämän vuoksi on myös hyvä ottaa huomioon, että miten kompensointitilanne muuttuu, mikäli tulisi muutoksia periaatteisiin.

Säävarman verkon rakentaminen jatkuu ainakin vuoteen 2028 asti, joten pelkästään hintojen muutos ei vaikuttaisi teknisesti loistehon kompensointitarpeeseen, mutta laitehankintojen määrään ja hankinta-ajankohtaan muutokset voivat vaikuttaa. Pienikin muutos hinnoittelussa voi muuttaa kompensoinnin kannattavuutta olennaisesti.

Mikäli hintoja nostettaisiin, kasvaisivat maksut nykytilannetta merkittävästi nopeammin, jolloin olisi taloudellisesti kannattavampaa investoida aikaisemmin loistehon kompensointiin. Samalla myös tarvittavien laitteiden määrä todennäköisesti kasvaisi. Päinvastaisessa tilanteessa taas loismaksujen kasvuvauhti olisi hitaampi, jolloin investointeja voitaisiin suunnitella tarkemmin ja tehokkaammin pidemmälle aikavälille. Hintojen laskiessa voitaisiin myös muutama reaktori jättää mahdollisesti hankkimatta, koska reaktori ei muodostuisi enää taloudellisesti niin kannattavaksi investoinniksi.

Tulevaisuudessa muutoksia voi tulla myös loistehon mittaamiseen ja seurantaan. Tällä hetkellä loistehoa seurataan tuntitasolla, mutta tulevaisuudessa voi myös olla mahdollista, että seuranta muuttuu esimerkiksi jokaisen 15 minuutin loistehosiirron laskutukseen. Varttitase seuranta muuttaisi loistehon seurannan vielä aikaisempaa tarkemmaksi. Verkkoyhtiöillä loisteho muuttuu pääosin vuodenajan mukaan eivätkä muutokset tällöin ole niin nopeita, että 15 minuutin laskutuksella olisi suurta merkitystä loistehomaksuihin. Varttitasehinnoittelu voi vaikuttaa esimerkiksi tehtaiden loistehon hallintaan, sillä tehonvaihtelu voi olla nopeaa lyhyenkin ajan sisällä.

7.6.3 Yhteenveto muuttujien vaikutuksista

Kompensointilaitteiden elinkaarikustannuksiin vaikuttaa moni muuttuja, jonka vuoksi parametrien virhearvioista voi syntyä suuriakin eroja kustannuslaskelmiin. Kompensointilaitteiden kustannusrakenteet ovat kuitenkin pääosin melko samanlaisia, joten kompensointistrategioiden edullisuusjärjestys ei välttämättä muutu virhearvioista. Parametrien valinnat vaikuttavat olennaisesti häviökustannuksiin ja sitä kautta myös mahdollisesti yksittäisten laitteiden teknisiin vaatimuksiin.

Taulukkoon 21 on koottu yhteenveto herkkyyksianalyysin tuloksista. Suurimmat vaikutukset ovat korkoprosentilla, häviökustannuksen arvostuksella ja laitteen omilla häviöillä. Huipunkäyttöajalla ja vuosittaisella tehonkasvulla on myös vaikutusta kustannuksiin, mutta näillä muuttujilla pienet virhearviot eivät vaikuta olennaisesti tuloksiin.

Taulukko 21. *Muuttujien merkitys elinkaarikustannuksiin*

Muuttuja	Vaikutus kustannuksiin	
Korkoprosentti	Suuri	Suurilla korkoprosenteilla pienemmät elinkaarikustannukset, vaikuttaa suoraan laitteen häviökustannuksiin
Häviöhinta	Suuri	Häviöhinnan muutos vaikuttaa merkittävästi laitteen häviökustannuksiin
Laitteen omat häviöt	Suuri	Merkitys korostuu pitkäikäisissä investoinneissa
Huipunkäyttöaika	Pieni	Reaktorit käytössä suurimman osan vuodesta, jonka vuoksi huipunkäyttöajoissa vain pieniä eroja
Tehon vuosittainen kasvuprosentti	Ei vaikuta	Ei vaikuta reaktoreiden elinkaarikustannuksiin, koska laitteet käyvät koko ajan nimellisteholla

8. TOTEUTUSSUUNNITELMA

Työn tarkoituksena oli suositella Elenian jakeluverkolle yleistä kompensointistrategiaa ja suunnitella Elenialle lyhyen aikavälin kompensointisuunnitelma. Tavoitteena oli myös pohtia tulevaisuuden muutoksia, jotka voivat vaikuttaa loistehotaseeseen.

8.1 Kustannus-hyötyanalyysin suositukset

Aikaisemmissa kappaleissa on tarkasteltu eri kompensointivaihtoehtoja sekä vertailtu kustannus-hyötyanalyysien kautta kompensointilaitteita. Tuloksien pohjalta voidaan tehdä suositus yleiselle kompensointistrategialle, jossa on otettu huomioon sekä tekniset että taloudelliset näkökulmat.

Kapasitiivisen loistehon kompensointiin on monia vaihtoehtoja, mutta Elenian verkon tapauksessa suuri loistehon määrä rajaa vaihtoehdot jo lähtökohtaisesti hyvin pieneen määrään. Potentiaalisia vaihtoehtoja on hajautettu kompensointi ja keskitetty kompensointi, sillä muut vaihtoehdot ovat joko liian kalliita tai eivät ole pitkällä aikavälillä kestäviä ratkaisuja. Vaihtoehtojen kustannusvertailussa kävi myös selvästi ilmi, että hajautettu kompensointi on monenkertaisesti kalliimpi vaihtoehto kuin keskitetty kompensointi, joten tällä hetkellä hajautettua kompensointia ei suositella myöskään ensisijaiseksi vaihtoehdoksi jakeluverkon kompensointiin.

Keskitetty kompensointi voidaan suorittaa 20 tai 110 kV:n puolella. Kappaleessa 7.2.1 kuitenkin todettiin, että Elenian jakeluverkon päämuuntajat ovat niin pienitehoisia, että ne kuormittuvat liikaa 110 kV:n siirtämästä loistehosta. Samalla myös päämuuntajien häviöt kasvavat, joten teknis-taloudellisesti parhaimmaksi vaihtoehdoksi Elenian jakeluverkkoon soveltuu 20 kV:n keskitetty kompensointistrategia.

Reaktoreita hankitaan tarpeen mukaan lähtökohtaisesti sähköasemille, joihin niitä eniten tarvitaan. Laitteiden hankinta ja sijoitusjärjestys määräytyy sähkön laadun ja kustannusten mukaan. Ensisijaisesti reaktorit asennetaan sähkön laadun kannalta kriittisimmistä kohteista alkaen. Kun sähkön laadun kannalta ei ole enää merkittäviä kohteita, asennetaan seuraavat reaktorit niistä saatavan kustannussäästön perusteella. Kustannussäästön tarkastelu perustuu vuosittaisiin Fingridin loistehomittauksiin ja -maksuihin.

Kaapelointiasteen kasvaessa lähtöjen pituudet voivat kasvaa yli 100 km pitkiä, jolloin mahdollisesta Ferranti-ilmiöstä johtuen voidaan tarvita kompensointia myös lähempänä

johdon loppupäätä. Tällöin voi olla tapauskohtaisesti tarpeen asentaa reaktoreita kytkinasemille lähdon puoliväliin tai mahdollisesti hajautettua kompensointia johdon loppupäähän. Hajautettu kompensointi on potentiaalinen vaihtoehto, mikäli kytkinasemaa ei ole rakennettu eikä kytkinaseman rakentamiselle ole muuta tarvetta.

Tulevaisuuden ennustamisen haasteellisuuden takia investoinneissa ja suunnitelmissa on aina epävarmuutta. Herkkyysanalyysin avulla arvioitiin lähtötietojen virheiden vaikutuksia lopputulokseen ja kannattavuuteen. Tuloksien perusteella merkittävät parametrit ovat korkoprosentti, häviökustannus ja laitteen omat häviöt.

Loistehon kompensointistrategiassa ja investoinneissa tulee ottaa huomioon, että työn suositukset perustuvat vuonna 2016 voimaan tulleeseen loissähköhinnoitteluun. Mikäli periaatteet muuttuvat, täytyy kompensointistrategiaa arvioida uudelleen. Loistehon kompensointi ei kuitenkaan teknisestä näkökulmasta katsottuna tule poistumaan, joten sähkön laadun ja siirtohäviöiden kannalta kompensointi on kannattavaa monessa liittymispisteessä. Hinnoitteluperiaatteiden muutokset voivat vaikuttaa liittymispisteisiin, joissa loistehon siirto ei ole tekninen ongelma, mutta loisrajojen ylityksistä syntyy ylimääräisiä kustannuksia.

8.1.1 Laitevalinnat ja asennukset

Suosittelussa strategiassa investoidaan 20 kV:n reaktoreihin, joita sijoitetaan tarpeen mukaan jakeluverkon sähkö- tai kytkinasemien yhteyteen. Kokoluokaltaan hankittavat reaktorit ovat 2–3 MVA, koska kytkentäilmiöistä johtuen verkkoon ei voida sijoittaa yli 3 MVA:n reaktoreita. Ainakin osa reaktoreista olisi hyvä olla väliottokytkimillä varustettuja, jotta saadaan kompensoinnille säätövaraa ympäristöolosuhteiden muutoksia varten. Esimerkiksi kustannuksiltaan 1 ja 2 MVA reaktoreissa ei ole paljoa eroa, joten on järkevää investoida väliottokytkimellä varustettuun 2 MVA reaktoriin, jotta saadaan säätövaraa liittymispisteeseen.

20 kV:n reaktorit ovat teknisiltä ominaisuuksiltaan hyvin yksinkertaisia, suurimmat erot tulevat laitteiden välillä lähinnä eristystavasta, säätömahdollisuudesta ja häviöistä. Loistehon kompensointiin suositellaan kustannustehokkaita öljyeristeisiä reaktoreita, jotka ovat varustettu mielellään väliottokytkimillä. Ilmaeristeisten reaktoreiden etuna on niiden huoltovapaa rakenne ja hiljainen käyntiääni, mutta kustannuksiltaan ne ovat kalliimpia kuin vastaavankokoiset öljyeristeiset reaktorit.

Reaktoreiden hankinnassa tulee painottaa erityisesti häviöttömyyttä. Kuten kappaleessa 7.4.3 laskettiin, häviökustannusten osuus voi olla jopa yli puolet elinkaarikustannuksista. Kompensointilaitteen häviöiden suuruus nimellistehosta tulee olla alle prosentin, mielellään lähempänä puolta prosenttia. Pienihäviöisten reaktoreiden hankintahinnat ovat suurempia, mutta kustannussäästöä saadaan elinkaarikustannuksista.

Hankittavien reaktoreiden eliniän tulee olla vähintään 40 vuotta, olettaen että ne käyvät koko ajan täydellä teholla. Erityinen huomio reaktoreiden hankinnoissa tulee kiinnittää niiden jäähtymiseen, koska reaktorit kuumentuvat hyvin paljon. Laitteessa tulisi olla kosketussuojattu rakenne ja sen tulisi olla soveltuva ulkokäyttöön. Reaktori asennetaan erillisen öljynkeräysaltaan päälle, josta johdetaan vedet tyhjennyskaivoon omalla putkella ja sulkuventtiilillä. Suositeltavaa olisi, että reaktorissa on varaus myös ulkoiselle jäädyttimelle, mikäli laite kuumentuu liikaa.

Reaktoreiden suojaus on tärkeää, jotta ne toimivat halutulla tavalla koko elinkaaren ajan. Reaktorissa tulisi olla ainakin seuraavat suojaukset:

- Ylipaineventtiili
- Öljynpinnan korkeuden alaraja ja öljynpinnan osoitin
- Öljyn lämpötila

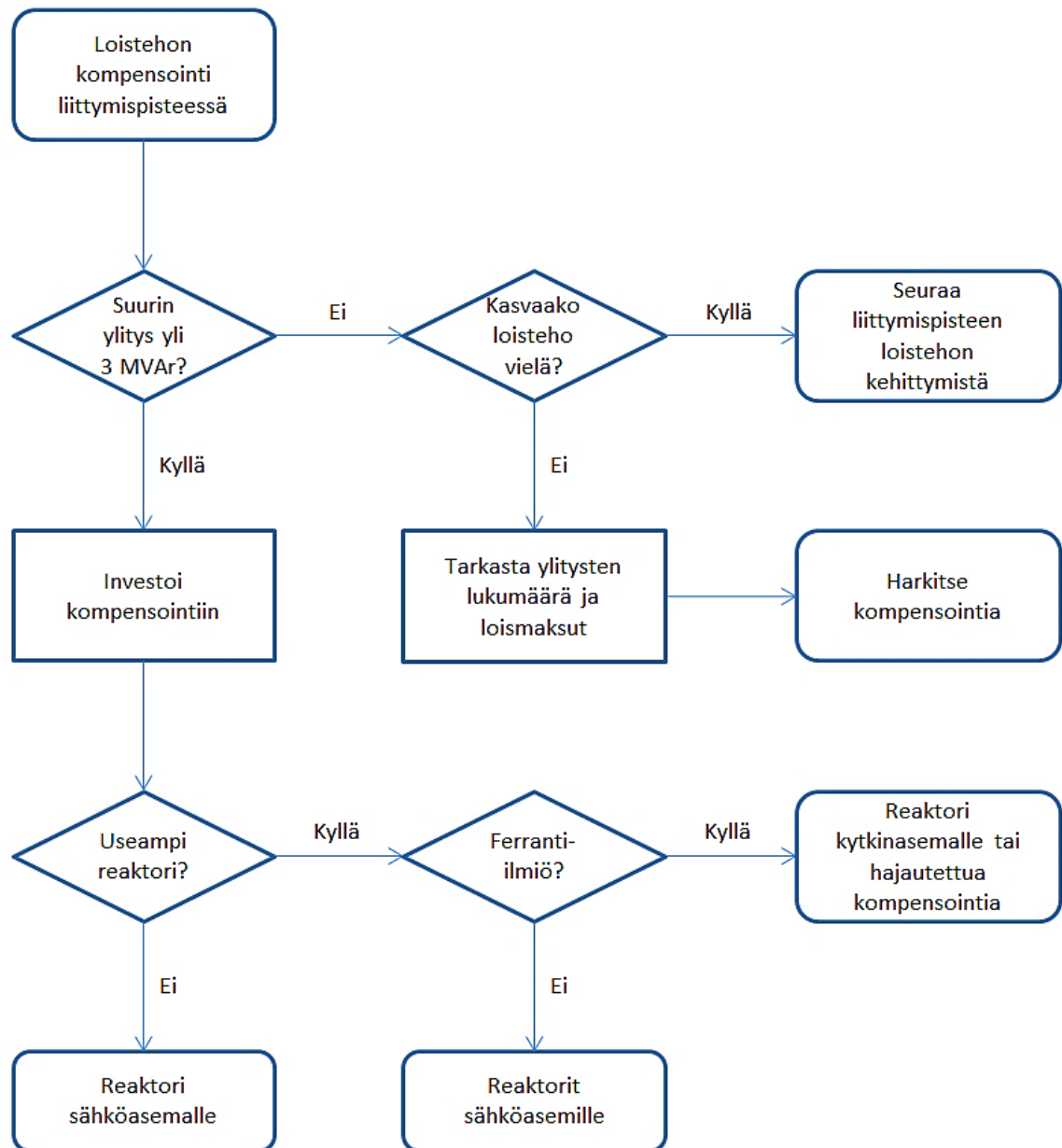
Olennaista on myös saada suojalaitteista hälytykset, jotta vikatilanteet saadaan ehkäistyä. Suojalaitteisiin suositellaan asennettavaksi laukaisukoskettimet, joilla välitetään hälytykset kaukokäyttöön ja laukaistaan tarvittaessa syöttävä katkaisija.

8.2 Investointisuunnitelma vuoteen 2023

Yleisen kompensointistrategian selvittämisen lisäksi työn päämääränä oli suunnitella karkea kompensointisuunnitelma vuoteen 2023 asti, jolloin suurin osa taajamista sekä suuri- ja keskitehoisista runkojohdoista on saatu kaapeloitua ja saneerauksissa siirrytään pienitehoisimpien haarajohtojen pariin. Tulevaisuutta on kuitenkin aina hankala ennustaa, joten investointisuunnitelma on enemmän suuntaa antava. Maakaapeloinnit suoritetaan kuitenkin varmuudella vuoteen 2028 mennessä, joten loisteho tulee lisääntymään tulevaisuuden jakeluverkossa.

Suosittelavan investointisuunnitelman tarkoitus on antaa tietoa loistehon kehityksestä jokaisessa liittymispisteessä. Sen avulla nähdään, mitkä liittymispisteet tulevat olemaan mahdollisesti ongelmallisia loistehon suhteen. Arvion perusteella voidaan välttyä akuuteilta ongelmilta, kun tiedetään jo etukäteen, mihin liittymispisteisiin on huomattavasti loistehoa tulossa lisää ja kuinka monta reaktoria liittymispisteeseen tarvitaan.

Investointien tueksi on laadittu kuvan 26 vuokaavio, jonka on tarkoitus antaa tukea loistehon kompensoinnin kannattavuuteen yksittäisessä liittymispisteessä. Vuokaaviossa on myös otettu huomioon Ferranti-ilmiö, mikäli se muodostuu tulevaisuuden jakeluverkossa ongelmaksi.



Kuva 26. Kompensointivuokaavio

Jokaiselle Elenian liittymispisteelle on selvitetty tarkempi arvio loistehon kehityksestä vuoden 2017 loppuun mennessä ja karkeampi arvio loistehon määrästä vuoden 2019 ja 2023 lopussa. Loistehon kasvun arviointiin on hyödynnetty rakennusprojektien tietoja sekä verkkotietojärjestelmän ilmajohtomääriä. Arviot perustuvat seuraaviin oletuksiin:

- Vuoden 2017 arvio perustuu rakennusprojektien todellisiin kaapelimääriin.
- Vuoden 2019 arviossa taajamat sekä osa suuritehoisista runkojohdoista on kaapeloitu.
- Vuoden 2023 arviossa taajamat, suuri- ja keskitehoiset runkojohdot sekä osa haarajohdoista on kaapeloitu.

Loistehon kehittymisen perusteella on suunniteltu, kuinka monta 3 MVar reaktoria jokaiseen liittymispisteeseen tarvitaan tulevaisuudessa ja mihin investointien ajankohta mahdollisesti sijoittuu.

Jos kompensointi toteutettaisiin suositellun suunnitelman perusteella, 3 MVar reaktoreita tarvittaisiin koko Elenian verkkoon noin 40 - 50 kappaletta. Suunnitelman tavoitteena on, että jännitteet eivät nouse kevyen kuorman aikaan, loistehomaksut saadaan maltillisiksi ja siirtokapasiteetti pysyy korkeana. Koko verkon loismaksuista suurin osa muodostuu tällä hetkellä kymmenestä pahimmasta liittymispisteestä, joten suunnitelmassa on tarkoitus priorisoida nämä liittymispisteet ensin, jotta loismaksut saadaan laskettua kohtuullisemmalle tasolle. Tämän jälkeen loistehon kehityksen mukaan keskitytään muihin liittymispisteisiin.

Tulevaisuudessa myös haarajohtoja kaapeloidaan ja uusia kaapeleita asennetaan verkkoon, jonka vuoksi loistehon kehitys voi poiketa jonkin verran arvioidusta. Joihinkin liittymispisteisiin voidaan myös saada sovittua netotussopimuksia, jotka vähentävät reaktoreiden tarvetta. Suunnitelmassa ei ole myös otettu huomioon, mikäli kaapelointinopeutta tai periaatteita muutetaan, mikä vaikuttaa hyvin suuresti eri liittymispisteiden loistehotuotannon kehittymiseen. Näiden reaktoreiden lisäksi voidaan tarvita vielä lisää kompensointilaitteita, sillä kompensointisuunnitelman reaktorit ovat suunniteltu liittymispisteisiin, jotka ovat liittyneet suoraan kantaverkkoon kytkinlaitostai voimajohtoliittynällä. Arviossa ei ole siis otettu huomioon kompensointilaitteita, joita mahdollisesti tarvitaan muiden asiakkaiden alueverkkoihin liittyvissä verko-osissa.

Reaktori on suunniteltu hankittavaksi vain, jos liittymispisteen suurin loistehon ylitys on yli 3 MVar. Syynä tähän on, että loistehotase muuttuu vielä olennaisesti ainakin 2028 asti, jonka vuoksi pienempiin ylityksiin ei kannata investoida aikaisemmin. Yli 3 MVar kompensointi on myös taloudellisesti kannattavaa, koska kompensointilaitteen takaisinmaksuaika tulee kohtuulliseksi ja samalla syntyy välillisiä säästöjä sähkön laadun parantuessa.

Suunnitelmassa 20–30 eri liittymispisteeseen tarvitaan reaktoreita ja loput liittymispisteet jäävät ilman kompensointilaitteita. Nämä alle 3 MVar ylitykset eivät kuitenkaan aiheuta mittavia jännitemuutoksia eikä loismaksuista synny suuria kustannuksia, koska suurimman osan vuodesta loistehon tuotto on huomattavasti matalampaa. Suositeltavaa on, että näiden liittymispisteiden kehitystä seurataan ja hankitaan tarvittaessa reaktori, kun tiedetään kaapelointihankkeista enemmän.

Suunnitelmaa voidaan päivittää tarkemmaksi sitä mukaan, kun hankkeet varmistuvat ja kaapelimäärät tarkentuvat. Samalla voidaan tarkentaa huomattavasti myös ajallista suunnitelmaa, jotta investointien ajankohdat saadaan vielä optimoitua. Suositeltavaa on myös ensimmäisten asennettujen reaktoreiden jälkeen tehdä investointien

jälkitarkastelu, jossa selvitetään miten käytännössä laskelmat ja toteutus ovat onnistuneet. Jälkitarkastelussa kannattaa pohtia ainakin seuraavia kysymyksiä:

- Ovatko hankinnat olleet kannattavia?
- Onko tullut yllättäviä ja ennalta arvaamattomia tilanteita/kustannuksia?
- Miten reaktorin asennus on vaikuttanut loistehon siirtoon liittymispisteessä?
- Miten loismaksut ovat muuttuneet?
- Onko reaktorin säätö onnistunut suunnitelmien mukaisesti?
- Tarvitseeko tulevien kompensointilaitteiden ominaisuuksia muuttaa/parantaa?

Jälkitarkastelun avulla saadaan strategiaa ja suunnitelmaa arvioitua käytännön kokemuksilla. Samalla voidaan tehdä muutoksia valittuihin käytäntöihin ja optimoida laitevalintoja.

8.3 Tulevaisuuden näkymät

Elenian säävarman verkon rakentaminen jatkuu ainakin vuoteen 2028 asti, jolloin koko Elenian sähköverkosta 70 % on kaapeloitu. Edellisen kappaleen lisäksi loistehon tuotanto kasvaa siis vielä vuosina 2023–2028, jolloin kaapeloidaan pienitehoisempia haarajohtoja. Tässä ajassa verkon loistehon tuotanto voi kasvaa merkittävästi, mikäli kaapelointitahti pysyy samanlaisena kuin aikaisemmin. Vaikutus loistehotaseeseen on mahdollisesti vielä suurempaa säävarman verkon rakentamisprosessin loppupäässä, sillä 2023 vuoden jälkeiset kaapeloinnit keskittyvät pääosin haja-asutusalueisiin, joissa kaapeleiden kuormitus voi olla koko vuoden hyvin kevyttä. Tällöin kaapelit tuottavat koko vuoden suuren määrän loistehoa verkkoon.

Tarkempaa arviota loistehon kehityksestä ja kompensoinnista on hyvin vaikea määrittää pidemmälle aikavälille, mutta vuosina 2023–2028 voidaan tarvita jopa kymmeniä 3 MVAR:n reaktoreita, jotta loismaksuista ei synny suuria kustannuksia vuositasolla. Reaktorit eivät kuitenkaan välttämättä ole enää tällöin paras ratkaisu kompensoinnille, sillä monet verkkoyhtiöt rakentavat säävarmaa verkkoa kaapeloimalla ja loistehon kompensointi yleistyy. Muista kompensointilaitteista tai hajautetusta kompensoinnista voi tulla kustannustehokkaampia, jolloin 3 MVAR reaktorin edullisuus voi muuttua.

Hajautetusta kompensoinnista voi tulla potentiaalinen ratkaisu loistehon kompensointiin erityisesti haja-asutusalueilla, joissa kuormitus on ajoittain hyvin kevyttä. Hajautetulla kompensoinnilla saadaan loistehoa kompensoitua paikallisesti, jolloin voidaan hallita mahdollisesti myös Ferranti-ilmiöstä johtuvaa jännitteennousua. Välillistä hyötyä saadaan myös pitkillä lähdöillä verkon häviöiden pienentyessä ja siirtokapasiteetin parantuessa. Potentiaalisia ratkaisuja voivat myös olla tehoelektroniikkaa hyödyntävät kompensointilaitteet, jotka seuraavat verkon kuormitusta ja jännitettä reaaliaikaisesti.

8.3.1 Tehoelektroniikka ja pientuotanto

Sähkönjakelu on murroksessa, sillä tehoelektroniikan kehittyminen ja kuluttajien pientuotanto muuttavat verkon kuormitusta tulevaisuudessa. Kuormituksen muutokset taas näyttäytyvät verkon loistehotasapainossa, jolloin kompensoinnista voi tulla yhä tärkeämpää, mikäli kaapelit toimivat ajoittain todella kevyellä kuormituksella.

Tehoelektroniikan kehittyminen voi näkyä laitteiden energiankulutuksessa ja loistehon paikallisessa kompensoinnissa. Ekologisuus ja ympäristöystävällisyys korostuvat yhä enemmän tulevaisuudessa, jonka vuoksi myös sähkölaitteet kuluttavat vähemmän energiaa kuin aikaisemmin. Tehoelektroniikan kehittyessä myös monet laitteet, koneet ja voimalat pystyvät kompensoimaan loistehoaan paikallisesti, mikä voi vähentää asiakkaiden kuluttamaa loistehoa verkossa. Yleinen tehonkasvu todennäköisesti kompensoi kuitenkin tilannetta, jolloin kehittynyt teknologia ei välttämättä vaikuta merkittävästi verkon loistehotasapainoon.

Uusiutuvien energianlähteiden käyttö tulee kasvamaan seuraavina vuosina merkittävästi sekä kotitalouksissa että liiketiloissa. Tämä tulee varmuudella näkymään verkon loistehotasapainossa, koska kuluttajien pientuotanto vähentää vuodenajasta riippuen jakeluverkon kuormitusastetta. Tulevaisuudessa merkittävimmät energianlähteet tuuli- ja aurinkovoima eivät tuota pätötehoa tasaisesti verkkoon, jolloin niiden vaikutus loistehon siirtoon vaihtelee ympäristöolosuhteiden mukaan.

Suomessa aurinkopaneelit tuottavat hyvin vähän sähköä talvikuukausina, jolloin sähköverkon kapasiteetti täytyy riittää vuoden huippukuormiin. Keväästä syksyyn taas aurinkopaneelit voivat tuottaa paljonkin sähköä, jolloin jakeluverkon kuormitus voi olla kevyempää. Jakeluverkossa täytyy olla siis siirtokapasiteettia kattamaan talven huippukuormat, mutta toisaalta myös loistehokapasiteettia kompensoimaan loistehon tuotantoa kesäkuukausien aikaan, jolloin asiakkaiden oma tuotanto kattaa suuren osan käytettävästä energiasta.

Tulevaisuudessa voi kuitenkin olla mahdollisuus hyödyntää asiakkaiden pientuotantoa loistehon kompensoinnissa. Kuluttajien ja tuotantoasiakkaiden inverttereitä voidaan käyttää tuotannon aiheuttaman jännitteennousun rajoittamiseksi, asiakkaan tehokertoimen parantamiseksi ja verkon kompensointitarpeisiin. Inverttereitä voidaan soveltaa loistehon kompensoinnissa kaikkina aikoina, vaikka pätötehoa ei siirrettäisikään. Mitä vähemmän pätötehoa siirretään, sitä enemmän jää tilaa loistehokapasiteetille. Toisaalta tämä aiheuttaa häviökustannuksia asiakkaalle, joista verkkoyhtiö voi joutua maksamaan. Pientuotanto voi kuitenkin olla tulevaisuudessa hyvä vaihtoehto loistehon kompensointiin, mikäli verkossa on vain tarpeeksi pientuotantoa hyödynnettävissä. Tällöin ei tarvitse asentaa erikseen välttämättä kompensointilaitteita, jos saadaan hyödynnettyä inverttereitä.

8.3.2 Sähköautot

Sähköautojen määrä liikenteessä tulee kasvamaan lähivuosina moninkertaisesti ja se voi vaikuttaa myös sähköverkon loistehotasapainoon. Pääasiallisena syynä tähän on älylatausverkosto, jonka tavoitteena on liittyä osaksi energiajärjestelmää. Älylataus tarkoittaa, että sähköautoja ladataan silloin, kun sähkön hinta on matalimmillaan ja verkon kuormitus vähäistä. Latausta voidaan myös kohdistaa ajanhetkiin, jolloin uusiutuvaa energiaa voidaan hyödyntää latauksessa. Tämä tarkoittaa, että sähköautojen lataus suoritettaisiin päivällä, jolloin uusiutuvaa energiaa on saatavilla tai yöaikaan, jolloin verkon kuormitus on vähäistä.

Sähköautojen älylataus tasoittaa verkon kuormitusvaihtelua ja samalla myös jakeluverkon loistehotase pysyy tasaisempana. Tasaisempi loistehon tuotanto taas vähentää kompensoinnin säädön tarvetta ja jännitemuutoksia. Sähköautot voivat vaikuttaa myös loismaksujen teho-osuuteen, sillä tehomaksu määräytyy kuukauden suurimman loissähkölityksen mukaan, joka yleisesti sijoittuu yöaikaan. Mikäli yöaikaan saadaan verkkoa kuormitettua, laskee suurimman laskutettavan loissähkölityksen suuruus. Myös silloin kun autoja ei ladata, voidaan hyödyntää pikalatausasemien nopeaa tehoelektroniikkaa loistehon kompensoinnissa, samalla tavalla kuin asiakkaiden pientuotannossa. Tästä kuitenkin täytyy aina sopia asiakkaan kanssa, jolloin ylimääräisiä kustannuksia voi syntyä.

Sähköautot voivat muuttaa olennaisesti verkon loistehotasetta ja latausasemia voidaan jopa hyödyntää kompensoinnissa. Sähköautojen yleistyminen ei kuitenkaan välttämättä vaikuta kompensointilaitteiden hankintaan ennen kuin autokanta muuttuu selvästi. [18]

8.3.3 Tasasähkön yleistyminen

Tasasähkön käyttöä sähkönjakeluverkossa on tutkittu lähivuosina ja nykyaikaisten suuntaajatekniikoiden ansiosta tasasähköjärjestelmät näyttävät olevan aikaisempaa kustannustehokkaampia. Tasasähkö ei ole välttämättä optimaalinen ratkaisu koko sähkönjakeluverkkoon, mutta joihinkin verkonosiin se voi olla vaihtosähköä edullisempi vaihtoehto. Mikäli tutkimuksista saadaan jatkossa potentiaalisia tuloksia ja todetaan tasasähkön olevan teknis-taloudellisesti hyvä ratkaisu jakeluverkkoon, se vaikuttaa myös olennaisesti verkon loistehotasapainoon.

Tasasähköverkolla on yleisesti etuja ja haittoja perinteiseen vaihtosähköverkkoon vertailtaessa. Mikäli asiaa tarkastellaan ainoastaan loistehotasapainon näkökulmasta, suurimmat edut syntyvät verkon rakenteesta, jossa tasasähkökaapeleiden tehokerroin on aina 1. Tämä tarkoittaa käytännössä, että kaapeli ei tuota eikä kuluta milloinkaan loistehoa, jolloin ei myöskään kaapeleiden tuottamalle loisteholle ole kompensointitarvetta. Jos verkkoa tarkastellaan vaihtosähköjärjestelmän suunnasta, tasasähköjärjestelmissä käytettävien invertterien kuluttamaa tai tuottamaa loistehoa

voidaan muuttaa haluttuun suuntaan, mikä auttaa merkittävästi loistehon kompensoinnissa. Muita huomattavia etuja on myös, että kaapeleilla ei ole stabiilisuusongelmia, jolloin kaapeleita voidaan kuormittaa aina termiseen rajaan asti. Tehonsäätö on myös tasasähköverkossa hyvin nopeaa, jolloin vapaata kapasiteettia voidaan hyödyntää kuormitusten siirroissa lähdeoltä toiselle.

Haittoja voi syntyä suuntaaja-aseamista, jotka voivat olla teknisesti hyvin monimutkaisia, kalliita ja suuntaajat voivat tuottaa haitallisia yliaaltoja verkkoon. Yliaaltoja voidaan kuitenkin suodattaa asemille sijoitettavilla suodattimilla. Verkon loistehotaseen kannalta olennaista on suuntaajien hyödyntäminen kompensoinnissa. Modernit IGBT-transistoripohjaiset suuntaajat voidaan säätää toimimaan millä tahansa tehokertoimella, mikäli vain virtakapasiteettia riittää. Tällöin voidaan helposti säätää verkon loistehotasetta suuntaaja-aseimilla ja ylimääräisiltä kompensointilaitteilta säästyään.

Vaihtosähkökaapeleiden loistehon tuotanto pitkillä lähdeöillä on hyvin suurta ja kaapelin siirtokapasiteetista kuluu osa loistehon siirtoon. Samalla joudutaan myös investoimaan mahdollisesti useampaan reaktoriin tai kuristimeen, jotta jännitteen nousu saadaan hallintaan. Näissä tapauksissa tasasähkökaapeli voisi olla erittäin potentiaalinen ratkaisu, kun sähköön laatu saadaan pidettyä laadukkaana kulutuspisteeseen asti eikä kompensointilaitteisiin tarvitse investoida. Tasasähköä käytetäänkin samoista syistä johtuen maiden välisissä merikaapeliyhteyksissä, esimerkiksi Suomen ja Ruotsin välisissä Fenno-Skan 1 ja 2 merikaapeleissa. [19]

9. YHTEENVETO

Sähkönjakeluverkot ovat osa yhteiskunnan sähkönjakelujärjestelmää, joiden tarkoituksena on siirtää sähköä mahdollisimman laadukkaasti ja häiriöttömästi kantaverkosta asiakkaan kulutuspisteeseen. Sähköverkoissa siirrettävä näennäisteho muodostuu pätötehosta ja loistehosta, joista pätöteho kuvaa todellista verkossa kulutettua tehoa. Loistehon avulla taas ei voida suoraan tehdä työtä, mutta sitä tarvitaan koneiden ja laitteiden sähkö- ja magneettikenttien ylläpitämiseen. Loistehon siirtoa sähkönjakeluverkossa pyritään kuitenkin välttämään, koska se vie verkon siirtokapasiteettia, muuttaa jakeluverkon jännitteitä, kasvattaa häviöitä ja tuo ylimääräisiä kustannuksia. Tavoitteena on, että tarvittava loisteho pyritään tuottamaan ja kuluttamaan mahdollisimman paikallisesti, jotta jakeluverkoissa siirtyisi pääosin ainoastaan pätötehoa.

Elenian sähköverkossa käytettävistä ilmajohtoista suurin osa tullaan maakaapeloimaan vuoteen 2028 mennessä, jolloin koko Elenian verkon maakaapelointiaste kasvaa noin 70 prosenttiin. Tällä hetkellä verkon kaapelointiaste on noin puolet vähemmän, joka käytännössä tarkoittaa, että kaapelia asennetaan seuraavina vuosina vielä monta tuhatta kilometriä. Säävarman verkon rakentaminen taas tuottaa muutoksia jakeluverkon loistehotasapainossa, sillä asennettavat kaapelit tuottavat merkittävästi enemmän loistehoa kuin edeltävät ilmajohtot.

Pääsyyinä kaapeleiden loistehon tuotantoon on niiden kapasitanssien suuruus verrattuna ilmajohtoihin, jonka vuoksi kaapelit ovat aina kapasitiivisia verkon kannalta. Loistehon tuotanto kasvaa kuormituksen vähentyessä, koska tällöin kaapelin pitkittäisreaktanssi kuluttaa vähemmän kapasitiivista loistehoa. Tulevaisuudessa loistehon tuotanto kasvaa Elenian jakeluverkossa keskimäärin 20–30 MVAR vuodessa, joka alkaa näkyä sähkön laadussa. Kapasitiivinen loisteho nostaa verkon jännitettä ja ongelmia liiallisesta loistehon tuotannosta syntyy varsinkin kesäöinä, jolloin kaapeleiden kuormitus on hyvin vähäistä ja loistehon tuotanto maksimissaan.

Loistehon kasvulla on myös taloudellisia vaikutuksia, sillä kantaverkkoyhtiö Fingrid valvoo loistehon siirtoa verkkoyhtiöiden ja kantaverkon liittymispisteissä. Uuden kantaverkkosopimuksen mukaan jokaiselle liittymispisteelle määritetään omat loistehon siirron rajat, joiden sisällä loistehon tulisi pysyä. Loistehorajojen ylityksistä Fingrid perii maksua uuden loistehohinnoittelun mukaisesti. Uusi hinnoittelu ohjaa jakeluverkkoja kompensoimaan loistehoaan paikallisesti, sillä ilman kompensointia verkkoyhtiöille voi syntyä suuria vuosittaisia loismaksuja.

Kaapeleiden tuottamaa loistehoa tulee siis kompensoida, jotta sähkön laatua saadaan parannettua ja loismaksuista syntyneet kustannukset minimoitua. Kapasitiivisen loistehon kompensointiin on markkinoilla erilaisia laitteita, jotka kuluttavat verkon loistehoa. Pienempiä, noin 200 kVAr:n kompensointilaitteita kutsutaan kuristimiksi ja niitä käytetään loistehon kompensointiin hajautetusti 20 kV:n verkon varrella. Sähköasemille asennettavia kompensointilaitteita kutsutaan reaktoreiksi ja niiden suuruus riippuu jännitetasosta. 20 kV:n reaktoreiden koot vaihtelevat 1–5 MVAR:n välillä, kun taas 110 kV:n reaktorit ovat nimellisteholtaan 15–40 MVAR. Kuristimien ja reaktoreiden lisäksi markkinoilla on tehoelektroniikkaa hyödyntäviä laitteita, jotka reagoivat verkon jännitemuutoksiin ja säätävät automaattisesti loistehon kompensointitehoa verkon muutosten mukana.

Kapasitiivisen loistehon kompensointiin on erilaisia tapoja, riippuen jännitetasosta ja toteutetaanko kompensointi sähköasemilla tai hajautetusti verkon varrella. Keskitetyssä kompensoinnissa kapasitiivisen loistehon kompensointilaitteita asennetaan sähkö- tai kytkinaseman yhteyteen. Reaktoreita voidaan asentaa sähköaseman 110 kV:n tai 20 kV:n jännitetasoon riippuen kompensointitarpeesta ja verkon tilasta. Elenian verkossa on liittymispisteitä, joissa kompensointitarve on niin suurta, että 110 kV:n reaktoreille olisi niiden suuren tehon takia tarvetta. Maaseutuverkon sähköasemien 110/20 kV:n päämuuntajat ovat kuitenkin nimellisteholtaan niin pieniä, että ne kuormittuvat liikaa niiden läpi siirrettävästä loistehosta ja päämuuntajat voivat ikääntyä nopeammin. Samalla myös muuntajien häviöt kasvavat. Tämän takia Elenian verkkoon soveltuu paremmin 20 kV:n reaktoreiden käyttö sähköasemilla, jotta muuntajat eivät kuormitu liikaa ja loistehon kompensointi saadaan kohdistettua paikallisemmin sinne, missä sitä eniten tarvitaan.

Kompensoinnissa voidaan käyttää myös hyväksi liittymispisteeseen liittyneiden tuulivoimaloiden loistehokapasiteettia, jota on saatavilla vaikka tuulivoimala ei tuottaisi pätötehoa ollenkaan. Tuulivoimaloiden käyttö kompensoinnissa voi kuitenkin olla ongelmallista, koska niiden loistehokapasiteetti muuttuu pätötehon mukana. Tällöin kompensointiteho täytyy mitoittaa aina sen mukaan, mitä voimalasta minimissään on saatavilla. Loistehon kulutus on siten riippuvaista sääolosuhteista, mikä tekee kompensoinnin hallinnasta vaikeampaa. Tuulivoimalat eivät myöskään välttämättä ole yhtä pitkäikäisiä kompensointivaihtoehtoja kuin reaktorit.

Kytkinlaitosliitynnöissä voidaan hyödyntää myös netotussopimuksia, joissa liittymispisteen kytkinaseman muiden asiakkaiden kanssa sovitaan yhteisestä loisteholaskutuksesta. Netotussopimuksissa osalliset jakavat yhteisen loistehoikkunan, jolloin asiakkaat voivat hyötyä toistensa loistehon tuotannosta tai kulutuksesta. Netotussopimuksissa Fingrid laskuttaa liittymispisteen haltijaa, joka taas edelleen laskuttaa muita netotussopimuksen asiakkaita sopimuksen mukaisesti.

Kompensoinnissa tulee huomioida laitteiden säädöstä ja käytöstä, sillä verkon loistehotasapaino muuttuu kuormituksen muuttuessa, jolloin liittymispisteessä voi tulla ylikompensointitilanteita. Erityisesti talven huippukuormien aikaan liittymispisteeseen loistehotase voi olla induktiivinen, jolloin reaktoreita täytyy ottaa pois käytöstä, jotta verkon jännitteet eivät laske liian mataliksi. Loistehon kompensointia voidaan säätää kytkemällä reaktoreita päälle tai ottamalla pois käytöstä, riippuen liittymispisteeseen vallitsevasta loistehotaseesta. Näin saadaan ylläpidettyä verkon loistehotase mahdollisimman lähellä nolaa, jolloin verkon sähkön laatu on parhaimmillaan. Säätö voidaan toteuttaa liittymispisteestä saatavilla reaaliaikaisilla päto- ja loistehomittauksilla, jotka tulevat Elenian verkkotietojärjestelmään. Järjestelmään voidaan asettaa liittymispisteeseen säädölle hystereesi tai viive, jotta vältytään turhilta edestakaisilta kytkennöiltä.

Kompensointilaitteiden ja -strategioiden elinkaarikustannuksia tarkasteltiin seitsemännessä kappaleessa, jotta löydettiin Elenian jakeluverkolle teknis-taloudellisesti optimaalisin ratkaisu. Laitteiden elinkaarikustannukset diskontattiin nykypäivään 40 vuoden pitoajalla ja arvioidulla laskentaparametreilla. Kustannukset suhteutettiin kompensointitehoon, jolloin saatiin eri laitteet yhteismitallistettua ja laitettua edullisuusjärjestykseen. Parhaimmaksi vaihtoehdoksi tuli 3 MVAR reaktorilla toteutettu kompensointi, jonka hinta oli noin 70 €/kVAR. Yleisesti tarkasteltuna 20 kV:n keskitetyt reaktorit olivat halvimpia ja hajautettuun kompensointiin tarkoitettut kuristimet kalliimpia vaihtoehtoja. Suurimmat kustannuserot syntyivät laitteiden omista häviöistä, koska 40 vuoden pitoajalla häviökustannusten osuus voi olla jopa yli puolet kokonaiskustannuksista.

Laitteiden elinkaarikustannusten jälkeen tarkasteltiin erilaisia kompensointitilanteita, joita Elenian verkossa tulee esiintymään tulevaisuudessa. Liittymispisteiden kompensointitarve vaihtelee 0–20 MVAR:n välillä, joten joihinkin liittymispisteisiin ei välttämättä ole kannattavaa hankkia kompensointilaitetta ollenkaan, kun taas osaan voidaan tarvita useampi laite. Kustannus-hyötyanalyysin perusteella suositellaan, että:

- 0–1 MVAR:n kompensointitarpeen vuoksi laitteita ei ole kannattavaa hankkia, koska laitteista saatava teknis-taloudellinen hyöty on hyvin vähäistä.
- 1–3 MVAR:n loistehon kompensoinnissa laiteinvestointeja tulee harkita tapauskohtaisesti, ottaen huomioon tuleeko liittymispisteeseen loistehon tuotanto vielä tulevaisuudessa kasvamaan, ylitetäänkö loistehorajat jatkuvasti, ovatko loistehomaksut merkittäviä ja viekö loisteho liikaa verkon siirtokapasiteettia.
- 3–15 MVAR:n kompensointi on jo taloudellisesti erittäin kannattavaa ja lähes ainoa vaihtoehto on toteuttaa kompensointi keskitetysti 20 kV:n verkossa. Paras tapa laskelmien mukaan on 3 MVAR reaktoreilla toteutettu kompensointi.
- Yli 15 MVAR:n kompensointi kannattaa toteuttaa 20 kV:n verkossa keskitetysti, koska päämuuntajat kuormittuvat liikaa 110 kV:n reaktoreista.

Keskijänniteverkossa toteutettu kompensointi on myös elinkaarikustannuksiltaan paras vaihtoehto.

Työn lopussa käsiteltiin kustannus-hyötyanalyysin johtopäätökset, esiteltiin suositeltu kompensointistrategia sekä käytiin läpi kompensointisuunnitelman sisältöä. Teknis-taloudellisen tarkastelun perusteella keskitetty kompensointi 20 kV:n jännitetasossa näyttäisi olevan selvästi suositeltavin ratkaisu Elenian maaseutuverkossa. Laitevalintana suositellaan 3 MVAR reaktoreita, joiden häviöt tulisi olla mahdollisimman pienet. Reaktoreita sijoitetaan tarpeen mukaan sähkö- tai kytkinasemille, joissa niitä eniten tarvitaan.

Kompensointisuunnitelmassa on arvioitu jokaisen liittymispisteen loistehon tuotanto tulevaisuudessa. Suunnitelmassa on tarkempi arvio vuoden 2017 lopusta ja karkeampi arvio tilanteesta vuoden 2019 ja 2023 lopussa. Vuoden 2017 loistehoarviot on laskettu asennettavien kaapelimäärien ja -tyyppien mukaan. Vuoden 2019 ja 2023 loistehotase on arvioitu niin, että taajama-alueet ja suuritehoiset runkojohdot on saatu korvattua kaapeleilla. Näiden tietojen perusteella on arvioitu, kuinka monta 3 MVAR reaktoria liittymispisteisiin tarvitaan, jotta loistehojen ylityksistä muodostuvat kustannukset saadaan teknis-taloudellisesti optimoitu. Suositellun suunnitelman perusteella reaktoreita tarvitaan koko Elenian jakeluverkkoon noin 40–50 kappaletta, mikäli loissähkömaksut halutaan minimoida. Suunnitelman oletuksena on, että loissähköhinnoinnitteluperiaatteet pysyvät samoina.

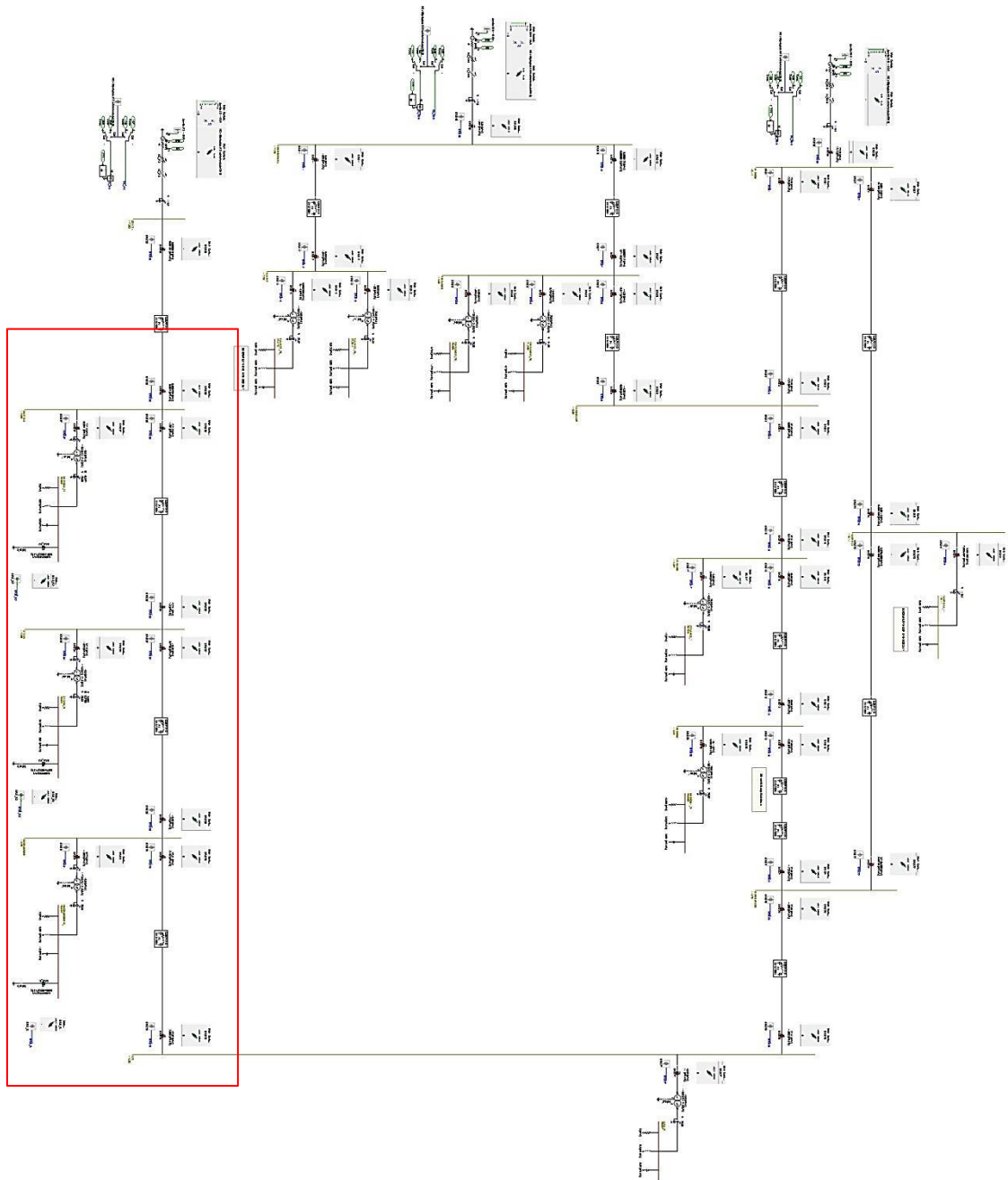
Tulevaisuudessa verkon loistehotasapainoon voi syntyä muutoksia sähköautoista, kuluttajien pientuotannosta, kehittyneestä tehoelektroniikasta ja tasasähköhön hyödyntämisestä sähköjakelussa. Loistehotasapaino voi sähköautojen myötä tasapainottua päivä- ja yöaikaan, tehoelektroniikan avulla kompensoidaan loistehoa paikallisemmin, pientuotanto voi vähentää kaapeleiden kuormitusta ja tasasähköhön käyttö taas parantaa verkon loistehotasetta. Sähköjakelu on murroksessa, jossa säävarman verkon rakentamisen lisäksi loistehotasapainoon voi vaikuttaa moni muu asia. Verkon kehitystä tulee seurata tarkkaan lähivuosina ja arvioida loistehon kompensointia uudelleen, mikäli olennaisia muutoksia tulee loistehotaseeseen tai kantaverkkosopimuksen loistehoperiaatteisiin.

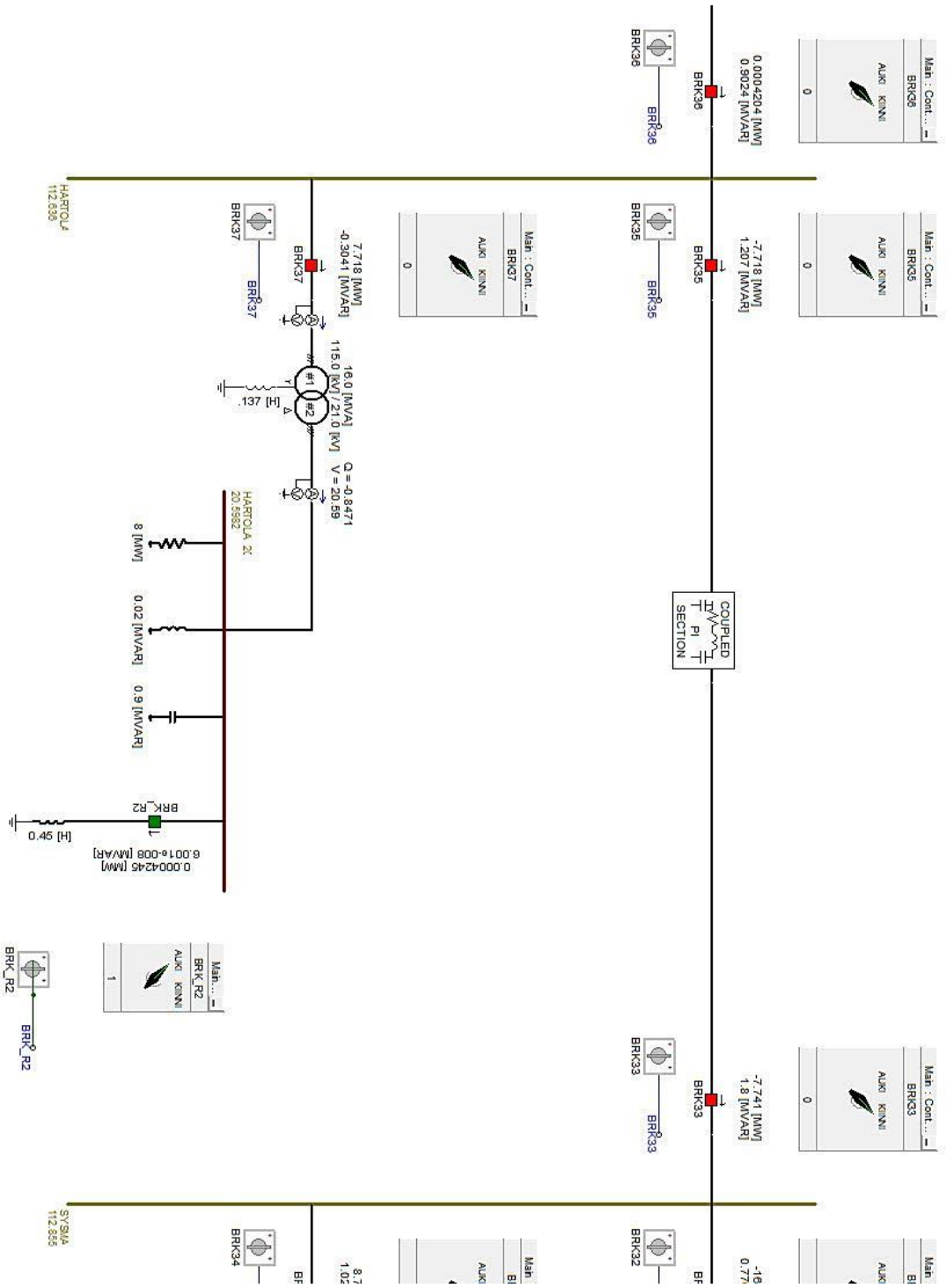
LÄHTEET

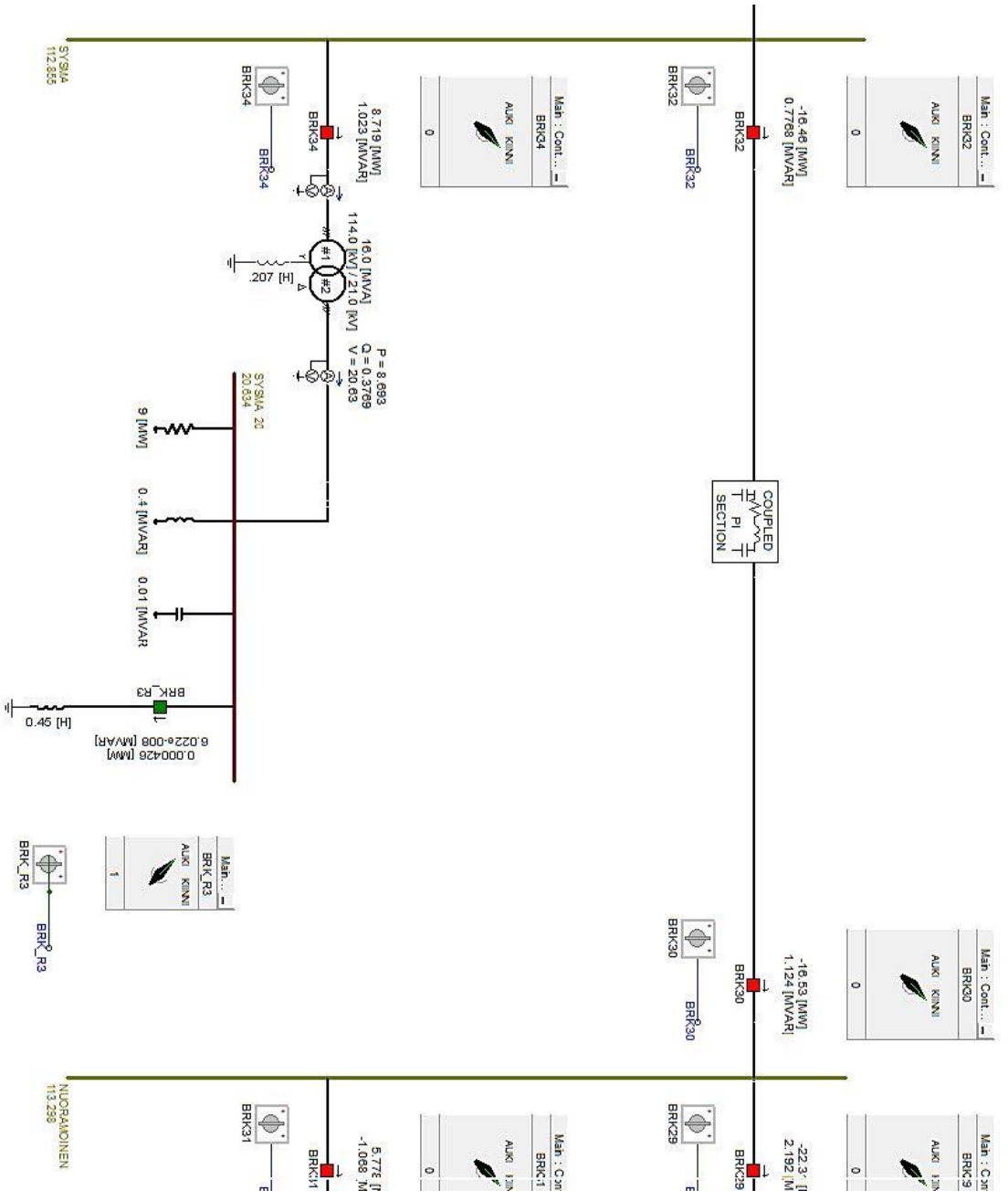
- [1] R. Mikkonen, SMG-2100: Sähkötekniikka: Vaihtosähkön teho, 2012. Saatavissa: <https://www.tut.fi/smg/tp/kurssit/SMG-2100/2012/periodi2/luento11.pdf>
- [2] J. Partanen, BL20A0600: Sähkönsiirtotekniikka: Siirtoverkon jännitteensäätö, 2010. Saatavissa: <https://noppa.lut.fi/noppa/opintojakso/bl20a0600/luennot/jannitteensaato.pdf>
- [3] Sähköteknisen Kaupan Liitto (STK), AHXAMK-W 20 kV 3-johtiminen, 2011. Saatavissa: <http://www.sahkonumerot.fi/0624250/doc/brochure/>
- [4] J. Elovaara and L. Haarla, Sähköverkot 1: Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta, Helsinki: Otatieto, 2011, 520 s.
- [5] S. Vehmasvaara, Compensation strategies in cabled rural networks, Diplomityö, Tampere: Elenia Oy, 2012.
- [6] Fingrid Oyj, Kantaverkkosopimus 2016, 2016. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/Kantaverkkopalvelut/kantaverkkosop2016/Sivut/default.aspx>
- [7] Fingrid Oyj, Fingrid Oyj:n yleiset liittymisehdot YLE2013, 2012. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/VAHVISTETTU%20-%20Fingrid%20Oyj%20yleiset%20liittymisehdot%20YLE2013.pdf>
- [8] Fingrid Oyj, Kantaverkkoon liittymisen periaatteet, 2016. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Liittymisen_periaatteet.pdf
- [9] Fingrid Oyj, Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito, 2016. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Kantaverkkosopimus2016/Loissähkön%20toimituksen%20ja%20loistehoreservin%20ylläpito.pdf>

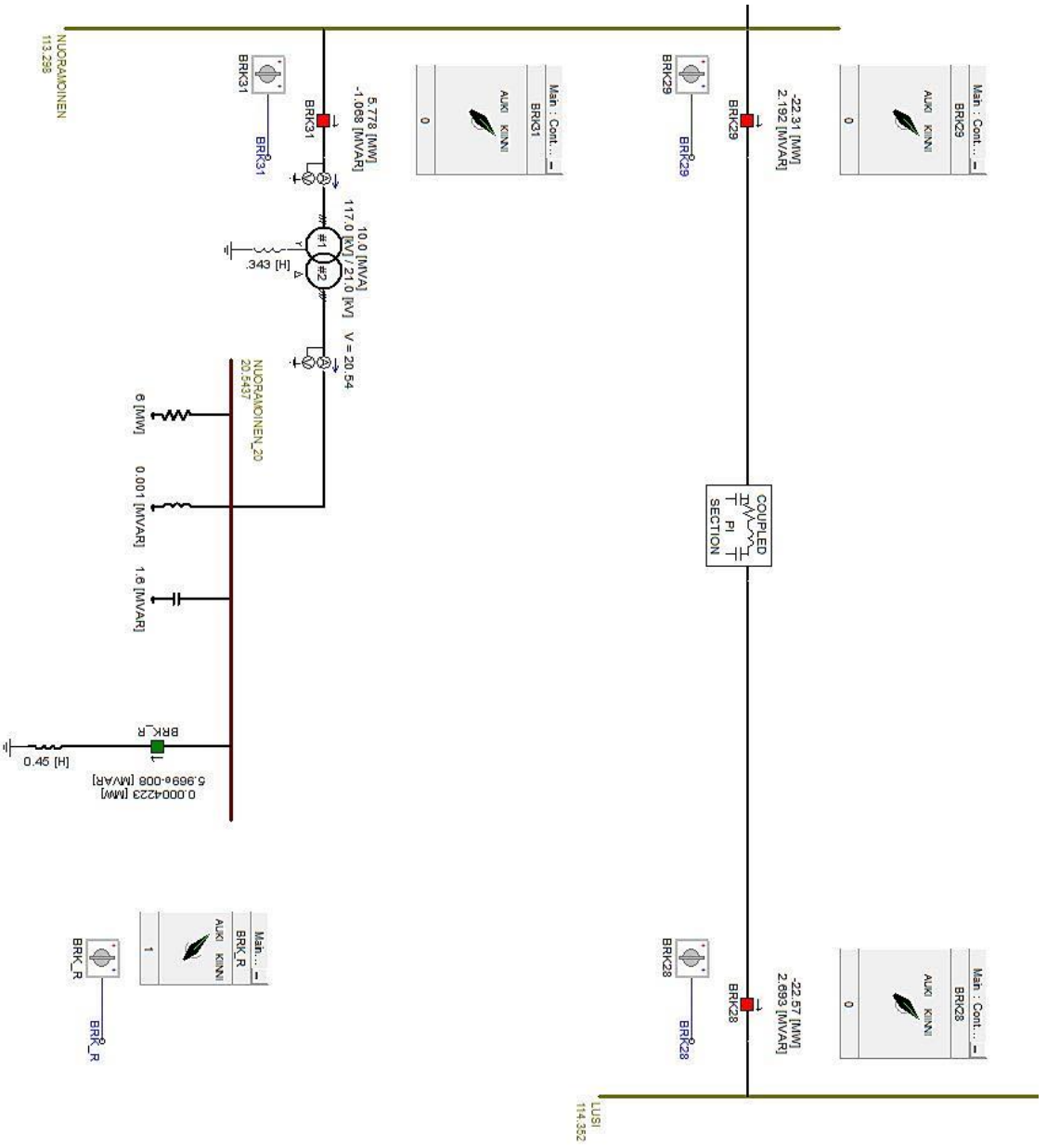
- [10] J. H. L. Elovaara, Sähköverkot 2: Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet, Helsinki: Otatieto, 2011, 551 s.
- [11] GE Grid Solutions, Air-core reactors - dry type, 2013. Saatavissa:
http://www.gegridsolutions.com/AlstomEnergy/grid/Global/OneAlstomPlus/Grid/PDF/PC/Air%20core%20reactors_Alstom-epslanguage=en-GB.pdf
- [12] KKM AB, Rinnakkaisreaktori Petersénin kelalla SHR, 2016. Saatavissa:
http://static.kkmpower.com/2015/06/Shunt-reactor_FI_20150108.pdf
- [13] ABB Oyj, Static Var Compensator: The key to better arc furnace economy, 2010. Saatavissa:
<https://library.e.abb.com/public/6c4608703c0e7760832577bb004face9/A02-0102%20E.pdf>
- [14] L. Korpinen, Muuntajat ja sähkölaitteet, 2012. Saatavissa:
http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt_opus/9muuntajat_ja_sahkolaitteet.pdf
- [15] Fingrid Oyj, Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset VJV2013, 2013. Saatavissa:
<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/2013/Voimalaitosten%20j%C3%A4rjestelm%C3%A4tekniiset%20vaatimukset%20VJV2013.pdf>
- [16] E. Lakervi and J. Partanen, Sähkönjakelutekniikka, Helsinki: Otatieto, 2009, 295 s.
- [17] P. Suomala, O. Manninen and J. Lyly-Yrjänäinen, Laskentatoimi johtamisen tukena, Helsinki, Edita Prima Oy, 2011, 245 - 250 s.
- [18] Sähköinen liikenne, Sähköinen liikenne Suomessa 2011 - 2016, 2016, 18 - 19 s.,.
- [19] Fingrid Oyj, Pohjoismainen voimajärjestelmä ja liitynnät muihin järjestelmiin, 2016. Saatavissa:
<http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimaj%c3%a4rjestelm%c3%a4/Pohjoismainen%20voimaj%c3%a4rjestelm%c3%a4%20ja%20liitynn%c3%a4t%20muihin%20j%c3%a4rjestelmiin/Sivut/default.aspx>

LIITE 1: PSCAD SIMULOINNIT ESIMERKKIVERKOSSA









NIURAMONEN
113.259

LUSI
114.352