

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Riku Hiltunen

**LOISTEHON JA MAASULKUVIRRAN HALLINTA JAKELUVERK-
KOYHTIÖSSÄ**

Työn tarkastajat: Prof. Jarmo Partanen

TkT Jukka Lassila

Työn ohjaajat: DI Olli Mattila

DI Erkki Tiippana

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Riku Hiltunen

Loistehon ja maasulkuvirran hallinta jakeluverkkoyhtiössä

Diplomityö

2017

117 sivua, 52 kuvaa, 17 taulukkoa ja 7 liitettä

Työn tarkastajat: Prof. Jarmo Partanen
TkT Jukka Lassila

Hakusanat: loisteho, loistehon hallinta, maasulkuvirran hallinta, loistehon kompensointi, reaktori

Jakeluverkkoyhtiöt saneeraavat nykyisiä ilmajohtoverkkoja maakaapeliverkoksi nopealla tahdilla saavuttaakseen sähkömarkkinalain toimitusvarmuusvaatimukset vuoden 2029 alkuun mennessä. Maakaapelien tuottama kapasitiivinen loisteho ja maasulkuvirta aiheuttavat kuitenkin ongelmia loissähkönsiirron ja sähköturvallisuuden näkökulmasta. Fingridin uudet loissähkön seurannan ja hinnoittelun määritelmät tulivat voimaan vuoden 2017 alusta ja ne voivat aiheuttaa merkittäviä kustannuksia verkkoyhtiöille. Hinnoittelun avulla pyritään ohjaamaan jakeluverkkoyhtiöitä ratkaisemaan loissähkö ongelmat oman verkkonsa alueella.

Työn tavoitteena on muodostaa Parikkalan Valo Oy:lle ja Imatran Seudun Sähkön siirto Oy:lle liityntäpistekohtainen suunnitelma loissähkön ja maasulkuvirran hallintaan vuoteen 2029 asti. Tarkastelu aloitetaan tutkimalla loistehon siirron nykytilaa ja historiaa. Verkon kehityssuunnitelmien avulla lasketaan loistehon ja maasulkuvirran kehitystä liityntäpisteissä, jotta saadaan selvitettyä loistehon siirrosta aiheutuvat kustannukset ja kompensointitarve. Loistehon kompensointiin käytettävistä laitteistoista perehdytään erityisesti reaktoreihin.

Loistehon siirrosta aiheutuvat maksut eivät vielä ole merkittäviä työssä käsiteltävissä liityntäpisteissä. Verkon kaapelointiasteen kasvu tulee kuitenkin aiheuttamaan kompensointitarpeen useissa liityntäpisteissä. Loistehon kompensointiin käytettävistä laitteistoista elinkaarikustannuksiltaan edullisimmalta ratkaisulta vaikuttavat keskitetyt jännitteettömänä säädettävät reaktorit. Myös maasulkuvirta kasvaa vuoteen 2029 mennessä huomattavasti useiden liityntäpisteiden verkoissa ja kompensointikapasiteettia on hankittava lisää keskitettyjen säädettävien laitteistojen ja hajautettujen yhdistelmälaitteiden muodossa. Kompensointisuunnitelmia on suositeltavaa päivittää vähintään parin vuoden välein kaapeloinnin edetessä.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
LUT School of Energy Systems
Electrical Engineering

Riku Hiltunen

Reactive power and ground-fault current management in distribution network company

Master's Thesis

2017

117 pages, 52 figures, 17 tables and 7 appendixes

Examiners: Prof. Jarmo Partanen
Assoc. Prof. Jukka Lassila

Keywords: reactive power, reactive power management, earth fault current management, reactive power compensation, shunt reactor

Distribution network operators are renovating existing overhead lines to underground cable network at rapid rate to achieve electricity Market Act's electricity supply requirements by beginning of 2029. Capacitive reactive power and earth fault current generated by underground cabling however cause problems with transmission of reactive power and safety at electrical work. Fingrid's new reactive power monitoring and pricing definitions came into effect at the beginning of 2017 and those can result in significant costs to distribution network operators. The aim of the pricing is to guide distribution network companies to balance reactive power in their distribution network.

The objective of this diploma is to create connection point specific plan reactive power and earth fault current management for Parikkalan Valo Oy and Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy distribution companies up to 2029. Analysis is initiated by researching reactive power transmission present state and history. Reactive power and earth fault current development is defined from the long-term development plan at the connection points, to find out costs caused by reactive power transmission and examine compensation need. Especially shunt reactors are studied on reactive power compensation devices.

Costs caused by reactive power transmission are not yet significant at the connection points. Increase in medium-voltage cabling level will nevertheless cause compensation need at many connection points. Off-load adjustable shunt reactors seems to have the lowest life-cycle costs on reactive power compensation equipment's. Also earth fault current is significantly increasing at many connection points by 2029 and more compensation capacity must be acquired by centralized equipment and decentralized combination devices. Based on the analyses, it is recommended to update compensation strategies at least every couple of years as underground cabling proceeds.

ALKUSANAT

Diplomityö on tehty Parikkalan Valo Oy:lle ja Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy:lle. Työn tarkastajina toimivat professori Jarmo Partanen ja tutkijaopettaja Jukka Lassila Lappeenrannan teknillisestä yliopistosta. Ohjaajina verkkoyhtiöissä toimi diplomi-insinööri Olli Mattila ja diplomi-insinööri Erkki Tiippa. Kiitos heille työn ohjauksesta ja tarkastamisesta.

Haluan kiittää verkkoyhtiöitä mielenkiintoisesta aiheesta ja heidän antamistaan tiedoista työn eri vaiheissa. Erityiskiitos työn ohjaajille, jotka määrittivät selvästi työn tavoitteet ja auttoivat monien tarvittavien tietojen selvityksessä. Jukka Lassilaa haluan kiittää erityisesti useista kokonaisuuden kannalta tärkeistä neuvoista ja ajatuksia herättävistä keskusteluista.

Lappeenrannassa, 20.10.2017

Riku Hiltunen

SISÄLLYSLUETTELO

Käytetyt merkinnät ja lyhenteet

1.	Johdanto	9
2.	Loisteho ja kompensointi	11
2.1	Näennäisteho	11
2.1.1	Pätöteho	12
2.1.2	Loisteho	13
2.2	Loistehon tuotto	13
2.2.1	Kondensaattorit	14
2.2.2	Ylimagnetoitu tahtikone	15
2.3	Loistehon kulutus	15
2.3.1	Reaktori ja kuristin	16
2.3.2	Alimagnetoitu tahtikone	17
2.3.3	Tehoelektroniikka	18
2.4	Maasulkuvirran kompensointi	18
2.4.1	Yhdistetyt maasulkuvirran -ja loistehon kompensointilaitteet	20
2.5	Kaapeleiden ja johtojen loistehotase	21
3.	Loistehomaksut ja loistehon seuranta	24
3.1	Loissähköikkuna	24
3.1.1	Kulutuksen loissähkörajat	26
3.1.2	Tuotannon loissähkörajat	27
3.2	Loistehomaksut	27
4.	Sähköverkon loissähkön nykytila	31
4.1	Parikkalan Valo Oy	31
4.1.1	Punkasalmen liityntäpiste (PMI)	34
4.1.2	Änkilän liityntäpiste (ÄKL)	35
4.1.3	Särkisalmen liityntäpiste (SRK)	37
4.1.4	Kompensointilaitteet	38
4.1.5	Loissähkömaksut ja yhteenveto	38
4.2	Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy	39
4.2.1	Mansikkalan liityntäpiste (MA1)	43
4.2.2	Rajapatsaan liityntäpiste (MA6)	44
4.2.3	Immalan liityntäpiste (MA2)	45
4.2.4	Saarlammen liityntäpiste (MA9)	46
4.2.5	Vennonmäen liityntäpiste (MA4)	46
4.2.6	Syyspohjan liityntäpiste (MA7)	47
4.2.7	Kompensointilaitteet	48
4.2.8	Loissähkömaksut ja yhteenveto	49
5.	Loissähkön kehitysnäkymät	51
5.1	Parikkalan Valo Oy	51
5.1.1	Loissähkön kehitys	53
5.1.2	Maasulkuvirran kehitys	55
5.1.3	Loissähkönsiirron kustannukset suunnitellulla verkolla	56
5.2	Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy	59
5.2.1	Loissähkön kehitys	61
5.2.2	Maasulkuvirran kehitys	63
5.2.3	Loissähkönsiirron kustannukset suunnitellulla verkolla	65

6.	Loisteho-ongelmien ratkaisuvaihtoehtojen tarkastelu	69
6.1	Keskitetty kompensointi	69
6.1.1	Laiteratkaisut	70
6.2	Hajautettu kompensointi	71
6.2.1	Laiteratkaisut	72
6.3	Kompensoinnin mitoitus.....	73
6.4	Vesivoimalaitokset.....	75
6.5	Loissähkön asiakastariffit	76
6.6	Kompensointivaihtoehtojen kustannukset	77
6.6.1	Investointikustannukset ja annuiteetti.....	77
6.6.2	Häviö- ja kunnossapitokustannukset	79
6.6.3	Elinkaarikustannukset ja kompensoinnin hinta	81
7.	Loistehon hallinta	86
7.1	Kompensoinnin vaikutus verkkoyhtiön liikevaihtoon.....	86
7.2	Herkkyystarkastelu	88
7.3	Strategiat loistehon hallintaan.....	94
7.3.1	Mansikkala (MA1) ja Punkasalmi (PMI)	95
7.3.2	Särkisalmi (SRK).....	96
7.3.3	Änkilä (ÄKL).....	98
7.3.4	Rajapatsas (MA6)	101
7.3.5	Immala (MA2)	103
7.3.6	Saarlampi (MA9)	104
7.3.7	Vennonmäki (MA4).....	107
7.3.8	Syyspohja (MA7).....	109
8.	Yhteenvedo	112
	Lähteet	116

Liitteet

- Liite I Änkilän ja Punkasalmen liityntäpisteiden loissähkörajojen ylityksistä aiheutuvat laskennalliset loissähkömaksut vuosina 2014–2017.
- Liite II Liite II Rajapatsaan, Immalan ja Saarlammen liityntäpisteiden loissähkörajojen ylityksistä aiheutuvat laskennalliset loissähkömaksut vuosina 2014 - 2017.
- Liite III PAVON:n liityntäpisteiden suunniteltuihin kaapelointipituuksiin perustuva laskennallinen loissähkönsiirto vuosina 2024 ja 2029.
- Liite IV ISSS:n liityntäpisteiden suunniteltuihin kaapelointipituuksiin perustuva laskennallinen loissähkönsiirto vuosina 2024 ja 2029.
- Liite V Liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys kolmella eri kaapelointitahdilla ja verkon kehityssuunnitelman mukainen kaapelipituuden kasvu.
- Liite VI Liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys eri loisenergian hinnoittelulla.
- Liite VII Liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys loistehon hinnoittelun muuttuessa.

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

Lyhenteet

AHXAMK	Muovieristeinen keskijännitemaakaapeli
APYAKMM	Öljypaperieristeinen keskijännitemaakaapeli
ISSS	Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy
PAS	Päällystetty avojohto
PAVO	Parikkalan Valo Oy
WACC	Weighted Average Cost of Capital

Alaindeksit

sc Series capacitor

Symbolit

C	Kapasitanssi
C_k	Käyttökapasitanssi
H	Häviöenergian hinta
I_a	Investoinnin annuiteetti
I	Kuormitusvirta
\hat{i}	Virran huippuarvo
K_h	Häviökustannusten vuotuiserien nykyarvo
K_{h1}	Yhden vuoden kustannuserä
K_k	Kunnossapitokustannusten nykykäyttöarvo
L	Induktanssi
L_k	Käyttöinduktanssi
p	Korkoprosentti
P_0	Tyhjäkäyntihäviöt
P_{avg}	Kantaverkkoon tuotetun pätötehon keskiteho
P_k	Kuormitushäviöt
P_{netto}	Liittymäpisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa
Q_c	Kapasitanssin tuottama loisteho
Q_D	Kulutuksen loissähkön ottoraja
Q_{D1}	Kulutuksen loissähkön antoraja
Q_G	Tuotannon loissähkön ottoraja

Q_{G1}	Kulutuksen loissähkön antoraja
Q_i	Induktanssin kuluttama loisteho
Q_L	Johdon tai kaapelin loistehon tuotto
Q_{lc}	Kompensointilaitteen nimellisteho
Q_r	Kondensaattorin mitoitusteho
Q_{rk}	Reaktorin mitoitusteho
Q_{sc}	Sarjakondensaattoripariston tuottama loisteho
R	Resistanssi
R_f	Vikaresistanssi
r	Vuosittainen tehonkasvu prosentteina
S	Laitteen todellinen teho
S_k	Verkon oikosulkuteho
S_n	Laitteen nimellisteho
T	Investoinnin tarkastelu-aika vuosina.
t	Huipunkäyttöaika
\hat{u}	Jännitteen huippuarvo
U_r	Verkon mitoitusjännite
U_{rk}	Reaktorin mitoitusjännite
U_v	Vaihejännite
W_{otto}	Liittymäpisteen ottoenergia vuodessa
X_{sc}	Kondensaattoripariston reaktanssi
κ	Kapitalisointikerroin
φ	Jännitteen ja virran välinen vaihe-ero
$\cos(\varphi)$	Tehokerroin
ω	Kulmataajuus

1. JOHDANTO

Sähkönjakeluyhtiöiden haja-asutusalueiden sähköverkko on koostunut viime vuosiin saakka pääasiassa ilmajohtoverkosta. Vuonna 2013 voimaan tullut sähkömarkkinalaki ja sen asettamat toimitusvarmuusvaatimukset johtavat maaseutuverkon kaapelointiin tulevana vuosina. Verkko-yhtiöt ovat reagoineet vuonna 2029 täysmääräisesti voimaan tuleviin toimitusvarmuusvaatimuksiin aloittamalla verkon ripeän kaapeloinnin, mikä tulee jatkumaan vielä useita vuosia eteenpäin ja siitä aiheutuvien lieveilmiöiden merkitys tulee kasvamaan.

Maakaapeloinnin tavoitteena on parantaa sähkönjakelun toimitusvarmuutta, mutta keski- ja suurjänniteverkoissa niiden verkkoon tuottama kapasitiivinen loisteho voi muodostua ongelmaksi. Loisteho ei ole työtä tekevää tehoa ja se tuottaa siirtoyhteyksissä ylimääräisiä häviöitä. Toisaalta useat kulutuskojeet tarvitsevat loistehoa toimiakseen, mutta sitä voidaan tuottaa myös paikallisesti tarpeen mukaan. Ongelmana maakaapeleissa on tarpeisiin nähden liian suuri kapasitiivisen loistehon tuotto erityisesti pitkillä johtopituuksilla ja matalilla kuormituksilla.

Maakaapelien tuottama loisteho ei sinällään ole merkittävä ongelma sähkönjakeluyhtiölle. Jakeluverkoissa syntyvä loisteho siirtyy kuitenkin myös Fingridin kantaverkkoon, jossa se aiheuttaa jännitteen nousua ja ylimääräisiä häviöitä. Fingrid päätti reagoida kantaverkon loistehon siirron kasvuun määrittelemällä uudet loissähkön seuranta- ja hinnoitteluperusteet uudessa kantaverkkosopimuksessa vuonna 2016. Uuden sopimuksen tarkoituksena on kannustaa sähkönjakeluyhtiöitä ratkaisemaan loisteho-ongelmat itse, jolloin vältetään turhan loistehon siirtoa kantaverkossa. Loistehon hinnoitteluperusteiden muuttuminen aiheuttaa sähköverkkoyhtiöille huomattavia lisäkustannuksia vanhaan sopimukseen verrattuna. Loistehon seurannan muuttuminen ja tulevat verkon kaapeloinnit aiheuttivat tarpeen tutkia keinoja loisteho-ongelmien ratkaisemiseksi.

Työssä luodaan suunnitelma Parikkalan Valo Oy:n ja Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy:n sähkönjakeluverkkojen loissähkön hallintaan. Erityisesti PAVO:n (Parikkalan Valon) verkko koostuu hyvin pitkälti maaseutuverkosta, jossa johtopituudet ovat pitkiä ja kuormitukset matalia. ISSS:n (Imatran Seudun Sähkönsiirto) verkkoalue koostuu osin Imatran kaupunkialueen muodostamasta taajamaverkosta ja osin maaseutuverkosta. PAVO:n verkossa

on kahdella liityntäpisteellä ongelmia pysyä loissähkön siirtorajojen sisällä, mutta ISSS:n liityntäpisteissä ei ole vielä tapahtunut merkittävää määrää ylityksiä. Tämä antaa hieman erilaiset lähtökohdat verkkoyhtiöiden tarkasteluille.

Tarkastelu aloitetaan tutkimalla PAVO:n ja ISSS:n liityntäpisteiden loistehon siirtoa muutama viime vuoden ajalta ja nykyhetkessä. Tulevat verkon kaapeloinnit tulevat muuttamaan tilannetta selvästi, joten loistehon kehitystä arvioidaan vuoteen 2029 asti verkon kehityssuunnitelmiin perustuen. Tällä tavoin saadaan käsitys loistehon kompensoinnin tarpeesta ja arvioitua loissähkön siirrosta aiheutuvia kustannuksia tulevina vuosina.

Loistehon siirtoa kantaverkkoon voidaan vähentää kompensoimalla loistehoa kompensointilaitteiden avulla. Loistehon kompensointiratkaisuista tutkitaan kyseisten verkkoyhtiöiden verkkoon sopivia ratkaisuja keskitetyistä ja hajautetuista kompensointilaitteista. Kompensointiratkaisuille lasketaan elinkaarikustannukset ja kompensoinnin hinta, jotta niitä voidaan vertailla toisiinsa ja voidaan arvioida laitteen hankinnasta saatavia säästöjä loissähkömaksuissa. PAVO:n osalta tutkitaan myös vesivoimalaitoksien mahdollisuuksia loissähkön kompensointiin.

Työn tavoitteena on muodostaa teknisesti toimiva ja elinkaarikustannuksiltaan edullinen suunnitelma loissähkön hallintaan liityntäpistekohtaisesti, huomioiden sähköverkon tulevaisuuden kehittymisen. Suunnitelman luonnissa käytetään apuna tietoja loistehon siirron nykytilasta ja kehityksestä sekä hyödynnetään kompensointilaitteille laskettuja elinkaarikustannuksia.

Maasulkuvirran kompensointia käsitellään lyhyesti maakaapeloinnin aiheuttaman maasulkuvirran kasvun ja kompensointiin käytettävien yhdistelmälaitteiden osalta. Maakaapelointi lisää sekä verkon maasulkuvirtaa että kapasitiivisen loistehon tuottoa, joten ne liittyvät vahvasti toisiinsa. Loistehon hallinnan suunnitelmissa käsitellään myös maasulkuvirran kasvun vaatimia laitehankintoja lyhyesti. Työn ulkopuolelle rajataan yliaaltojen kompensointi ja niihin käytettävät laitteistot. Tarkasteltavien sähkönjakeluyhtiöiden alueella ei ole Punkasalmen 4,4 km haarajohtoa lukuun ottamatta omaa 110 kV alueverkkoa, joten suurjänniteverkkoihin sopivia kompensointiratkaisuja ei käsitellä työssä.

2. LOISTEHO JA KOMPENSOINTI

Tehokäsitteiden ymmärtäminen on tärkeää työn kokonaisuuden kannalta, joten niiden teoriaa käydään läpi luvun alussa. Loistehon kompensointiin käytetään erilaisia laiteratkaisuja, joita tarkastellaan erityisesti loistehoa kuluttavien laitteiden osalta. Työssä tutkitaan myös maakaapelointiin liittyvää maasulkuvirran kasvua, joten sammutetun verkon maasulkuilmioita ja kompensointia tarkastellaan tässä luvussa teoreettisella tasolla. Luvun lopussa havainnollistetaan maakaapeleiden ja ilmajohtojen eroavaisuutta loistehon tuoton kannalta ja avataan syitä miksi keskijänniteverkon maakaapelointi tuottaa ongelmia loissähkön hallinnassa.

2.1 Näennäisteho

Vaihtosähköjärjestelmässä siirtyvää kokonaistehoa nimitetään näennäistehoksi ja sen yksikönä käytetään voltttiampereita [VA]. Näennäisteho on virran ja jännitteen tehollisarvojen tulo seuraavan yhtälön mukaisesti

$$S = UI. \quad (2.1)$$

Kolmivaihejärjestelmässä näennäisteho saadaan laskettua vaihejännitteiden ja -virtojen avulla seuraavasti

$$S = 3 \cdot U_v I \quad (2.2)$$

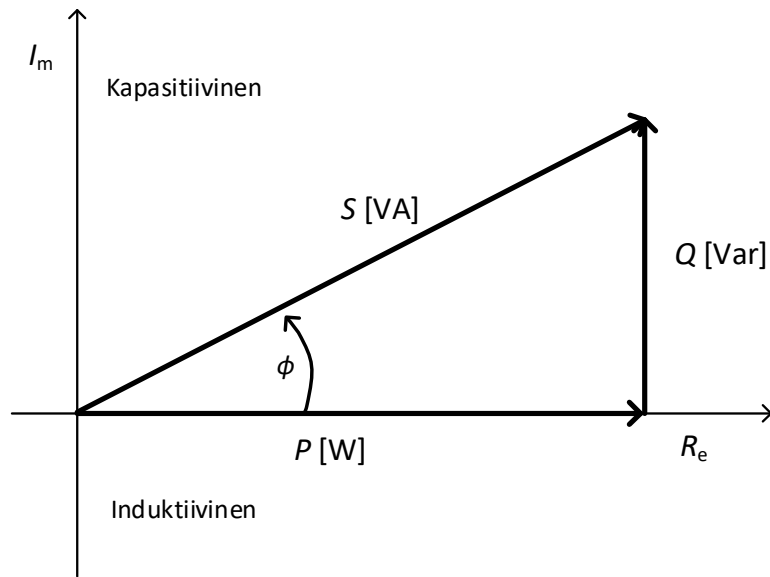
jossa
 U_v vaiheen ja maatason välinen jännite

Näennäistehon arvo sisältää pätötehon sekä loistehon arvot ja näennäisteho voidaan laskea näiden avulla yhtälöllä

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.3)$$

jossa
 P pätöteho
 Q loisteho

Virran ja jännitteen vaihesiirron ollessa nolla, muodostuu näennäisteho vain pätötehosta; muutoin mukana on myös loiskomponentti. Kuvassa 2.1 on esitetty tehokolmio, jossa näennäisteho syntyy pätö- ja loistehovektorien summasta. (Hietalahti et al. 2004)



Kuva 2.1 Tehokolmio kompleksiakseleilla.

2.1.1 Pätöteho

Pätöteho on näennäistehon resistiivinen ja reaalinen komponentti. Näennäistehon ja tehokertoimen avulla voidaan laskea pätöteho seuraavasti

$$P = S \cdot \cos(\varphi) \quad (2.4)$$

jossa
 $\cos(\varphi)$ tehokerroin
 φ jännitteen ja virran välinen vaihe-ero

Toisaalta pätöteho voidaan laskea myös suoraan virran ja jännitteen huippuarvoista seuraavasti

$$P = \frac{1}{2} \cdot \hat{u} \hat{I} \cdot \cos(\varphi) \quad (2.5)$$

jossa
 \hat{u} jännitteen huippuarvo
 \hat{I} virran huippuarvo

Vaikka kaikkien tehojen yksiköksi tulisi tehojen laskentaperiaatteiden perusteella volttilampi, on pätötehon yksiköksi määritelty watti [W]. Pätötehon kulutus tapahtuu työtä tekevissä kuormissa kuten lämmitysvastuksissa, hehkulamputissa ja sähkömoottorissa väännön tuotossa. (Hietalahti et al. 2004)

2.1.2 Loisteho

Loisteho on työtä tekemätöntä tehoa, joka sykkii kuorman ja sähköverkon välillä. Tehokolmiossa se muodostaa näennäistehon kompleksisen ja reaktiivisen komponentin. Loisteho voidaan laskea näennäistehosta seuraavasti

$$P = S \cdot \sin(\varphi) \quad (2.6)$$

tai suoraan virran ja jännitteen huippuarvojen avulla

$$P = \frac{1}{2} \cdot \hat{u} \hat{I} \cdot \sin(\varphi). \quad (2.7)$$

Yhtälöiden perusteella loistehon yksikkö olisi myös voltiampeeri, mutta sille on määritetty yksiköksi vari [VAr] eri tehokäsitteiden erottamiseksi. (Hietalahti et al. 2004)

Loistehon voidaan ajatella koostuvan kahdesta loistehosta; induktiivisesta ja kapasitiivisesta loistehosta. Loisteho on kapasitiivista, kun jännitteen kulma on virtaa jäljessä ja loistehon arvo on positiivinen kuvan 2.1 tehokolmion mukaisesti. Vastaavasti induktiivista loistehoa syntyy jännitteen kulman ollessa virtaa edellä ja loistehon arvo on tällöin negatiivinen. Työssä puhuttaessa loistehon tuotosta tarkoitetaan kapasitiivisen loistehon tuottamista ja vastaavasti loistehon kulutuksesta puhuttaessa tarkoitetaan induktiivisen loistehon tuottamista.

Siirtyessään pitkin johteita ja komponentteja loisteho aiheuttaa niissä ylimääräisiä häviöitä päätötehon lisäksi, vaikka se ei saa aikaan työsuoritusta. Loistehon siirtoa pyritään välttämään sen aiheuttaman ylimääräisen kuormituksen takia, mikä lopulta voisi johtaa investointitarpeeseen. Esimerkiksi tietyt sähkömoottorityyppit ja loisteputkivalaisimet tarvitsevat loistehoa toimintaansa, mutta niiden tarvitsema loisteho kannattaisi tuottaa käyttökohteessaan, jotta ylimääräisiltä siirtohäviöiltä vältyttäisiin. Käytännössä kotitalouksilla ei tähän ole mahdollisuutta, eikä se ole kannattavaakaan, mutta teollisuudessa paikallista kompensointia toteutetaan verkkoyhtiöille maksettavien loistehomaksujen pienentämiseksi.

2.2 Loistehon tuotto

Loistehon tuotolla verkkoon voidaan esimerkiksi parantaa ilmajohtojen siirtokapasiteettia tai kompensoida paljon loistehoa kuluttavan kuorman loisteho käyttökohteessaan. Kapasitiivista loistehoa tuottamalla verkkoon saadaan pienennettyä ilmajohdon reaktanssia, joka

mahdollistaa pidempien siirtoyhteyskiesien käyttämisen kuin ilman kompensointia olisi mahdollista. Erityisesti pitkillä pienellä kuormituksella olevilla ilmajohdoilla kapasitiivisen loistehon tuotto mahdollistaa pidempien johtolähtöjen käytön. Kapasitiivisen loistehon tuottamista hyödynnetään myös kumoamaan käyttökohteessaan paljon loistehoa kuluttavia kuormia, kuten sähkömoottoreita. Näin saadaan vältettyä turhaa loistehon siirtoa verkossa. (Elovaara et al. 2011)

Selvästi eniten käytetty keino kapasitiivisen loistehon tuottoon ovat kondensaattorit. Niitä voidaan kytkeä käyttötarpeiden mukaan rinnan tai sarjaan verkon kanssa. Myös tahtikoneita voidaan hyödyntää loistehon kompensoinnissa ja kapasitiivista loistehoa saadaan aikaiseksi ylimagnetoimalla tahtikone. Näitä kahta ratkaisua tarkastellaan tarkemmin seuraavissa luvuissa.

2.2.1 Kondensaattorit

Verkon kanssa rinnan tai sarjaan kytkettäviä kondensaattoriparistoja käytetään yleisesti ilmajohdojen reaktanssin kompensointiin. Kondensaattoriparisto koostuu rinnan ja sarjaan kytketyistä yksittäisistä kondensaattoreista ja näitä yhdistelemällä saadaan luotua eri jännitetasoille ja tehotarpeille soveltuvia ratkaisuja.

Rinnakkaiskondensaattoreita on käytetty yleisesti sähkönjakeluverkoissa nostamaan jännitettä verkon loppupäässä ja tuottamaan kapasitiivista loistehoa lähelle kulutusta. Rinnan kytketyn kondensaattoripariston tuottama loisteho saadaan laskettua yhtälöllä

$$Q = \omega C U^2 = \left(\frac{U}{U_r}\right)^2 Q_r \quad (2.8)$$

jossa

ω	kulmataajuus
C	kondensaattorin kapasitanssi
U	verkon jännite
U_r	verkon mitoitusjännite
Q_r	kondensaattorin mitoitus-teho

Rinnankytkennän heikkoudeksi voidaan laskea loistehon tuoton pieneneminen jännitteen laskiessa, kuten yhtälöstä (2.8) voidaan todeta. Vikatilanteessa, johdon irrotessa verkosta, loistehon tuotto ja jännite laskevat, joten verkko tarvitsisi lisää loistehoa kondensaattorista, mutta loistehon tuotto laskee neliöllisesti jännitteen funktiona. (Elovaara et al. 2011)

Sähköverkon kanssa sarjaan kytkettyjä kondensaattoreita käytetään pitkien siirtoyhteyksien siirtokapasiteetin parantamiseen sekä kulma- ja jännitestabiiliusongelmien helpottamiseen. Sarjakondensaattorin etu rinnankytkentään nähden on loistehon tuoton kasvaminen johdon kuormitusvirran kasvaessa, kuten seuraavasta yhtälöstä voidaan todeta

$$Q_{sc} = 3 \cdot X_{sc} I^2 \quad (2.9)$$

jossa

Q_{sc} sarjakondensaattoripariston tuottama loisteho
 X_{sc} kondensaattoripariston reaktanssi
 I kuormitusvirta.

Verkon jännitteen laskiessa kuormitusvirta kasvaa, jolloin sarjakondensaattori tukee verkon jännitettä tuottamalla enemmän loistehoa. Sarjaan kytkennän ongelma on vikavirtojen kulkeminen kondensaattorin läpi, jolloin kondensaattorit aiheuttavat ylijännitettä verkkoon. Tämän takia sarjakondensaattoriparistot vaativat monimutkikkaita ylijännitesuojajärjestelyjä. (Elovaara et al. 2011)

2.2.2 Ylimagnetoitu tahtikone

Aiemmin loistehon tuottoon käytettiin paljon ylimagnetoituja tahtikoneita. Tahtikoneiden käyttämisen loistehon tuottoon mahdollistaa niiden hyvä säädettävyys ja samalla koneella voitiin tuottaa tai kuluttaa loistehoa tarpeen mukaan. 110 kV verkossa on ollut käytössä pelkästään loistehotasapainon ylläpitoon käytettyjä tahtikoneita, mutta myös voimalaitosten tai tehtaiden normaalissa kuormassa olevia koneita voidaan hyödyntää loistehon tuotossa rajoitetusti. (Korpinen; Elovaara et al. 2011)

2.3 Loistehon kulutus

Induktiivisen loistehon tuottoa eli toisin sanoen loistehon kulutusta, on aiemmin tehty pääasiassa vain korkeajännitesiirtoverkon yhteydessä. Loistehoa on tarvinnut kuluttaa matalimpien kuormitusten aikana siirto johdon jännitteen noustessa liian korkealle. Korkeajännitesiiirto johdot tuottavat kapasitiivista loistehoa pienillä kuormituksilla ja täten niiden jännite nousee kuormituksen laskiessa. (Elovaara et al. 2011)

Loistehoa kuluttavia laitteita on alettu käyttää viime vuosien aikana myös sähköjakeluverkossa, kun on syntynyt tarve kompensoida maakaapelien tuottamaa kapasitiivista loistehoa. Keskijännitejakeluverkoissa jännitteen nouseminen kaapelin tuottamasta kapasitiivisesta

loistehosta ei muodostu usein ongelmaksi ja ilmajohdot eivät tuota keskijänniteverkossa merkittävästi loistehoa edes kuormittamattomina (Vehmasvaara 2013). Loistehon kulutuksen tarve liittyykin sähkönjakelussa enemmän myöhemmin käsiteltäviin Findridille maksettaviin loistehomaksuihin. Seuraavissa luvuissa käsitellään loistehon kulutukseen käytettäviä laiteratkaisuja.

2.3.1 Reaktori ja kuristin

Kompensoinnissa käytettävät reaktorit ovat joko kiinteä- tai öljyeristeisiä. Kiinteäeristeisissä ratkaisuisa kelan johtimet erotetaan toisistaan lasikuitumassan avulla, mutta vanhoissa reaktoreissa on käytetty myös muovipäällistettyä kaapelia. Reaktoreissa käytetään joko ilma- tai rautasydäntä käyttökohteen mukaan. (Elovaara et al. 2011). Reaktorin kuluttama loisteho voidaan laskea seuraavalla yhtälöllä

$$Q = \left(\frac{U}{U_{rk}}\right)^2 Q_{rk} \quad (2.10)$$

jossa

U	verkon jännite
U_{rk}	reaktorin mitoitusjännite
Q_{rk}	reaktorin mitoitus-teho

Kapasitiivisen loistehon kulutukseen käytettävä reaktori kytketään rinnan sähköverkon kanssa joko tähteen tai kolmioon. Reaktori voidaan kytkeä myös muulla tavoin verkkoon, jolloin se palvelee esimerkiksi yliaaltojen suodatukseen tai jännitteen nousun vaimennukseen. Useiden reaktoreiden säätö ei ole mahdollista jännitteellisenä ja pienemmissä reaktoreissa ei välttämättä ole ollenkaan säätömahdollisuutta. Esimerkiksi KKM Powerin 1–3 MVar reaktoreista löytyy väliottokytkin, jolla voidaan valita kahden tehovaihtoehdon väliltä, kun reaktori on jännitteetön (KKM Power). Markkinoilla on myös tasavirtamagnetoinnin avulla jännitteellisenä säädettäviä reaktoreita, jotka voidaan asettaa seuraamaan tehokerroimen muutoksia verkossa ja säätämään sopiva loistehon kompensointi automaattisesti (KKM Power). On hyvin tapauskohtaista, onko jännitteellisenä säädettävälle reaktorille tarvetta ja kannattaako lisäinvestointi.

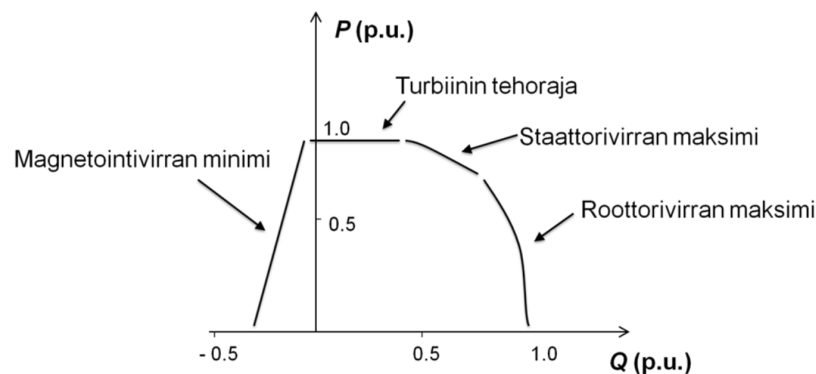
Kuristin nimitystä käytetään yleensä pienempitehoisille jakeluverkkoon kytkettäville laitteille. Ne ovat usein öljyeristeisiä, ulkoisesti muuntajaa muistuttavia laitteita, jotka voidaan

asentaa esimerkiksi puistomuuntamoon. Kytöntäyttöä muuttamalla voidaan kompensoida loistehon lisäksi myös maasulkuvirtaa samalla laitteella, jos laitevalmistaja on mahdollistanut tähtipisteen maadoituksen. Saatavilla on myös muuntajia, jotka sisältävät kuristimen saman rakenteen sisällä. Yleensä näitä yhdistelmälaitteita käytetään maasulkuvirran rajoittamiseen, mutta myös loistehon kompensointiin sopivia ratkaisuja on saatavilla.

2.3.2 Alimagnetoitu tahtikone

Tahtikoneen alimagnetointi mahdollistaa induktiivisen loistehon tuoton eli loistehon kulutuksen verkosta. Alimagnetoidulle tahtikoneelle pätevät täysin samat asiat kuin luvussa 2.2.2 käsitellylle ylimagnetoidulle tahtikoneelle, mutta magnetointia muuttamalla säädetään loisteho kapasitiiviselta puolelta induktiiviselle. (Korpinen).

Tahtikoneille määritetään kuvan 2.2 mukaiset toimintarajat, joiden sisällä niiden käytön tulee tapahtua. Ne määrittelevät myös samalla suurimman sallitun induktiivisen loistehon tuoton tuotetun pätötehon funktiona. Alimagnetointirajan eli kuvan 2.2 magnetointivirran minimin alittaminen johtaisi tahtikoneen putoamiseen tahdistasta, joten kaikkea induktiivisen loistehon tuottoa harvoin päästään hyödyntämään. (Nousiainen 2007)



Kuva 2.2 Tahtikoneen toimintarajat (Nousiainen 2007).

Jakeluverkkoyhtiöiden alueella sijaitsevat vesivoimalat on usein varustettu tahtikoneilla, joita käytetään generaattorina. Niiden magnetointia muuttamalla saadaan kulutettua loistehoa verkosta ilman vaikutusta pätötehon tuottoon, kun pysytään konetyypistä ja säätimestä riippuvien rajojen sisällä. Tahtikoneiden hyödyntäminen loistehotasapainon ylläpidossa on ollut aiemmin vähäistä, mutta kapasitiivisen loistehon tuoton kasvaessa on alettu etsiä jo olemassa olevia vaihtoehtoja loistehon kulutukseen.

2.3.3 Tehoelektroniikka

Pienjännitteisestä tasasähköjaketusta (LVDC) povataan tulevaisuuden vaihtoehtoa korvaamaan osa vaihtosähköisestä keskijännite- ja pienjänniteverkosta tasasähköyhteydellä. LVDC-sähköjaketelussa sähkö siirretään tasajännitteellä keskijännitteisen vaihtosähköjärjestelmän ja kuluttajan välillä. Tasasähköyhteyden alkupäähän sijoitetaan tasasuuntaajaa, jolla vaihtosähkö muunnetaan tasasähköksi. Siirrossa käytettävä tasasähkö muunnetaan kuluttajien luona takaisin vaihtosähköksi vaihtosuuntaajan avulla. (Partanen et al. 2010). Viimeisimpien arvioiden mukaan tasasähköjaketelua voitaisiin ottaa laajemmin käyttöön noin 5–10 vuoden kuluttua.

Tasasähköjaketelussa voidaan käyttää erilaisia vaihtoehtoja vaihtosähkön tasasuuntaukseen. Tyristori- ja dioditasasuuntaajat ovat yksinkertaisimpia ratkaisuja, mutta ne eivät mahdollista otetun sähkön tehokertoimen muuttamista tai sähkön syöttämistä takaisin keskijänniteverkkoon. Vienna -tasasuuntaajan avulla voidaan muuttaa otetun virran tehokerrointa, mutta sähköä ei voida syöttää tässäkin tapauksessa keskijännitepuolelle. Rakenteeltaan monimutkaisin ja kustannuksiltaan korkein verkkovaihtosuuntaajaa mahdollistaa sähkön siirron molempiin suuntiin ja otetun tehon tehokertoimen säätämisen. (Partanen et al. 2010)

Verkkovaihtosuuntaajaa ja Vienna -tasasuuntaajaa voitaisiin hyödyntää myös loistehon kompensointiin muokkaamalla niiden ottaman tehon tehokerrointa. Näin saataisiin kulutettua maakaapeleiden tuottamaa kapasitiivista loistehoa. Periaatteessa esimerkiksi verkkovaihtosuuntaajien ja tasasähköjaketelujärjestelmien avulla saataisiin muodostettua säädettävä kompensointilaitteisto kapasitiivisen loistehon kulutukseen. Tasasähköyhteydellä tehtävä loistehon kompensointi aiheuttaa kuitenkin muuntajiin ylimääräistä kuormaa ja häviöitä, jotka täytyisi mahdollisesti huomioida muuntajan mitoituksessa.

2.4 Maasulkuvirran kompensointi

Suomessa käytetään keskijänniteverkkoa joko maasta erotettuna tai sammutuskuristimen kautta maadoitettuna. Syynä tähän on Suomen keskimäärin huonot maadoitusolosuhteet, jolloin maadoitetun verkon suuri maasulkuvirta aiheuttaisi vaaralliset kosketusjännitteet.

Maasta erotetussa verkossa maasulkuvirta on huomattavasti pienempi kuin tehollisesti maadoitetussa verkossa ja kosketusjännitteet pysyvät helpommin raja-arvojen sisällä. (Lakervi et al. 2008)

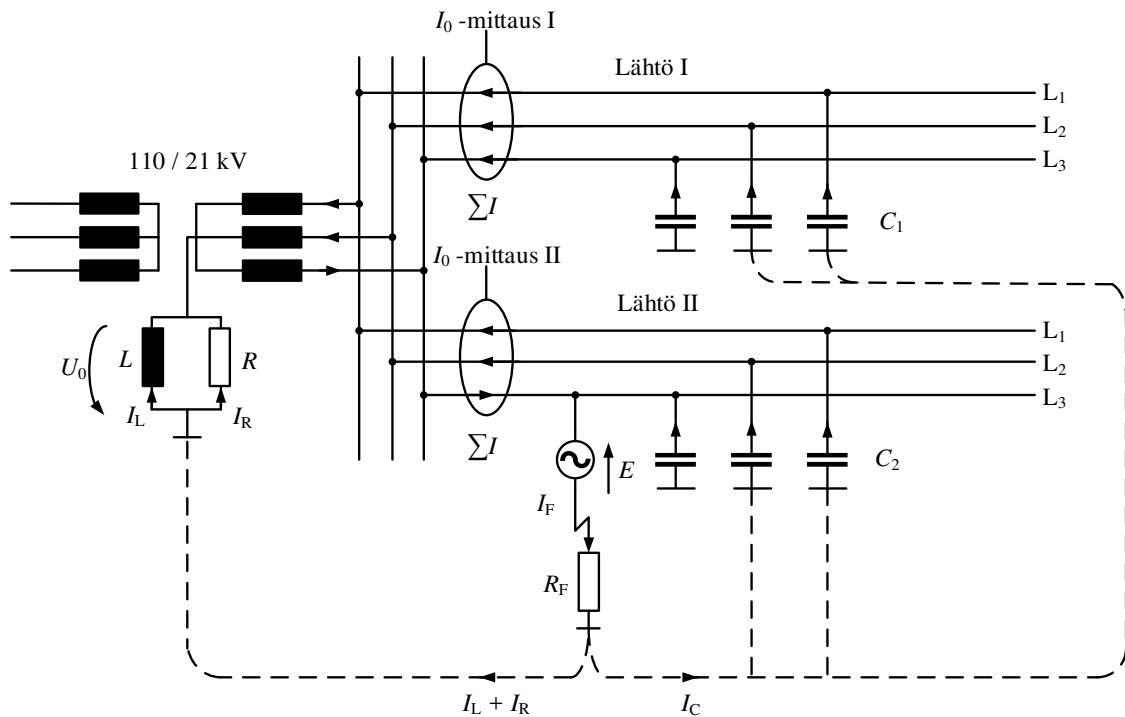
Vaikeissa maadoitusolosuhteissa tai verkon toimitusvarmuuden parantamiseksi käytetään myös ns. sammutettua verkkoa. Sammutetussa verkossa kapasitiivinen maasulkuvirta kompensoidaan induktiivista vikavirtaa tuottavalla reaktorilla eli sammutuskuristimella. Kuristimen tuottama induktiivinen virta mitoitetaan kumoamaan mahdollisimman hyvin verkon aiheuttama kapasitiivinen maasulkuvirta. Näin saadaan aikaiseksi hyvin pieni yhteenlaskettu vikavirta ja myös kosketusjännitteet pysyvät kurissa. Yleensä sähköjakeluyhtiöt käyttävät pientä alikompensointia verkossa, jotta maasulun osalta täysin kompensoituun verkkoon liittyvät resonanssi-ilmiöt saataisiin vältettyä (Elovaara et al. 2011). Lisäksi sammutuksen avulla saadaan vähennettyä relettoimintoja, kun osa valokaarimaasuluista sammuu itsestään. (Lakervi et al. 2008).

Kuvassa 2.3 on kuvattu yksivaiheinen maasulku sammutetussa verkossa. Maasulkuvirralla muodostuu kulkureitti kuvan mukaisesti taustaverkon, vikaresistanssin, sammutuskuristimen, päämuuntajan käämityksien ja maasulussa olevan vaihejohtimen impedanssin kautta. Sammutetun verkon maasulkuvirta I_f voidaan laskea seuraavasti (Lakervi et al. 2008)

$$I_f = \frac{U_v}{R_f + \frac{R}{1 + jR \left(3\omega C - \frac{1}{\omega L} \right)}} \quad (2.11)$$

jossa

U_v	vaihejännite
R_f	vikaresistanssi
R	sammutuskuristimen resistanssi
ω	verkon kulmataajuus
C	taustaverkon muodostama maakapasitanssi
L	sammutuskuristimen induktanssi.



Kuva 2.3 Periaatekuva yksivaiheisesta maasulusta kompensoidussa verkossa (muokattu Lakervi et al. 2008 kuvasta). Nuolet kuvaavat virran kulkusuuntaa ja katkoviivalla on esitetty maasulkuvirran kulkureitit.

2.4.1 Yhdistetyt maasulkuvirran -ja loistehon kompensointilaitteet

Samalla reaktorilla voidaan kompensoida sekä loistehoa että maasulkuvirtaa. Loistehon kompensointireaktori kytketään rinnan verkon kanssa, mutta saman reaktorin tähtipisteen maadoituksella voidaan kompensoida myös maasulkuvirtaa. Normaalissa käyttötilanteessa yhdistelmälaite kompensoi loistehoa, mutta verkossa tapahtuva maasulku muuttaa yhdistelmälaitteen toimimaan maasulkuvirran kompensointiin. Yhdistelmälaitteet eivät kompensoi loistehoa verkon ollessa maasulussa.

Tällaisella yhdistelmälaitteella saavutetaan merkittäviä kustannussäästöjä kahteen erilliseen kompensointilaitteeseen verrattuna. Käytännössä reaktoriin ei tarvitse kuin lisätä mahdollisuus tähtipisteen maadoitukseen sisäisen rakenteen pysyessä muuten muuttumattomana. Eriyisesti hajautettuun loistehon kompensointiin sopivissa reaktoreissa on usein mahdollista maadoittaa tähtipiste.

2.5 Kaapeleiden ja johtojen loistehotase

Kaapelien ja johtojen tuottamalla tai kuluttamalla loisteholla on merkittävä vaikutus sähköjälkelyhtiön loistehotaseeseen ja lopulta Fingridin loistehoikkunan sisällä pysymiseen. Lyhyillä johdinpituuksilla loisteholla ei usein ole merkitystä, mutta pidemmällä yhteyksillä ja korkeammilla jännitetasoilla erityisesti kaapelin tuottama loisteho muodostuu hyvin merkittäväksi seikaksi sähkönsiirrossa. Esimerkiksi 400 kV korkeajännitekaapeli tuottaa kapasitiivista loistehoa vaihtosähköjärjestelmässä hyvin paljon ja ilman kompensointia vain 80 km pituinen kaapeliyhteys tuottaa kuormitettavuutensa verran loistehoa, jolloin päättehoä ei voida siirtää lainkaan. (Elovaara et al. 2011)

Johtimille voidaan laskea tyypistä riippumatta loistehotase yhtälöllä

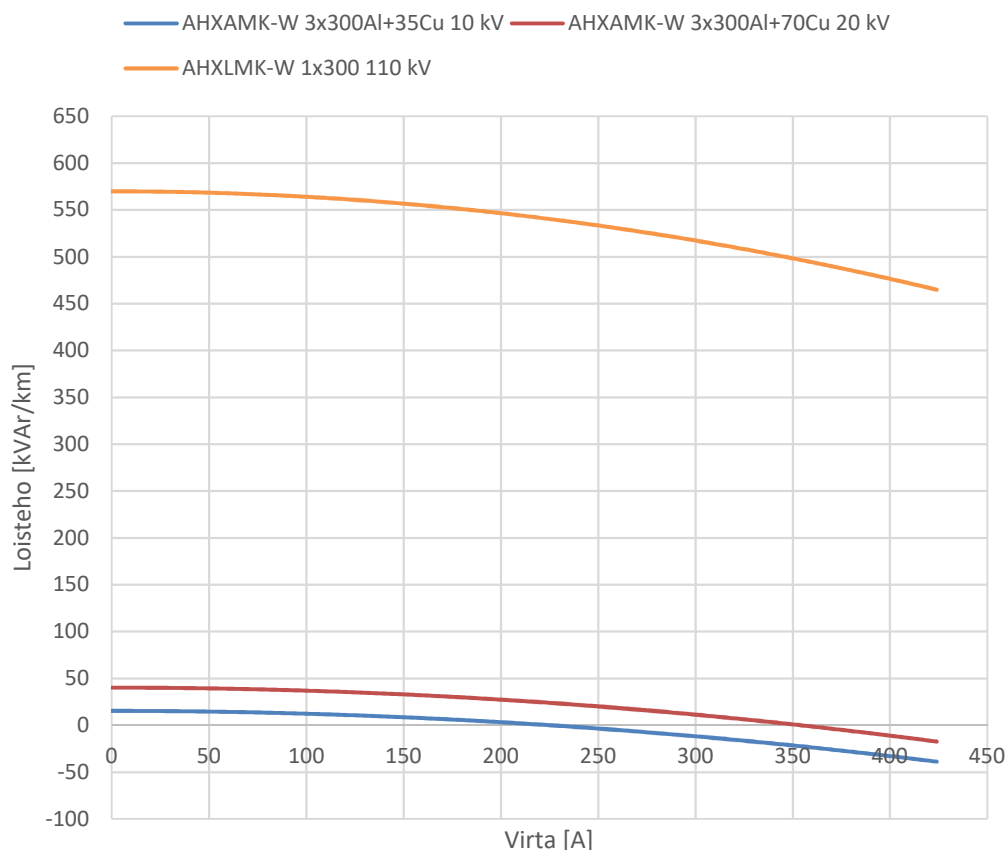
$$Q_L = Q_c - Q_i = \omega C_k U^2 - \omega L_k I^2 \quad (2.12)$$

jossa

Q_L	johdon tai kaapelin loistehon tuotto
Q_c	kapasitanssin tuottama loisteho
Q_i	induktanssin kuluttama loisteho
C_k	käyttökapasitanssi
L_k	käyttöinduktanssi
ω	kulmataajuus

Jännitetaso, kuormitusvirran ja verkon taajuuden pysyessä muuttumattomina, johtimen loistehotaseeseen vaikuttaa johdintyyppistä riippuvat käyttökapasitanssi ja -induktanssi. Kaapeli- ja ilmajohto valmistajat ilmoittavat omille tuotteilleen laskentaan vaadittavat arvot. Yleensä kaapeleille ilmoitetaan käyttöinduktanssi, mutta johdoille suoraan niiden reaktanssi, joka on kulmataajuuden ja käyttöinduktanssin tulo.

Kuvassa 2.4 esitetään jännitetaso vaikutusta maakaapelin tuottamaan loistehoon, kun kaapelin poikkipinta on sama kaikilla jännitetasoilla ja täten myös noin 430 A terminen kuormitettavuus on yhtä suuri. Esimerkiksi 20 A kuormitusvirralla 110 kV maakaapeli tuottaa 40 kertaisen määrän kapasitiivista loistehoa verkkoon verrattuna 10 kV maakaapeliin. Kaapeloidun 10 kV tekniikalla rakennetun verkon loistehon tuotto on myös huomattavasti 20 kV verkkoa vähäisempää kilometriä kohden, joten maakaapeleiden tuottama loisteho ei muodostu niin helposti ongelmaksi.

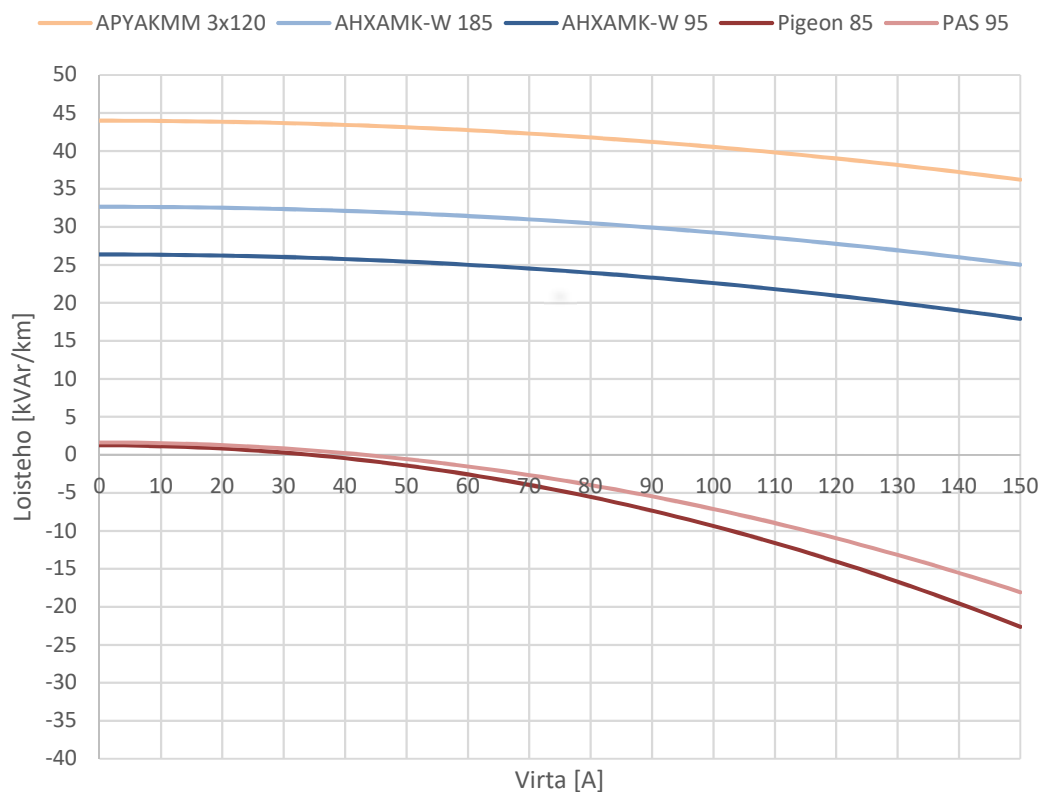


Kuva 2.4 Kolmen poikkipinnaltaan saman paksuisen, mutta jännitetasolta erilaisen maakaapelin loistehotase kuormitusvirran funktiona. 110 kV kaapelin kolmen vaiheen oletetaan asennettavan rinnakkain tasoon. Kaikkien kaapeleiden terminen kuormitettavuus on noin 430 A. (Prysmian 2013)

Häviöiden ja loistehomaksujen kannalta olisi edullisinta, jos pysyttäisiin mahdollisimman lähellä johtimen luonnollista tehoa, jolloin loistehoa ei siirretä verkossa. Käytettäessä johdinta luonnollisessa tehossa, johtimen käyttökapasitanssien ja -induktanssien muodostamat erimerkkiset loistehot kumoavat toisensa tietyllä kuormitusvirran arvolla. Käytännössä vain ilmajohtoja voidaan käyttää lähellä luonnollista tehoa, koska yleensä yli 10 kV maakaapelin kuormitettavuus loppuu kesken ennen luonnollisen tehon saavuttamista, kuten kuvasta 2.4 voidaan havaita. Kaapeleita ja ilmajohtoja käytetään maaseutuverkossa kesäisin yleensä hyvin pienillä, vain muutaman ampeerin kuormilla, jolloin ollaan kaukana johtimen termisestä kuormitettavuudesta.

Kuva 2.5 havainnollistaa öljypaperieristeisen 20 kV maakaapelin, kahden muovieristeisen 20 kV maakaapelin, PAS -johdon (päällystetty avojohdo) ja normaalin avojohdon loistehon tuottoa kilometriä kohden kuormitusvirran muuttuessa, kun nimellisjännitteenä on 20 kV.

Maakaapelit tuottavat moninkertaisesti ilmajohtoja enemmän kapasitiivista loistehoa pienillä kuormituksilla kuvan mukaisesti. Kyseisillä johdintyypeillä ilmajohtojen loistehon tuotto kääntyy induktiiviselle puolelle kuormitusvirran kasvaessa, eli toisin sanoen ne kuluttavat loistehoa noin 40 A ja sitä suuremmilla kuormitusvirroilla. Maakaapelit vaativat lähes aina termisen kuormitettavuuden ylittämisen loistehoa kuluttaakseen, joten ne tuottavat aina kapasitiivista loistehoa normaaleissa käyttötilanteissa. Huomiota herättävää on myös öljypaperieristeisen APYAKMM-maakaapelin selvästi nykyisiä muovieristeisiä AHXAMK-maakaapeleita suurempi kapasitiivisen loistehon tuotto.



Kuva 2.5 Kolmen 20 kV maakaapeli- ja kahden johtotyyppin loistehotase kilometriä kohden kuormitusvirran funktiona. Numero nimen perässä kuvaa kaapelin poikkipintaa neliömilleissä. (Prysmian 2013; Rantala 2015)

Keskijännitteisen jakeluverkon maakaapelointi vaikuttaa huomattavasti verkon loistehotaseeseen. Eniten kapasitiivista loistehoa tuottavat pitkät pienellä kuormituksella olevat maakaapeliyhteydet maaseudulla ja näissä tapauksissa liiallisen loistehon kompensoinnille voi tulla tarvetta. Aiemmin 20 kV ilmajohtopainotteisissa verkoissa käytettiin jännitteen korotukseen kondensaattoreita loistehon tuottamiseksi, mutta nykyään niiden käyttö on jäänyt vähälle maakaapelien tuottaessa loistehoa verkkoon.

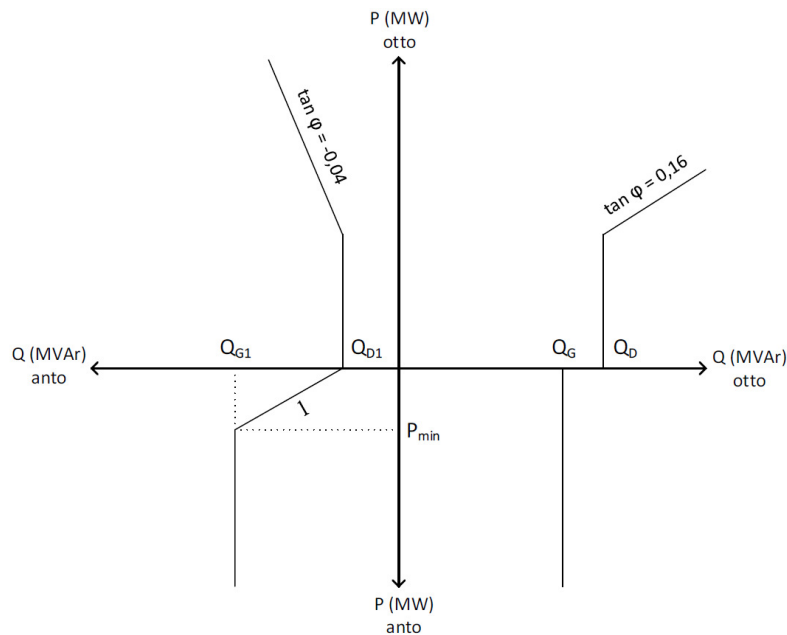
3. LOISTEHOMAKSUT JA LOISTEHON SEURANTA

Fingridin uusi vuoden 2017 alusta voimaan tullut kantaverkkosopimus 2016 muutti loistehon seurantaa ja laskutusta merkittävästi aiempaan nähden. Loistehon siirto Fingridin 110 kV verkossa on kasvanut viime vuosina merkittävästi ja uuden kantaverkkosopimuksen tavoitteena oli tehdä loissähkönsiirron hinnoittelusta todellisiin kustannuksiin pohjautuvaa (Huikari 2016). Tässä luvussa käsitellään loissähkön siirtorajojen muodostumista liittytäpisteelle ja rajojen ylityksistä perittäviä maksuja.

3.1 Loissähköikkuna

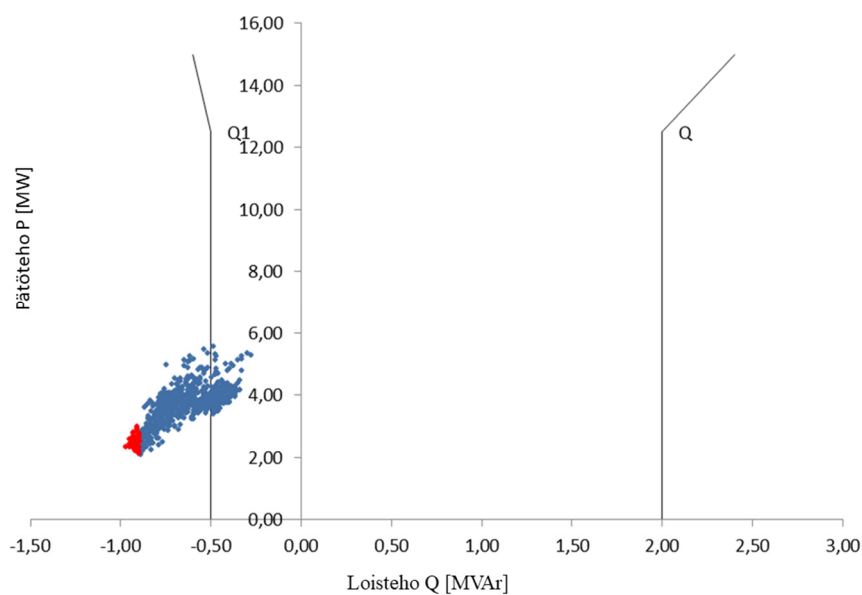
Loissähköikkunan koko on määritelty uudessa kantaverkkosopimuksessa erilaisille tehonsiirtotilanteille. Fingrid määrittelee normaalin kytkentä- ja käyttötilanteen loissähkön otto- ja antorajat perustuen liittytäpisteen kautta vuosittain otettavaan pätötehoon, ottaen huomioon liittytäpisteen takana sijaitsevien voimalaitosten kokonaisnettosähkötehon. Poikkeustilanteissa käytetään kyseisen ajankohdan normaalia käyttötilannetta vastaavia arvoja. Rajojen ylityksistä seuraa luvun 3.2 mukaiset maksut. (Fingrid 2017a)

Kuvan 3.1 mukaisen loissähköikkunan avulla voidaan kuvata graafisesti ilmaiseksi toimitettavan ja vastaanotettavan loissähkön määrä sekä tarkastella liittymäpisteen loistehon siirtoa keskituntitehoa kuvaavien pisteiden muodossa. Loissähköikkunan avulla on helppo havainnollistaa, kuinka loistehon keskituntitehojen siirto sijoittuu rajojen sisään tai ulkopuolelle kuukauden aikana. Pisteiden muodostamasta pistejoukosta voidaan havainnoida esimerkiksi mihin loistehon siirto painottuu tai ovatko pisteet hajautuneet laajalle alueelle.



Kuva 3.1 Loissähköikkuna, joka määrittelee ilman korvausta toimitettava tai vastaanotettavan loissähkönsiirron liittymispisteessä. (Fingrid 2017a)

Kuvan 3.2 esimerkitapauksessa on yhden kuukauden päto- ja loistehon keskituntitehot jokaiselta tunnilta pisteiden muodossa; yksi piste kuvaa yhtä tuntia. Pistejoukon voidaan havaita painottuvan tässä tapauksessa annon puolelle ja antorajan ylityksiä on tullut huomattava määrä. Loissähköikkunan pistejoukkoon on vielä erikseen merkitty 50 suurinta ylitystä, joita ei oteta tällä hetkellä huomioon loissähkölaskutuksessa.



Kuva 3.2 Esimerkki kuukauden keskituntitehojen muodostamasta pistejoukosta loissähköikkunaan. Pistejoukkoon on merkitty erikseen 50 suurinta keskituntitehon ylitystä.

Liittymäpisteen loistehon siirtorajat ja tyyppi määritellään edellisen vuoden lokakuun 1. päivän ja meneillään olevan vuoden syyskuun 30. päivän välisen ajanjakson pätötehon mittaus- tulosten perusteella. Asiakkaalle tiedot vuosittaisista rajoista toimitetaan marraskuun loppuun mennessä. Vuoden aikana tapahtuvat merkittävät muutokset sähkön käytössä tai tuotannossa voidaan huomioida loissähkön siirtorajoissa ja tällöin uudet rajat tulevat voimaan seuraavan kuukauden alusta. (Fingrid 2017a)

3.1.1 Kulutuksen loissähkörajat

Kantaverkkosopimuksessa on määritelty oma loissähköraja pätötehon kulutukselle. Loissähkön ottoraja lasketaan pätötehoa kulutettaessa seuraavasti

$$Q_D = 0,16 \cdot \frac{W_{\text{otto}}}{t_k} + 0,1 \cdot \frac{P_{\text{netto}}}{0,9} \quad (3.1)$$

jossa

W_{otto} liittymäpisteen ottoenergia vuodessa

t_k huipunkäyttöaika (7000 h prosessiteollisuudessa ja 5000 h muulle kulutukselle)

P_{netto} liittymäpisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa

P_{netto} arvo on kuitenkin nolla, jos voimalaitoksen teho on enintään 1 MW ja nettoteholtaan yli 450 MW voimalaitos ei kasvata loistehoikkunaa tätä arvoa suuremmaksi. Vastaavan liittymäpisteen loissähkön antoraja lasketaan seuraavan yhtälön avulla

$$Q_{D1} = -0,25 \cdot Q_D \quad (3.2)$$

Loissähköikkunalle on kuitenkin määritelty minimirajat loistehon otolle -ja annolle seuraavasti:

- Voimajohtoliityntä
 - o Q_D : 2 MVA_r ja Q_{D1} : -0,5 MVA_r
- Sähköasemaliityntä
 - o Q_D : 4 MVA_r ja Q_{D1} : -1 MVA_r

Fingrid katsoo loissähkönsiirron tapahtuvan loissähköikkunan sisällä, kun Q_D ja Q_{D1} arvot ovat edellä mainittujen rajojen sisällä tai loissähkön otto kantaverkosta on enintään 16 % otetusta pätötehosta ja loissähkön anto kantaverkkoon on enintään 4 % otetusta pätötehosta. (Fingrid 2017a)

3.1.2 Tuotannon loissähkörajat

Pätötehoa siirrettäessä Fingridin kantaverkkoon, käytetään eri loissähkörajoja kuin pätötehoa kulutettaessa. Liittymispisteen loissähkön antoraja tuotannolle saadaan laskettua seuraavasti,

$$Q_G = 0,1 \cdot \frac{P_{\text{netto}}}{0,9} \quad (3.3)$$

Vastaavasti liittymäpisteen loissähkön antoraja lasketaan yhtälöllä

$$Q_{G1} = -Q_G. \quad (3.4)$$

Loistehoikkunalle on määritetty minimikoko myös pätötehoa tuotettaessa seuraavasti: (Fingrid 2017a)

- Voimajohtoliityntä
 - o Q_G : 2 MVar ja Q_{G1} : -2 MVar
- Sähköasemaliityntä
 - o Q_G : 4 MVar ja Q_{G1} : -4 MVar

Loissähkönsiirto tapahtuu loissähköikkunan rajojen mukaan, kun edellä mainitut ehdot täyttyvät ja Q_{G1} pysyy seuraavalla yhtälöllä lasketun rajan alapuolella

$$I = Q_{D1} + P_{\text{avg}} \frac{Q_{G1} - Q_{D1}}{-0,1 \cdot P_{\text{netto}}}. \quad (3.5)$$

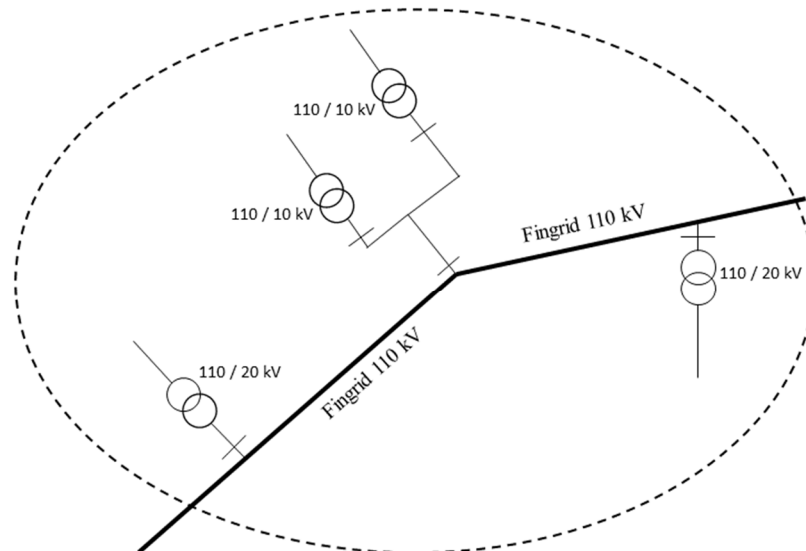
jossa

- Q_{D1} liittymispisteen loissähkön antoraja pätötehoa kulutettaessa
- P_{avg} kantaverkkoon tuotetun pätötehon keskiteho
- Q_{G1} liittymispisteen loissähkön antoraja pätötehoa tuotettaessa
- P_{netto} liittymäpisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa samoilla rajoitteilla kuin yhtälössä (3.1)

3.2 Loistehomaksut

Fingrid valvoi loissähkön käyttöä ensisijaisesti alueittain ennen vuonna 2017 voimaan tullutta kantaverkkosopimusta. Alueet muodostuivat asiakkaan tai asiakkaiden sähköisesti toisiaan lähellä olevista liittymäpisteistä, kuten kuva 3.3 havainnollistaa. Tämä helpotti sähköverkkoyhtiöissä loissähköikkunan sisällä pysymistä, kun osa liityntäpisteistä saattoi ottaa loistehoa kantaverkosta ja osa antaa sitä kantaverkkoon, jolloin niiden vaikutukset kumosiivat toisensa. Loissähkön siirtorajojen ylitykset eivät ennen nykyistä kantaverkkosopimusta johtaneet suoriin maksuihin, vaan ylityksistä neuvoteltiin ensin liittymäpisteen haltijan

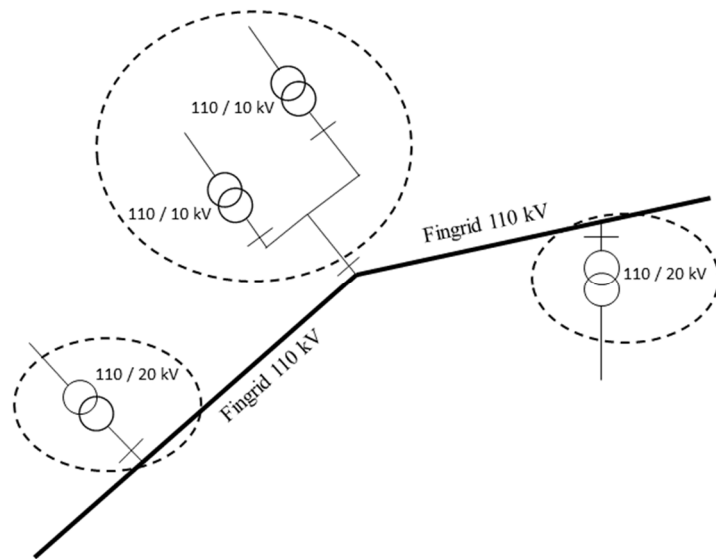
kanssa. Jos neuvottelut eivät johtaneet loissähkön hallittuun käyttöön, alettiin vasta tällöin periä maksuja hinnaston mukaisesti. (Fingrid 2012)



Kuva 3.3 Loissähkön käytön valvonta alueittain. Katkoviiva kuvastaa valvottavaa aluetta.

Vuoden 2017 alusta tuli voimaan uudet loistehon seurantaperiaatteet ja rajojen ylityksistä koituvat maksut. Loissähkön käyttöä alettiin valvoa uuden sopimuksen mukaan vain liittymäpistekohtaisesti eli sähköverkkoyhtiöiden tapauksessa usein rajapiste tai sähköasema kohtaisesti. Kuvassa 3.4 on havainnollistettu liittymäpistekohtaista valvontaa suoraan Fingridin kantaverkkoon kytkettyjen ja rajapisteen kautta liitettyjen sähköasemien osalta. Rajojen ylityksistä alettiin myös periä maksuja kuukausittain, uuden portaittain voimaan tulevan hinnaston mukaisesti. (Fingrid 2017a). Liittymäpisteen loistehoikkunan ylittävästä loissähkön siirrosta perittävät maksut ovat porrastettu tuleville vuosille seuraavasti (Fingrid 2017b):

- 2017 kuukauden tuntikohtaisen keskitehon suurin ylitys 333 €/MVA_r ja kuukauden aikana siirretty loisenergia 5 €/MVA_rh.
- 2018 kuukauden tuntikohtaisen keskitehon suurin ylitys 666 €/MVA_r ja kuukauden aikana siirretty loisenergia 5 €/MVA_rh.
- 2019 ja sen jälkeen kuukauden tuntikohtaisen keskitehon suurin ylitys 1000 €/MVA_r ja kuukauden aikana siirretty loisenergia 5 €/MVA_rh.



Kuva 3.4 Loissähkön käytön valvonta liittymäpistekohtaisesti. Katkoviivat kuvastavat valvottavia alueita uudessa sopimuksessa.

Fingrid on asettanut muutamia lievennyksiä loissähkön käyttöön seuraavasti (Fingrid 2017a):

- Itseisarvoltaan 50 suurinta loissähköikkunan ylitystä jätetään huomiotta laskutuksessa joka kuukausi.
- Kantaverkon viasta tai häiriöstä johtuvat loistehoikkunan ylitykset jätetään laskuttamatta.
- Vähintään 0,5 MVA_r kokoisen kompensointiyksikön tai sitä syöttävän säteittäisen verkon vikatilanteissa otetaan huomioon liittymäpisteessä korjauksen aikana puuttuvan kompensointiyksikön nimellinen teho loissähkön käyttöä tarkasteltaessa. Kohdulliseksi korjausajaksi katsotaan kaksi viikkoa tapahtumaa kohden.
- Liittymäpisteen taakse sijoittuneen yli 10 MW voimalaitoksen loissähkön kulutus tai tuotto voidaan ottaa huomioon kyseisen liittymäpisteen loissähkömittauksessa, jos voimalaitosta ei käytetä loistehon kompensointiin paikallisesti.

Loissähköikkunan ylityksistä, liennytykset huomioiden, maksetaan kuukausittain vain suurimmasta keskituntitehon ylityksestä. Tämän lisäksi Fingrid laskuttaa loissähköikkunan ylittävistä loissähköenergian siirrosta. Laskenta perustuu tässäkin keskituntitehoihin, mutta nyt

kaikki huomioitavat loissähköikkunan ylitykset otetaan mukaan, lasketaan ylityksien keskituntehot yhteen ja kerrotaan tuntien määrällä. Näin saadaan laskettua laskutettavan loisenergian määrä.

Fingridin kanssa voidaan tehdä netotussopimus, jos asiakkaalla tai asiakkailla on useita liittymäpisteitä kytkinlaitoksen samassa kiskossa. Loissähkön siirtorajat ja seurannassa käytettävä energiamäärä muodostetaan liittymäpisteiden tuntikohtaisten arvojen nettosummasta. Useita eri asiakkaita sisältävän kiskon netotussopimus vaatii erillistä sopimista asiakkaiden sekä Fingridin kesken ja vastuussa oleva asiakas hoitaa hyvityksen jaon eri osapuolten välillä. (Fingrid 2017a)

Loissähkönsiirron ylityskustannukset lasketaan työssä kiinteillä arvoilla kaikille vuosille, jotta vuodet ovat tältä osin vertailukelpoisia. Laskennassa päädyttiin käyttämään seuraavia arvoja ja määritelmiä:

- Loistehomaksu 1000 €/MVA_r
- Loisenergiomaksu 5 €/MVA_rh
- Kuukauden 50 suurinta ylitystä laskennassa mukana

Loistehomaksu tulee täysimääräisesti voimaan vasta vuonna 2019, mutta on luontevaa laskea täydellä hinnalla myös 2017 ja 2018 vuosien kustannukset, jotta ne ovat vertailukelpoisia muihin vuosiin. Loissähkörajojen ylityksistä huomioidaan kaikki kuukauden ylitykset, koska tulevaisuudessa suurimpia ylityksiä ei välttämättä jätetä huomiotta ollenkaan tai määrä on eri kuin nykyinen 50 suurinta ylitystä.

4. SÄHKÖVERKON LOISSÄHKÖN NYKYTILA

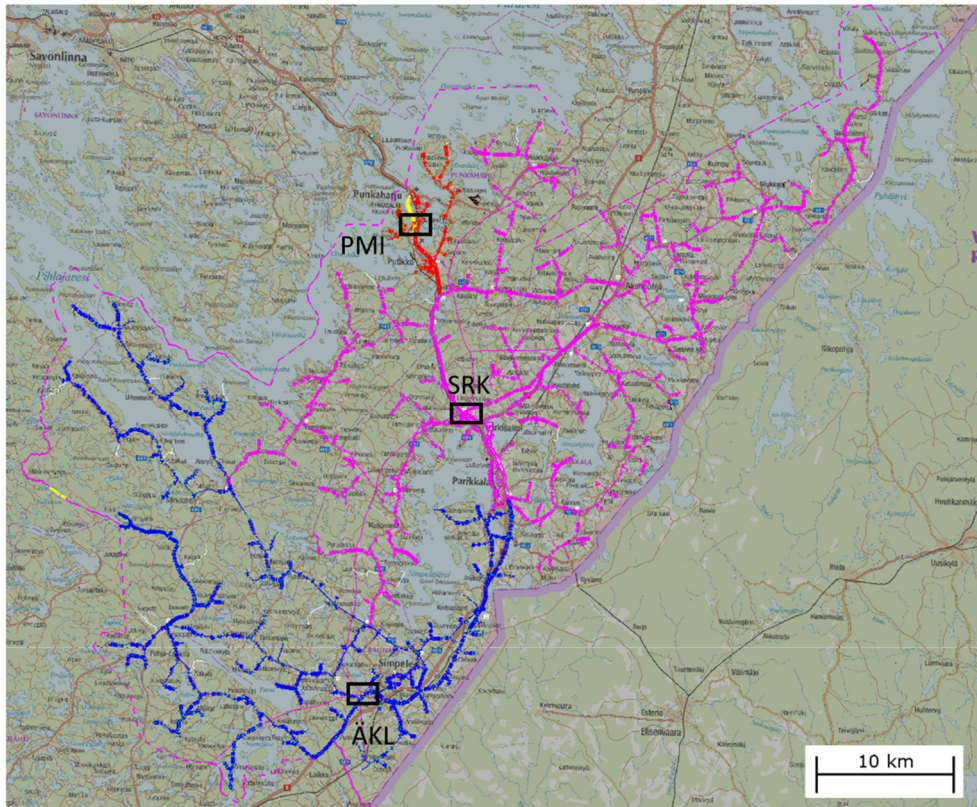
Luvussa tarkastellaan loissähkön nykytilaa Parikkalan Valo Oy:n ja Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy:n verkoissa. Nykytilan määrittely on keskeisessä roolissa tutkittaessa eri vaihtoehtoja loissähköongelmien ratkaisuun. Nykytilan määrittelyyn vaadittavat tiedot saadaan Fingridin loissähkötutkimuksista, joista saatujen tietojen avulla voidaan analysoida loissähkön tilaa nykyhetkessä ja viime vuosien aikana.

Loissähkön nykytilan ja viime vuosien kehityksen tarkastelussa käytetään vuonna 2017 voimassa olevia loissähkörajoja liityntäpisteille. Näin saadaan vertailtua viime vuosien loissähkön kehittymistä nykyisiin rajoihin vertaillen ja tulokset ovat vertailukelpoisia myös tulevaisuuden kehityksen tarkastelun kanssa. Loistehon siirtotietojen, loissähkörajojen ja hinnoittelun perusteella voidaan laskea laskennalliset kustannukset ylityksille myös kantaverkosopimuksen piiriin kuulumattomille vuosille. Näin saadaan käsitys loissähkörajojen ylityksistä aiheutuvien kustannuksien kehityksestä.

4.1 Parikkalan Valo Oy

PAVO:n sähköjakeluverkko koostuu pääosin pitkistä maaseutulähdöistä, joiden kuormitukset ovat matalia. Jakelualueella on kolme isompaa taajamaa ja kolme pientä taajamaa. Punkasalmella on myös yksi suurempi teollisuuslaitos, jolla on oma päämuuntaja Punkasalmen sähköasemalla. Asiakkaita verkon alueella on noin 10100 ja vuonna 2016 siirrettiin sähköä 143,5 GWh edestä.

Keskijänniteverkko koostuu PAVO:n toimialueella 690,8 km avojohto, 122,5 km PAS ja 82,7 km maakaapeliyhteyksistä. Koko keskijänniteverkon pituus on 896 km ja maakaapelointiasteeksi muodostuu keskijänniteverkon osalta 9,5 %. Pienjänniteverkon maakaapelointiaste on huomattavasti korkeampi 53 %, johon on laskettu mukaan myös 1 kV verkko. Kuva 4.1 havainnollistaa PAVO:n keskijänniteverkkoa sähköasemien syöttämien alueiden osalta. Ehkä hieman poikkeuksellista verkossa on melko pitkät etäisyydet Parikkalan taajaman ja Särkisalmen sähköaseman välillä sekä Simpeleen taajaman ja Änkilän sähköaseman välillä. Usein sähköasemat pyritään sijoittamaan mahdollisimman lähelle taajamien kulutuskeskitymiä, jotta vältetään ylimääräisiltä siirtohäviöiltä ja pitkien suuritehoisten siirtoyhteyksien lisäkustannuksilta.

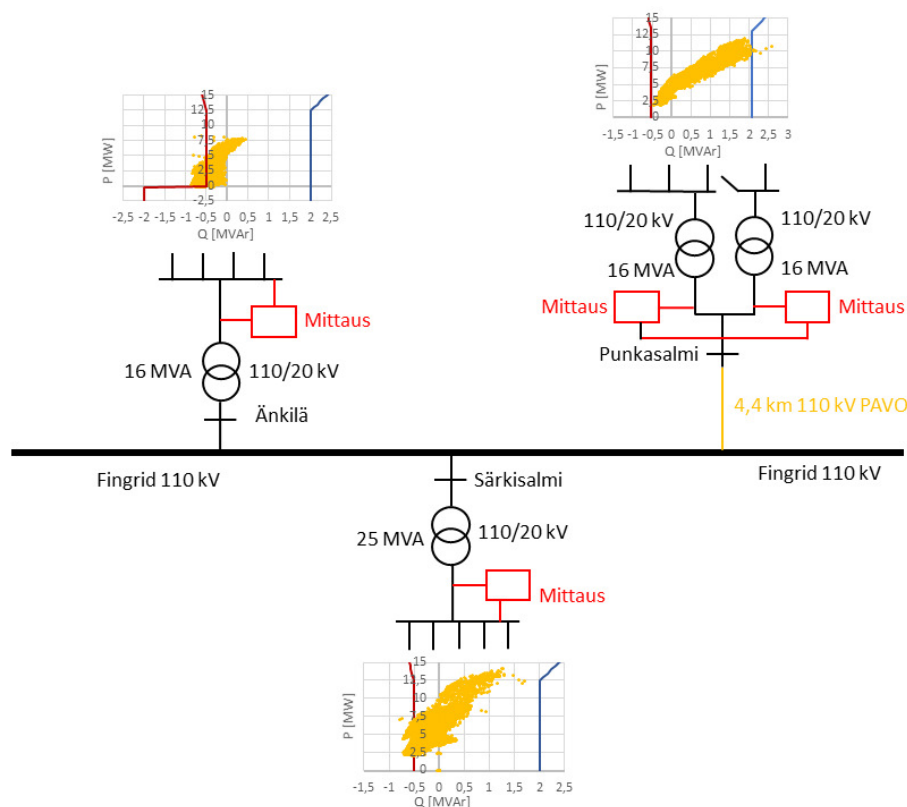


Kuva 4.1 PAVO:n keskijänniteverkko. Sinisellä värillä Änkilän (ÄKL) sähköaseman, punaisella sekä keltaisella Punkasalmen (PMI) sähköaseman ja vaalean punaisella Särkisalmen (SRK) sähköaseman syöttämä jakeluverkko.

Sähkön jakelu hoidetaan kolmen sähköaseman kautta ja kaikilla on oma liityntäpisteensä Fingridin kantaverkkoon. Punkasalmen sähköasemalle on PAVO:n oma 4,4 km pituinen haarajohto Fingridin verkosta. Muut sähköasemat on kytketty suoraan Fingridin kantaverkkoon ilman haarajohtoja. Änkilän sähköaseman syöttöalueeseen on kytkettynä neljä vesivoimalaa, joiden nimellistehot ovat 800 kW, 600 kW, 400 kW ja 40 kW. Näistä on kuitenkin poistumassa käytöstä 800 kW yksikkö noin kahden vuoden kuluttua.

PAVO:n sähköasemien liittymistä Fingridin 110 kV kantaverkkoon havainnollistetaan kuvan 4.2 yksinkertaistetussa piirroksessa. Punkasalmen sähköasema on kytketty Fingridin verkkoon PAVO:n oman 110 kV siirtojohdon kautta. Sähköasemalla on kaksi 16 MVA päämuuntajaa, joista molemmat syöttävät omaa kiskoansa. Kiskot on kuitenkin mahdollista yhdistää toisen päämuuntajan vikaantuessa. Loisenergian mittausta tehdään 110 kV verkon puolelta kuvan mukaisesti. Jännite mitataan molemmille päämuuntajien syötöille yhteisestä pisteestä, mutta virran mittausta on omansa kummallakin syötöllä. Punkasalmen sähköasema on

työssä tarkasteltavista liityntäpisteistä ainut liityntäpiste, johon käytetään Fingridin netotus-sopimusta. Liityntäpisteen loissähkönsiirto muodostuu päämuuntajien syöttämien verkkojen loistehon keskituntitehojen nettosummasta.



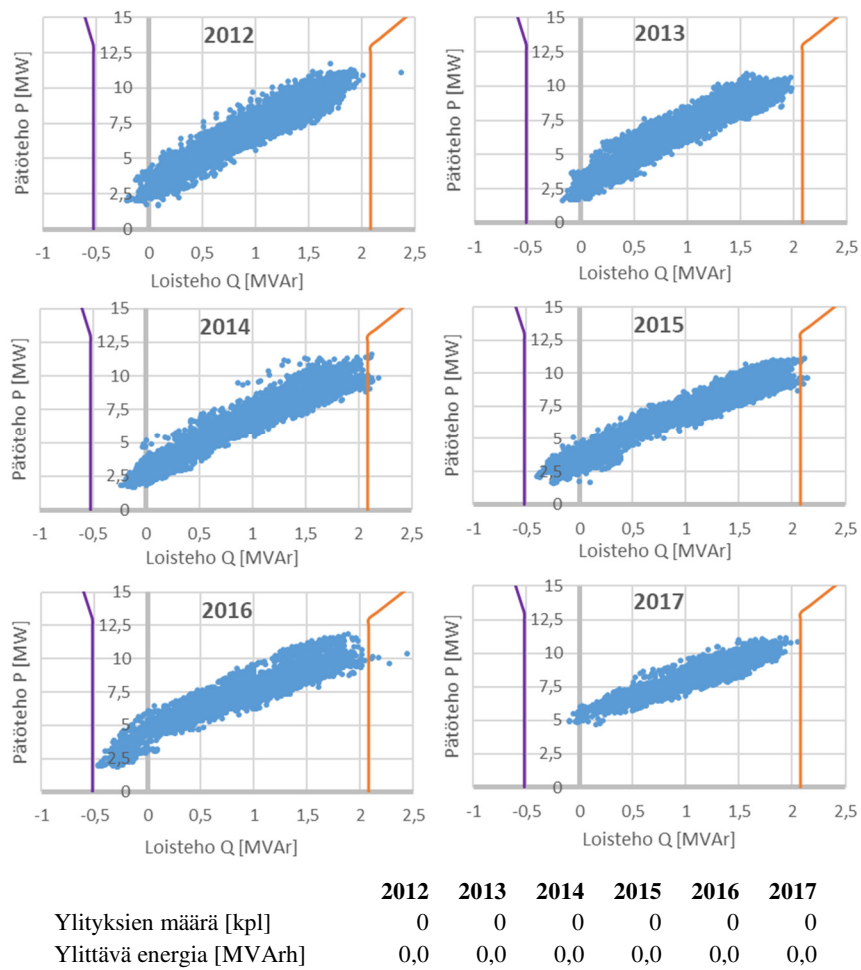
Kuva 4.2 Periaatekuva PAVO:n sähköasemien liitynnöistä Fingridin kantaverkkoon ja loistehon mittauksen yksinkertaistettu kytkentä. Kuvaajien pistejoukot kuvaavat 2016 vuoden päätötehon siirtoa loistehon funktiona ja pystyviivat ovat kyseisen vuoden loissähkönsiirtorajat liityntäpisteissä. Yksi piste kuvaa tietyn tunnin keskituntitehoa lois- ja päätötehon osalta.

Särkisalmen sähköasema on kytketty suoraan Fingridin kantaverkkoon kuvan 4.2 mukaisesti ja 25 MVA päämuuntaja syöttää kaksikiskojärjestelmäistä sähköasemaa. Loisenergian mitaus tehdään 20 kV jännitetasolla; jännite mitataan molemmista kiskoista erikseen kennossa olevalla mittauslaitteistolla ja virta mitataan 20 kV puolelta sähköaseman syötöstä. Myös Änkilän sähköasema on suoraan kantaverkkoon kytketty ja siellä käytetään 16 MVA päämuuntajaa. Mittaus hoidetaan jännitteen osalta sähköaseman kennossa sijaitsevalla mittalaitteella, mutta virta mitataan 20 kV puolelta sähköaseman syötöstä. Sähköasemalla on käytössä vain yksi kisko, joten Särkisalmen aseman kahden jännitemittarin järjestelmää ei tarvita.

4.1.1 Punkasalmen liityntäpiste (PMI)

Punkasalmen sähköaseman loistehon siirto kantaverkkoon väliltä 1.1.2012–31.5.2017 on esitetty kuvassa 4.3. Loistehon siirron voimakkaat vaihtelut johtuvat puuteollisuuden sähkönkäytön viikon sisällä ja vuoden aikana tapahtuvista vaihteluista. Loissähkörajojen ylityksiä Punkasalmen sähköaseman liityntäpisteessä on sattunut kyseisellä ajanjaksolla vain muutamia eikä niistä ole aiheutunut maksuja verkkoyhtiölle.

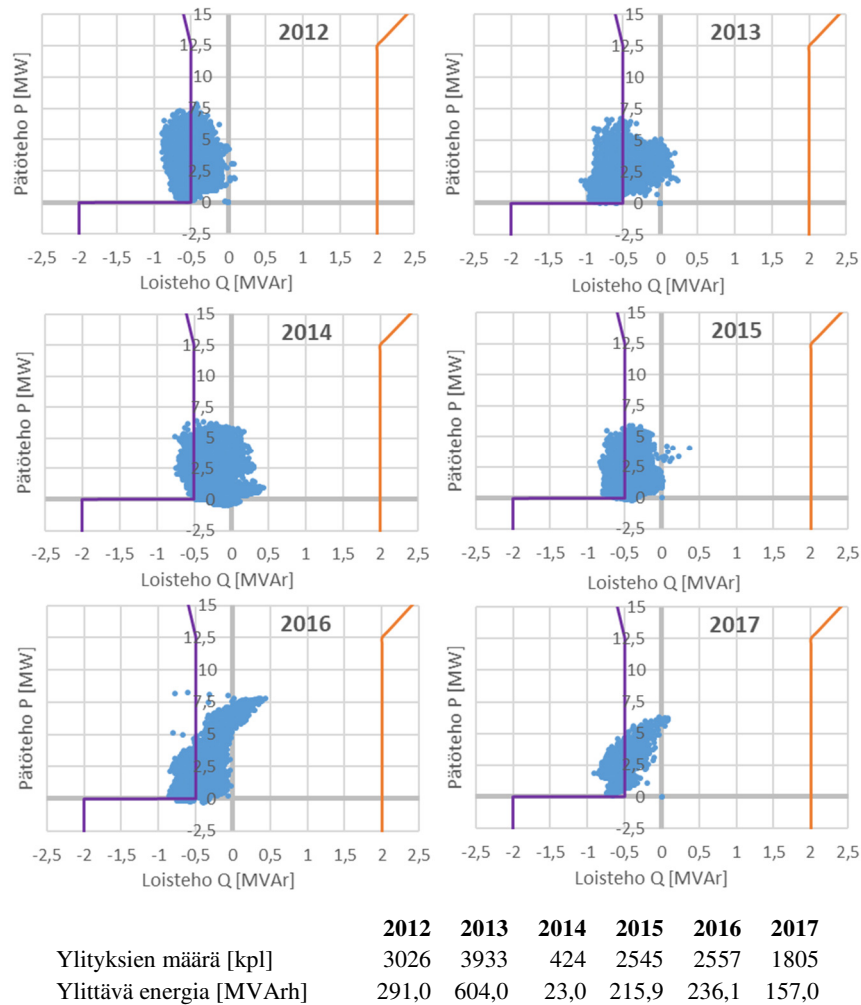
Viime vuosien aikana ei ole tapahtunut merkittäviä vuosittaisia muutoksia loistehon siirrossa, koska metsäteollisuuden tehdas määrittelee pitkälti liityntäpisteen loistehotasapainon ja tehtaaseen ei ole tullut muutoksia tarkastelujaksolla. Alueella on tehty myös maakaapelointia Punkasalmen asemakaava-alueella, mutta se on vaikuttanut melko vähän loistehotasapainoon viime vuosien aikana. Pistejoukko on kuitenkin 2016 mennessä lähestynyt loissähkön antorajaa, mutta toisaalta kaikki ylitykset ovat tulleet ottorajan puolelta koko tarkastelujaksolla. Nämäkin ylitykset ovat olleet hyvin satunnaisia ja yhtenäkkään kuukautena ei ole ollut yli 50 ylitystä vuodesta 2012 lähtien. Vuoden 2017 pistejoukossa ei ole vielä mukana metsäteollisuuden hiljaisempi jakso kesälomien ajalta.



Kuva 4.3 Punkasalmen liityntäpisteen loistehon siirto kantaverkkoon 1.1.2012–31.5.2017 välillä vuosittaisena tarkasteluna. Arvoista on rajattu pois kuukauden 50 suurinta ylitystä.

4.1.2 Änkilän liityntäpiste (ÄKL)

Kuvassa 4.4 on esitetty Änkilän sähköaseman liityntäpisteen loisteho pätötehon funktiona ajalta 1.1.2012–31.5.2017. Kyseisen sähköaseman verkkoon on kytketty myös aiemmin mainitut vesivoimalaitokset, jotka vaikuttavat loistehotasapainoon. Vesivoimalat ovat kuitenkin yrittäneet pitää loissähkönsiirron verkkoon mahdollisimman pienenä, joten niiden vaikutus jää melko pieneksi.

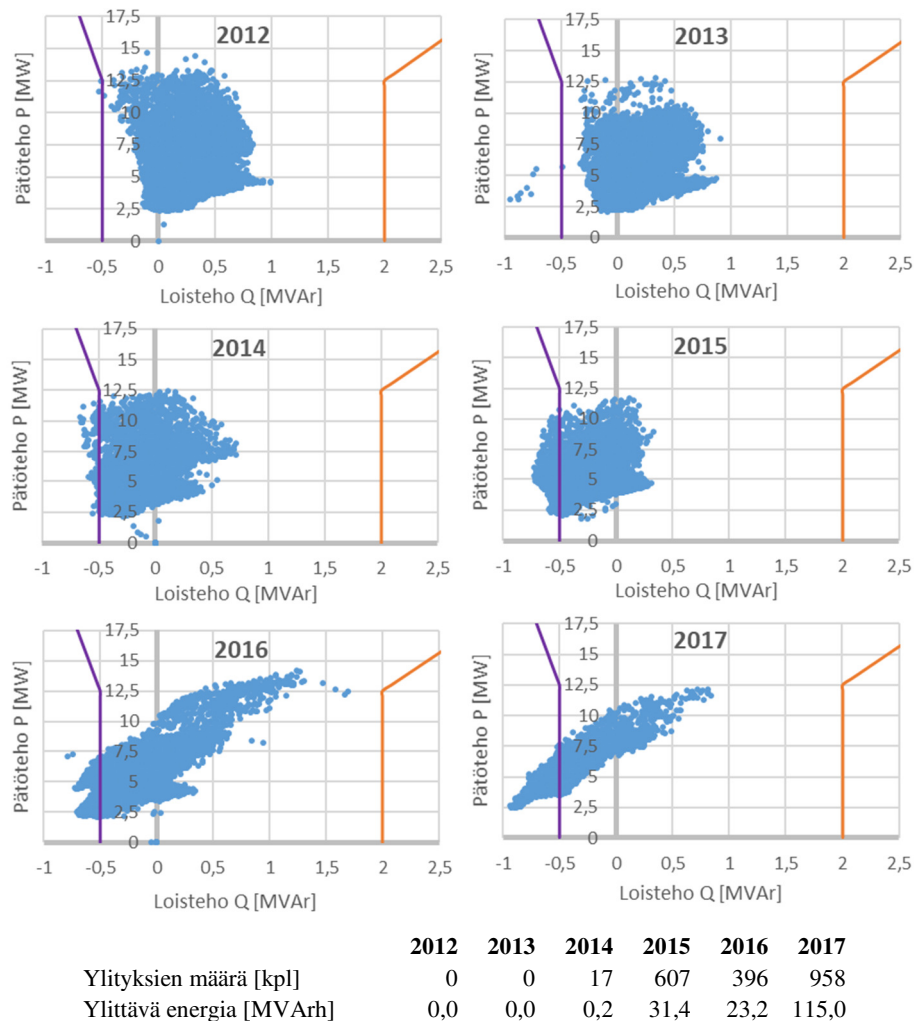


Kuva 4.4 Änkilän liityntäpisteen loistehon siirto kantaverkkoon 1.1.2012–31.5.2017 välillä vuosittaisena tarkasteluna. Arvoista on rajattu pois kuukauden 50 suurinta ylitystä.

Änkilän sähköaseman liityntäpisteen loistehon siirrot poikkeavat merkittävästi Punkasalmen liityntäpisteestä vaihtelun ja rajojen ylityksien kannalta. Loistehon vaihtelut ovat melko pieniä koko tarkasteltavan jakson ajan, mikä luonnollisesti helpottaa mahdollisen kompensointilaitteen mitoittamista. Änkilän liityntäpisteen ongelma on kuitenkin jatkuvat loissähkön antorajojen ylitykset jo vuodesta 2012 lähtien. Ottorajan ylityksien vaaraa ei kyseisellä liityntäpisteellä ole ollut yhtenäkkään tarkasteltavana vuonna, vaikka jaksolle sattuu harvinaisen kylmä vuoden 2016 tammikuun jakso, jolloin pätötehon kulutus on ollut normaalia suurempaa. Liityntäpisteen sähköaseman syöttämään verkkoon on ollut kytkettynä 600 kVAr kondensaattori vuoden 2013 syksyyn asti ja sen poiston voi huomata vuoden 2014 pistejoukon siirtymisenä oikealle loissähköikkunassa verrattuna vuoteen 2013. Myös ylityksien määrässä tapahtuu merkittävä muutos vuosien 2013 ja 2014 välillä kondensaattorin irtikytkennän takia.

4.1.3 Särkisalmen liityntäpiste (SRK)

Särkisalmen sähköaseman liityntäpisteen loistehon siirto ajanjaksona 1.1.2012–31.5.2017 on esitetty kuvassa 4.5. Särkisalmen sähköasemaan on kytketty merkittävä osa PAVO:n verkosta ja useita pitkiä maaseutujohtolähtöjä. Vuoden aikana särkisalmen liityntäpisteen loistehon siirrossa tapahtuu kohtalaista vaihtelua ja erityisesti talven kylmät jaksot näkyvät merkittävinä muutoksina pätö- ja loistehon siirrossa. Sähköasemaan onkin kytketty huomattava määrä sähkölämmitteisiä käyttöpaikkoja.



Kuva 4.5 Särkisalmen liityntäpisteen loistehon siirto kantaverkkoon 1.1.2012–31.5.2017 välillä vuosittaisena tarkasteluna. Arvoista on rajattu pois kuukauden 50 suurinta ylitystä.

Särkisalmen liityntäpisteessä loissähkönsiirto on alkanut painottua viime vuosia enemmänannon puolelle lähestyttäessä vuoden 2017 kevättä. Suurimmat ylitykset ovat kasvaneet joka vuosi, kun verkkoa on vähitellen maakaapeloitu ja kapasitiivisen loistehon tuotto on kasvanut. Vuosien 2016 ja 2017 muita vuosia suurempi vaihtelu pistejoukossa selittyy molempien vuosien tammikuun kylmän jakson takia. Loissähkön ottoraja ei ole ollut vaarassa ylittyä

yhtenäkkään tarkastelujakson vuotena, mutta kiinteän 2 MVar reaktorin käyttöönotto aiheuttaisi todennäköisesti ottorajan ylityksiä talvikuukausina. Vuoden sisällä tapahtuvat vaihtelut on täten otettava tarkemmin huomioon kuin Änkilän liityntäpisteessä.

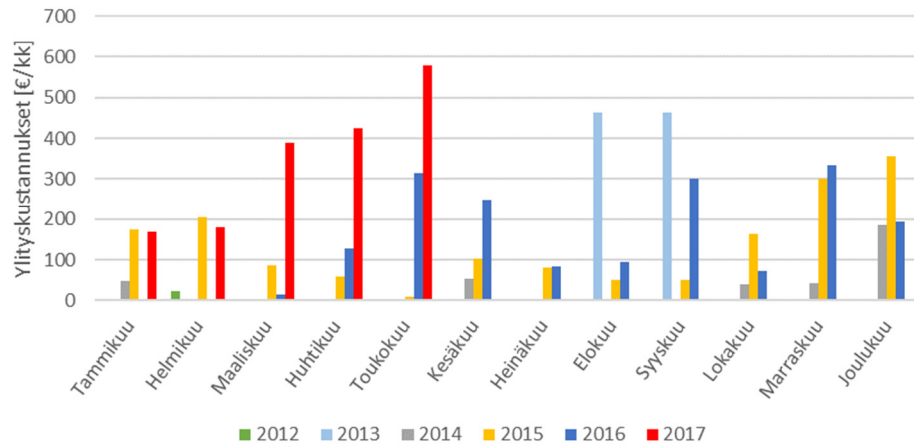
4.1.4 Kompensointilaitteet

PAVO:n verkkoon ei ole tällä hetkellä kytkettynä loistehon kompensointiyksiöitä. Aiemmin käytössä on ollut muutamia kondensaattoreita, mutta ne on otettu pois käytöstä kaapeleiden tuottaman kapasitiivisen loistehon lisääntyessä. Änkilän sähköaseman lähdössä käytössä ollut 600 kVar kondensaattori on kytketty viimeisenä pois käytöstä vuoden 2013 syksyllä. Asiakkailla on kuitenkin vielä käytössä kondensaattoreita oman loistehon kompensointiin, jotta verkkoyhtiölle maksettavat loistehomaksut olisivat mahdollisimman pienet. Kapasitiivisen loistehon kompensointiin käytettäviä kuristimia tai reaktoreita ei ole käytetty PAVO:n verkossa, joten niiden käytöstä ja asentamisesta ei ole kokemuksia.

4.1.5 Loissähkömaksut ja yhteenveto

Rajat ylittävästä loissähkön siirrosta Fingridin verkkoon alettiin periä maksuja 2017 vuoden alusta. PAVO:lla Fingridin loissähkölaskuja on tullut tammikuusta saakka, kun loissähkörajojen ylityksiä on kertynyt Änkilän ja Särkisalmen liityntäpisteissä kuukausittain yli 50 kappaletta. Maksut ovat olleet kuukausittain sadasta eurosta muutamaan sataan euroon molemmilla liityntäpisteillä.

Kuvassa 4.6 on esitetty Särkisalmen liityntäpisteen laskennalliset kustannukset vuoden 2017 loissähkörajojen ylityksistä. Särkisalmen liityntäpisteen ylityksistä aiheutuvat laskennalliset kustannukset ovat kasvaneet selvästi viime vuosien aikana ja merkittävin muutos on tullut 2017 keväällä. Sähköaseman perään kytkettiin uusi maakaapeliyhteys vuoden 2016 lopussa, joka on lisännyt kapasitiivisen loistehon tuottoa verkossa. Muiden liityntäpisteiden kuvaajat löytyvät liitteestä I. Änkilän liityntäpisteessä ei ole havaittavissa selkeää trendiä kustannusten kehittymisessä kuten Särkisalmen liityntäpisteellä. Loissähkörajojen ylityksien laskennalliset kustannukset vaihtelevatkin vuosien välillä melko satunnaisesti. Punkasalmen liityntäpisteen laskennalliset kustannukset ovat hyvin pienet ja ne ovat käytännössä merkityksettömiä.



Kuva 4.6 Särkisalmen rajat ylittävästä loissähkön siirrosta aiheutuvat laskennalliset kustannukset vuodesta 2012 eteenpäin. Mukana on 50 suurinta kuukausittaista ylitystä.

PAVO:n liikeympäristä Änkilässä ja Särkisalmella on jo tällä hetkellä merkittäviä ongelmia pysyä loissähkön siirtorajojen sisällä antorajan osalta. Punkasalmen liikeympäristeen loissähkön siirto vaihtelee paljon, mutta siirto on pysynyt lähes joka tunnilla rajojen sisällä viime vuosina. Ylityksistä aiheutuvat kuukausikustannukset eivät vielä ole nousseet erityisen korkeiksi PAVO:n liikeympäristeissä ja vuosittaisiksi kustannuksiksi voisi arvioida nykytasolla noin 5000 €/a. Tämä summa ei vielä välttämättä kannusta investoimaan esimerkiksi keskitettyyn kompensointiin, mutta loissähkön kehitys seuraavan kymmenen vuoden aikana on merkittävässä roolissa ja tätä tarkastellaan luvussa 5.1.

4.2 Imatran Seudun Sähkösiirto Oy

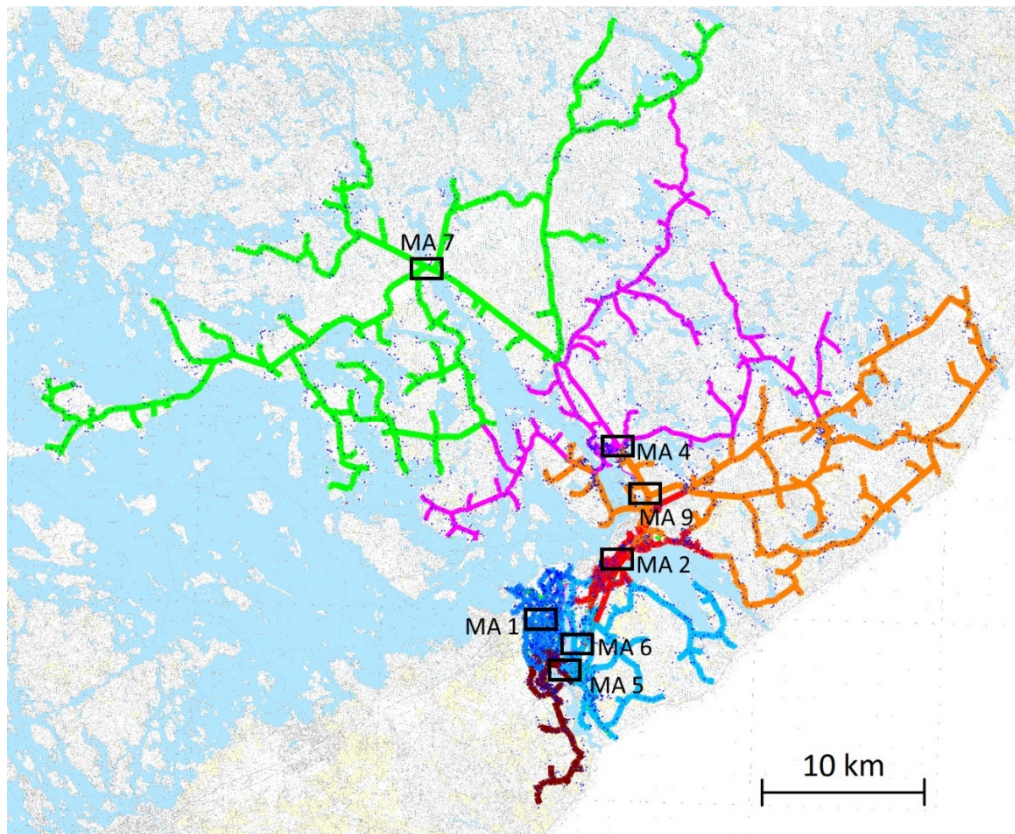
ISSS:n sähkönjakeluverkko koostuu kahdesta erilaisesta alueesta: Imatran taajama-alueen kaupunkiverkosta ja haja-asutusalueiden maaseutuverkosta. Taajamien keskijänniteverkot ovat jo pitkälti kaapeloitu, mutta haja-asutusalueilla verkko koostuu vielä hyvin pitkälti ilmajohtoverkosta. Maaseutuverkko kulkee pääasiassa metsäisillä alueilla ja asiakastiheydet ovat pieniä.

Keskijänniteverkon pituus ISSS:lla on 888 km, josta maakaapeloituna on 174,1 km; kaapelointiasteeksi muodostuu 19,6%. Energiaa verkossa siirrettiin vuonna 2016 262,5 GWh edestä ja huipputeho oli 69,3 MW. Verkon alueella on noin 25000 käyttöpaikkaa. Tällä hetkellä ISSS:n keskijänniteverkkoon ei ole kytkettyä yhtään voimalaitosta.

Kuva 4.7 esittää ISSS:n keskijänniteverkkoa, jossa värien avulla on kuvattu sähköasemien syöttämiä alueita. Kuvasta voi helposti havaita selvän eron sähköasemien syöttämissä verkopituuksissa. Maaseutuverkon muodostavat pääasiassa Vennonmäen, Syyspohjan ja Saarlampen sähköasemien syöttämät alueet. Näistä Syyspohjan liityntäpisteessä on kevytsähköasema, jonka kuormitukset ovat keskimäärin hyvin alhaisia. Mansikkalan ja Immalan sähköasemat syöttävät lähes kokonaan vain asemakaava-alueiden verkkoa. Taulukkoon 4.1 on koottu sähköasemien nimet, lyhenteet ja merkinnät sekä kuvan 4.7 tulkintaa helpottamaan sähköasemien syöttöalueita vastaavat verkon värit.

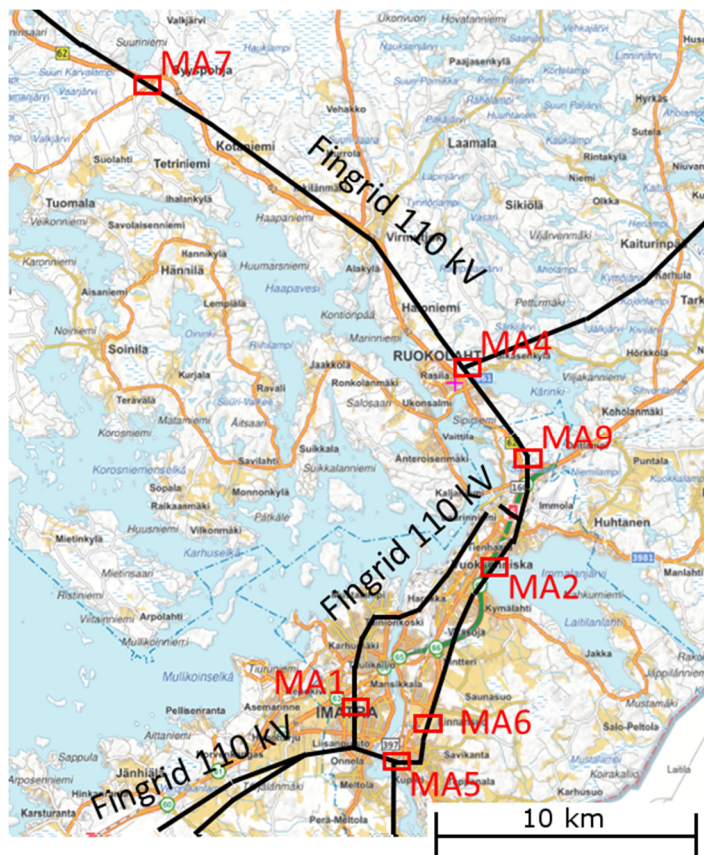
Taulukko 4.1 ISSS:n sähköasemien nimet, lyhenteet ja merkinnät.

Nimi	Lyhenne	Merkintä	Väri kuvassa 4.7
Mansikkala	MSK	MA1	Tummansininen
Immala	IMM	MA2	Punainen
Vennonmäki	VNM	MA4	Vaaleanpunainen
Fortum/Imatrankoski	IMA	MA5	Tummanpunainen
Rajapatsas	RJA	MA6	Vaaleansininen
Syyspohja	SJA	MA7	Vihreä
Saarlampi	SPI	MA9	Oranssi



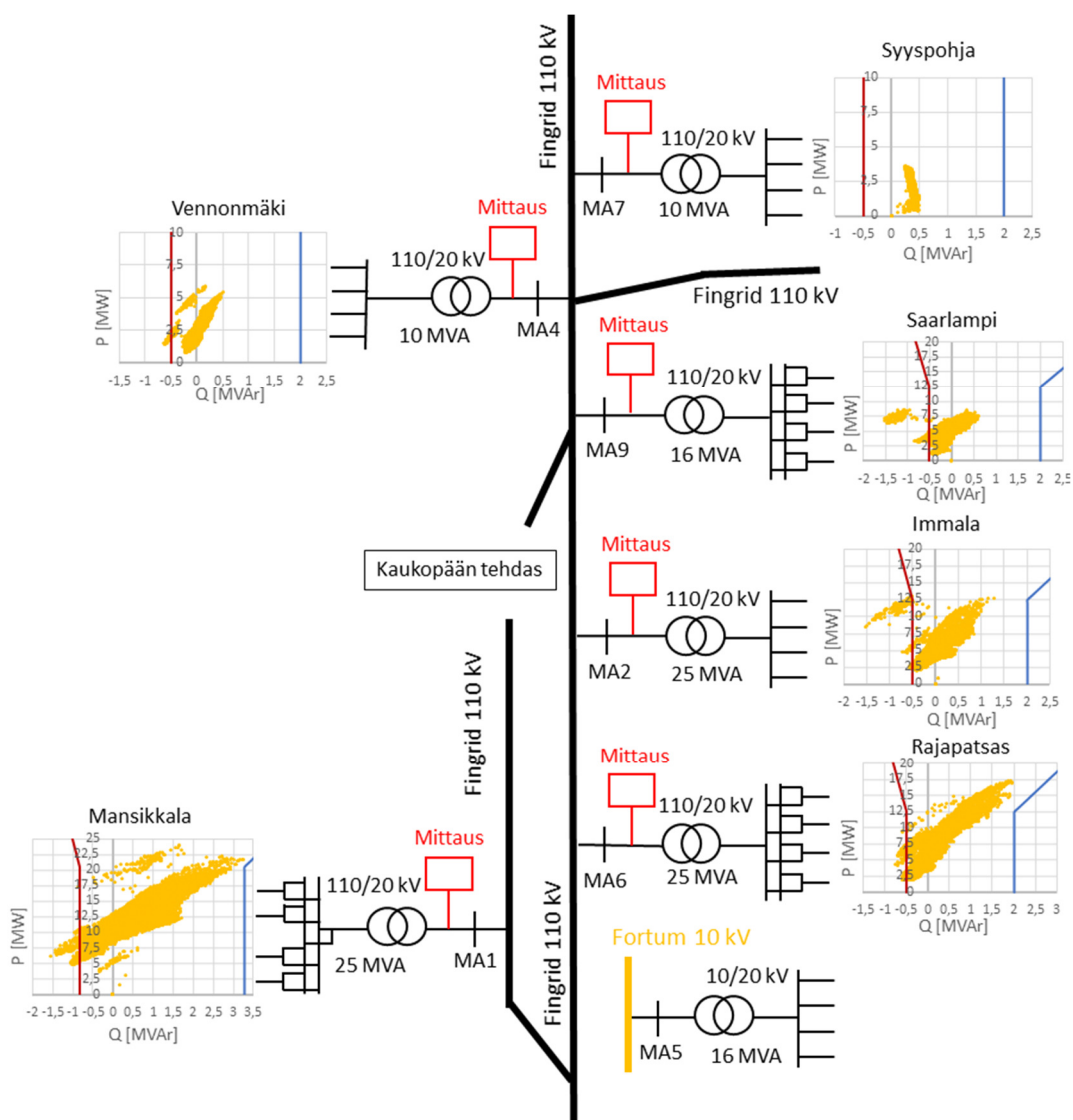
Kuva 4.7 ISSS:n keskijänniteverkko. Jokainen väri kuvaa yhden sähköaseman syöttämää keskijänniteverkkoa. Värien selitteet on kerrottu taulukossa 4.1.

Sähkönjakeluverkkoa syötetään seitsemän sähköaseman kautta, joista kuusi on kytketty Fingridin 110 kV kantaverkkoon. Yksi sähköasemista on kytketty suoraan Fortumin liittytäpisteeseen Imatrankosken vesivoimalaitoksella, joten yhteyttä Fingridin kantaverkkoon ei ole ollenkaan. Tällöin ei tarvitse myöskään maksaa Fingridille loistehonylityksistä aiheutu-
via maksuja, joten kyseisen sähköaseman tarkastelu jätetään työn ulkopuolelle. Muut sähkö-
asemat on kytketty suoraan Fingridin kantaverkkoon ilman muiden omistamia haarajohtoja
ja jokainen näistä sähköasemista muodostaa myös oman liittytäpisteensä. Kuvassa 4.8 ha-
vainnollistetaan sähköasemien sijoittumista Fingridin kantaverkkoon.



Kuva 4.8 Fingridin 110 kV kantaverkko ja ISSS:n sähköasemat.

Liittytäpisteiden kytkeytyminen Fingridin kantaverkkoon, ja Fortumin vesivoimalaitokseen, on esitetty kuvassa 4.9. Kuvaan on havainnollistettu myös liittytäpisteiden vuoden 2016 loissähkön siirto pistejoukon avulla, josta voidaan havaita merkittävät erot pätö- ja loistehon siirrossa liittytäpisteiden välillä. Maaseutualueita syöttävät Vennonmäen, Saarlammen ja Syyspohjan sähköasemat erottuvat kuvasta pistejoukon pienemmän vaihtelun sekä alhaisempien pätötehojen suhteen. Sen sijaan Mansikkalan ja Rajapatsaan liittytäpisteiden loistehon siirto vaihtelee huomattavan paljon.



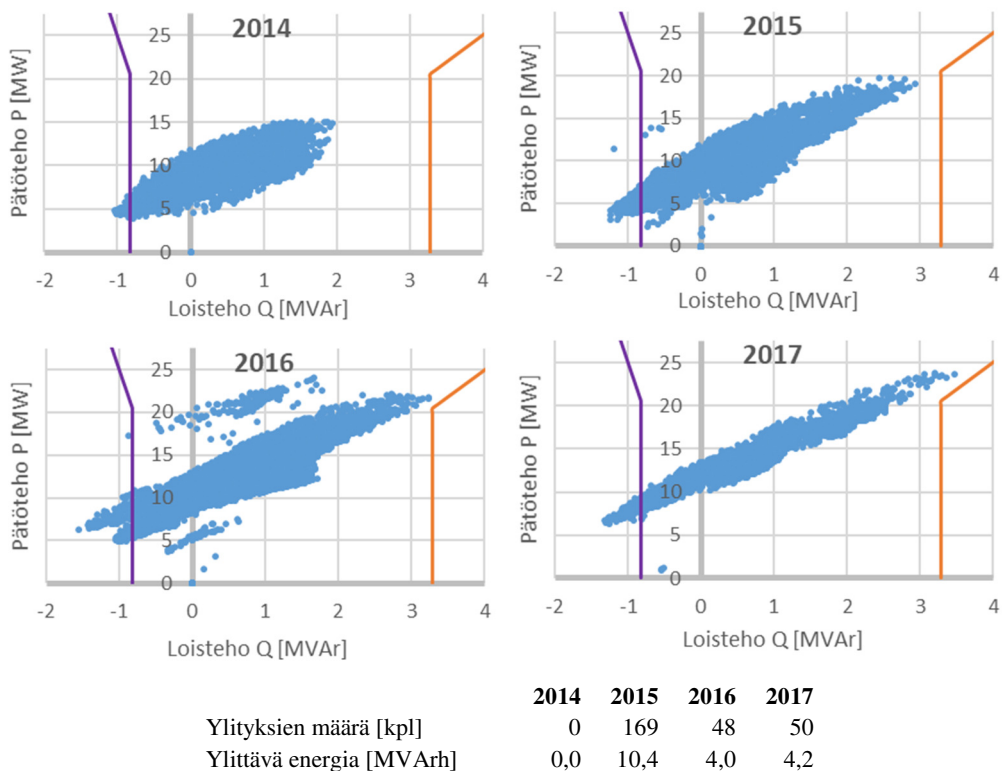
Kuva 4.9 Periaatekuva ISSS:n sähköasemien liittynöistä Fingridin kantaverkkoon ja loistehon mittauksen yksinkertaistettu kytkentä. Kuvaajien pistejoukot kuvaavat 2016 vuoden päätetehon siirtoa loistehon funktiona ja pystyviivat ovat kyseisen vuoden loissähkönsiirtoarajat liittynäpisteissä.

Saarlammen, Rajapatsaan ja Mansikkalan sähköasemilla on käytössä kaksikiskojärjestelmä, joista Mansikkalassa on vielä katkaisijan ohituskytkennän mahdollisuus. Muilla sähköasemilla käytetään yksikiskojärjestelmiä. Kaikkien Fingridin verkkoon kytkeytyvien liittynäpisteiden loissähkömittaus tehdään ennen päämuuntajaa 110 kV jännitetasolla, kuten kuvassa on esitetty. Päämuuntajan näennäistehoon suhteutettuna suurimmat kuormat ovat Mansikkalassa, jossa kylminä jaksoina koko muuntajan nimellinen kapasiteetti on käytössä.

4.2.1 Mansikkalan liityntäpiste (MA1)

Mansikkalan liityntäpisteen sähköaseman syöttämä verkko muodostuu pitkälti Imatran asemakaava-alueesta, joka on jo nykyään hyvin pitkälti maakaapeloitu. Tehot ja siirretyt energiamäärät ovat suurimpia ISSS:n sähköasemista. Fingridin määrittelemät loissähkön siirto-rajat ovat täten myös muita työssä tarkasteltavia liityntäpisteitä selvästi suuremmat, joka on hyvä huomioida kaavioita tarkastellessa.

Kuvassa 4.10 on kuvattu Mansikkalan liityntäpisteen loistehon siirto kantaverkkoon ajanjaksona 1.1.2014–31.5.2017. Vuosien välillä voi huomata selviä eroja pistejoukkojen tiiveyden suhteen ja vuonna 2016 on ollut myös joitakin poikkeuksellisia syöttötilanteita. Loissähkön antorajan ylitykset ovat vähitellen kasvaneet tarkasteltavien vuosien aikana, mutta kuukausittaiset ylitykset ovat olleet vielä melko pieniä. Mahdollisen kompensoinnin mitoituksen ongelmauksi muodostuu todella suuret vaihtelut loistehon siirrossa vuoden aikana.

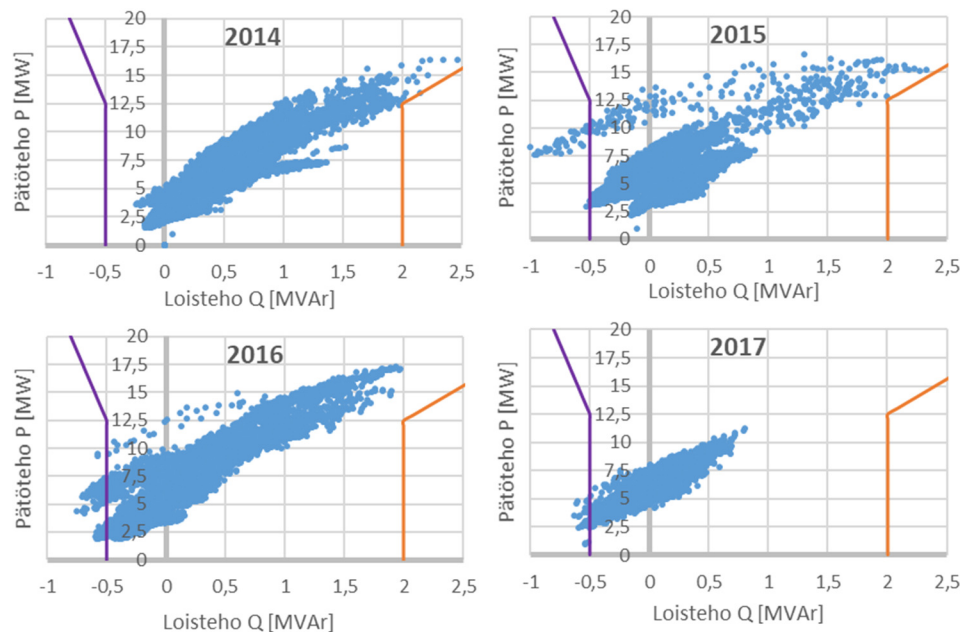


Kuva 4.10 Mansikkalan liityntäpisteen loistehon siirto kantaverkkoon 1.1.2014–31.5.2017 ajanjaksona vuosittaisena tarkasteluna. Arvoista on rajattu pois kuukauden 50 suurinta ylitystä.

4.2.2 Rajapatsaan liityntäpiste (MA6)

Rajapatsaan liityntäpisteen sähköasema syöttää pääasiassa Imatran asemakaava-alueen verkkoa, joka on Mansikkalan tapaan pitkälti maakaapeloitua. Asemaan on kytkettynä kuitenkin myös muutama maaseutulähtö, joissa on melko pitkiäkin ilmajohto-osuuksia. Rajapatsaan sähköaseman kautta syötetään myös Imatrankoskella Fortumin kiinteistössä sijaitsevan sähköaseman kiskostoa, kun sähköaseman päämuuntaja ei ole käytössä. Esimerkiksi 2017 toukokuun lopulta alkaen Fortumin tiloissa sijaitsevan sähköaseman päämuuntaja ei ollut käytössä.

Rajapatsaan loissähkötase on siirtynyt loissähkön annon puolelle vuosien 2014 ja 2016 välillä kuvan 4.11 pistejoukon mukaisesti. Loissähkörajojen ylitykset eivät ole kuitenkaan olleet huomattavan suuria, jos poikkeukselliset kytkentätilanteet rajataan ulkopuolelle, ja ylityksien määrä on ollut vähäistä. Vuotta 2017 lukuun ottamatta, päto- ja loissähkön siirto on vaihdellut vuoden sisällä hyvin paljon ja tässäkin tapauksessa mahdollisen kompensointilaitteen mitoitus voi muodostua haasteelliseksi.



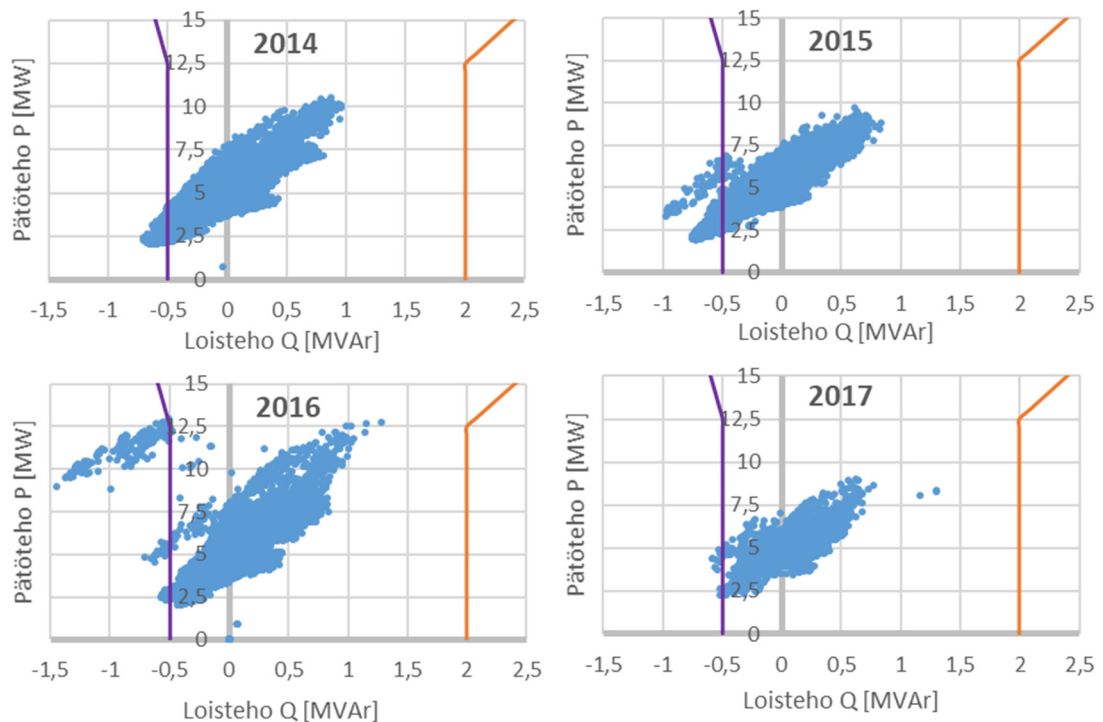
	2014	2015	2016	2017
Ylityksien määrä [kpl]	0	0	11	0
Ylittävä energia [MVarh]	0,0	0,0	0,0	0,0

Kuva 4.11 Rajapatsaan liityntäpisteen loistehon siirto kantaverkkoon 1.1.2014–31.5.2017 ajanjaksona vuosittaisena tarkasteluna. Arvoista on rajattu pois kuukauden 50 suurinta ylitystä.

4.2.3 Immalan liityntäpiste (MA2)

Immalan liityntäpisteen sähköasema syöttää pääasiassa asemakaava-alueiden verkkoa ja alueella on myös jonkin verran teollisuuskeskittymiä. Verkkopituus koostuu puoliksi lähes kokonaan maakaapeloidusta asemakaava-alueesta ja puoliksi ilmajohtopainotteisesta maaseutuverkosta. Sähköasema oli uusinnan kohteena vuonna 2016, jolloin se oli usean kuukauden pois käytöstä.

Kuvassa 4.12 on esitetty Immalan liityntäpisteen loissähkönsiirto vuodesta 2014 eteenpäin. Immalan liityntäpisteen loissähkönsiirron ylitykset eivät ole kasvaneet viime vuosina, vaan enemmänkin vähentyneet. Selityksenä on todennäköisesti vuoden 2016 kesään ajoittunut aseman saneeraus ja vuoden 2017 osalta datan loppuminen toukokuulle, jolloin kesäkuukausien pienet kuormitukset puuttuvat. Pistejoukossa on vuoden sisällä kohtalaista vaihtelua, mutta kuitenkin selvästi Mansikkalan ja Rajapatsaan liityntäpisteitä vähemmän.



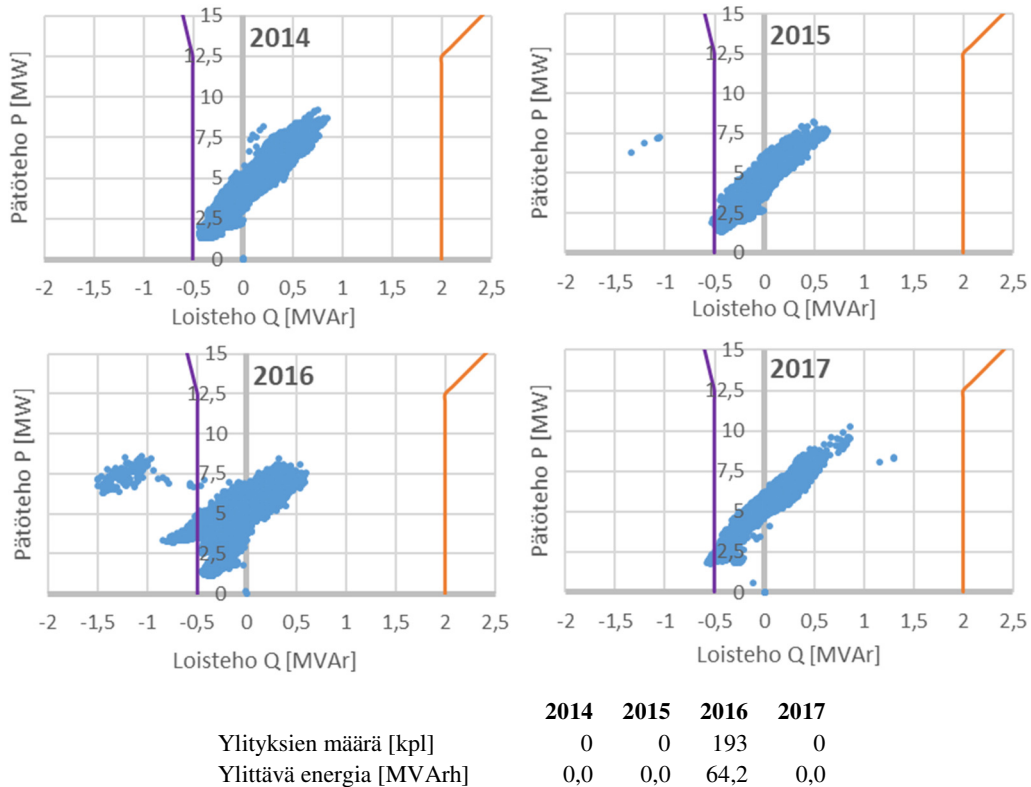
	2014	2015	2016	2017
Ylityksien määrä [kpl]	164	548	118	0
Ylittävä energia [MVarh]	7,8	38,5	24,2	0,0

Kuva 4.12 Immalan liityntäpisteen loistehon siirto kantaverkkoon 1.1.2014–31.5.2017 ajanjaksona vuosittaisena tarkasteluna. Arvoista on rajattu pois kuukauden 50 suurinta ylitystä.

4.2.4 Saarlammen liityntäpiste (MA9)

Saarlammen liityntäpisteen syöttämä verkko muodostuu hyvin pitkälti maaseutuverkosta. Suurin osa verkosta on ilmajohtoa, mutta lyhyitä maakaapeloituja osuuksia löytyy useilta johtolähdöiltä. Sähköaseman syöttämällä alueella on pienteollisuutta yhdellä johtolähdöllä.

Loissähkönsiirto on muuttunut Saarlammen liityntäpisteessä melko vähän viime vuosien aikana, eikä selvää havaittavaa trendiä ole näkyvissä. Antorajan ylitykset ovat hieman kasvaneet aiemmasta, mutta merkittävästä ongelmasta ei vielä ole kyse. Pistejoukko on melko tiiviissä ryppäässä ja ottorajan ylitykset ovat olleet melko kaukana viime vuosien aikana, kuten kuvan 4.13 pistejoukosta havaitaan. Vuoden 2016 selvästi antorajan ylittänyt erillinen pistejoukko johtuu sähköaseman kondensaattorien kytkeytymisestä verkkoon.

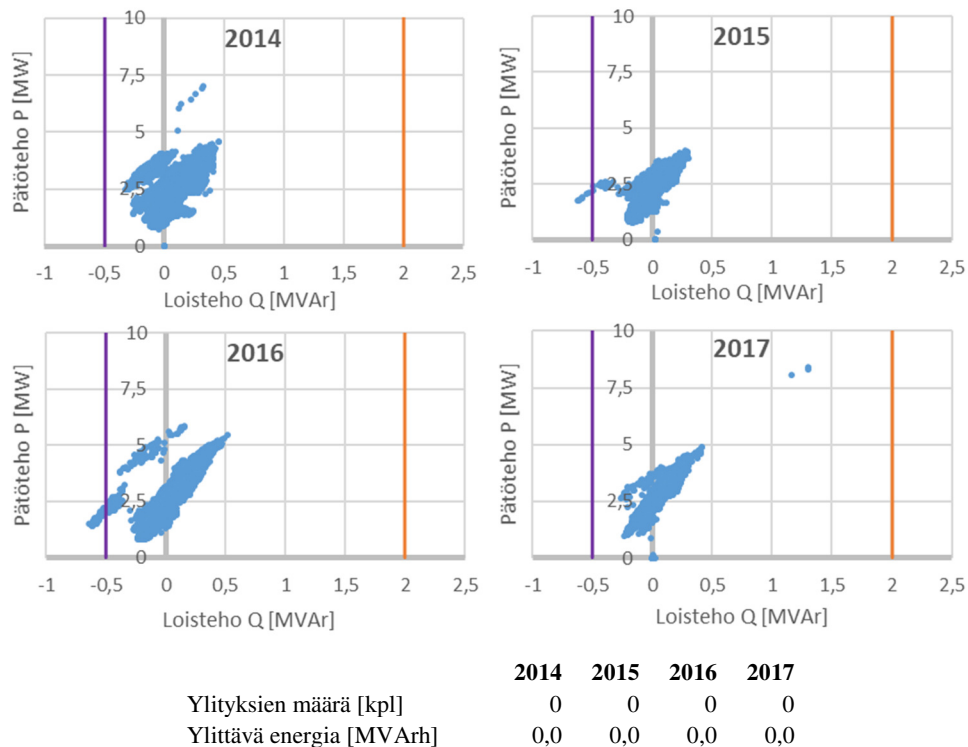


Kuva 4.13 Saarlammen liityntäpisteen loistehon siirto kantaverkkoon 1.1.2014–31.5.2017 ajanjaksona vuosittaisena tarkasteluna. Arvoista on rajattu pois kuukauden 50 suurinta ylitystä.

4.2.5 Vennonmäen liityntäpiste (MA4)

Vennonmäen liityntäpisteen kautta syötetään Ruokolahden Rasilan taajamaa sekä muutamaa pitkää maaseutulähtöä. Keskimäärin kuormitukset ovat pieniä ja maaseutulähdöillä asiakas-tiheydet matalia. Keskijänniteverkko koostuu lähes kokonaan ilmajohtoverkosta, mutta Rasilan taajama on maakaapeloitu osin.

Liityntäpisteen loissähkönsiirron vaihtelut vuoden sisällä ovat olleet melko pieniä kuvan 4.14 mukaisesti, varsinkin rajattaessa poikkeukselliset käyttötilanteet pois tarkastelusta. Loissähkönsiirto on pysynyt Fingridin raja-arvojen sisällä suurimman osan ajasta, eikä yli 50 ylitystä ole tapahtunut yhtenäkkään kuukautena tarkastelujaksolla. Vennonmäellä ei ole myöskään näkyvissä selvää trendiä loissähkönsiirron muuttumisesta kapasitiiviseen suuntaan viime vuosien aikana.



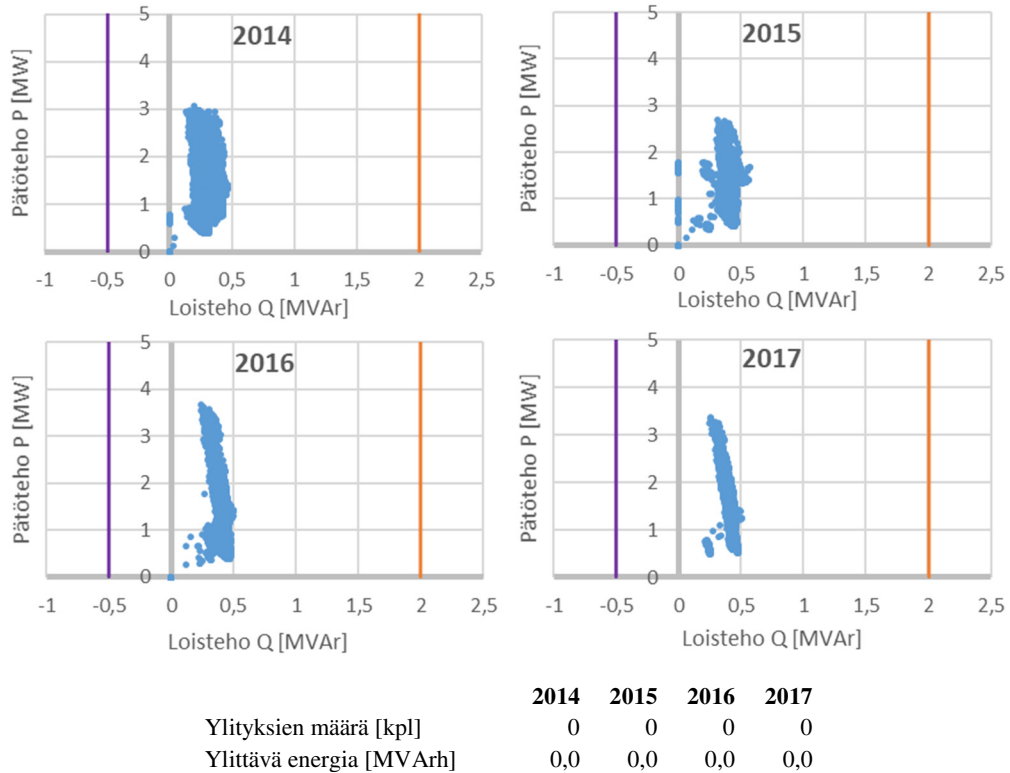
Kuva 4.14 Vennonmäen liityntäpisteen loistehon siirto kantaverkkoon 1.1.2014–31.5.2017 ajanjaksona vuosittaisena tarkasteluna. Arvoista on rajattu pois kuukauden 50 suurinta ylitystä.

4.2.6 Syyspohjan liityntäpiste (MA7)

Syyspohjan liityntäpisteen kevytrakenteisen sähköaseman kautta syötetään pelkästään maaseutuverkkoa ja alueella on myös paljon loma-asuntoja. Johtopituudet ovat Syyspohjassa suurimpia asiakasmäärään nähden ISSS:n jakelualueesta ja johtimien kuormitukset ovat täten alhaisia. Alueen verkko koostuu nykyään käytännössä kokonaan ilmajohtoista, mutta tilanne tulee muuttumaan tulevina vuosina.

Loissähkönsiirto on pysynyt viime vuosina reilusti rajojen sisällä Syyspohjan liityntäpisteessä, kuten kuvasta 4.15 voidaan selvästi huomata. Vuosien välillä ei myöskään erotu selvää kehityssuuntaa loissähkönsiirrossa. Alueella ei ole vielä tehty maakaapelointia, joten se

selittää tilanteen muuttumattomuuden. Poikkeuksellisen Syypohjan liityntäpisteen loissähkönsiirrosta tekee loissähkönsiirron siirtyminen kapasitiivisempaan suuntaan pätötehon kasvaessa, vaikka muilla työssä tarkasteltavilla liityntäpisteillä pätötehon kasvu muuttaa loistehon siirtoa induktiivisemmaksi.



Kuva 4.15 Syypohjan liityntäpisteen loistehon siirto kantaverkkoon 1.1.2014–31.5.2017 ajanjaksona vuosittaisena tarkasteluna. Arvoista on rajattu pois kuukauden 50 suurinta ylitystä.

4.2.7 Kompensointilaitteet

ISSS:lla on käytössä automaattisesti verkkoon kytkeytyviä kondensaattoriyksiköitä Mansikkalan ja Saarlammen sähköasemilla. Saarlammen sähköasemalla on kaksi 1,8 MVar kondensaattoriparistoa, joista toisella voidaan kompensoida Immalan sähköaseman verkkoa. Mansikkalan sähköasemalla on käytössä 1 MVar kondensaattoriyksikkö. Kondensaattorit kytkeytyvät automaattisesti verkkoon kiinni ja irti verkosta säätölogiikan määritelmien mukaan. Automaattinen ohjaus on alun perin tehty ISSS:n verkkoon kytketyn kaasuturbiinilaitoksen takia, joka on nykyään poistettu käytöstä. Ohjaukseen on nyt liitetty enää Mansikkalan ja Saarlammen kondensaattorit.

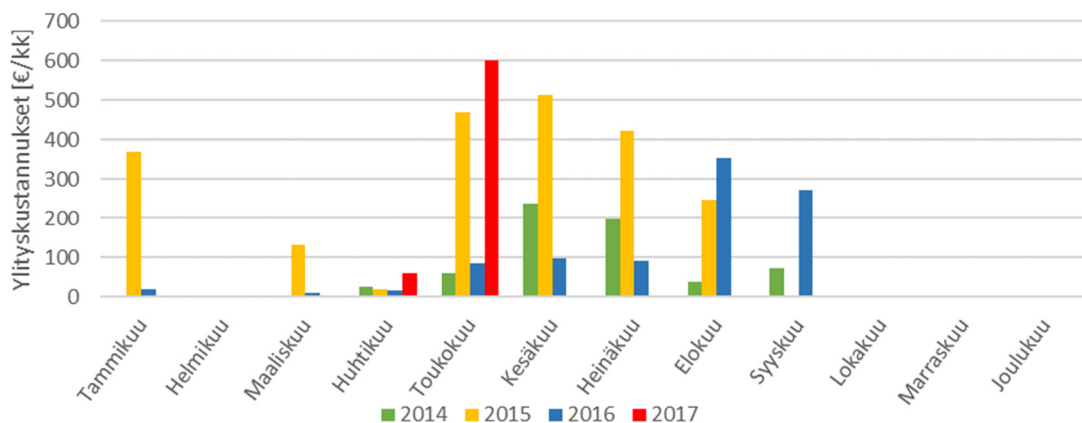
Automaattinen ohjaus on toteutettu useita vuosia sitten, jolloin loissähkönsiirtoa valvottiin vielä alueittain. Säätö toimii nykyään koko ISSS:n verkon loissähkönsiirron perusteella eikä

liityntäpistekohtaisesti. Säätörajoiksi on määritelty tällä hetkellä -1 MVAR antotehon ja 5,3 MVAR ottotehon osalta. Ensimmäisenä ohjataan Mansikkalan kondensaattoriyksikköä ja sen jälkeen Saarlammen yksiköitä. Nykyään tällaisesta säätölogiikasta voi aiheutua ylimääräisiä kustannuksia, eikä kondensaattoreiden käytölle ole tarvetta Mansikkalan liityntäpistettä lukuun ottamatta. Mansikkalassa loissähkönsiirto voisi joskus ylittää ottorajan, joten kondensaattorien käytöstä poistolle ei ole vielä välttämättä tarvetta. Säätö pitäisi saada kuitenkin toteutettua liityntäpiste kohtaisesti.

Loistehon kompensointiin käytettäviä kuristimia ja reaktoreita ei ole vielä käytetty ISSS:n verkossa. Maasulkuvirran kompensointiin on käytössä Petersen keloja kolmella sähköasemalla ja niitä tarkastellaan tarkemmin luvussa 5.2.2.

4.2.8 Loissähkömaksut ja yhteenveto

ISSS:lle on aiheutunut loissähkörajojen ylityksistä maksuja vain toukokuulta Mansikkalan liityntäpisteestä. Vuoden 2017 toukokuu erottuu kuvasta 4.16, jossa on esitettyä Mansikkalan liityntäpisteen laskennalliset kustannukset nykyisten loissähkörajojen kuukausittaisista ylityksistä. Laskennassa on käytetty loistehon hintana 1000 €/MVAR, loisenergian hintana 5 €/MVAR ja mukana on kuukauden kaikki ylitykset.



Kuva 4.16 Mansikkalan rajat ylittävistä loissähkösäätöistä aiheutuvat laskennalliset kustannukset vuodesta 2014 eteenpäin. Mukana on myös 50 suurinta kuukausittaisista ylityksistä.

Mansikkalan liityntäpisteen laskennallisista loissähkörajojen ylityksistä aiheutuvista ylityskustannuksista ei voi nähdä mitään selvää trendiä viime vuosilta. Esimerkiksi vuonna 2016 kustannukset olisivat olleet vuotta 2015 alhaisemmat, joten laskennalliset kustannukset eivät

vaikuta kasvavan tasaisesti nykyhetkeä lähestyttäessä. Suurimmat kustannukset muodostuvat joka vuonna kesäkuukausilta, joka on luontevaa alhaisempien kuormitusten takia. Rajapatsaan, Immalan ja Saarlammen liityntäpisteiden laskennalliset ylityskustannukset löytyvät liitteestä II. Näistä Immalan liityntäpisteessä on kesäkuukausina selvästi muita kuukausia korkeammat laskennalliset kustannukset, mutta muissa liityntäpisteissä kustannuksia syntyy hyvin satunnaisesti.

Tarkastelun perusteella ISSS:lla ei vaikuttaisi vielä olevan ongelmia loissähkörajojen ylityksien suhteen. Ylitykset ovat yleisesti hyvin satunnaisia ja Syypohjan liityntäpisteellä ei ole tapahtunut ollenkaan rajat ylittävää loissähkönsiirtoa. Mansikkalan ja Rajapatsaan loissähkönsiirron voimakkaat vaihtelut vuoden aikana voivat muodostua haasteellisiksi jatkossa, jos kompensoinnille ilmenee tarvetta. Maksettavia laskuja loissähkörajojen ylityksistä on aiheutunut vain yhdeltä kuukaudelta Mansikkalan liityntäpisteestä, joten loissähkörajojen ylityksistä ei aiheudu vielä merkityksellisiä kustannuksia.

5. LOISSÄHKÖN KEHITYSNÄKYMÄT

Työn tavoitteena on luoda suunnitelma loissähkön hallintaan tuleville vuosille, jolloin on tärkeää selvittää verkon kehityssuunnitelmiin perustuva loistehon kehitys. Tarkoituksena on selvittää vuoteen 2029 asti arvio loissähkön kehittymisestä PAVO:n ja ISSS:n jakeluverkoissa. Molemmilla verkkoyhtiöillä on luvassa suuria investointeja maakaapeliverkkoon, jolloin verkon tuottama kapasitiivinen loisteho kasvaa ja loissähkön siirtorajojen sisällä pysyminen voi muuttua haasteelliseksi. Verkon maakaapelipituuksien kasvaminen lisää myös maasulkuvirtaa ja sen kehittymistä tarkastellaan loistehon kehityksen lisäksi.

Loissähkön kehitystä lähdetään selvittämään verkkoyhtiöiden verkon investointi- ja saneeraus suunnitelmista. Niistä saadaan arvioidut tiedot asennettavista ja purettavista johdinpituuksista. Näiden arvojen avulla voidaan laskea loistehon muutokset tulevina vuosina ja arvioida myös mahdollisista ylityksistä aiheutuvia kustannuksia. Ylityskustannuksien kehitys ohjaa pitkälti loissähkön hallintaan käytettäviä ratkaisuja, joten niiden selvittäminen on tärkeää liityntäpistekohtaisesti.

5.1 Parikkalan Valo Oy

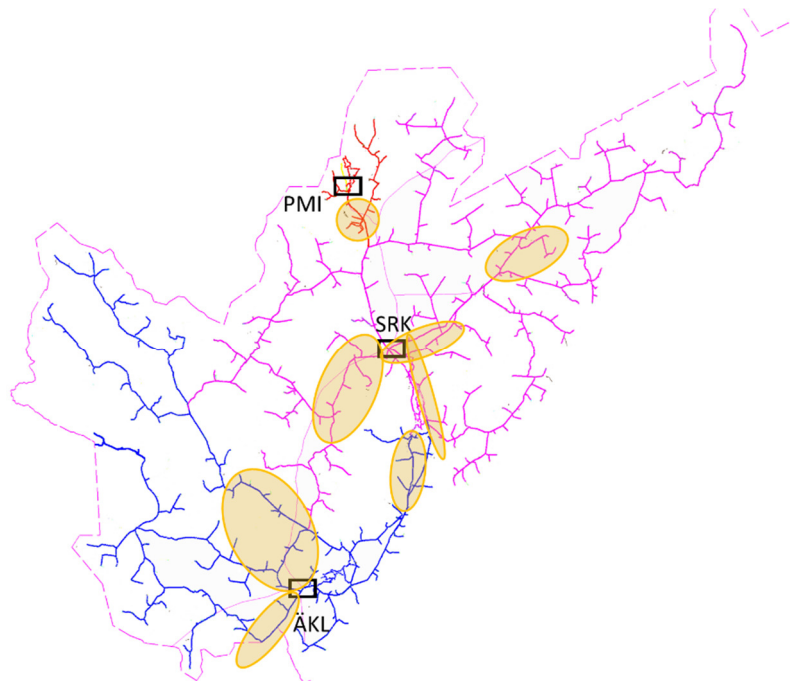
PAVO:lla on tavoitteena saavuttaa sähkömarkkinalain toimitusvarmuusvaatimukset keskijänniteverkon kaapeloinnilla sekä muuttamalla osa keski- ja pienjänniteverkosta 1 kV maakaapeliverkoksi. Asemakaava-alueiden kaapelointi valmistuu vuoden 2018 loppuun mennessä, jonka jälkeen siirrytään saneeraamaan maaseutuverkkoa. Maaseutuverkosta on tarkoitus kaapeloida keskijänniteverkon osalta tärkeimmät yhteydet. Suurin osa keksijänniteverkon lyhyistä haarajohdoista on suunnitelmissa muuttaa 1 kV jännitetasolle, jolloin verkosta poistuu keskijännitteistä ilmajohtoa. Keskijänniteverkon kokonaispituus tulee lyhentymään tämän seurauksena.

Suunnitelmien mukaan PAVO:lla on tarkoituksena kaapeloida keksijänniteverkkoa Särkisalmen ja Änkilän liityntäpisteiden osalta erityisesti vuosina 2017, 2018, 2023 ja 2024, kuten taulukosta 5.1 voidaan havaita. Muina vuosina on tarkoitus tehdä lyhyitä pätkiä keskijänniteverkon maakaapelointia molemmissa liityntäpisteissä. Punkasalmen liityntäpisteen verkkoa kaapeloidaan vain vuonna 2017, jonka jälkeen siellä ei enää asenneta keskijännitemaakaapelia tarkastelujaksolla.

Taulukko 5.1 PAVO:lla liityntäpisteiden takaisten keskijänniteverkkojen vuosittaiset maakaapelointipituu-
det.

	Punkasalmi	Särkisalmi	Änkilä
	[km]	[km]	[km]
2017	4	15	0
2018	0	6	14
2019	0	3	2
2020	0	3	2
2021	0	3	2
2022	0	3	2
2023	0	10	6
2024	0	10	6
2025	0	3	2
2026	0	3	2
2027	0	3	2
2028	0	3	2
Yhteensä	4	65	42

Kuvaan 5.1 on piirretty karkeat arviot keskijänniteverkon maakaapeloitavista kohteista vuoteen 2028 asti. Kuvasta voidaan havaita kaapeloinnin painottuvan sähköasemien läheisyyteen, koska verkko on kyseisissä kohteissa melko vanhaa ja johtolähdön alun kaapeloinnilla saadaan lisättyä suurimman asiakasjoukon toimitusvarmuutta. Asemakaava-alueiden kaapelointi saadaan päätökseen 2018 loppuun mennessä, joten kohteet sijoittuvat pääasiassa maa-seutuverkkoon.



Kuva 5.1 PAVO:n keskijänniteverkon suunnitellut maakaapelointikohteet. Kaapeloitavat verkkoalueet on merkitty kuvaan soikioilla.

Taulukkoon 5.2 on koottu suunnitellut vuosittaiset maakaapelointipituudet 1 kV jännitetason osalta. Samalla nämä kaapelointipituudet kertovat myös keskijänniteverkon vuosittaisen lyhentymisen, kun ne korvataan 1 kV pienjänniteverkolla. PAVO aikoo muuttaa myös osan nykyisestä 0,4 kV pienjänniteverkosta 1 kV jännitetasolle, mutta kyseisiä kaapelointipituuksia ei ole taulukon 5.2 arvoissa mukana. Pienjännitteisen 1 kV maakaapelin vaikutus loistehotaseeseen on erittäin pieni, johtuen matalasta jännitetasosta. Loistehon tuotto tai kulutus muuttuu johtimessa jännitetason mukaan toiseen potenssiin, jolloin 1 kV maakaapelin aiheuttamat loistehotaseeseen muutokset ovat merkityksettömiä. Esimerkiksi 100 km pitkä 1 kV jännitetason maakaapeli tuottaa vain muutaman kilovarin kapasitiivista loistehoa 5 A kuormalla. Sen sijaan nykyisen keskijännitteisen ilmajohtoverkon poistuminen vaikuttaa jo merkittävästi loistehon siirtoon ja tämä huomioidaan loistehon kehityksen tarkastelussa.

Taulukko 5.2 PAVO:n suunnitellut 1 kV pienjännitemaakaapelien asennusmäärät vuosittain. Kyseiset kaapelointipituudet korvaavat pelkästään nykyistä keskijänniteverkkoa.

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Punkasalmi	[km]	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Särkisalmi	[km]	0	2	16	19	20	21	18	22	18	0	0	0
Änkilä	[km]	0	1	12	15	14	16	14	17	14	0	0	0

5.1.1 Loissähkön kehitys

Liityntäpistekohtaisen loissähkönsiirron kehittymisen laskenta pohjautuu pääasiassa liityntäpisteen syöttämän verkon alueella tapahtuviin vuosittaisiin kaapelointimääriin ja poistuviin ilmajohtopituuksiin. Laskennan pohjatasona on käytetty vuoden 2016 lois- ja pätötehon arvoja, joihin on lisätty verkon saneerauksen aiheuttamat vuosittaiset muutokset loistehotaseeseen. Näin saadaan laskettua tulevien vuosien verkon loissähkön kehittymistä ja loissähkönsiirtoarvojen ylityksistä aiheutuvia kustannuksia.

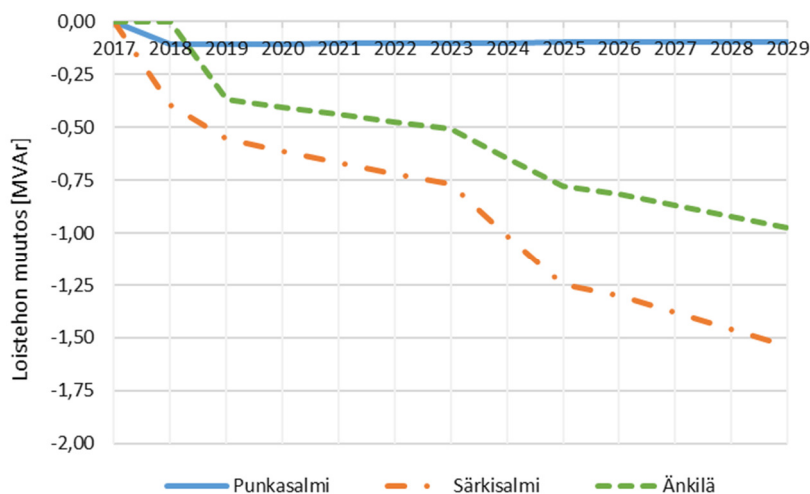
Erityisesti tarkastelujakson loppupäähän tehtävät laskut ja analyysit sisältävät monia epävarmuustekijöitä. Merkittävimmät niistä ovat Fingridin loissähkömaksujen ja seurannan kehittyminen sekä todellisuudessa toteutettava verkon kaapelointimäärä. Laskennassa on käytetty seuraavia lähtöarvoja ja rajoituksia:

- Loistehomaksu 1000 €/MVA_r
- Loisenergiamaksu 5 €/MVA_rh
- Kaikki ylitykset huomioitu, myös 50 suurinta kuukausittain
- Vuoden 2017 loissähkörajat
- Käytettävä maakaapelityyppi AHAMK-W 95 mm²

- Jännitetaso 20,5 kV
- Ilmajohdotyyppiä ei ole eritelty laskennassa; käyttökapasitanssi lähes sama
- Lyhentyvä keskijänniteverkon pituus huomioitu laskennassa; 1 kV korvaajana
- Muuntajiin tapahtuvia muutoksia ei huomioitu
- Kuormitusvirta 5 A

Laskennassa käytetään pientä kuormitusvirtaa, koska usein maaseudun maakaapeliverkossa kuormitukset ovat hyvin pieniä ja kesäisin myös kaupunkiverkon kuormitukset laskevat öisin alhaisiksi. Tulevissa tarkasteluissa verkon muutoksien oletetaan tapahtuvan aina vuodenvaihteessa, jolloin vuonna 2017 tehtävät muutokset verkkoon vaikuttavat vasta vuoden 2018 loistehon siirtoon.

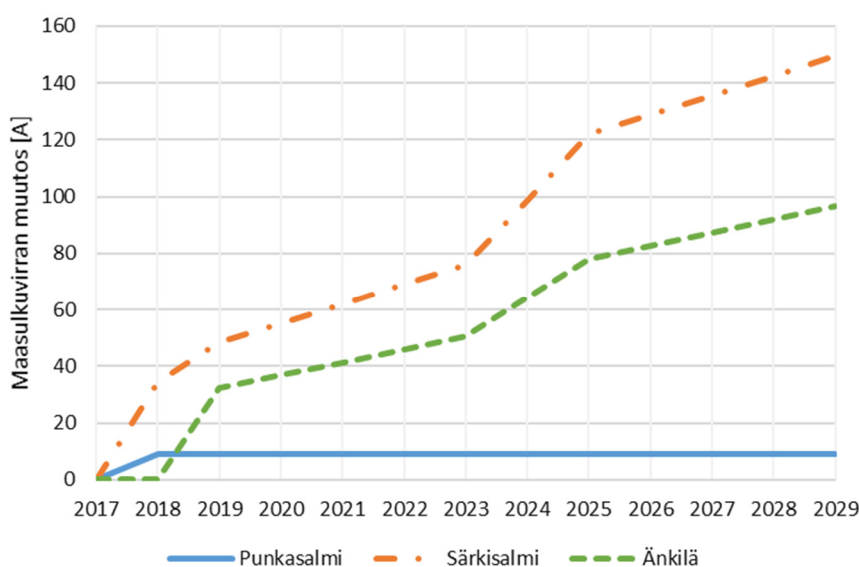
Kuvassa 5.2 on esitetty verkon kehityssuunnitelman mukaisista kaapeloinneista aiheutuvat muutokset loistehon siirtoon vuoteen 2029 asti. Punkasalmessa ei tapahdu merkittäviä muutoksia loistehon siirrossa tarkastelujaksolla. Änkilän liityntäpisteessä loistehon siirto tulee muuttumaan merkittävästi vuosina 2019, 2024 ja 2025, mutta muuten muutokset ovat melko pieniä. Särkisalmen liityntäpisteen osalta loistehon siirto tulee muuttumaan lähivuosina merkittävästi ja myös jakson loppupuolella muutokset ovat PAVO:n liityntäpisteistä kaikkein suurimpia.



Kuva 5.2 PAVO:n liityntäpisteiden loistehon muuttuminen vuosien 2017–2029 välillä nykytasoon verrattuna.

5.1.2 Maasulkuvirran kehitys

Verkon ilmajohtojen saneeraus maakaapeleiksi aiheuttaa kapasitiivisen loistehon tuoton kasvamisen lisäksi maasulkuvirran kasvua. Maasulkuvirta ja kapasitiivisen loistehon tuotto kasvavat verkossa samaa tahtia maakaapeloinnin edetessä. Maasulkuvirran kehitys PAVO:n sähköasemien verkossa on esitetty kuvassa 5.3. Maasulkuvirran kasvu on Punkasalmen liityntäpisteessä luonnollisesti hyvin pientä, kun verkkoa ei tarkastelujaksolla kaapeloida merkittävästi. Sen sijaan Änkilän ja Särkisalmen verkoissa maasulkuvirta tulee kasvamaan huomattavasti ja tässäkin tapauksessa erityisesti lähivuosina sekä vuosina 2023 ja 2024. Muuten kehitys on tasaisen maltillista tarkastelujaksolla.



Kuva 5.3 Maasulkuvirran kehittyminen liityntäpisteissä vuosien 2017–2029 välillä.

Änkilän sähköasemalla on käytössä 87 A nimellisvirran kompensointiyksikkö, joka on tällä hetkellä säädettyinä täydelle teholle. Verkon maasulkuvirta on 94,4 A, joten vajuasta on hie-man jo nykyään. Myös Särkisalmessa on sähköasemalla vastaava 87 A nimellisvirran maa-sulkuvirran kompensointikuristin, joka on säädettyinä tällä hetkellä noin 70 A tasolle. Särki-salmen verkkoon on kytkettyä myös hajautettua kompensointia muuntaja – kuristin yhdis-telmälaitteiden osalta ja näiden nimellinen maasulkuvirran kompensointikyky on 15 A. Kompensoinnit on säädetty täydelle teholle kahdessa yksikössä ja muiden säädöt ovat 12,5 A ja 7,5 A. Näiden perusteella Särkisalmen liityntäpisteen verkossa on yhteensä säätövaraa kompensoinnissa vielä noin 27 A edestä. Tätä kaikkea ei kuitenkaan välttämättä pystytä hyö-dyntämään maasulkuvirran kompensointiin johtuen hajautettujen laitteiden sijoittumisesta verkkoon.

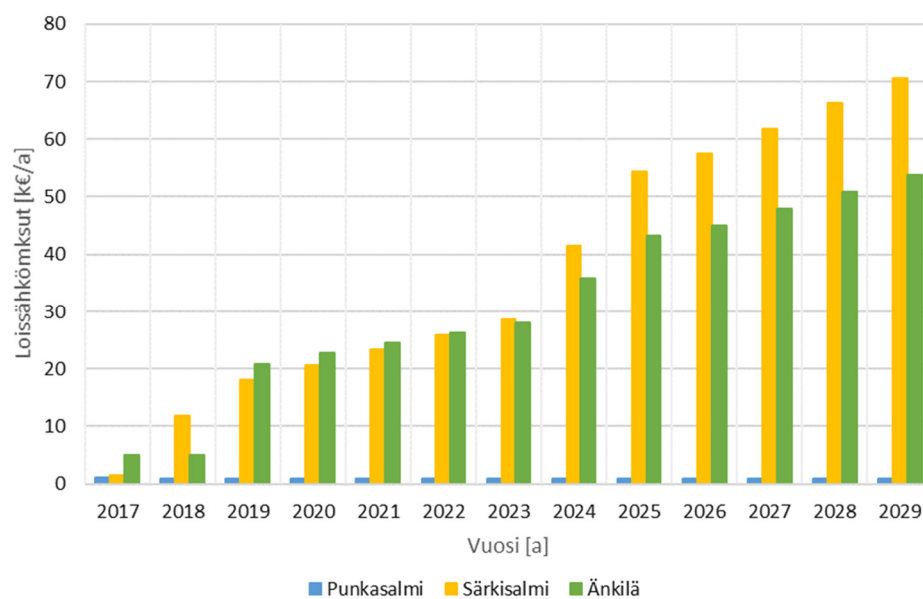
Maasulkuvirran kehityksen ja nykyisten maasulkuvirran kompensointilaitteiden perusteella vaikuttaa, että Särkisalmen ja Änkilän sähköasemien verkkojen alueella tullaan tarvitsemaan lisää kompensointikykyä jatkossa. Erityisesti Änkilän liityntäpisteen verkkoon on saatava nopeallakin aikataululla lisää kompensointikykyä ja vuoden 2029 alkuun mennessä kom-pensointia pitäisi asentaa vähintään 100 A edestä. Mahdollisuutena on toteuttaa tämä esi-merkiksi yhdistelmälaitteilla hajautetusti ja nopeana keinona on vaihtaa nykyisiä jakelu-muuntajia maasulkuvirran kompensoinnin sisältäviin yhdistelmälaitteisiin.

Myös särkisalmen liityntäpisteen verkossa tullaan tarvitsemaan lisää kompensointikykyä jo vuoden 2018 alusta alkaen ja vuoteen 2029 mennessä lisäkompensoinnin tarve kasvaa ny-kyisillä maakaapelointisuunnitelmillä 150 A. Hajautettuun maasulkuvirran kompensointiin yleisesti käytettyjä 15 A kompensointilaitteita vaaditaan maasulkuvirran kasvun kompensoi-miseksi yhdeksän kappaletta. Vaihtoehtona on myös sähköasemalle asennettavat keskitetyt ratkaisut.

5.1.3 Loissähkönsiirron kustannukset suunnitellulla verkolla

Loissähkörajojen ylityksistä aiheutuvat loissähkömaksut vaikuttavat merkittävästi loissäh-kön hallintaan vaadittaviin keinoihin. On hyvin vaikeaa suunnitella loissähkön hallintaa, jollei saatavilla ole arvioita ylityksistä aiheutuvien maksujen kehittymisestä. Ylityskustan-nusten kehityksen laskentaan sisältyy kuitenkin monia epävarmuustekijöitä. Eri lähtöarvojen vaikutusta ylitysmaksuihin on tarkasteltu herkkyyksianalyysin avulla luvussa 7.2.

PAVO:n liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys on esitetty kuvassa 5.4. Arvoja tarkastellessa pitää huomioida aiemmin mainitut lähtötiedot. Punkasalmen liityntäpiste erottuu myös loissähkömaksujen osalta selvästi kahdesta muusta liityntäpisteestä. Lyhyet maakaapeloitavat verkkopituudet ja loissähkösiirron nykytila pitävät Punkasalmen loissähkömaksut merkityksettöminä jatkossakin. Punkasalmen liityntäpisteelle ei ole tarvetta tarkastella vaihtoehtoja loistehon kompensointiin nykyisen verkon kehityssuunnitelman perusteella.

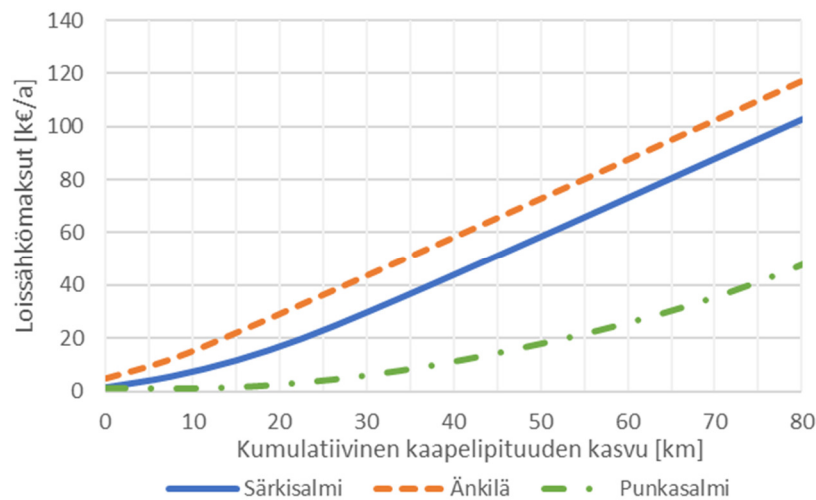


Kuva 5.4 Laskennalliset loissähkösiirrosta aiheutuvat maksut vuosina 2017–2029.

Särkisalmen ja Änkilän liityntäpisteiden rajat ylittävästä loistehon siirrosta aiheutuu jo lähivuosina merkittäviä kustannuksia. Särkisalmen loissähkömaksut tulisivat nousemaan jo vuoden 2018 alusta lähtien 10 k€/a suuruusluokkaan. Änkilässä huomattava muutos tulisi vuoteen 2019 mennessä, jolloin loissähkömaksut olisivat 20 k€/a luokkaa. Molempien liityntäpisteiden loissähkömaksut nousisivat melko tasaisesti vuoteen 2023 asti. Vuosien 2024 ja 2025 aikana loissähkömaksut lähes kaksinkertaistuisivat Särkisalmella. Myös Änkilän liityntäpisteessä muutokset olisivat merkittäviä näinä vuosina. Tarkastelujakson loppupuolella loissähkömaksut kasvavat maltillisemmin molemmissa liityntäpisteissä. Vuoden 2029 alusta Särkisalmen liityntäpisteiden loissähkömaksut ovat noin 70 k€/a ja Änkilän liityntäpisteiden

noin 50 k€/a. Loissähkömaksujen kehityksen perusteella ratkaisuja maksujen pienentämiseksi olisi hyvä tehdä melko nopealla aikataululla, koska jo yli 10 k€/a maksut kannustavat todennäköisesti investoimaan loistehon kompensointiin.

Loissähkönsiirron muutokset tulevina vuosina johtuvat pääasiassa pelkästään ilmajohtoverkon muuttumisesta kaapeliverkoksi. Loissähkönsiirron hallintaa avustamaan laskettiin liityntäpisteiden ylityskustannusten muuttuminen asennettavan kaapelipituuden funktiona. Kuvassa 5.5 on esitetty ylitysmaksujen muutos suhteessa verkon maakaapelipituuden kasvamiseen PAVO:n liityntäpisteissä. Arvojen laskennassa on käytetty luvussa 5.1.1 määriteltyjä lähtötietoja ja kaapelityypiksi on valittu AHAMK-W 95 mm². Särkisalmen ja Änkilän loissähkömaksut nousevat melko samaa tahtia verkon kaapelointiasteen kasvaessa, mutta Särkisalmessa ensimmäisen 20 km maakaapelointi kasvattaa loissähkömaksuja Änkilää hitaammin. Punkasalmella ylitysmaksut nousevat hyvin hitaasti 30 km kaapelointipituuksiin asti, johon loissähkönsiirron nykytilasta. Kuvan 5.5 tietoja voi käyttää apuna esimerkiksi jakorajamuutoksia tarkastellessa tai loissähkönsiirron tulevaisuuden hallintaa pohdittaessa.



Kuva 5.5 PAVO:n liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys verkkoon asennettavan maakaapelipituuden funktiona.

Taulukkoon 5.3 on koottu tarkastelujakson viideltä vuodelta vuosittaiset loistehon siirtorajojen ylityksien määrät, ylittävät energiamäärät, suurimmat ylitykset ja näistä aiheutuvat kustannukset. Vuodesta 2023 eteenpäin ylityksiä tapahtuu lähes jokaisena vuoden tuntina Särkisalmen ja Änkilän liityntäpisteissä, jolloin loissähkömaksut kasvavat lineaarisesti maakaapeliverkon osuuden kasvaessa. Suurimmat kuukausittaiset ylitykset eivät vaikuta muo-

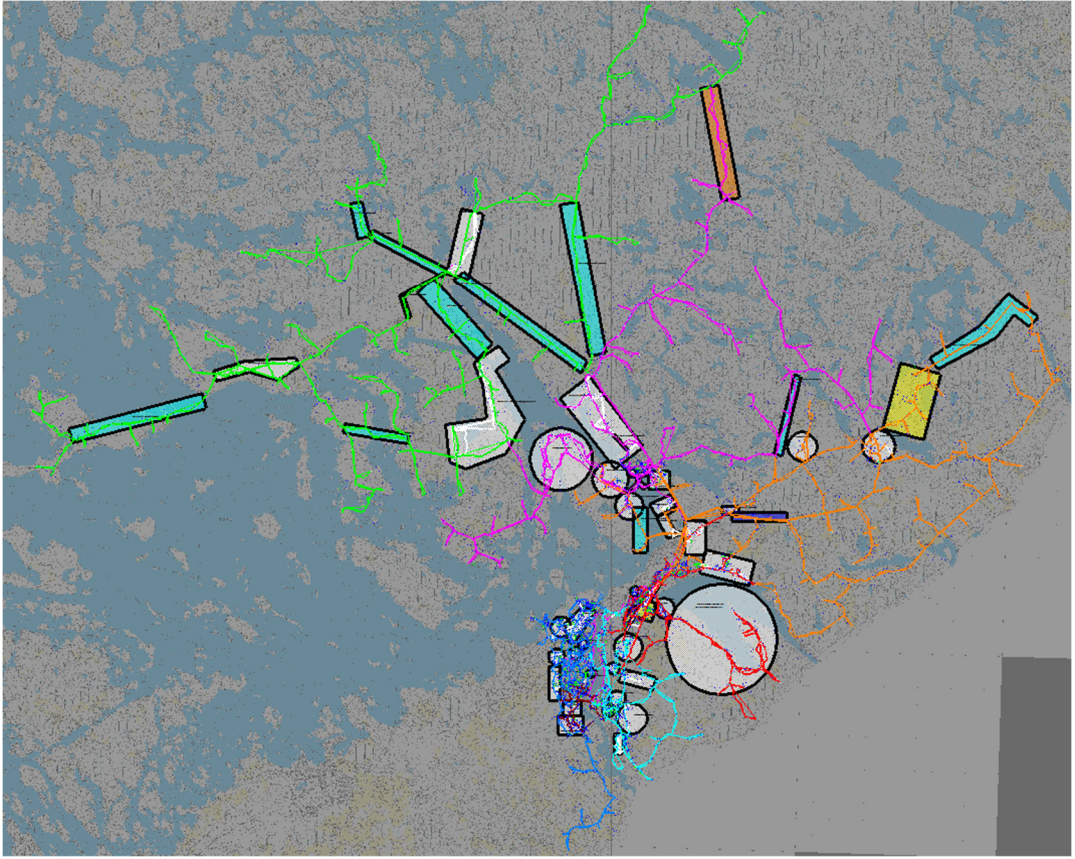
dostuvan erityisen suuriksi, joten erityisesti tarkastelujakson loppupuolella suurin osa kustannuksista muodostuu loisenergiamaksuista. Liitteessä III on vielä esitettyinä vuosien 2024 ja 2029 loistehon siirto loissähköikkunassa, josta voidaan tehdä samat havainnot ja vertailla näitä aiemmin työssä esitettyihin loistehon nykytilan kaavioihin.

Taulukko 5.3 Liityntäpisteiden loistehorajojen ylityksien määrät, energiat, suurimmat ylitykset ja loissähkön siirron kustannukset tarkastelujaksolta kolmen vuoden välein.

	Vuosi	Ylityksien määrä	Ylittävä energiamäärä	Suurin ylitys	Loisenergiamaksu	Loistehomaksu	Ylitysmaksut yhteensä
	[a]	[kpl]	[MVA _{rh}]	[MVA _r]	[k€/a]	[k€/a]	[k€/a]
Punkasalmi	2017	6	1	0,5	0	1	1
	2020	9	1	0,4	0	1	1
	2023	9	1	0,4	0	1	1
	2026	9	1	0,4	0	1	1
	2029	9	1	0,4	0	1	1
Särkisalmi	2017	808	57	0,3	0	1	2
	2020	7 095	2 434	0,9	12	9	21
	2023	8 026	3 648	1,1	18	10	29
	2026	8 651	8 133	1,6	41	17	57
	2029	8 733	10 198	1,8	51	20	71
Änkilä	2017	3 120	347	0,4	2	3	5
	2020	8 283	2 909	0,8	15	8	23
	2023	8 415	3 739	0,9	19	9	28
	2026	8 626	6 395	1,2	32	13	45
	2029	8 639	7 763	1,3	39	15	54

5.2 Imatran Seudun Sähkösiirto Oy

ISSS:lla on tavoitteena nostaa keskijänniteverkon maakaapelointiaste noin 46 % vuoden 2028 loppuun mennessä. Tällä pyritään saavuttamaan riittävä toimitusvarmuus suurhäiriöissä sähkömarkkinalain vaatimusten mukaisesti. Osasta suunniteltua keskijänniteverkkoa on muodostettu jo karkeat suunnitelmat verkkotietojärjestelmään ja niiden sijoittuminen verkossa on esitetty kuvassa 5.6. Näihin suunnitelmiin sisältyy vain osa saneerattavista kohteista ja niiden lisäksi aiotaan kaapeloida vielä noin 120 km ilmajohtoverkkoa. Yhteensä keskijännitteistä ilmajohtoverkkoa aiotaan muuttaa maakaapeliverkoksi noin 220 km edestä.



Kuva 5.6 ISSS:n verkon kehityssuunnitelma. Valkoisilla alueilla on merkitty maakaapeloitavat kohteet.

Tarkoituksena on maakaapeloida keskijänniteverkon osalta ensin asemakaava-alueita, jotka olisivat kaapeloitu kokonaan vuoden 2024 loppuun mennessä. Vuoden 2020 paikkeilla aloitetaan kaapeloimaan asemakaava-alueiden ohella myös maaseutuverkkoa. Investointien oletetaan tapahtuvan tasaisesti asemakaava-alueiden verkoissa ja maaseutuverkoissa aina vuoden 2028 loppuun saakka. Kuvan 5.6 kehityssuunnitelman kohteiden oletetaan olevan valmiita vuoden 2023 lopulla, jonka jälkeen kaapelointimääriä arvioidaan vuodeksi 2029 tavoitellun kaapelointiasteen perusteella. Kehityssuunnitelman ulkopuoliset kaapeloinnit jaetaan tasan liityntäpisteiden kesken niiden syöttämän ilmajohtoverkon pituuden perusteella. Esimerkiksi Vennonmäen liityntäpisteen ilmajohtoverkon pituus on kuvan 5.6 kehityssuunnitelman toteutuksien jälkeen 120 km, joten maakaapeloitavaksi pituudeksi jää 24 km, kun ISSS:n ilmajohtoverkon kokonaispituus on noin 600 km. Edellä mainittujen yleistysten mukaiset vuosittaiset maakaapelointipituudet on esitetty taulukossa 5.4. Asemakaava-alueilla oletetaan käytettävän AHAMK-W 185 mm²-kaapelia ja haja-asutusalueilla AHAMK-W 95 mm²-kaapelia. ISSS:n strategiassa osatavoitteena on vähentää erilaisia käytettäviä maakaapelipoikkipintoja ja nämä kaksi poikkipintaa ovat valikoituneet käytettäviksi nykyisissä ja tulevissa verkon investoinneissa.

Taulukko 5.4 ISSS:n arvioidut vuosittaiset keskijänniteverkon maakaapelointimäärät vuoden 2028 loppuun saakka.

	Mansikkala	Rajapatsas	Immala	Saarlampi	Vennonmäki	Syyspohja
	[km]	[km]	[km]	[km]	[km]	[km]
2017	1,3	3,0	2,1	1,7	2,1	0,0
2018	1,3	3,0	2,1	1,7	2,1	0,0
2019	1,3	3,0	2,1	1,7	2,1	0,0
2020	1,8	4,0	2,3	5,7	6,5	6,5
2021	1,8	4,0	2,3	5,7	6,5	6,5
2022	1,8	4,0	2,3	5,7	6,5	6,5
2023	1,8	4,0	2,3	5,7	6,5	6,5
2024	0,5	1,0	0,2	3,9	4,4	6,5
2025	0,5	1,0	0,2	3,9	4,4	6,5
2026	0,5	1,0	0,2	3,9	4,4	6,5
2027	0,5	1,0	0,2	3,9	4,4	6,5
2028	0,5	1,0	0,2	3,9	4,4	6,5
Yhteensä	13	30	17	48	54	58

Eniten maakaapelointia tulee tapahtumaan tulevina vuosina maaseutuverkon puolella. Erityisesti Saarlammen, Vennonmäen ja Syyspohjan liityntäpisteiden keskijänniteverkkoa tullaan kaapeloimaan vuodesta 2020 eteenpäin huomattavia määriä. Toisaalta Mansikkalan ja Immalan taajamapainotteisten verkkojen kaapelointitahti on koko jakson ajan hidasta ja taajamien valmistuttua kaapelointi loppuu lähes kokonaan. Rajapatsaan liityntäpisteen takaista verkkoa kaapeloidaan koko jakson ajan, mutta suurimmat kaapeloinnit ajoittuvat jakson keskivaiheille. Liityntäpisteiden erilaiset kaapelointimäärät ja -tahdit tulevat näkymään myös loissähkönsiirron kehityksessä selvästi.

5.2.1 Loissähkön kehitys

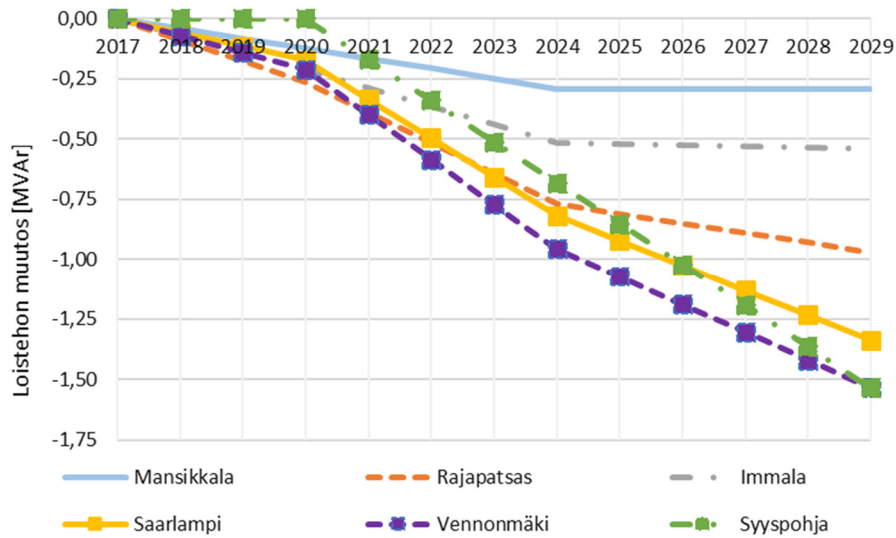
ISSS:n loissähkön kehityksen tarkastelulle pätevät samat periaatteet kuin luvussa 5.1.1 on esitetty PAVO:n osalta. Alla on vielä listattuna ISSS:n arvojen laskennassa käytetyt parametrit ja tehdyt määrittelyt.

- Loistehomaksu 1000 €/MVA_r
- Loisenergiamaksu 5 €/MVA_rh
- Kaikki ylitykset huomioitu, myös 50 suurinta kuukausittain
- Vuoden 2017 loissähkörajat
- Jännitetaso 20,5 kV
- Ilmajohdotyyppejä ei ole eritelty laskennassa; käyttökapasitanssi lähes sama
- Muuntajiin tapahtuvia muutoksia ei huomioitu
- Kuormitusvirta 5 A

ISSS:n Fortumin tiloissa sijaitseva sähköasema on ollut suunnitelmissa ottaa pois käytöstä ja joitakin jaksoja sen päämuuntaja onkin ollut jo kytkettynä irti vesivoimalaitoksen syöttöstä. Esimerkiksi vuonna 2016 Fortumin sähköaseman syöttöaluetta on syötetty Rajapatsaan sähköaseman kautta vuoden alusta toukokuulle saakka. Nämä arvot ovat luonnollisesti pohjatiedoissa mukana Rajapatsaan liityntäpisteen osalta. Työssä ei kuitenkaan oteta huomioon mahdollista Fortumin sähköaseman lopullista käytöstä poistamista, koska loissähkön siirron kehityksen tarkastelussa on muutenkin paljon epävarmuutta. Rajapatsaan loissähkötietojen perusteella vaikuttaisi, että Fortumin sähköaseman syöttämän verkon kytkeytyminen Rajapatsaan syöttöalueeseen ei aiheuta Rajapatsaalla merkittävää muutosta loissähkön siirrossa. Fortumin liityntäpisteen syöttämä verkko on pituudeltaan vain 18 km, joten vaikutuksen voikin olettaa olevan melko pieni.

Immolan liityntäpisteen sähköasema on ollut poissa käytöstä välillä 3.7.2016–24.11.2016, joka sattuu loissähkön kehityksen laskennassa pohjatietona käytetyn vuoden 2016 ajalle. Kyseisenä ajanjaksona ei luonnollisesti ole tapahtunut päto- ja loistehon siirtoa, joten tämän ajanjakson puuttuvat tiedot korvataan vuoden 2015 tiedoilla. Näin saadaan laskettua Immolan liityntäpisteen osalta realistisempia arvoja loissähkötietojen määrille. Immolan sähköaseman korvanneet liityntäpisteet ovat olleet kyseisenä ajanjaksona poikkeuksellisessa kytkentätilanteessa ja niiden kuormitus sekä johdinpituudet ovat normaalia suuremmat. Niiden osalta laskennassa käytetyt loissähkötiedot eivät kuvaa täysin normaalia tilannetta.

Maakaapelointisuunnitelmien aiheuttama laskennallinen loistehotaseen muutos tuleville vuosille on esitetty kuvassa 5.7. Arvot on laskettu aiemmin esitettyjen oletusten ja pohjatietojen avulla. Verkon saneerauksen aiheuttaman loistehon muutoksen ajatellaan tapahtuvan vuoden vaihteessa, eli esimerkiksi vuoden 2017 kaapeloinnit näkyvät vasta vuoden 2018 arvoissa. Kuvasta voidaan havaita selvästi kolme eri ryhmää loistehon kehityksen suhteen: maaseutuverkko, sekaverkko ja taajamaverkko. Yleisesti tarkasteltuna vuoteen 2019 loistehon muutokset ovat melko maltillisia kaikissa liityntäpisteissä. Suurimmat muutokset tapahtuvat välillä 2020–2024, jolloin kaapeloidaan asemakaava- ja maaseutualueita.



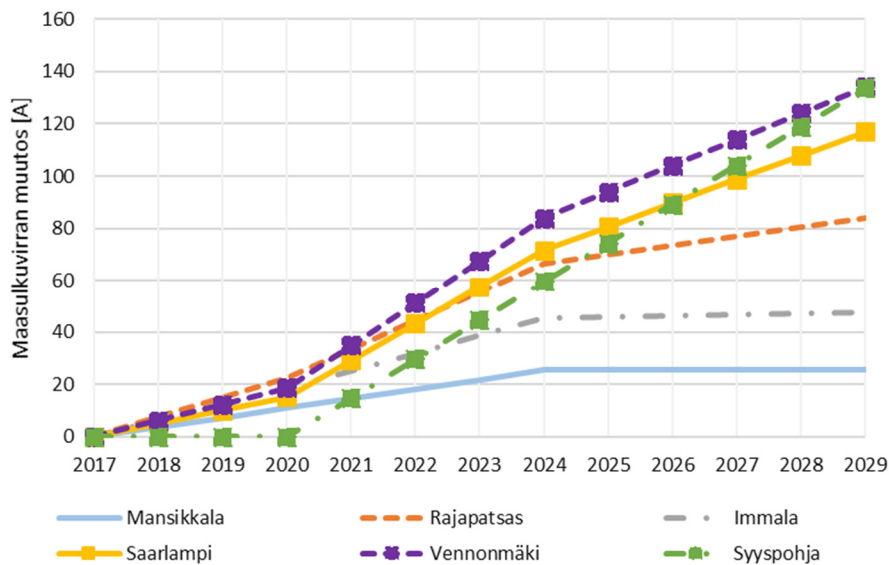
Kuva 5.7 Maakaapeloinnin aiheuttama loissähkötaseen muutos ISSS:n liityntäpisteissä vuosien 2017–2029 välillä nykytasoon verrattuna.

Selvästi eniten loissähkösäätö tulisi muuttumaan Syyspohjan, Vennonmäen ja Saarlammen liityntäpisteissä, jotka syöttävät pitkälti maaseutuverkkoa. Syyspohjan liityntäpisteen maakaapelointi alkaisi vasta vuonna 2020, mutta sen jälkeen ripeä maakaapelointitahti aiheuttaa vuoteen 2029 mennessä -1,5 MVar muutoksen loistehon siirtoon. Rajapatsaan sekaverkon kaapelointitahti olisi kaikkein tasaisinta ja se näkyy myös suoraan loistehon melko tasaisena kehittymisenä. Mansikkalan ja Immalan liityntäpisteiden loistehon muutokset olisivat kaikkein pienimpiä, koska verkko koostuu jo nykyään pitkälti kaapeloidusta taajamaverkosta, jolloin tulevat kaapelointimäärät jäävät pieneksi. Näissä liityntäpisteissä loisteho ei tulisi muuttumaan enää merkittävästi vuoden 2023 jälkeen.

5.2.2 Maasulkuvirran kehitys

ISSS:lla on käytössä keskitettyjä maasulkuvirran kompensointilaitteita Immalan, Saarlammen ja Vennonmäen sähköasemilla. Kaikilla sähköasemilla on käytössä automaattinen kompensointivirran säätö. Immalaan on asennettuna 211 A maasulkuvirran kompensointilaitteisto, jota käytetään tällä hetkellä noin 85 A tasolla. Säätövaraa on vielä hyvin runsaasti ja kompensointilaitteessa riittääkin kapasiteettia kompensoimaan noin 55 km AHAMK-W 95 mm²-maakaapelia. Saarlammen sähköasemalla on käytössä 135 A kompensointilaitteisto, jonka kompensointivirta on säädetty tällä hetkellä noin 59 A tasolle. Vennonmäellä on käytössä pienin 105 A Petersen kela, jonka kompensointivirta on tällä hetkellä noin 35 A. Kompensointi on säädetty kaikilla sähköasemilla alikompensoinnille.

Kuvassa 5.8 on esitetty maasulkuvirran kehittyminen ISSS:n liityntäpisteiden alueella vuoden 2029 alkuun saakka. Kehitys seuraa täysin loistehon kehitystä, koska molemmat riippuvat vain poistuvien ilmajohtojen pituuksista ja asennettavien maakaapelien määrästä. Maasulkuvirran kehityksen ja nykyisten kompensointilaitteiden perusteella Immalan sähköaseman verkossa ei tulla tarvitsemaan lisää kompensointikapasiteettia tarkastelujaksolla. Saarlammen ja Vennonmäen sähköasemilla kompensointikyky loppuu kesken vuosien 2023 ja 2024 paikkeilla.

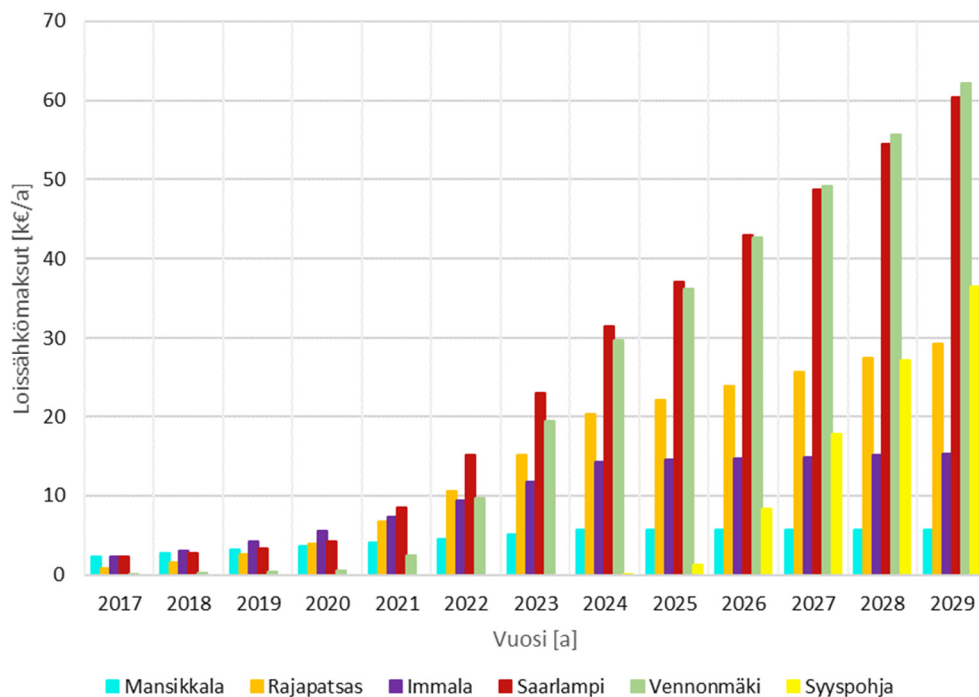


Kuva 5.8 Maasulkuvirran kehittyminen vuosina 2017–2029.

Mansikkalan, Rajapatsaan ja Syyspohjan sähköasemilla ei ole käytössä maasulkuvirran kompensointia eikä niille ole suunnitelmia kompensoinnin käyttöönotosta. Imatran taajamassa on käytössä laaja maadoitusverkosto, joten Mansikkalan sähköasemalle ei todennäköisesti tarvita maasulkuvirran kompensointia jatkossakaan. Rajapatsaalla tilanne on hieman monimutkaisempi ja siellä maasulkuvirran kompensointia voitaisiin mahdollisesti ottaa käyttöön maakaapeloinnin edetessä. Nykyinen noin 105 A maasulkuvirta ja maasulkuvirran kehitys kannustavat investoimaan yli 200 A kompensointilaitteistoon. Laskennallinen maasulkuvirta Syyspohjan verkossa on tällä hetkellä noin 37 A, mutta vuonna 2029 kompensointia tarvittaisiin jo 170 A edestä. Kompensoinnin tarvetta kannattaa tarkastella kaapeloinnin alkaessa vuoden 2020 jälkeen.

5.2.3 Loissähkösiirron kustannukset suunnitellulla verkolla

Loissähkömaksujen kehittyminen ISSS:n liityntäpisteissä on kuvattu kuvassa 5.9. Arvoja tarkastellessa on huomioitava käytetyt lähtötiedot ja tehdyt oletukset. Loissähkömaksujen kehitys on maltillista kaikissa liityntäpisteissä vuoteen 2020 asti, johon asti kaapelointia tehdään vain asemakaava-alueella. Taajamaverkkojen matkallisesti melko pienet kaapelointimäärät eivät vaikuttaisi nostavan merkittävästi loissähkön siirtorajojen ylityksistä aiheutuvia kustannuksia. Alkuvaiheessa loissähkömaksut ovat kuitenkin Mansikkalan, Rajapatsaan ja Immalan liityntäpisteissä maaseutuverkon liityntäpisteitä suuremmat. Tämä johtuu osin näiden liityntäpisteiden loissähkön nykytilasta ja toisaalta myös kaapeloinnin sijoittumisesta asemakaava-alueelle vuoteen 2019 asti. Vuosittaiset kustannukset pysyvät kuitenkin näissä liityntäpisteissä vuoteen 2020 asti muutaman tuhannen euron luokassa. Vuodesta 2020 eteenpäin Rajapatsaan liityntäpisteen loissähkömaksut kasvavat vuoteen 2024 asti melko nopeasti ja sen jälkeen kasvu tasaantuu. Immalan ja Mansikkalan liityntäpisteiden kustannukset eivät nouse enää merkittävästi vuoden 2024 jälkeen, koska silloin asemakaava-alueiden maakaapelointi on jo valmistunut.



Kuva 5.9 Laskennallisten Fingridille maksettavien loissähkömaksujen kehittyminen ISSS:n liityntäpisteissä.

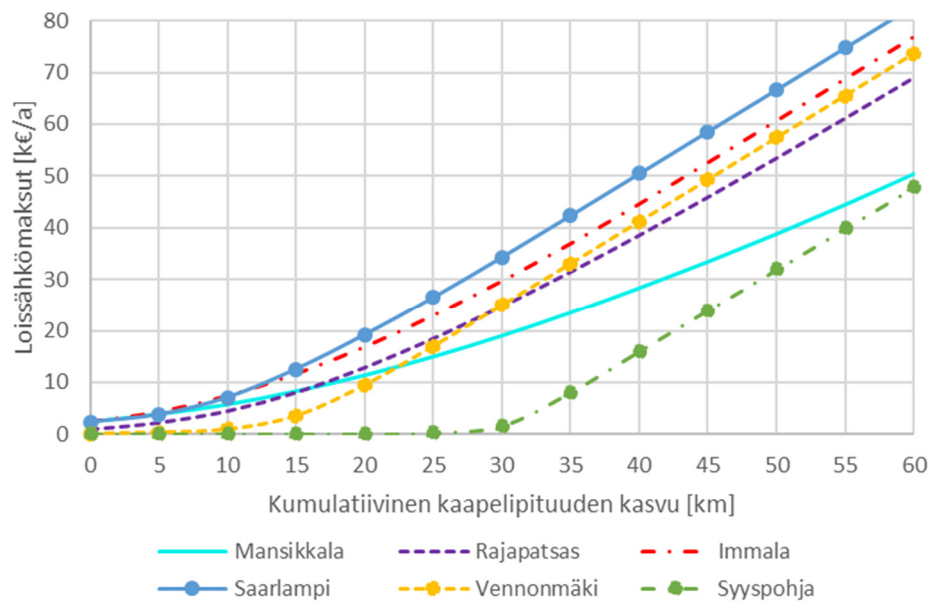
Maaseutuverkon kaapeloinnin alkaminen vaikuttaa sen sijaan hyvin voimakkaasti loissähkömaksujen kehitykseen vuoden 2020 jälkeen, jolloin kustannukset moninkertaistuvat Saarlammen, Vennonmäen ja Syyspohjan liityntäpisteissä vuoteen 2029 mennessä. Syyspohjan liityntäpisteestä ei aiheudu loissähkömaksuja ennen vuotta 2025, mutta sen jälkeen maksut kasvavat nopeasti ja saavuttavat lähes 40 k€/a tason vuoteen 2029 mennessä. Saarlammen ja Vennonmäen loissähkömaksut nouset kaikkein korkeimmiksi jo vuodesta 2023 eteenpäin ja saavuttavat 60 k€/a tason vuonna 2029.

Taulukkoon 5.5 on koottu yhteenvetona loissähkön kehityksen laskennasta saatuja arvoja kaikkien liityntäpisteiden osalta. Liitteeseen IV on lisäksi koottu kuvat loissähkön siirron muutoksista loissähkötukunassa vuosien 2024 ja 2029 osalta. Liitteen kaaviot ovat vertailukelpoisia loissähkön nykytilan tarkastelun kaavioiden kanssa.

Taulukko 5.5 Liityntäpisteiden loistehorajojen ylityksien määrät, energiat, suurimmat ylitykset ja loissähkön siirron kustannukset tarkastelujakson neljältä vuodelta.

		Ylityksien määrä	Ylittävä energiamäärä	Suurin ylitys	Loisenergiamaksu	Loistehomaksu	Ylitysmaksut yhteensä
	Vuosi	[kpl]	[MVArh]	[MVArh]	[k€/a]	[k€/a]	[k€/a]
Mansikkala	2017	256	48	0,7	0	2	2
	2020	443	90	0,9	0	3	4
	2024	990	207	1,0	1	5	6
	2029	990	207	1,0	1	5	6
Rajapatas	2017	215	11	0,2	0	1	1
	2020	2 079	270	0,5	1	3	4
	2024	6 120	2 449	1,0	12	8	20
	2029	6 978	3 767	1,2	19	10	29
Immala	2017	546	87	1,0	0	2	2
	2020	2 315	387	1,2	2	4	6
	2024	4 839	1 465	1,5	7	7	14
	2029	5 097	1 592	1,6	8	7	15
Saarlampi	2017	373	124	1,0	1	2	2
	2020	1 556	260	1,2	1	3	4
	2024	8 479	4 169	1,8	21	11	31
	2029	8 783	8 710	2,3	44	17	60
Vennonmäki	2017	47	4	0,1	0	0	0
	2020	157	28	0,4	0	0	1
	2024	8 780	4 276	1,1	21	8	30
	2029	8 784	9 353	1,7	47	15	62
Syyspohja	2017	0	0	0,0	0	0	0
	2020	0	0	0,0	0	0	0
	2024	3	0	0,1	0	0	0
	2029	8 567	5 435	0,9	27	9	36

Kuvassa 5.10 on esitettyä ISSS:n liityntäpisteiden loissähkösäksujen kasvu maakaapeloinnin edetessä nykytasoon verrattuna. Arvojen laskennassa on käytetty loissähkön kehityksen tarkastelussa esitettyjä lähtötietoja, mutta kaapelityypiksi on valittu AHAMK-W 120 mm². Kuvasta erottuu joukosta selvimmin Syyspohjan liityntäpiste, jossa ylitysmaksuja ei tulisi kuin vasta yli 30 km maakaapeloinnin jälkeen. Mansikkalan liityntäpisteen loissähkösäksut kasvavat muita liityntäpisteitä hitaammin, mikä johtuu loissähkösäksun pistejoukon hajautuneisuudesta. Muut liityntäpisteet ovat hyvin lähellä toisiaan ylitysmaksujen kehityksessä verkkojen kaapelipituuksien kasvaessa. Loistehon siirron siirtyessä kokonaan loissähkösäksun ulkopuolelle, kasvavat ylitysmaksut näillä lähtöarvoilla noin 15 k€ jokaista 10 km maakaapelointiosuutta kohden. Kuvaa 5.10 tutkiessa on hyvä huomioida nykyisten jakorajojen rajoitteet kaapelipituuden kasvussa nykytasoon nähden. Esimerkiksi Mansikkalan liityntäpisteen verkkoon ei todellisuudessa voi tulla noin 10 km enempää lisää maakaapelia nykyisillä jakorajoilla.



Kuva 5.10 Loissähkösäksujen kehitys maakaapelointimäärän kasvun funktiona.

Loissähkön nykytilan määrittelyn perusteella ISSS:lla ei vaikuttanut olevan vielä ongelmia loistehon siirtorajojen sisällä pysymisessä, mutta suunnitellut maakaapeloinnit tulevat muuttamaan tilannetta selvästi. Ennen maaseutuverkon maakaapeloinnin aloittamista, ISSS:n loissähkösäksusta aiheutuvat vuosittaiset kustannukset pysyvät melko alhaisella tasolla vuoteen 2020 saakka. Maaseudun kaapelointi aiheuttaa kuitenkin huomattavan kustannusten kasvun ja kymmenien tuhansien eurojen kustannukset jakson loppupuolella ovat jo hyvin

merkittäviä. Kompensoinnille vaikuttaisi tulevan tarvetta erityisesti Saarlammen, Vennonmäen, Syyspohjan ja Rajapatsaan liityntäpisteillä, mutta myös Immalan ja Mansikkalan liityntäpisteissä kustannukset voivat nousta riittävän suuriksi, jotta kompensointi on taloudellisesti kannattavaa. Kompensointivaihtoehtoja ja niiden kannattavuutta tarkastellaan tarkemmin seuraavissa luvuissa.

6. LOISTEHO-ONGELMIEN RATKAISUVAITHOEHTOJEN TARKASTELU

Loissähkön kehitysnäkymien tarkastelun perusteella useilla PAVO:n ja ISSS:n liityntäpisteillä vaikuttaisi olevan tarvetta etsiä ratkaisuja loistehon siirrosta aiheutuvien kustannusten minimoimiseksi. Vaihtoehtona on maksaa Fingridille loistehon siirrosta aiheutuvia maksuja tai pienentää maksuja kompensoimalla loistehoa reaktoreiden avulla. Kompensointiratkaisut voidaan jakaa hajautettuun ja keskitettyyn kompensointiin sekä näiden yhdistelmään. Kompensointiratkaisua ja niihin käytettäviä laitteistoja tarkastellaan tässä luvussa, sekä tutkitaan PAVO:n osalta myös vesivoimalaitoksien hyödyntämismahdollisuuksia loistehon kompensoinnissa.

Investointivaihtoehtojen kannattavuuden selvittämiseksi pitää eri kompensointilaitteistoille muodostaa elinkaarikustannukset, jotta eri investoinneista saadaan nykyhetkessä vertailukelpoisia. Elinkaarikustannusten määrittely tehdään nykykäyttöarvo -menetelmän avulla. Investoinnin ajoitusta pohditaan muodostamalla investoinnille annuiteetti, jolloin saadaan laskettua vuosittaiset kokonaiskustannukset ottaen huomioon häviö- ja kunnossapitokustannukset. Kompensointilaitteen hankinta ei välttämättä ole kannattavinta ajoittaa tarkastelujakson alkuun, jos saatavat säästöt loissähkömaksuissa ovat pienemmät kuin kompensointilaitteen aiheuttamat vuosittaiset kustannukset.

6.1 Keskitetty kompensointi

Nimitystä keskitetty kompensointi käytetään sähkö- tai kytkinaseman yhteyteen kytkettävästä kompensointilaitteistosta. Keskitetyt kompensointilaitteistot ovat nimellisteholtaan suurempia kuin hajautetun kompensoinnin laitteet ja ne kytketään esimerkiksi johonkin sähköaseman vapaista lähdöistä. Yleisesti keskitettyjen kompensointilaitteiden etuina voidaan pitää kompensointitehoon nähden edullisempia kustannuksia ja parempaa säädettävyyttä kuin hajautetuilla kompensointiyksiköillä.

Keskitettyjä loistehon kompensointiratkaisuja voidaan hyödyntää myös maasulkuvirran kompensointiin, mutta nämä ratkaisut ovat vielä harvinaisia ja vain osa laitetoimittajista tarjoaa tällaista vaihtoehtoa. Keskitettyjen yhdistelmälaitteiden ongelmaksi muodostuu maasulkuvirran kompensoinnin keskittyminen yhteen paikkaan, jolloin laitteiston vikaantuessa maasulkuvirtaa ei saada kompensoitua sähköaseman alueella. Loistehon kompensoinnin

poistuminen vikaantumisen takia ei aiheuta kuin lisäkustannuksia verkkoyhtiölle, mutta maasulkuvirran kasvu voi aiheuttaa myös vaarallisen suuria kosketusjänniteitä maasulkutapauksissa. Keskitetyn yhdistelmälaitteen sopivan säädön löytäminen voi olla myös hyvin haastavaa, kun maasulkuvirran ja loistehon kompensoinnin tarpeet ovat harvoin samalla tasolla.

Sähköasemalle asennettavat keskitetyt reaktorit vaativat yleensä oman syöttökennon katkaisijoihin ja releihin. Nämä nostavat keskitetyn kompensoinnin kustannuksia, varsinkin jos sähköasemalla ei ole valmiiksi kalustettua vapaata kennoa. Osalla sähköasemilla ei myöskään ole vapaita kennoja kompensoinnin kytkemiseksi, jolloin mahdollisuutena on esimerkiksi omakäyttökojeiston siirto kompensointilaitteelle varattuun suojarakennukseen (Forsblom 2017). Pelkän reaktorin kustannus ei näiden seikkojen takia kuvasta koko investoinnin kustannuksia ja joissakin tapauksissa reaktorikomponentti voi muodostaa vain kolmasosan kokonaiskustannuksista.

6.1.1 Laiteratkaisut

Keskitettyyn loistehon kompensointiin käytettäviä reaktoreita on saatavissa 20 kV jännitetasolla 0,5–8 MVar kokoluokassa. Usein näissä on mahdollisuutena säätää tehoa kahden tai useamman vaihtoehdon välillä jännitteettömänä. Jännitteellisenä säädettäviä reaktoreita on saatavilla käämien ilmavälin säätöön perustuvina ratkaisuin, mutta uutena vaihtoehtona on tullut tasajännitemagnetointiin perustuva portaaton tehonsäätö. Nämä molemmat säätömahdollisuudet kasvattavat reaktorin kustannuksia jopa yli kaksinkertaisiksi väliottokytkimellä varustettuun reaktoriin verrattuna. Keskitetyistä kompensointilaitteista on saatavilla myös yhdistelmälaitteita, joilla voidaan kompensoida sekä maasulkuvirtaa että loistehoa. (Autio 2017; Forsblom 2017; Kupiainen 2017; Toivanen 2017).

Keskitetyt kompensointireaktorit tehdään usein asiakkaan toiveiden mukaan ja esimerkiksi häviöiden määrään voidaan vaikuttaa niiden arvostuksen mukaan. Luonnollisesti pienempihäviöiset reaktorit ovat investointikustannuksiltaan kalliimpia kuin enemmän häviöitä tuottavat, mutta huomioon on otettava koko käyttöajalta aiheutuvat kustannukset. Valmistajat ilmoittavat häviöt yleensä R/X-suhteenä prosentteina, millä tarkoitetaan laitteen resistanssin suhdetta reaktanssiin. Esimerkiksi resistanssin ja reaktanssin suhteen ollessa 1 %, ja reaktorin nimellistehon ollessa 2000 kVar, muodostuu kokonaishäviöiksi 20 kW. Myös reaktorin

eri tehoportaiden häviöt voidaan laskea R/X -suhteen avulla edellä esitetyllä tavalla. Joillakin valmistajilla on lisäksi saatavilla alhaisemman melutason laitteita, jotka ovat suurikokoisempia kuin äänekkäämmät vaihtoehdot ja samalla laitteen kustannukset kasvavat myös merkittävästi.

Sähköasemalle asennettava kompensointilaitte voidaan asentaa joko ilman suojarakennusta tai suojarakennuksen kanssa. Ilman suojarakennusta reaktori jäähtyy paremmin kuin suojarakennuksen sisällä ja puhaltimilla toimivaa jäähdytystä ei välttämättä tarvita. Sähköaseman kentälle ulos asennettava reaktori pitäisi kuitenkin asentaa jalustalle riittävän korkealle, jotta jännitteellisten osien läheisyyteen koskeminen ei olisi vahingossa mahdollista. Vaihtoehtona on käyttää kosketussuojattuja liittimiä. Suojarakennuksen sisälle asennettu reaktori tarvitsee valmistajien suositusten mukaan aktiivisen jäähdytyksen, jonka vikaantuminen voisi aiheuttaa kesällä reaktorin ylikuumenemisen. Suojarakennus toisaalta vähentää reaktorin aiheuttaman melun leviämistä ympäristöön.

Teholuokaltaan 0,5–2 MVAR keskitetyt ratkaisut vaikuttaisivat loissähkön kehityksen tarkastelun perusteella sopivimmilta vaihtoehdoilta ISSS:lle ja PAVO:lle. Tätä suuremmille reaktoreille ei vaikuttaisi olevan tarvetta nykyisillä verkon kehityssuunnitelmilla ainakaan ennen vuotta 2030. Toisaalta reaktoreiden pitoajat ovat jopa 50 vuotta, jolloin säädettävissä oleva suuremman teholuokan laite voisi olla myös varteenotettava vaihtoehto, jos investointikustannukset eivät ole pienempitehoisia laitteita merkittävästi suuremmat.

6.2 Hajautettu kompensointi

Kompensointiyksiköitä voidaan sijoittaa eri puolille verkkoa, jolloin on kyseessä hajautettu kompensointiratkaisu. Hajautetun kompensoinnin yksiköt sijoitetaan usein puistomuuntamoihin joko omaan koppiin tai muuntajakojeen kanssa samaan muuntamoon. Kompensointilaitte voi olla myös muuntajakojeeseen yhdistetty, jolloin ei tarvita kahta erillistä laitetta muuntamoon.

Hajautetun kompensoinnin tarkoituksena on kompensoida paikallisesti loisteho ja maasulkuvirta. Näin vältetään turhaa loistehon siirtoa jakeluverkossa ja kosketusjännitteet pysyvät vaadittujen arvojen sisällä myös normaalista poikkeavissa käyttötilanteissa. Pienien kom-

pensointiyksiöiden siirto on tarvittaessa helpommin toteutettavissa kuin sähköasemille asennettavilla keskitetyillä laitteilla. Laitteiden siirrot voivat tulla ajankohtaiseksi esimerkiksi suurempien jakorajamuutoksien takia tai uuden sähköaseman käyttöönoton yhteydessä.

Hajautetun kompensoinnin ehkä suurin heikkous on niiden hankala säädettävyys. Sähköasemalle asennettavia keskitetyn kompensoinnin reaktoreita voidaan ohjata tarvittaessa automaattisesti jännitteellisenä, mutta hajautetun kompensoinnin laitteet vaativat käytännössä aina irti kytkemisen verkosta ennen säätöä. Myös kompensointilaitteiden suuri määrä hankaloittaa säätämistä kun säädöt on tehtävä erikseen jokaisen laitteen luona.

Vikaantumisien varalta hajautettuja kompensointilaitteita olisi myös hyvä olla varastossa saatavilla, varsinkin jos kyseessä on muuntajaan yhdistetty laite. Pienemmillä verkkoyhtiöillä tämä voi joissain tapauksissa muodostua ongelmaksi ja niiden kannattaisikin hankkia samanlaisia kompensointilaitteita mahdollisimman paljon, jotta varastossa ei tarvitse pitää suurta valikoimaa erilaisia kojeita. Toisaalta hajautettujen kompensointilaitteiden helppo ja nopea vaihdettavuus on myös selvä etu, jos varalaite on saatavilla varastosta tai tukkurilta.

6.2.1 Laiteratkaisut

Hajautettuun kompensointiin sopivia kuristimia on saatavilla yleisesti erilaisten yhdistelmälaitteiden muodossa. Loistehon kompensointikuristin voidaan yhdistää joko muuntajaan tai samalla kuristimella voidaan kompensoida myös maasulkuvirtaa. Saatavilla on myös muuntajakuristimia, joilla voidaan kompensoida yhdellä laitteella sekä loistehoa että maasulkuvirtaa. Näissä on yhdistetty kolme erillistä laitetta yksien kuorien sisään, jolloin tavoitellaan kustannussäästöjä erillisiin laitteisiin verrattuna ja pienempää kokonaistilantarvetta. Kuristimia eli reaktoreita voidaan tehdä pienitehoisina myös pelkästään loistehon kompensointitarkoitukseen esimerkiksi 300 kVAr tehoisena.

Useilla laitevalmistajilla on saatavilla muuntajakuristimia, joita voidaan käyttää maasulkuvirran kompensointiin. Näitä maasulkuvirran kompensointiin käytettäviä kuristimia nimitetään myös Petersen keloiksi. Usein maasulkuvirran kompensointikyky on näissä laitteissa 15 A ja jakelumuuntajan näennäisteho 100–500 kVA. Vähemmän on tarjolla kuristimia loista ja maasulkuvirran kompensointiin ilman muuntajaa. Saatavilla on ainakin 180 kVAr loistehon ja 15 A maasulkuvirran kompensoinnille suunniteltu yhdistelmälaite.

Hajautetun kompensoinnin yksiköt sijoitetaan käytännössä aina suojarakennuksen sisälle. Niiden asennuksessa pätevät hyvin pitkälti samat periaatteet kuin jakelumuuntajilla, mutta lämpökuorma ja melu on otettava suunnittelussa tarkemmin huomioon. Reaktoreita käytetään täydellä teholla jatkuvasti, joten ne tuottavat häviöitä selvästi enemmän kuin jakelumuuntajat keskimäärin. Tämä seikka on huomioitava suojarakennuksen valinnassa. Reaktorin tai yhdistelmälaitteen sijoituksessa täytyy huomioida lähistöllä oleva asutus, koska tyyneellä säällä melko hiljaiseltakin vaikuttava ääni voi kantautua kauaksi häiritsevän voimakkaana.

6.3 Kompensoinnin mitoitus

Loistehon kompensoinnin tavoitteena on pienentää loistehon ylityksistä aiheutuvia maksuja tasolle, jossa lisäkompensoinnin hankinta ei ole elinkaarikustannuksiltaan enää kannattavaa. Kokonaiskustannuksiltaan paras ratkaisu ei välttämättä ole loistehon siirron saaminen täysin loistehorajojen sisälle, koska tähän vaadittava investointi voi olla elinkaarikustannuksiltaan huomattavasti suurempi kuin pienestä määrästä ylityksiä aiheutuisi loissähkömaksuja vastaavana ajanjaksona. Asiaa pitää tarkastella pidemmällä aikavälillä, jolloin yksittäisten vuosien pienet ylitysmaksut eivät muodostu ongelmaksi. Keskitetyn reaktorin valinnassa sopiva mitoitus korostuu, koska niitä ei ole välttämättä kannattavaa hankkia useita työn jakeluverkko-yhtiöiden tapauksessa. Hajautettuja kompensointilaitteita voidaan helposti hankkia tarpeen mukaan lisää pienentämään loissähköikkunan ylityksistä aiheutuvia kustannuksia.

Keskitettyjen reaktoreiden teholuokan valinnassa pitää huomioida kytkentäilmiöt verkkoon liittamisestä sekä kompensointilaitteen ja verkon välinen resonanssitaajuus. Nämä voivat rajoittaa joidenkin reaktoritehojen käytön tietyissä liityntäpisteissä. Kompensointilaitteen kytkennästä aiheutuvaa prosentuaalista jännitteenmuutosta voidaan arvioida seuraavalla yhtälöllä

$$\Delta U \approx \frac{Q_{lc}}{S_k} \cdot 100\% \quad (6.1)$$

jossa
 Q_{lc} kompensointilaitteen nimellisteho
 S_k verkon oikosulkuteho

Prosentuaalinen jännitteen muutos reaktorin kytkennästä verkkoon ei saisi olla mielellään suurempi kuin 2 %. (Lakervi et al. 2008). Laitetoimittajilla on myös omia näkemyksiä asiasta ja esimerkiksi suosituksena on annettu, että reaktorin teho ei olisi yli 15 tai 20 % päämuuntajan näennäistehosta (Toivanen 2017).

Resonanssitaajuuden suhteen pitäisi välttää 50 Hz kerrannaisuuksia sekä erityisesti tehoelektroniikkalaitteiden synnyttämiä 150, 250, 350, 550 ja 650 Hz yliaaltotaajuuksia. Syöttävän verkon ja kompensointilaitteen välinen resonanssitaajuus saadaan laskettua seuraavasti (Lakervi et al. 2008)

$$f_{res} \approx 50 \cdot \sqrt{\frac{S_k}{Q_{lc}}} \cdot \text{Hz.} \quad (6.2)$$

Taulukkoon 6.1 on listattu työssä tarkasteltavien liityntäpisteiden osalta reaktorin kytkennästä aiheutuva jännitteenmuutos sekä resonanssitaajuus neljällä eri reaktoriteholla. Jännitteen muutoksen suhteen suurimmat ongelmat ilmenisivät Punkasalmen, Vennonmäen ja Syyspohjan liityntäpisteillä, joissa 2 MVar reaktorin kytkentä verkkoon aiheuttaa 3–4 % jännitteenmuutoksen. Näin suuret jännitteenmuutokset eivät ole suositeltavia, joten näihin liityntäpisteisiin kannattaa harkita pienempitehoisia reaktoreita tai jännitteellisenä säädettäviä vaihtoehtoja, jolloin reaktori voidaan kytkeä pienemmällä teholla verkkoon tai irti verkosta. Muissa liityntäpisteissä aiheutuu 2–3 % jännitteenmuutos 3 MVar reaktorin kytkennästä, joten niissä ei todennäköisesti tule vastaan merkittäviä ongelmia kytkentäilmiöistä, jos kytkennät ovat harvinaisia.

Käytännön kokemusten perusteella reaktorin kytkentäilmiöt eivät vaikuttaisi aivan yhtä ongelmallisilta kuin mitä ne voisivat teoriassa olla. Esimerkiksi 3 MVar reaktoria on käytetty ongelmitta 16 MVA päämuuntajan syöttämässä verkossa, jossa laskennalliseksi jännitteenmuutokseksi tulee noin 4 %. Kyseisessä tapauksessa reaktorin kytkentöjä tapahtuu vain

muutamia vuodessa, joten ilmastollisista syistä johtuvat jännitekuopat ovat selvästi yleisempiä ja suurempia. (Rautio 2017)

Taulukko 6.1 Sähköasemien 20 kV kiskossa tapahtuva prosentuaalinen jännitteenmuutos reaktorin kytkennästä sekä verkon ja reaktorin välinen resonanssitaajuus.

	Prosentuaalinen jännitteen muutos [%]				Resonanssitaajuus [Hz]			
	Reaktori [MVA _r]				Reaktori [MVA _r]			
	0,5	1	2	3	0,5	1	2	3
Punkasalmi	0,7	1,5	3,0	4,4	582	412	291	238
Särkisalmi	0,5	1,0	2,0	2,9	715	505	357	292
Änkilä	0,7	1,3	2,7	4,0	613	433	306	250
Mansikkala	0,4	0,8	1,6	2,5	780	551	390	318
Rajapatsas	0,4	0,8	1,6	2,3	803	568	401	328
Immala	0,4	0,8	1,6	2,4	788	557	394	322
Saarlampi	0,6	1,2	2,5	3,7	634	448	317	259
Vennonmäki	1,0	2,0	3,9	5,9	504	356	252	206
Syypohja	1,0	2,0	4,0	6,0	501	354	250	204

Resonanssitaajuuksien huomioiminen kompensoinnin mitoituksessa on käytännössä haasteellista. Valmistajat ilmoittavat omille tuotteilleen tietyn nimellistehon reaktorille, mutta todellinen reaktorin teho voi poiketa selvästi ilmoitetusta. Kompensointilaitteen ja verkon välinen resonanssitaajuus muuttuu merkittävästi reaktorin todellisen tehon muuttuessa esimerkiksi vain 5 %. Ainakin osa valmistajista tekee valmistuneelle reaktorille mittauksen todelliselle teholle, jolloin saadaan mahdollisesti riittävän tarkka tieto tehosta resonanssitaajuuksien laskentaan (Kupiainen 2017). Reaktorin tilauksen jälkeen tästä ei valitettavasti ole enää merkittävästi hyötyä, jollei saisi hankittua valmiiksi mitattua varastotuotetta. Resonanssitaajuuden laskennassa on myös monia muita muuttujia aina päämuuntajan todellisesta näennäistehosta ja liityntäpisteen oikosulkuimpedanssista lähtien. Tämän takia resonanssitaajuuden huomiointi kompensointilaitteen kokoluokan valinnassa on haastavaa. Resonanssi-ilmiöt ovat melko harvinaisia ja tarkoituksena ei ole rajata niiden perusteella pois tiettyjä reaktoritehoja millään liityntäpisteellä.

6.4 Vesivoimalaitokset

PAVO:n jakeluverkkoon on kytketty kolme melko pienitehoista vesivoimalaa: Lahnasenkoski 800 kW, Kangaskoski 600 kW ja Ritakoski 400 kW. Näistä Lahnasenkosken vesivoi-

malaitos ollaan ottamassa pois käytöstä kahden vuoden sisällä. Jakeluverkkoon on kytketty myös pieni 40 kW vesivoimala, mutta se jätetään teholuokkansa takia tarkastelun ulkopuolelle. Kaikki vesivoimalaitokset on kytketty Änkilän sähköaseman verkkoon.

Näistä Lahnasenkoskella ja Ritakoskella on käytössä asynkronigeneraattorit, joiden tehokerroin on keskimäärin noin 0,7. Niiden tuottamaa induktiivista loistehoa kompensoidaan säädettävillä kondensaattoreilla tavoitellen 1,0 tehokerrointa, jolloin muuntaja ei kuormitu turhaan ja verkkoyhtiölle maksettavat loissähkömaksut pysyvät pieninä. Kangaskosken voimalaitoksella on käytössä vanha tahtigeneraattori, jonka loistehon tuoton mahdollisuudet riippuvat pätötehon tuotosta. Generaattorin nimellisteho on 750 kVA, jolloin täydellä pätötehon tuotolla voidaan tuottaa loistehoa noin 150 kVAr. Alhaisemmilla kuormitustasoilla loistehoa voidaan tuottaa enemmän, kun suurempi osan generaattorin nimellistehosta on käytettävissä loistehon tuottoon.

Teoriassa vesivoimaloissa olisi merkittävä induktiivisen loistehon tuoton mahdollisuus, millä saataisiin kompensoitua maakaapeleiden aiheuttamaa kapasitiivista loistehoa. Käytännössä loistehontuoton säätäminen selvästi induktiiviselle puolelle vaikuttaisi haasteelliselta näissä voimalaitoksissa. Voimalaitokset ovat iäkkäitä ja ne tarvitsevat säätöjärjestelmien uudelleen määrittelyjä, jolloin loistehon tuoton säätely on nykyisellään haastavaa. Loistehon hinnoittelun ohjausvaikutusta voi kokeilla yhtenä mahdollisuutena ja tällöin kapasitiivisen loistehon tuotolle määritellään hinta, mutta induktiivisen loistehon tuotto on ilmaista.

6.5 Loissähkön asiakstariffit

Verkkoyhtiöt määrittelevät tehotariffeissa hinnat erikseen lois- ja pätöteholle. Osalla verkkoyhtiöistä on myös loistehon anto ja otto hinnoiteltu erikseen, vaikka ne yleensä ovatkin saman hintaisia. Pienasiakkaille ei sen sijaan ole käytössä erillistä tariffia pätöteholle.

Teoriassa loistehon hinnoittelulla olisi mahdollista vaikuttaa asiakkaiden loistehon käyttöön. Hinnoittelun avulla voisi pyrkiä ohjaamaan asiakkaita tuottamaan kapasitiivista loistehoa mahdollisimman vähän verkkoon ja induktiivisen loistehon syöttö verkkoon voisi olla täysin kulutonta. Näin saataisiin kompensoitua maakaapeleiden tuottamaa kapasitiivista loistehoa ja toisaalta vältettyä ylimääräisen kapasitiivisen loistehon antoa verkkoon. Verkon loisteho-

tasapainon parantaminen tällä tavoin ei ole todennäköisesti kovin nopea keino, koska asiakkaat eivät välttämättä kytke esimerkiksi kondensaattoreita pois käytöstä, vaikka loistehon anto verkkoon olisi heille ilmaista. Vasta komponenttien ikääntyminen saattaisi johtaa asian uudelleen tarkasteluun.

Ongelmaksi voi useissa kohteissa muodostua pääsulakkeiden riittävyys, jos induktiivista loistehoa ei kompensoitaisi paikallisesti. Induktiivisen loistehon syöttö verkkoon kasvattaa näennäistehoa ja täten myös sulakkeiden ja johtimien läpi kulkevaa virtaa. Nykyiset pääsulakkeet ja muut komponentit eivät välttämättä kestäisi suurempaa virtaa ilman kondensaattoreiden kompensointia, jolloin kondensaattorien ottaminen pois käytöstä voisi aiheuttaa saneeraustarpeen muodossa ylimääräisiä kustannuksia. Lisääntynyt loistehon siirto kuormittaisi myös jakeluverkon komponentteja ja erityisesti jakelumuuntajat voisivat joillakin alueilla kuormittua selvästi nykyistä enemmän.

6.6 Kompensointivaihtoehtojen kustannukset

Investointeja tarkastellessa on tarpeellista määrittää niiden käyttöajalta aiheutuvat kustannukset, jotta eri vaihtoehtojen vertailu on mahdollista. Reaktoreiden pitoajat ovat jopa 50 vuotta, joten investointikustannusten lisäksi merkittäväksi tekijäksi nousevat laitteen häviöistä ja kunnossapidosta aiheutuvat kustannukset vuosien varrella. Kompensointivaihtoehtojen kannattavuus voi muuttua huomattavasti käytetyn korkokannan, häviöenergian hinnan ja määritellyn pitoajan mukaan. Näiden parametrien vaikutusta elinkaarikustannuksiin onkin syytä tutkia herkkyyštarkastelun muodossa, jotta saadaan selville ne seikat, joihin kannattaa kiinnittää huomiota laitteita valittaessa.

6.6.1 Investointikustannukset ja annuiteetti

Laitteen hankinnasta aiheutuvaa kertaluonteista kustannusta nimitetään investointikustannukseksi. Loistehon kompensointilaitteiden osalta investointikustannuksiin sisältyy itse reaktorilaitte, mahdollisesti vaadittavat suojarakennukset, muut laitteen vaatimat komponentit ja asennuksesta aiheutuvat kustannukset. Investointikustannuksiin ei sisälly ylläpidosta tai häviöistä aiheutuvat kustannukset.

Annuiteettimenetelmää käytetään kertaluontoisten kustannusten jaksottamiseen tietylle ajanjaksolle yhtä suuriksi vuotuisiksi eriksi. Annuiteetilla kerrottu investointikustannus saadaan näin vertailukelpoiseksi esimerkiksi häviökustannusten kanssa. Tarkastelu-aika ja korkoprosentti vaikuttavat vuotuisen annuiteettiin investointikustannusten lisäksi. Investoinnin annuiteetti lasketaan seuraavalla yhtälöllä (Lakervi et al. 2008)

$$I_a = \frac{\frac{p}{100}}{1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{p}{100}\right)^T}} \quad (6.3)$$

jossa

I_a investoinnin annuiteetti
 p korkoprosentti
 T investoinnin tarkastelu-aika vuosina.

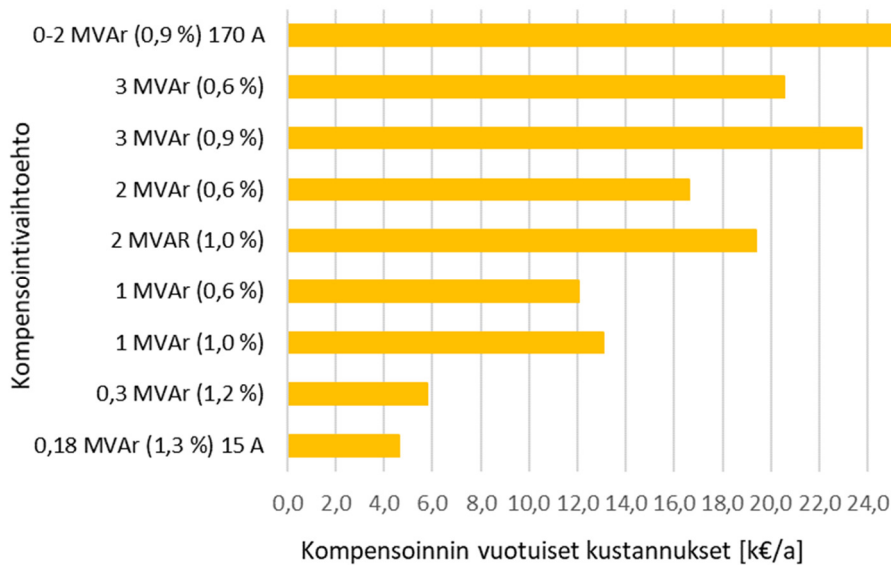
Menetelmän avulla voidaan vertailla investoinnin annuiteetin, häviöiden ja kunnossapidon vuosittaisia yhteenlaskettuja kustannuksia loissähkönsiirrosta aiheutuviin maksuihin. Kompensointilaitteen investointi on kannattava kun investoinnilla saadaan pienennettyä loissähkömaksuja enemmän kuin reaktorin reaktorista aiheutuu kustannuksia vuosittain. Annuiteettimenetelmän avulla lasketut vuosittaiset kustannukset helpottavat tällä tavoin investoinnin sopivaa ajoittamista. Investoinnin tarkasteluajaksi valitaan annuiteettimenetelmässä esimerkiksi toivottu investoinnin takaisinmaksuaika. Pelkästään tällaisen tarkastelun avulla ei pidä valita sopivaa kompensointiratkaisua, koska se johtaisi jatkuvaan pienien yksiköiden hankkimiseen ja tällöin ei todennäköisesti päädyttäisi elinkaarikustannuksiltaan edullisimpaan ratkaisuun.

Erilaisten reaktoreiden vuotuiset kustannukset on esitetty kuvassa 6.1. Laskennassa on käytetty seuraavia lähtötietoja:

- Laskentakorkokanta 4 %
- Tarkastelujakso 8 a
- Häviöenergian hinta 50 €/MWh
- Huipunkäyttöaika 8760 h

Tarkastelujakso määriteltiin lyhyeksi, jolloin kompensointilaitteiden kannattavuuteen vaikuttavien seikkojen muuttuminen on epätodennäköisempää kuin pitkällä aikavälillä. Teollisuudessa käytetään vielä kahdeksaa vuotta lyhyempiä takaisinmaksuaikoja investoinneille, mutta sähköverkkoyhtiöillä laitteiden pitoajat ovat selvästi pidempiä. Kuvan 6.1 eri reaktio-

reiden vuosittaisista kustannuksista huomioitavaa on pienitehoisten hajautettujen reaktoreiden noin 5 k€/a ja keskitetyn 1 MVAR reaktorin noin 12 k€/a vuosittaiset kustannukset. Nämä ovat eräänlaiset rajakustannukset hajautetun ja keskitetyn kompensoinnin hankinnalle; kompensoinnin hankinnalla on saatava näitä kustannuksia suurempi säästö loissähkömaksuissa, jotta hankinta maksaisi itsensä takaisin riittävän nopeasti. Loistehon kompensointilaitteiden vuotuisia kustannuksia hyödynnetään tarkemmin loissähkön hallinnan strategioissa.



Kuva 6.1 Loistehon kompensointilaitteista aiheutuvat vuosittaiset kustannukset.

6.6.2 Häviö- ja kunnossapitokustannukset

Nykyarvomenetelmän avulla saadaan laskettua tulevina vuosina aiheutuvien kustannusten arvo nykyhetkessä. Näin saadaan muutettua jaksolliset kustannukset vertailukelpoiseksi investointikustannusten kanssa. Jaksollisten kustannusten nykyarvoon vaikuttaa korkoprosentti ja pitoaika. Huomioon voidaan ottaa myös esimerkiksi vuosittainen tehonkasvu, mutta kompensointilaitteiden tapauksessa se ei ole tarpeellista, koska niiden kuormitus ei vaihtele.

Kompensointilaitteen vuosittaiset häviökustannukset saadaan laskettua huipunkäyttöajan, häviöenergian hinnan sekä tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöiden avulla. Reaktorien ja kuristimien oletetaan olevan kytkettynä verkkoon vuoden jokaisena tuntina ja niitä oletetaan käytettävän nimellistehollaan. Häviökustannukset yhden vuoden osalta voidaan laskea yhtälöllä

$$K_{h1} = (P_k \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 + P_0)tH \quad (6.4)$$

jossa

K_{h1}	yhden vuoden kustannuserä
P_k	kuormitushäviöt
S	laitteen todellinen teho
S_n	laitteen nimellisteho
P_0	tyhjäkäyntihäviöt
t	huipunkäyttöaika (8760 h)
H	häviöenergian hinta

Valmistajat eivät aina ilmoita reaktoreille erikseen kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöitä, koska reaktoria oletetaan käytettävän nimellistehollaan koko vuoden ajan.

Häviökustannusten laskennassa käytettävä apukerroin saadaan laskettua seuraavalla yhtälöllä

$$\psi = \frac{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^2}{1 + \frac{p}{100}} \quad (6.5)$$

jossa

r	vuosittainen tehonkasvu prosentteina
p	korkoprosentti

Kompensointilaitteilla ei tapahdu vuosittaista kuormituksen lisääntymistä, joten yhtälön (6.5) osoittaja on tämän takia 1. Apukertoimen avulla saadaan laskettua kapitalisointikerroin ja vuotuiserien nykyarvo seuraavan yhtälön mukaisesti

$$K_h = \kappa K_{h1} = \psi \frac{\psi^T - 1}{\psi - 1} K_{h1} \quad (6.6)$$

jossa

K_h	vuotuiserien nykyarvo
κ	kapitalisointikerroin
T	ajanjakso

Kunnossapitokustannusten nykyarvo voidaan laskea yhtälöiden (6.5) ja (6.6) avulla, kunhan yhtälössä (6.5) käytetään tehonkasvuna 0 % vuodessa. (Lakervi et al. 2008). Seuraavassa luvussa on esitetty eri kompensointivaihtoehdoille lasketut häviö- ja kunnossapitokustannusten nykyarvot.

6.6.3 Elinkaarikustannukset ja kompensoinnin hinta

Investointien koko käyttöajan kustannuksien vertailua varten pitää laskea jokaisen investoinnin elinkaarikustannukset. Elinkaarikustannus muodostuu kompensointilaitteilla investoinnin, häviöiden ja kunnossapidon kustannuksista. Häviöiden ja kunnossapidon kustannukset diskontataan nykyhetkeen nykykäyttöarvon määrittelemiseksi. Kompensointilaitteiden pitoajan arvioiduista kustannuksista saadaan näin vertailukelpoisia toistensa kanssa ja ne voidaan laskea seuraavasti

$$K_E = K_h + K_k + I \quad (6.7)$$

jossa

K_h	häviökustannusten nykykäyttöarvo
K_k	kunnossapitokustannusten nykykäyttöarvo
I	Investointikustannukset

Kompensointilaitteiden investointikustannusten määrittelyssä on käytetty apuna laitetoimitajilta saatuja budjettihintoja ja verkkoyhtiöiden arvioita asennuskustannuksista. Energiaviraston yksikköhinnat loistehon kompensointilaitteille on esitetty luvussa 7.1, mutta niitä ei käytetä elinkaarikustannusten laskennassa. Yli 0,5 MVA:n tehoiset reaktorit oletetaan asennettavan ulos ilman suojarakennusta sähköasemalle, jolloin kustannukset pysyvät alhaisina tältä osin. Sähköasemille mahdollisesti tarvittavia erottimia, katkaisijoita ja lisäkennoja ei ole myöskään huomioitu investointikustannuksissa. Pienemmille reaktoreille hintaan on laskettu mukaan suojarakennuksen ja asennuksen arvioidut kustannukset. Todelliset investointikustannukset voivat olla erilaiset erityisesti sähköasemille asennettavilla loistehon kompensointilaitteistoilla, riippuen oheiskomponenttien tarpeesta. Liityntäpistekohtaisissa investointisuunnitelmissa otetaan huomioon myös ohjeiskomponenttien tarve kustannustehokkaimpia ratkaisuja tarkasteltaessa.

Kunnossapitokustannuksia on arvioitu verkkoyhtiöiden kokemuksista keskitettyjen ja hajautettujen maasulkuvirran kompensointilaitteiden kunnossapidosta. Todennäköisesti loistehon kompensointiin käytettävät reaktorit vaativat saman verran kunnossapitotoimenpiteitä vuosien verralla kuin maasulkuvirran kompensointilaitteet. Keskitetyille reaktoreille vuosittaisiksi kunnossapitokustannuksiksi arvioitiin 500 €/a ja hajautetuille 200 €/a.

Elinkaarikustannusten laskentaa varten on määritelty seuraavat lähtöarvot verkkoyhtiöiden toiveiden mukaisesti:

- Laskentakorkokanta 4 %
- Pitoaika 40 a
- Häviöenergian hinta 50 €/MWh
- Huipunkäyttöaika 8760 h

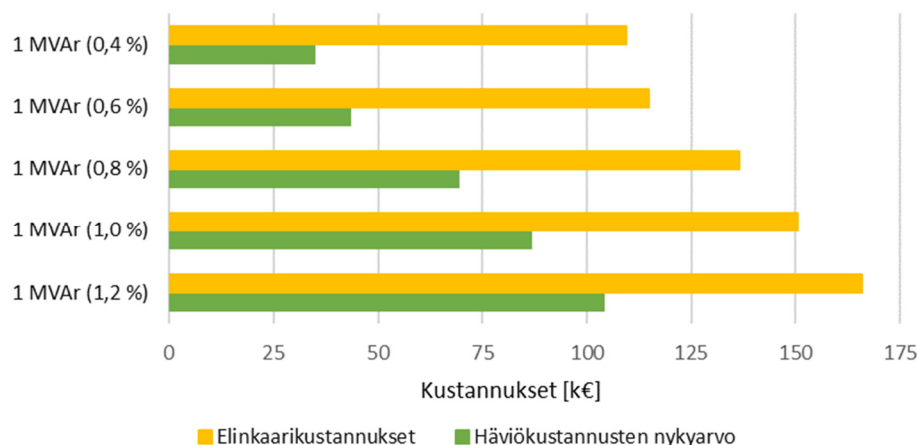
Taulukossa 6.2 on esitettyä loistehon kompensointilaitteistojen eri kustannuskomponentit ja elinkaarikustannukset. Arvot on laskettu edellä kerrottujen lähtötietojen ja valintojen perusteella. Taulukossa on esitettyä eri teholuokan laitteiden elinkaarikustannuksia ja keskitetyistä reaktoreista on myös kahden eri häviötason laitteita. Mukana on myös yksi portaattomasti säädettävä vaihtoehto.

Taulukko 6.2 Loistehon kompensointilaitteiden investointi, häviö, kunnossapito ja elinkaarikustannukset. Reaktorin loistehon jälkeen suluissa ilmoitettu lukema kuvaa reaktorin prosentuaalisia häviöitä nimellistehosta.

Laitevaihtoehto	Investointikustannus		Häviökustannusten nykyarvo		Kunnossapitokustannusten nykyarvo		Elinkaarikustannukset	
	[k€]	[k€/MVA _r]	[k€]	[k€/MVA _r]	[k€]	[k€/MVA _r]	[k€]	[k€/MVA _r]
0,18 MVA _r (1,3 %) 15 A	23	128	20	113	4	22	47	262
0,3 MVA _r (1,2 %)	27	90	31	104	4	13	62	207
1 MVA _r (1,0 %)	55	55	87	87	10	10	152	152
1 MVA _r (0,6 %)	60	60	52	52	10	10	122	122
2 MVA _r (1,0 %)	68	34	173	87	10	5	251	126
2 MVA _r (0,6 %)	73	37	104	52	10	5	187	93
3 MVA _r (0,9 %)	77	26	234	78	10	3	321	107
3 MVA _r (0,6 %)	82	27	156	52	10	3	248	83
0-2 MVA _r (0,9 %) 170 A	120	60	156	78	10	5	286	143

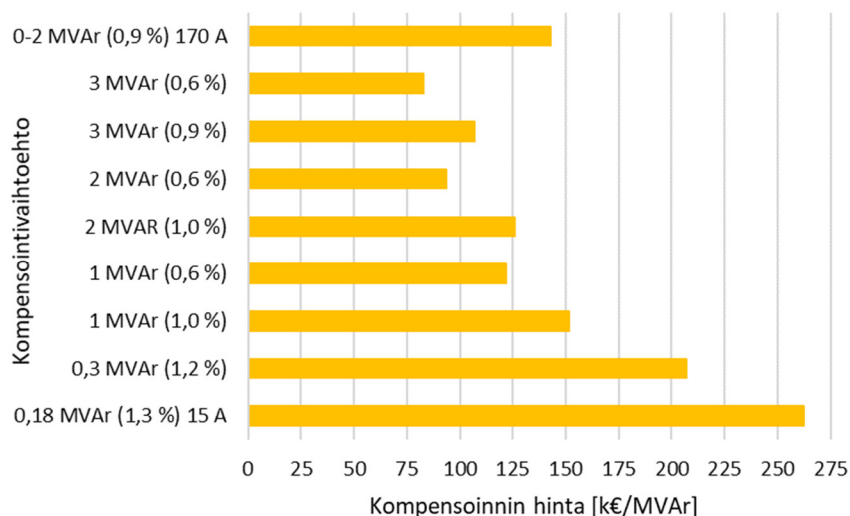
Häviökustannusten merkityksen voi huomata nousevan merkittävimäksi kustannuskomponentiksi 40 vuoden pitoajalla, pienellä korkotasolla ja kohtuullisella häviöiden arvostuksella. Vaikuttaisikin olevan tärkeämpää valita mahdollisimman pienihäviöinen reaktori pienten investointikustannusten sijaan. Kuvaan 6.2 on esitetty häviökustannusten nykyarvon suhde elinkaarikustannuksiin eri reaktoreiden häviötasoilla asian havainnollistamiseksi. Suurihäviöisillä reaktoreilla suurin osa elinkaarikustannuksista muodostuu häviöistä ja niiden elinkaarikustannukset ovat suurimmat. Edes 15 vuoden lyhyt pitoaika ei tekisi suurihäviöisen reaktorin hankintaa kannattavaksi elinkaarikustannusten kannalta, vaikka häviöiden puolittaminen kasvattaisi reaktori komponentin investointikustannukset kaksinkertaisiksi.

Todellisuudessa häviöiden pienentäminen reaktorissa esimerkiksi 0,9 % tasolta 0,55 % tasolle kasvattaa reaktorin hintaa noin 15–40 %. Kuvan 6.2 elinkaarikustannuksissa on huomioitu pienimpihäviöisten reaktorien korkeammat hinnat.



Kuva 6.2 Häviökustannukset suhteessa reaktorin elinkaarikustannuksiin eri häviöprosentteilla.

Reaktorivaihtoehtojen hintavertailun avuksi laskettiin elinkaarikustannusten hinta suhteessa reaktorin tehoon ja saadut arvot on esitetty kuvassa 6.3. Perinteiset keskitetyt reaktorivaihtoehtot vaikuttaisivat huomattavasti edullisemmilta kuin hajautettuun kompensointiin sopivat pienitehoiset reaktorit. Toinen näistä hajautetuista reaktoreista kompensoi myös maasulkuvirtaa, joten tämä on huomioitava kustannuksia tarkastellessa. Hintavampana vaihtoehtona erottuu myös portaattomasti säädettävä 0–2 MVar reaktori, mutta tätäkin voitaisiin hyödyntää muita vaihtoehtoja paremmin yhdistelmälaitteena hyvän säädettävyyden takia.

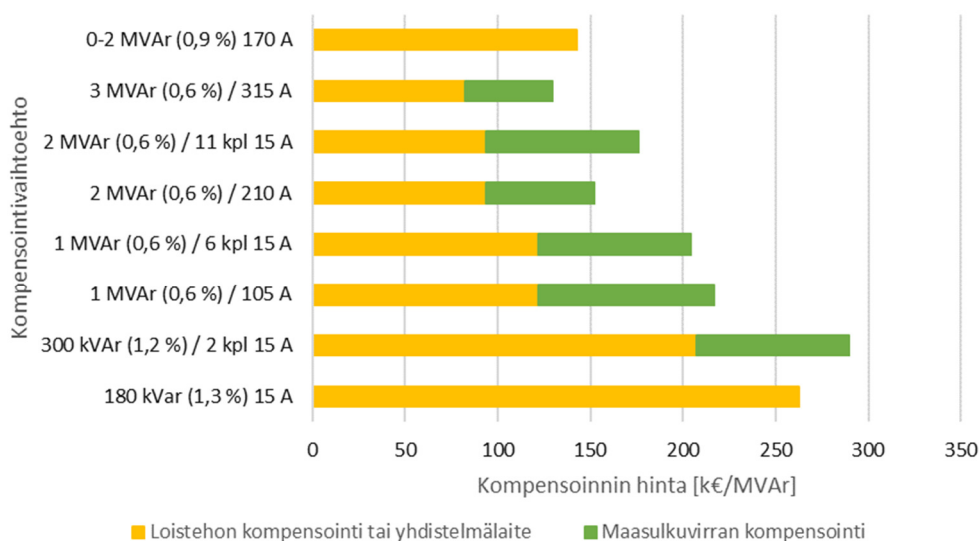


Kuva 6.3 Loistehon kompensointilaitteistojen kompensoinnin hinta kVAr-kohden. Reaktorin loistehon jälkeen suluissa ilmoitettu lukema kuvaa reaktorin prosentuaalisia häviöitä nimellistehosta.

Useilla työssä tarkasteltavilla sähköasemilla on tarvetta myös maasulkuvirran kompensoinnin lisäkapasiteetille, joten samanlaisen tarkastelun tekeminen on tarpeellista myös ratkaisuille, joilla saadaan ratkaistua molemmat ongelmat. Vaihtoehtoisia toteutuksia on useita ja tarkasteluun otetaan vain selvästi erilaiset vaihtoehdot, jotka olisivat todellisuudessa käyttökelpoisia PAVO:lle tai ISSS:lle.

Hajautettua 0,18 MVar 15 A yhdistelmälaitetta ja 0–2 MVar tasajännitteellä säädettävää reaktoria oletetaan käytettävän sekä maasulkuvirran että loistehon kompensointiin. Muilla vaihtoehtoilla kompensointi toteutetaan erikseen esimerkiksi keskitettyjen säädettävien Petersen kelojen tai muuntajaan yhdistettyjen maasulkuvirran kompensointilaitteiden avulla. Keskitettyjen maasulkuvirran kompensointilaitteiden investointikustannuksina käytetään verkkoyhtiöihin hankittujen avaimet käteen pakettien todellisia kustannuksia. Petersen kelalla varustetun muuntajan kustannuksista huomioitiin maasulkuvirran kompensoinnin lisähinta verrattuna vastaavaan pelkkään jakelumuuntajaan. Molempien ratkaisujen tyhjäkäyntihäviöt ja kunnossapitokustannukset on huomioitu kompensoinnin hinnassa. Laskentakorkanta, pitoaika ja häviöiden hinta vastaavat muita tämän luvun tarkasteluita.

Loistehon ja maasulkuvirran kompensointiin sopivien yhdistelmäratkaisujen kompensoinnin hinta on esitetty kuvassa 6.4. Nyt eri vaihtoehtojen kustannukset tehoa kohden ovat selvästi lähempänä toisiaan kuin pelkkiä loistehon kompensointilaitteita tarkastellessa. Yllättäen keskitetty 1 MVar loistehon kompensointireaktori ja kuusi hajautettua 15 A muuntajakuristinta maasulkuvirran kompensointiin on edullisempi ratkaisu kuin toteuttamalla maasulkuvirran kompensointi 105 A keskitetyllä Petersen kelalla. Suuremmilla kompensointitarpeilla keskitetty maasulkuvirran kompensointi on edullisempi kuin hajautetusti toteutettu. Näillä lähtötiedoilla edelleen edullisimman kompensoinnin hinnan tarjoaa teholtaan suurin keskitetysti toteutettu kompensointi 3 MVar reaktorin ja 315 A Petersen kelan muodossa.



Kuva 6.4 Loistehon ja maasulkuvirran kompensointiin sopivien ratkaisujen kompensoinnin hinta. Jakoviivan jälkeen on merkitty maasulkuvirran kompensointilaitteiston nimellisuutta ja hajautetuista ratkaisuista on ilmoitettu myös kompensointilaitteiden lukumäärä.

Lasketut kustannukset ovat lähempänä todellisuutta tapauksissa, joissa sähköasemalla on vapaa valmiiksi kalustettu kenno käytettävissä kompensointilaitteistolle. Toteuttamalla maasulkuvirran ja loistehon kompensointi keskitetysti, voidaan tarvita jopa kaksi lähtöä käyttöön, jollei sähköasemalla ole ollut aiemmin maasulkuvirran kompensointilaitteistoa. Tyhjän kennon kalustaminen tai muut suuremmat muutokset sähköasemalla voivat nostaa keskitetyn kompensoinnin investointikustannuksia kymmenillä tuhansilla euroilla. PAVO:n osalta vapaat kalustetut lähdöt löytyvät Änkilän ja Särkisalmen sähköasemilta ja ISSS:lla vapaita kalustettuja lähtöjä on käytettävissä Mansikkalan, Rajapatsaan ja Saarlammen sähköasemilla.

Kompensoinnin elinkaarikustannukset ovat merkittävä tekijä eri vaihtoehtoja tarkastellessa, mutta huomioon on otettava myös eri ratkaisujen heikkoudet sekä niiden toteuttamiskelpoisuus eri liityntäpisteiden verkoissa. Aina ei välttämättä kannata valita elinkaarikustannuksiltaan halvinta ratkaisua, jos esimerkiksi hieman kalliimpi vaihtoehto aiheuttaa vähemmän meluhaittoja asutukselle. Tarkemmat suunnitelmat loistehon hallintaan liityntäpistekohtaisesti on esitetty seuraavassa luvussa.

7. LOISTEHON HALLINTA

Loistehon hallinnan kustannustehokas toteuttaminen vaatii tiedon loistehon siirron nykytilasta ja kehityksestä mahdollisimman pitkälle tulevaisuuteen. Kehityksen tarkastelu sisältää aina useita epävarmuustekijöitä ja näitä on pyritty kartoittamaan herkkyystarkastelun muodossa. Kompensointilaitteet muodostavat oman merkittävän kokonaisuutensa loistehon ja maasulkuvirran hallinnassa, joten erilaisten vaihtoehtojen kartoittaminen on tärkeää ja elinkaarikustannukset on tunnettava kaikille vaihtoehdoille. Näiden tärkeimpien seikkojen lisäksi on otettava huomioon monia käytännönläheisiä seikkoja aina sähköaseman vapaiden lähtöjen käytön mahdollisuuksista kompensointilaitteiden tehoportaan säädön sopivaan ajoittamiseen. Välttämättä kaikilla liityntäpisteillä ei ole tiettyä yhtä parasta ratkaisua loistehon hallintaan, jolloin tarkoituksena on esittää erilaisia toteutettavissa olevia vaihtoehtoja.

Investoimalla loistehon ja maasulkuvirran kompensointilaitteistoihin kasvaa verkkoyhtiön verkon arvo Energiaviraston määrittelemien yksikköhintojen mukaisesti. Näiden investointien vaikutusta sallittuun tuottoon ja liikevaihtoon käsitellään seuraavassa luvussa. Herkkyyksianalyysit tehdään loissähköhallinnan kannalta tärkeimmille parametreille, jotta voidaan tutkia mahdollisia riskitekijöitä suunnitelmissa. Viimeisissä luvuissa käydään läpi liityntäpistekohtaiset suunnitelmat loistehon ja maasulkuvirran hallintaan. Suunnitelmat on tehty nykytietojen valossa ja niitä on syytä päivittää tarpeen mukaan, jotta vältytään tulevilta yllätyksiltä.

7.1 Kompensoinnin vaikutus verkkoyhtiön liikevaihtoon

Energiavirasto on määritellyt sähköjakeluverkoissa käytettävien komponenttien yksikköhinnat. Näitä yksikköhintoja käytetään verkkoyhtiön verkon jälleenhankinta-arvon ja nykykäyttöarvon määrittelyssä. Taulukkoon 7.1 on listattu erilaisten reaktoreiden eli rinnakkaiskuristimien yksikköhintoja. Hajautetun kompensoinnin laitteet tarkoittavat sekä maasulkuvirran että loistehon kompensointiin käytettäviä laitteita ja niiden teholuokka ilmoitetaan ampeereina. Myös hajautetun kompensoinnin yhdistelmälaitteet menevät näiden kahden laiteluokan sisään nykyisessä määritelmässä.

Taulukko 7.1 Energiaviraston määrittämät yksikköhinnat reaktoreille ja hajautetun kompensoinnin laitteille.

Verkkokomponentti	Yksikköhinta [€/kpl]	Pitoaikaväli [a]
Rinnakkaiskuristin 1 MVAr	61 400	40–50
Rinnakkaiskuristin 2 MVAr	79 000	40–50
Rinnakkaiskuristin vähintään 3 MVAr	101300	40–50
Hajautetun kompensoinnin laitteisto 10 A tai vähemmän	11 200	40–50
Hajautetun kompensoinnin laitteisto yli 10 A	19 100	40–50

Kompensointilaitteisiin investointi nostaa jakeluverkkoyhtiön verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvoa. Laitteille määritellään käytettävä pitoaika energiaviraston antaman välin puitteissa. Erilaisille reaktoreille ja kuristimille se on 40–50 vuotta. Määritellyn pitoajan ja yksikköhinnan avulla voidaan laskea valvontamallin mukaiset vuosittaiset tasapoistot.

Verkon lisääntyvän arvon lisäksi kompensointilaitteen hankinta vaikuttaa verkkoyhtiön sallittuun tuottoon. Vaikutus sallittuun tuottoon riippuu verkkokomponentin nykykäyttöarvosta ja vuosittaisesta WACC-prosentista (Weighted Average Cost of Capital), joka lasketaan erikseen omalle ja vieraalle pääomalle. Yksittäisen komponentin vaikutus sallittuun tuottoon voidaan laskea vuosittain kertomalla komponentin nykykäyttöarvo WACC-prosentilla.

Energiaviraston määrittelemät yksikköhinnat komponenteille ovat keskimääräisiä toteutuneita investointikustannuksia. Reaktorin oikeat investointikustannukset voivat olla korkeammat tai alhaisemmat kuin energiamarkkinaviraston määrittelemä yksikköhinta. Verkkoyhtiön kannalta olisi taloudellisesti hyödyllistä, jos komponentin investointikustannukset olisivat alhaisemmat kuin energiaviraston määrittelemä yksikköhinta. Tavallaan tässä tapauksessa saadaan verkolle ylimääräistä arvoa, kun yksikköhinnat määrittelevät verkon jälleenhankinta-arvon, mutta investoitava komponentti on kustantanut oikeasti esimerkiksi 30 % yksikköhintaa vähemmän. Tällä pyritään ohjaamaan verkkoyhtiöitä tekemään investointien kilpailutus kunnolla ja valitsemaan kustannustehokas vaihtoehto.

Tarkoituksena on keskittyä kompensointilaitteiden kustannuksien tarkastelussa elinkaarikustannuksiin ja jättää pienemmälle huomiolle eri kompensointivaihtoehtojen vaikutus sallittuun liikevaihtoon ja kohtuulliseen tuottoon. Valvontamallin kannalta taloudellisesti parhaat ratkaisut eivät välttämättä ole elinkaarikustannuksiltaan edullisimpia vaihtoehtoja, joita

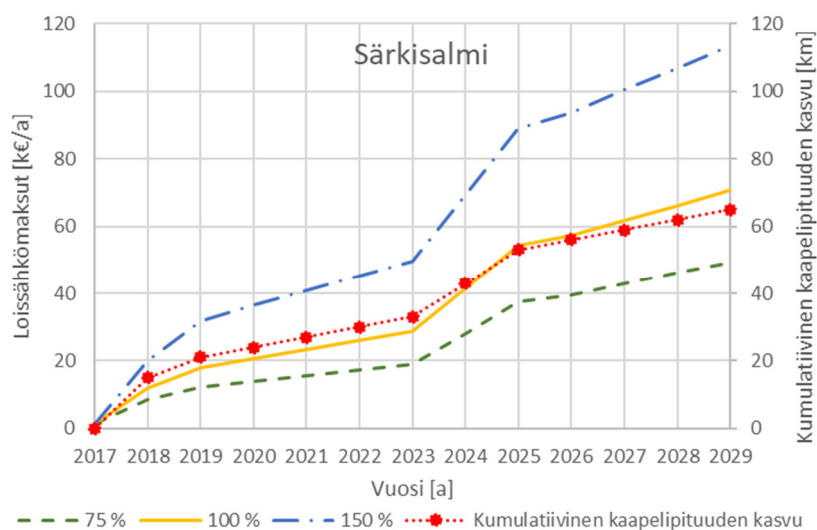
työssä olisi tarkoitus etsiä. Taloudellisten seikkojen lisäksi on muitakin huomioitavia asioita ja niitä käsitellään tarkemmin liityntäpistekohtaisten loissähkönhallintasuunnitelmien yhteydessä.

7.2 Herkkyystarkastelu

Herkkyysanalyysin avulla pyritään selvittämään eri lähtöarvojen vaikutus lopputulokseen. Näin selvitetään erilaiset riskitekijät ja ne parametrit, joihin on kiinnitettävä erityistä huomiota. Loissähkön hallinnassa tarkastelujaksot ovat pitkiä, jolloin vuosien aikana voi tapahtua muutoksia useissa lähtötiedoissa ja kattavalle herkkyystarkastelulle on tarvetta.

Tarkasteluissa pidetään lähtötiedot samana yhtä muutettavaa parametria lukuun ottamatta. Loissähkön kehitysnäkymät luvussa laskettuja arvoja käytetään herkkyystarkastelun perustasona loissähkömaksuja laskettaessa. Analyysi tehdään liityntäpistekohtaisesti kaapelointimäärille sekä loistehon ja -energian hinnoittelun muutoksille. Fingridin loissähköikkunan muutoksien vaikutusta kompensoinnin toteutukseen ja loissähkömaksuihin arvioidaan esimerkkiliityntäpisteen avulla. Kompensointilaitteiden tarkastelussa lähtöarvot vastaavat luvussa 6.6.3 käytettyjä arvoja ja niiden osalta tarkastellaan häviöenergian hinnan ja korkotasoa vaikutusta elinkaarikustannuksiin. Punkasalmen liityntäpisteelle ei tehdä herkkyystarkastelua, koska käytännön hyöty jäisi merkityksettömäksi.

Loissähkön hallinnan kannalta tärkein muuttuva tekijä on vuosittaiset kaapelointimäärät. Todelliset asennettavat kaapelointipituudet tulevat poikkeamaan todennäköisesti verkon kehityssuunnitelman arvoista varsinkin vuotta 2029 lähestyttäessä. Kuvassa 7.1 on esitetty Särkisalmen liityntäpisteen loissähkömaksujen kehitys kolmella eri kaapelointitahdilla ja kehityssuunnitelman mukainen kaapelipituuden kasvu. Esimerkiksi vuonna 2024 loissähkömaksut ovat 30–70 k€ välillä riippuen asennettavista kaapelointipituuksista ja kehityssuunnitelman mukainen kaapelointipituuden kasvu on noin 40 km. Muiden työssä käsiteltyjen liityntäpisteiden kuvat löytyvät liitteestä V.



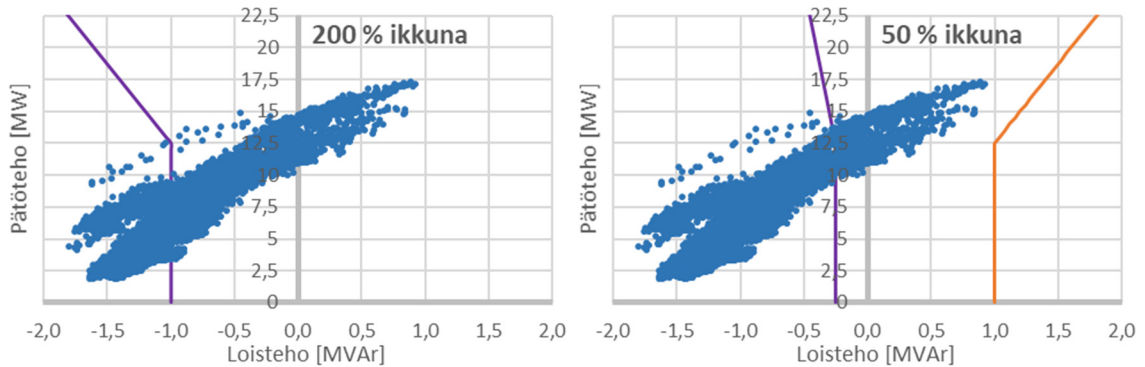
Kuva 7.1 Särkisalmen liityntäpisteen loissähkömaksujen kehitys eri kaapelointimäärillä (75 %, 100 % ja 150 %) ja verkon kehityssuunnitelman mukainen kumulatiivisen kaapelointipituuden kasvu. Verkon kehityssuunnitelman mukaista kaapelointitahtia kuvaa 100 % arvo.

Kaikissa tarkasteltavissa liityntäpisteissä verkon kehityssuunnitelmaa pidemmät kaapelointipituudet nostavat huomattavasti loissähkönsiirron ylitysmaksuja. Esimerkiksi Rajapatsaan liityntäpisteen loissähkömaksut kaksinkertaistuvat vuonna 2023, jos maakaapeliverkon pituus kasvaa 1,5-kertaisesti suunnitelman tasoon nähden. Toisaalta Syyspohjan liityntäpisteessä hitaampi kaapelointitahti alentaisi ylitysmaksut merkityksettömiksi vuoteen 2027 asti. Muiden liityntäpisteiden tilanne muistuttaa pitkälti tosiaan, eikä maksujen kehityksessä ole yllätyksiä. Tarkoituksena tällä tarkastelulla oli tuoda esille erilaisten kaapelointipituuksien kasvun vaikutus loissähkömaksujen kehitykseen tulevina vuosina.

Fingrid on asettanut nykyiset määrittelyt loissähköikkunan koolle. Ikkunan koon muutokset voivat vaikuttaa huomattavasti loissähkömaksuihin ja kompensoinnin toteutukseen erityisesti joissakin liityntäpisteissä. Loissähköikkunan määrittelyssä käytetään useita mahdollisesti muuttuvia parametreja, mutta herkkyytarkastelu toteutetaan kertomalla nykyisiä loissähkörajoja kertoimilla 0,5 ja 2,0. Tarkasteltavaksi esimerkkiliityntäpisteeksi valittiin Rajapatsas loistehon siirron pistejoukon hajanaisuuden takia.

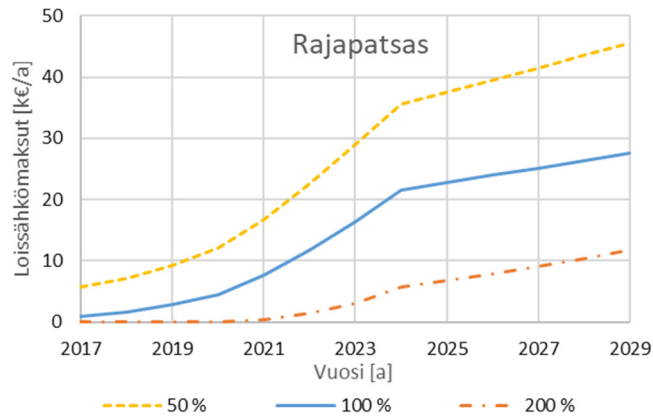
Kuvassa 7.2 on esitetty vuoden 2029 loistehon siirto nykyisiä määrittelyjä suuremmalla ja pienemmällä loissähköikkunalla. Loissähköikkunan koon kaksinkertaistuminen ei välttämättä poista kompensointitarvetta, koska kuvan 7.3 mukaisesti loissähkömaksut nousevat

vuoteen 2029 mennessä yli 10 k€/a tasolle. Kompensointitarve tulee suuremmalla loissähköikkunalla eteen myöhemmin ja mahdolliset muut muutokset voivat tehdä kompensointilaitteiden hankinnan kannattamattomaksi.



Kuva 7.2 Rajapatsaan liityntäpisteen laskennallinen loistehon siirto vuonna 2029 kahdella eri loissähköikkunan koolla. Ikkunan koko on 50 %:lla puolet nykyisestä loissähköikkunasta ja vastavasti 200 % ikkuna on kaksi kertaa nykyistä suurempi.

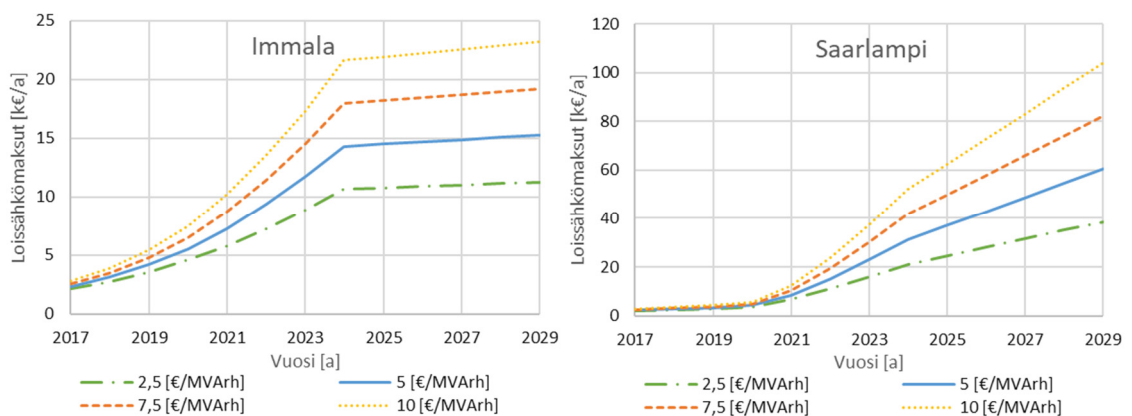
Mahdollisesti todennäköisempi skenaario on kuitenkin loissähköikkunan koon pienentyminen. Tässä tapauksessa loissähkömaksut nousevat merkittävästi nykytilanteeseen nähden kuvan 7.3 mukaisesti ja loistehon kompensoinnin hankinta on kannattavaa aikaisemmassa vaiheessa. Ehkä suurimmaksi ongelmaksi muodostuu kuitenkin loistehon siirron vuosittaiset vaihtelut osalla liityntäpisteistä, jolloin jatkuvasti verkkoon kytketyllä kompensoinnilla merkittävä osa loistehon siirrosta voi mennä rajojen ulkopuolelle. Mahdollisuutena tässä tapauksessa on käyttää jännitteettömänä säädettävää reaktoria tarpeen mukaan tai investoida selvästi kalliimpaan jännitteellisenä säädettävään reaktoriin, jonka ohjauksen hoitaa automaattikka. Useilla työssä tarkastelluilla liityntäpisteillä tämä ei ole ongelma edes puolet nykyistä pienemmillä loistehon siirtorajoilla, mutta Rajapatsaan tapauksessa reaktori ei kannata olla kytkettynä verkkoon vuoden jokaisena tuntina. Vuoden aikana tehtäville kompensoinnin säädöille voi olla tarvetta Rajapatsaan liityntäpisteen lisäksi Mansikkalan ja Särkisalmen liityntäpisteissä, jos loissähkörajat pienentyvät merkittävästi. Loissähköikkunan koon pienentyminen hankaloittaa myös reaktorin mitoitus ja useampien säätöportaiden tarve kasvaa. Fingridin määrittelemien loissähkörajojen muutoksien ennustaminen on lähes mahdotonta ja niiden huomiointi reaktorien hankinnassa muodostuu ongelmalliseksi.



Kuva 7.3 Loissähkömaksujen kehitys Rajapatsaan liityntäpisteessä kolmella eri loissähköikkunan koolla.

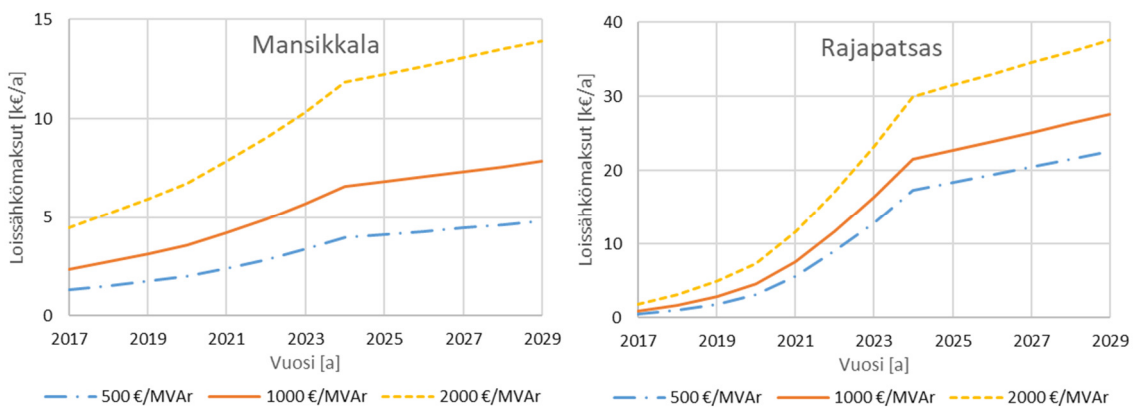
Loissähkön hinnoittelulle tehdään tarkastelu erikseen loisenergia- ja loistehomaksulle, jolloin saadaan käsitys mahdollisten hinnoittelun muutoksien vaikutuksesta loissähkömaksuihin. Loissähkön hinnoittelun muutokset ovat vuoteen 2029 mennessä todennäköisiä, jolloin on saatava käsitys hinnoittelun vaikutuksesta liityntäpisteiden ylityskustannuksiin.

Kuvassa 7.4 on esitettyä Immalan ja Saarlammen liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys neljällä eri loisenergian hinnalla. Muiden liityntäpisteiden kuvaajat löytyvät liitteestä VI. Mansikkalan liityntäpistettä lukuun ottamatta loisenergian hinnoittelu vaikuttaa loissähkömaksuihin hyvin merkittävästi. Energian hinnoittelulla on erityisesti merkitystä liityntäpisteissä, joissa loistehon siirron vaihtelu on vuoden aikana pientä ja koko pistejoukko on siirtynyt loissähköikkunan ulkopuolelle.



Kuva 7.4 Immalan ja Saarlammen liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys eri loisenergian hinnoitteluilla.

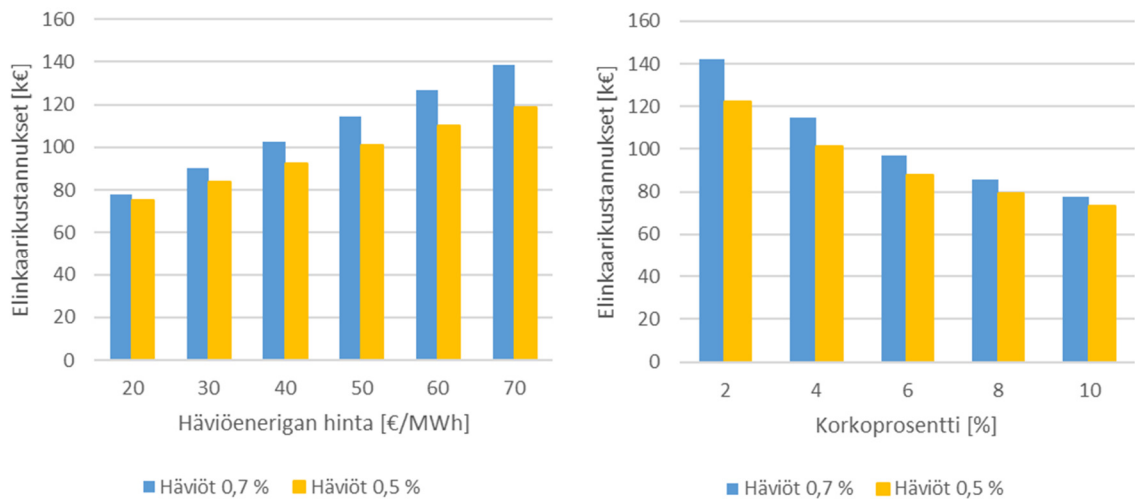
Mansikkalan liityntäpisteessä ylitysmäärät ovat pieniä ja pistejoukko hyvin hajanainen, jolloin suurin osa loissähkömaksuista muodostuu tehokomponentista. Tämä voidaan havaita myös kuvan 7.5 kuvaajista, jotka kuvaavat loissähkömaksujen kehitystä 500–2000 €/MVar loistehon hinnoittelulla. Liitteeseen VII on listattu muiden liityntäpisteiden vastaavat kuvat. Suurimmassa osassa liityntäpisteitä loistehon hinnoittelulla on energian hinnoittelua pienempi vaikutus loissähkömaksuihin. Kuvan 7.5 liityntäpisteissä loistehon hinnoittelun vaikutus on merkittävä, mutta esimerkiksi Syyspohjan liityntäpisteessä vaikutus on selvästi pienempi. Vuoden aikana tapahtuvat yksittäiset suuret ylitykset voivat vaikuttaa huomattavasti loistehomaksuihin, varsinkin kun kuukauden kaikki ylitykset on huomioitu laskennassa. Jättämällä 50 suurinta ylitystä huomiotta, pienenisi loistehon hinnoittelun merkitys esimerkiksi Immalan ja Mansikkalan liityntäpisteissä huomattavasti.



Kuva 7.5 Loistehon hinnoittelun muutoksien vaikutus loissähkömaksuihin Mansikkalan ja Rajapatsaan liityntäpisteissä.

Reaktori-investoinnin elinkaarikustannuksiin vaikuttavia parametrejä tutkitaan häviöenergian hinnoittelun ja korkotason osalta. Reaktoreiden häviöiden merkitystä elinkaarikustannuksiin tarkasteltiin jo aiemmin luvussa 6.6.3. Tarkasteluissa käytetään 40 vuoden pitoaikaa, 50 €/MWh häviöenergian hintaa, 4 % korkokantaa ja 8760 h huipunkäyttöaikaa lähtöarvoina. Elinkaarikustannusten laskennassa noudatetaan luvun 6.6 periaatteita. Tarkasteltavan esimerkireaktorin kooksi valittiin 1 MVar tehoinen laite 0,5 % ja 0,7 % häviöillä. Pienimpihäviöisen reaktorin investointikustannukset ovat noin 15 % korkeammat kuin suurempihäviöisen ja tämä on huomioitu herkkyystarkastelussa.

Kuvassa 7.6 on esitetty häviöenergian hinnan ja korkokannan herkkyytarkastelut. Molemissa kuvaajissa on yhteistä pienempihäviöisen reaktorin alhaisemmat elinkaarikustannukset kaikilla häviöenergian hinnoilla ja korkokannoilla. Häviöenergian hinnalla ja korkotasolla vaikuttaisi olevan hyvin samankaltaiset vaikutukset elinkaarikustannuksiin. Esimerkiksi häviöenergian hinnan kaksinkertaistuminen nostaa 0,7 % häviöisen reaktorin elinkaarikustannuksia yli 20 k€, joten vaikutus on merkittävä. Samoin korkotason puolittuminen nostaa vastaavan reaktorin elinkaarikustannuksia yli 20 k€. Näiden kahden parametrin merkitystä voidaan pienentää valitsemalla reaktori mahdollisimman pienillä häviöillä, mutta huomioitava on myös reaktorikomponentin investoinnista aiheutuvat kustannukset eri vaihtoehdoilla.



Kuva 7.6 Häviöenergian hinnan ja korkokannan vaikutus kahden eri häviötason 1 MVA reaktorin elinkaarikustannuksiin.

Kaikilla tarkasteltavilla parametreilla vaikuttaisi olevan merkittävä vaikutus loissähkömaksuihin tai reaktorin elinkaarikustannuksiin. Tarkasteluun valittiin ennakoarvioiden perusteella tärkeimpiä parametrejä, joten tulos oli odotettu. Keskimäärin kaikkein suurin vaikutus loissähkömaksujen kehitykseen vaikuttaisi olevan verkon kaapelointinopeudella, mutta useissa liityntäpisteissä myös loisenergian hinta vaikutti huomattavasti loissähkömaksuihin. Loissähkökkunan koon muutokset voivat olla jopa kaapelointimääriä merkityksellisempiä loissähkömaksujen kehityksen ja kompensointilaitteiden hankinnan näkökulmasta, mutta muutoksien ennustaminen on haastavaa. Loissähkö hinnoittelun muutokset eivät vaikuta merkittävästi tarvittavan kompensoinnin määrään, mutta joissakin rajatapauksissa ne saattavat vaikuttaa kompensoinnin kannattavuuteen. Käytettävän laskentakorkokannan ja häviöenergian hinnan vaikutukset reaktorin elinkaarikustannuksiin todettiin yhtä merkittäviksi ja

erityisesti suurihäviöisillä reaktoreilla häviöenergian hinnan vaihtelut voivat vaikuttaa selvästi reaktorin elinkaarikustannuksiin. Taulukkoon 7.2 on vielä koottu yhteenveto eri parametrien vaikutuksesta loissähkömaksuihin ja loistehon kompensointilaitteiden hankintaan.

Taulukko 7.2 Yhteenveto herkkyystarkastelun parametrien vaikutuksesta loissähkömaksuihin ja loistehon kompensoinnin toteutukseen.

Tarkasteltava parametri	Vaikutus Loissähkömaksuihin	Vaikutus kompensoinnin toteutukseen	Kommentti
Kaapelipituuden kasvu	Suuri	Suuri	Merkittävin epävarmuustekijä loissähkömaksujen kehityksessä ja kompensoinnin toteutuksessa.
Loissähköikkunan koko	Suuri	Keskisuuri	Osalla liityntäpisteistä ikkunan pienentyminen hankaloittaa reaktorin valintaa ja käyttöä.
Loisenergian hinta	Suuri	Pieni	Merkitys vaihtelee liityntäpisteittäin.
Loistehon hinta	Keskisuuri	Pieni	Merkitys vaihtelee liityntäpisteittäin.
Häviöenergian hinta	-	Pieni	Huomattava vaikutus reaktorin elinkaarikustannuksiin, mutta ei kompensoinnin toteutukseen.
Korkokanta	-	Pieni	Huomattava vaikutus reaktorin elinkaarikustannuksiin, mutta ei kompensoinnin toteutukseen.

7.3 Strategiat loistehon hallintaan

Työn tavoitteeksi määriteltiin suunnitelman luominen loistehon hallintaan liityntäpistekohdaisesti. Tarkoituksena on luoda vähintään yksi toteutusvaihtoehto liityntäpisteille, jota seuraamalla kokonaiskustannukset pysyvät alhaisina ja ratkaisu on sähköteknisesti toteuttamiskelpoinen. Suunnitelman luomisen pohjana käytetään tietoja loistehon nykytilasta ja tulevaisuuden kehityksestä sekä tietoja eri kompensointivaihtoehtojen elinkaarikustannuksista. Lisäksi huomioidaan erilaiset riskitekijät, jotka voisivat muuttaa loistehon hallintaan vaadittavia toimenpiteitä.

Suunnitelmien teossa käytetään lukujen 4, 5 ja 6 tietojen lisäksi apuna tarpeelliseksi nähtyjä laskelmia loistehon kehityksestä erityisesti parille seuraavalle vuodelle. Apuna käytetään vuoden 2017 loistehotiedoilla laskettuja ylitysmaksujen kehitystä erityisesti PAVO:n osalta.

Tarkoituksena on tällä tavoin selvittää, onko viimeisen vuoden aikaan tapahtunut merkittävä muutosta tilanteessa. Näin saadaan arvioitua mahdollisimman hyvin todellisia loissähkömaksuja parille seuraavalle vuodelle ja arviot eivät perustu vain yhden vuoden loistehon siirron lukemiin.

7.3.1 Mansikkala (MA1) ja Punkasalmi (PMI)

Punkasalmen liityntäpiste erottui joukosta loissähkö kehityksen tarkastelussa ja sen osalta todettiin olevan tarpeetonta tarkastella keinoja loistehon kompensointiin. Esimerkiksi suuremmat jakorajamuutokset tai Punkasalmen tehtaan sulkeminen saattaisivat aiheuttaa tarpeen kompensoida loistehoa vuoteen 2029 mennessä. Näiden tapahtumien ennustaminen on kuitenkin lähes mahdotonta. Nykytietojen perusteella tarkemmille tarkasteluille ei ole tarvetta Punkasalmen liityntäpisteen osalta.

ISSS:n verkon kaupunkialuetta syöttävä Mansikkalan liityntäpisteen voi laskea rajatapaukseksi loistehon kompensoinnin tarpeen suhteen. Nykyisellä loissähkö hinnoittelulla ja seuranalla ei kompensoinnille ole välttämättä tarvetta, vaikka koko sähköaseman syöttämä verkko muutettaisiin maakaapeliverkoksi verkon kehityssuunnitelman mukaisesti. Maasulkuvirran kompensointia ei ole käytössä sähköasemalla ja sille ei todennäköisesti tule tarvetta, johtuen alhaisen resistanssin laajasta maadoitusverkosta ja pienistä kaapelointimääristä.

Edullisimman hajautetun loistehon kompensointiratkaisun vuosittaiset kustannukset ovat noin 5 k€/a kahdeksan vuoden takaisinmaksuajalla. Tällaisella 300 kVAr reaktorilla saadaan alennettua Mansikkalan liityntäpisteessä vuoden 2025 ylitysmaksuja noin 4 k€/a edestä, jos kaikki kuukauden ylitykset huomioidaan. Saatava hyöty pienenee huomattavasti, jos kuukauden 50 suurinta ylitystä jätetään huomiotta laskutuksessa. Mansikkalan sähköaseman syöttämä verkko on tarkoitus olla kaapeloitu kokonaan vuoden 2024 loppuun mennessä, joten loissähkömaksut eivät kasva enää myöhemmin ilman jakoraja- tai hinnoittelumuutoksia. Näiden seikkojen takia kompensointilaitteen hankinta ei nykytiedoilla vaikuta taloudellisesti kannattavalta. Loistehon kompensointilaitteiden hankinta voi muodostua kannattavaksi esimerkiksi loistehon hinnoittelun kaksinkertaistuessa, loistehon siirtorajojen pienentyessä tai pienitehoisten reaktoreiden hintojen laskiessa.

7.3.2 Särkisalmi (SRK)

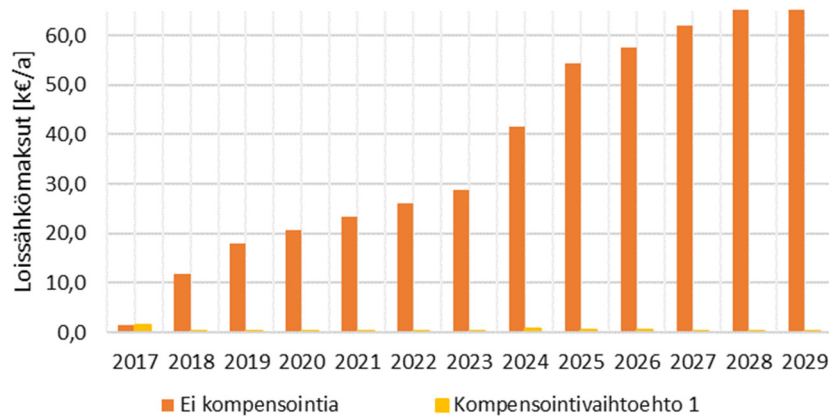
Työssä tarkasteltavista liityntäpisteistä suurimmat loissähkömaksut on aiheutunut Särkisalmen liityntäpisteen loistehon siirrosta. Loissähkömaksuja kertyy vuodelta 2017 arviolta 3–4 k€/a, mutta käynnissä olevat kaapeloinnit tulevat nostamaan seuraavan vuoden loissähkömaksuja huomattavasti. Tästä johtuen Särkisalmen liityntäpisteessä loistehon kompensointilaitteiden hankinta on ajankohtaista jo lähiaikoina. Verkon kehityssuunnitelman perusteella kapasitiivisen loistehon tuotto kasvaa 1,5 MVar ja maasulkuvirran kompensoinnin tarve nousee 150 A edestä vuoteen 2029 mennessä. Vastaavasti loissähkömaksut nousevat noin 70 k€/a tasolle.

Särkisalmen sähköasemalta on vapautumassa yksi vapaa lähtö, jota voitaisiin hyödyntää reaktorin kytkennässä. Lähimmät talot sijaitsevat noin 200 m päässä asemasta, joten reaktoreiden aiheuttama melu ei todennäköisesti muodostu ongelmaksi. Keskitettyjen reaktorien käyttäminen Särkisalmen liityntäpisteen loistehon kompensointiin vaikuttaisi kannattavalta vaihtoehdolta, koska myös kompensointitarve on suurin työn liityntäpisteistä. Hajautettuja reaktoreita joutuisi asentamaan verkkoon kuudesta kymmeneen kappaletta, jolloin ne eivät ole elinkaarikustannuksiltaan kilpailukyisiä keskitettyjen pienihäviöisten reaktorien kanssa.

Sopiva reaktorin teholuokka Särkisalmen liityntäpisteessä on vuoteen 2029 asti 2 MVar. Tällä reaktoriteholla saadaan kompensoitua riittävästi loistehoa noin 85 km kaapelipituuden kasvuun asti, joten kompensointikapasiteetti riittää nykyisillä verkon kehityssuunnitelmilla työn tarkastelujaksoa pidemmälle. Pienempitehoisen reaktorin hankinta ei ole kannattavaa, koska kompensointikyky loppuisi nopeasti kesken ja suurempitehoisten laitteiden kompensoinnin hinta on edullisempi MVar-kohden. Reaktorissa on oltava vähintään kaksipykäläinen säätö 1 ja 2 MVar tehon välillä, jotta turhia häviöitä ei aiheudu ja vältetään ylikompensointi. Tehokkaampi laajalla säätöalueella varustettu reaktori on myös vaihtoehtona, jos investointikustannusten ero pysyy riittävän pienenä. Yksittäistä yli 2 MVar reaktoria käytettäessä ongelmaksi voi muodostua kytkentöjen aiheuttamat jännitteenmuutokset ja vikaantumistapauksissa koko loistehon kompensoinnin poistuminen verkosta. Vaihtoehtona on hankkia kompensointitarpeen kasvaessa hajautettua loistehon kompensointia tarpeen mukaan.

Särkisalmen verkon maasulkuvirtaa kompensoidaan nykyään keskitetysti ja hajautetusti. Keskitetystä kompensoinnista on käytetty lähes kokonaan säätövara, mistä johtuen on päädytty käyttämään hajautettua kompensointia kasvavan maasulkuvirran kompensointiin. Vuoden 2017 aikana on tarkoitus asentaa kaksi 15 A Petersen kelalla varustettua jakelumuuntajaa lisää verkkoon. Nykyinen 87 A keskitetty Petersen kela on suositeltavaa vaihtaa selvästi suuremman kompensointikyvyn omaavaan laitteistoon, koska maasulkuvirta tulee kasvamaan 150 A 2029 mennessä, jonka kompensointi pelkästään hajautetusti on haasteellista hankalan säädettävyyden takia. Mahdollisuutena on siirtää nykyinen laitteisto Punkasalmen sähköasemalle ja hankkia Särkisalmen sähköasemalle uusi noin 300 A kompensointiyksikkö, jolla saataisiin katettua kompensointitarpeet myös vuoden 2029 jälkeen. Hajautettua maasulkuvirran kompensointia voitaisiin edelleen käyttää verkossa kauempana sähköasemaa sijaitsevissa kaapelointikohteissa, vaikka investoitaisiin tehokkaampaan keskitettyyn kompensointiratkaisuun. Kosketusjännitteet pysyvät näin raja-arvojen sisällä koko verkossa.

Loistehon kompensointitarpeen ajoituksen arvioinnissa käytettiin vuosien 2016 ja 2017 loissähkötietoja ja lähivuosien kaapeloitavan verkon pituuksia. Vuoden 2017 maakaapeloinnit aiheuttavat seuraavana vuonna selvän loissähkömaksujen kasvun ja vuoden 2018 loissähkön hinnoittelulla vuosittaiset maksut ovat 10–15 k€/a tasolla. Keskitetyn kompensointilaitteen investointi muodostuu näillä loissähkömaksuilla kannattavaksi jo vuoden 2018 aikana. Vuonna 2019 loissähkömaksut nousevat lähes 20 k€/a tasolle ja kasvu jatkuu myös tästä eteenpäin. Kuvassa 7.7 on esitettyä loissähkömaksujen kehitys ilman kompensointia ja 2 MVAr reaktorin kanssa. Reaktoria on oletettu käytettävän vuoteen 2023 asti 1 MVAr teholla, jonka jälkeen reaktori säädetään täydelle teholle. Tällä tavoin loissähkömaksut jäävät merkityksettömän pieniksi, eikä synny turhia häviöitä reaktorin käytöstä liian suurella teholla.



Kuva 7.7 Särkisalmen liityntäpisteen loissähkömaksujen kehitys ilman kompensointia ja kompensoinnin kanssa.

Taulukossa 7.3 on esitetty kompensointivaihtoehdon investointi- ja elinkaarikustannukset. Loissähkömaksujen kehityksen perusteella reaktori-investointi maksaa itsensä takaisin alle viidessä vuodessa, joten investointi vaikuttaa myös tältä osin kannattavalta jo vuonna 2018. Vuosien 2017 ja 2018 kaapelointimäärät ovat suhteellisen varmoja eikä loissähkön hinnoittelussa tai valvonnassa todennäköisesti tapahdu muutoksia lähivuosina. Reaktori-investoinnin riskit ovat melko pienet edellä kerrottujen seikkojen takia. Keskitetyksi maasulkuvirran kompensointilaitteeksi suositellaan noin 300 A Petersen kela ja lisäksi voidaan käyttää tarpeen mukaan hajautettua kompensointia.

Taulukko 7.3 Särkisalmen liityntäpisteen kompensointivaihtoehdon tiedot.

Kompensointivaihtoehto	Kompensointilaite	Lukumäärä	Asennusvuodet	Investointikustannukset	Elinkaarikustannukset
		[kpl]		[k€]	[k€]
1	2 MVA _r	1	2018	75	200
	300 A	1	2018–2020	140	175

7.3.3 Änkilä (ÄKL)

Änkilän liityntäpisteen verkkoon ei ole asennettu merkittäviä määriä maakaapelia viime vuosien aikana. Loistehon siirron muutokset ovat olleet tästä johtuen pieniä, mutta vuoden 2018 aikana on suunniteltu asennettavan kaapelia 14 km edestä. Tästä kaapeloinnista aiheutuu loissähkömaksujen nousu vuoden 2017 noin 2 k€/a tasolta noin 20 k€/a luokkaan vuodeksi 2019. Vuoteen 2029 mennessä verkkoa on tarkoitus kaapeloida 42 km edestä, josta aiheutuu noin 100 A maasulkuvirtaa ja 1,0 MVA_r kapasitiivista loistehoa. Vuosittaiset loissähkömaksut kasvavat samalla 50 k€/a tasolle.

Keskitetyn kompensointiratkaisun käyttöä Änkilän sähköasemalla helpottaa vapaa kalustettu lähtö. Ongelmaksi voi kuitenkin muodostua meluhaitat viereisille omakotitaloille, jolloin mahdollisuutena olisi asentaa melusuoja asutuksen puolelle. Suojarakennus pienentää myös melun leviämistä ympäristöön, mutta tässä tapauksessa melusuojausta tarvittaisiin vain yhteen suuntaan, jolloin seinämäinen melusuoja riittäisi todennäköisesti.

Kompensointitarve Änkilän liityntäpisteessä on noin 1 MVAr luokkaa vuonna 2029, jos kaapelointi toteutetaan suunnitelman mukaisesti. Myöhemmin tarvittaisiin lisää kompensointikykyä, joten suurempitehoisen säädettävän reaktorin hankinta on varteenotettava vaihtoehto. Ongelmia saattaa syntyä 2 MVAr reaktorin kytkentätilanteiden lähes 3 % jännitteenmuutoksesta. Änkilän liityntäpisteen loistehon siirto ei vaihtelee vuoden aikana erityisen paljon, joten reaktorin kytkentöjä ei todennäköisesti tarvitse tehdä usein. Harvinaiset 3 % jännitteenmuutokset eivät välttämättä muodostu käytännössä ongelmaksi. Vaihtoehtona on käyttää hajautettua kompensointia keskitetyn lisäksi, mutta tällöin kompensoinnin elinkaarikustannukset ovat korkeammat kuin käyttämällä yhtä 2 MVAr keskitettyä reaktoria.

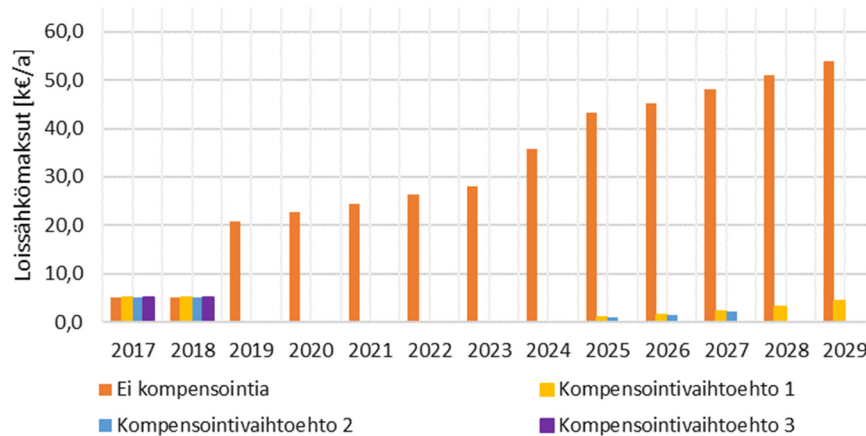
Maasulkuvirran kompensointikykyä Änkilän liityntäpisteessä vaaditaan lisää tälläkin hetkellä ja tarkoituksena on ottaa käyttöön lähiaikoina yksi 15 A Petersen kelalla varustettu muuntaja. Nykyisen 87 A keskitetyn kompensoinnin kapasiteetti on loppunut kesken ja vuoteen 2029 mennessä maasulkuvirta kasvaa noin 100 A nykytasosta. Yhtenä vaihtoehtona on asentaa lisää hajautettua maasulkuvirran kompensointia muuntajaan tai reaktoriin yhdistettyjen laitteiden muodossa. Nykyisen alle kymmenen vuotta vanhan kompensointilaitteen korvaaminen uudella laitteistolla ei vaikuta kustannustehokkaalta ratkaisulta. Toisaalta yhtenä mahdollisuutena olisi hankkia portaattomasti jännitteellisenä säädettävä reaktori, jolla voidaan kompensoida sekä loistehoa että maasulkuvirtaa. Käytännön toteutus on kuitenkin hieman haasteellista ja sopivan kompensoinnin säätö maasulkuvirralla ja loisteholle voi olla ongelmallista, vaikka hyödynnettäisiin edelleen myös nykyistä maasulkuvirran kompensointilaitteistoa. Etuna tässä ratkaisussa olisi kytkentäilmiöiden poistuminen loistehon kompensoinnin kytkennöissä, mutta käytännössä yhdistelmälaite pitää olla kytkettynä verkkoon jatkuvasti maasulkuvirran kompensointitarpeen takia. Reaktorin investointikustannusten lisäksi tällaisessa ratkaisussa voi tulla huomattavia lisäkustannuksia käyttöönotosta ja ohjeis-komponenttien tarpeesta.

Änkilän liityntäpisteen loistehon ja maasulkuvirran kompensointiin voidaan käyttää useaa eri strategiaa ja näistä parhaiten toteuttamiskelpoiset on esitetty taulukossa 7.4. Investointikustannuksissa on reaktorien osalta epävarmuutta johtuen mahdollisen meluesteen kustannuksista. Elinkaarikustannuksien erot 1 ja 2 MVAR reaktorien välillä selittyvät pääasiassa tehokkaamman reaktorin suuremmasta häviötehosta, olettaessa reaktoria käytettävän täydellä teholla. Todellisuudessa erityisesti portaattomasti säädettävän 0–2 MVAR reaktorin häviökustannukset ovat alhaisemmat, koska reaktoria ei käytettäisi koko käyttöikää täydellä teholla. Taloudellisesta näkökulmasta vaihtoehdot ovat melko lähellä toisiaan, mutta loistehon kompensointia saatetaan tarvita lisää jo ennen vuotta 2029, jos päädytään hankkimaan 1 MVAR reaktori. Tehokkaammalla 2 MVAR reaktorilla saadaan kompensoitua noin 80 km kaapelipituuden kasvun verran loistehoa, jolloin kompensointikykyä riittää pidemmälle tulevaisuuteen.

Taulukko 7.4 Änkilän liityntäpisteen kompensointivaihtoehtojen tiedot.

Kompensointivaihtoehto	Kompensointilaite	Lukumäärä	Aseennusvuodet	Investointikustannukset	Elinkaarikustannukset
		[kpl]		[k€]	[k€]
1	1 MVAR	1	2019	60	130
	Muuntaja 15 A Petersen kelalla	8	2017–2029	70	120
2	2 MVAR	1	2019	70	200
	Muuntaja 15 A Petersen kelalla	8	2017–2029	70	120
3	0 - 2 MVAR 0 - 180 A	1	2019	120	270

Loissähkömaksut kasvavat huomattavasti vuonna 2018 tehtävien maakaapelointien seurauksena ja niiden seurauksena kompensoinnin hankinta ajoittuu vuoden 2019 alkuun. Kuvassa 7.8 on esitetty loissähkömaksujen kehitys ilman loistehon kompensointia ja taulukossa 7.4 esitellyillä kompensointisuunnitelmilla. Kaikilla vaihtoehdoilla saadaan alennettua loissähkömaksut pieniksi, mutta vaihtoehdolla 1 loissähkömaksuja alkaa kertyä jakson loppupuolella kompensointitehon loppuessa kesken. Kahden ensimmäisen loistehon kompensointivaihtoehdon takaisinmaksuaika on alle viisi vuotta ja kolmannellakin vaihtoehdolla päästään alle 7 vuoden takaisinmaksuaikaan. Investoinnit ovat kannattavia, eikä pienet muutokset loissähköhinnan hinnoittelussa tai seurannassa poista kompensoinnin tarvetta.



Kuva 7.8 Loissähkömaksujen kehitys Änkilän liityntäpisteessä ilman kompensointia ja kolmella eri kompensointi vaihtoehdolla.

7.3.4 Rajapatsas (MA6)

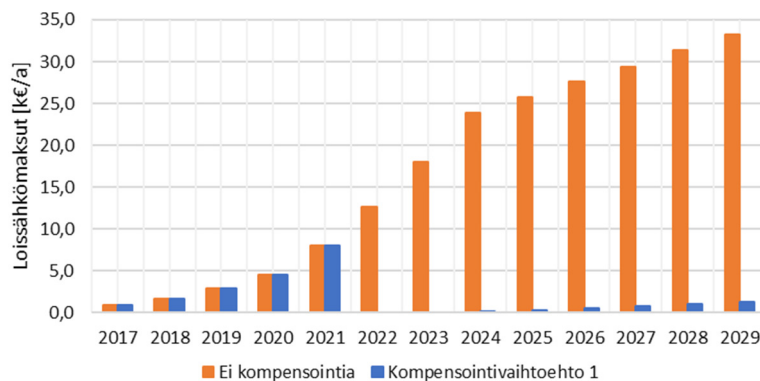
Rajapatsaan liityntäpisteen syöttämään sekaverkkoon sisältyy maakaapeloitua kaupunkiverkkoa ja ilmajohtopainotteista maaseutuverkkoa. Verkkoa on tarkoitus kaapeloida noin 30 km edestä vuoteen 2029 mennessä, mistä aiheutuu noin 1 MVar kapasitiivista loistehoa sekä noin 90 A maasulkuvirtaa. Loissähkörajojen ylityksistä aiheutuvat kuukausittaiset maksut ovat olleet 0–200 € luokkaa vuonna 2017, joten kompensoinnille ei ole vielä tarvetta. Kaapelointiasteen nousu aiheuttaa kuitenkin selvän loistehon kompensointitarpeen ylitysmaksujen kasvaessa kaapeloinnin edetessä.

Keskitettyt kompensointiratkaisut vaikuttaisivat varteenotettavilta vaihtoehdoilta Rajapatsaan liityntäpisteessä. Sähköasemalla on käytettävissä vapaa lähtö kalustetulla kennolla, jolloin reaktorin asennuksesta ei aiheutuisi tältä osin suuria kustannuksia. Reaktori on myös helppo sijoittaa sähköasemalle laajan tontin takia. Jännitteellisenä säädettävälle reaktorille ei vaikuttaisi olevan tarvetta, kunhan reaktorin hankinnan ja mahdollisen tehoportaan säädön ajoittaa oikein.

Rajapatsaan liityntäpisteessä kompensointitarve on noin 1 MVar vuonna 2029, jos kaapelointitahti etenee suunnitelman mukaisesti. Selvästi nopeammalla kaapelointitahdilla tulee mahdollisesti tarvetta suuremmalle reaktorille, joten vähintään kahdella tehoportaalla varustetun 2 MVar reaktorin hankintaa kannattaa myös harkita. Toisaalta vaihtoehtona on myös investoida yhteen 1 MVar keskitettyyn reaktoriin ja lisäksi käyttää tarpeen mukaan hajautet-

tua kompensointia. Tämä ratkaisu voisi toimia erityisesti otettaessa maasulkuvirran kompensointi käyttöön, jolloin osa loistehosta ja maasulkuvirrasta voitaisiin kompensoida paikallisesti. Suurin osa maasulkuvirrasta olisi tässä tapauksessa kompensoitava kuitenkin sähköasemalla keskitetysti, koska vuonna 2029 Rajapatsaan verkon maasulkuvirta on noin 200 A kehityssuunnitelman mukaisella kaapelointitahdilla.

Asentamalla Rajapatsaan liityntäpisteeseen vuonna 2022 1 MVAR keskitetty reaktori, saadaan loissähkömaksut pienennettyä merkityksettömiksi vuoteen 2029 asti. Kuvassa 7.9 on esitetty loissähkömaksujen kehitys ilman loistehon kompensointia ja kompensoinnin kanssa. Keskitetyt reaktori-investoinnit vaikuttaisivat kannattavilta Rajapatsaan liityntäpisteessä takaisinmaksuajan ollessa alle viisi vuotta 1 MVAR reaktorilla. Pienet loissähköhinnoittelun muutokset eivät muuta reaktori-investointeja kannattamattomiksi, mutta suunniteltua suurempi kaapelipituuden kasvu voi kannustaa hankkimaan suurempitehoisen reaktorin. Rajapatsaan liityntäpisteeseen pistejoukon hajanaisuuden takia reaktoria ei välttämättä kannata pitää talvikuukausina kytkettynä verkkoon, jos loistehon siirto pysyy ilman kompensointia rajojen sisällä. Näin vältetään turhat häviöistä aiheutuvat kustannukset.



Kuva 7.9 Loissähkömaksujen kehitys ilman kompensointia ja 1 MVAR reaktorin asennuksen jälkeen.

Maasulkuvirran kompensointi on Rajapatsaan liityntäpisteessä järkevää toteuttaa täysin keskitetysti tai lisäksi osin hajautetusti, johtuen maasulkuvirran suuresta kompensointitarpeesta. Vuoteen 2029 mennessä maasulkuvirran kompensoinnin tarve kasvaa noin 200 A:iin, jonka kompensointi pelkästään hajautetusti ei ole kustannustehokasta ja säätö on haastavaa. Korvaustilanteita varten kompensointikyky voidaan mitoittaa tarvittaessa 300 A kokoluokkaan, josta osa voitaisiin toteuttaa hajautetusti. Taulukkoon 7.5 on koottu ehdotettujen kompensointilaitteiden investointi- ja elinkaarikustannukset.

Taulukko 7.5 Rajapatsaan liityntäpisteen kompensointivaihtoehdon tiedot.

Kompensointi- vaihtoehto	Kompensointilaite	Lukumäärä	Asennusvuosi	Investointi- kustannukset	Elinkaarikus- tannukset
		[kpl]		[k€]	[k€]
1	1 MVA _r	1	2022	60	130
	200 A	1		120	150

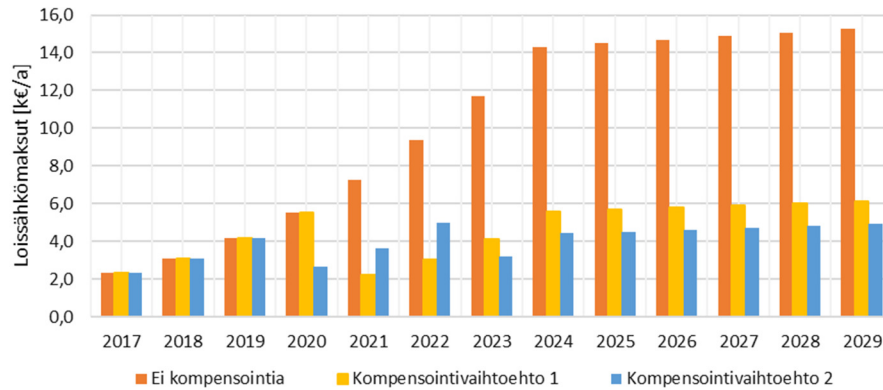
7.3.5 Immala (MA2)

Immalan liityntäpiste aiheuttaa nykyään vain merkityksettömän pieniä ylitysmaksuja verkko-yhtiölle, mutta verkon kaapelointiasteen nousu aiheuttaa loissähkömaksujen kasvamisen tasolle, jossa kompensointilaitteiden hankinta on mahdollisesti kannattavaa. Immalan liityntäpisteen verkkoa on suunniteltu kaapeloitavan noin 17 km edestä, josta aiheutuu noin 0,5 MVA_r kapasitiivisen loistehon ja noin 50 A maasulkuvirran kasvu. Ilmajohtoa Immalan sähköaseman verkossa on tällä hetkellä noin 28 km, josta jäisi 11 km kaapeloimatta vuoteen 2029 mennessä.

Kustannustehokkaan loistehon kompensointivaihtoehdon valintaa hankaloittaa vapaiden lähtöjen puuttuminen sähköasemalta sekä sähköaseman sijaitseminen aivan omakotitalojen vieressä. Reaktoreiden meluongelmat voivat muodostua ongelmaksi asutuksen keskellä sijaitsevilla sähköasemilla. Nämä seikat ja pieni 0,5 MVA_r kompensointitarve vuoteen 2029 mennessä, eivät kannusta investoimaan keskitettyihin kompensointiratkaisuihin. Maasulkuvirran kompensoinnin lisäkapasiteetille ei ole tarvetta normaaleissa käyttötilanteissa, vaikka koko Immalan sähköaseman verkko olisi kaapeloitu. Poikkeustilanteissa kompensointikykyä saatetaan tarvita lisää tulevaisuudessa, varsinkin jos hajautettua maasulkuvirran kompensointia ei käytetä verkossa. Edellä mainituista seikoista johtuen Immalan liityntäpisteseen soveltuisi parhaiten 0,15–0,3 MVA_r hajautetut reaktorit ja hajautetut yhdistelmälaitteet, jos maasulkuvirran kompensointia haluttua toteuttaa myös hajautettuna.

Ylitysmaksujen kehityksen perusteella ensimmäisen hajautetun reaktorin hankinta ajoittuisi vuosien 2020–2024 välille, riippuen kaapelointitahdista ja loissähkönsiirron valvonnasta jatkossa. Kuvaan 7.10 on laskettu loissähkömaksujen kehitys kahdella erilaisella kompensoin-
tistrategialla ja ilman kompensointia. Ehdotetut kompensointivaihtoehdot on esitetty taulu-

kossa 7.6. Yksi hajautettu reaktori vaikuttaisi selvästi yhdistelmälaitetta edullisemmalta ratkaisulta loistehon kompensointiin ja molemmilla vaihtoehdoilla saadaan pienennettyä loissähkömaksuja lähes yhtä paljon.



Kuva 7.10 Immalan liityntäpisteen loissähkömaksujen kehitys kahdella eri kompensointistrategialla ja ilman kompensointia.

Edellä kerrottuun loistehon kompensointistrategiaan päädytään, jos otetaan kuukauden kaikki ylitykset huomioon ja käytetään laskennan pohjatiетoina vuotta 2016. Tilanne kuitenkin muuttuu huomattavasti, jos laskennassa käytetään vuoden 2017 arvioituja loissähkömaksuja ja kuukauden 50 suurinta ylitystä jätetään huomioimatta. Näillä lähtötiedoilla loistehon kompensointi tulisi kannattavaksi vasta vuoden 2024 paikkeilla. Loissähkönn hinnoittelun muuttuessa edullisemmaksi, ei Immalan liityntäpisteessä välttämättä kannattaisi investoida ollenkaan kompensointilaitteisiin. Tilannetta kannattaa seurata ja harkita hajautetun kompensoinnin hankkimista, kun vuosittaiset loissähkömaksut nousevat noin 7 k€/a tasolle. Tätä alhaisemmilla loissähkömaksuilla 0,15–0,3 MVA_r kompensointilaitteiden takaisinmaksuaika venyy pitkäksi ja loissähkönn hinnoittelun muutokset voivat tehdä investoinnit kannattamattomiksi.

Taulukko 7.6 Immalan liityntäpisteen kompensointivaihtoehtojen tiedot.

Kompensointivaihtoehto	Kompensointilaite	Lukumäärä	Asennusvuodet	Investointikustannukset	Elinkaarikustannukset
		[kpl]		[k€]	[k€]
1	0,3 MVA _r	1	2021	25	60
2	0,18 MVA _r / 15A	2	2020, 2023	45	100

7.3.6 Saarlampi (MA9)

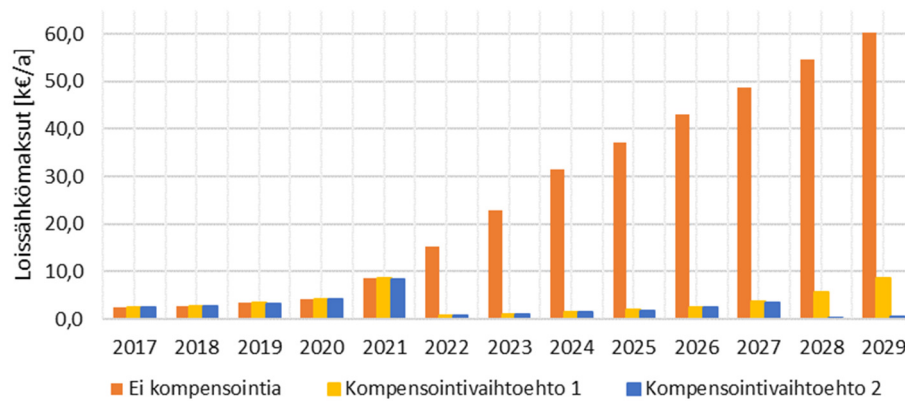
Saarlammen liityntäpisteen loistehon siirrosta ei ole vielä aiheutunut loissähkömaksuja. Satunnaisia pieniä ylityksiä on tapahtunut, mutta niiden määrä on pysynyt kuukausittain alle

50 kappaleessa. Aluksi kaapelointitahti on hidas, mutta vuodesta 2020 eteenpäin maakaapelia tulee lisää verkkoon 4–6 km vuosittain. Vuoteen 2029 mennessä kaapelia on suunniteltu asennettavan Saarlammen verkkoon noin 50 km edestä, mistä aiheutuu noin 1,3 MVAR kapasitiivista loistehoa ja 115 A maasulkuvirtaa.

Tärkeä välittömästi suoritettava toimenpide Saarlammen sähköasemalla on kondensaattoriyksiköiden kytkeminen irti verkosta pysyvästi. Niiden käytölle ei ole enää tarvetta ja kytkytyminen verkkoon aiheuttaisi vain ylimääräisiä loissähkömaksuja. Toinen kondensaattoriyksiköistä on ollut kytkettynä Immalan verkon piiriin ja sielläkään ei ole tarvetta kapasitiivisen loistehon tuotolle. Vuonna 2016 molemmat kondensaattoriyksiköt ovat olleet verkkoon kytkettynä ja niistä olisi aiheutunut noin 2 k€ turhat loissähkömaksut vuoden 2019 loissähkön hinnoittelulla.

Rajapatsaan sähköaseman tavoin Saarlammen sähköasemalta löytyy vapaa kalustettu lähtö käytettäväksi loistehon kompensointilaitteistolle. Toinen vapaa lähtö saadaan käyttöön kondensaattoriyksiköltä, kun ne otetaan pois käytöstä. Sähköaseman tontilla on hyvin tilaa reaktorille eikä lähistöllä ole asutusta, jolloin meluhaitat eivät aiheuta ongelmia. Näiden seikkojen sekä melko suuren kompensointitarpeen takia, keskitetty loistehon kompensointi vaikuttaisi kustannustehokkaimmalta ratkaisulta Saarlammen liityntäpisteessä.

Saarlammen liityntäpisteessä loistehon kompensointilaitteiden hankinta muodostuu kannattavaksi vuosien 2021–2023 aikana riippuen kaapelointitahdista. Kompensointilaitteeksi riittäisi todennäköisesti vuoteen 2029 asti 1 MVAR reaktori, jos kaapelointimäärät ovat suunnitelman mukaiset. Tämä voidaan havaita myös kuvasta 7.11, jossa on esitettyä loissähkömaksujen kehitys ilman kompensointia ja hankkimalla 1 tai 2 MVAR reaktori vuonna 2022. Kompensointivaihtoehdossa 2 reaktori kytkettäisiin suuremmalle teholla vuonna 2028. Jännitteettömänä säädettävän 2 MVAR reaktorin hankinnan sijaan mahdollisuutena on käyttää lisäksi hajautettua kompensointia. Kustannuksien näkökulmasta tehokkaampi keskitetty reaktori tulee pitkällä aikavälillä kuitenkin selvästi edullisemmaksi kuin kompensoimalla osa loistehosta hajautetusti.



Kuva 7.11 Loissähkömaksujen kehitys ilman loistehon kompensointia ja kahdella eri kompensointivaihtoehdolla.

Maasulkuvirran kompensointilaitteistosta loppuu kompensointikyky kesken vuonna 2025, jonka jälkeen lisäkompensointia voitaisiin hankkia verkkoon hajautettujen yhdistelmälaitteiden muodossa. Tähän tarkoitukseen voitaisiin käyttää joko Petersen kelalla varustettuja jakelumuuntajia tai reaktoreita, riippuen onko loistehon lisäkompensoinnille tarvetta. Vuoteen 2029 mennessä tarvittaisiin lisää kompensointikapasiteettia vähintään 50 A edestä. Kompensointitarve voidaan toteuttaa yksinkertaisimmin asentamalla verkkoon hajautettua maasulkuvirran kompensointia tarpeen mukaan. Tehokkaamman keskitetyn maasulkuvirran kompensointilaitteiston hankinta ei vaikuta kustannustehokkaalta ratkaisulta, jollei nykyistä vuonna 2012 hankittua laitteistoa saada siirrettyä käyttöön esimerkiksi Syypohjan sähköasemalle.

Loistehon kompensointilaitteiden takaisinmaksuajat ovat lyhyet Saarlammen liityntäpisteessä; vuonna 2022 hankittu 1 MVAR reaktori maksaa itsensä takaisin neljässä vuodessa alentuneiden loissähkömaksujen johdosta. Käytännössä samaan takaisinmaksu aikaan päädytään myös 2 MVAR reaktorilla, jota käytetään aluksi 1 MVAR teholla. Taulukkoon 7.7 on koottu suositeltujen kompensointivaihtoehtojen tiedot. Tehokkaamman reaktorin elinkaari-kustannuksia nostaa häviökustannukset, koska sitä oletetaan käytettävän täydellä teholla asennuksesta lähtien. Todellisuudessa reaktoria kannattaisi käyttää aluksi pienemmällä teholla ylikompensoinnin välttämiseksi. Investointikustannuksien melko pieni 10 k€ ero voi kannustaa valitsemaan 2 MVAR reaktorivaihtoehdon.

Taulukko 7.7 Saarlammen liityntäpisteen kompensointivaihtoehtojen tiedot.

Kompensointi- vaihtoehto	Kompensointilaite	Lukumäärä	Asennusvuodet	Investointi- kusannukset	Elinkaarikus- tannukset
		[kpl]		[k€]	[k€]
1	1 MVA _r	1	2022	60	130
	Muuntaja 15 A Petersen kelalla	4	2024, 2025, 2027, 2028	36	60
2	2 MVA _r	1	2022	70	200
	Muuntaja 15 A Petersen kelalla	4	2024, 2025, 2027, 2028	36	60

7.3.7 Vennonmäki (MA4)

Vennonmäen liityntäpisteestä ei ole vielä aiheuttanut loissähkömaksuja ISSS:lle ja siirtora-
jojen ylitykset ovat olleet hyvin satunnaisia viime vuosina. Maaseutuverkon kaapeloinnin
alkamisen jälkeen loissähkömaksut nousevat kuitenkin nopeasti vuodesta 2021 eteenpäin.
Vuoteen 2029 mennessä ylitysmaksut nousevat noin 60 k€/a tasolle, jolloin verkon kapasi-
tiivinen loisteho on lisääntynyt 1,5 MVA_r ja maasulkuvirta kasvanut 130 A. Kompensointi-
laitteiden hankinta muodostuu kannattavaksi noin 20 km kaapelipituuden kasvun jälkeen,
kun loissähkömaksut nousevat 10 k€/a luokkaan.

Reaktorin teholuokkaa valitessa on huomioitava kompensointilaitteen kytkennöistä aiheutu-
vat jännitteenmuutokset Vennonmäen liityntäpisteessä. Noin 4 % jännitteenmuutos 2 MVA_r
reaktorin kytkennästä ei ole tavoiteltavaa ja ISSS pyrkii pitämään hetkelliset jännitteenmuu-
tokset alle 3 % tasolla. Pienemmillä reaktoritehoilla jännitteenmuutokset pysyvät kohtuulli-
sina ja kompensointitehoa voidaan hankkia lisää hajautettujen yksiköiden avulla. Tarvitta-
essa myös yksittäisen 2 MVA_r reaktorin käyttö voi olla mahdollista, jos kytkentöjä tehdään
mahdollisimman harvoin ja reaktori on käytännössä ympäri vuoden verkkoon kytkettynä.
Vuoden 2028 jälkeen 1 MVA_r reaktorista loppuu kompensointiteho kesken, jos kaapeloin-
timäärät ovat siihen mennessä suunnitelman mukaiset.

Vennonmäen sähköasemalle on hankittu vuonna 2013 105 A maasulkuvirran kompensoin-
tilaitteisto, joka on nykyään säädettynä noin 35 A virralle. Vuoteen 2029 mennessä kompen-
sointikapasiteettia tarvittaisiin 65 A lisää nykytilanteeseen nähden. Varteenotettavaksi vaih-
toehdoksi nousee tästä syystä hajautettujen yhdistelmälaitteiden käyttö loistehon ja maasul-

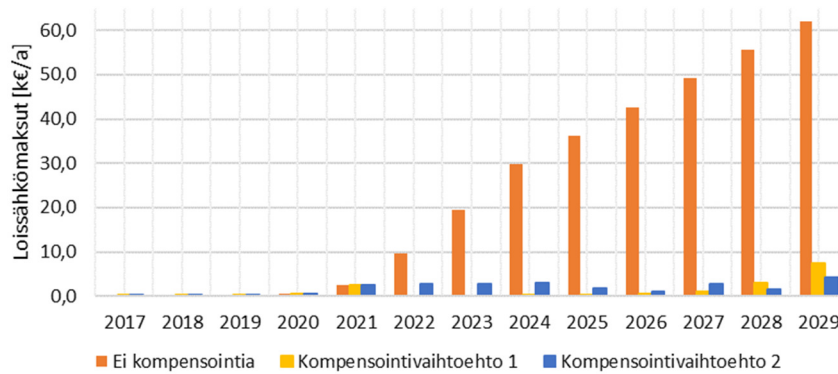
kuvirran kompensointiin. Loistehon kompensoinnin tarve saadaan katettua 2029 asti kuu-
della 0,18 MVA_r 15 A yhdistelmälaitteella ja samalla maasulkuvirtaa kompensoitaisiin ha-
jautetusti 90 A edestä. Toteuttamalla molemmat hajautetusti, saataisiin vältettyä turhaa lois-
tehon siirtoa verkossa ja osa maasulkuvirran kompensoinnista siirtyisi verkon mukana jako-
rajamuutoksissa. Toinen vaihtoehto on asentaa sähköasemalle vähintään 1 MVA_r reaktori ja
hoitaa maasulkuvirran kompensointi jakelumuuntajiin yhdistettyjen Petersen kelojen avulla.

Ehdotetut kompensointivaihtoehdot on esitetty taulukossa 7.8 ja näistä molemmilla päästään
samaan kompensointitasoon maasulkuvirran ja loistehon osalta. Investointikustannukset
ovat molemmissa yhtä suuret, kun otetaan huomioon sähköasemalle vaadittava kennon ka-
lustaminen. Vaihtoehdon 2 suuremmat elinkaarikustannukset selittyvät kompensointilait-
teen suuremmilla häviöillä.

Taulukko 7.8 Vennonmäen liityntäpisteen kompensointivaihtoehtojen tiedot.

Kompensointi- vaihtoehto	Kompensointilaite	Lukumäärä	Asennusvuodet	Investointi- kustannukset	Elinkaarikus- tannukset
		[kpl]		[k€]	[k€]
1	1 MVA _r	1	2022	80	150
	Muuntaja 15 A Petersen kelalla	6	2022, 2023, 2024, 2025, 2027, 2029	55	90
2	0,18 MVA _r / 15 A	6	2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2028	140	280

Kuvassa 7.12 on esitetty edellä kuvattujen kompensointivaihtoehtojen vaikutus loissähkö-
maksujen kehitykseen tulevina vuosina. Molemmilla vaihtoehdoilla saadaan pidettyä lois-
sähkömaksut pieninä ja takaisinmaksuajat ovat arviolta neljä vuotta. Taloudellisessa mie-
lessä vaihtoehtojen erot jäävät suhteellisen pieniksi, jolloin vaihtoehdon 2 hajautetusti toteu-
tettu loistehon kompensointi vaikuttaa kokonaisuutena parhaalta vaihtoehdolta Vennonmäen
liityntäpisteessä.



Kuva 7.12 Loissähkömaksujen kehitys ilman kompensointia ja kahdella erilaisella kompensointivaihtoehdolla.

7.3.8 Syyspohja (MA7)

Kevytrakenteisen Syyspohjan sähköaseman liityntäpiste erottui selvästi joukosta loissähkönsiirron nykytilan ja kehityksen tarkastelussa. Loistehon siirto on pysynyt loissähköikkunan rajojen sisällä ja suunnitelman mukainen kaapelointi aiheuttaisi loissähkömaksuja vasta noin 30 km kaapelointipituuden jälkeen vuonna 2025. Tästä eteenpäin loissähkömaksut nousevat nopeasti ja saavuttavat lähes 40 k€/a tason vuoteen 2029 mennessä.

Syyspohjan sähköasemalla ei ole vapaata lähtöä käytettävissä kompensointilaitteistolle, mutta yhdelle lisäkennolle on varattu tila. Ylimääräisen kennon asennuksesta aiheutuisi arviolta 20–30 k€/a kustannukset ja tulevaisuudessa sitä voidaan tarvita keskitetylle maasulkuvirran kompensointilaitteistolle.

Maasulkuvirran kompensoinnin tarve vuonna 2029 on 170 A, jos Syyspohjan sähköaseman verkkoa kaapeloidaan 60 km edestä. Suurin osa maasulkuvirran kompensoinnista on toteutettava Syyspohjan liityntäpisteessä keskitetyllä kompensointiratkaisulla, koska pelkkää hajautettua kompensointia käyttämällä säädettävyys on hankalaa ja kustannukset nousevat korkeiksi. Osa kompensoinnista voitaisiin kuitenkin toteuttaa hajautettujen yhdistelmälaitteiden avulla, jolloin saataisiin kompensoitua myös tarpeellinen määrä loistehoa. Neljällä 0,18 MVA_r 15 A yhdistelmälaitteella saataisiin kompensoitua tarvittava määrä kapasitiivista loistehoa ja 60 A maasulkuvirtaa, jolloin keskitetty kompensointilaitte voitaisiin mitoittaa esimerkiksi 150 A kokoluokkaan. Yhtenä vaihtoehtona on myös siirtää Saarlammen 135 A kompensointilaitteisto Syyspohjalle ja hankkia Saarlammen sähköasemalle suuremman kompensointivirran laitteisto, jolle siellä tulee todennäköisesti tarvetta. Syyspohjalle saataisiin tällä siirrolla riittävästi keskitettyä maasulkuvirran kompensointia, mutta tällaisen ratkaisun

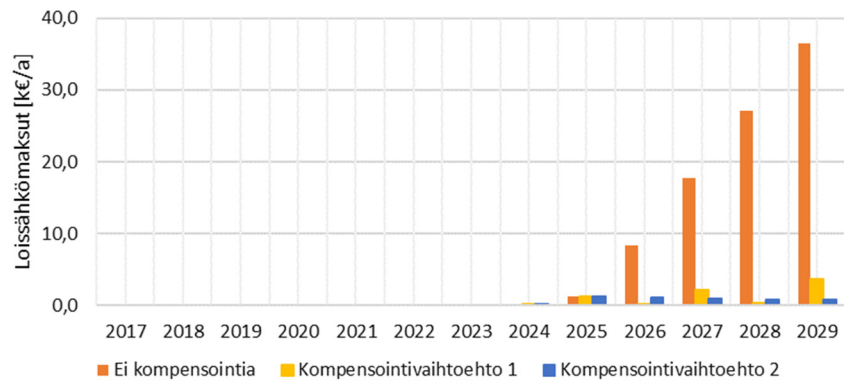
käyttökelpoisuuteen vaikuttaa myös Saarlammen verkon maasulkuvirran kompensoinnin tarpeet.

Hajautetun loistehon kompensoinnin käyttö Syyspohjan liityntäpisteessä vaikuttaisi parhaiten toteutettavissa olevalta vaihtoehdolta. Vaihtoehtona olisi käyttää hajautettuja yhdistelmälaitteita tai pienitehoisia reaktoreita, riippuen hajautetun maasulkuvirran kompensoinnin tarpeesta kosketusjännitteiden näkökulmasta. Ehdotetut loistehon kompensointivaihtoehdot on esitetty taulukossa 7.9. Investointi- ja elinkaarikustannuksiltaan edullisemmaksi ratkaisuksi muodostuisi 0,3 MVAR reaktorien ja 200 A maasulkuvirran kompensointilaitteiston hankinta. Tarvittaessa myös hajautettua maasulkuvirran kompensointia, kannattaisi loisteho kompensoida samalla hajautettujen yhdistelmälaitteiden muodossa.

Taulukko 7.9 Syyspohjan liityntäpisteen kompensointivaihtoehtojen tiedot.

Kompensointi- vaihtoehto	Kompensointilaite	Lukumäärä	Asennusvuodet	Investointi- kustannukset	Elinkaarikus- tannukset
		[kpl]		[k€]	[k€]
1	0,3 MVAR	2	2026, 2028	55	120
	200 A	1		120	150
2	0,18 MVAR / 15 A	4	2026, 2027, 2028, 2029	90	190
	150 A	1		110	135

Kuvassa 7.13 on esitetty näiden kahden vaihtoehdon loissähkömaksujen kehitys. Molemmilla strategioilla loissähkömaksut saadaan pidettyä pieninä ja laitteiden takaisinmaksuajat ovat alle neljä vuotta. Kompensointilaitteita tarvitaan vasta noin 35 km kaapelipituuden kasvun jälkeen, mutta tämän jälkeen laitteiden hankinnan kanssa ei ole taloudellisesta näkökulmasta kannattavaa viivytellä, koska loissähkömaksut kasvavat lineaarisesti jokaisesta 10 km kaapelipituuden kasvusta noin 15 k€/a. Käytännössä jokaista asennettua 7 km kaapelipituutta kohden pitää asentaa 0,18 MVAR kompensointia tai vastaavasti 0,3 MVAR kompensointi riittää noin 11 km kaapelipituudelle, kun käytetään AHAMK-W 95 mm²-kaapelityyppejä.



Kuva 7.13

Loissähkömaksujen kehitys ilman kompensointia ja kahdella erilaisella kompensointivaihtoehdolla.

8. YHTEENVETO

Merkittävä osa keskijänniteverkon saneerauksesta toteutetaan maakaapeloimalla ilmajohtoverkkoa. Kaapeloinnin painopiste tulee siirtymään tulevina vuosina maaseutuverkon puolelle, jolloin johtopituudet kasvavat huomattavasti taajamissa tehtävään kaapelointiin verrattuna. Kaapelit toimivat pienillä kuormilla kondensaattoreina, jolloin ne tuottavat verkkoon merkittävän määrän kapasitiivista loistehoa ja maasulkuvirtaa. Kapasitiivisen loistehon kasvu itsessään ei ole ongelma kuin erittäin pitkillä kaapelilähdöillä, mutta Fingridin uudet loissähköhinnoittelut voivat aiheuttaa huomattavia kustannuksia verkkoyhtiölle loistehon siirron ylittäessä raja-arvot.

Fingrid määritteli uudessa kantaverkkosopimuksessa loistehon siirron seurannan ja hinnoittelun periaatteet. Loistehon siirtoa seurataan nykyään liityntäpiste kohtaisesti ja loisteholle sekä -energialle on määritelty hinnat rajat ylittävälle osuudelle. Vuonna 2019 hinnoittelu tulee voimaan täysmääräisesti ja tällöin laskutuksessa käytettävä loisenergian hinta on 5 €/MVA_{rh} ja loistehon 1000 €/MVA_{rh}. Nykyisessä määritelmässä kuukauden 50 suurinta loistehon siirron keskituntitehon ylitystä jätetään huomiotta. Loissähkömaksuista voi aiheutua huomattava kustannuserä verkkoyhtiölle ja tarkoituksena on kannustaa sähköjakeluyhtiöitä kompensoimaan loisteho oman verkkonsa alueella.

Työn tavoitteena oli muodostaa Parikkalan Valo Oy:lle ja Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy:lle liityntäpistekohtainen loistehon ja maasulkuvirran kompensointistrategia vuoteen 2029 asti. Suunnitelmaa lähdettiin kehittämään selvittämällä loistehon siirron nykytila ja historia yhteensä yhdeksässä liityntäpisteessä. Vuonna 2017 eniten loissähkörajojen ylityksiä oli tapahtunut Särkisalmen ja Änkilän liityntäpisteissä, mistä on aiheutunut kuukausittain 100–900 €/kk loissähkömaksuja. Muissa liityntäpisteissä ylitykset ovat jääneet vähäisiksi ja niistä aiheutuvat kustannukset merkityksettömiksi. Nykyiset loissähkömaksut eivät vielä kannusta investoimaan kompensointiin missään liityntäpisteessä, mutta suunnitellut kaapeloinnit muuttavat tilannetta huomattavasti.

Kompensointisuunnitelmaa varten tutkittiin loissähkönsiirron kehitystä perustuen verkkoyhtiöiden kehityssuunnitelmiin. Asennettavan keskijännitekaapelin pituudet arvioitiin sähköasema kohtaisesti kehityssuunnitelman perusteella, vaikka todellisia kaapelointipituuksia on

vielä mahdoton arvioida. Asennettavien kaapelityyppien ja pituuksien perusteella laskettiin myös maasulkuvirran muutosta nykytasoon verrattuna, jolloin voidaan päätellä tarvittavia investointeja kompensointilaitteistoihin. Loistehon siirron muutoksien perusteella laskettiin rajojen ylityksistä aiheutuvia kustannuksia, jotta voitiin arvioida kompensoinnin tarvetta, kannattavuutta ja ajoitusta.

Kapasitiivisen loistehon siirron kasvusta johtuvat loissähkömaksut tulevat kasvamaan merkittäviksi vuoteen 2029 mennessä erityisesti Särkisalmen, Änkilän, Rajapatsaan, Saarlammen, Vennonmäen ja Syyspohjan liityntäpisteissä. Näissä liityntäpisteissä kaapeloidaan keskijänniteverkkoa 30–65 km edestä, jolloin kapasitiivisen loistehon tuotto kasvaa noin 0,9–1,6 MVar ja vuosittaiset loissähkömaksut nousevat 30–70 k€/a tasolle vuoteen 2029 mennessä. Mansikkalan ja Punkasalmen liityntäpisteissä kaapelointipituudet jäävät pieniksi ja loissähkömaksut ovat merkityksettömän pieniä. Muiden liityntäpisteiden väliin jää Immala, jossa loissähkömaksut nousevat noin 15 k€/a tasolle vuoteen 2029 mennessä.

Loistehon ja maasulkuvirran kompensoinnin toteutukseen on käytettävissä useita vaihtoehtoja erillislaitteista yhdistelmälaitteisiin 0,18–8 MVar teholuokassa. Kompensointiratkaisut voidaan jakaa hajautettuun ja keskitettyyn kompensointiin, joilla molemmilla on omat etunsa ja heikkoutensa. Loistehon kompensointiin käytettävien reaktoreiden valinnassa on huomioitava erityisesti tarvittava kompensointiteho tulevaisuudessa, sijoittelu, häviöt ja lämpökuorma. Suuritehoisemmat keskitetyt reaktorit vaikuttaisivat elinkaarikustannuksiltaan kustannustehokkaimmalta vaihtoehdolta, jos kompensointitarve on yli 1 MVar ja sähköasemalla on käytettävissä vapaa lähtö. Maasulkuvirran kompensoinnissa jakelumuuntajiin yhdistetyt Petersen kelat vaikuttavat kustannustehokkaalta vaihtoehdolta keskitettyjen kompensointilaitteiden lisäksi. Pienitehoisten reaktorien ongelmaksi muodostuvat suurista häviöistä aiheutuvat kustannukset 40 vuoden pitoajalla, vaikka laitteen investointikustannukset ovat kilpailukykyiset sopivissa käyttökohteissa. Kompensointiratkaisun kustannuksiin vaikuttavat kompensointilaitteen lisäksi vaadittavat investoinnit esimerkiksi sähköasemalla, joten on tapauskohtaista, mikä kompensointiratkaisu on kokonaiskustannuksiltaan edullisin.

Työssä tehdyt tarkastelut sisältävät monia epävarmuustekijöitä, joten niistä merkityksellisimmille tehtiin herkkyystarkastelut. Tarkasteluun otettiin kaapelointimäärän kasvun, lois-

sähköikkunan koon ja loissähkön hinnoittelun vaikutus loissähkömaksujen kehitykseen. Lisäksi tarkasteltiin häviöenergian hinnan ja korkotason vaikutusta reaktorin elinkaarikustannuksiin. Merkittävin vaikutus loissähkömaksuihin todettiin olevan kaapelointimäärillä ja loissähköikkunan koolla. Osassa liityntäpisteitä myös loisenergian hinnoittelun muutoksilla on huomattava vaikutus loissähkömaksuihin. Korkotasolla ja häviöenergian hinnalla ei ole merkittävää vaikutusta kompensointilaitteen valintaan, mutta ne vaikuttavat selvästi reaktorin elinkaarikustannuksiin erityisesti pitkällä pitoajoilla.

Työssä muodostettiin liityntäpistekohtainen suunnitelma loissähkön hallintaan. Kompensointilaitteiden hankinta on ajankohtaisinta Särkisalmen ja Änkilän liityntäpisteissä, joissa loissähkömaksut nousevat seuraavan kahden vuoden aikana selvästi yli 10 k€ luokkaan. Molemmissa liityntäpisteissä keskitetty loistehon kompensointi osoittautui elinkaarikustannuksiltaan edullisimmaksi vaihtoehdoksi. Rajapatsaan, Saarlammen ja Vennonmäen liityntäpisteissä reaktoreiden hankinta ajoittuisi todennäköisesti vuosien 2020–2024 välille, kun kaapeloinnin painopiste siirtyy taajamista maaseudulle. Viimeisenä reaktorien hankinta tulee ajankohtaiseksi Syyspohjan liityntäpisteessä, jossa noin 35 km kaapelipituuden kasvu on karkea raja kompensoinnin kannattavuudelle. Immalan liityntäpisteessä loistehon kompensointi ei välttämättä ole kannattavaa, vaikka loissähkömaksut nousevat noin 10 k€/a tasolle. Mansikkalan ja Punkasalmen liityntäpisteissä reaktoreiden hankinta ei vaikuta olevan tarpeellista nykytietojen perusteella. Maasulkuvirran kompensointiin suositellaan käytettävän joko hajautetusti sijoitettavia yhdistelmälaitteita tai sähköasemalle asennettavia keskitettyjä maasulkuvirran kompensointilaitteistoja. Liityntäpisteiden maasulkuvirran kompensoinnin tarve vaihtelee 50–200 A välillä, joten jokaisessa ei ole kannattavaa käyttää samaa kompensointiratkaisua.

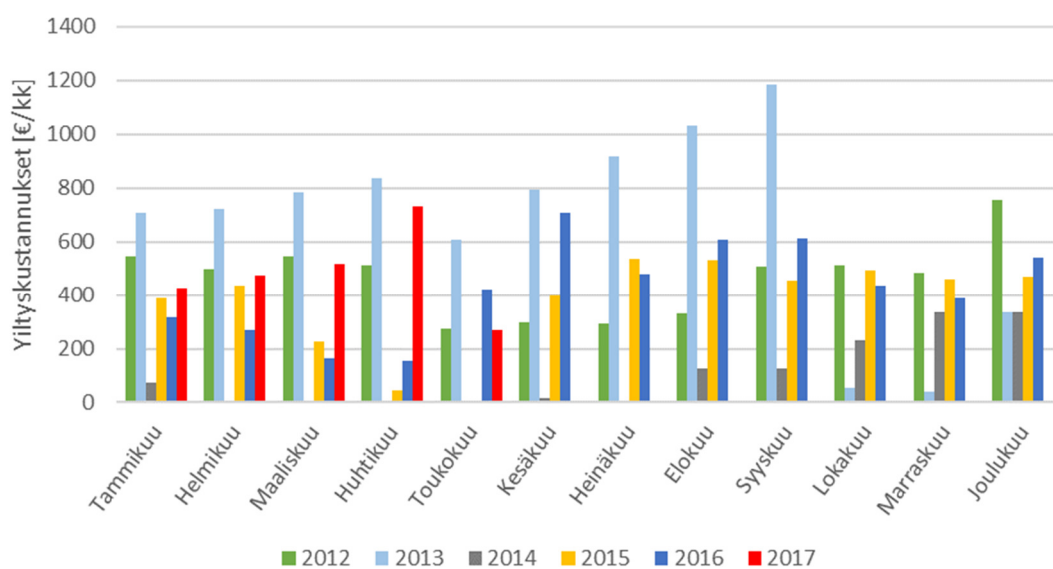
Tarkkojen kompensointisuunnitelmien muodostaminen yli kymmenen vuoden päähän on hyvin haastavaa, vaikka olettaisi usean lähtötiedon pysyvän nykytasollaan. Esimerkiksi pitkän maaseutulähdön runkoverkon kaapelointipäätös voi muuttaa kompensointistrategian aivan erilaiseksi. Loissähkön hinnoittelun ja valvonnan muutokset ovat arvaamattomia ja nämä on huomioitava yhtenä merkittävänä riskitekijänä. Todennäköisesti loistehon siirron hinnoittelu pidetään kompensointiin kannustavana jatkossakin, mutta esimerkiksi tasasähkösähkön jakelujärjestelmän laajamittainen käyttöönotto voi tehdä perinteiset loistehon

kompensointilaitteistot tarpeettomiksi. Kompensointisuunnitelmia on suositeltavaa päivittää vähintään parin vuoden välein, jotta vältetään mahdollisilta yllätyksiltä tulevaisuudessa.

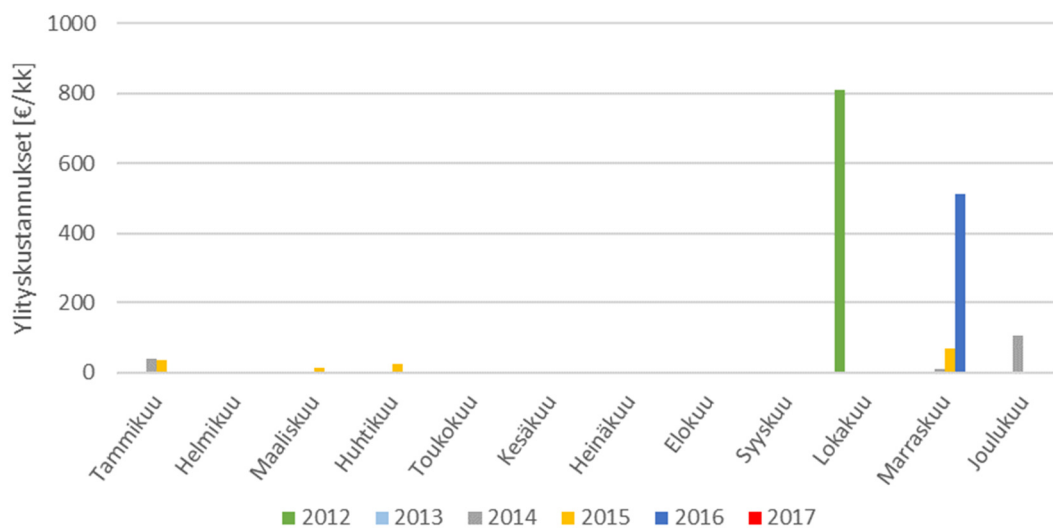
- (Lakervi et al. 2008) Lakervi Erkki, Partanen Jarmo. 2008. *Sähköjaketekniikka. 3. painos*. Helsinki: Gaudeamus Helsinki University Press/Otatieto. 295 s. ISBN 978-951-672-359-7
- (Nousiainen 2007) Nousiainen Kirsi. 2007. *Muuntajat ja sähkökoneet*. Opetusmoniste Tampereen teknillinen yliopisto, sähkövoimatekniikka. 210 s.
- (Partanen et al. 2010) Partanen et al. 2010. *Tehoelektroniikka sähköjaketelussa – Pienjännitteinen tasasähköjaku*. Lappeenranta. 170 s. LUT energia tutkimusraportteja 5. ISBN 978-952-214-981-7.
- (Prysmian 2013) Prysmian group Oy. 2013. *AHXAMK-W 20 kV 3-johtiminen*. [verkkodokumentti]. [viitattu 14.5.2017]. Saatavilla: http://fi.prysmiangroup.com/en/business_markets/markets/pd/download/datasheets/AHXAMK-W_20kv_3joht.pdf
- (Rantala 2015) Rantala Pekka. 2015. *Sähköjaketekniikka, osa4 keskijännitejohdot*. [luentomateriaali]. [viitattu 14.5.2017]. Saatavilla: http://www.oamk.fi/~pekka/syky_2015_aineisto/Sahkonjakelutekniikka/Materiaali_osa4_KJ_johdot.pdf
- (Rautio 2017) Rautio Hannu. 2017. Käyttöinsinööri Järvi-Suomen Energia Oy. Haastateltu 18.9.2017. Kangasniemi.
- (Toivanen 2017) Toivanen Mikko. 2017. *Pätöteho on parasta*. Esitys. KKM AB. Kuopio.
- (Vehmasvaara 2013) Vehmasvaara Sami. 2013. *Compensation strategies in cabled rural networks*. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto, sähkötekniikan koulutusohjelma. Tampere. 97 s.

LIITTEET

Liite I Änkilän ja Punkasalmen liityntäpisteiden loissähkörajojen ylityksistä aiheutuvat laskennalliset loissähkömaksut vuosina 2014–2017.

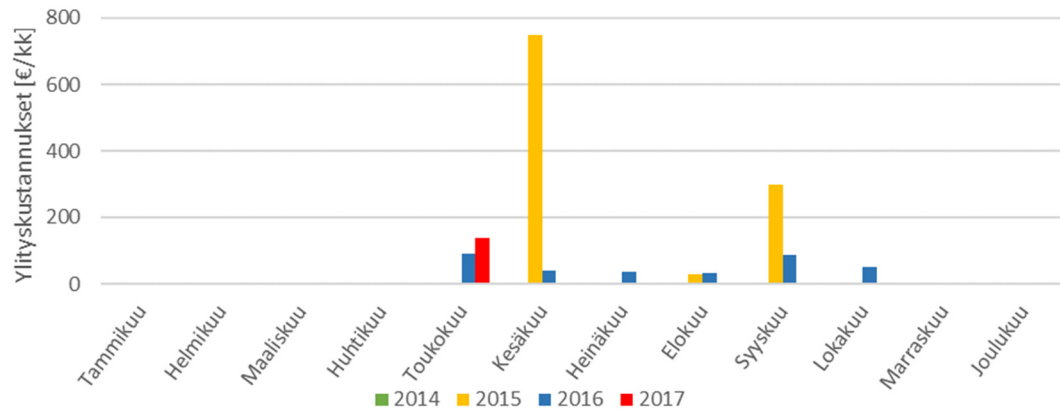


Kuva 1 Änkilän liityntäpiste.

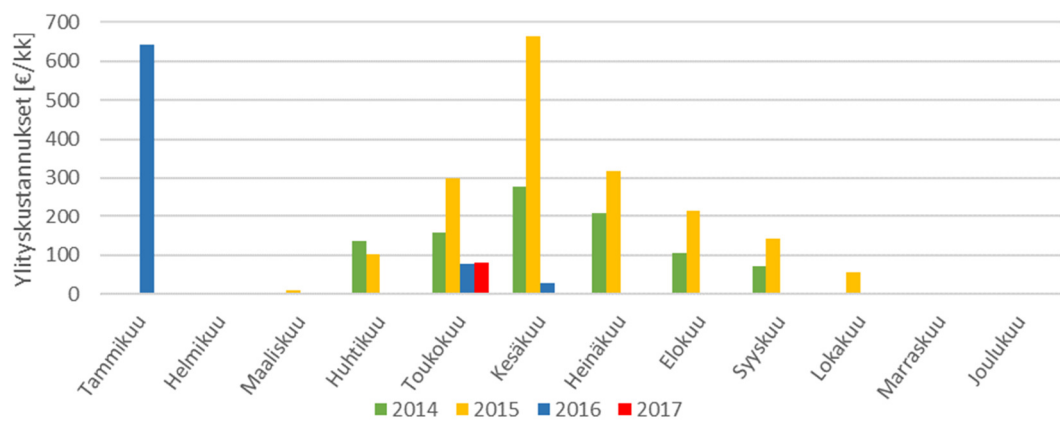


Kuva 2 Punkasalmen liityntäpiste.

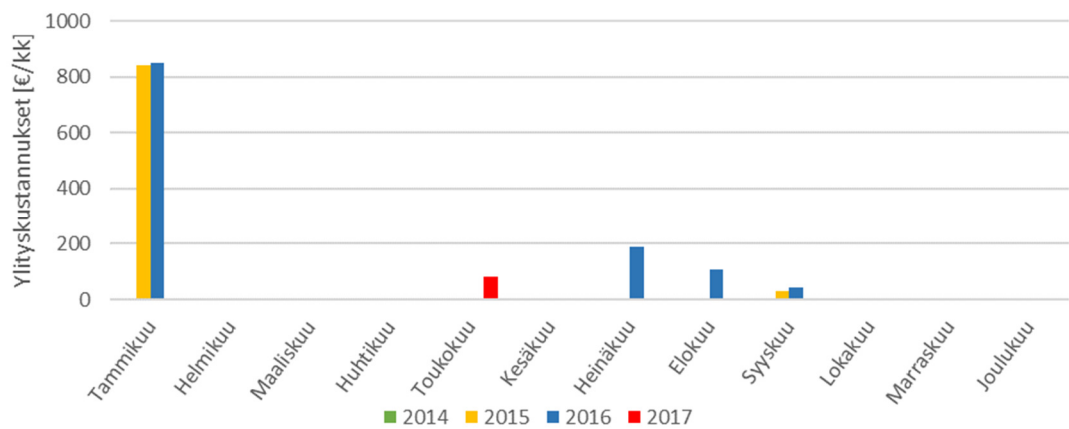
Liite II Rajapatsaan, Immalan ja Saarlammen liityntäpisteiden loissähkörajojen ylityk-
sistä aiheutuvat laskennalliset loissähkömaksut vuosina 2014 - 2017.



Kuva 1 Rajapatsaan liityntäpiste.

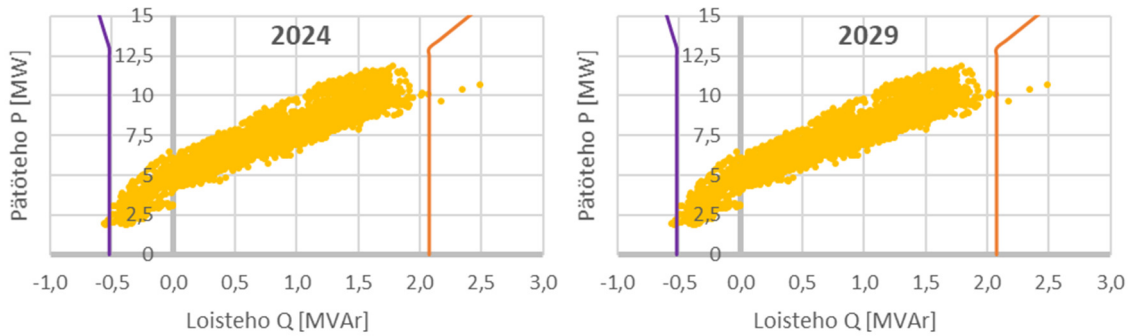


Kuva 2 Immalan liityntäpiste.

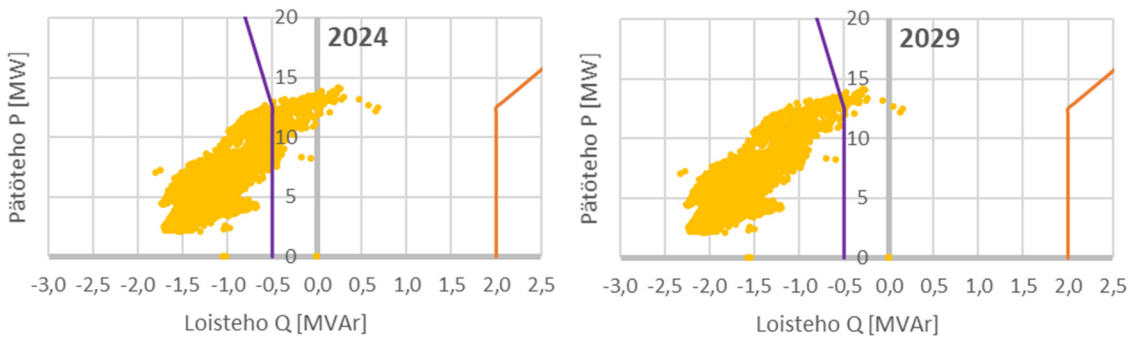


Kuva 3 Saarlammen liityntäpiste.

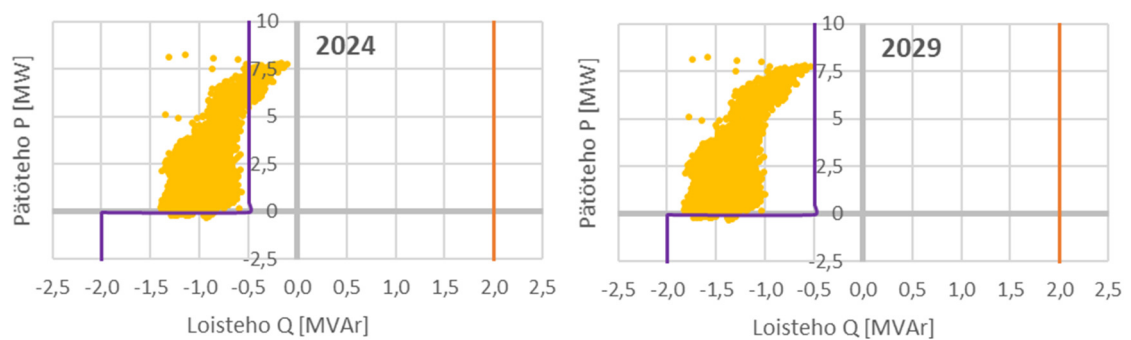
Liite III PAVO:n liityntäpisteiden suunniteltuihin kaapelointipituuksiin perustuva laskennallinen loissähkönsiirto vuosina 2024 ja 2029.



Kuva 1 Punkasalmen liityntäpisteen arvioitu loissähkönsiirto loissähköikkunassa vuosina 2024 ja 2029.

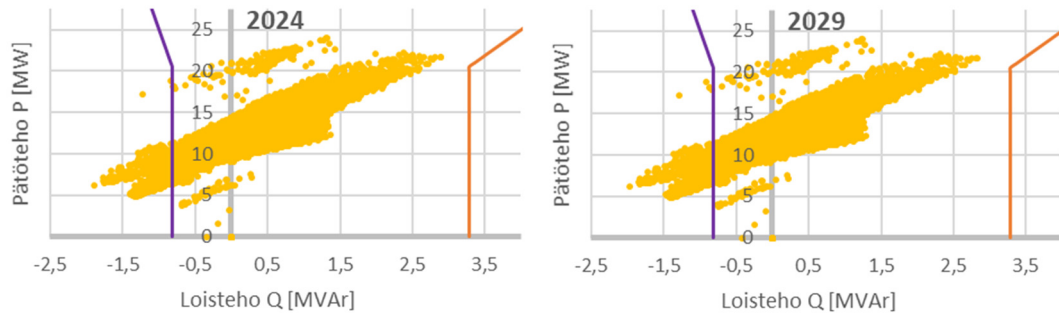


Kuva 2 Särkisalmen liityntäpisteen arvioitu loissähkönsiirto loissähköikkunassa vuosina 2024 ja 2029.

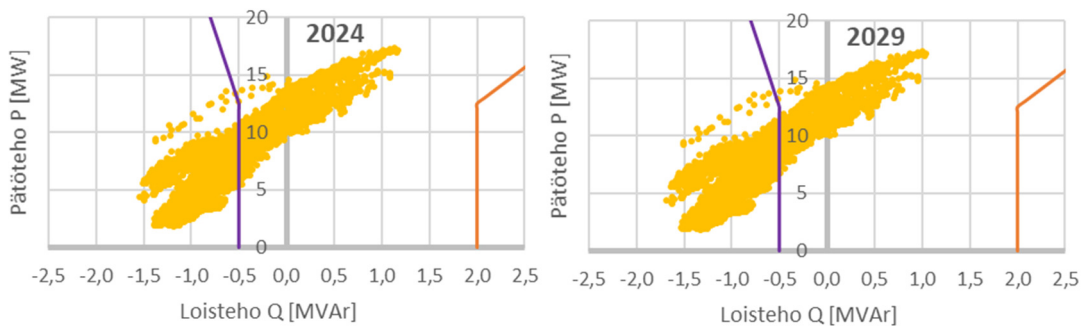


Kuva 3 Änkilän liityntäpisteen arvioitu loissähkönsiirto loissähköikkunassa vuosina 2024 ja 2029.

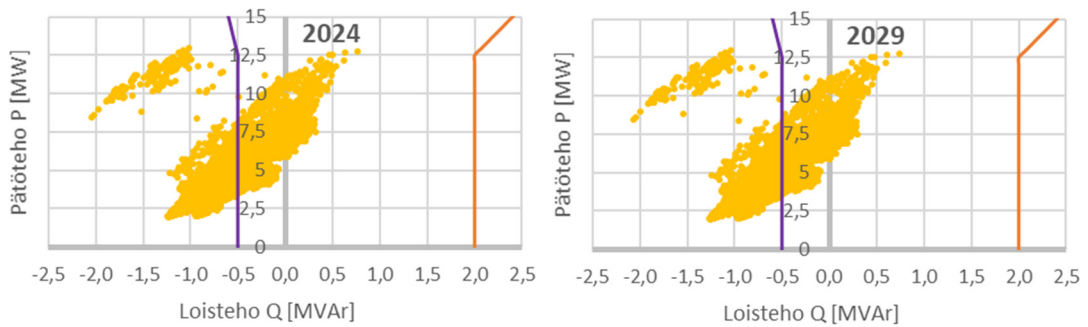
Liite IV ISSS:n liityntäpisteiden suunniteltuihin kaapelointipituuksiin perustuva laskennallinen loissähkönsiirto vuosina 2024 ja 2029.



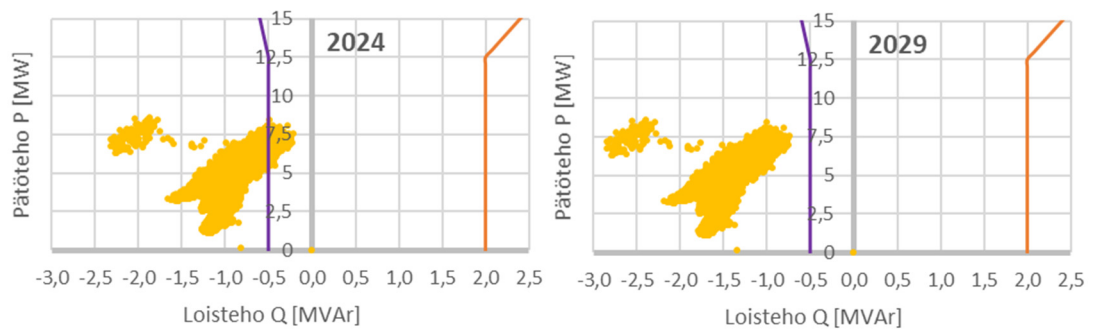
Kuva 1 Mansikkalan arvioitu loissähkönsiirto loissähkökkunassa vuosina 2024 ja 2029.



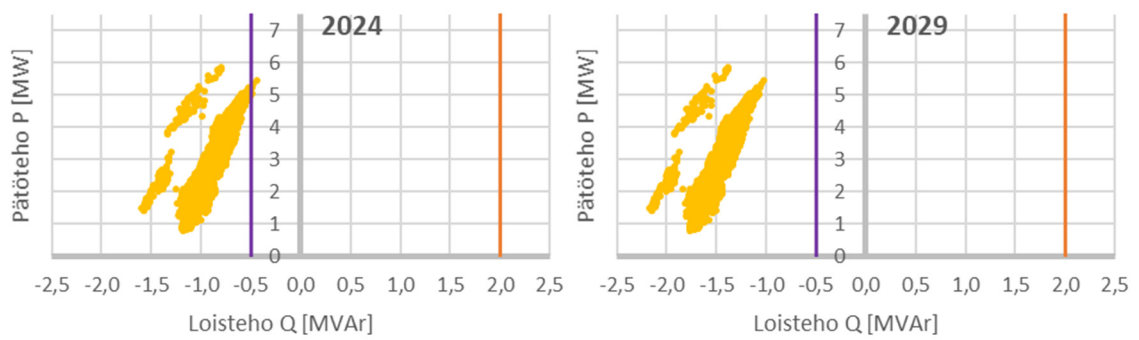
Kuva 2 Rajapatsaan arvioitu loissähkönsiirto loissähkökkunassa vuosina 2024 ja 2029.



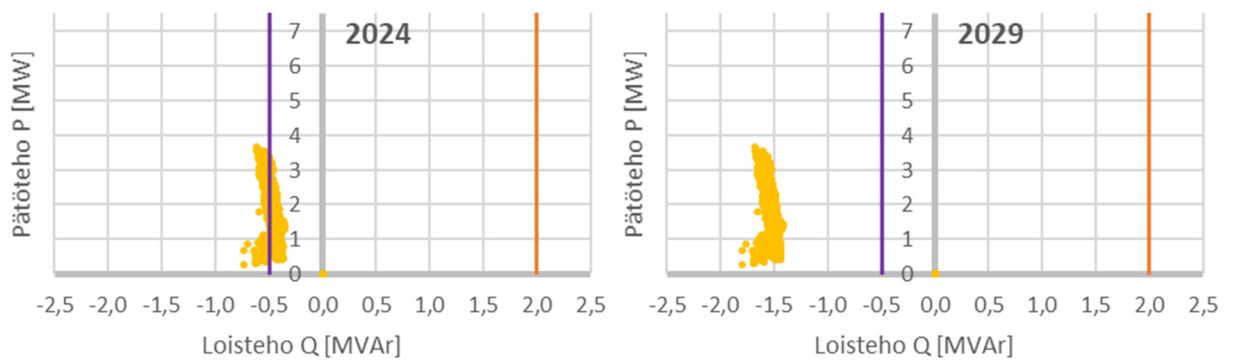
Kuva 3 Immalan arvioitu loissähkönsiirto loissähkökkunassa vuosina 2024 ja 2029.



Kuva 4 Saarlammen arvioitu loissähkönsiirto loissähkökkunassa vuosina 2024 ja 2029.

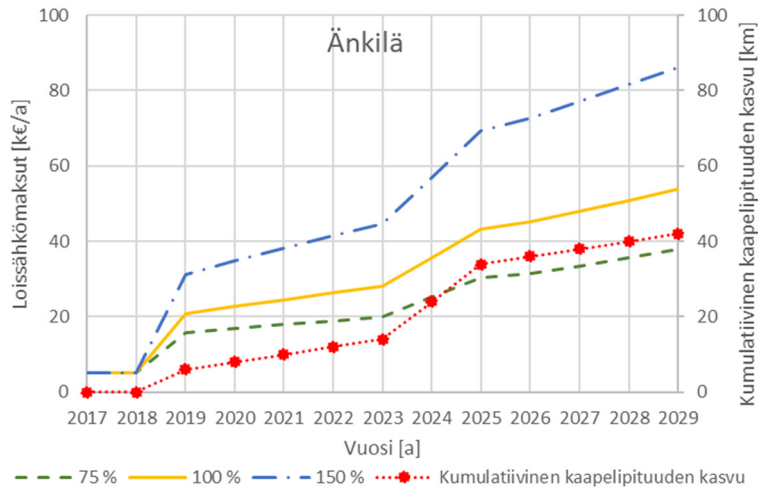


Kuva 5 Vennonmäen arvioitu loissähkönsiirto loissähkökkunassa vuosina 2024 ja 2029.

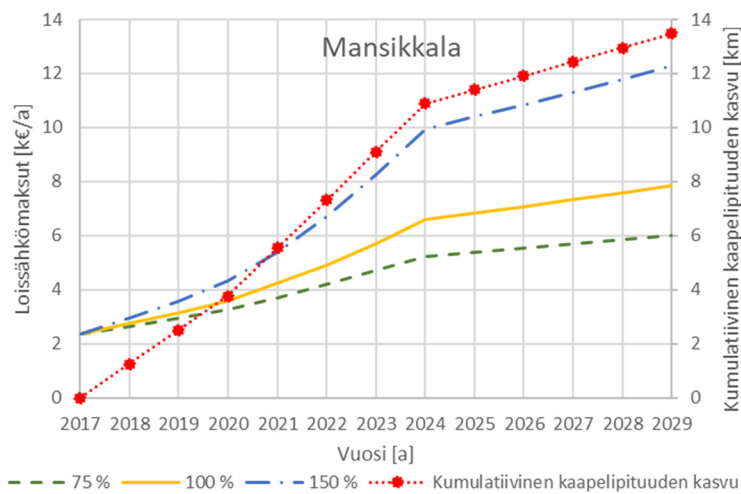


Kuva 6 Syyspohjan arvioitu loissähkönsiirto loissähkökkunassa vuosina 2024 ja 2029.

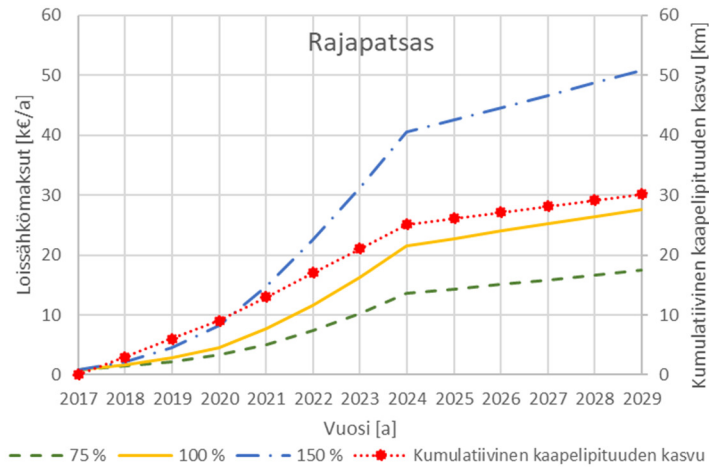
Liite V Liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys kolmella eri kaapelointitahdilla ja verkon kehityssuunnitelman mukainen kaapelipituuden kasvu.



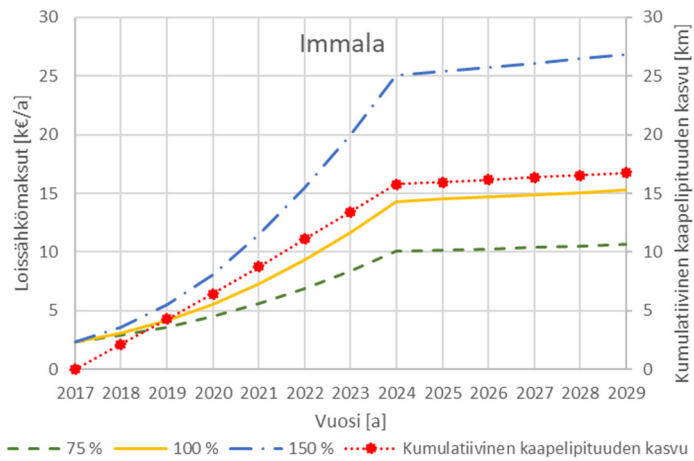
Kuva 1 Änkilän liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys 75 %, 100 % ja 150 % kaapelointitahdilla ja kehityssuunnitelman mukainen kumulatiivinen kaapelipituuden kasvu.



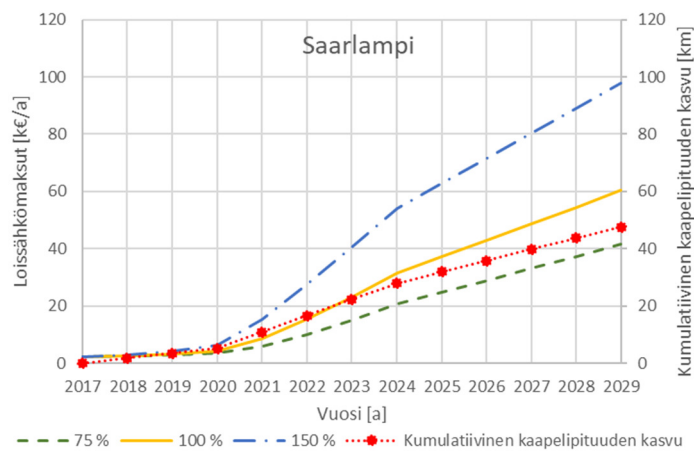
Kuva 2 Mansikkalan liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys 75 %, 100 % ja 150 % kaapelointitahdilla ja kehityssuunnitelman mukainen kumulatiivinen kaapelipituuden kasvu.



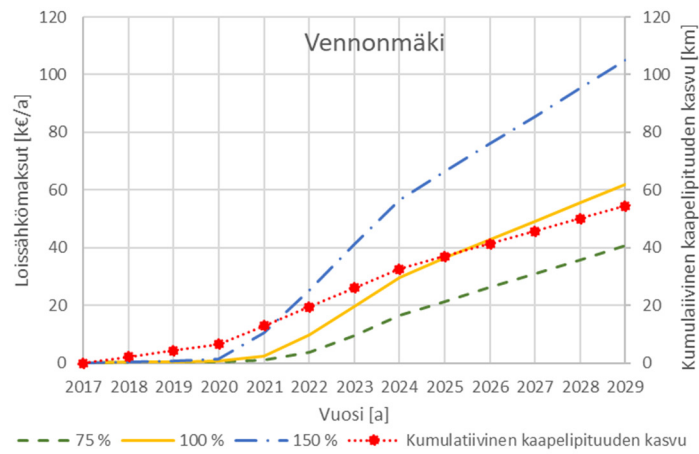
Kuva 3 Rajapatsaan liityntäpisteen loissähkömaksujen kehitys 75 %, 100 % ja 150 % kaapelointitahdilla ja kehityssuunnitelman mukainen kumulatiivinen kaapelipituuden kasvu.



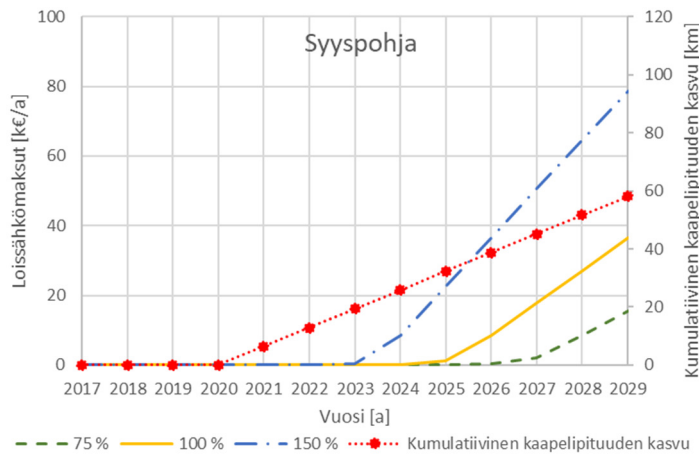
Kuva 4 Immalan liityntäpisteen loissähkömaksujen kehitys 75 %, 100 % ja 150 % kaapelointitahdilla ja kehityssuunnitelman mukainen kumulatiivinen kaapelipituuden kasvu.



Kuva 5 Saarlammen liityntäpisteen loissähkömaksujen kehitys 75 %, 100 % ja 150 % kaapelointitahdilla ja kehityssuunnitelman mukainen kumulatiivinen kaapelipituuden kasvu.

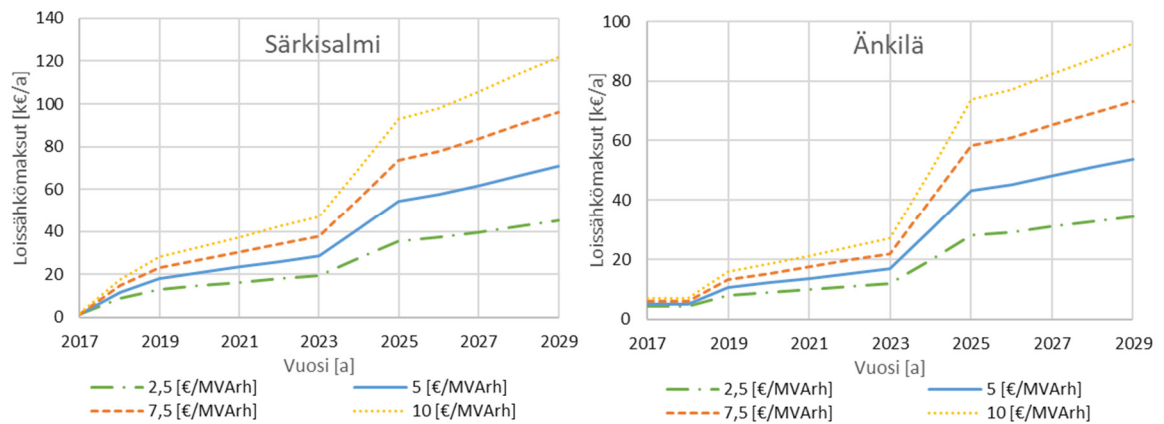


Kuva 6 Vennonmäen liityntäpisteen loissähkömaksujen kehitys 75 %, 100 % ja 150 % kaapelointitahdilla ja kehityssuunnitelman mukainen kumulatiivinen kaapelipituuden kasvu.

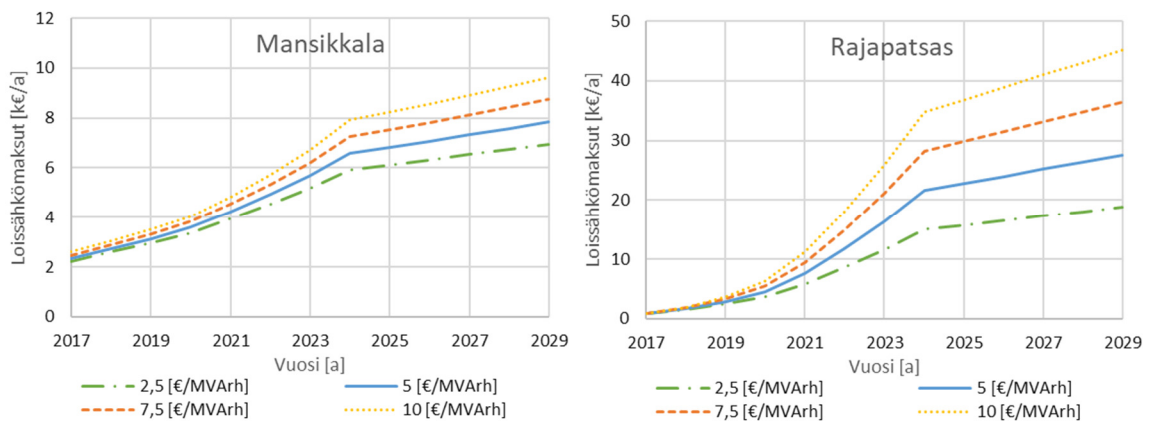


Kuva 7 Syyspohjan liityntäpisteen loissähkömaksujen kehitys 75 %, 100 % ja 150 % kaapelointitahdilla ja kehityssuunnitelman mukainen kumulatiivinen kaapelipituuden kasvu.

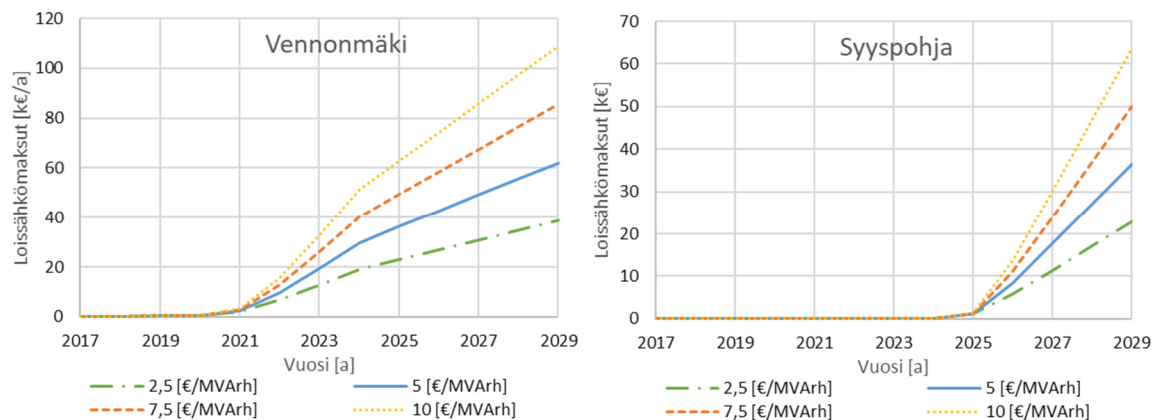
Liite VI Liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys eri loisenergian hinnoitteluilla.



Kuva 1 Särkisalmen ja Änkilän liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys 2,5–10 €/MVArh loisenergian hinnoittelulla.

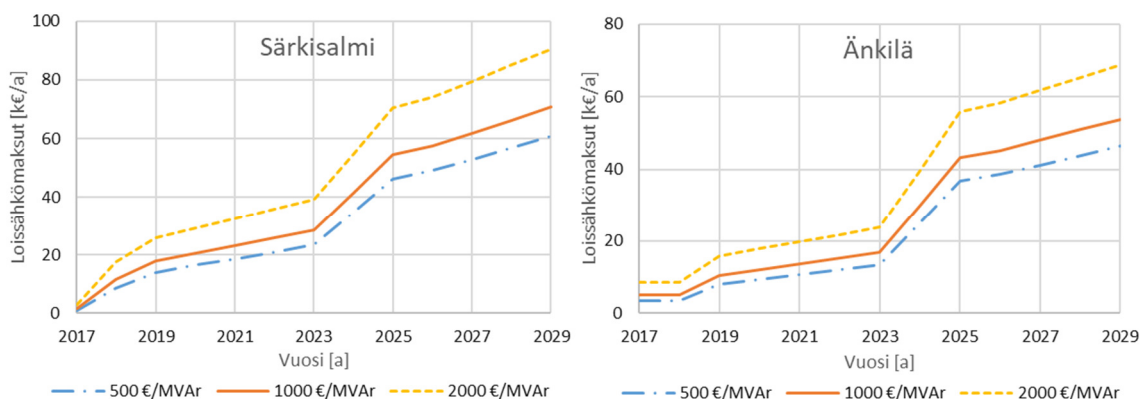


Kuva 2 Mansikkalan ja Rajapatsaan liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys 2,5–10 €/MVArh loisenergian hinnoittelulla.

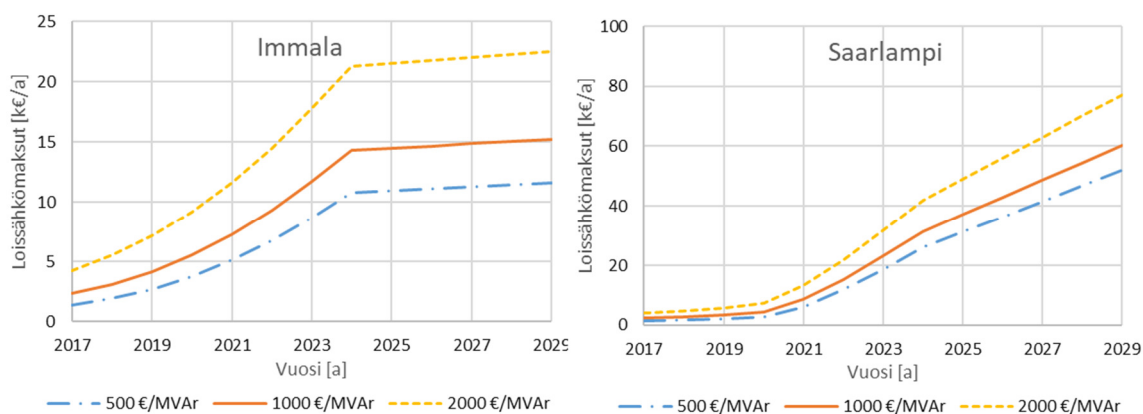


Kuva 3 Vennonmäen ja Syyspohjan liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys 2,5–10 €/MVArh loisenergian hinnoittelulla.

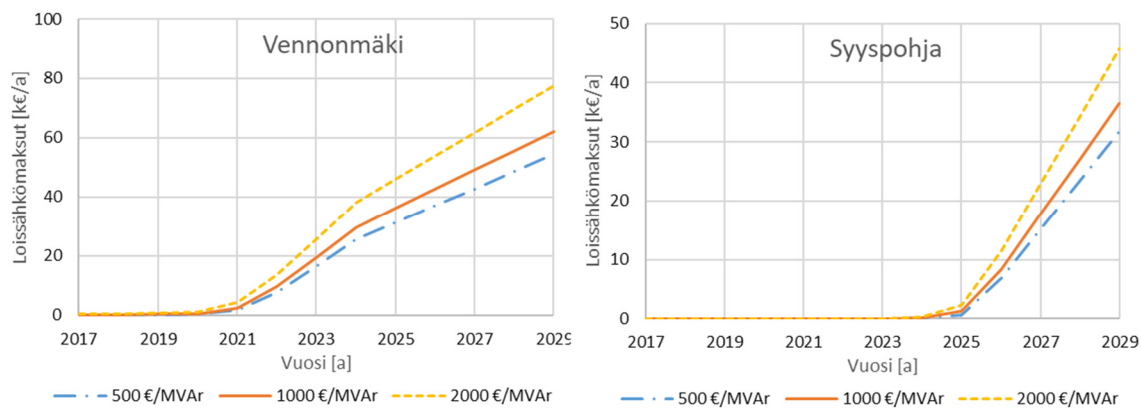
Liite VII Liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys loistehon hinnoittelun muuttuessa.



Kuva 1 Särkisalmen ja Änkilän liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys 500–2000 €/MVAh loistehon hinnoittelulla.



Kuva 2 Immalan ja Saarlammen liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys 500–2000 €/MVAh loistehon hinnoittelulla.



Kuva 3 Vennonmäen ja syyspohjan liityntäpisteiden loissähkömaksujen kehitys 500–2000 €/MVAh loistehon hinnoittelulla.