



TAMPEREEN
AMMATTIKORKEAKOULU

LOISTEHON KOMPENSOINTI TAMPEREEN SÄHKÖVERKKO OY:N TEISKON JAKELUALUEELLA

Jami Suma

Opinnäytetyö
Kesäkuu 2019
Insinööri
Sähkövoimatekniikka



TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu
Insinööri
Sähkövoimatekniikka

SUMA JAMI

Loistehon kompensointi Tampereen Sähköverkko Oy:n Teiskon jakelualueella

Opinnäytetyö 54 sivua, joista liitteitä 3 sivua
Kesäkuu 2019

Loistehosta aiheutuvat sähköverkkoon liittyvät tarpeet lisääntyvät tulevaisuudessa, kun ilmajohto verkosta siirrytään maakaapeloituun verkkoon. Maakaapelointi lisää loistehon tuottoa, joten pitkällä tähtäimellä tarvitsee suunnitella kompensointi tarpeita sekä ratkaisuja tulevien verkon muutoksien kannalta.

Tässä opinnäytetyössä keskityttiin Tampereen Sähköverkon tarpeeseen kompensoida lisääntyvää loistehoa. Tämä kompensoinnin tarve johtuu maakaapeloinnin lisäämisestä Tampereen Teiskon alueelle tulevina vuosina.

Työssä käytiin läpi loistehon teoriaa sekä sen käyttäytymistä verkossa. Työ keskittyi Tampereen Sähköverkon tarvitsemaan kompensointiin tulevien vuosien ilmajohtojen maakaapeloinnin vaikutuksesta Teiskon alueella. Tarkoituksena oli selvittää tulevat kompensointiin vaikuttavat tekijät, kompensoinnin tarve sekä tarvittavat toimenpiteet tulevan kompensoinnin suorittamiselle.

ABSTRACT

Tampere University of Applied Sciences
Engineer
Electrical Power Engineering

SUMA JAMI

Reactive power compensation in Tampereen Sähköverkko Oy (power grid company)
Teisko's distribution area

Bachelor's thesis 54 pages, appendices 3 pages
June 2019

The reactive power needs for the power grid companies will increase in the future as the airline from the grid changes to land-based cabling. Land-based cabling increases the yield of reactive power, so in the long run, so the compensation needs and solutions need to be planned for future grid changes.

This thesis focuses on the needs of Tampereen Sähköverkko Oy to compensate for the increase in reactive power. This need for compensation is due to the increase in land-based cabling in the Teisko area of Tampere in the coming years.

The thesis explores the theory of reactive power and its behavior in the network. The thesis focuses on the compensation needed by the Tampereen Sähköverkko Oy for the coming years of underground cabling in the Teisko area. The purpose was to find out the future factors affecting compensation, the need for compensation, and the solutions to make future compensation happen.

Key words: reactive power, compensation, land-based cabling, Teisko, Tampereen Sähköverkko Oy

SISÄLLYS

1	JOHDANTO.....	8
2	LOISTEHO 20 KV JAKELUVERKOSSA	9
2.1	Loisteho yleisesti	9
2.1.1	Loisteho KJ verkossa	10
2.1.2	Induktiivinen loisteho	12
2.1.3	Kapasitiivinen loisteho.....	13
2.1.4	Kaapeloinnin vaikutus loistehotaseeseen.....	14
2.2	Loistehon kompensointi yleisesti.....	15
2.2.1	Loistehon kompensoinnin vaikutukset sähköverkkoon	16
2.2.2	Loistehon kompensointiin käytettävät ratkaisut KJ-verkossa.....	16
2.2.3	Hajautettu ja keskitetty kompensointi.....	19
2.3	Loistehon tuotto ja osto sähköverkossa	20
2.3.1	Loissähkörajat kulutukselle.....	22
2.3.2	Loissähkörajat tuotannolle	23
2.3.3	Loistehon laskutus.....	25
3	LOISTEHON TUOTTO JA KOMPENSOINTITARVE TEISKON ALUEEN JAKELUVERKOSSA.....	28
3.1	Johtojen ja kaapelien tuottaman loistehon laskeminen.....	28
3.2	Loistehon tuotto Teiskon sähköaseman jakeluverkossa	29
3.2.1	Teiskon runkoverkon vaikutus loistehon tuottoon.....	31
3.2.2	Suunniteltu ilmajohtojen kaapelointi vuonna 2018-2031	35
3.2.3	Myöhemmin kaapeloitavien johtohaarojen vaikutus	36
3.3	Loistehotilanne sähköasemien korvaustilanteissa	37
3.4	Kompensointitarve Teiskon jakeluverkossa	39
3.4.1	Tulevien vuosien tariffikustannukset TSV:lle	39
3.4.2	Tulevan kompensoinnin määrä	40
3.4.3	20 kV verkon jännitteen tason hallinta pitkillä haaroilla	42
4	RATKAISUVAIHTOEHDOT LOISTEHON KOMPENSOINTIIN TEISKON ALUEEN JAKELUVERKOSSA.....	43
4.1	Keskitetty kompensointivaihtoehto	43
4.2	Hajautettu kompensointivaihtoehto	44
4.3	Keskitetyn ja hajautetun kompensoinnin yhdistelmä	46
4.4	Ratkaisuvaihtoehtojen vertailu ja pohdinta.....	47
5	YHTEENVETO	49
	LÄHTEET.....	51
	LIITTEET	52

Liite 1. Teiskon kaapelien ja johtojen käyttökapasitanssi ja -induktanssi	52
Liite 2. Muuntaja-kuristimen tekniset tiedot	53
Liite 3. Muuntaja-kuristimen mitoituskuva.....	54

LYHENTEET JA TERMIT

Symbolit

C	Kondensaattorin kapasitanssi
$\cos \varphi$	Tehokerroin
I	Virta
I_{rms}	Virran tehollisarvo
\hat{i}	Virran huippuarvo
L	Induktanssi
L_k	Käyttöinduktanssi
P	Pätöteho
P_{netto}	Liittymispisteen suurimman voimalaitoksen nettosähköteho
Q	Loisteho
Q_C	Kompensointiteho
Q_D	Loistehon ottoraja
Q_{D1}	Loistehon antoraja
Q_G	Pätötehon tuottajan loistehon ottoraja
Q_{G1}	Pätötehon tuottajan loistehon antoraja
Q_S	Loistehon ottoraja
Q_{S1}	Loistehon antoraja
Q_t	Loistehon tuotanto
S	Näennäisteho
U	Jännitte
U_{rms}	Jännitteen tehollisarvo
\hat{u}	Jännitteen huippuarvo
W_{otto}	Liittymispisteen ottoenergia
W_{tuotto}	Voimalaitoksentehtonnettotuotto liittymispisteessä
X_C	Kondensaattorin reaktanssi
X_L	Kelan reaktanssi
ΔU	Jännitteen nousu
ω	Kulmataajuus
φ	Vaihe-erokulma

Tampereen Sähköverkko Oy:n sähköasemien lyhenteet

NRM/NRI	Nurmi
TSK	Teisko

Muut lyhenteet

Fingrid	Kantaverkkoyhtiö Fingrid Oy
Jakeluverkko	20 kV:n jakeluverkko
Sähköverkko	Pienjännite-, jakelu- ja siirtoverkko kokonaisuudessaan
KJ	Keskijännite, 20 kV
SVC	Staattinen loistehon kompensointilaite (Static Var Compensator)
TCSC	Tyristorihjattusarjakompensointiparisto (Thyristor Controlled Series Capacitor)

1 JOHDANTO

Tässä opinnäytetyössä keskitytään loistehoon ja maasulkuvirtaan ilmiöinä sekä niiden kompensointiratkaisuihin haja-asutusalueella Tampereen sähköverkossa. Loisteho on sähköverkossa haitallinen suure, joka pitää kompensoida niin, että sitä ei tuoteta tai käytetä liikaa.

Tampereen sähköverkko tulee tulevina vuosina tarvitsemaan Teiskon alueelle saneerattavan ilmajohtojen maakaapeloinnin aiheuttamana suunniteltua loistehon ja maasulkuvirran kompensointia. Tämän johdosta työtä alettiin suunnittelemaan eteenpäin opinnäytetyönä, jotta tulevalle kompensoinnille saadaan harkittavia ratkaisuvaihtoehtoja sekä selvyyttä sille, miten maakaapeloinnin aiheuttamat loistehot tulisi saada kompensoiduksi.

Opinnäytetyön tarkoituksena on toteuttaa tarkastelu Tampereen Sähköverkko Oy:lle loistehon kompensoinnin tarpeista tulevina vuosina Teiskon haja-asutusalueella. Tarkastelusta tuli käydä ilmi loistehon tuotto nykytilanteessa sekä tuoton kasvu maakaapeloinnin edetessä. Loistehon tulee tulevaisuudessakin olla Fingridin asettaman loistehon anto-otto raja-alueen sisällä, joten työ käsitteli myös ratkaisuvaihtoehdot loistehonkompensoinnille tulevaisuutta varten. Vaikka tämä työ käsittelee vain loistehoa on maasulkuvirrat myös kompensoitava tulevaisuudessa maakaapeleiden sitä lisätessä.

Työn sekundaarisena osana oli käsitellä maakaapeloinnin aiheuttamaa maasulkuvirran kompensoinnintarvetta sekä tuottaa ohje tulevaisuudessa syntyneille kompensoinnin tarpeille. Työ todettiin olevan kumminkin liian laaja käsittääkseen kaikki aiheet, joten sitä supistettiin käsittelemään loistehon kompensointi. Maasulkuvirran kasvuun tullaan varmasti paneutumaan seuraavissa töissä, ja se tulee olemaan isona osana maakaapeloinnin toteuttamista jatkossa.

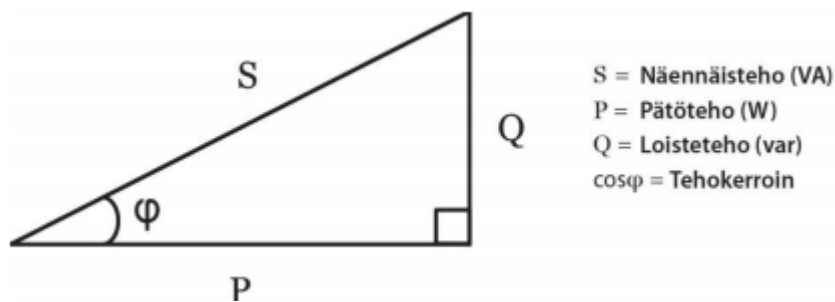
2 LOISTEHO 20 KV JAKELUVERKOSSA

Tässä luvussa käydään läpi loistehon kompensointia, sen aiheuttamia toimenpiteitä 20 KV sähköverkossa. Aluksi tutustutaan loistehoon, ja miten se muodostaa pätötehon kanssa näennäistehon. Luvussa käsitellään induktiivinen sekä kapasitiivinen loisteho KJ-verkossa sekä kapasitiivista loistehoa tuottavia laitteita. Edellä mainittujen lisäksi, luvussa käydään läpi loistehon vaikutus KJ-verkossa sekä siitä aiheutuva kompensoinnin tarve.

Kompensointilaitteita on erilaisia ja niiden erilaisuuksiin liittyy erinäisiä ratkaisumahdollisuuksia sekä hyötyjä ja haittoja. Sijoituspaikat kompensoinnille voivat olla, joko keskitettynä sähköasemalle tai hajautettuna eripuolille verkon johtohaaroja.

2.1 Loisteho yleisesti

Kokonaisvirran määrä on suoraan verrannollinen näennäistehoon. Näennäisteho koostuu taas pätötehosta ja loistehosta. Tehokerroin $\cos \varphi$ kertoo pätötehon P ja näennäistehon S suhteesta (kuva 1).



KUVA 1. Tehokolmio

Vaihtosähköisessä piirissä induktiivisella komponentilla katsotaan olevan loistehoa kuluttava vaikutus. Tällainen komponentti voi olla esimerkiksi käämi, missä sähköenergiaa varastoituu sen magneettikenttään. Sähköverkossa taas induktiivista sähkötehoa kuluttavat mm. sähkömoottorit, jotka tarvitsevat loistehoa toimiakseen. Induktiivisen loistehon vaihesiirtokulma on positiivinen, mutta verkko yhtiön näkökulmasta se on negatiivista, koska se kuluttaa loistehoa. (STUL 2006)

Vaihtosähköisen piirin loistehoa taas tuottaa jokin kapasitiivinen komponentti, esim. kondensaattori. Kondensaattorissa sähköenergia varastoituu sen sähkökenttään. Sähköverkkoon loistehoa tuottavat voimalaitosten generaattorit, kompensointilaitteistot ja suurjännitekaapelit. Kapasitiivisten komponenttien tuottama loisteho on vaihesiirtokulmaltaan negatiivista, mutta verkkoyhtiön näkökulmasta loistehoa tuotetaan. (STUL 2006)

Yksityisten asiakkaiden liittymissä loistehoa käyttävät esimerkiksi elektroniikkalaitteet ja valaistus. Lämmityslaitteet ja kodin pienkoneet ovat myös jonkin verran induktiivisia. Julkisella puolella taas loistehoa käyttävät esimerkiksi toimistolaitteet ja katuvalaistus. Teollisuudessa löytyy taas paljon loistehoa kuluttavia laitteita, kuten epätahtimoottorit ja suuntaajakäytöt. (Kuosmanen, 1996)

Sähköverkko rakennetaan yleisesti pätötehoa tarkastellen, joudutaan myös samalla siirtämään loistehoa. Tämän vuoksi sähköverkon laitteiden ja järjestelmien pitää olla mitoitettu ja säädetty mahdollisten tarpeiden mukaan. Loistehon siirtäminen kasvattaa samalla johtimien ja muuntajien läpi kulkevaa kokonaisvirtaa.

Yksityisten asiakkaiden liittymissä loistehoa käyttävät esimerkiksi elektroniikkalaitteet ja valaistus. Lämmityslaitteet ja kodin pienkoneet ovat myös jonkin verran induktiivisia. Julkisella puolella taas loistehoa käyttävät esimerkiksi toimistolaitteet ja katuvalaistus. Teollisuudessa löytyy taas paljon loistehoa kuluttavia laitteita, kuten epätahtimoottorit ja suuntaajakäytöt. (Kuosmanen, 1996)

Kaapeloinneilla on vaikutusta myös verkkoyhtiön loistehotaseeseen varsinkin silloin, kun iso osa verkostosta muuttuu ilmajohdosta maakaapeliksi. Alakappaleissa käydään läpi induktiivinen ja kapasitiivinen loisteho lähemmin sekä kaapeloinnin vaikutus loistehotaseeseen.

2.1.1 Loisteho KJ verkossa

”Vaikka sähköverkko on rakennettu pätötehoa silmällä pitäen, sen läpi joudutaan siirtämään myös loistehoa, energian varastoitua ja purkautuessa verkon

komponenttien magneetti- ja sähkökentissä. Loistehon siirto sähköverkossa aiheuttaa johtimien ja muuntajien läpi kulkevan kokonaisvirran kasvua. Pätöteho on tehon komponenteista paremmin tunnettu, koska sillä tehdään itse työ, kuten vastuksen lämpeneminen tai moottorista ulossaatava mekaaninen vääntömomentti. Pätö-tehon aikaansaamiseen tarvitaan siis energiaa. Esimerkkinä tähän voidaan ottaa vesivoimalaitos, jossa veden yläjuoksun potentiaalienergia muuttuu voimalaitoksen turbiinissa sähköenergiaksi. Tehoja laskettaessa on otettava huomioon vaihtojännitejärjestelmien osalta se, kun jännite ja virta vaihtelevat siniaallon mukaisesti. Seuraavassa on kaava, jolla voidaan laskea pättöteho jännitteen ja virran huippuarvoilla, kun lisäksi tiedetään vaihe-erokulma.” (Eno 2015, STUL 2006)

$$P = \frac{1}{2} \cdot \hat{u} \cdot \hat{i} \cdot \cos\varphi$$

, missä

P on pättöteho

\hat{u} on jännitteen huippuarvo

\hat{i} on virranhuippuarvo

φ on vaihe-erokulma

Virran ja jännitteen tehollisarvoista voidaan pättöteho laskea seuraavalla kaavalla.

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi$$

, missä

U on Jännite

I on Virta

φ on vaihe-erokulma

Tästä kohdasta eteenpäin tässä opinnäytetyössä, kun puhutaan loistehon tuottamisesta, tarkoitetaan, että kapasitiivista loistehoa tuotetaan verkkoon. Loistehon kulutuksella tarkoitetaan, että kapasitiivista loistehoa otetaan verkosta. Tämä ajattelumalli on yleisesti käytössä sähköverkkoyhtiöissä. (Eno 2015, 6)

2.1.2 Induktiivinen loisteho

Induktiivinen loisteho käsittää sähkötekniikassa kelojen tuottaman tehon. Tämä loisteho on vastakkaista kapasitiiviselle loisteholle, joten sitä voidaan hyödyntää kapasitiivisen loistehon kompensoinnissa. Sähköverkkojen kompensoinnissa käytössä oleva kela on yleiseltä nimeltään reaktori. Reaktorit eivät ole täysin reaktiivisia vaan ovat myös resistiivisiä, joten niistä syntyy myös pätötehohäviöitä. (Eno 2015, 6-7)

Sähkötekniikassa induktiivista loistehoa muodostaa peruskomponenteista kela. Kelalla voidaan siis kompensoida sellaista sähköverkkoa, jossa on kapasitiivista loistehoa. Ideaalisessa tapauksessa kela on täysin induktiivinen komponentti, joten se ei sisällä resistanssia ollenkaan. Todellisuudessa siis kela ei ole täysin induktiivinen vaan siinä on myös resistanssia. Tästä syystä kelassa syntyy pätötehohäviöitä. Koska kela on tehty esimerkiksi kuparista, sisältää se aina jonkin verran resistanssia. Tästä syystä kelan käytössä syntyy myös pätötehohäviöitä. Sähkösiirtoverkoilla komponentteja, jotka omaavat kela-ominaisuudet ja samanlaisen rakenteen, kutsutaan reaktoreiksi. Myöhemmin tarkastelemme näiden ominaisuuksia tarkemmin sekä muita laitteita, jotka tuottavat induktiivista loistehoa. Kelassa vaihtovirtavastusta kutsutaan induktiiviseksi reaktanssiksi. Seuraavaksi ovat kaavat kelan mitoittamista varten. (Eno 2015, 6-7)

$$X_L = 2\pi \cdot f \cdot L$$

, missä

X_L on kelan reaktanssi

f on taajuus

L on kelan induktanssi

φ on vaihe-erokulma

Kelan hetkellinen loisteho voidaan laskea seuraavalla kaavalla.

$$Q = \frac{1}{2} \cdot \hat{u} \cdot \hat{i} \cdot \sin\varphi$$

, missä

\hat{u} on jännitteen huippuarvo

\hat{i} on virranhuippuarvo

φ on vaihe-erokulma

Tehollisarvoilla laskettaessa voidaan kelan loistehon laskennassa käyttää seuraavaa kaavaa.

$$Q = U_{rms} \cdot I_{rms} \cdot \sin\varphi$$

, missä

U_{rms} on jännitteen tehollis arvo

I_{rms}

φ on vaihe-erokulma

(Eno 2015, 6-7)

2.1.3 Kapasitiivinen loisteho

Kapasitiivista loistehoa syntyy sähköverkossa kondensaattoreista. Kondensaattoreilla tuotetaan kapasitiivista loistehoa sähköverkkoon, jota tarvitaan taas osan sähköverkon komponenttien toimimiseen. Jos kapasitiivista loistehoa tuotetaan liikaa, sitä kompensoidaan aiemmassa kappaleessa mainitulla induktiivisella loisteholla. Kondensaattoreita ja muita tapoja tuottaa kapasitiivista loistehoa tarkastellaan kappaleessa 2.2.2. Seuraavaksi ovat kaavat kondensaattorin mitoittamista varten. Samat kaavat kuin kelalla, loistehon hetkellisarvoon ja tehollisarvoon, pätevät myös kondensaattorin loistehon laskentaan. (Eno 2015, 8)

$$X_C = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C}$$

, missä

X_C on kondensaattorin reaktanssi

f on taajuus

C on kondensaattorin kapasitanssi

(Eno 2015, 8)

2.1.4 Kaapeloinnin vaikutus loistehotaseeseen

Ilmajohdot ja kaapelit tuottavat verkkoon loistehoa. Johtojen ja kaapeleiden kokonaisloistehomäärään vaikuttaa kaapelin pitkittäisreaktanssi ja käyttökapasitanssi. Vaikka kilometri johdinta ei tuottaisi paljoakaan loistehoa, tarkasteltaessa koko verkkoa, syntyy loistehosta iso summa, koska erityyppisiä johtimia verkolta löytyy satoja kilometrejä. Seuraavalla yhtälöllä voi laskea kaapeleissa tai johdoissa syntyvän loistehotaseen. (Väisänen 2012, 9-10)

$$Q_{lt} = Q_t - Q_k = \omega \cdot C_k \cdot U^2 - 3 \cdot \omega \cdot L_k \cdot I^2$$

, missä

Q_{lt} on loistehon tuotto kaapelissa

Q_t on loistehon tuotanto

Q_k on loistehon kulutus

ω on verkon kulmataajuus

C_k on käyttökapasitanssi

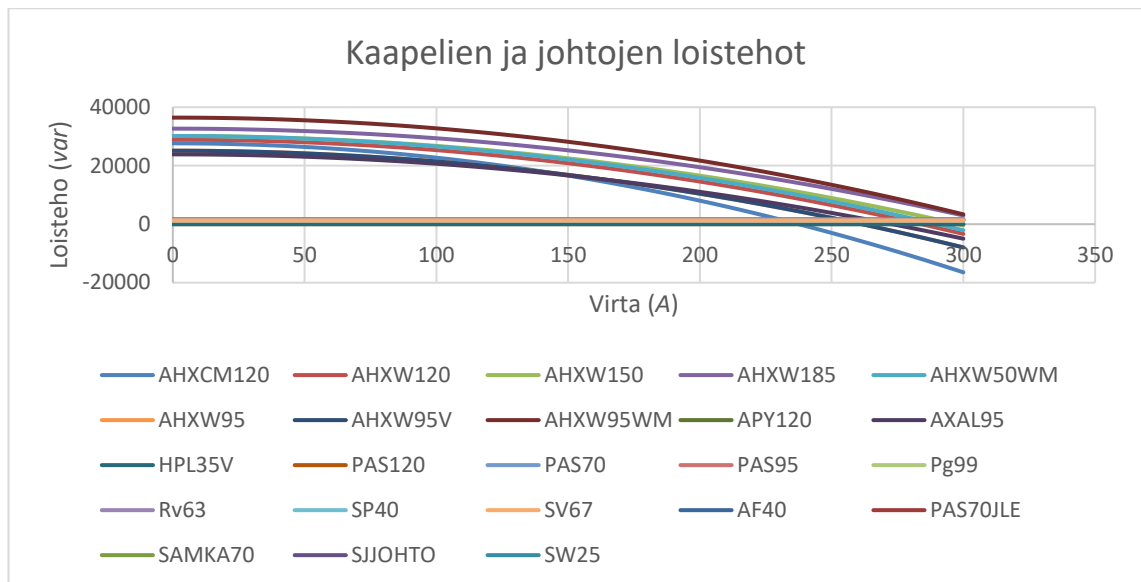
L_k on käyttöinduktanssi

I on kuormavirta

(Väisänen 2012, 41)

Ylempänä olevasta kaavasta voidaan huomata, että loistehon kulutus riippuu kuormitusvirrasta ja kaapelien käyttöinduktanssista. Loistehon tuotanto riippuu taas tuottojännitteestä sekä kaapelien käyttökapasitanssista. Tästä voimme päätellä, että kaapelien ja johtojen loistehon tuotto pysyy verkossa tasaisena, koska jännite ei yleensä verkossa paljon vaihtele. Johtotyyppien loistehon tuottoon vaikuttaa enemmän siis johtojen ja kaapelien kuluttaman loistehon vaihtelu. (Kuosmanen 1996)

Kaapelien kapasitanssin ja induktanssin kanssa pystyi laskemaan virroittain Teiskon eri kaapelityyppien tuottama loisteho. Kaavaa käytettiin eri virroille väliltä 0-300 ja luotiin kaavio 1.



KAAVIO 1. Teiskon alueen kaapelien ja johtojen loistehon tuotto suhteessa virtaan

Kaaviosta 1 nähdään, että suurin osa kaapeleista tuottaa kilometritä 20 000 – 40 000 varia loistehoa. Voidaan myös huomata, että loistehon nolla tuotanto suurimmalle osalle kaapeleista liikenee 250 – 300 A suuruuksilla. Maakaapelit tuottavat kuitenkin enemmän loistehoa kuin ilmajohtot.

2.2 Loistehon kompensointi yleisesti

Loistehon kompensoinnilla tarkoitetaan yksinkertaisesti tasapainoilua induktiivisen ja kapasitiivisen loistehon välillä. Koska loistehon siirto sähköverkossa aiheuttaa häviöitä, niin sitä on usein taloudellisinta tuottaa siellä missä loistehoa myös kulutetaan. (STUL 2006)

Loistehon kompensointiin liittyy myös läheisesti yliaallot ja niitä vahvistavat resonanssi-ilmiöt, jotka vaikuttavat omalta osaltaan kompensoinnin toteutukseen. Yliaallot aiheuttavat vaihtosähköön säröytymiä, jolloin käyrämuoto ei ole täysin sinimuotoista. Epäsinimäinen säröytynyt jännite tai virta voidaan esittää perustajuisen komponentin ja harmonisten yliaaltojen summana eli siniaallon moninkertoina. (Sener 2001)

2.2.1 Loistehon kompensoinnin vaikutukset sähköverkkoon

Loistehon kompensoinnilla on erilaisia vaikutuksia sähköverkkoon. Kompensoinnilla itsessään saadaan kokonaisvirtaa laskettua ja täten myös pätötehohäviöitä. Kompensoinnilla myös säästetään kustannuksissa verrattuna tilanteeseen, jossa loistehoa ei kompensoitaisi ollenkaan. Siirtokapasiteetti myös kasvaa kompensoinnin vaikutuksesta, koska loistehokomponentin pienetessä kasvaa pätötehon osa. Lisäksi loistehon kompensoinnilla on vaikuttaa jännitteen alenemaan vähentävästi. (STUL 2006)

Kompensoinnilla on myös haittapuolia, jotka kuuluu ottaa huomioon suunniteltaessa sitä. Jos kompensointia on tehty liikaa voi joissakin tilanteissa tapahtua ylikompensointia, jolla on jännitetasoa nostattava vaikutus. Kytettäessä esim. kondensaattoreita verkkoon ottavat ne lyhyen ajan paljon suurempaa virtaa, joka vaikuttaa verkkoon oikosulun tavoin. Rinnakkaispiireissä taas yliaallot saattavat vahvistua voimakkaasti ja sarja resonanssiin syntyessä yliaaltovirran myötä jännite säröytyä. (Sener 2001)

2.2.2 Loistehon kompensointiin käytettävät ratkaisut KJ-verkossa

Rinnakkaiskondensaattoriparisto koostuu kondensaattoriyksiköstä ja tarvittavista kytkin- ja suojauslaitteista. Ne kytketään suojattavan kuorman kanssa rinnakkain. Laitteistot voidaan jakaa kiinteisiin ja säädettäviin. Kiinteissä malleissa kondensaattorin teho on vakio. Säädettävien automaattiparistojen ohjaustapa vaihtelee kytkennän jännitetaso mukaan. Sen syöttämä jännite riippuu neliöllisesti verkon jännitteestä. Rinnakkaiskondensaattoriparisto ei sovellu verkkoon, missä on paljon yliaaltolähteitä, koska sillä on yliaaltoja vahvistava vaikutus. (Väisänen, 2012)

Sarjakondensaattori toimii samalla periaatteella kuin rinnakkaiskondensaattoriparisto. Sen verkkokytkentä ja suojaus ovat kuitenkin erilaiset. Näitä käytetään siirtoverkoissa ja sielläkin tavallisesti 400 kV:n jännitetasossa. Sarjakondensaattori asennetaan sarjaan siirtojohtojen kanssa. Liitäntä tehdään vikatilanteiden varalle ohitus- ja paristoerottimien avulla. Sarjakondensaattorin avulla lasketaan siirtojohtojen kokonaisreaktanssia, jolloin siirtotehoa saadaan kasvatettua. Riippuen kondensaattoripariston koosta, laitteiston avulla tehonsiirtoa voidaan nostaa jopa 30-50 %. (Väisänen, 2012)

Verkon yliaaltopitoisuuden kompensointiin käytetään joko estokelalla varustettua kondensaattoriparistoa tai yliaaltosuodatinta. Estokelaparisto estää resonanssipiirien syntymisen verkon induktanssien ja kapasitanssien välille. Resonanssipiiriin syntyessä kondensaattorin resonanssitaajuudelle, yliaallot voivat vahvistua pahimmillaan 20-kertaisiksi. Resonanssi aiheuttaa myös verkon jännitteen säröytymistä. Estokelapariston käyttöä suositellaan silloin, kun jännitteen kokonaissärö ylittää 3 %. Estokelaparisto muodostuu portaista ja portaat muodostuvat kondensaattorien ja kuristimien sarjakytkennöistä. Portaittaiset sarjaresonanssipiirit viritetään alemmalle taajuudelle, kuin haitallisimmat harmoniset yliaaltotaajuudet. Estokelaparisto on viritystaajuutensa alapuolella kapasitiivinen ja yläpuolella induktiivinen, joten haitalliset yliaallot eivät pääse vahvistumaan. Estokelaparistolla on myös suodattava vaikutus yliaalloille, jonka teho on 10-30 % viidennen yliaaltovirran määrästä, kun viritystaajuus on 189 Hz. Rakenteeltaan paristo koostuu kondensaattoriyksikön estokelakuristimen sarjakytkennästä. Se kytketään kompensoitavan laitteiston rinnalle ja pidetään päällä samaan aikaan kompensoitavan laitteiston kanssa. (Väisänen, 2012)

Yliaaltosuodattimia käytetään estokelaparistojen tavoin verkoissa, joissa on yliaaltolähteitä. Kun verkon jännitesärö kasvaa yli 5 %, pitää perustaajuinen kompensointi ja yliaaltojen suodatus toteuttaa estokelapariston sijaan suodattimella. Yliaaltosuodattimella tuotetaan loisteho ja samalla poistetaan yliaaltovirtoja verkosta. Yliaaltosuodattimen rakenne koostuu kuristimien ja kondensaattorien sarjaankytkennöistä, jotka muodostavat sarjaresonanssipiirin. Yliaaltotaajuudella sarjaresonanssipiirin impedanssi on pieni ja siihen siirtyy mahdollisimman paljon yliaaltoja. (Väisänen, 2012)

Aktiivisuodatin muuttaa suodatustaan verkon yliaaltotilanteen mukaan reaaliaikaisesti, toisin kuin passiiviset suodattimet, jotka suodattavat vain ennalta määrätyt yliaallot. Aktiivisen suodattimen toiminta perustuu yliaaltojen mittaukseen ja mittauksen perusteella tuotettuun yliaaltoa vastaavan suuruiseen, 180 asteen vaihesiirrossa olevaan virtaan. Tämä virta kumoaa alkuperäisen yliaallon. Koska aktiivisuodattimen vaste on hyvin nopea, sillä pystytään suodattamaan myös taajuudeltaan muuttuvia yliaaltoja. Aktiivisuodattimien etuja ovat suodatuksen mahdollisuus ilman loistehon tuottoa, useampien taajuuksien yhtäaikainen suodatus, sekä rinnakkaisresonanssivaaran välttäminen ja pienempi fyysinen koko. Aktiivisuodattimilla voidaan lisäksi kompensoida nollajohtoon summautuvat yliaallot. Haittapuolina on kalliimpi hinta

verrattuna passiivisuodattimiin ja puolijohdekomponenttien rajallinen suorituskyky. Kompensoitavan virran suunnalla tai käyrämuodolla ei ole merkitystä aktiivisuodattimen toiminnan kannalta. Suodattimen toimintaan eivät vaikuta myöskään kuormituksen symmetria tai vaihesiirron kapasitiivisuus tai induktiivisuus. Aktiivisuodatin on mahdollista asentaa verkossa mihin tahansa pisteeseen, mutta käytännössä paikka valikoituu kustannustehokkuuden ja säröä aiheuttavien kuormien perusteella. (Väisänen, 2012)

Staattinen kompensointilaite eli SVC on yleisimmin käytetty FACTS-ryhmään kuuluva laite. Muita FACTS-laitteita ovat esimerkiksi TCSC ja STATCOM. Kaikki nämä laitteet perustuvat tehoelektroniikka ratkaisuihin, jotka parantavat vaihtosähkön laatua. Staattista kompensointilaitea käytetään yleisemmin sähköverkon liitäntäpisteen jännitteen säätöön ja stabiilisuuden ylläpitämiseen järjestelmässä. Teollisuudessa niitä käytetään jännitteen ja loistehon nopeiden muutosten kompensointiin. Staattisella kompensointilaitteella voidaan tuottaa tarvittava loisteho ja suodattaa yliaallot. Lisäksi sillä stabiloidaan verkon jännitettä, joka vaihtelee kuormitustilanteen mukaisesti. (Väisänen, 2012)

Pyörivällä kompensointilaitteistolla tarkoitetaan verkkoon kytkettyä tahtikonetta, jolla loistehoa tuotetaan verkkoon ylimagnetoinnin avulla. Pelkästään loistehon kompensointia varten tämä ei ole taloudellisesti järkevää pääomakustannusten ja suuren tyhjäkäyntitehon vuoksi. Jos tahtimoottoria voidaan hyödyntää osana teollisuusprosessia, niin silloin kompensoinnista tulee järkevää. Loistehoa säädetään tahtikoneessa magnetointijännitettä säätämällä. Tällaisten ratkaisujen huonona puolena pidetään niiden soveltuvuutta pelkästään symmetrisen loistehon muutoksen kompensointiin. Lisäksi säätönopeus on muita kompensointi ratkaisuja hitaampi johtuen magnetointikään suuresta induktanssista. (Väisänen, 2012)

Reaktoreiksi kutsutaan rinnakkaiskuristimia, joita käytetään kompensointikondensaattorien kanssa loisteho tasapainon ylläpitämiseksi. Loistehon kannalta reaktoreilla on vastakkainen vaikutus kondensaattoreihin verrattuna, joten ne kuluttavat verkosta loistehoa. Reaktorit liitetään kantaverkossa 400/100 kV:n tetriäärikäähmeihin ja ne kompensoivat 400 kV:n verkon johtojen kehittämää loistehoa kuormituksen ollessa kevyimmillään. Tällöin johtojen tuottaman loistehon takia, niitä ei tarvitse irrottaa verkosta. Reaktoreita käytetään myös keskijänniteverkkojen oikosulkuvirtojen rajoituksissa ja kompensointiyksiköiden kytkemisen aiheuttaman

ylijännitteen pienentämisessä. Reaktoreita löytyy estokelaparistoista ja erilaisista suodatinratkaisuista. Suomessa käytetyistä reaktoreista valtaosa on ilmajäähdytteisiä, ilmasydämiä ja kiinteää eristettä käyttäviä laitteistoja. Öljyeristeisiä reaktoreita Suomessa on vain 400 kV:n verkossa. (Väisänen, 2012)

Kompensointilaitteiston liitälaitteena käytetään joko katkaisijaa tai kuormerotinta riippuen kondensaattoripariston tehosta ja kytkentätarpeesta. Kytkeäilaitteen kapasitiivinen virran katkaisukyky tulee olla riittävä kaikissa tilanteissa. Kompensointilaitteisto aiheuttaa verkkoon päälle laitettaessa kytkentäilmiön ja ilmiön vaikutus kasvaa laitteiston tehon kasvaessa. Kytkeäilmiötä voidaan vaimentaa käyttämällä kytkentävastusta. Yhtenä vaihtoehtona on myös nollapistekatkaisin, jolla kunkin vaiheen kytkentä tehdään vaihejännitteen nollakohdassa. Kolmas vaihtoehto on synkronikatkaisija. Se tekee kaikkien vaiheiden kytkennän mahdollisimman lähellä jännitteiden nollakohtia, joten kytkentäilmiöt pienentyvät. (Väisänen, 2012)

2.2.3 Hajautettu ja keskitetty kompensointi

Hajautettu kompensointi käsittää kompensoinnin sähköverkon johtohaarojen varsille. Näin voidaan liittää kompensointia sinne missä sitä tarvitaan ja säästytään tarpeelta säädellä kompensointia erikseen. Tämän lisäksi voidaan samalla parantaa johtoyhteyksien siirtokykyä ja pienentää jännitteen alenemaa. Hajautettu kompensointi suoritetaan yleensä kuristimilla muuntajan yhteydessä tai pienemmillä reaktoreilla lähelle muuntajia. Teiskon tapauksessa olisi mahdollista käyttää esim. muuntaja-kuristin ratkaisua, jolloin kuristin tulee muuntajan yhteyteen eikä tällöin tarvitse erillistä rakkennusta. (Väisänen 2012, Sener 2001)

Keskitetty kompensointi tarkoittaa Sähköasemalle tai muualle verkon keskittymään asetettua kompensointilaitteistoa. Jos kompensoidaan induktiivista loistehoa on mahdollista käyttää sähköasemalla esim. rinnakkaiskondensaattoreita. Teiskon tapauksessa kyseessä on kapasitiivisen loistehon kompensointia, joten keskitetyssä kompensoinnissa käytettäisiin hajautettua kompensointia suurempaa reaktoria. Reaktorille itsessään olisi mahdollisuus asentaa oma käyttömuuntaja, jotta käytössä oleva päämuuntaja säästyisi tehohäviöiltä. (Kuosmanen 1996, Sener 2001)

Yliaaltopitoisuuden kasvaessa liian suureksi estokelaparistolla toteutetun kompensoinnin yhteydessä, voidaan tilannetta parantaa verkon vahvistamisella ja erillisellä suodattimella. Mahdollisia suodatinvaihtoehtoja ovat esimerkiksi yliaaltosuodatin tai aktiivisuodatin. Yliaaltosuodatin tuottaa tarvittavan loistehon ja suodattaa lisäksi yliaaltoja pois verkosta. Kuvassa 2 on esitetty yksinkertaistettu ohje kompensointilaitteiston valintaan pienjännitteellä riippuen verkon yliaaltoja tuottavan kuorman koosta. (ABB 2000, Sener 2001)

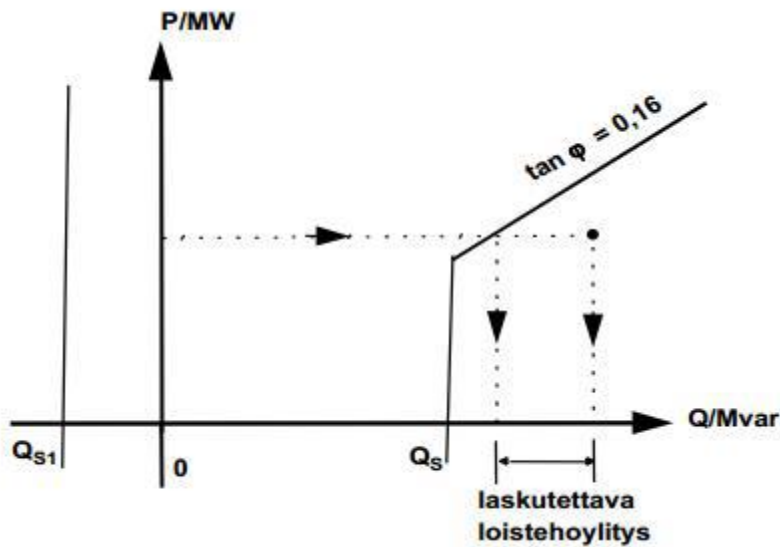
2.3 Loistehon tuotto ja osto sähköverkossa

”Liittymispisteen loissähkön otto- ja antorajat määritetään normaalissa kytkentä- ja käyttötilanteessa liittymispisteen kautta siirrettyyn vuotuiseen pätötehon ottoenergiaan ja liittymispisteen takaisten voimalaitosten yhteenlaskettuun nettosähkötehoon perustuen. Kulutuksen huipunkäyttöaikoina on käytetty keskimääräisiä, tyypillisiä arvoja. Ottoenergia lasketaan edeltävän 12 kuukauden jaksolta. Keskeytysten ja muiden poikkeustilanteiden aikana käytetään vastaavana ajankohtana oletetun normaalin käyttötilanteen mukaista sähkötehoa. Uuden liittyjän osalta käytetään normaalitoiminnan mukaista oletettua sähkötehoa. Liittymispisteen loissähkön otto- ja antorajat määräytyvät riippuen siitä, tuotetaanko vai kulutetaanko pätötehoa kantaverkon liittymispisteessä. Yli 110 kV sähköverkkoon liittyvien liittymispisteiden loissähkön otto- ja antorajat sovitaan tapauskohtaisesti.” (Fingrid 2017)

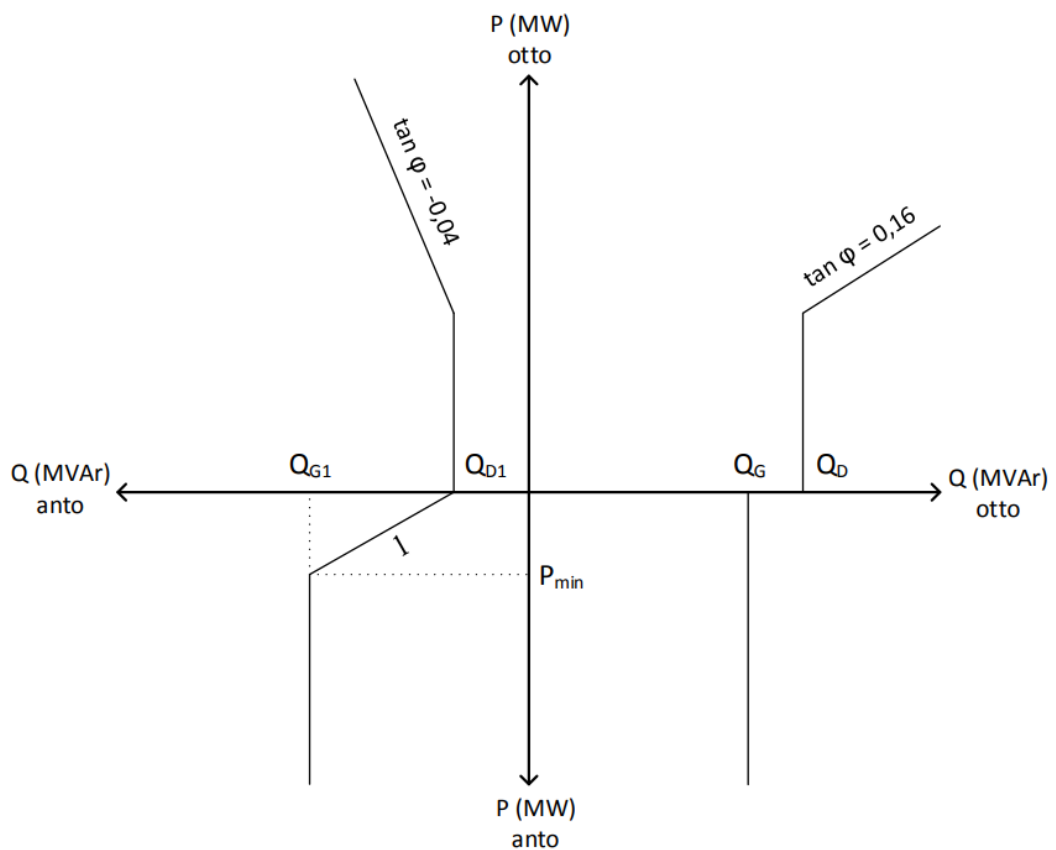
”Kun verkkoyhtiö ylittää kantaverkkosopimuksessa olevat loistehon otto- tai antorajat, se joutuu maksamaan kantaverkkoyhtiölle sopimuksen mukaisen korvauksen ylityksestä. Yleisesti voidaan todeta, että kantaverkkoyhtiö pyrkii hinnoittelemaan loistehon ylitykset niin, että sähköverkkoyhtiöiden kannattaa tuottaa tarvitsemansa loistehot itse. Näin etenkin siinä tilanteessa, kun ylitys on toistuva ja merkittävä.” (Fingrid 2017)

”Fingrid on uudistamassa loisteho- ja loistehoreserviperiaatteita, jotka on tarkoitus ottaa koekäyttöön 1.1.2016 alkavan kantaverkkosopimuskauden alkaessa. Loistehon hinnoittelua pyritään muuttamaan enemmän loistehon kompensoinnin aiheuttamiin kustannuksiin perustuvaksi. Suurimpana muutoksena sopimukseen Fingrid on luopumassa loistehoryhmistä jolloin loistehon seuranta ja laskutus tulisi suunnitelmien mukaan tapahtumaan liittymäpistekohtaisesti. Loistehon ilmaisosuuden eli loistehon

määrää, jonka liittyjä voi ottaa tai antaa loistehoa kantaverkosta, kuvataan yleensä loistehoikkunalla, joka on esitetty kuvassa 2 ja 3.” (Fingrid, 2017)



KUVA 2. Loistehoikkuna (Fingrid, 2017)



KUVA 3. Loissähköikkuna määrittää liittymispistekohtaisesti kantaverkosta ilman erillistä korvausta toimitetun ja vastaanotetun loissähkön määrän. (Fingrid 2017)

Raja-arvot määritetään edellisen vuoden vuosienergioihin perustuen seuraavasti:

$$Q_{smin} = W_{otto}/t_k \times 0,16 + 0,1 \times P_{net}$$

Q_s = maksimi loisteho verkosta

P_{otto} = verkosta otettu pätöteho

Q_{sMin} = loistehoikkunen minimiarvo

Q_{s1} = maksimi verkkoon syötetty loisteho

t_k = käyttöaika (prosessiteollisuus 7000 h, muu kulutus 5000 h)

W_{otto} = verkosta otettu vuosienenergia

P_{Net} = liittymispisteen takainen suurimman generaattorin nettopätöteho

$$Q_s = 0,16 \times P_{otto}$$

$$Q_{s1} = -0,25 \times Q_s$$

”Loistehoikkunalle on mahdollisesti tulossa kuitenkin minimirajat, jolloin minimi rajana Q_s :lle on 1 MVA_r voimajohtoliitynnöillä ja 2 MVA_r sähköasemaliitynnöillä.” (Fingrid 2017)

Raja-arvot ylittävistä loistehoista suoritetaan maksut Fingridille, joiden suuntaa-antavat hinnat

vuodelle 2016 on seuraavat:

- loistehomaksu, kantaverkosta otto: 1000 € / MVA_r,kk
- loistehomaksu, kantaverkkoon anto: 1500 € / MVA_r,kk
- loisenergiamaksu: 5 € / MVA_rh

”Loissähkön laskutuksessa on lievennys, jossa Q_{s1} -arvoa suuremmasta loissähkön verkkoon syötöstä ei peritä maksua, jos katsotaan ettei loissähkön syöttö ole pysyväisluonteista. Loissähkön anto katsotaan pysyväisluonteiseksi, kun se on tapahtunut useammin kuin 50 tuntina kalenterikuukaudessa.” (Fingrid 2014) (Pesonen 2015, 27)

2.3.1 Loissähköraajat kulutukselle

”Kulutettaessa pätötehoa, liittymispisteen loissähkön otto kantaverkosta on enintään alempana määritetyn Q_D -arvon suuruinen tai 16 % kantaverkosta otetusta pätötehosta, ja loissähkön anto kantaverkkoon on enintään alempana määritetyn Q_{D1} -arvon suuruinen tai 4 % kantaverkosta otetusta pätötehosta.” (Fingrid 2017)

”Kulutettaessa pätötehoa sovelletaan liittymispisteen loissähkön ottorajaa Q_D ja antorajaa Q_{D1} . Liittymispisteen loissähkön ottoraja Q_D Liittymispisteen loissähkön ottoraja Q_D (MVar) lasketaan seuraavasti:” (Fingrid 2017)

$$Q_D = 0,16 \times \frac{W_{otto}}{t_k} \times 0,1 \times \frac{P_{netto}}{0,9}$$

, missä

W_{otto} on liittymispisteen ottoenergia vuodessa (MWh)

t_k on 7000 h (huipunkäyttöaika, prosessiteollisuus)

t_k on 5000 h (huipunkäyttöaika, muu kulutus)

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

- jos voimalaitoksen teho on enintään 1 MW, sen $P_{netto} = 0$
- jos voimalaitosten yhteenlasketettu teho P_{netto} on yli 450 MW, niin se ei kasvata loistehoikkunaa, eli maksimi $(0,1 \times P_{netto} / 0,9) = 50,0$ Mvar

”Loistehoikkunalle määritetään minimikoko siten, että voimajohtoliitynnässä loistehon ottorajan minimiarvo Q_D on 2 Mvar ja sähköasemaliitynnässä 4 Mvar. Loissähkön ottoraja Q_D on kuitenkin enintään 50 Mvar.” (Fingrid 2017)

Liittymispisteen loissähkön antorajan Q_{D1} lasketaan seuraavasti

$$Q_{D1} = -0,25 \times Q_D$$

(Fingrid 2017)

2.3.2 Loissähkörajat tuotannolle

”Tuotettaessa pätötehoa sovelletaan liittymispisteen loissähkön ottorajaa Q_G ja antorajaa Q_{G1} . Liittymispisteille, joissa täyttyvät seuraavat ehdot, ei sovelleta ottorajaa Q_G ja antorajaa Q_{G1} :

- Liittymispisteeseen on liittyneenä voimalaitos tai voimalaitoksia korkeintaan 15 kilometrin voimajohdolla,
- voimalaitokset osallistuvat kantaverkon jännitteensäätöön ja
- liittymän takaisen kulutuksen vuosienergia on korkeintaan 1/4 liittymän takaisen tuotannon vuosienergiasta.”

(Fingrid 2017)

Liittymispisteen loissähkön ottoraja Q_G Liittymispisteen loissähkön ottoraja Q_G (MVA_r) lasketaan seuraavasti

$$Q_G = 0,1 \times \frac{P_{netto}}{0,9}$$

, missä

P_{netto} on liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa (MW)

(Fingrid 2017)

”Loistehoikkunalle määritetään minimikoko siten, että voimajohtoliitynnässä loistehon ottorajan minimiarvo Q_G on 2 MVA_r ja sähköasemaliitynnässä 4 Mvar. Loissähkön ottoraja Q_G on kuitenkin enintään 50 MVA_r. Liittymispisteen loissähkön antoraja Q_{GI} Liittymispisteen loissähkön antoraja Q_{GI} (MVA_r) lasketaan kaavalla”

$$Q_{GI} = -Q_G$$

(Fingrid 2017)

”Loissähkön toimituksen katsotaan tapahtuvan loissähköikkunan mukaisesti silloin, kun loissähkön otto kantaverkosta ja anto kantaverkkoon tapahtuu seuraavien ehtojen mukaisesti.” (Fingrid 2017)

”Tuotettaessa päätötehoa, loissähkön otto kantaverkosta on enintään ylempänä määritetyn Q_G -arvon suuruinen, ja loissähkön anto kantaverkkoon on ylempänä määritetyn Q_{GI} -arvon suuruinen, mutta kuitenkin alle raja-arvon, joka lasketaan kaavalla:” (Fingrid 2017)

$$l = Q_{D1} \times P \frac{Q_{G1} - Q_{D1}}{P_{min}}$$

, missä

Q_{D1} on liittymispisteen loissähkön antoraja kuluttaessa pätötehoa

P on kantaverkkoon tuotetun pätötehon keskiteho (MW)

Q_{G1} on liittymispisteen loissähkön antoraja tuottaessa pätötehoa

P_{min} on pienin pätötehotaso, jonka liittymispisteen takaiset voimalaitokset voivat tuottaa ilman aikarajaa

$P_{min} = 0,1 \times P_{netto}$

P_{netto} on liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa (MW)

- jos voimalaitoksen teho on enintään 1 MW, sen $P_{netto} = 0$
- Jos voimalaitosten teho P_{netto} on yli 450 MW, niin se ei kasvata loistehoikkunaa eli maksimi $(0,1 \times P_{netto}/0,9) = 50,0$ Mvar

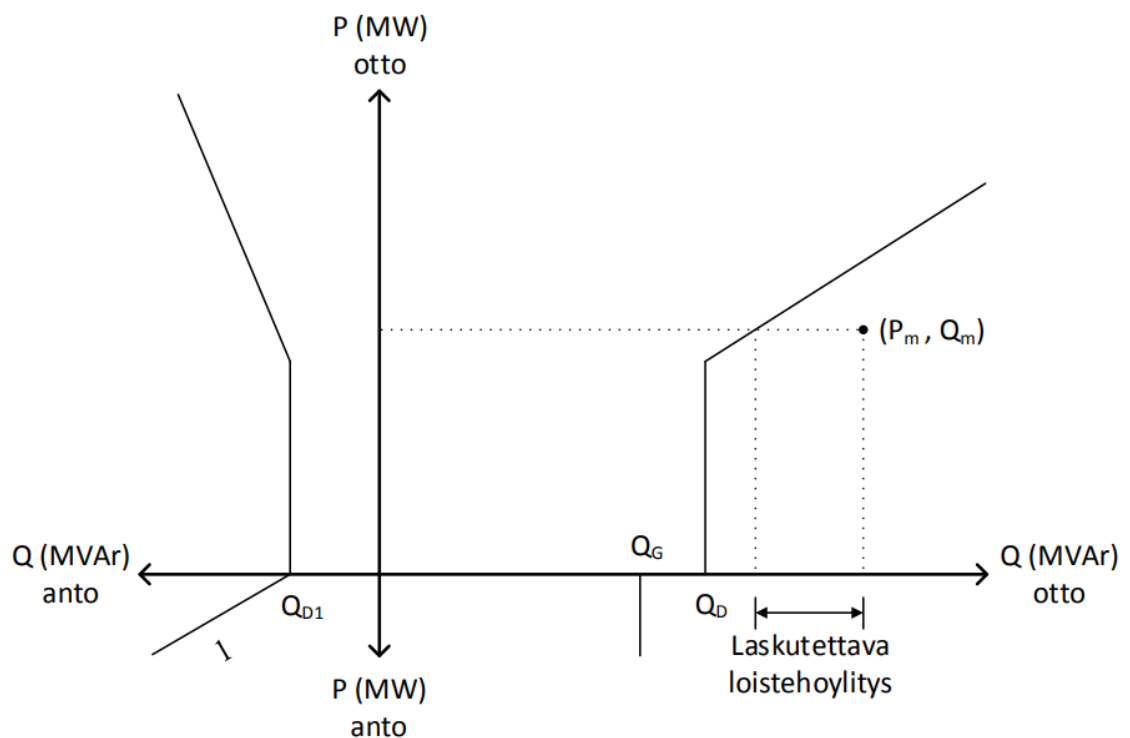
(Fingrid 2017)

2.3.3 Loistehon laskutus

”Loissähkön käyttöä seurataan Asiakkaan liittymispisteissä liittymispistekohtaisesti. Loissähkörajojen ylityessä liittymispisteen loissähkön käytöstä laskutetaan ylityksen osalta liittymispisteen haltijaa. Loissähkön laskutuksessa otetaan huomioon kohdassa 3 esitetyt lievennykset. Lisäksi laskutuksessa ei huomioida viittäkymmentä (50) itseisarvoltaan suurinta loissähköikkunan ylitystä kuukaudessa. Loissähköikkunan ylityksistä ei laskuteta, jos ylitys aiheutuu kantaverkon viasta tai häiriöstä.” (Fingrid 2017)

”Pidempiaikaisissa tai toistuvissa loissähkön toimitusrajojen ylityksissä pyritään yhdessä Asiakkaan kanssa selvittämään syyt ylityksiin ja tekemään tarvittavat toimenpiteet loissähkön hallintaan. Sovellusohje 7 (9) 1.3.2017 Voimalaitosten tai verkon poikkeuksellisissa ja lyhytaikaisissa erikoistilanteissa, erikseen sovittaessa, loissähköä voidaan tilapäisesti toimittaa tai vastaanottaa enemmän kuin sopimuksessa on mainittu ilman loissähköikkunan ylityksistä perittäviä maksuja, jos siihen on painavia perusteita ja verkon tai voimalaitoksen käyttötilanne sen sallii, eikä erikoistilanteesta aiheudu kantaverkossa oleellista haittaa tai merkittäviä kustannuksia.

Maksuttomuuden edellytyksenä on, että poikkeustilanteesta on tehty ennakoilmoitus Fingridille, ja että viasta ja häiriöstä on ilmoitettu Fingridille viipymättä. Ilmoitukset tehdään ensisijaisesti Fingridin ekstranetpalvelun kautta. Fingrid voi sopia Asiakkaan kanssa loissähkön toimittamisesta kantaverkkoon esimerkiksi kantaverkon keskeytyksien yhteydessä. Pyydetyn loissähkön toimittamisesta maksetaan loistehon hinnoittelun mukainen korvaus. Mikäli kantaverkossa on pidempiaikaista tarvetta Asiakkaan tuottamalle tai kuluttamalle loissähkölle jännitteensäädön tueksi ja se on kokonaisuuden kannalta teknistaloudellisesti järkevää, loissähkön toimituksesta sovitaan erikseen.” (Fingrid 2017)



KUVA 4. Laskutettavan loistehon määräytyminen (Fingrid 2017, 8)

Loissähköstä laskutetaan loissähköikkunan rajojen ylityksen määrästä kuvan 4 mukaan. Loistehomaksu määräytyy kunkin kuukauden suurimman ylityksen mukaisesti keskituntitehona. Loisenergiamaksu määräytyy kunkin kuukauden loissähköikkunan ylitysenergian mukaisesti kerrottuna voimassa olevalla yksikköhinnalla. Loistehon yksikköhinnat ovat esitettynä taulukossa 1. (Fingrid 2017)

Taulukko 1. Fingridin loistehomaksut vuonna 2017-2019 (Fingrid 2017)

Vuosi	2017	2018	2019->	€/yksikkö
Loistehomaksu	333	666	1000	€/Mvar kk
Energiamaksu	5	5	5	€/Mvarh

3 LOISTEHON TUOTTO JA KOMPENSOINTITARVE TEISKON ALUEEN JAKELUVERKOSSA

Tässä luvussa käydään läpi Teiskon alueen johtohaaroista syntyvää loistehoa nykytilanteessa ja tulevaisuudessa sekä siitä aiheuttavaa loistehon kompensoinnin tarvetta. Luvussa kerrataan aluksi työssä käytetty loistehon laskemistapa ja sen oikeellisuus, jonka jälkeen tarkastellaan jakelualueen verkon loistehon tuottoa. Luvussa käydään myös tulevien vuosien tariffikustannuksia sekä 20 kV verkon jännitteen tason hallintaa.

3.1 Johtojen ja kaapelien tuottaman loistehon laskeminen

Loistehotaseen laskemiseen hyödynnettiin Pasi Väisänen diplomityössä (Loistehon Kompensointi Jakeluverkossa) laskettuja 20 kv ilmajohtojen ja maakaapeleiden tuottamaa keskimääräistä loistehotaseen lisäystä. Taulukon 2. ”Muut” kohdassa on sopiva keskimääräinen arvo verkosta löytyville kaapeleille ja johdoille, joita on vain pieni määrä. (Väisänen, 2012)

TAULUKKO 2. Loistehon vertailu mitattu ja laskettu (Väisänen, 2012)

Tyyppi	Laskennallinen kuormitusvirta (A)	Loistehotase (kvar/km)
20 kV:n kaapelit		
AHXW 185	29,7	33,3
AHXCM 185	31,5	33,1
APY 185	26,1	52,8
PYL 120	27	41,1
Muut	28,8	38,5
20 kV:n ilmajohdot		
Pigeon	32,4	0,2
Raven	25,2	0,6
Sparrow	18,9	0,8
Muut	27	0,5
20 kV:n PAS-johdot		
PAS 70	27,9	0,8
PAS 95	33,3	0,7
PAS 120	38,7	0,4
Muut	33,3	0,7

Taulukossa 2 on laskettuna 9 % suuremmat virrat suurimpien sallittujen kuormitusvirtojen arvoista sekä keskimääräinen loistehotase, joka on laskettu virran ja 2010 vuoden tehojen avulla, jotka on saatu energiataseesta. Lisää Tampereen Sähköverkko Oy:n kaapelien ja johtojen loistehotaseen laskennasta löytyy Pasi Väisäsen opinnäytetyöstä ”Loistehon kompensointi jakeluverkkoyhtiössä”. (Väisänen, 2012)

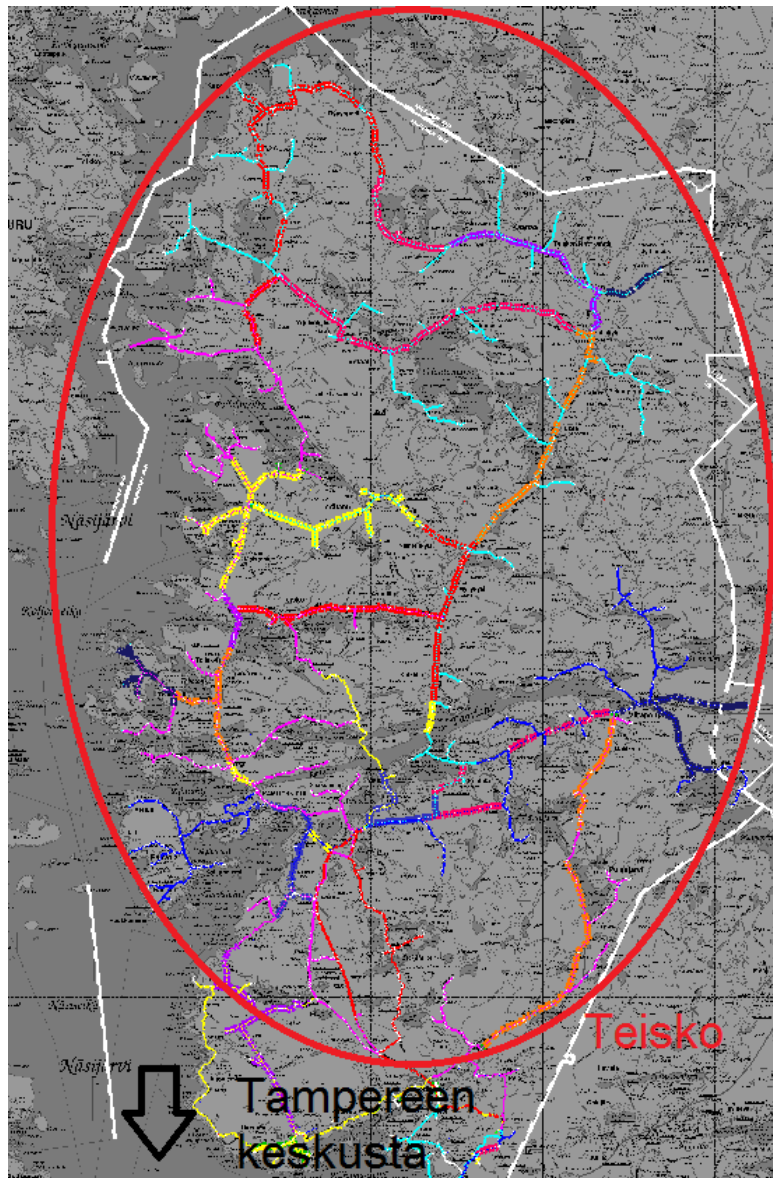
Johtopäätöksenä P. Väisäsen laskennoista todettiin, että käyttämällä hänen työssään laskettuja loistehotaseen arvoja johdoille ja kaapeleille pystytään tuleva loistehon tuotto laskemaan riittävällä tarkkuudella. Taulukkoa 3 hyödynnettiin laskemaan niin nykyinen johtojen ja kaapeleiden tuottama loisteho sekä suunnitellun maakaapeloinnin aiheuttama loistehon lisäys. Koska maakaapelointi reitti on pidempi verrattuna ilmajohtoverkkoon on tulevan maakaapeloinnin kilometrimääriin lisätty 20 %.

3.2 Loistehon tuotto Teiskon sähköaseman jakeluverkossa

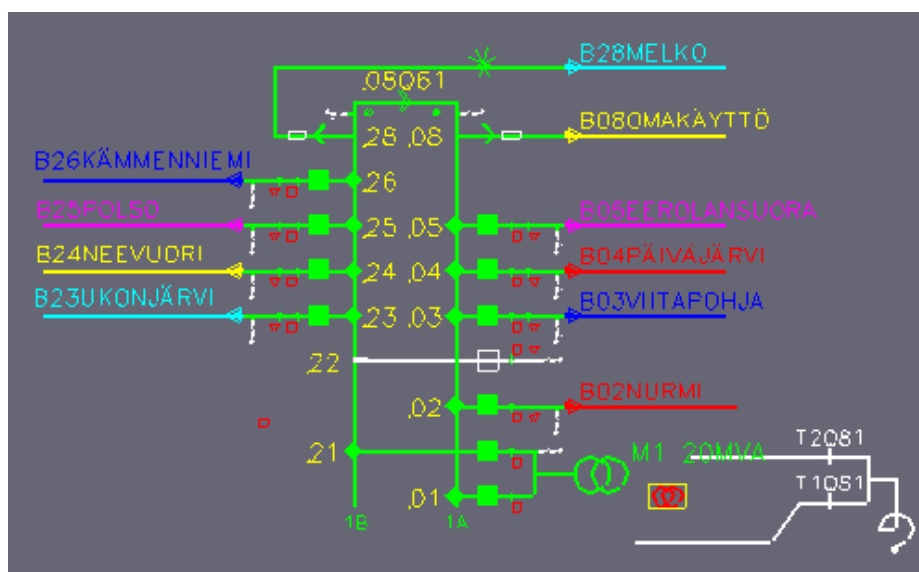
Tässä pääkappaleessa, ja sen alakappaleissa käydään läpi loistehon tuottoa Teiskossa nykytilanteessa ja tulevina vuosina. Aluksi käsitellään nykytilanne, jonka jälkeen siirrytään tulevien vuosien loistehon lisääntymiseen sekä mahdolliseen NRM-TSK korvaustilanteeseen.

Teiskon sähköaseman jakelualue kattaa lähes koko Teiskon alueen lukuun ottamatta muutamaa johtohaaraa Teiskon eteläpuolella, jotka ovat normaalissa syöttötilanteessa osana Nurmin sähköaseman jakelualueetta. Teiskon jakelualue on Tampereen laajin ja merkittävin haja-asutusalue, jossa on sähkönjakelua. Suurin osa Teiskon jakelualueesta on ilmajohtoverkkoa. Teiskon verkko tulee kuitenkin muuttumaan tulevina vuosina, kun vanhaa ilmajohtoverkkoa saneerataan maakaapeloinnilla.

Teiskon alue koostuu seitsemästä eri lähdöstä. Nämä lähdöt koostuvat eri runkoverkon haaroista, joista löytyy sekä maakaapelia, että ilmajohtoa (kuva 5 ja 6). Kuvassa 5 näkyy Teiskon alueen verkko, jossa ovat syöttölähdöt eri väreillä kuvattuna.



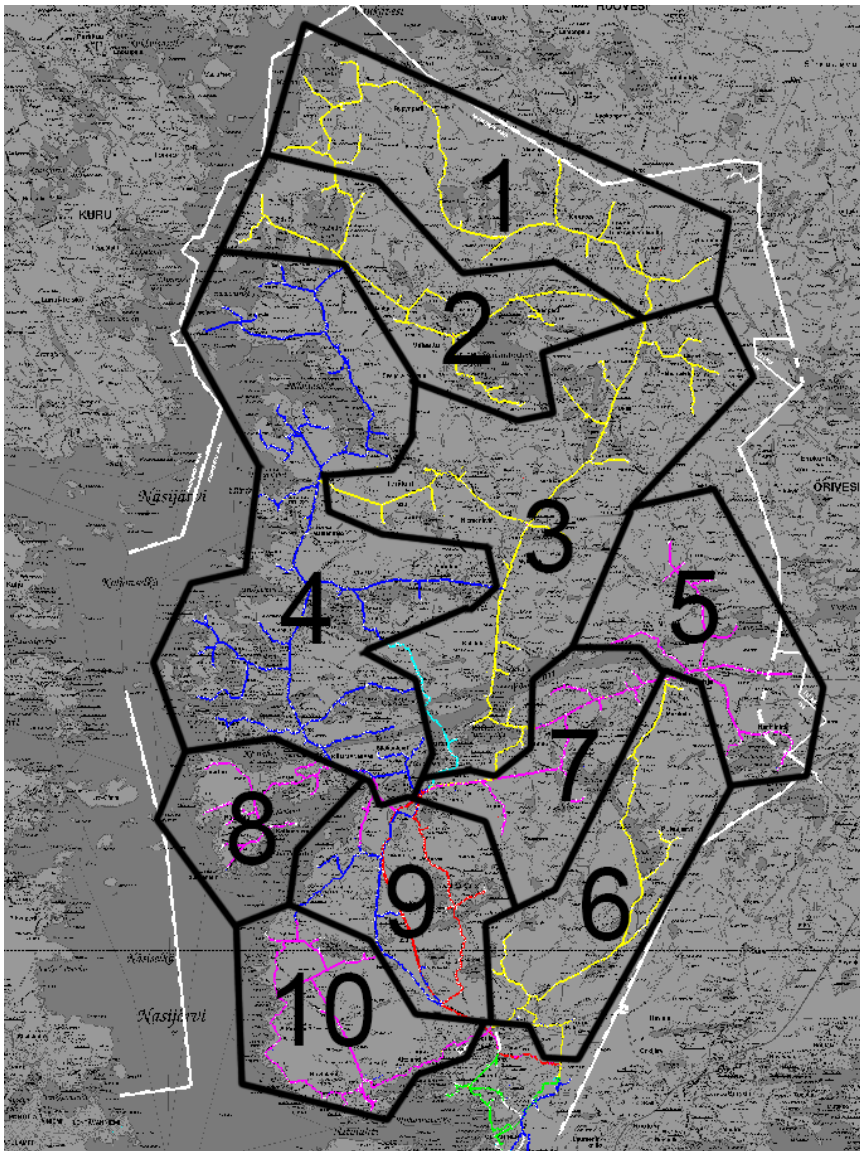
KUVA 5. Teiskon Sähköaseman jakelualueen verkko (pun)



KUVA 6. Teiskon SA:n lähdöt (vrt. kuva 3.)

3.2.1 Teiskon runkoverkon vaikutus loistehon tuottoon

Teiskon syöttöalue on haja-asutteinen ja laaja, joten sen haarat yltävät pitkälle eri suuntiin kauas toisistaan. Tämän vuoksi on hyvä tietää paljonko eri haarat ja alueiden johdot tuottavat loistehoa, jotta nykyistä ja tulevaa sähköverkon säätöä pystytään suorittamaan. Tähän kuuluu esimerkkinä loistehon kompensointi ja maasulkuvirran hallinta. Kuvassa 7 on esitettynä Teiskon alueet jaotettuna eri haaroihin. Nämä haarat eivät kuvasta lähtöjä vaan ne on jaettu eri alueittain.



KUVA 7. Teiskon eri johtohaarat jaettuna osiin

Taulukkoon 3 ja 4 on laskettu eri alueiden ilmajohtojen ja kaapeleiden kilometrit sekä niiden tuottama loistehotase. Taulukossa 3 viidennessä sarakkeessa on laskettuna loistehotase, jossa kaikki kyseisen alueen johtotyypit ovat kaapeloitu AHXW185 –

kaapelityypillä. ”Q 2031”-sarakeessa on alueiden nykyisen ja saneerattujen tilanteiden loisteholisäys vuoteen 2031 mennessä.

Taulukko 3. Teiskon eri alueiden kaapeli- ja johtotyyppien tuottamat loistehot

Alue	saneeraus (km)	Q 2016 (kVAr)	Q 2031 (+kvar)	Kaikki kaapeloitu (kvar)
1	27	133	1058	1373
2	16	30	635	1048
3	24	490	969	2090
4	38	424	1477	3060
5	12	108	486	853
6	12	190	465	996
7	8	70	328	819
8	7	140	284	640
9	11	537	424	1878
10	9	549	365	1074
Koko Teisko	139	2271	5469	10087

Taulukko 4. Teiskon eri alueiden eri kaapeli- ja johtotyyppien kilometrit (2016)

Alue	Kaapelit (km)	Ilmajohdot (km)	Pas-johdot (km)	Kaikki (km)
1	3,1	30,3	1,0	34,3
2	0,3	24,5	1,4	26,2
3	13,5	30,3	8,5	52,3
4	11,1	52,4	13,0	76,6
5	2,4	17,4	1,5	21,3
6	5,4	16,8	2,7	24,9
7	1,7	14,9	3,9	20,5
8	3,6	8,8	3,6	16,0
9	15,4	7,9	23,8	47,0
10	15,6	11,3	0,0	26,9
Teisko	61,2	187,7	60,4	309,3

Teiskon sähköaseman loistehotilanteesta on myös hyvä tietää eri lähtöjen tuottamat loistehot, jotta voitaisiin kytkentätilanteissa pitää loistehotase hallittuna sitä säädettyä. Taulukko 5 esittää johtojen ja kaapelien vaikutuksen loistehotaseeseen kvar arvoiltaan sekä prosentuaalisesti. ”Kaikki Saneerattu” sarake kuvaa tilannetta, jossa kaikki lähön kaapelit on kaapeloitu AHXW 185” –kaapelityypillä. Taulukkoon ei ole lisätty lähtöjä ”B080 Omakäyttö” ja ”B28 Melko”, koska näiden lähtöjen kaapelimäärä normaalikytkentätilanteessa on vähäinen.

Taulukko 5. TSK Lähdöttäiset

Vuosi	B02	B03	B04	B05
	Nurmi	Viitapohja	Päiväjärvi	Eerolansuora
2016 (kvar)	588	164	56	147
%	35 %	10 %	3 %	9 %
Kaikki saneerattu (kvar)	1030	1729	387	665
%	8 %	14 %	3 %	5 %
Lisäys (kvar)	442	1565	331	518

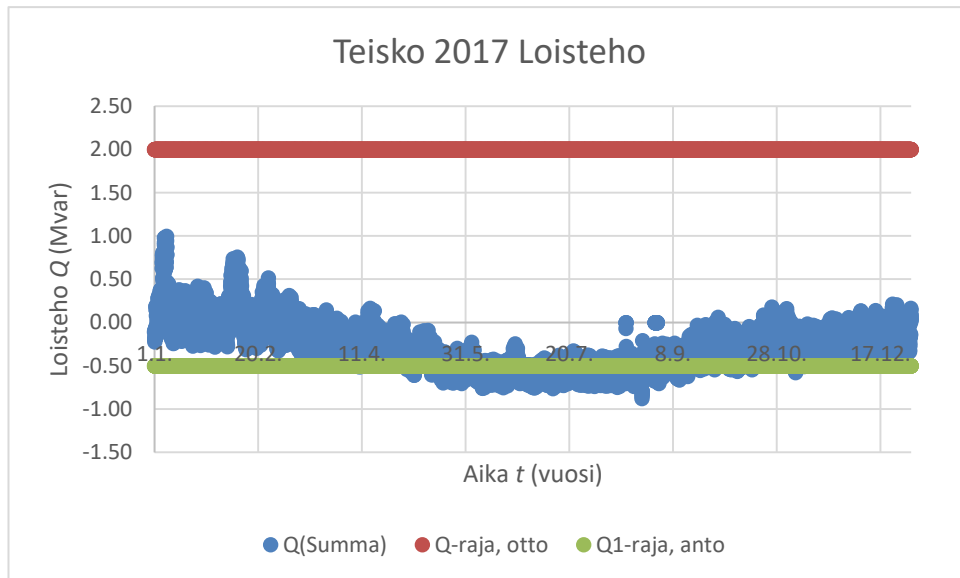
Vuosi	B23	B24	B25	B26
	Polso	Neevuori	Ukonjärvi	Kämmenniemi
2016 (kvar)	265	75	189	187
%	16 %	4 %	11 %	11 %
Kaikki saneerattu (kvar)	4211	276	3018	835
%	35 %	2 %	25 %	7 %
Lisäys (kvar)	3946	201	2829	648

Taulukosta 5 voidaan huomata ”B02 Nurmi” –lähdön johtojen ja kaapelien tuottavan eniten loistehoa vuonna 2016. Toiseksi eniten tuottoa on ”B23 Polso” –lähdöllä, joka saneerauksien myötä siirtyisi suurimmaksi loistehon tuotoksi johtojen ja kaapelien kannalta.

Fingrid antaa sähköverkkoyhtiöille loistehoikkunan, jossa esiintyvät loistehomarginaalit. Loistehoikkunan rajat lasketaan kappaleessa 2.5 olevilla kaavoilla. Sähköverkon syöttöpisteen loistehotase tulisi pysyä loistehoikkunan sisällä, jotta sähköverkkoyhtiöille ei synny lisäkustannuksia. Tämä tarkoittaa sitä, että verkkoyhtiön tulisi kompensoida ylittävää loistehoa niin, että loistehotase ei ylitä Fingridin asettamia raja-arvoja kulutukselle tai tuotolle. (Fingrid, 2018)

Teiskon alueen verkko tuottaa loistehoa, joka on kapasitiivista (kts. kappale 2.1.3). Teiskon verkon on siis käytännössä pysyttävä loistehon antorajan Q_{D1} yläpuolella siten, että loistehon ottorajaa Q_D ei kumminkaan ylitetä. (Fingrid, 2018)

Vuonna 2017 mitattiin loisteho (kaavio 2) koko Teiskon aseman kaikista lähdoistä summana. Tällöin loisteho ylitti kesällä loistehon antorajan (-0,5 Mvar), mutta pysyi vuoden alussa ja lopussa loisteho marginaalin sisällä.



KAAVIO 1. Teiskon loisteho vuonna 2017 (mitattu)

Vuonna 2017 Fingridin antama loistehomaksu oli 333 €/Mvar kk ja ylitysergiamaksu 5 €/Mvarh. Ylitystä tuli touko-syyskuun aikana, jolloin virrat ovat pienimmillään minkä vuoksi verkko tuotti enemmän loistehoa kuin muina kuukausina. Taulukosta 6 nähdään vuoden 2017 ylitykset sekä kuukausittaiset ja vuotuinen kokonais loistehomaksu (655 €)

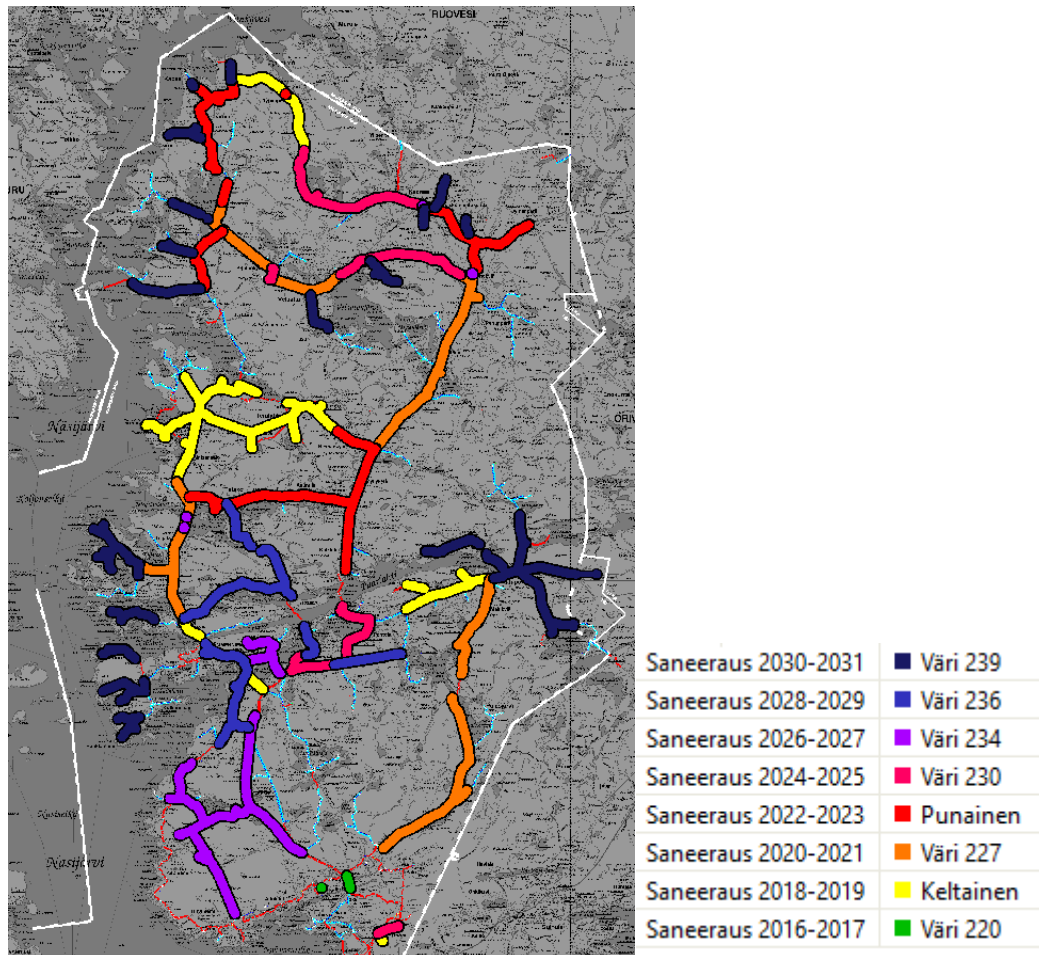
Taulukko 6. Teiskon loistehoylitykset ja –maksut vuonna 2017

kuukausi	Touko	Kesä	Heinä	Elo	Syys
Ylin (Mvar)	0,1	0,1	0,2	0,2	0,0
Ylitys (Mvarh)	6,9	19,0	26,5	25,0	1,1
Loistehomaksu	26,6	43,3	53,3	50,0	10,0
Energiamaksu	34,53 €	95,17 €	132,41 €	124,83 €	5,74 €
Maksu per kk	68,16 €	157,62 €	212,33 €	199,90 €	16,90 €
Vuosimaksu	654,90 €				

Lasketut kustannukset ovat laskettu kappaleessa 2.5.3 esiintyvän taulukon vuoden 2017 loistehoinnoilla. Nämä luvut tulevat muuttumaan tulevaisuudessa, koska jatkossa käytetään 2019 vuoden loisteho- sekä energiamaksu hintoja.

3.2.2 Suunniteltu ilmajohtojen kaapelointi vuonna 2018-2031

Teiskon alueelle on tulevana vuosina suunniteltu uusittavan ilmajohtoja, ja ne saneerataan maakaapeleiksi (kuva 8). Maakaapelointien suunnitelma on jaettu kahden vuoden aikajaksoilla 2016-2031 vuosien välille. On myös oletettavissa, että tulevaisuudessa koko Teiskon alueen jakeluhaarat tulisi olemaan maakaapeloituja.



KUVA 8. Teiskon alueen maakaapelointi saneeraukset 2016-2031 (~ 160 km)

Suunniteltua kaapelointia on tulossa ainakin vuoteen 2031 mennessä noin 160 km koko Teiskon alueelle. Tässä työssä oletetaan, että kaikki rakennettava maakaapelointi toteutetaan AHXAMK-W 185'' -kaapelityypillä, jotta loistehon laskennasta saataisiin tarpeiden mukainen. Kuten aiemmin luvussa on mainittu, suunnitellun maakaapeloinnin oletetaan myös olevan pituudeltaan suurempi, kuin korvattavat ilmajohtot, joten kaapelointien pituuksiin on lisätty laskuissa 20 %, jotta tulevien maakaapelointien pituudet olisivat lähellä oikeellista arvoa.

3.2.3 Myöhemmin kaapeloitavien johtohaarojen vaikutus

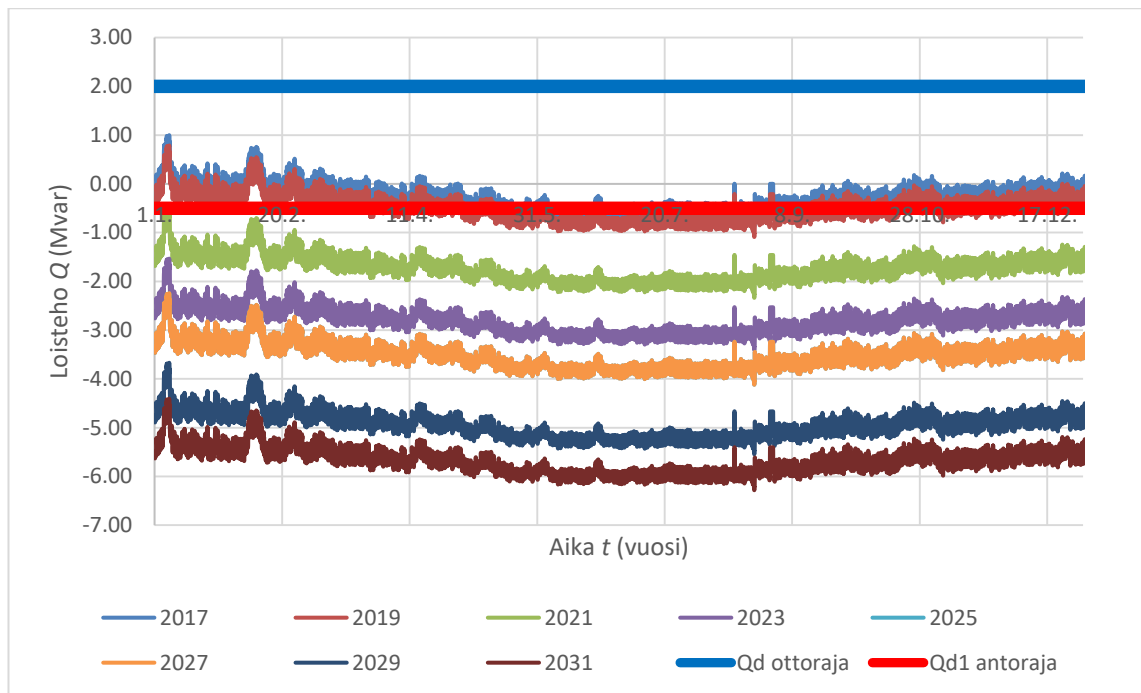
Kaapelointeja suoritetaan Teiskon alueella suunnitelmien mukaan ainakin 2031 vuoteen asti. Uudet kaapeloinnit suoritetaan AHXAMK-W 185'' –kaapelityypillä, jolloin loistehotase muuttuu edellisiin kaapelityyppeihin verrattuna.

Kaavioista ja niiden tiedoista muodostettiin taulukko 7, johon listattiin vuosivälein tuleva muutos loistehoissa verrattuna. Taulukosta huomataan, että lähdöissä B02 ja B04 ei ole muutoksia, koska näissä lähdöissä ei tapahdu saneerauksia vuosina 2018-2031. Taulukosta 7 huomataan myös, että suurin loistehon muutos on lähdöllä ”B03 Viitapohja”.

Taulukko 7. TSK lähtöjen loistehot kahden vuoden välein (kvar)

Vuosi	B02	B03	B04	B05	B24	B26
	Nurmi	Viitapohja	Päiväjärvi	Eerolansuora	Neevuori	Kämmenniemi
Kaikki	0	851	0	300	184	412
2019	0	130	0	0	0	28
2021	0	155	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	35	0
2027	0	0	0	268	0	0
2029	0	98	0	66	149	157
2031	0	461	0	0	0	227

Näitä arvoja käytettiin aiemmin työssä esiintyvään kaavioon (kts. kappale 3.2.1) lisäämällä tulevat loistehon tuotannon muutokset käyttämällä kaapelien tuottamaa suurinta loistehon muutosta. Tällöin päästiin kuvaamaan tilanne, jossa muutosten myötä tuotettu loisteho olisi suurimmassa arvossaan. Kaavion vaakasuorat viivat kuvaavat loistehon anto (-0,5 Mvar) ja ottorajaa (2 Mvar) (kts. kappale 2.3.2).



KAAVIO 2. Suunnitellun loistehotaseen lisääntyminen kahden vuoden välein

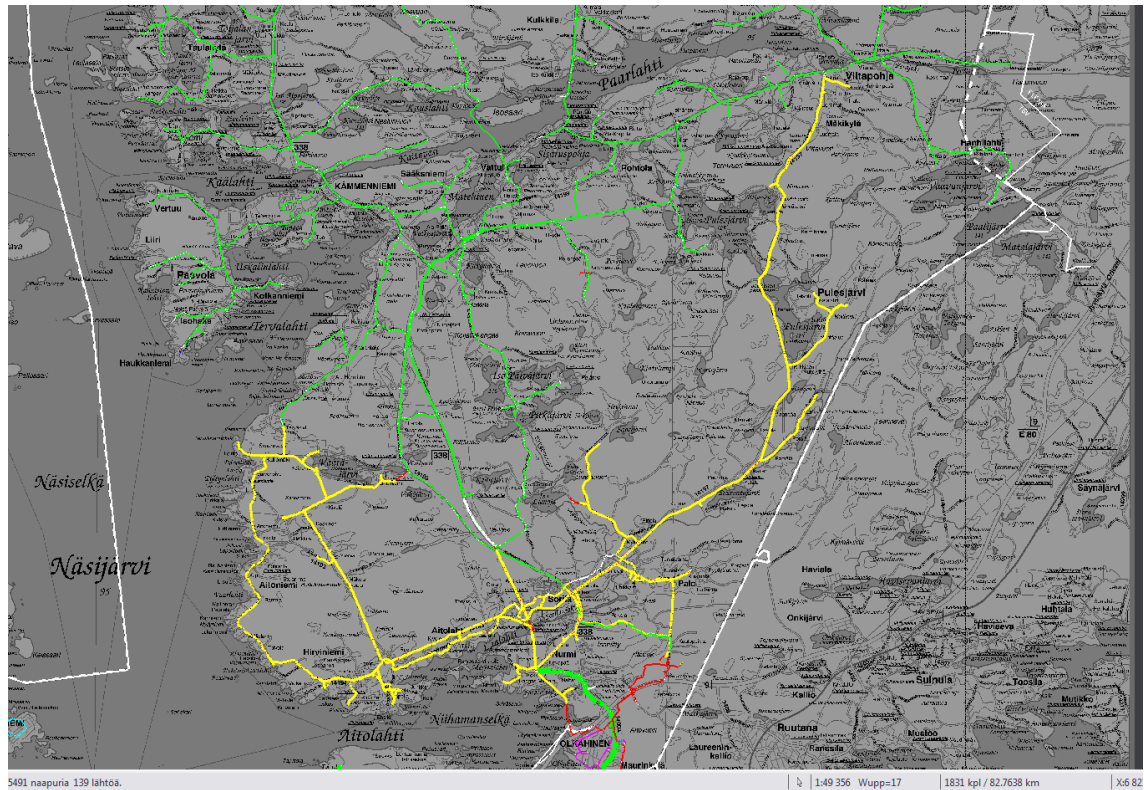
Kaaviolla 3 on kuvattu muutos 2017-2031 vuosien saneerauksen johdosta. Suunnitellun kaapeloinnin loistehon tuotto on lisättyä vuoden 2017 mitattuihin Teiskon SA:n loistehon arvoihin. Kaaviosta huomataan, että Teiskon uusien kaapelien tuottaman loistehon lisäyksen myötä on vuoden 2031 loppuun mennessä loisteho noin 6 Mvar.

Kappaleessa 3.4.2 käydään läpi tulevien vuosien loistehokustannuksia, jotka ovat laskettu taulukon 8 ja kaavion 3 lukemista. Kaaviosta 3 huomataan myös, että vuodesta 2021 eteenpäin loistehotase ei pysyisi lainkaan loistehomarginaalin sisällä. Koska loistehon tuotanto siirtyy loistehoikkunan sisältä sen ulkopuolelle, on kompensoinnin tarve suurempi mitä lähemmäksi vuoden 2031 suunniteltuja kaapelointeja siirrytään.

3.3 Loistehotilanne sähköasemien korvaustilanteissa

Tässä kappaleessa tarkastellaan loistehon vaikutusta korvaus tilanteessa, jossa Nurmin sähköaseman jakelualue korvattaisiin Teiskon sähköasemalla. Kuvassa 9 on esitettyä normaalikytkentätilanne Nurmen sa:n ja Teiskon sa:n välillä. Kuvassa 9 on merkittyä Nurmen syöttämät johtohaarat keltaisella ja Teiskon alue vihreällä.

Tilanne, jossa vaadittaisiin Teiskon sähköasemaa korvaamaan Nurmen jakelualue kertyisi Teiskon sa:lle korvattavaa n. 83 km Trimble NIS:n laskentojen mukaan.



KUVA 9. Nurmin korvaustilanne Teiskon sähköasemalla (~ 83 km verkkoa)

Nurmissa 2018 loistehotaseen keskiarvo summa oli kaikilta lähdöiltä ~1,5 Mvar. Tätä arvoa käyttäen pystytään laskemaan keskimääräinen energiamaksun lisäys korvaustilanteissa käyttämällä Fingridin antamaa energiamaksun arvoa 5 €/Mvarh. Tuntikohtaiseksi energiamaksun lisäys Nurmin aseman korvaustilanteessa olisi ~7,5 €. Eri pituisia korvaus jaksoja on tarkasteltu taulukossa 8. Laskuihin on oletettuna, että kaikki ylitys tapahtuu **50** suurimman ylityksen jälkeen. Loistehomaksu tulee lisääntymään energiamaksun lisäksi n. 1500 €/kk.

Taulukko 8. Nurmin korvauksesta syntyvä energiamaksu eri aikajaksoilla

Aika määrä	Tunti	Päivä	Viikko	Kuukausi
1	8 €	180 €	1 260 €	5 400 €
2	15 €	360 €	2 520 €	10 800 €
3	23 €	540 €	3 780 €	16 200 €
4	30 €	720 €	5 040 €	21 600 €
5	38 €	900 €	6 300 €	27 000 €
6	45 €	1 080 €	7 560 €	32 400 €
7	53 €	1 260 €	8 820 €	37 800 €
8	60 €	1 440 €	10 080 €	43 200 €
9	68 €	1 620 €	11 340 €	48 600 €
10	75 €	1 800 €	12 600 €	54 000 €

Taulukosta 8 huomataan, että kuukausittainen energiamaksulisä olisi Nurmin korvaus tilanteessa ~5400 €. Jos tähän lisätään loistehomaksu, joka syntyisi isoimmasta 50 isoimman loistehoilytyksen jälkeisestä tuntiarvosta, olisi kuukausittainen hinta Nurmin korvaukselle ~6900 €.

3.4 Kompensointitarve Teiskon jakeluverkossa

Tässä kappaleessa käydään läpi kompensointitarvetta, sekä laskelmista ilmi tulleita arvoja, joiden mukaan kompensointia tullaan tarvitsemaan tulevaisuudessa Teiskossa. Itsessään Tampereen Sähköverkko Oy:lle kompensointitarve syntyy tulevan loistehon aiheuttamista kustannuksista, jos tulevaa maakaapeloinnin aiheuttamaa loistehoa ei kompensoida.

Alla olevissa alakappaleissa käydään läpi ensin tulevien vuosien tariffikustannukset suunnitellusta maakaapeloinnista, jos kompensointia ei tehdä sekä kompensointiin tarvittava Mvar määrä. Jännitteen tasoa on myös tarkasteltu kappaleessa 3.4.3 työn kannalta tarpeellisin osin.

3.4.1 Tulevien vuosien tariffikustannukset TSV:lle

Fingrid tarjoaa sähköyhtiöille loistehoikkunan, jonka ylittävästä määrästä aiheutuu kustannuksia. Loistehoa pyritään pitämään siis loistehoikkunan sisällä, jotta turhilta kustannuksilta vältyttäisiin.

Tulevien vuosien tariffi kustannukset arvioitiin lisäämällä vuoden 2017 loistehomittauksen tuloksiin maakaapeloinnista aiheutuva loistehon muutos. Muutokset laskettiin vuosittain, ja muodostettiin taulukko 9.

Taulukko 9. Tariffi kustannukset arvioituna per vuosi

Vuosi		Ylin (MVA _r)	Ylitys e (MVA _r h)	Vuosittainen	2v
2017		0,16	79	655 €	
2018	2019	0,41	768	6 710 €	13 420 €
2020	2021	1,65	10037	77 167 €	154 334 €
2022	2023	2,73	18788	142 556 €	285 113 €
2024	2025	3,43	24567	185 737 €	371 473 €
2026	2027	4,18	30623	230 985 €	461 971 €
2028	2029	4,86	36211	272 740 €	545 480 €
2030	2031	5,60	42230	317 710 €	635 421 €
Koko Teisko		10,28	80435	603 182 €	
2018-2031 yhteiskustannus				2 467 212 €	

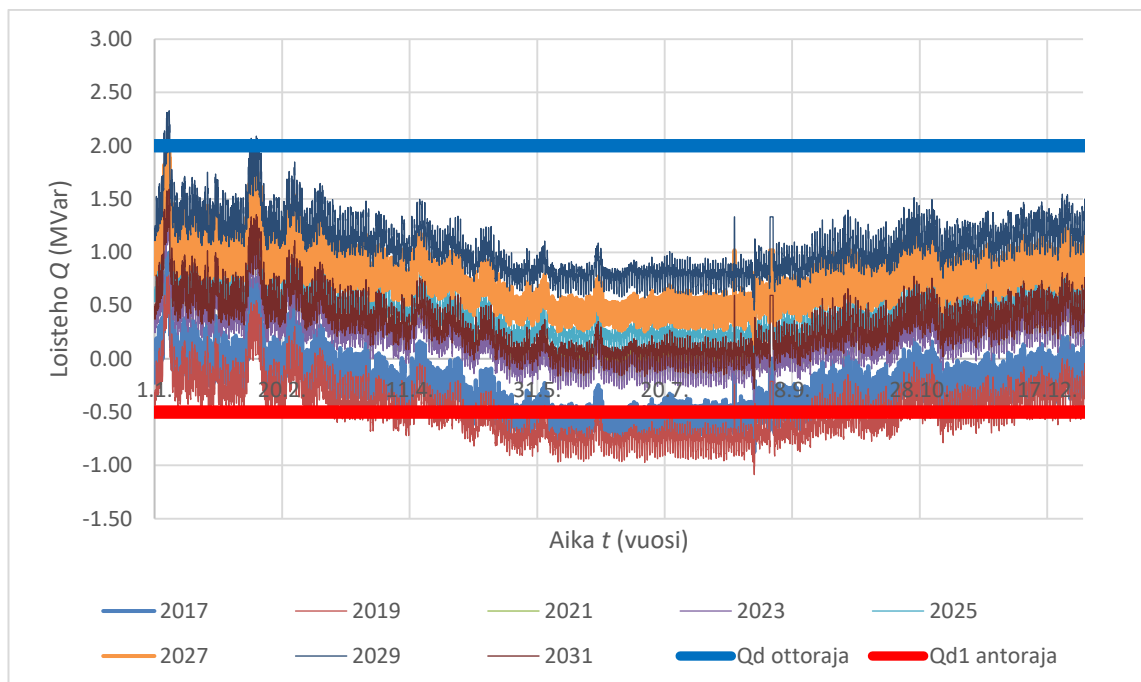
Taulukosta 9 huomataan jokaisen 2 vuoden välisen suunnitellun kaapeloinnin jälkeinen ylin vuosikohtainen tuntiteho (50 edeltävää suurinta vähennettynä), ylitysenergia sekä loistehokustannusarvio, jos kompensointia ei lisättäisi. Laskelmat on tehty perustuen vuoden 2017 Teiskon loistehomittauksiin, johon on lisätty kaapelien tuottama loisteho. Taulukon pohjalla on myös laskelmat tilanteesta (rivi ”Koko Teisko”), jossa koko Teiskon 20 kV verkko kaapeloitaisiin AHXW185 –kaapelityypillä. 2019 jälkeiset loisteho hinnoittelut on laskettu taulukon 1 osoittaman loistehomaksun ja –energiamaksun mukaan (kts. kappale 2.3.3).

3.4.2 Tulevan kompensoinnin määrä

Tulevaa kompensointia kappaleen 3.4.1. taulukosta huomiomalla olisi pakko toteuttaa, jotta välttyttäisiin lisäkustannuksilta. Tavoite kustannuksille on tilanne, jossa loistehosta ei synny lisäkustannuksia sähköverkkoyhtiölle. Tavoitteen perusteella laskettiin paljonko loistehoa pitäisi kompensoida, että kustannuksissa pysyttäisiin nolatilanteessa. Taulukosta 10 huomataan kompensoinnin määrän kasvavan portaittain kohti vuotta 2031.

Taulukko 10. Kompensoinnin määrä nolla tilanteeseen

Vuosi		Ylin (MVar)	Ylitys e (MVarh)	Vuosittainen	2v	Kompensointi vuoden loppuun
	2017	0,16	79	655 €		
2018	2019	0,41	768	6 710 €	13 420 €	0
2020	2021	0,00	0	- €	- €	2 MVar
2022	2023	0,00	0	- €	- €	3 MVar
2024	2025	0,00	0	- €	- €	4 MVar
2026	2027	0,00	0	- €	- €	5 MVar
2028	2029	0,00	0	- €	- €	6 MVar
2030	2031	0,00	0	- €	- €	6 MVar
2018-2031 yhteiskustannus					27 495 €	



KAAVIO 3. Kompensoitu verkko

Kaavio 4 kuvaa eri vuosien pysymistä Fingridin rajojen sisällä kompensoidussa verkossa. Kompensointi tulisi tällöin suorittaa yhtäaikaaisesti uutta maakaapelointia toteuttaessa, jotta tuleva loistehon lisäys saataisiin kompensoitua ajallaan ja kustannukset pysyisivät nollassa.

3.4.3 20 kV verkon jännitteen tason hallinta pitkillä haaroilla

Jännitteentaso kasvaa kahden pisteen välissä, jos vastaanottavassa päässä on kapasitiivista kuormaa. Loistehon kompensoinnilla saataisiin hallittua jännitteen kasvua pitkillä johdoilla, joka johtuu ferrantti-ilmiöstä. Ilmiö kuvaa tilanneta, jossa verkon osa, johto tai kaapeli käy tyhjäkäynnillä eli ilman kuormaa. Jos kompensointia ei suoritettaisi, kasvaisi etenkin Teiskon pidemmissä johdoissa jännite loppupäässä.

(Hautero 2017, 9-10)

Teiskon 20 kV:n jännitettä hallitaan Teiskon sähköaseman päämuuntajalla. Muita keinoja ei 20 kV:n verkon osalta ole käytössä. Kaapeliverkon kapasitanssin ja reaktanssin vaikutuksesta 20 kV:n verkon jännitteisiin ei ole tällä hetkellä tietoa. Tässä työssä ei oleteta, että jännitteen nousun vaikutus kapasitanssien tuottamaan loistehoon olisi merkittävä. Vaikutus sähkönlaatuun ja jännitteetasoon sen sijaan saattaa olla.

(Vanhanarkaus 2018)

4 RATKAISUVAIHTOEHDOT LOISTEHON KOMPENSOINTIIN TEISKON ALUEEN JAKELUVERKOSSA

Loistehon kompensointia käydään läpi tässä luvussa tulevien vuosien suunniteltujen maakaapelointien osilta. Luvussa käydään kompensoinnin perustelut, toteuttamiskelpoisuus sekä ratkaisuehdotukset kompensoinnin suorittamiseksi. Kompensointilaitteiden valinta sekä niiden liittäminen verkkoon on tärkeänä osana lukua.

Ratkaisuehdotuksena työssä verrattiin tulevien maakaapeloinnin lisäämää loistehon tuotantoa saatavilla oleviin kompensointiratkaisuihin. Käyttäen Energiamakkinaviraston julkaisemaa ” Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016-2023”-luetteloa saatiin arvioidut kustannukset ratkaisuehdotuksille. Kompensoinnille löytyi useampi eri vaihtoehto, ja ne ovat eriteltyinä kappaleissa 4.1-3.

Yleisesti ottaen hajautettu kompensointi olisi helpposäätöisempi verkon eri kytkentätilanteissa. Jos haara, johon hajautettu kompensointi olisi kytketty irrottautuu verkosta, lähtee myös tämän haaran kompensointi. Keskitettyä kompensointia jouduttaisiin tällöin säätämään erikseen siten, että loistehoa ei ylikompensoitaisi.

4.1 Keskitetty kompensointivaihtoehto

Keskitetyssä kompensointivaihtoehdossa sähköasemalla sijoitettaisiin 2,8 Mvarin ilmasydäminen reaktoriyksikkö. Reaktori vaatii oman suojaus ja automaatiolaitteiston sekä kiskokeäntän sähköasemalla. Maakaapeloinnin suunnitelmajaon vuoksi reaktori vaatii säädettävyyttä, joka tällöin voitaisiin toteuttaa käytännössä pilkkomalla reaktorin tehoa sen tarpeen mukaisesti. Taulukossa 11 on keskitetyn reaktoriratkaisun komponentti- ja kustannuserittely.

Taulukko 11. Ilmasydäminen reaktoriratkaisu 20 kV (Eno, 2015)

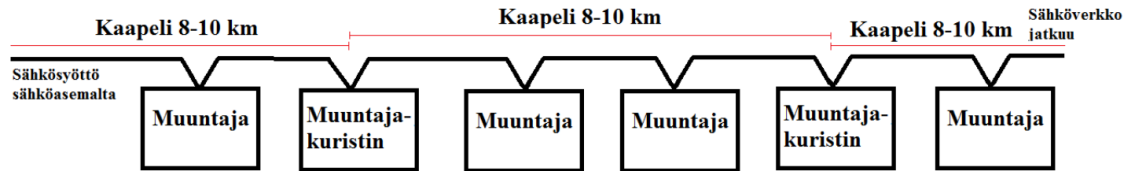
Ilmasydäminen reaktoriratkaisu 20 kV			
Komponentti	Yksikkökustannus	Tarvittava määrä 2031 (kpl)	Kokonaiskustannus
20 kV 1-kiskokojeiston kenttä	16 900 €	2	33 800 €
20 kV suojaus ja automaatio	7 900 €	2	15 800 €
2,8 Mvar reaktori	70 000 €	2	140 000 €
Yhteensä			189 600 €

Tässä ratkaisuvaihtoehdossa kompensointia tulisi kaksi 2,8 Mvarin reaktoria, joka olisi vuoteen 2031 mennessä 5,8 Mvaria. Tämän lisäksi tulisi myös tarve lisäkompensoinnille pian, jotta vuoden 2031 jälkeisetkin loistehot saataisiin kompensoitua. Kuten myös 3.4.3 kappaleessa mainittu, jos reaktoritehot ylittäisivät liikaa päämuuntajan vapaata kapasiteettia, voitaisiin reaktoreille hankkia oma muuntaja.

4.2 Hajautettu kompensointivaihtoehto

Hajautettu kompensointivaihtoehtoja on käytännössä kaksi. Joko käytettäisiin muuntajakuristin yhdistelmä ratkaisua, jolloin kompensointikuristin liitettäisiin olemassa olevan muuntajaan rinnan, tai erillinen reaktori sijoitettaisiin esim. puistomuuntamorakennukseen muuntajan läheisyyteen. Reaktoriratkaisu on muuntajakuristinta kalliimpi kustannuksiltaan, koska se vaatisi oman rakennuksensa, kytkinlaitteet sekä kaapelointiliittymän sähköverkkoon.

Kuristin sijoitettaisiin taas sellaiseen paikkaan, jossa olisi valmiiksi 20 kV / 400 V muuntamo. Tähän ratkaisuvaihtoehtoon on hyödynnetty ABB:n luomaa mallia, kuvan 11 mukaan, jolla voitaisiin kompensoida 8-10 kilometrin maakaapeloinnin tuottama loisteho. Käyttämällä ABB:n 200 kVA:n muuntaja-kuristinlaitetta (liite 3 ja 4) voitaisiin lisäksi kompensoida maasulkuvirtaa, joka kasvaa maakaapeloinnista. Maasulun aikana kuitenkin kuristin laitteesta vioittuu, jos sähköverkkoa pidetään maasulussa pitkän ajan. (Eno 2015, 83-84)



KUVA 10. Muuntaja-kuristinten sijoitus sähköverkolla. (Eno, 2015)

Taulukossa 12 on keskitetyn reaktoriratkaisun komponentti- ja kustannuserittely. Taulukko 13 on ratkaisun vuosittaiset kompensointitarpeet Mvareissa ja tarvittavat kuristinmäärät sekä kustannukset yhteensä. 2029 vuoteen mennessä olisi siis tarvittavat kompensoinnit toteutettu (yht. 6 Mvar).

Taulukko 12. Ilmasydäminen reaktoriratkaisu 20 kV (Eno, 2015)

Muuntaja-kuristinratkaisu 20 kV			
Komponentti	Yksikkökustannus	Tarvittava määrä 2031 (kpl)	Kokonaiskustannus
0,2 Mvar kuristin	20 000 €	30	600 000 €
Yhteensä			600 000 €

Taulukko 13. Muuntaja-kuristinratkaisu vuosittain

Muuntaja-kuristinratkaisu 20 kV vuosittain			
Vuosi	Kompensoinnin tarve (Mvar)	Määrä (kpl)	Hinta
2020-2021	2	10	200 000 €
2022-2023	3	5	100 000 €
2024-2025	4	5	100 000 €
2026-2027	5	5	100 000 €
2028-2029	6	5	100 000 €
Yhteensä		30	600 000 €

Jos pelkkää hajautettua kompensointia suoritettaisiin muuntaja-kuristinratkaisulla, vuoteen 2031 mennessä kokonaiskustannus kompensointilaitteistolle olisi n. 400 000 € suurempi kuin pelkällä keskitetyllä kompensoinnilla.

4.3 Keskitetyn ja hajautetun kompensoinnin yhdistelmä

Koska Teiskon alue on niin laaja, ja haarat yltyvät pitkälle sähköasemasta eri puolille Teiskoa olisi käytännöllisempänä ratkaisuna keskitetyn ja hajautetun kompensoinnin ratkaisu. Tällöin saataisiin suurin osa jo nyt ylittävästä loistehosta kompensoitua reaktorilla, ja kaapelointien edetessä 0,2 kvarin kuristimilla pienempiä osia. Käytännössä tämä merkitsisi sähköasemalle sijoitettavia reaktoreita sekä pidemmille haaroille sopiviin paikkoihin sijoitettavia kuristinratkaisuja.

Taulukossa 14 ja 16 on esitettyä kaksi eri ratkaisuvaihtoehtoa laitteistohintoineen keskitetyn ja hajautetun kompensoinnin yhdistelmälle. Ensimmäisessä vaihtoehdossa sijoitettaisiin vain yksi 2,8 Mvarin reaktori sähköasemalle ja toisessa kaksi. Loput kompensoinnit suoritettaisiin 0,2 Mvarin kuristimilla. Taulukoissa 15 ja 17 on esitettyä kahden vuoden väliset kustannukset näille ratkaisuille.

Taulukko 14. Yhdistelmäratkaisu 1

Yhdistelmäratkaisu 20 kV - 1			
Komponentti	Yksikkökustannus	Tarvittava määrä 2031 (kpl)	Kokonaiskustannus
20 kV 1-kiskokojeiston kenttä + suojaus	24 800 €	1	24 800 €
2,8 Mvar reaktori	70 000 €	1	70 000 €
0,2 Mvar kuristin	20 000 €	17	340 000 €
Yhteensä			434 800 €

Taulukko 15. Yhdistelmäratkaisu 1 vuosittain

Yhdistelmäratkaisu 20 kV vuosittain - 1				
Vuosi	Kompensoinnin tarve (Mvar)	Komponentti	Määrä (kpl)	Hinta
2020-2021	2	Reaktori	1	94 800 €
2022-2023	3	Kuristin	2	40 000 €
2024-2025	4	Kuristin	5	100 000 €
2026-2027	5	Kuristin	5	100 000 €
2028-2029	6	Kuristin	5	100 000 €
2030-2031	6			-
Yhteensä				434 800 €

Taulukko 16. Yhdistelmäratkaisu 2

Ilmasydäminen reaktoriratkaisu 20 kV			
Komponentti	Yksikkökustannus	Tarvittava määrä 2031 (kpl)	Kokonaiskustannus
20 kV 1-kiskokojeiston kenttä + suojaus	24 800 €	2	49 600 €
2,8 Mvar reaktori	70 000 €	2	140 000 €
0,2 Mvar kuristin	20 000 €	2	40 000 €
Yhteensä			229 600 €

Taulukko 17. Yhdistelmäratkaisu 2 vuosittain

Yhdistelmäratkaisu 20 kV vuosittain - 2				
Vuosi	Kompensoinnin tarve (Mvar)	Komponentti	Määrä (kpl)	Hinta
2020-2021	2	Reaktori	1	94 800 €
2022-2023	3	Kuristin	1	20 000 €
2024-2025	4	Reaktori	1	94 800 €
2026-2027	5	Kuristin	1	20 000 €
2028-2029	6			
2030-2031	6			-
Yhteensä				229 600 €

Yhdistelmäratkaisut tulisivat hajautettua halvemmaksi. Yhdistelmäratkaisu 1 (taulukko 16) on laitteiston hintojen mukaan 200 000 € kalliimpi, mutta mahdollistaisi loistehon kompensoinnin juuri niissä verkon haarakohdissa, jossa loistehon tuottoa olisi. Tämän lisäksi kompensointia pystyttäisiin käyttämään pienemmällä säädöllä verkon vikatilanteissa, jolloin haara kytkettäisiin tai kytkeytyisi pois verkosta.

4.4 Ratkaisuvaihtoehtojen vertailu ja pohdinta

Laitekustannuksiltaan halvin ratkaisuvaihtoehto olisi pelkkä keskitetty kompensointi Teiskon sähköasemalle. Tämä ei kuitenkaan tule olemaan Teiskon alueen luonteen takia järkevin vaihtoehto. Laitekustannukset kussakin tapauksessa kuitenkin tulevat olemaan 250 000 € ja Maasulkuvirrat tulevat myös kasvamaan maakaapeloinnista, joten hajautettua kompensointi olisi siihen osa ratkaisua, koska muuntaja-kuristin laitteet

pitävät sisällensä maasulkuvirtaa kompensoivan ominaisuuden. Laitteiden rahoitukseen liittyviä korkokustannuksia ei kustannusarvioissa ole otettu huomioon.

Keskitettyä 2,8 Mvarin reaktoria ei saisi ainakaan heti kokonaisuudessaan käyttöön vaan se vaatisi säätömahdollisuuden. Reaktorin vikaantuessa ei olisi myöskään kompensointia ollenkaan ennen, kuin laite olisi korjattu. Hajautetussa kompensoinnilla ei säätömahdollisuutta tarvittaisi, koska se mitotettaisiin tarpeenmukaisesti kompensoimaan tiettyä johtohaaraa loistehon ja maasulkuvirran mukaan. Myöskään laitteen vioittuessa ei kompensointi tippuisi kokonaan vaan jäljelle jäisi muut sähköverkon kompensointilaitteet. Huonona puolena kuristimille on niiden mahdollinen vioittuminen pitkissä maasulkutilanteissa. Hajautettuun ja keskitettyihin ratkaisuihin molempiin liittyy lisäksi myös ongelmina laitteiden liiallinen lämpeneminen, haitalliset magneettikentät, ääniongelmia sekä mahdolliset haitalliset resonanssi-ilmiöt. Molemmista ratkaisuista syntyy myös päteohäviöitä käytön aikana, jotka voivat aiheuttaa lisäkustannuksia verkkoyhtiölle. Laitteistokustannusten lisäksi tulevat olemaan kustannuksina mukana laitteiston liittämistä ja ylläpitämisestä aiheutuvat kulut. (Eno 2015, 83)

Joka tapauksessa kompensointia tulevina vuosina tulisi pakko lisätä, jotta loistehot ja maasulkuvirrat saataisiin tarpeellisen suuruisiksi. Vaikka keskitetty osottautuisi laitteistohinnaltaan halvemmaksi kokonaisuudeksi on hajautetussa kompensoinnissa hyvät puolensa. Muuntaja-kuristimia voitaisiin asentaa tarpeen mukaan Teiskon alueelle maakaapeloinnin edetessä, ja näin saadaan sähköverkon loistehon tasapaino pidettyä kunnossa myös kaapelointiprosessin aikana. Samalla maasulkuvirtaa saataisiin kompensoitua. (Eno 2015, 87)

5 YHTEENVETO

Tässä luvussa käydään läpi yhteenveto työssä tehdyistä päätelmistä, ratkaisuehdoituksista sekä luodaan tiivistetty käsitys työn aiheesta. Tarkemmat työssä käsitellyt laskutavat sekä tulokset on käyty niitä koskevissa luvuissa 3 ja 4.

Tampereen Teiskoon on tulevina vuosina tulossa ilmajohtojen saneerausta maakaapeloinniksi Tampereen Sähköverkko Oy:n osalta. Saneeraus ilmajohtoista maakaapeleiksi tuottaa muutoksia sähköverkkoon, kuten maasulkuvirtojen lisäystä, loistehon tuoton lisäystä sekä erilaisia viankorjausta suhteessa ilmajohtoverkkoon. Loistehon tuoton ja kulutuksen on oltava kompensoitu niin, että se pysyy Fingridin sähköverkkoyhtiölle antamien rajojen sisällä. Rajojen ylityksistä syntyy loistehomaksuja, joita sähköverkkoyhtiöt välttävät. Tulevan loistehon tuoton vuoksi on siis tulevan maakaapeloinnin lisäksi myös suunniteltava tulevaa loistehon- sekä maasulkuvirran kompensointia verkon yhteyteen.

Kompensointi on mahdollista toteuttaa joko keskitetysti sähköasemalle tai ympäri verkon osia hajautetusti. Teiskon tapauksessa tämä tulee olemaan oletetusti näiden kahden toteutuksen yhdistelmä. Laitteistoja, joita käytetään kompensointiin on myös erisuuruisia, ja ne ovat varustettu eri ominaisuuksilla. Tulevaa loistehon kompensointia Teiskoon on käsitelty työssä luvussa 3 ja 4. Tulevissa töissä tai suunnittelussa kumminkin käydään läpi myös maasulkuvirran kompensointia sekä muita tuleviin saneerauksiin liittyviä aiheita.

Työssä käytiin läpi tulevia ilmajohtojen saneerauksia maakaapeloinniksi siitä aiheutuvan loistehon pohjalta. Loistehon kompensoinnin tarve tulee olemaan tarpeellista vuodesta 2019 eteenpäin joka vuosi enemmän loistehon tuoton kasvaessa vuosi vuodelta suuremmaksi.

Kustannukset loisteholle tulevat työn mukaan olemaan niin suuret 2031 vuoteen mennessä, että kompensoinnille on pakko keksiä jonkinlainen ratkaisu. Loistehon kompensoinnin suuruus työssä saatiin laskemalla kaapelien nykyinen loistehon tuotto ja vähentämällä se tulevan kaapeloinnin tuotosta. Tulevan loistehon suuruudella saatiin työssä laskettua arvio tulevista loistehon aiheuttamista kustannuksista.

Ratkaisuehdotusten pohja perustuu loistehon tuoton ja kustannuksien laskuihin. Tavoite kompensoinnin ratkaisuehdotuksilla on tilanne, jossa kustannuksia ei syntyisi ja verkko olisi mahdollisimman tasapainossa suhteessa sen käyttöön. Ehdotukset kompensoinnille työssä eivät kuitenkaan johda lopullisiin päätöksiin vaan Tampereen Sähköverkko Oy käyttää niitä saadakseen tarpeelliset tiedot päätösten tekemiseen. Kompensoinnin toteutus tulee olemaan ajankohtaista vuoteen 2031 saakka ja siitä eteenpäin tarpeen kasvaessa asteittain ilmajohtoverkon siirtyessä maakaapeleihin.

Ratkaisuehdoituksia kompensointiin työssä käytiin hajautetun, keskitetyn ja näiden yhdistelmän kautta. Kustannukset laitteistoille tulevat olemaan 200 000 – 600 000 € luokkaa keskitetyn ollessa hintahaarukan alkupäässä ja yhdistelmä keskellä. Jotta maasulkuvirtaa saataisiin loistehon kompensoinnin yhteydessä samalla kompensoitua olisi mahdollista hyödyntää hajautetun ratkaisun muuntaja-kuristimia.

Tampereen Sähköverkko yhtiö ehdotti työtä J.Sumalle kompensoinnin tarpeen tullessa ilmi maakaapelointien suunnittelussa. Maakaapeloinnin pts-suunnittelua on tehty vuodesta 2016 vuoteen 2031 kahden vuoden välein. Työtä alettiin tekemään suunnittelujen pohjalta, ja siihen lisättiin tarpeelliset tiedot ilmajohtojen saneerauksien ymmärtämisen pohjaksi. Aluksi työhön oli tarkoitus tehdä myös sanerauksista aiheutuvan maasulkuvirran tarkastelu ja niiden pohjalta ratkaisuehdotus sen kompensointiin. Työn edetessä todettiin työn keskittyvän pelkästään loistehon kompensointiin, jotta aihe pysyisi sopivan suppeana.

Ratkaisuehdotuksia ja työssä ilmeneviä tapoja loistehon tarkasteluun tullaan hyödyntämään tarpeen mukaan Tampereen Sähköverkon Teiskon sekä muiden haja-asutusalueiden sähköverkkojen loistehonkompensointiin liittyvissä suunniteluissa. Päätöksenteko lopullisiin ratkaisuihin pohjautuu työn pohjalta tehtyihin suunniteluihin, ja tarvitsee varmasti lisätietoa myös muista lähteistä tapauskohtaisesti. Työn ratkaisuehdotukset antavat kuitenkin vain pohjan kyseiselle Teiskon saneeraukselle sekä vastaaville samaa aihetta käsitteleville kohteille.

LÄHTEET

/1/ ABB Oy. 2000. TTT Teknisiä taulukoita ja tietoja. Luku 8. Maasulkusuojaus. Helsinki: ABB Oy.

/2/ Eno, H. 2015. Kapasitiivisen Loistehon Kompensointi Sähköverkkoyhtiössä. Diplomityö. Tampere. Tampereen Teknillinen yliopisto.

/3/ Fingrid Oy. 2017. Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito. Sovellusohje. <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/loissahkon-toimituksen-ja-loistehoreservin-yllapito.pdf>

/4/ Hautero, M. 2017. Loistehon kompensoinnin teknis-taloudellinen kehittäminen siirto- ja jakeluverkoissa. Diplomityö. Tampere. Tampereen Teknillinen yliopisto.

/5/ Kuosmanen, T. 1996. Helsingin sähköverkon loistehon hallinta. Diplomityö. Espoo. Teknillinen korkeakoulu.

/6/ Multirel Oy. 2017. Kompensointilaitteet. Nettisivu. Luettu 24.4.2018
http://www.multirel.fi/index.php?option=com_content&view=article&id=56&Itemid=69

/7/ Reka Oy. 2019. Keski-jännitekaapelit. Nettisivusto.
<https://www.reka.fi/keski-ja-suurjannitekaapelit/keskijannitekaapelit/>

/8/ Sener. 2001. Sähköenergialiitto ry Sener. Loistehonkompensointi ja yliaaltojen rajoittaminen. Helsinki.

/9/ STUL. 2006. Yliaallot ja kompensointi. Tampere. Tammer-Paino Oy.

/10/ Vanhanarkaus, J. 2018. Keskustelu sähköpostitse Jännitteenhallinnasta Teiskossa. Tampere. Tampereen Sähköverkko Oy.

/11/ Väisänen, P. 2012. Loistehon Kompensointi Jakeluverkkoyhtiössä. Diplomityö. Tampere. Tampereen Teknillinen yliopisto.

LIITTEET

Liite 1. Teiskon kaapelien ja johtojen käyttökapasitanssi ja -induktanssi

Kaapelit	Ck / F	Lk / H
AHXCM120	0,00000022	0,00052
AHXW120	0,00000023	0,00038
AHXW150	0,00000024	0,00036
AHXW185	0,00000026	0,00035
AHXW50WM	0,00000024	0,00038
AHXW95	0,0000002	0,00039
AHXW95V	0,0000002	0,00039
AHXW95WM	0,00000029	0,00039
APY120	0,0000001	0,0003
AXAL95	0,00000019	0,00034
HPL35V	0,0000001	0,0003
PAS120	0,00000013	0,0003
PAS70	0,00000012	0,0003
PAS95	0,00000013	0,0003
Pg99	0,0000001	0,0003
Rv63	0,0000001	0,0003
SP40	0,000000095	0,0003
SV67	0,0000001	0,0003
AF40	0,0000001	0,0003
PAS70JLE	0,00000012	0,0003
SAMKA70	0,0000001	0,0003
SAMKA120	0,0000001	0,0003
SJJOHTO	0,0000001	0,0003
SW25	0,0000001	0,0003

(Reka 2019; Multirel 2018)

Osalle taulukon kaapeleista ei löytynyt vastaavia Ck ja Lk -arvoja valmiiksi, joten kyseiset suureet laskettiin käyttäen alla olevia kaavoja:

$$l = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{a_{ekv}}{r_{ekv}}$$

$$c = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{2h_{ekv}a_{ekv}}{rA_{ekv}}}$$

Liite 2. Muuntaja-kuristimen tekniset tiedot



Tekninen erittely

Eco-Muristin: 2015-02-06 MJ/JAT rev. C
muuntaja 200 kVA + kuristin 200 kVAr + Petersen coil

Nimellisarvot

Nimi		Kolmivaiheinen öljyristeinen muuntaja-kuristin-yhdistelmälaite
Lajimerkki		CCMU 24 HA 400
Nimellisteho jakelumuuntaja	[kVA]	200
Nimellisjännite, ensiö	[V]	20500 ± 2 *2.5 %
Käämimateriaali, ensiö		Al
Käämien eristystaso, ensiö	[kV]	LI 125 AC 50
Läpivientien eristystaso, ensiö	[kV]	LI 125 AC 50
Nimellisjännite, toisio	[V]	410
Käämimateriaali, toisio		Al
Käämien eristystaso, toisio	[kV]	LI 24 AC 8
Läpivientien eristystaso, toisio	[kV]	LI 24 AC 8
KytKentä		Dyn11
Rinnakkaiskuristin	[kVAr]	200
Nimellisjännite	[V]	20500
Maksimi jatkuva käyttöjännite	[V]	22000
Käämien eristystaso	[kV]	LI 125 AC 50
Käämimateriaali		Al
Nimellisvirta	[A]	5.6
Hajautettu sammutuskela	[A]	16.9 R/X < 2.5%
KytKentä		YN
Taajuus	[Hz]	50
Jäähdytystapa		ONAN
Lämpenemä, huippuöljy/käämit	[K/K]	60/65 (3-vaiheikäyttö) 60/100 (maasulku 15min)
Ympäristön lämpötila, max.	[°C]	40
Asennuskorkeus max.	[m]	1000

Takuuarvot toleransseineen

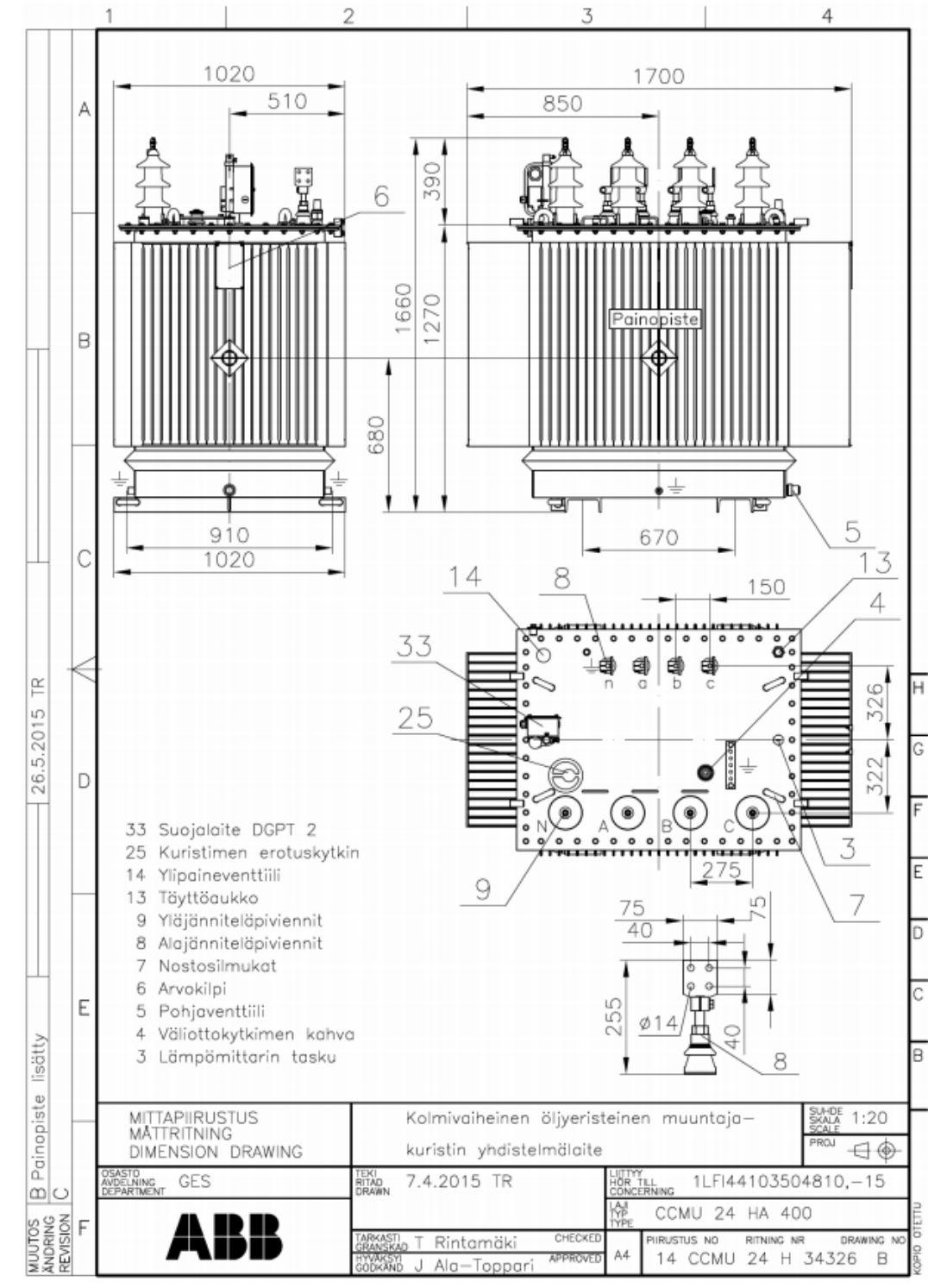
Standardi		IEC60076 -1 ja IEC60076-6
Jakelumuuntajan Impedanssi Zk	[%]	4
Reaktanssi, X	[Ω/ph]	2101
Jakelumuuntajan Tyhjäkäyntihäviöt Po	[W]	250
Jakelumuuntajan Kuormitushäviöt Pk	[W]	2750
Kuristimen häviöt 3-vaiheikäytössä	[W]	3000

Alustavat mitat

Pituus	[mm]	1700
Leveys	[mm]	1020
Korkeus	[mm]	1555
Öljyn paino	[kg]	600
Kokonaispaino	[kg]	2600
Kuljetuspaino	[kg]	
Mittapiirustus		

(Eno 2015)

Liite 3. Muuntaja-kuristimen mitoituskuva



(Eno 2015)