

Tomi Niemelä

LOISTEHON KOMPENSOINTI ROVANIEMEN VERKKO OY:SSÄ

Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Diplomityö
Joulukuu 2019

TIIVISTELMÄ

Tomi Niemelä: Loistehon kompensointi Rovaniemen Verkko Oy:ssä
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma
Joulukuu 2019

Jakeluverkkoyhtiöiden kapasitiivisen loistehon anto kantaverkkoon on kasvanut keskijänniteverkon maakaapeloinnin seurauksena. Kantaverkkoyhtiö Fingrid laskuttaa verkkoyhtiötä loistehon käytöstä kantaverkon liittymispisteessä sovellettavan loissähköikkunan mukaisesti. Tässä työssä tutkittiin loissähköikkunan Rovaniemen Verkko Oy:lle aiheuttamien kustannusten nykytilannetta sekä muodostettiin arvio verkkoyhtiön loistehon kehitykselle. Tarkastelun avuksi luotiin Excel-laskentapohja, jota nykytilanteen tarkastelun lisäksi käytettiin apuna investoinnin kannattavuus laskennassa.

Liittymispisteen loistehon antoa voivat jakeluverkkoyhtiöt vähentää käyttämällä loistehon kompensointilaitteita, jotka voivat olla dynaamisia kuten STATCOM tai passiivisia kuten reaktorit. Tässä työssä valittiin Rovaniemen Verkko Oy:n kompensointitavaksi sähköasemalle keskijännitekiskostoon asennettava reaktori. Investointilaskelmissa vaihtoehtoina tarkasteltiin reaktoreita eri nimellistehoilla, useamman reaktorin hankkimista sekä verrattiin käämikytkimellistä reaktoria väliottokytkimelliseen reaktoriin. Käämikytkimellisen reaktorin merkittävin ero väliottokytkimelliseen reaktoriin on mahdollisuus säätää reaktorin loistehoa samalla kun reaktori on jännitteellisenä sähköverkossa.

Parhaaksi kompensointitavaksi valikoitui loisteholtaan 6 MVar käämikytkimellinen reaktori. Jos reaktorin loistehoa ohjataan Valajaskosken liittymispisteen loistehomittauksen perusteella, pienenevät reaktorin sekä sähköaseman päämuuntajan pätötehohäviöt väliottokytkimelliseen ratkaisuun verrattuna. Huolimatta alkuvaiheen korkeammasta investointikustannuksesta sekä suuremmista huoltokustannuksista, käämikytkimellisen reaktorin tuotto 25 vuoden tarkasteluajanjaksoilla on häviökustannuksissa tapahtuvien säästöjen ansiosta väliottokytkimellistä reaktoria suurempi. Lisähyötyä käämikytkimelliselle reaktorille antaa kytkentäilmiöiden pieneminen, kun kytkennät suoritetaan reaktorin nimellistehoa pienemmällä loisteholla. Myös reaktorin automaattinen säätö säästää verkkoyhtiön käyttöhenkilökunnan resursseja ja vapauttaa liittymispisteen loistehotilanteen sallissa päämuuntajan kapasiteettia. Investointilaskelman tuloksena saatiin käämikytkimellisen reaktorin tuotoksi 25 vuodessa 505 000 € ja takaisinmaksuajaksi noin 4,5 vuotta.

Avainsanat: loisteho, kompensointi, reaktori, käämikytkin, väliottokytkin, investointilaskenta

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

ABSTRACT

Tomi Niemelä: Compensation of reactive power at Rovaniemen Verkkö Oy
Master of Science thesis
Tampere University
Master's Degree Programme in Electrical Engineering
December 2019

Due to increased amount of medium voltage underground cables at distribution network level, capacitive reactive power flow has increased at the connection points with the Finnish transmission system owner, Fingrid's, transmission grid. Fingrid charges distribution network owners of their reactive power consumption at the connection point based on a reactive power tariff. In this thesis, the costs of the reactive power tariff for Rovaniemen Verkkö Oy is studied and also an estimation for future reactive power consumption is made. In order to aid the studies, an Excel calculation sheet is made which is also utilized for the investment calculations.

Capacitive reactive power at the connection point with the transmission system can be decreased with reactive power compensation devices. Compensation devices can be dynamic, such as a STATCOM, or passive such as a reactor. In this thesis a reactor installed at the medium voltage busbar of primary substation is chosen to be the compensation method. In the investment calculations, different sized reactors were considered, investing for two reactors and a comparison between a reactor having an on-load-tap-changer (OLTC) and a reactor having an off-load-tap-changer is made. Main difference between the tap-changers is the ability of OLTC to change the reactive power consumption of the reactor while the reactor is energized.

Best method for the compensation was a reactor with 6 MVAR reactive power consumption and equipped with an OLTC. If the reactive power consumption of the reactor is controlled based on the reactive power at the transmission grid connection point, active power losses of the reactor and the primary substation's main transformer can be decreased. Despite of the higher initial investment cost and maintenance costs, the profit of the OLTC reactor is higher during the 25-year inspection period. Moreover, additional benefits of the OLTC are smaller transients during disconnecting and connecting the reactor, if these are done when the reactor is set to smaller reactive power consumption than the nominal consumption. Also, automatically adjusting reactive power consumption of the reactor doesn't take work resources from the distribution network operators and frees the capacity of the primary substation's main transformer. As a result, from the investment calculations, the profit of the OLTC reactor after the first 25 years is approximately 505 000 € and the payback time is about 4,5 years.

Keywords: reactive power, compensation, reactor, on-load-tap-changer, off-load-tap-changer, investment calculation

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

ALKUSANAT

Tämä työ on tehty Napapiirin Energia ja Vesi Oy:n tytäryhtiölle, Rovaniemen Verkko Oy:lle. Haluaisin kiittää erityisesti Napapiirin Energia ja Vesi Oy:n kehityspäällikköä Jouni Karastia, joka vuoden 2017 kesällä tarjosi ensimmäisen kesätyöni sähkötekniikan parissa ja lopulta vuonna 2019 diplomityöpaikan. Erityismaininnan ansaitsevat myös käyttöpäällikkö Arvo Torkkola, käyttöpalvelupäällikkö Jyri Tiuraniemi sekä käyttö- ja kunnossapitoinsinööri Sami Kinnunen. Kiitokset teille mielenkiintoisesta diplomityön aiheesta sekä asiantuntevista kommentteista ja mielipiteistä työn edetessä. Kiitokset myös kaikille muille työtä edesauttaneille Neven henkilökunnalle ja kahvipöydän väelle.

Kiitokset myös Tampereen Yliopiston professori Sami Repolle diplomityöhöni antamista kommentteista ja näkemyksistä sekä työn tarkastamisesta. Lisäksi kiitokset työni toiselle tarkastajalle väitöskirjatutkija Kalle Ruuthille.

Lopuksi erityiskiitokset lähisuvulleni ja kaikille opiskeluaikojeni ystäväilleni, olette olleet hyvin suuressa roolissa sähkötekniikan opintojeni sekä diplomityöni edistämisessä ja loppuun saattamisessa!

Tampereella, 17.12.2019

Tomi Niemelä

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
2. VAIHTOSÄHKÖ JA LOISTEHO	3
2.1 Pätö- lois ja näennäisteho	3
2.2 Loistehon tuotanto ja kulutus.....	4
2.2.1 Johtimet	4
2.2.2 Muuntajat.....	8
2.2.3 Kuluttajien loisteho.....	11
2.3 Fingridin loissähkö	11
2.3.1 Liittymispisteen loissähkörajat kulutukselle	12
2.3.2 Liittymispisteen loissähkörajat tuotannolle.....	13
2.3.3 Loissähköikkunan soveltaminen.....	13
2.3.4 Netotussopimus	15
3. LOISTEHON KOMPENSOINTITAVAT	17
3.1 Reaktorit	17
3.1.1 Rakenne	18
3.1.2 Kytkentäilmiöt	19
3.2 Sarjakondensaattorit	20
3.3 Rinnakkaiskondensaattorit	22
3.4 FACTS-laitteet	22
3.4.1 Staattinen loistehon kompensaattori	23
3.4.2 Staattinen synkronikompensaattori	24
3.5 Voimalaitokset.....	27
4. JAKELUVERKON TOIMINTAYMPÄRISTÖN NYKYTILANNE JA MUUTOKSET	29
4.1 Rovaniemen Verkko Oy	29
4.2 Jakeluverkko	31
4.3 Verkkoyhtiön sähköasemat ja Suosiolan voimalaitos	32
4.3.1 Viirinkankaan sähköasema	32
4.3.2 Palkisentien sähköasema	33
4.3.3 Ounasvaaran sähköasema	34
4.3.4 Suosiolan voimalaitos	35
4.4 Arvio loistehotarpeen kehitykselle	36
4.4.1 Arvio pätötehon kasvulle	39
5. ROVANIEMEN VERKKO OY:N LOISSÄHKÖIKKUNA JA NETOTUSSOPIMUS.	40
5.1 Tarkastelua varten luotu Excel-työkalu.....	40
5.2 Vuosi 2018 ilman netotussopimusta.....	42
5.2.1 Vuoden suurimmat loissähköikkunan ylitykset	43
5.2.2 Kuukausitason tarkastelu	44
5.2.3 Vuoden yhteenveto	49
5.3 Roven loisteho ilman Suosiolan loistehosäätöä.....	51
5.4 Kehitys vuosina 2015 – 2018	56
5.5 Loissähkön netotussopimus	57
5.5.1 Osapuolten kuvaus	57
5.5.2 Hyödynjaon laskenta.....	58
5.5.3 Vuodet 2017 ja 2018 netotussopimuksella	60

6.LOISTEHON KOMPENSOINNIN TOTEUTTAMINEN ROVANIEMEN VERKKO	
OY:SSÄ.....	63
6.1	Kompensointitapa 63
6.2	Lähtötilanteen valitseminen..... 64
6.3	Kustannuslaskennassa huomioidut asiat..... 66
6.3.1	Nettonykyarvomenetelmä 66
6.3.2	Reaktorin investointikustannukset..... 67
6.3.3	Häviökustannukset..... 68
6.3.4	Loissähkömaksut ja netotussopimus..... 69
6.3.5	Suosiolan loissähkökustannukset 69
6.3.6	Energiaviraston valvontamalli..... 70
6.3.7	Reaktorin huoltokustannukset..... 71
6.4	Sijoituspaiakan ja nimellistehon reunaehdot..... 71
6.5	Kustannuslaskennat ja herkkyysanalyysi 74
6.5.1	6 MVAR väliotto- ja käämikytkimellisen reaktorin vertailu 75
6.5.2	Loisteholtaan 4 MVAR, 6 MVAR ja 8 MVAR reaktorit..... 77
6.5.3	110 kV rengasverkko vuonna 2030 78
6.5.4	Investointi kahteen reaktoriin 79
6.5.5	Herkkyysanalyysi 6 MVAR käämikytkimelliselle reaktorille 81
6.6	Suositteltu investointi sekä huomioonotettavia asioita 83
7.	YHTEENVETO..... 86
	LÄHTEET 88
	LIITE A: VUODEN 2018 LOISSÄHKÖIKKUNA..... 92
	LIITE B: NÄYTTÖKUVA EXCEL-TYÖKALUN PÄÄIKKUNASTA 94

KUVALUETTELO

Kuva 1.	a) Johdinten välinen sekä johdinten ja maan välinen kapasitanssi b) vaihejohtimeen syntyvä käyttökapasitanssi [4].....	5
Kuva 2.	PJ-kaapeleiden loistehon tuotanto ja kulutus (kVAr/km).....	7
Kuva 3.	KJ-kaapeleiden loistehon tuotanto ja kulutus (kVAr/km).....	8
Kuva 4.	Muuntajan yksivaiheinen sijaiskytkentä ensiön tasossa muokattu lähteestä [8].....	9
Kuva 5.	Fingridin loistehoikkuna [12].....	14
Kuva 6.	Sarjakondensaattori kytkettynä siirtolinjaan muokattu lähteestä [30]....	21
Kuva 7.	Eri SVC topologioita [31].....	23
Kuva 8.	STATCOM kytkettynä verkkoon (a) ja yksinkertaistettu sijaiskytkentä (b) muokattu lähteestä [31].....	25
Kuva 9.	SVC:n ja STATCOMin toiminta-alueet muokattu lähteestä [31].....	26
Kuva 10.	Rovaniemen Verkko Oy:n suurjänniteverkko sekä sähköasemat	30
Kuva 11.	Viirinkankaan sähköasemakaavio Trimble NIS.....	32
Kuva 12.	Yksittäisen jakelumuuntajan loistehon kulutus kuormitusasteen funktiona	37
Kuva 13.	Keskijännitekaapelin loistehon kulutus kuormitusasteen funktiona	38
Kuva 14.	Kulutuksen kasvu 2000 – 2018	39
Kuva 15.	Vuoden 2018 Valajaskosken liittymispisteen päto- ja loistuntehot	41
Kuva 16.	Vuoden 2018 toukokuun tuntitehot Suosiola ei ajossa ja Suosiola ajossa (oikealla alhaalla ympyrän sisällä).....	45
Kuva 17.	Vuoden 2018 tuntitehot kun Suosiola on ajossa (ylhäällä) ja kun Suosiola ei ole ajossa (alhaalla).....	50
Kuva 18.	Vuoden 2018 Valajaskosken liittymispisteen päto- ja loistuntehot, kun Suosiolan loistehosäätö on vähennetty	53
Kuva 19.	Vuoden 2018 tuntitehot Suosiolan loistehosäädön kanssa (ylhäällä) ja ilman Suosiolan loistehosäätöä (alhaalla) koko alueen kulutuksella	55
Kuva 20.	Vuoden 2017 netotussopimuksen tuntitehot.....	60
Kuva 21.	Vuoden 2018 netotussopimuksen tuntitehot.....	61
Kuva 22.	Lähtötilanne skenaarion tuntipäto- ja loistehot	65
Kuva 23.	6 MVAR väliottokytkimellisen reaktorin hyöty, kustannukset ja diskontattu kumulatiivinen tuotto	76
Kuva 24.	6 MVAR käämikytkimellisen reaktorin hyöty, kustannukset ja diskontattu kumulatiivinen tuotto	76
Kuva 25.	Investointikustannukset ja tuotto eri reaktoritehoilla	77
Kuva 26.	110 kV rengasverkon vaikutus reaktori-investoinnin tuottoon.....	79
Kuva 27.	Investointikustannukset ja tuotto eri reaktori yhdistelmille	80
Kuva 28.	Vuoden 2018 tuntipäto- ja loistehot Valajaskosken liittymispisteessä.....	93
Kuva 29.	Excel-työkalun pääikkuna	94

LYHENTEET JA MERKINNÄT

CHP	sähkön ja lämmön yhteistuotanto (Combined heat and power)
EV	Energiavirasto
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
FC	kiinteä kondensaattori (Fixed Capacitor)
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers
JKA	jälleenhankinta-arvo
KJ	keskijännite
LED	valoa säteilevä diodi (Light-Emitting Diode)
NKA	nykykäyttöarvo
PJ	pienjännite
Rove	Rovaniemen Verkko Oy
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
STATCOM	staattinen synkronikompensoattori (Static Synchronous Compensator)
SVC	staattinen loistehon kompensoattori (Static Var Compensator)
TCR	tyristoriohjattu reaktori (Thyristor Controlled Reactor)
TSC	tyristorikytketty kondensaattori (Thyristor Switched Capacitor)
TSR	tyristorikytketty reaktori (Thyristor Switched Reactor)
VSC	jännitelähdesuuntaaja (Voltage Source Converter)
B_{SVC}	SVC:n susceptanssi
C_k	johtimen käyttökapasitanssi
$C_{r,k}$	rinnakkaiskondensaattorin kapasitanssi
$C_{s,k}$	kompensointiyksikön kapasitanssi per vaihe
Q_D	liittymispisteen loistehon ottoraja kulutukselle
$Q_{D,u}$	kulutuksesta riippuva liittymispisteen loistehon ottoraja kulutukselle
Q_{D1}	liittymispisteen loistehon antoraja kulutukselle
$Q_{D1,u}$	kulutuksesta riippuva liittymispisteen loistehon antoraja kulutukselle
Q_G	liittymispisteen loistehon ottoraja tuotannolle
Q_{G1}	liittymispisteen loistehon antoraja tuotannolle
Q_{johdin}	johtimen loistehotase
Q_k	muuntajan loistehohäviöt kuormituksessa
$Q_{m,yht}$	muuntajan loistehohäviöt yhteensä
$Q_{r,k}$	rinnakkaiskondensaattorin tuottama loisteho
$Q_{r,k,n}$	rinnakkaiskondensaattorin tuottama loisteho nimellisjännitteellä
$Q_{s,k}$	sarjakondensaattorin loistehon tuotanto
Q_0	muuntajan loistehohäviöt tyhjäkäynnissä
H	investoinnin hankintakustannukset
I	virran tehollisarvo
I_C	johtimen varausvirta
I_{Fe}	muuntajan tyhjäkäyntihäviöiden pätovirran komponentti
I_j	siirtojohtoon kuormitusvirta
I_m	muuntajan magnetointivirta
I_{st}	STATCOMin virta
I_{svc}	SVC:n tuottama virta
I_0	muuntajan tyhjäkäyntivirta
i_0	muuntajan suhteellinen tyhjäkäyntivirta
JA	investoinnin jäännösarvo
j	kompleksiluku
k	investoinnin laskentakorkokanta
k_t	investoinnin tulojen ja menojen erotus

L	induktanssi
I	loisteho-oton raja-arvo tuotannolle
NKA_{reaktori}	reaktorin nykykäyttöarvo
n	investointitarkastelun viimeinen vuosi
P	pätöteho
P_{netto}	liittymispisteen voimalaitosten nettopätöteho
t	investointivuosi
t_k	huipunkäyttöaika
U	jännitteen tehollisarvo
U_n	muuntajan nimellisjännite
U_p	pääjännite
U_R	reaktorin mitoitusjännite
\underline{U}_s	verkon jännite
$\underline{U}_{\text{st}}$	STATCOMin yli oleva jännite
$\underline{U}_{\text{SVC}}$	SVC:n yli oleva jännite
U_v	vaihejännite
\underline{U}_x	johtimen puhtaasti induktiivinen jännite
$P_{h,r}$	reaktorin yhden vuoden pätötehohäviöt
P_h	reaktorin pätötehohäviöprosentti
P_k	muuntajan pätötehohäviöt
P_{kn}	muuntajan pätötehohäviöt nimelliskuormalla
P_m	muuntajan pätötehoukorma
P_0	muuntajan tyhjäkäynti pätötehohäviöt
Q	loisteho
Q_m	muuntajan loistehokuorma ilman reaktoria
$Q_{m,r}$	muuntajan loistehokuorma reaktorin kanssa
Q_{reaktori}	reaktorin loistehon kulutus
Q_R	reaktorin mitoitusteho
$Q_{\text{yht},r}$	reaktorin yhden vuoden loistehonkulutus
R_{fe}	muuntajan rautahäviöitä kuvaava resistanssi
R_k	muuntajan oikosulkuresistanssi
$R_{k,\text{pre-tax}}$	kohtuullinen tuotto ennen veroja
r_k	muuntajan suhteellinen oikosulkuresistanssi
S	näennäisteho
S_n	muuntajan nimellisteho
$S_{j,c}$	johtimen kapasitanssin näennäisteho
$S_{j,l}$	johtimen induktanssin näennäisteho
S_k	syöttävän verkon oikosulkuteho
$WACC_{\text{pre-tax}}$	kohtuullinen tuottoaste
W_{otto}	liittymispisteen vuoden ottoenergia
X_m	muuntajan magnetointireaktanssi
X_k	muuntajan reaktanssi
x_k	muuntajan suhteellinen oikosulkureaktanssi
$X_{s,k}$	sarjakondensaattorin reaktanssi
X_r	johtimen käyttöreaktanssi
X_t	STATCOMin induktiivinen reaktanssi
Z_j	kompensoimattoman siirtojohdon impedanssi
$Z_{j,\text{komp}}$	kompensoidun siirtojohdon impedanssi
φ	vaihesiirtokulma
ω	kulmataajuus

1. JOHDANTO

Sähkönjakelun keskeytykset 2000- ja 2010-luvuilla johtivat sähkömarkkinalain muutoksiin vuonna 2013. Muutokset toimitusvarmuuteen edellyttävät kaikkien jakeluverkkoyhtiöiden asiakkaiden sääilmiöistä johtuvien jakelukeskeytysten kestävän alle 6 tuntia asemakaava-alueella ja alle 36 tuntia asemakaava-alueen ulkopuolella. Nämä vaatimukset tulevat asteittain voimaan ja ovat täysimääräisiä vuoden 2028 loppuun mennessä. [1]

Yksi jakeluverkkoyhtiöiden tehokkaimmista keinoista varautua sään aiheuttamiin keskeytyksiin on keskijänniteverkon maakaapelointi [1]. Maakaapeloinnin seurauksena jakeluverkkoyhtiöiden loistehon tuotanto Fingridin hallinnoimaan kantaverkkoon on viime vuosina kasvanut, johon Fingrid on reagoinut asteittain vuosina 2017–2019 kasvaneella loissähköhinnoittelulla. Käytännössä hinnoittelu ohjaa jakeluverkkoyhtiöitä investoimaan omiin loistehon kompensointilaitteisiin.

Tässä työssä tarkastellaan kaupunkiverkkoyhtiön, Rovaniemen Verkko Oy:n, loistehon tilannetta, luodaan ennuste loisteholle sekä näiden perusteella etsitään teknistaloudellisesti ja Energiaviraston valvontamallin näkökulmasta kannattava kompensointimenetelmä. Tarkastelun avuksi luotiin Microsoft Excel -laskentapohja, jolla voidaan Fingridin sähköisestä palvelusta saatavien tietojen avulla tutkia nykyistä loissähkötilannetta sekä kompensointiin käytettävien menetelmien kannattavuutta.

Työn alussa käsitellään yleisesti näennäis- pätö- ja loistehon käsitteitä sekä sähköverkon komponentteja, jotka kuluttavat tai tuottavat loistehoa. Lisäksi käydään läpi Fingridin loissähköikkunan laskutusperiaate. Tämän jälkeen käsitellään yleisiä tapoja kompensoida loistehoa. Painopiste on kapasitiivisen loistehon kompensointitavoissa.

Luvussa 4 annetaan yleiskuvaus jakeluverkkoyhtiöstä ja sen toimintaympäristöstä. Lisäksi esitellään lyhyesti Suosiolan CHP-voimalaitos, jota verkkoyhtiö käyttää loistehon kompensointiin. Luvussa tarkastellaan myös loistehotarpeen kehitystä tiedossa olevien sähköverkon muutosten perusteella.

Seuraavaksi, luvussa 5, käydään läpi Rovaniemen Verkko Oy:n loissähkön viimeaikainen kehitys sekä nykytilanne verkkoyhtiön oman loissähköikkunan ja voimassa olevan netotussopimuksen osalta. Koska verkkoyhtiön todelliset kustannukset loissähköstä

määräytyvät suurelta osin erilliskustannusten perusteella, eli Fingridin ilman netotussopimusta velottamien loissähkökustannusten perusteella, tarkastellaan luvussa verkkoyhtiön tilannetta ilman netotussopimusta. Kompensointilaitteen mitoittamisen lähtökohtana oli loissähkötarpeen täyttäminen ilman Suosiolan voimalaitoksen kompensointia, jonka takia luvussa laaditaan arviot loissähkölle ilman voimalaitoksen vaikutusta.

Luvussa 6 luodaan edeltävien vuosien loissähkön perusteella lähtötilanne kompensointilaitteen investointitarkastelua varten. Tämän jälkeen käsitellään kustannuslaskennassa huomioidut asiat sekä tarkastellaan reaktorin nimellistehon ja sijoituspaikan reunaehtoja. Reaktori-investoinnin kustannuslaskennoista tarkastellaan muutamaa todennäköisintä vaihtoehtoa kompensointiyksikön nimellisteholle ja verrataan käämikytkimellä varustetun reaktorin kustannuksia väliottokytkimellä varustetun reaktorin kustannuksiin. Näiden vertailujen sekä eri skenaarioiden perusteella tarkastellaan yhtä investointivaihtoehtoa tarkemmin herkkyysanalyysillä. Työn lopuksi tarkastellaan suositeltua kompensointiratkaisua sekä käydään läpi investoinnin yhteydessä huomioonotettavia asioita.

2. VAIHTOSÄHKÖ JA LOISTEHO

Tässä kappaleessa käydään lyhyesti läpi sähkötekniikan perussuureet pätö-, lois- sekä näennäisteho. Lisäksi käsitellään sähköverkossa loistehoa kuluttavia ja tuottavia komponentteja sekä käydään läpi Fingridin loissähkölaskutuksen periaatteet.

2.1 Pätö- lois ja näennäisteho

Sähköverkkoihin kytketyt komponentit ovat hyvin harvoin puhtaasti resistiivisiä, yleensä komponenteissa on mukana myös induktanssia ja/tai kapasitanssia. Tällöin jännitteen U (V) ja virran I (A) välinen vaihe siirtokulma φ (°) poikkeaa nolasta, jolloin sähköverkossa ilmenee pätötehon P (W) lisäksi myös loistehoa Q (VAR). Loisteho ei pätötehon tavoin jää asiakkaan sähkölaitteeseen, vaan se heilahtelee sähköverkossa kapasitiivisten laitteiden sähkökentän ja induktiivisten laitteiden magneettikentän välillä. Loistehon heilahtelu näkyy sähköverkon johtimissa kasvaneena kokonaisvirtana, joka on haitallista, sillä johtimien pätötehohäviöt kasvavat virran suhteen neliöllisesti. Kasvaneiden pätötehohäviöiden lisäksi johtimien kapasiteetti siirtää pätötehoa pienenee, sillä loisvirta vie osan siirtokapasiteetista. [2]

Näennäisteho S (VA), sisältää verkossa siirtyvän pätötehon että verkossa edestakaisin heilahtelevan loistehon. Näennäisteho voidaan laskea osoitinlaskennalla kaavalla

$$\underline{S} = \underline{U} \underline{I}^* = P + jQ. \quad (1)$$

Kaavassa käytetään virran kompleksikonjugaattia, sillä induktiivisen kuorman ottaman loistehon etumerkin on sovittu olevan positiivinen. Näennäisteho kuvaa sellaista pätötehoa joka verkossa voidaan enintään siirtää, mikäli virta ja jännite ovat täysin sinimuotoiset sekä samassa vaiheessa. [2] Koska näennäistehon kaavassa induktiivisen loistehon etumerkki on sama kuin kuormituksen pätötehon etumerkki, kutsutaan tässä työssä induktiivisen komponentin loistehoa loistehon kulutukseksi. Vastaavasti loistehon tuotannolla tarkoitetaan verkossa kuormana olevan kapasitiivisen komponentin aikaansaamaa loistehoa.

Tehokerroin ilmaisee suhteen verkossa siirretylle pätöteholle ja näennäisteholle. Tehokerroin $\cos(\varphi)$ voidaan laskea kaavalla [2]

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{|S|}. \quad (2)$$

Mitä lähempänä näennäistehon itseisarvoa pätöteho on, sitä lähemmäksi numeroa 1 tehokerroin menee. Sähköverkon kannalta ideaalitalanne on, kun loistehoa ei siirry verkossa ollenkaan eli pätöteho on näennäistehon suuruinen, jolloin tehokerroin on 1. Tällöin sähköverkon komponenttien virtakestoisuus voitaisiin mitoittaa pelkästään pätötehon kulutuksen mukaisesti.

2.2 Loistehon tuotanto ja kulutus

Loistehoa tuottavia eli loisteholtaan kapasitiivisia komponentteja on mm. LED-lamput, maakaapelit ja ylimagnetoidut tahtikoneet, sekä induktiivisia komponentteja on mm. muuntajat ja epätahtimoottorit. Tässä osiossa käsitellään muutamia verkkoon kytkettyjen kuormien sekä komponenttien loistehoa, varsinaiset kompensointilaitteet käsitellään luvussa 3.

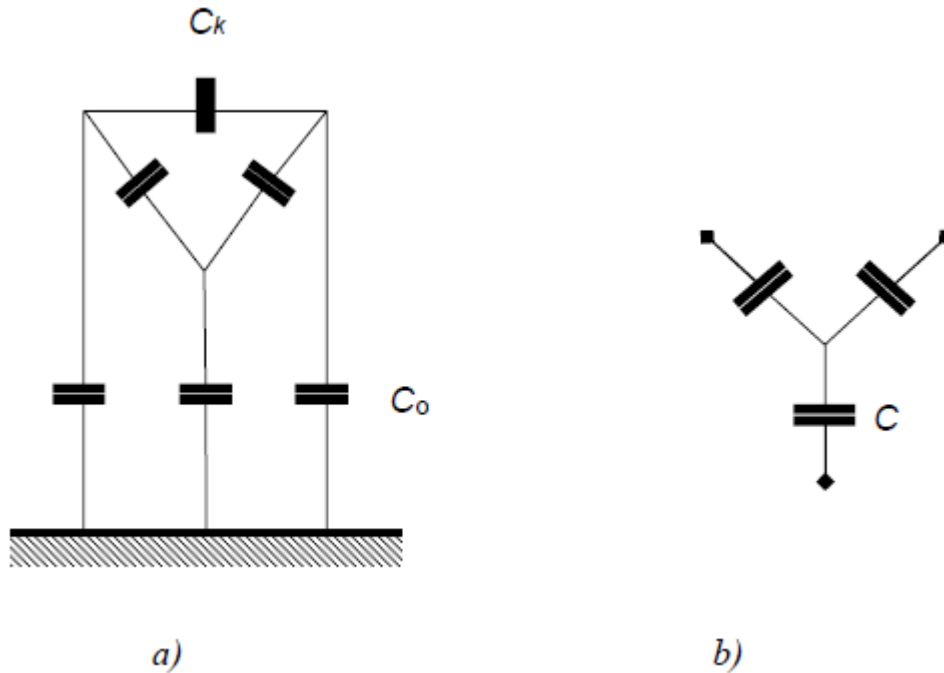
2.2.1 Johtimet

Sähköverkon johdinten loistehon tuotanto vaihtelee kuormitustilanteen mukaan, sillä johtimessa on sekä kapasitiivisia että induktiivisia komponentteja. Johtimen induktanssi syntyy virrallisen johtimen ympärilleen aiheuttamasta magneettivuosta, joka vaihtovirralla vaihtelee sinimuotoisesti. Magneettivuon aiheuttaman vastasähkömotorisen voiman kumoamiseksi tarvitaan vastakkainen jännite joka on puhtaasti induktiivinen U_x (V), tämä voidaan laskea kaavalla

$$\underline{U}_x = Ij\omega L = IjX_r, \quad (3)$$

jossa I (A) on johtimessa kulkeva virta, L (H) on johtimen induktanssi ja X_r (Ω) on johtimen käyttöreaktanssi. [3] Induktanssin suuruuteen vaikuttaa mm. ympäröivän aineen permeabiliteetti, johtimen pituus, vaihejohtimien välinen etäisyys, johtimen paksuus ja johtimen rakenne (materiaali, osajohtimet) [3], [4]. Maakaapeleilla reaktanssi on yleensä avojohtoja noin 3 – 4 kertaa pienempi, syitä tähän on esimerkiksi maakaapeleiden vaihejohtimet, jotka ovat lähempänä toisiaan sekä kiinteän eristysaineen ympäröimät. [3]

Koska johtimien välissä sekä johtimien ja maan välissä on sähkövarausta varastoivaa eristettä, muodostuu johtimiin kapasitanssia (kuva 1 a). Johdinten välille syntyvää kapasitanssia kutsutaan keskinäiskapasitanssiksi, sekä johdinten ja maan välille syntyvää kapasitanssia maakapasitanssiksi. Näiden kapasitanssien yhteisvaikutusta yhteen vaiheeseen kutsutaan käyttökapasitanssiksi (kuva 1 b). [3]



Kuva 1. a) Johdinten välinen sekä johdinten ja maan välinen kapasitanssi b) vaihejohtimeen syntyvä käyttökapasitanssi [3]

Käyttökapasitanssi synnyttää jännitteelliseen johtimeen varausvirran I_C (A), joka voidaan laskea kaavalla

$$\underline{I}_C = \underline{U}_v j \omega C_k, \quad (4)$$

jossa \underline{U}_v (V) on johtimen vaihejännite, C_k (F) on johtimen käyttökapasitanssi, kun johtimen alku- sekä loppupään jännitteiden oletetaan olevan yhtä suuret. [3] Varausvirta on jännitteestä 90 astetta edellä kulkevaa puhtaasti kapasitiivista loisivirtaa. Avojohtoilla etäisyys maahan on suuri, sekä johdinten keskinäiset etäisyydet ovat suuria, jolloin niiden käyttökapasitanssi on hyvin pieni. Maakaapeleiden eristysaineiden permittiivisyys on ilmaa isompi sekä johdinten keskinäinen etäisyys pienempi, jolloin maakaapeleiden käyttökapasitanssi on avojohtoja kymmeniä kertoja [5, s. 26] suurempi. [3]

Kuten kaavoista 3 ja 4 nähdään, riippuu johtimen induktiivinen jännite johtimessa kulkevasta virrasta ja kapasitiivinen virta johtimen jännitteestä. Sähköverkoissa jännite pyritään pitämään nimellisenä, ja enintään vaihteluväli voi olla $\pm 15\%$ nimellisjännitteestä [6], normaalin tilanteen vaihteluväli on tätä huomattavasti pienempi. Johtimessa kulkeva virta puolestaan riippuu kuormitustilanteesta, jolloin se voi vaihdella 0 A:sta johtimen maksimikuormitettavuuteen joka on esimerkiksi AHXAMK-W 3x240+70 lajityypin kaapeleilla 385 A. Vaihteluväli on siis normaalissa käyttötilanteessa johtimen induktiiviselle komponentille suurempaa kuin kapasitiiviselle. Johdon induktanssissa kuluttama näennäisteho $S_{j,i}$ (VAR) voidaan laskea kaavalla

$$S_{j,i} = \sqrt{3}(\sqrt{3}U_x)I_j^* = 3I_j j\omega L I_j^* = 3j\omega L |I_j|^2 = j3X_r I_j^2, \quad (5)$$

jossa X_r (Ω) on vaihejohtimen reaktanssi ja I_j (A) on johtimen kuormitusvirta. Vastaavasti johdon kapasitanssissa kuluttama näennäisteho $S_{j,c}$ (VAR) voidaan laskea kaavalla

$$S_{j,c} = \sqrt{3}U_p \left(\frac{U_p}{\sqrt{3}}j\omega C_k\right)^* = -jU_p^2\omega C_k, \quad (6)$$

jossa C_k (F) on johtimen käyttökapasitanssi ja U_p (V) on pääjännite. Kaavasta 5 on syytä huomata, että johdon induktanssin kuluttama loisteho on positiivista, eli toisin sanottuna induktanssin tuottama loisteho on negatiivista. Vastaavasti kaavasta 6 nähdään, että kapasitanssin kuluttama loisteho on negatiivista, eli kapasitanssin tuottama loisteho on merkittävästi positiivinen. Koska kaavojen näennäistehot ovat puhtaasti imaginäärisiä, kaavojen 5 ja 6 avulla voidaan laskea johdon tuottama loisteho Q_{johdin} (VAR)

$$Q_{\text{johdin}} = Q_{\text{tuotanto}} - Q_{\text{kulutus}} = Q_{j,c} - Q_{j,i} = \omega C_k U_p^2 - 3X_r I_j^2. \quad (7)$$

Koska johtimen jännite pidetään usein vakiona, sanotaan johdinta kuormittavaa pätötehoa jolla johtimen tuottama ja kuluttama loisteho ovat yhtä suuret johtimen luonnolliseksi tehoksi. [4]

Taulukkoon 1 on kerätty Rovaniemen Verkko Oy:n yleisimmät käytössä olevat pienjännite (PJ) maakaapelit.

Taulukko 1. *Rovaniemen Verkko Oy:n yleisimmät PJ-kaapelit*

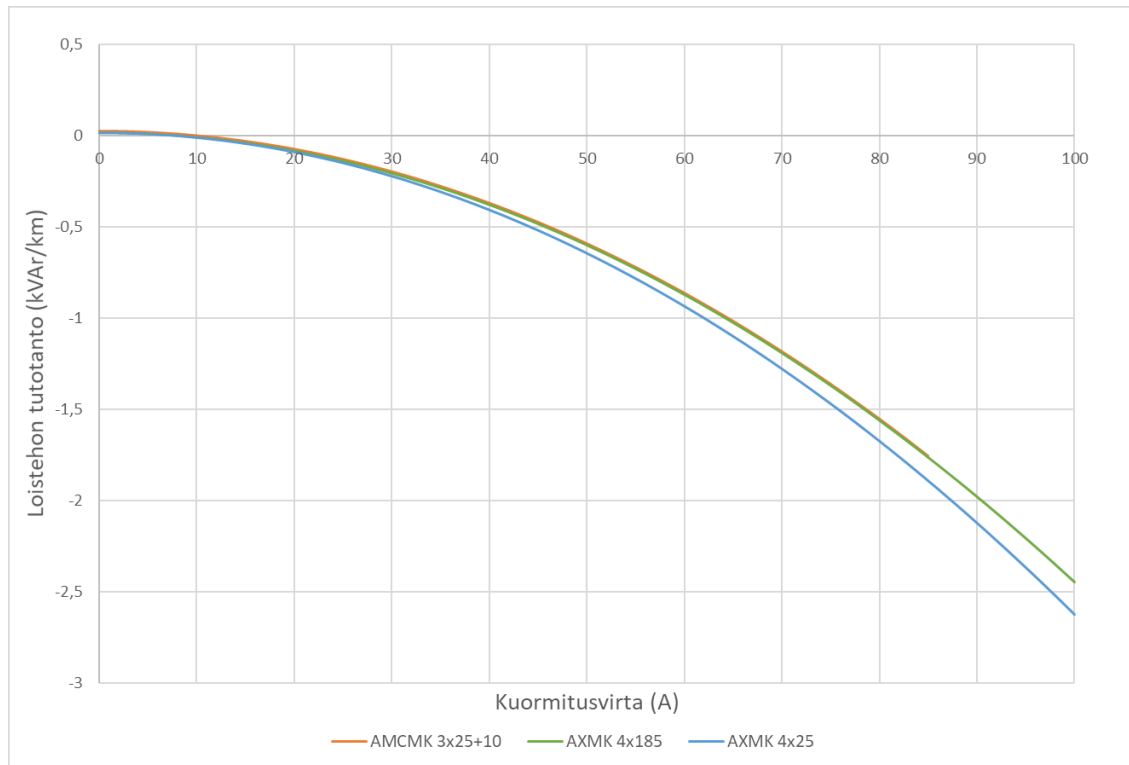
Kaapelilaji	Pituus (km)	Vaihejohtimen resistanssi (ohm/km)	Vaihejohtimen reaktanssi (ohm/km)	Käyttökapasitanssi (nF/km)
AMCMK 3x25+10	85,8	1,3	0,082	450
AXMK 4x185	82,0	0,18	0,082	280
AXMK 4x25	78,7	1,3	0,088	290

Ja taulukkoon 2 yleisimmät keskijännite (KJ) maakaapelit.

Taulukko 2. *Rovaniemen Verkko Oy:n yleisimmät KJ-kaapelit*

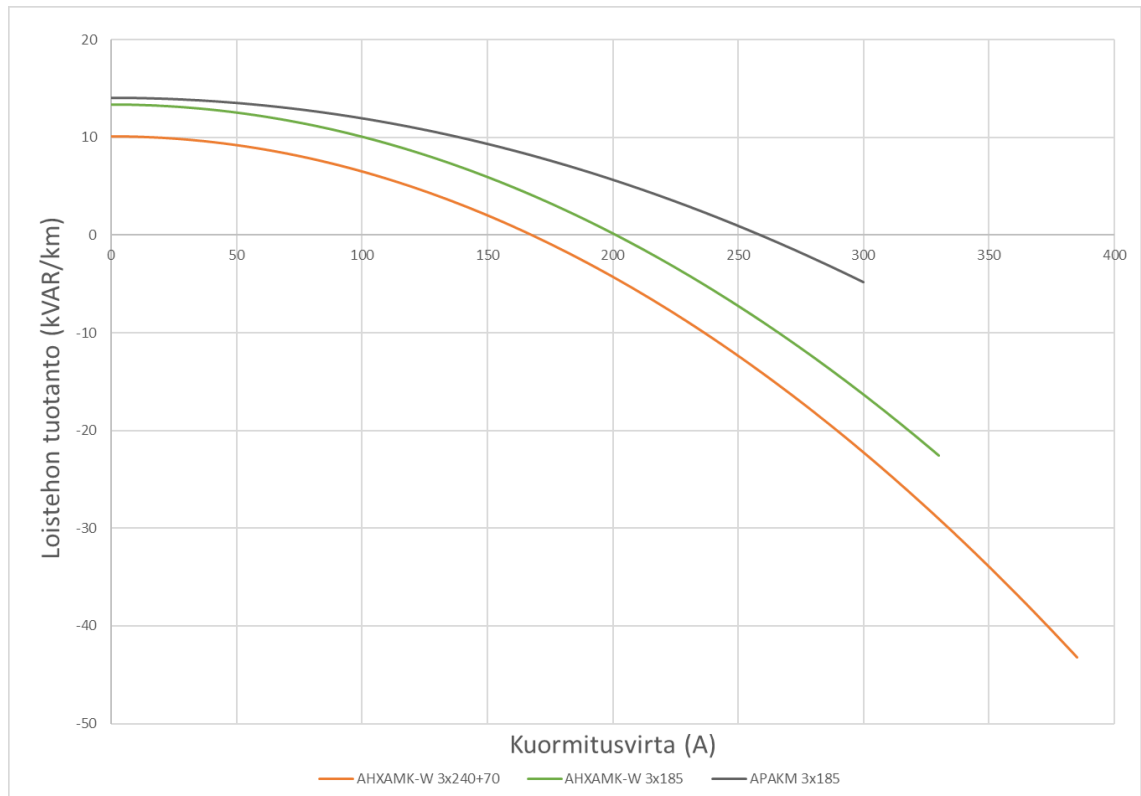
Kaapelilaji	Pituus (km)	Vaihejohtimen resistanssi (ohm/km)	Vaihejohtimen reaktanssi (ohm/km)	Käyttökapasitanssi (nF/km)
AHXAMK-W 3x240+70	75,9	0,13	0,12	310
AHXAMK-W 3x185	30,03	0,17	0,11	410
APAKM 3x185	20,2	0,17	0,07	430

Käyttökapasitanssi on taulukoissa ilmoitettu koko johtimelle per johdinkilometri. Kuten taulukoista nähdään, voi käyttökapasitanssi vaihdella merkittävästi eri johdinlajeilla, mutta reaktanssi pysyy samassa suuruusluokassa.



Kuva 2. PJ-kaapeleiden loistehon tuotanto ja kulutus (kVAR/km)

Kuvaan 2 on piirretty taulukon 1 PJ-kaapeleiden loistehotase, kun pääjännite on 400 V. Koska loistehon tuotanto kaapeleilla on suoraan verrannollinen jännitteen neliöön, eivät PJ-kaapelit tuota loistehoa juuri yhtään edes ollessaan tyhjäkäynnillä. Lisäksi loistehon kulutus on pj-kaapeleilla verrattain pientä, esimerkiksi 100 km AXMK 4x25 80 A (80 % maksimista) kuormalla kuluttaa loistehoa n. 0,17 MVar.



Kuva 3. KJ-kaapeleiden loistehon tuotanto ja kulutus (kVAR/km)

Kuvassa 3 on Rovaniemen Verkko Oy:n yleisimpien keskijännitekaapeleiden loistehon tuotanto kuormitusvirran funktiona. Parametreina on käytetty taulukon 2 arvoja sekä laskeajännitteenä on käytetty 10,2 kV, jossa Rovaniemen Verkko Oy:n KJ-verkon jännitettä pyritään pitämään. Kuten kuvasta nähdään, kun verkon kuormitustilanne on matala ja keskijännitekaapelia on monta kilometriä voivat kaapelit tuottaa loistehoa hyvinkin paljon. Esimerkiksi 100 km AHXAMK-W 3x185 KJ-kaapelia tuottaa 100 A (n. 30 % maksimista) kuormalla 1 MVar loistehoa.

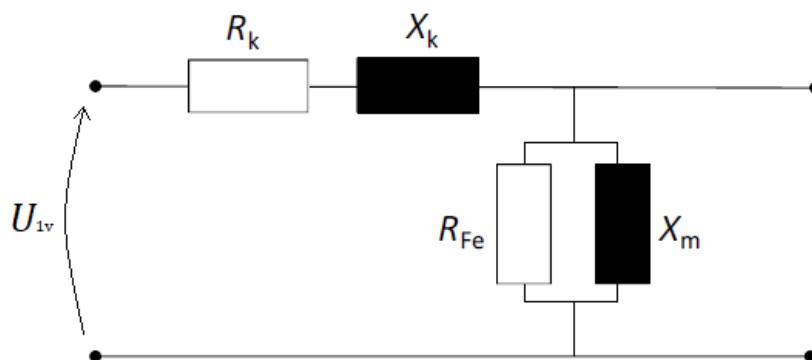
2.2.2 Muuntajat

Muuntajat ovat staattisia sähkölaitteita, joiden käyttötarkoituksena on muuntaa vaihtojännitettä ja -virtaa muuntajan käämityksien välillä käyttämällä sähkömagneettista induktiota. Muuntajan sisältämistä komponenteista käämitykset ja rautasydän osallistuvat jännitetason muuntamiseen. Muita muuntajan sisältämiä komponentteja on esim. tukirakenteet, eristeet ja jäähdytyslaitteet. [7], [8, s. 141]

Muuntajan käämityksistä yläjännitepuolen käämityksiä kutsutaan usein ensiöksi ja alajännitepuolen käämityksiä toisioksi, jolloin jakeluverkkojen muuntajissa tehon suunta on useimmiten ensiöstä toisioon. Jännitetason muutos riippuu ensiö- ja toisiokäämitysten

käämien kierroslukujen suhteesta. [7] Jos muuntaja on varustettu käämikytkimellä, voidaan muuntajan muuntosuhdetta muuttaa samalla kun muuntaja on kuormitettuna. Useimmiten käämikytkin säättää ensiöpuoleisen käämityksen kierrosmäärää. Jakelumuuntajissa käämikytkimiä yleisempi tapa säättää muuntosuhdetta on väliottokytkimen käyttäminen. Ratkaisu on käämikytkintä edullisempi, mutta säätö joudutaan toteuttamaan muuntajan ollessa kuormittamattomana. [8, s. 146–147]

Muuntajavalmistajan ilmoittamilla muuntajan kilpiarvoilla voidaan muodostaa muuntajalle sijaiskytkentä (kuva 4), jonka avulla pystytään laskemaan muuntajan kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöt.



Kuva 4. Muuntajan yksivaiheinen sijaiskytkentä ensiön tasossa muokattu lähteestä [8]

Muuntajan sijaiskytkennän reaktanssi X_k (Ω) voidaan laskea kaavalla [7]

$$X_k = \frac{x_k U_n^2}{100 S_n}, \quad (8)$$

jossa x_k (%) on muuntajan suhteellinen oikosulkureaktanssi, S_n (VA) on muuntajan nimellisteho ja U_n (V) on muuntajan nimellinen ensiö- tai toisiójännite. Valitun jännitetason mukaan saadaan muuntajan ensiön ja toision yhteenlaskettu reaktanssi redusoitua ensiö- tai toisiopuolen jännitetasoon. Sijaiskytkennän resistanssi R_k (Ω) voidaan laskea kaavalla [7]

$$R_k = \frac{r_k U_n^2}{100 S_n}, \quad (9)$$

jossa r_k (%) on muuntajan suhteellinen oikosulkuresistanssi. Laskettua resistanssia ja reaktanssia voidaan käyttää kuormitushäviöiden laskemiseen, kun muuntajan kuormitusvirta tunnetaan.

Valmistajat yleensä ilmoittavat muuntajan pätötehohäviöt, kun muuntajaa kuormitetaan sen nimellisteholla, jolloin pätötehohäviöt P_k (W) voidaan laskea myös kuormituksesta riippuvana kaavalla [7]

$$P_k = \left(\frac{S_m}{S_n}\right)^2 P_{kn}, \quad (10)$$

jossa S_m (VA) on muuntajan kuormitusteho ja P_{kn} (W) on muuntajan pätötehohäviöt muuntajan nimellisteholla.

Muuntajan tyhjäkäynti pätötehohäviöiden P_0 (W) avulla voidaan laskea muuntajasydämen rautahäviöille resistanssi R_{Fe} (Ω) kaavalla [7]

$$R_{Fe} = \frac{U_{1n}^2}{P_0}, \quad (11)$$

jossa U_{1n} (V) on ensiötason pääjännite. Resistanssin avulla voidaan laskea tyhjäkäyntihäviöiden pätövirran komponentti I_{Fe} (A) kaavalla [7]

$$I_{Fe} = \frac{U_{1v}}{R_{Fe}}, \quad (12)$$

jossa U_{1v} (V) on ensiön vaihejännite. Koko tyhjäkäyntivirta I_0 (A) ensiön tasossa saadaan kaavalla [7]

$$I_0 = \frac{i_0}{100} \frac{S_n}{\sqrt{3}U_{1n}}, \quad (13)$$

jossa i_0 on suhteellinen tyhjäkäyntivirta. Tyhjäkäyntivirran ja tyhjäkäyntivirran pätökomponentin avulla saadaan laskettua muuntajasydämen pääreaktanssin läpi kulkeva magnetointivirta I_m (A) [7]

$$I_m = \sqrt{I_0^2 - I_{Fe}^2}. \quad (14)$$

Kun magnetointivirta tunnetaan, voidaan päämagnetointireaktanssi X_m (Ω) laskea kaavalla [7]

$$X_m = \frac{U_{1v}}{I_m}. \quad (15)$$

Tällöin muuntajan loistehotehohäviöt tyhjäkäynnissä Q_0 (VAr) ovat

$$Q_0 = \frac{U_{1n}^2}{X_m}. \quad (16)$$

Koko muuntajan loistehonkulutus kuormituksessa saadaan laskemalla yhteen kuormitushäviöt sekä tyhjäkäyntihäviöt, jolloin $Q_{m,yht}$ (VAr) on

$$Q_{m,yht} = Q_k + Q_0 = 3X_k I_k^2 + \frac{U_{1n}^2}{X_m}, \quad (17)$$

jossa I_k (A) on muuntajan kuormitusvirta. Kuten kaavasta 17 nähdään, muuntajan tyhjäkäyntihäviöt riippuvat muuntajan jännitteestä, jolloin ne ovat likimain vakio kuormituksesta riippumatta. Muuntajan loistehonkulutus riippuu neliöllisesti kuormitusvirrasta, jolloin loistehon vaihteluväli riippuu pitkälti muuntajan takana olevan kulutuksen luonteesta.

2.2.3 Kuluttajien loisteho

Pienasiakkaiden omistamien sähkölaitteiden määrä on viimeisen 30 vuoden aikana kasvanut merkittävästi. Samaan aikaan energiansäästötoimenpiteiden ja tehoelektroniikkaa hyödyntävien laitteiden yleistymisen seurauksena on havaittavissa pienkuluttajien tehokertoimen muutos lievästi induktiivisesta kohti kapasitiivista tehokerrointa. Esimerkiksi LED televisiot ($\cos(\varphi) \sim 0,80_{\text{kap}}$), kannettavat tietokoneet ($\cos(\varphi) \sim 0,56_{\text{kap}}$), LED lamput ($\cos(\varphi) \sim 0,44_{\text{kap}}$) ja matkapuhelimen laturit ($\cos(\varphi) \sim 0,62_{\text{kap}}$) ovat lähes joka kotitaloudesta löytyviä loistehoa tuottavia laitteita. Loistehoa kuluttavia laitteita kotitalouksissa ovat esimerkiksi jääkaapit ($\cos(\varphi) \sim 0,80_{\text{ind}}$), pesukoneet ($\cos(\varphi) \sim 0,57_{\text{ind}}$) ja loistelamput ($\cos(\varphi) \sim 0,58_{\text{ind}}$). [9] Kotitalousasiakkailla ei yleensä ole loistehon käyttöä huomioivaa tariffia, jolloin asiakkaiden ostaessa sähkölaitetta ei laitteen tehokertoimeen useinkaan kiinnitetä huomiota.

Suuremmilta asiakkailta yleisin sähköenergiaa kuluttava laite on moottori, arviolta 40 % koko maailman sähkönkulutuksesta tapahtuu sähkömoottoreilla, joista suuri osa on epätahtimoottoreita [10]. Epätahtimoottoreiden yhteydessä käytetään tehoelektroniikan yleistettyä yleensä taajuusmuuttajia, jonka avulla epätahtimoottorin pyörimisnopeutta voidaan ohjata vaihtamalla moottorille syötetyn vaihtojännitteen taajuutta. Taajuusmuuttajissa sähköverkon jännite yleensä tasasuunnataan ensin esimerkiksi diodisillalla, jonka jälkeen tasajännite vaihtosuunnataan halutunlaiseksi vaihtojännitteeksi. Taajuusmuuttajien tasasuunnauksen seurauksena epätahtimoottori näkyy verkkoon päin vähemmän induktiivisena komponenttina, jolloin loistehon kulutus on taajuusmuuttajia hyödyntävillä asiakkailla pienentynyt. Yleensä suuritehoisilla asiakkailla on loistehon käyttöä ohjaava verkkoyhtiön loistehotariffi. Loisteholaskutuksessa on usein ilmaisosuus, jonka jälkeen loistehohuipuista peritään maksua. Tariffien tarkoituksena on ohjata asiakkaat kompensoimaan oma loistehon käyttö, jotta verkon liittymispisteessä tehokerroin olisi mahdollisimman lähellä 1:tä.

2.3 Fingridin loissähkö

Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid veloittaa asiakkailtaan kantaverkon liittymispisteiden kautta siirtävästä loissähköstä. Loissähkön veloitukseen vaikuttavat liittymispisteen

kautta asiakkaalle toimitettava vuotuinen pätöenergia, liittymispisteessä mitattu pätö- ja loistehon tuntiteho sekä asiakkaan voimalaitosten yhteenlaskettu nettosähköteho. Rajat loistehon otolle ja annolle määritellään erikseen. [11]

Loissähkötariffin tarkoituksena on ohjata koko sähkönsiirto järjestelmää teknisesti sekä taloudellisesti oikeaan suuntaan, eli käytännössä tilanteeseen jossa asiakkaiden on taloudellisesti järkevää investoida omiin kompensointilaitteisiin. Liittymispisteen liiallinen loistehon anto voi haitata kantaverkon käyttövarmuutta ja aiheuttaa ylijänniteongelmia, sillä kantaverkon käytössä oleva reaktorikapasiteetti on mitoitettu pelkän 400 kV:n verkon kompensointi tarpeisiin. Koska reaktorit ovat yleensä kytkettyinä sähköasemien päämuuntajien tertiäärikäämitykseen, on Fingridillä vain rajallinen määrä reaktoreiden liittymäpaikkoja sekä kapasiteettia. Tämän takia Fingrid ei pysty jokaisessa verkon kuormitus-tilanteessa kompensoimaan kantaverkkoon liittyvien asiakkaiden loistehoa. [12]

Fingrid suunnittelee koko 400 kV verkon loistehohallintaa, johon kuuluu sekä kantaverkon asiakkaiden että Fingridin dynaamisia ja passiivisia loistehonsäätölaitteita. Tämän takia asiakkaan suunnitellessa yli 0,5 MVar reaktorin asentamista, täytyy siitä tehdä ilmoitus Fingridille. [11], [13]

2.3.1 Liittymispisteen loissähkörajat kulutukselle

Kun liittymispisteessä kulutetaan pätötehoa, on loistehon ottoraja Q_D (MVar)

$$Q_D = 0,16 \left(\frac{W_{\text{otto}}}{t_k} \right) + 0,1 \left(\frac{P_{\text{netto}}}{0,9} \right), \quad (18)$$

jossa W_{otto} (MWh) on liittymispisteen vuotuinen ottoenergia, t_k on huipunkäyttöaika (7000 h prosessiteollisuudelle ja 5000 h muulle kulutukselle) ja P_{netto} (MW) on liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa. Jos voimalaitosten nettosähköteho on alle 1 MW, eivät ne vaikuta ottorajaan. Suurin huomioonotettava voimalaitosten nettosähköteho on 450 MW, eli ottoraja kasvaa enintään 50 MVar. Miniarvo loistehon otolle on 2 MVar voimajohtoliitynnässä sekä 4 MVar sähköasemaliitynnässä ja maksimiarvo otolle on molemmissa tapauksissa 50 MVar. [11]

Nettosähköteho voimalaitokselle määritetään käyttämällä suurinta tuntipätötehoa, jonka se pystyy normaalissa käyttötilassa vähintään yhden tunnin aikana tuottamaan. Tuntitehosta on vähennettynä tuntimitattu voimalaitoksen omakäyttöenergia. Kaavassa 18 nettopätöteho muutetaan voimalaitoksen nimellistehoksi tehokertoimella 0,9. [11]

Loistehon antoraja Q_{D1} (MVar) saadaan laskettua ottorajasta kaavalla

$$Q_{D1} = -0,25Q_D, \quad (19)$$

jossa Q_D on loistehon ottoraja. Vuoden 2020 alusta raideliikenteen käytössä olevat suodatinkondensaattorit eivät kasvata laskettuja Q_{D1} (ja Q_{G1}) loissähkön antorajoja. [11]

2.3.2 Liittymispisteen loissähkörajat tuotannolle

Tuotettaessa pätötehoa liittymispisteeseen on loistehon ottoraja Q_G (MVar) [11]

$$Q_G = 0,1 \left(\frac{P_{\text{netto}}}{0,9} \right), \quad (20)$$

jossa P_{netto} (MW) on liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa. Loistehon antoraja Q_{G1} (MVar) lasketaan tuotantopisteelle kaavalla [11]

$$Q_{G1} = -Q_G, \quad (21)$$

jossa Q_G on loistehon ottoraja. Voimajohtoliitynnässä miniarvo ottorajalle on 2 MVar ja sähköasemaliitynnässä 4 MVar, enintään ottoraja voi olla 50 MVar. Rajoja ei sovelleta liittymispisteelle jos: liittymispisteeseen liittyy yksi tai useampi voimalaitos korkeintaan 15 km voimajohtolla, voimalaitoksia käytetään kantaverkon jännitesäädössä ja liittymispisteen pätötehon kulutus on enintään 25 % voimalaitosten tuotannon vuosienergiasta. [11]

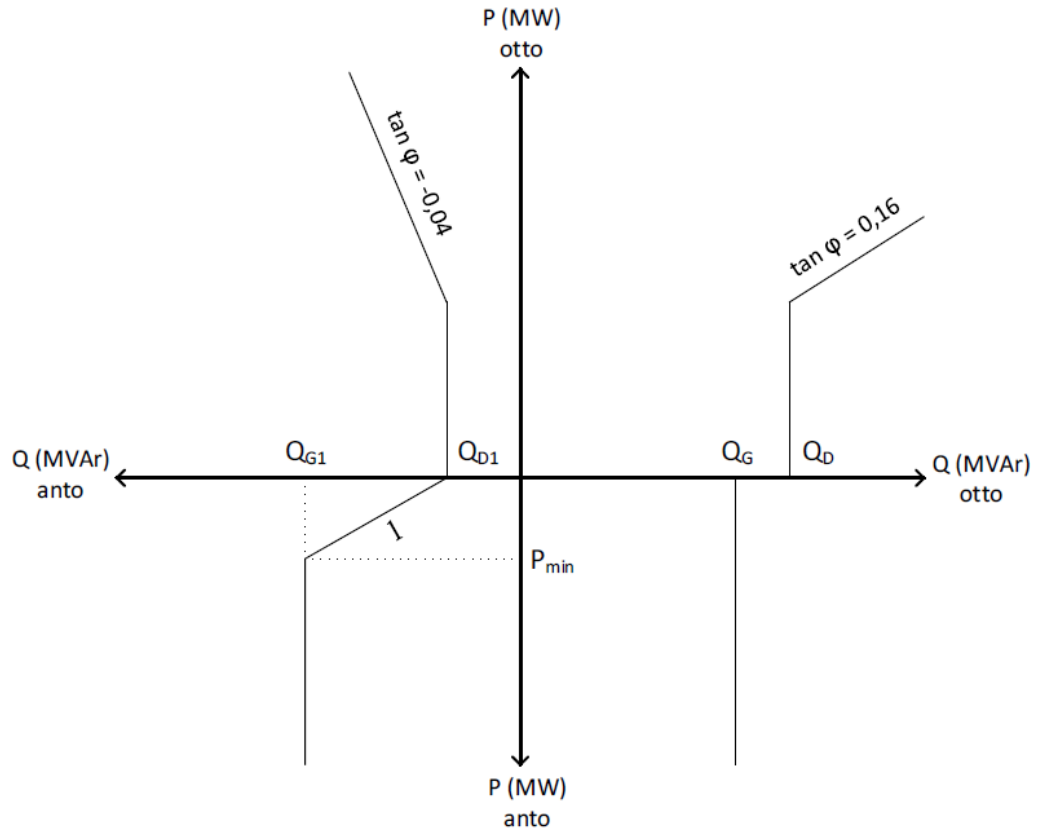
Lisäksi loistehon otolle on raja-arvo joka saadaan kaavalla [11]

$$l = Q_{D1} + P \left(\frac{Q_{G1} - Q_{D1}}{P_{\text{min}}} \right), \quad (22)$$

jossa P_{min} (MW) on $0,1P_{\text{netto}}$ ja P (MW) on kantaverkkoon tuotetun pätötehon keskituntiteho. Loistehon otto tuotettaessa pätötehoa on enintään rajan Q_{G1} suuruinen, mutta alle raja-arvon l . [11]

2.3.3 Loissähköikkunan soveltaminen

Loissähkön otto- ja antorajan muodostamaa loissähköikkunaa liittymäpisteelle havainnollistaa kuva 5.



Kuva 5. Fingridin loistehoikkuna [11]

Kuvassa 5 näkyvät loistehon otto- ja antorajat ovat vähintään laskettujen rajojen Q_D ja Q_{D1} suuriset. Otetun pätötehon kasvaessa loistehorajat kasvavat, jolloin uusi raja otolle on

$$Q_{D,u} = 0,16P_{\text{otto}}, \quad (23)$$

ja annolle

$$Q_{D1,u} = 0,04P_{\text{otto}}, \quad (24)$$

joissa P_{otto} (MW) on kantaverkosta otettu pätöteho ja $Q_{D,u}$ sekä $Q_{D1,u}$ ovat uudet loistehorajat (MVar). Loissähkörajat tarkastetaan vuosittain mittaustietojen perusteella tai kun asiakkaan verkossa tapahtuu merkittävä muutos. [11]

Kun liittymispisteestä otettu tai sinne tuotettu loisteho on loistehoikkunan sisällä, ei Fingrid veloita erillistä korvausta. Myös loissähköikkunan 50 itseisarvoltaan suurinta ylitystä ei oteta huomioon laskutuksessa. Loissähkön laskutuksessa on kaksi komponenttia: loisenergia- sekä loistehomaksu. Loistehomaksu määrittyy jokaiselle kuukaudelle erikseen kunkin kuukauden suurimmasta mitatusta (ja huomioon otetusta) tuntitehosta. Loisenergiaa veloitetaan huomioonotettujen loissähköikkunan ylitysten mitatusta energiasta. Loissähkömaksut ja niiden viimeaikainen kehittyminen ovat taulukossa 3. [11]

Taulukko 3. *Fingridin loissähkön hinnasto [14]*

Vuosi	2017	2018	2019
Loistehomaksu (€,kk/MVAr)	333	666	1000
Loisenergiamaksu (€/MVArh)	5	5	5

Kuten taulukosta 3 nähdään, on kantaverkkoyhtiön veloittama summa noussut asteittain vuoden 2019 tasolle. Loissähkön hinnoittelun vaiheittaisella muutoksella kannustetaan liittymispisteen asiakkaita kompensoimaan oma loistehon kulutus/tuotanto, jotta kantaverkon näkökulmasta toimitaan käyttöteknisesti sekä siirtokyvyn kannalta järkevästi [15]. Kantaverkkoon annetun loistehon suuruuden sekä vaihtelun on arvioitu kasvavan tulevaisuudessa, johtuen mm. kuluttajien muuttuvasta energiankäytöstä sekä hajautetusta tuotannosta [12]. Hinnoittelun muutokset aiheuttavat epävarmuustekijöitä kompensointilaitteiden investoinnin kannattavuustarkasteluun. Loistariffin hinnoittelun viimeaikaisen kehittymisen sekä verkkoyhtiöiden keskijänniteverkon kasvavan maakaapelointiasteen perusteella voidaan olettaa loissähkön hinnoittelun tuskin alenevan.

Kantaverkon häiriötilanteissa asiakkaan liittymispisteestä syöttämää jännitettä tukevaa loistehoa ei laskuteta, vaikka se ylittäisi määritellyt loistehorajan. Lisäksi mikäli loistehoikkunan ylitys aiheutuu kantaverkon viasta ei sitä laskuteta. Rajojenylitystä tarkasteltaessa asiakkaan keskeytysten ja muiden poikkeustilanteiden aikana käytetään vastaavan ajankohdan normaalin käyttötunnin mukaisia tehoja. Jos asiakkaan nimellisteholtaan vähintään 0,5 MVAr kompensointilaitte vikaantuu tai sitä syöttävä verkko vikaantuu, huomioidaan kompensointiyksikön puuttuminen kohtuullisen korjausajan verran. Kohtuullinen korjausaika on vuoden 2019 loppuun asti kaksi viikkoa per vika [16], jonka jälkeen vuoden 2020 alusta korjausaika on kuukausi. Vikaantuneen yksikön nimellisteho huomioidaan mitatusta loissähkön kulutuksesta tai annosta. [11]

2.3.4 Netotussopimus

Loissähköikkunaa voi muuttaa sopimalla liittymispisteessä kytkinlaitoksen samaan kiskoon liittyvien asiakkaiden kesken netotussopimuksen, jolloin loissähkörajat lasketaan uudelleen sekä asiakkaiden tuntikohtaiset loistehot ja loisenergiat lasketaan yhteen. Netotuksesta sovitaan erikseen liittymispisteiden asiakkaiden ja Fingridin välillä, joista yksi nimetään vastuussa olevaksi asiakkaaksi. Fingrid lähettää loissähköstä laskun vastuuasiakkaalle, joka hoitaa jaon netotussopimuksen osapuolten kesken. [11]

Netotussopimuksen solmiminen muiden asiakkaiden kanssa voi parhaimmillaan johtaa tilanteeseen, jossa investointi kompensointilaitteisiin voidaan kokonaan välttää. Tämä

voi tapahtua silloin kun netotettavilla asiakkailla on päinvastainen käyttäytyminen loistehon annon ja oton suhteen. Netotussopimuksella loissähkömaksujen välttäminen on sekä kansantaloudellisesti että teknisesti järkevin vaihtoehto. [12]

Netotussopimukseen sisältyy kuitenkin muiden netotusosapuolten loissähkön käyttöön ja käytön muuttumiseen sisältyviä epävarmuustekijöitä. Jos esimerkiksi keskijännitteistä avojohtoverkkoa runsaasti maakaapeliksi vaihtava sähköverkkoyhtiö on yhdessä kaupunkiverkkoyhtiön kanssa netotussopimuksessa, voi tulevaisuudessa loissähkön anosta matalan kuormituksen aikana koitua ongelmia.

3. LOISTEHON KOMPENSOINTITAVAT

Loisteho värähtelee verkon ja loistehoa kuluttavien sekä tuottavien laitteiden välillä kaksinkertaisella verkkotaajuudella. Loisteho ei siis pysyvästi siirry verkossa kulutuslaitteesta toiseen, mutta sen vaikutukset näkyvät sähköverkossa. Kompensoimattoman verkon heikolla tehokertoimella on useita haitallisia vaikutuksia [17]:

- Sähköverkon johdinten kasvaneet jännitehäviöt.
- Johdinten kasvaneet pätötehohäviöt.
- Pätötehon siirtokapasiteetti alenee.
- Muuntajien pätötehon siirtokapasiteetti alenee.
- Muuntajien alajännitepuolen suuremmat jännitehäviöt.
- Muuntajien suuremmat pätötehohäviöt.

Tässä kappaleessa käydään läpi sekä induktiivisen että kapasitiivisen loistehon kompensointilaitteita. Painotus on Rovaniemen Verkko Oy:n kannalta oleellisimpiin ratkaisuihin eli kapasitiivisen loistehon kompensointiin.

3.1 Reaktorit

Reaktoreilla on monia eri käyttötarkoituksia sähköverkossa, sarjaan kytkettyjä reaktoreita (sarjakuristimia) käytetään oikosulkuvirtojen rajoitukseen. Reaktoreita voidaan myös kytkeä verkon nollassuunnan ja maan väliin kompensoimaan maasta erotetun verkon maasulkuvirtoja. Lisäksi reaktoreita käytetään yhdessä kondensaattorin ja vastuksen kanssa verkon yliaaltojen suodattamiseen. [7]

Sähköverkon kanssa rinnankytketyt reaktorit, rinnakkaiskuristimet, ovat induktiivisia komponentteja, joita käytetään kuluttamaan loistehoa. Kantaverkossa rinnakkaiskuristimia käytetään pääasiassa matalan kuormituksen aikana siirtojohtojen tuottaman loistehon kompensointiin. Kantaverkkojen reaktorit ovat yleensä kytkettyinä 400/110/21 kV:n päämuuntajien tertiäärikäämiin eli 21 kV:n puolelle, jolloin jänniteportaitten välisten reaktanssien seurauksena loisteho siirtyy suoraan 400 kV:n ja 21 kV:n välillä. Etuna tertiäärikäämin käyttämisestä on reaktorin ja sen oheislaitteiden jännitekestoisuuden mitoitus-tarpeen pieneminen. [8, s. 225–226], [12], [18, s. 368]

Kantaverkon reaktorit ovat mitoitettu kompensoimaan pelkästään kantaverkon loistehon tuotanto. Jakeluverkkoyhtiöiden lisääntyneen maakaapeloinnin seurauksena on jakelu-

verkkoyhtiöiden loistehon tuotanto kantaverkon puolelle kasvanut, jota Fingrid pyrkii rajoittamaan loissähkötariffilla. [12] Käytännössä tariffi on ohjannut jakeluverkkoyhtiöitä investoimaan omiin reaktoreihinsa, jolloin reaktoreiden käyttö myös jakeluverkkoyhtiöillä on yleistynyt. Aiheeseen liittyen on kirjoitettu useita diplomitöitä, esimerkiksi lähteissä [19]-[23], sekä myös AMK:n opinnäytetöitä.

Rinnakkaiskuristimia on saatavilla useassa eri teholuokassa, pienimmillään jakeluverkkoon tarkoitetun rinnakkaiskuristimen teho voi olla muutama kymmenen kVAr [24], [25]. Pienitehoisia kuristimia tai jakelumuntajaan yhdistettyjä kuristimia voidaan hajauttaa keskijänniteverkkoon loistehon kompensoinniksi. Etuja hajautetussa ratkaisussa on mahdollisuus kompensoida loisteho lähellä loistehon syntypaikkaa. Lisäksi koska kompensointikapasiteetti on useammassa yksikössä, ei yhden laitteen vikaantuminen merkittävästi vaikuta kompensoinnin saatavuuteen. Haittapuolena hajautetulla ratkaisulla on kompensointitehon hinta, joka nousee keskitettyä ratkaisua kalliimmaksi. Varsinaista ylärajaa jakeluverkkoihin asennettaville rinnakkaiskuristimille ei ole, riippuen kuristimen sijoituspaikan jännitetasosta voi loisteho olla kymmeniä tai satoja MVar:a [26]. Suuremmilla teholuokilla kompensointitehon hinta laskee, sekä loisteho säädön toteuttaminen on yksinkertaisempaa.

Lisäksi rinnakkaiskuristimia tarvitaan suurhäiriön seurauksena romahtaneen sähkövoimajärjestelmän käynnistykseen. Häiriön jälkeen verkon ollessa ilman kuormitusta, voi Ferranti-ilmiön seurauksena johdon loppupään jännite nousta liian korkeaksi sinne kytketyille laitteille. Jos koko 400 kV:n verkko olisi 3-Finch johdinta, olisi valtakunnallisesti tarvittava reaktoriteho tyhjäkäynnistyksessä noin 3 GVar. [4]

3.1.1 Rakenne

Rinnakkaiskuristimina voidaan käyttää rauta- tai ilmasydämistä reaktoria. Rautasydämisille saadaan helposti ilmasydämiä suurempi induktanssi, mutta induktanssin arvo on rautasydämisillä jännitteestä riippuvainen. Lisäksi niiden tuottama magneettivuo ei riipu lineaarisesti virrasta, vaan se riippuu ulkoisesta magnetointivirrasta sekä raudan magneetoitumasta. Suurilla magnetointivirran arvoilla magnetointikäyrä ei ole enää lineaarinen, sillä raudan alkeismagneettien kyky lisätä magneettivuota on rajallinen. Magnetointin epälinearisella alueella virtaan syntyy myös yliaaltoja. Rautasydän aiheuttaa lisähäviöitä pyörrevirtojen sekä hystereesin seurauksena. Rautasydämistä reaktorin induktanssia pystyy säätämään muuttamalla ilmapälin pituutta tai kuristimen kierroslukua. [7]

Ilmasydämiset reaktorit ovat rakenteeltaan yksinkertaisempia kuin rautasydämiset, sekä niiden häviöt ovat pienempiä. Ilmasydämisten tuottama magneettivuo on lineaarisesti riippuva virrasta ja niiden induktanssi on vakio. Induktanssia pystyy säätämään muuttamalla kuristimen kierroslukua esimerkiksi väliulosotoilla. Reaktorin käyttötarkoitus ja sijoituspaikka vaikuttavat reaktorityypin valintaan. [7]

Yleisin rakenne rinnakkaiskuristinyksikölle on yhdistää kolme yhteen vaiheeseen kytkettävää ilmasydämistä reaktoria. Reaktorit ovat keskenään samankorkuisia ja -keskisiä sylinterinmuotoisia käämejä, jotka kytketään tähteen. Reaktorit asetellaan sähköasemalle samaan tasoon ja niistä muodostetaan tasasivuinen kolmio, jonka kärjissä reaktorit ovat. Asettelun ideana on taata mahdollisimman symmetrinen reaktanssi jokaiselle vaiheelle, sekä minimoida reaktoreiden ympärilleen muodostaman magneettikentän alue. Koska reaktorit luovat ympärilleen vahvan magneettikentän, niin metallirakenteisiin indusoituvat silmukavirrat tulee ottaa huomioon. Esimerkiksi suoja-aidat tulisi rakentaa puusta, sekä lähellä olevat maadoitukset tulisi toteuttaa säteittäiselektrodeilla. [8, s. 226]

Reaktorin kuluttama loisteho voidaan laskea kaavalla

$$Q_{\text{reaktori}} = \left(\frac{U}{U_R}\right)^2 Q_R, \quad (25)$$

jossa U (V) on verkon jännite, U_R (V) reaktorin mitoitusjännite ja Q_R (VAR) on reaktorin mitoitusteho. [8, s. 227]

3.1.2 Kytkentäilmiöt

Reaktoreista aiheutuu sähköverkon komponenteille haitallisia transientteja sekä verkkoon kytkemisen että verkosta irrottamisen jälkeen. Kytkemisen aikana voi ilmetä suuri sysäysvirta, jonka vaikutukset riippuvat reaktorin sydämenä käytetyn materiaalin magneettisista ominaisuuksista. Kun reaktori irrotetaan verkosta voivat suuret ylijännitteet tulla ongelmalliseksi. [27]

Reaktorin kytkennässä syntyvä sysäysvirta on pitkäkestoinen ja epäsymmetrinen. Virran amplitudi riippuu sydänmateriaalin lineaarisesta käyttäytymisestä, jolloin ilmasydämällä reaktorilla vaikutukset ovat rautasydämistä pienemmät. Sysäysvirran epäsymmetristen komponenttien seurauksena voi nollavirta nousta suureksi, jonka sähköaseman releet voivat havaita sekä irrottaa johtolähtöjä verkosta. Tällöin releen nollavirtaan havahutumisen asetteluarvoja täytyy säätää uudelleen. Lisäksi lähellä sijaitsevat generaattorit altistuvat ylimääräiselle rasitukselle nollavirran seurauksena. Sysäysvirtaa voidaan pienentää kytkemällä reaktori verkkoon lähellä jännitteen huippuarvoa. [28]

Toinen haitallinen kytkentäilmiö on verkkoon kytkemisestä aiheutuva jännitetransientti. Jännitetransienttia voidaan pienentää kytkemällä reaktori verkkoon, kun jännite on lähellä nollakohtaa. Tällöin kuitenkin täytyy tehdä kompromissi sysäysvirran ja jännitetransientin minimoinnin välillä, johtuen reaktorin jännitteen ja virran välisestä vaihe-erosta. [28]

Ylijännitteet reaktorin irtikytkennässä aiheutuvat katkaisijan katkaistaessa reaktorilähdön induktiivisen virran ennen virran luonnollista nollakohtaa (*current chopping*). Tämän seurauksena reaktoriin jää energiaa, jolloin virta alkaa oskilloida reaktorin induktanssin sekä virtapiirin kapasitanssien (esim. kaapelin kapasitanssi) välillä. Tästä aiheutuva oskilloiva ylijännite on usein reaktorille ja muille laitteille harmiton, mutta jos katkaisijan jännitelujuus ei ole riittävä voi tapahtua uudelleensyntyminen. Uudelleensyntymisen seurauksena syntyy suuritaajuisia jännitetransientteja, jotka voivat vahingoittaa reaktoria sekä muita komponentteja. [27], [28]

Uudelleensyntymistä voidaan ehkäistä pienentämällä virran ennen aikaisesta katkaisusta aiheutuvaa ylijännitettä. Tämä voidaan tehdä pidentämällä reaktorille vievää kaapelia sekä asentamalla ylijännitesuojat. Lisäksi reaktorin teho vaikuttaa syntyvän ylijännitteen huippuarvoon. Suuremmalla reaktoriteholla ylijännitteet ovat pienemmät, johtuen värähtelypiirin pienemmästä induktanssista. Myös katkaisijan avauksen ohjauksella voidaan vaikuttaa ylijännitteen suuruuteen. [27]

Transientti-ilmiöiden lisäksi reaktorin kytkeminen verkkoon aiheuttaa pysyvän jännitemuutoksen ΔU (%), jonka suuruutta voidaan arvioida kaavalla [5, s. 132]

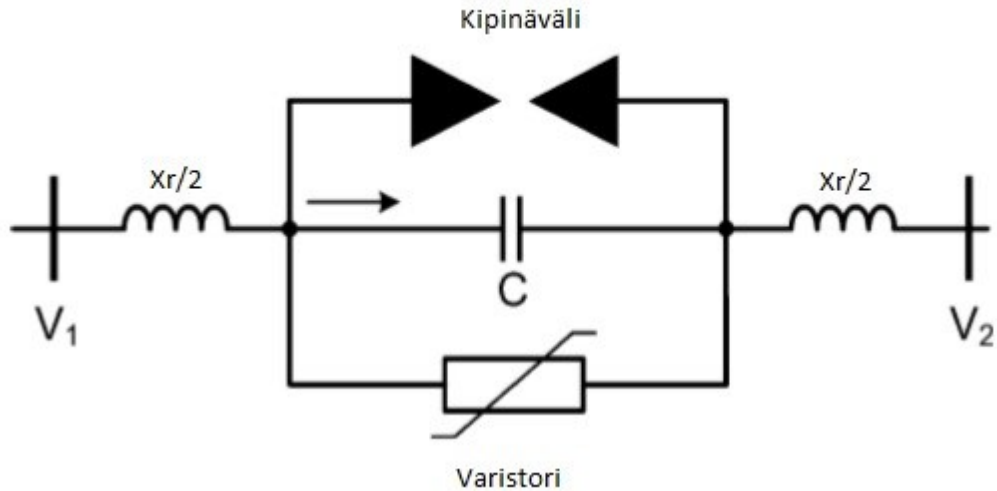
$$\Delta U \approx \frac{Q_R}{S_k}, \quad (26)$$

jossa Q_R on reaktorin teho (VAr) ja S_k on syöttävän verkon oikosulkuteho reaktorin kytkentäpisteessä. Koska jännitemuutos tapahtuu nopeammin kuin päämuuntajan käämi-kytkin kerkeää siihen reagoida, täytyy reaktoria mitoittaessa tarkistaa, ettei keskijänniteverkon jännitetaso laske tai nouse liikaa reaktoria kytkettäessä ja irrotettaessa verkosta.

3.2 Sarjakondensaattorit

Sarjakondensaattoreita käytetään yleensä kompensoimaan siirtojohtojen reaktanssia, jolloin sähköisessä mielessä siirtojohtojen pituus pienenee. Samalla myös siirtoyhteyden jännite- ja kulmastabiilisuus paranevat. Tällä hetkellä sarjakondensaattoreita on kytket-

tynä mm. Suomen ja Ruotsin välisiin siirtoyhteyksiin sekä pitkiin Etelä- ja Pohjois-Suomen välisiin siirtoyhteyksiin. Siirtojohtojen kompensointiaste on n. 50 – 70 %, tarkoittaen että siirtojohdon pitkittäisreaktanssista ainakin puolet on kompensoitu. [8, s. 226], [29]



Kuva 6. Sarjakondensaattori kytkettynä siirtolinjaan muokattu lähteestä [29]

Koska sarjakondensaattorit ovat kytkettynä vaihejohtimen kanssa sarjaan (kuva 6), täytyy suuret vikavirrat ottaa huomioon suojauksessa. Ylijännitesuojaus on yleensä toteutettu metallioksidivaristorilla, kipinäväällä ja nopeasti toimivalla ohituskytkimellä. [29]

Yksinkertaisin tapa ottaa sarjakondensaattorin kompensointi huomioon, on vähentää siirtojohdon impedanssista sarjakondensaattorin kapasitiivinen reaktanssi

$$\underline{Z}_{j,\text{komp}} = \underline{Z}_j - X_c = R_j + X_j - \frac{1}{2\pi f C_{s,k}}, \quad (27)$$

jossa \underline{Z}_j (Ω) on kompensoimattoman siirtojohdon impedanssi, $C_{s,k}$ (F) on kompensointiyksikön kapasitanssi vaihetta kohti ja $\underline{Z}_{j,\text{komp}}$ (Ω) on kompensoidun siirtojohdon impedanssi. [4] Sarjakondensaattorin tuottama loisteho $Q_{s,k}$ (VAr) voidaan laskea kaavalla

$$Q_{s,k} = 3X_{s,k}I_1^2, \quad (28)$$

jossa $X_{s,k}$ (Ω) on sarjakondensaattorin reaktanssi ja I_1 (A) on siirtojohdon kuormitusvirta. Yhtälöstä nähdään yksi sarjakondensaattorin hyödyistä, eli kompensointiteho, joka kasvaa johdon kuormituksen kasvaessa. Tämän takia sarjakondensaattoria voidaan sanoa itsestään säätyväksi. [8]

Sarjakondensaattoreita on myös säädettävää mallia, joko tyristoreilla kytketty sarjakondensaattori (Thyristor Switched Series Capacitor) tai tyristoreilla ohjattu sarjakondensaattori (Thyristor Controlled Series Capacitor). Ensin mainittu koostuu useasta sarjaan kytketystä kondensaattorista, jotka voidaan ohittaa niiden rinnalle kytketyillä tyristoreilla.

Jälkimmäisessä on käytössä yksi kiinteä sarjakondensaattori, jonka rinnalle on kytketty tyristoreilla ohjattava reaktori. Tällöin tyristoreita ohjaamalla voidaan säätää kompensointiyksikön kokonaisreaktanssia. [18, s. 341]

3.3 Rinnakkaiskondensaattorit

Rinnakkaiskondensaattori on, kuten rinnakkaiskuristin, vaiheen ja maan välille kytketty kompensointilaite. Merkittävin ero laitteiden välillä on käyttökohte, sillä rinnakkaiskondensaattoria käytetään induktiivisen loistehon kompensointiin. Esimerkiksi siirtoverkossa kondensaattoreita kytketään siirtojohdon loppupäässä sijaitseville sähköasemille nostamaan verkon jännitettä. Tällainen tilanne tapahtuu silloin kun siirtojohdolla siirrettävä pätöteho on suuri, jolloin siirtojohdon loistehonkulutus kasvaa ja johdon loppupään jännite alenee. [18, s. 368]

Yleensä rinnakkaiskondensaattoreita käytetään kulutuslaitteiden rinnalla niiden tarvitseman loistehon kompensointiin sekä sähköasemilla syöttöalueen loistehotarpeen kattamiseen. Kompensointia voidaan säätää kytkemällä laite verkkoon ja pois, tai käyttämällä automaattiparistoa. Automaattiparistossa on rinnankytkettyjä kondensaattoreita jaettu osiin, joilla voidaan portaittain säätää laitteen tuottamaa loistehoa. [18, s. 370]

Rinnakkaiskondensaattorin tuottama loisteho voidaan laskea kaavalla

$$Q_{r,k} = 2\pi f C_{r,k} U_v^2 = \left(\frac{U_v}{U_{nom}}\right)^2 Q_{r,k,n}, \quad (29)$$

jossa U_v (V) on vaihejännite, U_{nom} (V) on kondensaattorin mitoitusjännite, $C_{r,k}$ (F) on kondensaattorin kapasitanssi ja $Q_{r,k,n}$ (VAR) kondensaattorin mitoitus-teho. [30]

3.4 FACTS-laitteet

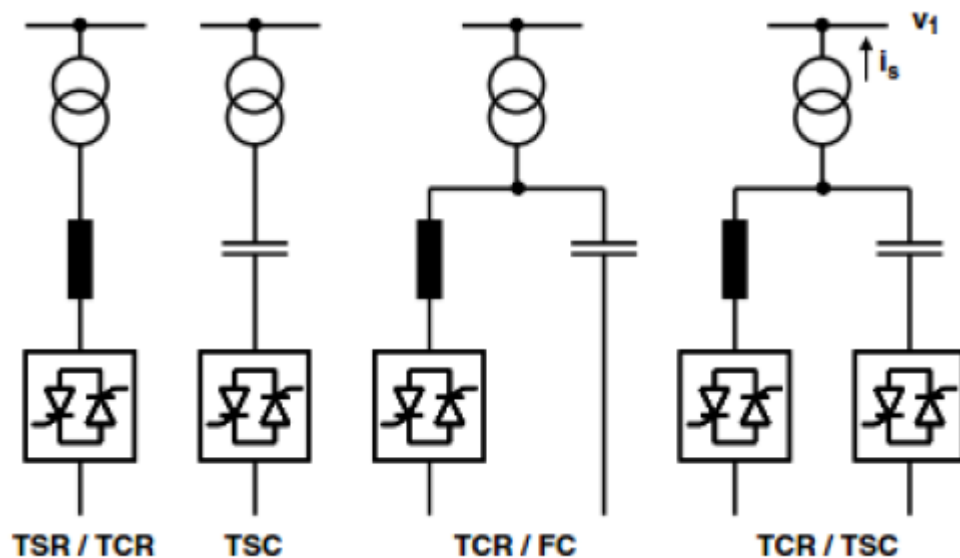
Tehoelektronikan komponenttien ja ohjausjärjestelmien kehittyessä on suurjänniteverkon passiivisten kompensointitapojen rinnalle tullut niin kutsuttuja FACTS-laitteita. Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS) on IEEE:n (The Institute of Electrical and Electronics Engineers) määritelmän mukaan vaihtosähköjärjestelmä, johon on kytkettynä tehoelektronikkapohjaisia laitteita ja säätäjiä, jotka parantavat voimajärjestelmien siirtokykyä sekä tekevät niistä elektroniikalla säädettäviä. [31]

FACTS-laitteet pystyvät säätämään sähköverkon tehonjakoa ja sähkölaatua tasapainotilassa sekä transienttien, kuten vikatilanteiden, aikana. Aiemmissa kappaleissa mainitut kompensointitavat ovat siis passiivisia kompensointilaitteita (pois lukien säädettävät

sarjakondensaattorit), kun FACTS-laitteet puolestaan pystyvät dynaamisesti kompensoimaan sähköverkon loistehoa. FACTS-laitteita on pääasiassa otettu käyttöön siirtoverkotasolla, mutta tekniikan halventuessa ne ovat ottamassa jalansijaa myös jakeluverkkojen puolella. [31] Suomessa esimerkiksi Kangasalalla on Fingridin omistama SVC-asema.

3.4.1 Staattinen loistehon kompensaaattori

Staattinen loistehon kompensaaattori eli Static Var Compensator (SVC) koostuu rinnankytketyistä kondensaattoreista ja/tai reaktoreista. Riippuen halutusta säätöalueesta voidaan sekä kondensaattoreita että reaktoreita ohjata tyristoreilla, tai vain pelkästään toista komponenttia (kuva 7). SVC:tä käytetään muuttamaan dynaamisesti loistehon tuotantoa tai ottoa sekä tarjoamaan sähköverkolle jännitteensäätöä. Lisäksi ne voivat mm. tasapainottaa epäsymmetrisesti kuormitetun verkon, kompensoida nollajohtimessa kulkevan virran ja vähentää harmonisia yliaaltovirtoja. Yksi käyttökohde SVC:lle on teollisuuskuormien joiden verkosta ottama teho on suurta ja vaihtelee voimakkaasti (esimerkiksi valokaariuunien) liittymispisteen sähkölaadun parantamiseen. Tyristoriohjauksen vuoksi SVC on periaatteessa sähköverkon kanssa rinnankytketty muuttuva impedanssi. [18], [30], [31]



Kuva 7. Eri SVC topologioita [30]

Kuvassa 7 on eri SVC topologioita, joita käytetään riippuen säätötarpeesta. Tyristoriohjattua reaktoria tai tyristoreilla kytkettyä reaktoria (kuvassa TSR / TCR) käytetään kun halutaan pelkästään säätää kulutettua loistehoa. Vastaavasti tyristorikytkettyä konden-

saattoria (kuvassa TSC) käytetään kun säädetään tuotettua loistehoa. Jos tarve on hienosäätää tuotettua loistehoa, käytetään tyristoriohjattua reaktoria sekä kiinteää kompensointikondensaattoria (kuvassa TCR / FC). Mikäli loistehon säätötarve on sekä tuotannolle ja kulutukselle, ohjataan sekä reaktoria ja kondensaattoria (kuvassa TCR / TSC). Suurjänniteverkkoon kytketyt SVC-yksiköt ovat usein kytkettynä muuntajan kautta, jotta tehoelektronikka laitteet voidaan mitoittaa pienemmälle jännitteelle, kuten 9 kV. Tämän seurauksena SVC-yksikön kustannukset laskevat huomattavasti. [30]

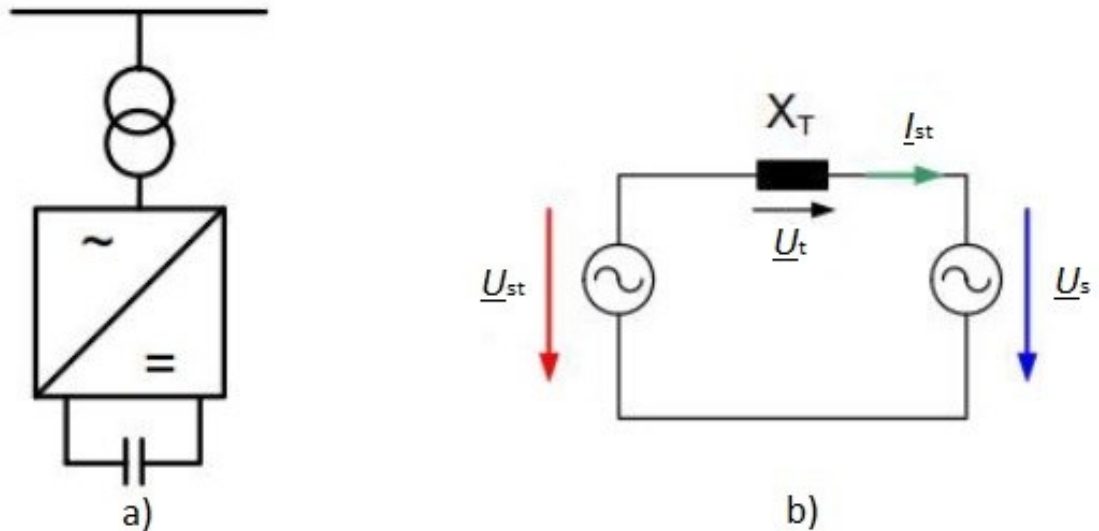
SVC:n säätäminen tapahtuu tyristoreiden sytytyskulmaa muuttamalla. Sytytyskulman arvoa kasvattaessa pienenee reaktorin/kondensaattorin virta, jolloin loistehon kulutus/tuotanto kasvaa. SVC toimintatavan voi myös ajatella virtalähteenä, joka joko syöttää reaktiivista virtaa verkkoon tai kuluttaa sitä verkosta. Koska tyristoreita voidaan sulkea vain kerran yhden verkkojakson aikana, on 50 Hz järjestelmään kytketyn SVC-yksikön tyypillinen vasteaika 20 – 30 ms. [30] SVC:n tuottama virta I_{SVC} (A) voidaan laskea kaavalla

$$I_{SVC} = j\underline{U}_{SVC}B_{SVC}, \quad (30)$$

jossa \underline{U}_{SVC} (V) on SVC:n yli oleva jännite ja B_{SVC} (S) on SVC:n susceptanssi. Tyristoreita ohjaamalla vaikutetaan SVC:n reaktanssin eli susceptanssin arvoon, jolloin sen tuottaman loisvirran suuruutta ja etumerkkiä voidaan muuttaa. [18, s. 337] Kuten kaavasta 30 nähdään, vaikuttaa SVC:n yli oleva jännite eli kytkentäpisteen jännite SVC:n tuottaman virran suuruuteen.

3.4.2 Staattinen synkronikompensaattori

Staattinen synkronikompensaattori eli Static Synchronous Compensator (STATCOM, kuva 8) on toiminnallisuuksiltaan suurilta osin kuten SVC, mutta kehittyneempi laite. STATCOM käyttää tyristoreiden sijaan jännitelähdesuuntaajaa (Voltage Source Converter, VSC), joka mahdollistaa laitteen nopeamman toiminnan. Toisin kuin tyristoreita, voidaan jännitelähdesuuntaajissa käytettyjä kytkimiä kytkeä päälle ja pois useita satoja kertoja yhden verkkojakson aikana. Koska STATCOM pystyy käyttämään halutunlaista kytkentätaajuutta ja kytkentälogiikkaa, voidaan STATCOM nähdä virtalähteenä, joka pystyy tuottamaan reaaliajassa minkälaisen aaltomuodon tahansa reaktiiviselle virralle. [30]

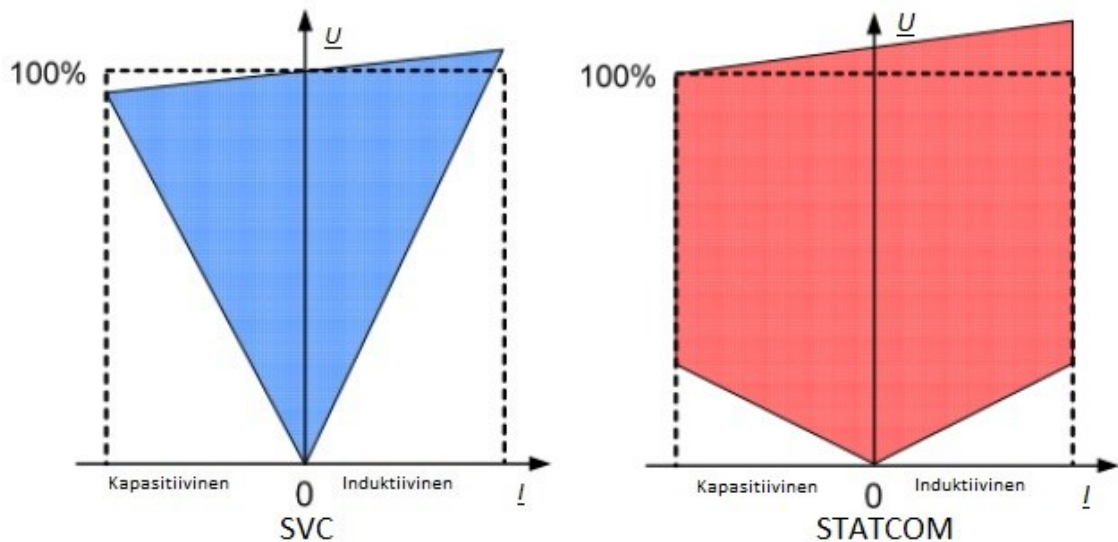


Kuva 8. STATCOM kytkettynä verkkoon (a) ja yksinkertaistettu sijaiskytkentä (b) muokattu lähteestä [30]

Myös STATCOM on SVC:n tavoin yleensä kytkettynä verkkoon muuntajan kautta (kuva 8, a), kun muuntajalle oletetaan 1:1 muuntosuhde saadaan kuvan 8 b) yksinkertaistettu sijaiskytkentä. STATCOMin virralle \underline{I}_{st} (A) saadaan kaava

$$\underline{I}_{st} = \frac{\underline{U}_s - \underline{U}_{st}}{jX_t}, \quad (31)$$

jossa \underline{U}_{st} (V) on STATCOMin yli oleva jännite, \underline{U}_s (V) on verkon jännite ja X_t (Ω) STATCOMin induktiivinen reaktanssi. Jos STATCOMilla tuotettu jännite on suurempi kuin verkon jännite, toimii laite kuten kondensaattori tuottaen loistehoa. Kun STATCOMin jännite on verkon jännitettä pienempi kulkee loisvirta kohti STATCOMia, jolloin se toimii kuten reaktori. Muuttamalla jännitteen amplitudia saadaan siis muutettua loistehoa. Lisäksi jos verkon ja STATCOMin jännitteiden välistä vaihesiirtoa muutetaan, voidaan säätää verkkoon syötettyä tai sieltä kulutettua pätötehoa. [30]



Kuva 9. SVC:n ja STATCOMin toiminta-alueet muokattu lähteestä [30]

Kuvassa 9 on esitettyä SVC:n ja STATCOMin toiminta-alueet loistehon tuotannolle ja kulutukselle. Katkoviivalla merkitty 100 % raja näyttää laitteen tuottaman ja kuluttaman loistehon maksimin. Kuten kuvasta nähdään, kykenee STATCOM tuottamaan 100 % loistehostaan lähestulkoon kaikilla jännitetasoilla mutta SVC:llä tuotettu loisteho riippuu voimakkaasti jännitteestä. Kun SVC:n ja STATCOMin halutaan tukevan verkon jännitettä liittymispisteessään loistehon tuotannolla, on loistehon riippumattomuus jännitteestä merkittävä etu.

Lisäetuina SVC-laitteisiin verrattuna on STATCOMin huomattavasti nopeampi vasteaika, syötetty/kulutettu pätö- ja loisteho eivät riipu toisistaan ja pienempi tilantarve. Koska STATCOM on huomattavasti nopeampi kuin SVC, pystyy STATCOM poistamaan lähes kokonaan jännitevaihtelut ja -säröt. [30] Haittapuolena sekä SVC:llä ja STATCOMilla on niiden hinta, taulukkoon 4 on kerätty muutaman kompensointilaitteen kustannusarvioita.

Taulukko 4. *Kompensointilaitteiden kustannusarvioita [30]*

Kompensointilaite	Hinta (\$/kVAr)
Rinnakkaiskondensaattori	8
Sarjakondensaattori	20
SVC	40
STATCOM	50

Kuten taulukosta nähdään, on STATCOM selkeästi kallein vaihtoehto. SVC:n hinnassa tulee ottaa huomioon, että hinta on ilmoitettu sille osalle joka osallistuu loistehon säätämiseen. Esimerkiksi jos SVC tarvitsee lisäksi rinnakkaiskondensaattoreita, nousee yksikön hinta lähemmäksi STATCOMia. Yleensä suurilla tehoilla (yli 20 MVA_r) SVC on STATCOMia kustannustehokkaampi vaihtoehto [30]. Hintaero on kuitenkin vähintään 5

kertainen FACTS-laitteiden ja passiivisen kompensoinnin välillä. Investointia FACTS-laitteisiin on jakeluverkkoyhtiöillä hankala perustella, mikäli käyttökohte on pelkästään loistehon kompensointi. Etenkin jos kompensoitava loisteho ei vaihtele hetkellisesti paljoa jää FACTS-laitteesta saatu hyöty pieneksi verrattuna passiiviseen kompensointiin. Myöskään Energiaviraston valvontamallissa ei ole huomioitu FACTS-laitteita, jolloin jakeluverkkoyhtiöt eivät voi kerätä investoinnilleen Energiaviraston sallimaa kohtuullista tuottoa [32].

3.5 Voimalaitokset

Perinteisessä sähköntuotannossa tahtigeneraattorit ovat yleisin käytössä oleva generaattorityyppi. Vierasmagnetoituja tahtigeneraattoreita, eli tahtigeneraattoreita joiden magnetointia voidaan säätää pystytään hyödyntämään loistehon kompensoinnissa. Kun generaattorin magnetointikämmien läpi kulkevaa magnetointivirtaa säädetään, vaikutetaan generaattorin napajännitteeseen. Jos generaattorin kuormana on kapasitiivinen laite, pyrkii kapasitiivinen loisvirta nostamaan generaattorin napajännitettä. Tämän seurauksena voidaan pienentää generaattorin magnetointivirtaa, eli käyttää generaattoria alimagnetoituna, jos generaattorin napajännite halutaan pitää vakiona. Tällöin alimagnetoitu generaattori kuluttaa loistehoa. Vastaavasti ylimagnetoitua generaattoria voidaan käyttää loistehon tuotantoon. [33]

Fingrid asettaa järjestelmäteknisiä vaatimuksia kaikille teholtaan vähintään 0,8 kW voimalaitoksille, jotka kytketään sähköjärjestelmään. Vaatimukset riippuvat sähköverkkoon liittämistavasta, liittymispisteen jännitteestä sekä voimalaitoksen mitoitustehosta. Käytännössä generaattoreilta vaaditaan löytyvän loistehokapasiteettia, jotta liittymispisteen äkillisiä jännitemuutoksia voidaan rajoittaa. Jos tahtikonevoimalaitos on liittynyt 110 kV verkkoon ja voimalaitoksen generaattorin nimellisteho on yli 10 MW (voimalaitostyyppi C), täytyy mitoituspätöteholla toimiessaan generaattorin kyetä jatkuvasti toimimaan tehokertoimilla $0,95_{\text{kap}} - 0,90_{\text{ind}}$. Mitoitustehon alapuolella toiminta-alueen tulee olla generaattorin PQ-diagrammin mukainen. Lisäksi tyyppin C voimalaitoksen generaattoreilla täytyy löytyä generaattorin liitinjännitteen vakiosäätö, jonka täytyy kyetä säätämään liittymispisteen loistehoa portaattomasti. Jos voimalaitosta ei haluta käytettävän vakiojännitesäätöön, täytyy asiasta sopia erikseen Fingridin ja voimalaitoksen liittymispisteen verkonhaltijan kanssa. [34]

Hajautettua sähköntuotantoa, kuten aurinkovoimaa ja tuulivoimaa, voidaan kytkeä jännitelähdesuuntaajien välityksellä sähköverkkoon. Tahtikonevoimalaitoksien tapaan, on

Fingrid asettanut myös suuntaajakytketyille voimalaitoksille vaatimuksia loistehon käytölle. Voimalaitostyypille C loistehoalue on tahtikonekäytöstä poiketen symmetrinen $0,95_{\text{kap}} - 0,95_{\text{ind}}$, mutta kyseisellä loistehoalueella on kyettävä toimimaan koko minimi- ja mitoituspätötehon välisellä alueella. Loistehokapasiteettia ei kuitenkaan tarvitse varata jokaisen tuotantoyksikön (esim. yksittäisen tuulivoimalan) suuntaajalle, vaan loisteho-vaatimus voidaan toteuttaa myös liittymispisteeseen asennettavalla säädettävällä loistehonkompensointilaitteella, kuten SVC:llä tai STATCOM:illa. Suuntaajakytkettyjen voimalaitosten täytyy kyetä osallistumaan jännitesäätöön liittymispisteen ali- tai ylijännite tilanteissa, eikä jännitemuutosten lisäksi sähköjärjestelmän taajuusmuutokset saa haitata säätöjen toimintaa. Jos voimalaitos toimii minimitehonsa alapuolella, ei jännite- tai loistehosäätöön tarvitse osallistua. [34]

4. JAKELUVERKON TOIMINTAYMPÄRISTÖN NYKYTILANNE JA MUUTOKSET

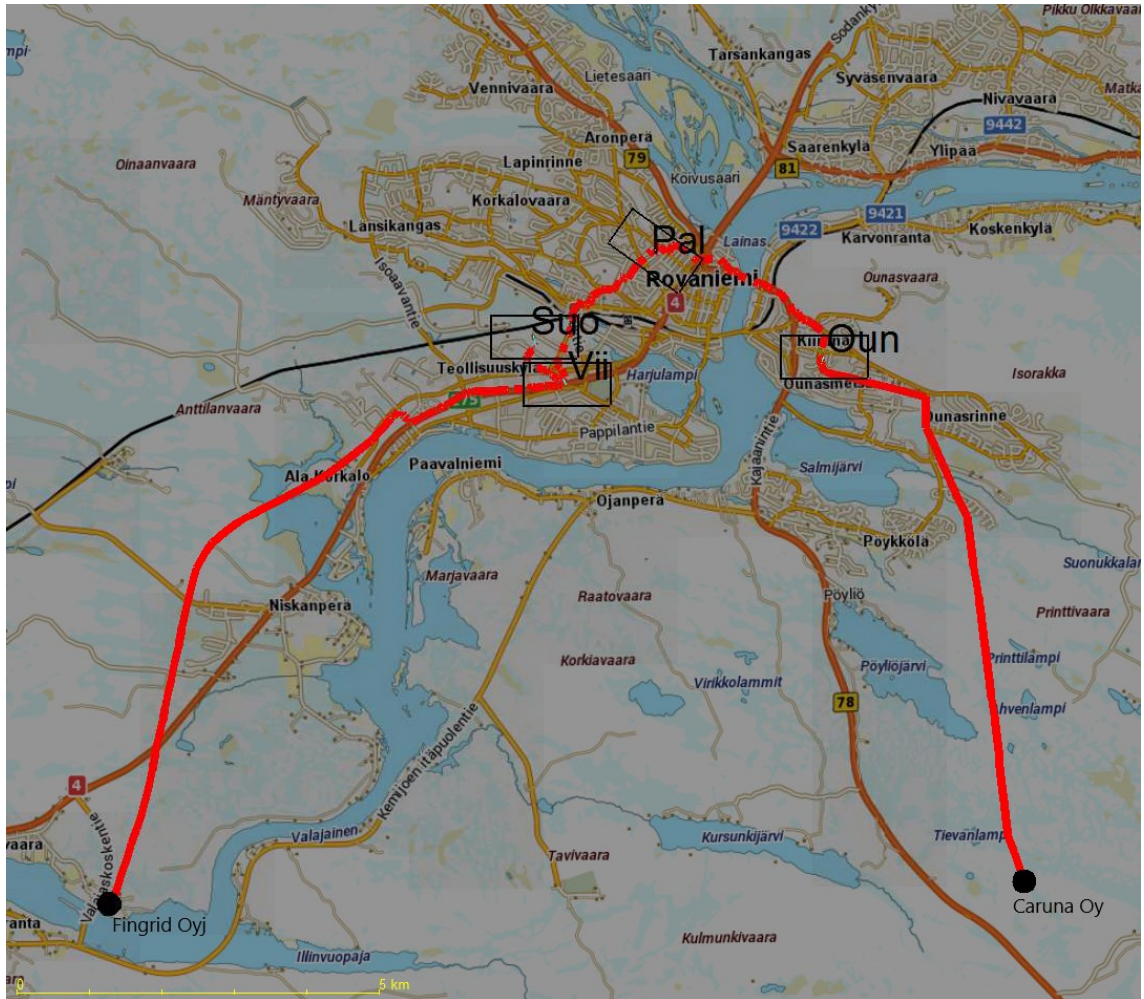
Tässä kappaleessa käydään läpi Rovaniemen Verkko Oy:n nykytilanne, sekä käsitellään tiedossa olevat jakeluverkon muutokset. Nykytilanteen ja tulevien muutosten perusteella luodaan katsaus nykyiseen loistehotarpeeseen sekä luodaan ennuste loistehotarpeen muutoksesta.

4.1 Rovaniemen Verkko Oy

Rovaniemen Verkko Oy (Rove) on Rovaniemen kaupunkialueen sähkönjakeluyhtiö, joka kuuluu Napapiirin Energia ja Vesi Oy konserniin. Käyttöpaikkoja verkkoyhtiöllä on 26 444 (vuonna 2018) ja käyttöpaikkoja per johtokilometri noin 27,1. Roven alueella vuosittain siirrettävä pätöenergia on noin 330 GWh, josta kuluttaa suurjänniteasiakkaat n. 0,7 %, keskijänniteasiakkaat n. 27,3 % ja loput pienjänniteasiakkaat [35].

Jakeluverkolla on käytössä kolme eri jänniteporrasta: 110 kV, 10 kV ja 400 V. Yhteensä jakelualueella on 110 kV:n verkkoa 26,5 km, 10 kV:n verkkoa 294,6 km ja 400 V:n verkkoa 736,8 km. Historiallisista syistä Rovella on edelleen käytössä 10 kV:n keskijänniteverkko, eikä vaihtoa Suomessa jakeluverkkoyhtiöiden yleisimmin käyttämään 20 kV:n jännitteeseen ole nähty taloudellisesti järkeväksi [36].

Roven sähkönjakeluverkkoon (kuva 10) kuuluu kolme sähköasemaa: Viirinkankaan sähköasema, Palkisentien sähköasema ja Ounasvaaran sähköasema. Kuvaan 10 on merkitty punaisella 110 kV:n johdot, mustalla laatikolla sähköasemat sekä voimalaitos ja mustalla pisteellä liittymispisteet Fingridin (vasen alalaita) sekä Carunan (oikea alalaita) verkkoon.



Kuva 10. Rovaniemen Verkko Oy:n suurjänniteverkko sekä sähköasemat

Viirinkankaan sähköasemalta lähtee 110 kV:n maakaapeliyhteys kohti Valajaskosken liittymispistettä, jossa sijaitsee liittymispiste Fingridin 220 kV:n kantaverkkoon. Kyseinen kaapeli muuttuu ilmajohdoksi kaupunkialueen ulkopuolella. Viirinkankaalta lähtee myös 110 kV:n maakaapeliyhteydet Suosiolan voimalaitokselle, sekä Palkisentien sähköasemalle. Palkisentien sähköasemalta 110 kV:n maakaapeliyhteys jatkuu Ounasvaaran sähköasemalle, josta lähtee 110 kV:n avojohto Kursungin liittymispisteeseen.

Kursungin liittymispisteen yhteyttä käytetään ainoastaan varayhteytenä, sillä Kursungissa liiyytään Caruna Oy:n omistamaan 110 kV:n alueverkkoon. Carunan veloittamat käyttömaksut ovat korkeammat kuin Fingridin, jolloin liittymispisteen käyttäminen on järkevää vain poikkeustapauksissa. Viimeisin käyttö tapahtui vuoden 2018 joulukuussa, kun Valajaskosken 110 kV:n yhteyden käyttö jouduttiin väliaikaisesti keskeyttämään.

4.2 Jakeluverkko

Maantieteellisesti pienellä alueella sijaitsevan sähköverkon sekä verkkoyhtiön toimintaympäristön (kaupunki/taajama) seurauksena sähköverkon maakaapelointiaste on 91,6 %, joka on keskiarvoa korkeampi [35]. Taulukkoon 5 on koottu Roven johtimet jänniteportaittain. Jokaisessa jänniteportaassa ja johdintyyppissä on verkkoyhtiöllä käytössä useita eri johdinlajeja, joiden sähkötekniset ominaisuudet (kuten resistanssi ja reaktanssi) vaihtelevat. Pienjänniteportaassa ilmajohto on 100 % AMKA-johdinta, jolloin pienjänniteverkko on kokonaan kaapeloitu, mutta maahan on koko jänniteportaalla asennettu 94 % johtimista. Yksinkertaisuuden vuoksi taulukkoon ei ole eriteltyä eri johdinlajeja.

Taulukko 5. *Roven ilmajohto sekä maakaapelit jänniteportaittain*

Jänniteporras	Maakaapeli (km)	Ilmajohto (km)	Yhteensä (km)	Maakaapelointiaste (%)
110 kV	9,8	16,7	26,5	37,0
10 kV	184,3	20,4	204,6	90,0
400 V	692,8	44,0	736,8	94,0
Yhteensä	886,9	81,1	967,9	91,6

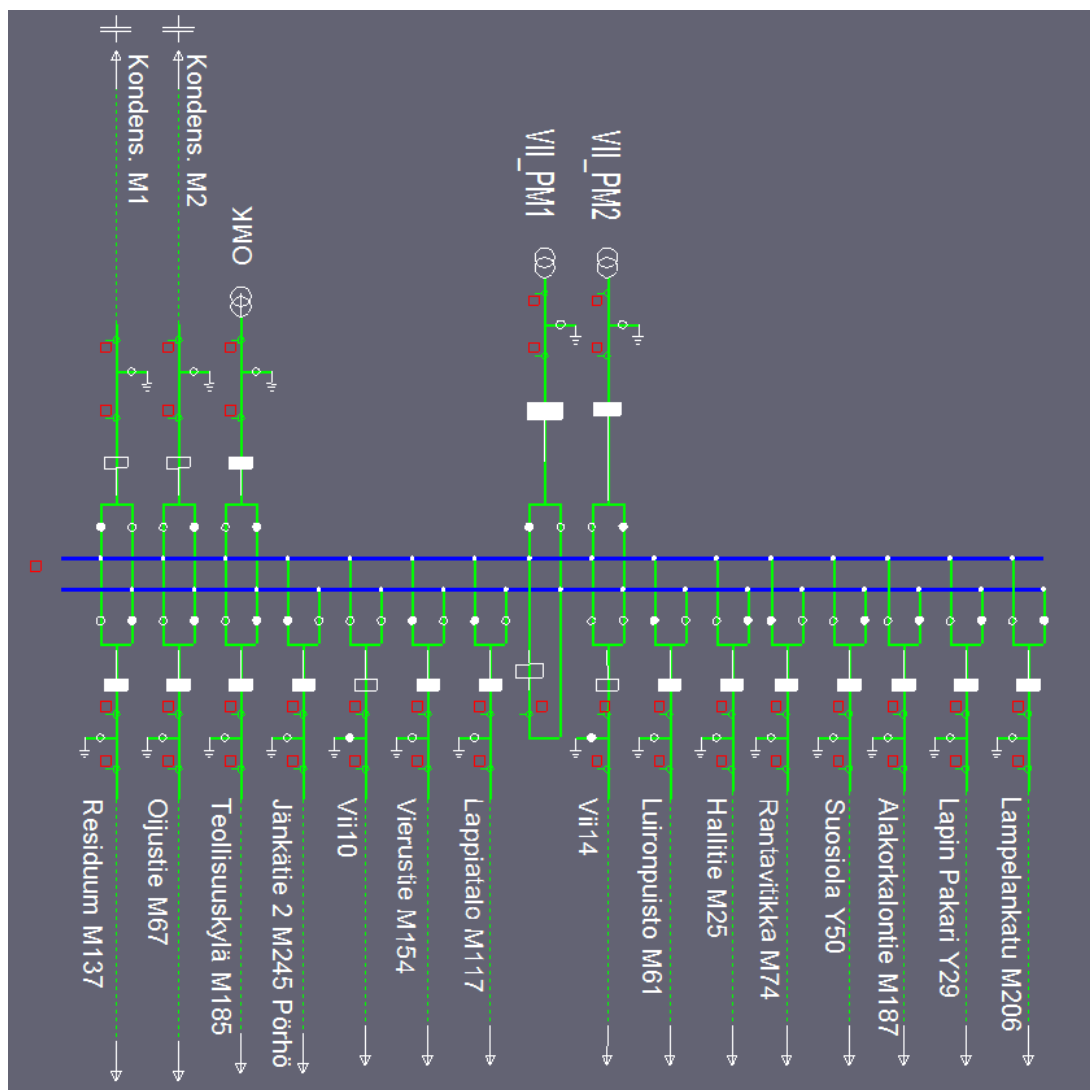
Kuten taulukosta 5 nähdään, on Roven maakaapelointiaste hyvin korkea keski- ja pienjänniteverkossa. Verkon korkea maakaapelointiaste vähentää asiakkaiden kokemia sähkökatkoja, sillä yleisin syy sähkönjakelun keskeytyksiin aiheutuu luonnonilmiöistä [1].

Roven keskijänniteverkko on silmukoitu, eli yhdelle muuntamolle menee useampi kuin yksi maakaapeliyhteys. Normaalitylessä sähköverkkoa käytetään kuitenkin säteittäisenä. Silmukoidun verkon ansiosta keskijännitekaapelin vikaantuessa ei asiakkaalle aiheudu pitkää sähkökatkoa, sillä varasyöttö on helposti saatavilla. Roven kaapeloidussa verkossa keskeytykset aiheutuvat yleensä kaapeliverkon lähettyvillä työskentelevien kairakoneiden osuessa kaapeliin. Esimerkiksi vuonna 2017 KJ-verkon keskeytyksiä oli 21 kpl, joista suunniteltuja oli 12 ja odottamattomia 9 kpl [35]. Kaapeloidun verkon huonona puolena Roven kannalta on matalan kuormituksen aikainen maakaapeleiden tuottama kapasitiivinen loisteho. Kapasitiivisen loistehon aiheuttamaa ongelmaa lievittää keskijänniteverkon käyttämä 10,2 kV pääjännite.

4.3 Verkkojhtiön sähköasemat ja Suosiolan voimalaitos

4.3.1 Viirinkankaan sähköasema

Viirinkankaan sähköasemalla on kaksi ABB:n valmistamaa päämuuntajaa, joiden alajännitepuoli on kytketty sähköaseman kaksoiskiskostoon. Normaalitylanteessa kaksoiskiskostoa käytetään erillään, jolloin kiskostojen välinen katkaisija on auki. Tällöin molemmat päämuuntajat syöttävät yhtä kiskostoa, joiden välinen kuorma on jaettuna suurin piirtein tasan. Kuva 11 havainnollistaa edellä mainittua kytkentätilannetta. Kuvassa sinisellä on merkitty sähköaseman kiskot, vihreällä muut johtimet ja johtolähdöt, isommilla valkoisilla ympyröillä erottimet ja valkoisilla suorakulmioilla katkaisijat.



Kuva 11. Viirinkankaan sähköasemakaavio Trimble NIS

Taulukkoon 6 on kerätty päämuuntajien teknisiä tietoja.

Taulukko 6. Viirinkankaan päämuuntajat

Tunnus	VII_PM1	VII_PM2
Käyttöönottovuosi	1964	1996
Nimellisteho	25 MVA	25 MVA
Muuntosuhde	115/10,5 kV	115/10,5 kV
Tyhjäkäyntihäviöt	23,6 kW	16,4 kW
Näennäistehohäviöt	70 kVA	31 kVA
Kuormitushäviöt	130 kW	92,2 kW
Keskioikosulkuresis- tanssi	0,52 %	0,369 %
Keskioikosulkuimpe- danssi	10,3 %	11,8 %

Kompensointikapasiteettia Viirinkankaalla on kaksi kappaletta 2,4 MVAR:in kondensaattoriyksikköä. Kondensaattoriyksiköt ovat kytkettynä rinnan sähköaseman 10 kV:n kaksoiskiskostoon, jossa erottimilla voidaan valita kytketäänkö molemmat yksiköt samaan vai eri kiskoon. Samaa kaksoiskiskostoon on kytkettynä 15 kpl KJ-lähtöjä, joista 13 kpl on käytössä. Jokainen lähtö on kytkettynä molempiin kiskoihin erottimilla, jolloin erottimien asentoa vaihtamalla voidaan kiskojen välistä kuormaa muuttaa joustavasti. Taulukossa 7 on 10 kV kiskoston oikosulkuteho, kun käytössä on päämuuntaja 2, jonka käämikytkin on keskiasennossa ja laskentajännite kiskossa on 10,2 kV.

Taulukko 7. Viirinkankaan taustaverkon oikosulkuvirrat, -impedanssit [37] ja -tehot

	Oikosulkuvirta I_k (kA)	Taustaverkon oikosulkuimpedanssi Z_k (Ω)	Oikosulkuteho 10 kV kiskossa S_k (MVA)
Normaali minimi-tilanne	2,8	5,8 + j23,65	144,5
Normaalitilanne (Suosiola ei ajossa)	4,0	3,75 + j16,7	157,4
Normaali maksimitilanne	6,1	2,55 + j10,85	170,1

Koska Viirinkankaan sähköasema on sähköisesti lähimpänä kantaverkkoa ja Suosiolan voimalaitosta, ovat oikosulkuvirrat suurimmat ja taustaverkon impedanssit pienimmät sähköasemalla.

4.3.2 Palkisentien sähköasema

Palkisentien sähköaseman asettelu noudattaa samaa kaavaa Viirinkankaan kanssa. Kaksi kappaletta ABB:n päämuuntajia (taulukko 8) on kytkettynä kaksoiskiskostoon, jonka kuormajakaumaa ja kompensointia voidaan erottimien avulla vaihdella.

Taulukko 8. *Palkisientien päämuuntajat*

Tunnus	PAL_PM1	PAL_PM2
Käyttöönottovuosi	1982	1967
Nimellisteho	25 MVA	25 MVA
Muuntosuhde	110/10,5 kV	115/10,5 kV
Tyhjäkäyntihäviöt	18,0 kW	23,0 kW
Näennäistehohäviöt	36,0 kVA	70,2 kVA
Kuormitushäviöt	120,0 kW	157,5 kW
Keskioikosulkuresis- tanssi	0,48 %	0,63 %
Keskioikosulkuimpe- danssi	10,6 %	13,36 %

Keskijännitelähtöjä on Palkisentiellä 13 kpl, joista 2 kpl on vapaana. Kondensaattoriyksiköitä on vain 1 kpl, nimellisteholtaan 2,4 MVA. Koska Palkisientien sähköasema sijaitsee Rovaniemen ydinkeskustassa, on aseman kytkinlaitteet ja kojeistot toteutettu SF₆ - kaasueristeisenä. Tällä ratkaisulla, päämuuntajia lukuun ottamatta, kaikki sähköaseman komponentit ovat joko maan sisällä tai sisällä sähköaseman rakennuksessa. Taulukkoon 9 on laskettuna 10 kV kiskoston oikosulkuteho, kun käytössä on päämuuntaja 1, jonka käämikytkin on keskiasennossa ja laskentajännite kiskossa on 10,2 kV.

Taulukko 9. *Palkisientien taustaverkon oikosulkuvirrat, -impedanssit [37] ja -tehot*

	Oikosulkuvirta I_k (kA)	Taustaverkon oi- kosulkuimpedanssi Z_k (Ω)	Oikosulkuteho 10 kV kiskossa S_k (MVA)
Normaali minimi- tilanne	2,75	5,95 + j24,0	151,1
Normaalitilanne (Suosiola ei ajossa)	3,95	3,9 + j17,0	167,0
Normaali maksimi- tilanne	5,9	2,7 + j11,15	181,7

Vaikka Palkisientien sähköasema sähköisesti kauempana kantaverkosta kuin Viirinkankaan sähköasema on oikosulkuteho 10 kV kiskostossa Viirinkangasta suurempi. Syynä tähän on päämuuntajan pienempi oikosulkuimpedanssi, joka rajoittaa vähemmän oikosulkutehoa.

4.3.3 Ounasvaaran sähköasema

Kuten edellisillä sähköasemilla, on Ounasvaaralla kaksi kappaletta ABB:n päämuuntajaa, jotka syöttävät kaksoiskiskojärjestelmää. Ounasvaaran sähköasemalla on Viirinkankaan tavoin ilmaeristeiset laitteistot, jolloin tilantarve Palkisientien tonttiin verrattuna on suurempi.

Taulukko 10. *Ounasvaaran päämuuntajat*

Tunnus	OUN_PM1	OUN_PM2
Käyttöönottovuosi	1972	2003
Nimellisteho	25 MVA	25 MVA
Muuntosuhde	115/10,5 kV	115/10,5 kV
Tyhjäkäyntihäviöt	21,0 kW	10,4 kW
Näennäistehohäviöt	89,0 kVA	13,0 kVA
Kuormitushäviöt	122,5 kW	110 kW
Keskioikosulkuresis- tanssi	0,49 %	0,44 %
Keskioikosulkuimpe- danssi	10,9 %	10,1 %

Ounasvaaralla on 13 kpl keskijännitelähtöjä, joista 3 kpl on vapaana. Lisäksi on 1 kpl 2,4 MVA kondensaattoriyksikkö, joka voidaan kytkeä kumpaan tahansa kiskoon. Ounasvaaralla on Roven pisin ilmajohto (raven, 24 km) sisältävä lähtö, jonka varrelle on asennettu maastokatkaisija. Taulukkoon 11 on laskettuna 10 kV kiskoston oikosulkuteho, kun käytössä on päämuuntaja 2, jonka käämikytkin on keskiasennossa ja laskentajännite kiskossa on 10,2 kV.

Taulukko 11. *Ounasvaaran taustaverkon oikosulkuvirrat, -impedanssit [37] ja -tehot*

	Oikosulkuvirta I_k (kA)	Taustaverkon oi- kosulkuimpedansi Z_k (Ω)	Oikosulkuteho 10 kV kiskossa S_k (MVA)
Normaali minimi- tilanne	2,7	6,15 + j24,4	161,2
Normaalitilanne (Suosiola ei ajossa)	3,85	4,1 + j17,4	177,8
Normaali maksimi- tilanne	5,7	2,9 + j11,55	193,4

Oikosulkuimpedanssi Ounasvaaran päämuuntajalla on pienin, jolloin oikosulkuteho kiskostossa on sähköasemista suurin.

4.3.4 Suosiolan voimalaitos

Rovaniemen Verkko Oy:n 110 kV alueverkkoon on liittynään lämpö- ja sähköä tuottava Suosiolan vastapainevoimalaitos, joka tuottaa sähköenergiaa vuosittain n. 125 – 150 GWh. Voimalaitoksella on nimellisteholtaan 40 MVA tahtigeneraattori, jota ajetaan höyryturbiinilla. Tahtigeneraattorin loistehoa voidaan säätää kuluttamaan tai tuottamaan loistehoa generaattorin magnetointia muuttamalla. Loistehon säätöä on käytetty Viirinkankaan sähköaseman Valajaskoskelle lähtevän 110 kV maakaapelin loistehomittauksen perusteella. Generaattorin loisteholla pyritään säätämään sähköaseman päässä mitattu loisteho 2 MVA:iin. Tällöin huomioiden maakaapelin loistehon tuotanto asettuu Valajaskosken liittymispisteen loisteho lähelle 0 MVA:ia.

Vuonna 2017 voimalaitokselle uusittiin loistehosäätäjä, jonka toimiminen on ollut heikkoa generaattorin toimiessa matalalla tai suurella pätöteholla. Haasteita on myös ollut saada loistehosäätäjän automaattisäätö pysymään päällä. Generaattorin loisteho on täytynyt ajaa manuaalisesti lähelle asetusarvoa, ennen kuin generaattori toimii automaattisäädöllä. Jos mittaus on poikennut asetusarvosta liikaa, ei generaattorin säätäjä välttämättä pysy päällä, jolloin generaattorin loisteho on jäänyt sen hetkiseen arvoon. Sallittua poikkeamaa ja säätöaluetta on pyritty laajentamaan, ja syksyn 2019 alustavien havaintojen mukaan generaattorin toiminta matalilla pätötehoalueilla on ollut aikaisempaa parempi.

4.4 Arvio loistehotarpeen kehitykselle

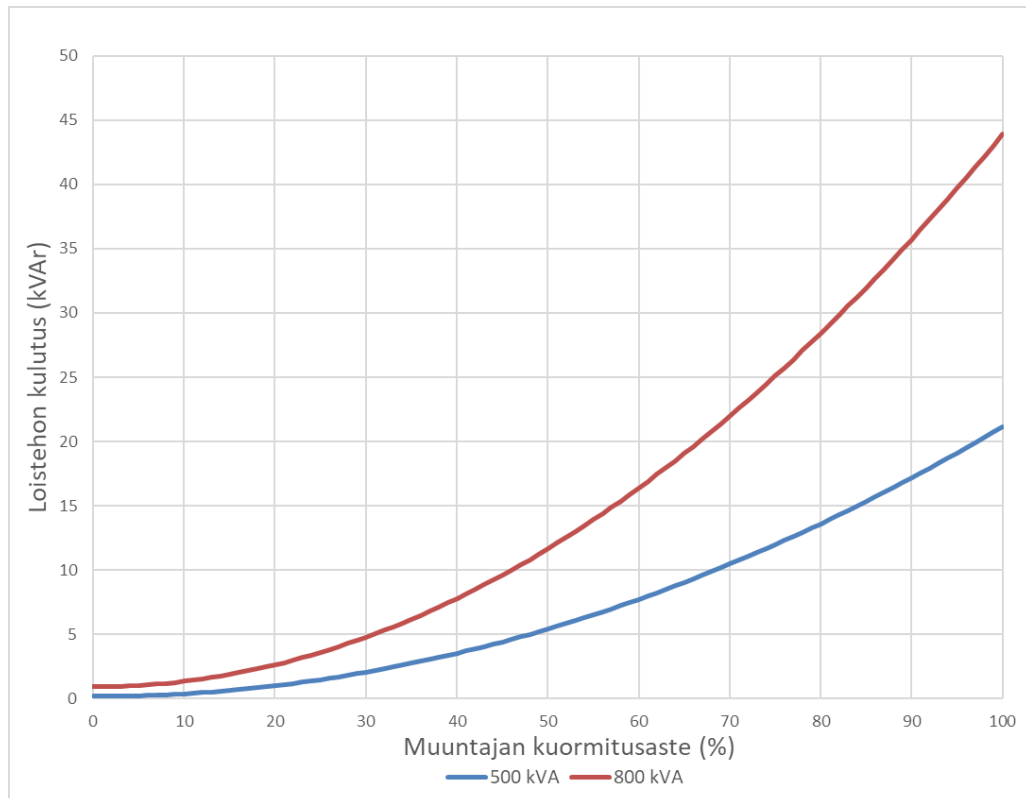
Loistehotarpeen muutokseen Roven alueella vaikuttaa pääasiassa vuosittain sähköverkkoon lisätyn keskijännitekaapelien määrä, lisättyjen jakelumuuntajien määrä sekä asiakkaiden pätö- ja loistehon kulutus.

Historiatietojen perusteella verkkoon lisätään vuodessa keskimäärin yksi nimellisteholtaan 500 kVA jakelumuuntaja sekä kolme 800 kVA jakelumuuntajaa. Jakelumuuntajien kilpiarvoilla ja kulutustiedoilla voidaan laskea tyhjäkäyntihäviöt ja kuormitushäviöt muuntajille. Kilpiarvot ja tulokset tyhjäkäyntihäviöille ovat taulukossa 12.

Taulukko 12. *Jakelumuuntajien kilpiarvot ja tyhjäkäyntihäviöt*

Koko (kVA)	500	800
U_1/U_2 (V)	10250/410	10250/410
I_0/I_n (%)	0,099	0,138
Z_k (%)	4,32	5,46
R_k (%)	1,023	0,983
X_k (%)	4,197	5,37
P_0 (kW)	0,463	0,609
Q_0 (kVAr)	0,175	0,921

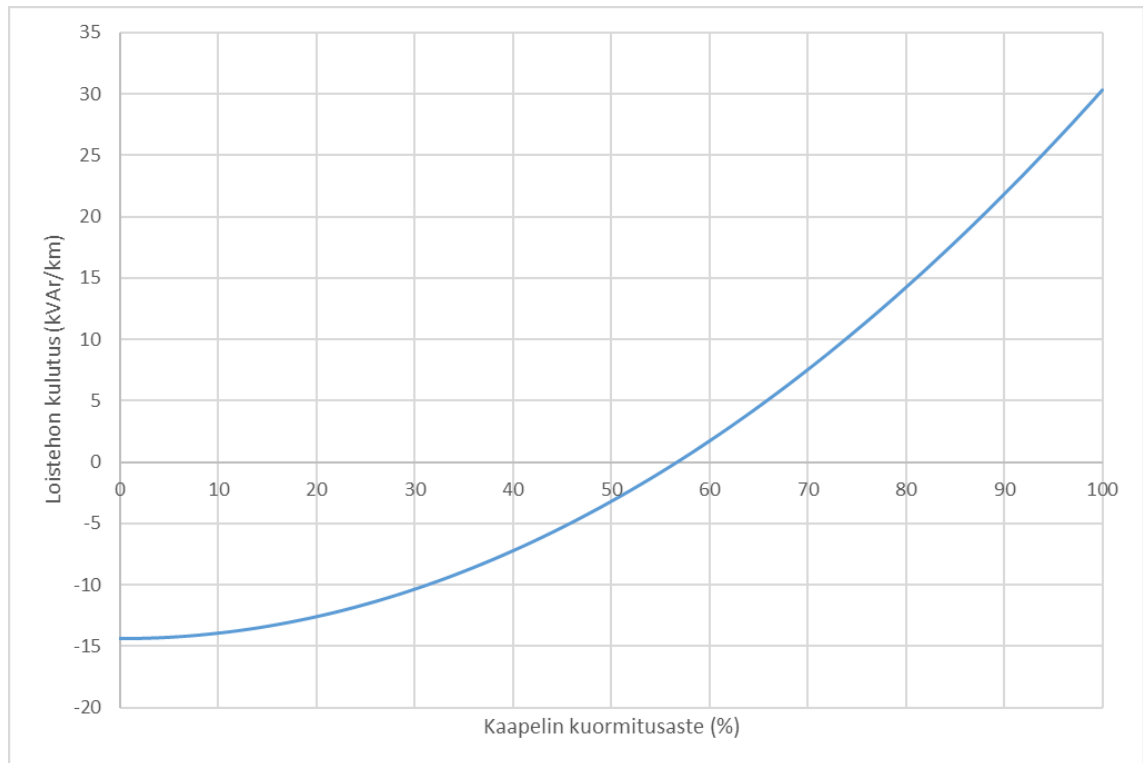
Kilpiarvojen perusteella on kuvaan 12 piirrettynä jakelumuuntajien loistehon kulutus kuormituksen funktiona huomioiden tyhjäkäyntihäviöt. Kuten kuvaajasta nähdään, riippuu muuntajien loistehon kulutus neliöllisesti kuormituksesta. Tämän seurauksena verkon kuormitusasteen pienentyessä, lisää muuntajien loistehon kulutuksen pieneneminen tarvetta kapasitiivisen loistehon kompensoinnille.



Kuva 12. Yksittäisen jakelumuuntajan loistehon kulutus kuormitusasteen funktiona

Roven jakelumuuntajat ovat keskimäärin matalasti kuormitettuja, riittävän tarkka arvio jakelumuuntajan kuormitusasteelle voidaan tehdä jakamalla koko alueen tuntiteho yhteenlasketulla päämuuntajakapasiteetilla (150 MVA). Tällöin vuoden 2018 keskiteholla 37,64 MW muuntajien kuormitusaste on 25,1 %, jolloin jakelumuuntajien (1 kpl 500 kVA ja 3 kpl 800 kVA) loistehon kulutus lisääntyy vuodessa keskimäärin n. 12,3 kVAr (kuva 12). Kuormitusasteeseen vaikuttaa jakelumuuntajan sijoituspaikka, mutta usean vuoden jälkeen lisättyjen muuntajien kuormitusaste lähenee keskiarvoa. Jakelumuuntajien loistehon kulutuksen riippuvuus kuormitusasteesta otetaan huomioon loistehotarpeen muu-
tosta arvioidessa.

Vuosittain lisättävän keskijännitekaapelin arvioidaan olevan viimevuosien perusteella n. 6 km. Lisättävän kaapelin laji on AHXAMK-W 3x240Al+35Cu 10 kV, jonka käyttökapasita-
tanssi on 440 nF/km, induktanssi 0,32 mH/km ja maksimikuormitettavuus 385 A [38]. Kuormitusasteen funktiona piirretty loistehon kulutus on kuvassa 13, kun keskijännite-
kaapelin jännitetasona on 10,2 kV.



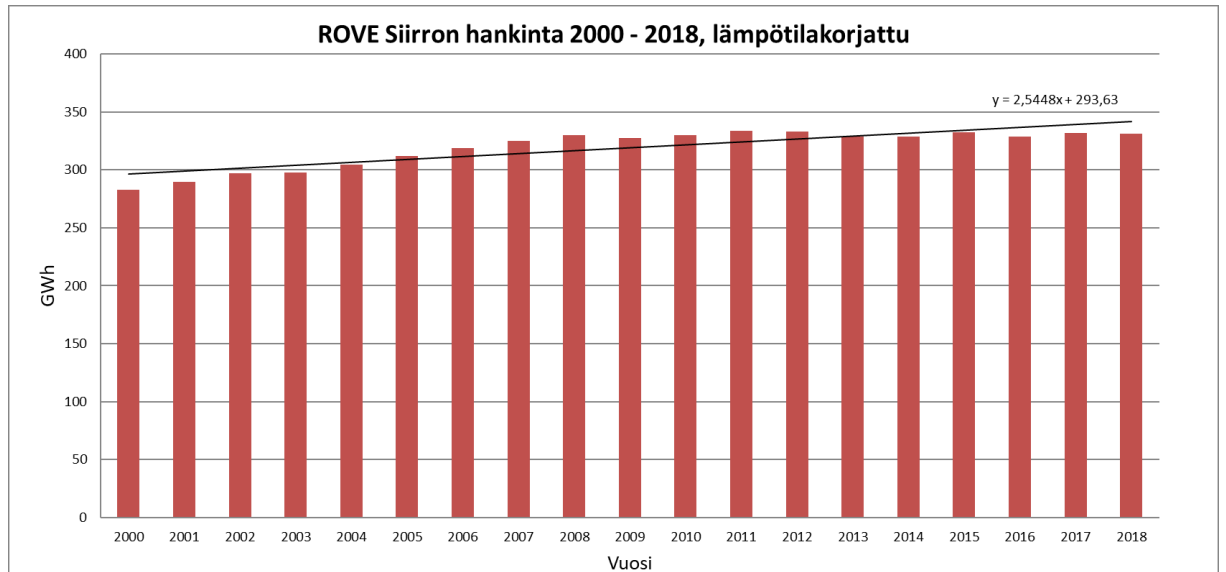
Kuva 13. Keskijännitekaapelin loistehon kulutus kuormitusasteen funktiona

Kuten jakelumuuntajat, lisätään KJ-kaapeleiden loistehon tuotanto koko alueen kuormituksesta riippuvana tulevaisuuden loistehotarvetta tarkasteltaessa. Vuoden keskimääräisellä kuormitusasteella, 25,1 %:lla, 6 km kaapeleiden loistehon tuotanto on noin 70 kVAr. Yhteensä vuositason loistehon tuotannon kasvu on keskimäärin noin 57,7 kVAr luokkaa jakeluverkon tiedossa olevilla muutoksilla.

Muutos vuoden keskimääräisessä loistehon kulutuksessa oli vuoden 2015 -1,18 MVar:sta vuoden 2018 -1,59 MVar:iin, jolloin loistehontuotanto oli vuositason kasvanut 0,14 MVar. Suurusluokaltaan loistehon muutos on 2,2 kertainen jakelumuuntajien ja kaapeleiden yhteenlaskettuun loistehoon verrattuna. Vaihtelua lisääviä tekijöitä on vuosien välillä paljon, esimerkiksi 110 kV verkon jännitetaso, asiakkaiden vaihteleva pätehon ja loistehon kulutus, kulutuslaitteiden tehokertoimen muutos ja Suosiolan käyttökatkojen pituus. Tiedossa olevien muutosten lisäksi tulevaisuuden loistehotarvetta tutkiessa Excel-työkalulla (kuvataan työssä myöhemmin) mukana on parametri, jolla loistehon muutosta voidaan siirtää vuosittain vakiomäärän haluttuun suuntaan sekä tutkia muutoksen vaikutusta mahdollisen kompensointilaitteen kannattavuuteen.

4.4.1 Arvio pätötehon kasvulle

Vuosittainen pätötehonkasvu vaikuttaa sekä Fingridin loistehoikkunan suuruuteen kaajojen 18 ja 19 mukaisesti, että lisättyjen jakelumuuntajien ja kaapeleiden kuormitusasteeseen ja tätä kautta niiden loistehoon. Pätötehonkasvulle laadittiin ennuste vuosien 2000 – 2018 välillä siirretyn lämpötilakorjatun vuosienergian perusteella, jotka ovat kuvassa 14. Vuosienergioiden perusteella piirrettiin lineaarinen suora, jonka avulla kasvuksi vuositason arvioitiin olevan 0,86 %.



Kuva 14. Kulutuksen kasvu 2000 – 2018

Loistehoikkunan rajoja sekä loistehon kulutusta laskettaessa Excel-työkalu ottaa huomioon vuotuisen pätötehonkasvun. Kasvu otettiin huomioon, sillä 45 vuoden aikajänteellä arvioidulla pätötehonkasvulla loistehon antoraja nousee 0,77 MVA. Kasvu on kohdistettu pelkästään kantaverkosta otettuun pätötehoon, eikä Suosiolan voimalaitoksella tuotettuun tehoon. Pätötehonkasvu jätettiin parametriksi, jota käyttäjä voi halutessaan säätää.

5. ROVANIEMEN VERKKO OY:N LOISSÄHKÖIKKUNA JA NETOTUSSOPIMUS

Valajaskoskella sijaitsee Roven liittymispiste Fingridin kantaverkkoon, jossa Roven kanssa saman kytkinlaitoksen kiskoon liittyy myös Caruna Oy, Kemijoki Oy sekä Rovakaira Oy. Rovella on edellä mainittujen osapuolten kanssa voimassa oleva netotussopimus Fingridin loissähkölle. Tässä kappaleessa painopiste on käsitellä Valajaskosken liittymispisteen loistehoikkunaa pelkästään Roven osalta. Tarkempi tarkastelu suoritettiin Roven tuntitehoille, sillä tavoitteena oli muodostaa kokonaiskuva Roven loistehoista sekä kartoittaa kompensointitarve verkkoyhtiön omalle loisteholle. Kappaleen lopussa käsitellään nykyistä voimassaolevaa netotussopimusta.

5.1 Tarkastelua varten luotu Excel-työkalu

Loistehoikkunan ylitysten määrän ja kustannusten tarkastelua varten, osana tätä työtä, luotiin Microsoft Excel -sovelluksella laskentatyökalu. Tavoitteena oli luoda työkalu, jonka avulla pystytään helposti tutkimaan eri vuosien loisikkunanylityksiä ja kustannuksia hyödyntämällä Excelin toiminnallisuuksia sekä Fingridin verkkopalvelun jakeluverkkoyhtiöille tarjoamaa Excel-dataa. Lähtödatana pystyy käyttämään muista (esim. energiatietojärjestelmä Generis) lähteistä haettua dataa, kunhan data on muotoa tuntipätöteho ja tuntiloisteho. Fingridin verkkopalvelun data voidaan hyödyntää suoraan kopioimalla verkkosivulta ladatun Excel-tiedoston sisältö ilman erillisiä muutoksia. Työkalun toimivuus vahvistettiin vertaamalla työkalulla saatavaa loissähköikkunan kustannuksia Fingridiltä näkyviin laskutustietoihin.

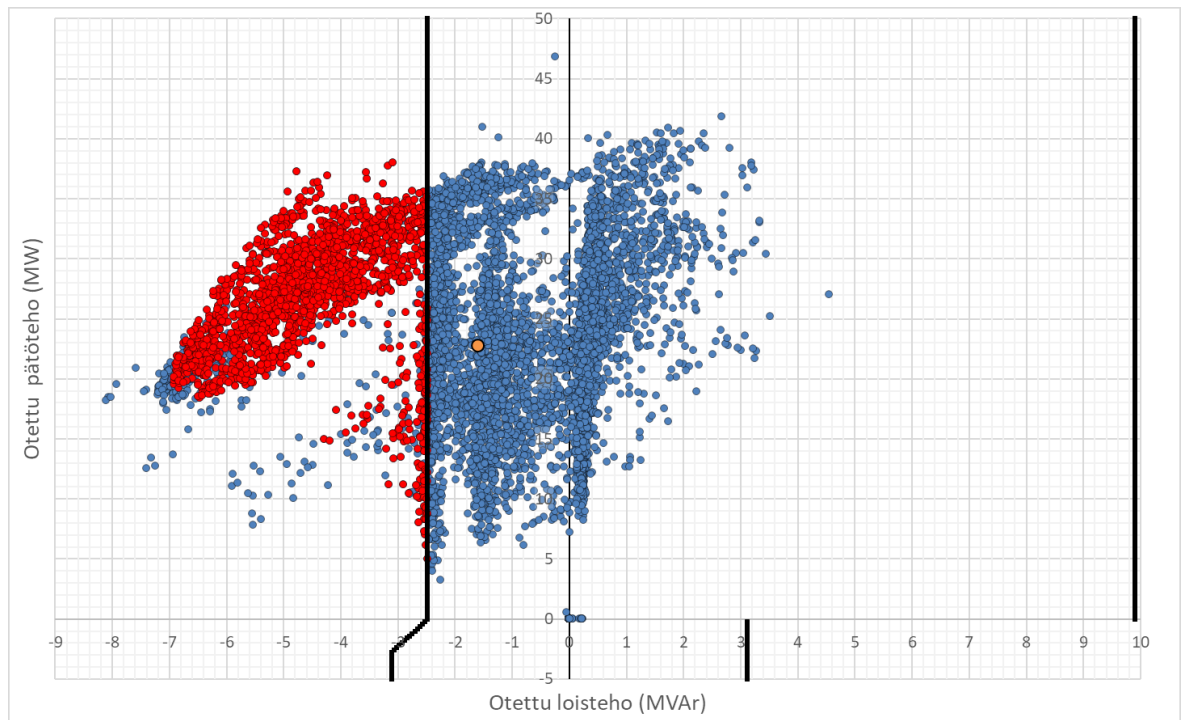
Pelkän nykyhetken tarkastelun lisäksi työkaluun luotiin toiminnallisuuksia, joilla pystytään tarkastelemaan parametreja muuttamalla Roven loistehotarpeen muuttumista sekä eri kompensointiratkaisujen elinkaarikustannuksia ja kannattavuutta. Näihin palataan myöhemmin kompensointiratkaisua käsittelevässä kappaleessa.

Aluksi työkalulla lasketaan rajat loistehoikkunalle syöttämällä vuoden tasekorjattu ottoenergia liittymispisteestä sekä sähköverkkoon kytkettyjen voimalaitosten teho. Jos tasekorjattua ottoenergiaa ei ole, käytetään automaattisesti vuoden tuntipätötehojen summaa. Rajat Excel-työkalu laskee kaavoilla 18 – 22 Esimerkiksi lähtöarvot vuodelle 2018 sekä tuloksena saadut loistehorajat ovat kerättynä taulukkoon 13.

Taulukko 13. *Roven loisikkunan määrittelyn lähtöarvot ja loisrajat 2018*

W_{otto} (MWh)	212021,01
P_{netto} (MW)	28,00
Q_D (MVar)	9,90
Q_{D1} (MVar)	-2,48
Q_G (MVar)	3,11
Q_{G1} (MVar)	-3,11

Lähtötietoina annetaan lisäksi jokaiselle vuoden tunnille mitattu Valajaskosken liittymispisteen tuntipätöteho ja -loisteho, jotka saadaan suoraan Fingridin verkkopalvelusta. Seuraavaksi työkalu piirtää pistepilven (kuva 15), johon on merkitty vahvennetulla mustalla viivalla loistehorajat annolle ja otolle. Kuvaajan x-akselilla on kantaverkosta otettu loisteho, jolloin negatiiviset arvot tarkoittavat loistehon antoa kantaverkkoon. Y-akselilla on kantaverkosta otettu pätöteho, jolloin positiiviset arvot tarkoittavat liittymispisteestä otettua tehoa. Jokainen pistepilven pallo edustaa yksittäisen käyttötunnin pätö- ja loisteho paria. Siniset pallot ovat laskuttamattomia tunteja, jotka ovat joko loistehoikkunan sisällä tai kuuluvat loistehoikkunan ylityksissä huomiotta jätettyihin tunteihin. Punaisella pallolla on merkittynä kaikki loistehoikkunan ylittävät tunnit, jotka Fingrid laskuttaa. Oranssilla pallolla merkitään näkyvissä olevan pistepilviparven massakeskipistettä autamaan tarkasteluksi valittujen tuntien keskiarvon hahmottamista.

**Kuva 15.** *Vuoden 2018 Valajaskosken liittymispisteen pätö- ja loistuntehot*

Kuten aiemmin on todettu, loistehorajat riippuvat myös otetusta pätötehosta. Roven osalta lois sähköön otto- ja antoraja kasvavat, kun kantaverkosta otettu pätöteho on yli 61,88 MW. Tämän takia rajojen kasvamista ei näy kuvassa. Nykyisellä kulutuksella kan-

taverkosta otettu pätöteho ylittäisi 61,88 MW hyvin harvoin, ainoastaan vuoden huippukuormassa. Tämän lisäksi täytyisi Suosiolan voimalaitoksen olla poissa käytöstä, eli Roven loistehorajat käytännössä määräytyvät vuoden aikana kantaverkosta otetusta pätöenergiasta. Netotussopimuksen käsittelyä varten on työkaluun kuitenkin lisätty laskenta-kaava pätötehosta riippuvalle loistehorajalle.

Kuvan lisäksi työkalu ilmoittaa käyttäjälle taulukkomuodossa:

- Jokaisen kuukauden:
 - Ylitysten lukumäärän (kpl)
 - Laskutettujen ylitysten lukumäärän (kpl)
 - Suurimman laskutetun ylityksen tehon (MVA_r)
 - Laskutetun energian (MVA_rh)
 - Loistehomaksun (€)
 - Loisenergiamaksun (€)
 - Maksut yhteensä (€)
- Koko vuoden:
 - Ylitysten lukumäärän (kpl)
 - Laskutettujen ylitysten lukumäärän (kpl)
 - Loistehomaksun (€)
 - Loisenergiamaksun (€)
 - Maksut yhteensä (€).

Kustannusten laskua varten luotiin 4 eri hinnastoa, joista 3 on Fingridin vuosien 2017, 2018 ja 2019 loissähköhinnat sekä 1 omavalintainen hinnasto. Omavalintaista hinnastoa voidaan käyttää kompensoinnin herkkyysanalyysin tarkastelussa.

5.2 Vuosi 2018 ilman netotussopimusta

Tässä alakappaleessa käydään läpi Roven vuoden 2018 loistehoikkunaa, kun netotussopimusta ei huomioida. Avainlukuja on kerättyinä taulukkoihin: P_{otto} ja Q_{otto} ovat kantaverkosta otetut tehot. Kun ne ovat positiiviset, kuluttaa Rove pätötehoa sekä loistehoa. Loistehon ollessa negatiivinen tuottaa Rove loistehoa kantaverkkoon. Jotta taulukon lukeminen on loistehon kannalta mielekästä, on Suosiolan voimalaitos (P_{Suosiola} ja Q_{Suosiola}) ilmoitettu verkon kuormana. Tällöin kun Suosiolan pätöteho on negatiivista, tuottaa Suosiola pätötehoa verkkoon. Vastaavasti kun Suosiolan loisteho on negatiivinen, niin aiemmin sovittujen merkintäsääntöjen mukaisesti Suosiola tuottaa loistehoa. Suosiolan voimalaitoksen loisteho perustuu arvioon, jonka muodostaminen käydään tarkemmin läpi kappaleessa 5.3.

5.2.1 Vuoden suurimmat loissähköikkunan ylitykset

Kuvassa 15 on piirrettynä loissähköikkunaan pistepilvi vuoden 2018 kaikille käyttötunneille. Kuvassa näkyy myös tehoille tunteja, jolloin kantaverkosta otettu teho on likimain 0. Kyseisillä tunneilla, joulukuussa, Viirinkangas – Valajaskosken 110 kV syöttö jouduttiin keskeyttämään, jolloin käytettiin varayhteyttä Carunan verkosta.

Kuten kuvasta 15 nähdään tapahtuvat vuoden aikana kaikki loistehoikkunan ylitykset yksinomaan loistehoannon puolella. Taulukkoon 14 on kerätty vuoden 2018 10 suurinta loistehon antotuntia.

Taulukko 14. Vuoden 2018 10 suurinta loistehon antoa

Ajankohta	P_{otto} (MW)	Q_{otto} (MVar)	P_{Suosiola} (MW)	Q_{Suosiola} (MVar)	Rajan ylitys (MVar)	Laskutettu
2018-10-09 03:00:00	18,204	-8,11	-11,95	-3,67	5,63	Ei
2018-10-09 02:00:00	18,477	-8,07	-12,03	-3,67	5,59	Ei
2018-10-09 04:00:00	18,445	-8,02	-11,95	-3,67	5,54	Ei
2018-10-09 01:00:00	19,528	-7,92	-11,94	-3,67	5,44	Ei
2018-10-09 05:00:00	20,863	-7,58	-11,90	-3,67	5,10	Ei
2018-07-04 04:00:00	18,965	-7,44	0,55	0,15	4,96	Ei
2018-10-24 03:00:00	12,511	-7,40	-19,96	-4,13	4,92	Ei
2018-07-04 03:00:00	19,09	-7,40	0,55	0,15	4,92	Ei
2018-10-24 02:00:00	13,396	-7,31	-20,01	-4,15	4,83	Ei
2018-10-24 04:00:00	12,753	-7,24	-20,03	-4,15	4,76	Ei

Taulukosta 14 nähdään suurimpien loistehohuippujen tapahtuvan, kun Suosiolan voimalaitos on ajossa. Näistä 8 huippua tapahtui lokakuussa ja 2 heinäkuussa. Havainnot olivat yllättäviä, sillä alkuperäinen oletus oli pahimpien ylitysten tapahtuvan kesäaikaan, kun verkon kuormitusaste on matala ja Suosiolan generaattori sekä sen tarjoama loistehonsäätö ei ole käytössä. Tästä nousi epäily Suosiolan loistehosäädön asetusarvojen tai loistehon seurantamittauksen olevan virheellisiä, joten työn tekemisen aikana pyydettiin voimalaitosta lähettämään tuntidatansa päto- ja loistehontuotannolle sekä säätöön käytetyn seurantasuureen tuntidatat.

Taulukkoon 14 lisätyt loistehoarviot Suosiolalle vahvistavat Suosiolan säätäneen loistehoa väärään suuntaan. Pahimmillaan loistehoa on tuotettu generaattorilla 4,15 MVar, kun kantaverkkoon on samanaikaisesti tuotettu 7,31 MVar loistehoa. Havaintoja Suosiolan vaikutuksesta loistehoon käsitellään lisää työn myöhemmässä vaiheessa.

Taulukkoon 15 on koottu vuoden 2018 10 suurinta Fingridin laskuttamaa loistehon antotuntia.

Taulukko 15. Vuoden 2018 10 suurinta laskutettua loistehon antoa

Ajankohta	P_{otto} (MW)	Q_{otto} (MVA _r)	P_{Suosiola} (MW)	Q_{Suosiola} (MVA _r)	Rajan yli- tys (MVA _r)	Lasku- tettu
2018-06-03 05:00:00	19,52	-6,92	0	0	4,44	Kyllä
2018-06-20 03:00:00	19,87	-6,92	0	0	4,44	Kyllä
2018-06-23 02:00:00	20,16	-6,92	0	0	4,44	Kyllä
2018-06-20 04:00:00	20,07	-6,90	0	0	4,42	Kyllä
2018-06-03 03:00:00	19,64	-6,90	0	0	4,42	Kyllä
2018-06-22 01:00:00	21,26	-6,89	0	0	4,41	Kyllä
2018-06-18 01:00:00	20,74	-6,88	0	0	4,40	Kyllä
2018-06-26 01:00:00	21,13	-6,88	0	0	4,40	Kyllä
2018-06-17 01:00:00	20,59	-6,87	0	0	4,39	Kyllä
2018-06-21 02:00:00	20,58	-6,87	0	0	4,39	Kyllä

Laskutettujen loistehojen huiput (taulukko 15) tapahtuvat kesäkuussa, kun Suosiola ei ole ajossa ja koko verkon kuormitusaste on matala. Suurimman laskutetun tunnin loistehon otto kantaverkosta on -6,92 MVA_r, jolloin loistehoikkunan ylityksen suuruus oli 4,44 MVA_r. Kompensointilaitteista mitoittaessa Roven vuoden 2018 loistehotarpeeseen vaatii siis vähintään n. 4,50 MVA_r yhteenlaskettua reaktoritehoa, mikäli kompensointiin ei käytetä Suosiolan voimalaitosta. Tällä reaktoriteholla laskutettuja tunteja ei tulisi, vaan kaikki ylitykset mahtuisivat Fingridin 50 kpl:n kuukausittain sallittujen loisikkunan ylitysten määrään loistehoikkunan anto- ja ottopuolella.

5.2.2 Kuukausitason tarkastelu

Liitteeseen A on koottu kuvat jokaiselle vuoden 2018 kuukaudelle suoraan Fingridin verkkopalvelusta saatavilla Valajaskoskelta mitatuista tuntipäätö- ja loistehoista. Kappaleen tarkastelut perustuvat näihin kuviin sekä Excelin antamaan aineistoon.

Taulukkoon 16 on kerätty 2018 tammikuu – huhtikuu aikavälin pienimmät ja suurimmat loistehot Valajaskosken liittymispisteessä. Jokaisen kuukauden 20 pienintä ja 20 suurinta loistehotuntia jätettiin huomiotta, jotta tulokset edustaisivat paremmin kuukauden keskimääräistä vaihteluväliä. Lisäksi on ilmoitettu keskiarvot kantaverkosta otetulle päätöteholle ja loisteholle sekä Suosiolan tuottamalle päätöteholle ja loisteholle.

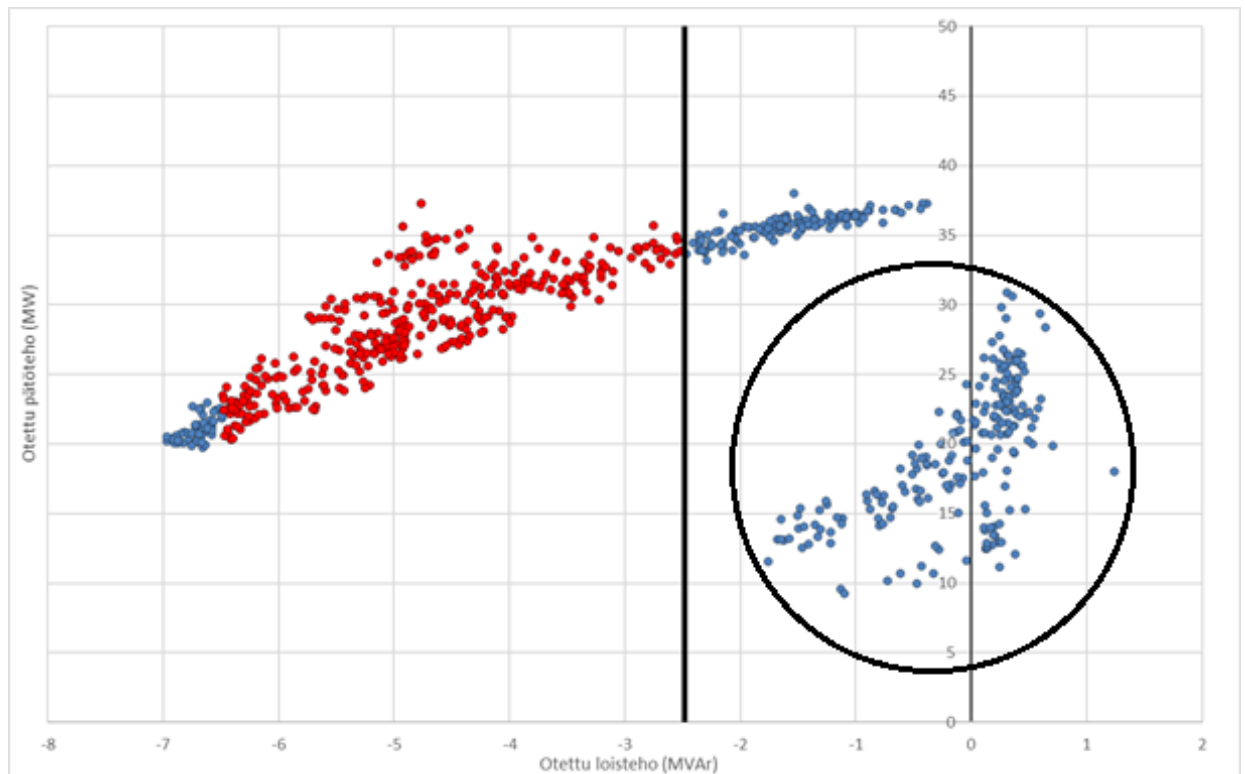
Taulukko 16. Vuoden 2018 tammikuu – huhtikuu tuntitehot ja loistehon vaihteluväli

	P_{otto} (MW)	Q_{otto} (MVA _r)	Pienin loistehon otto (MVA _r)	Suurin loistehon otto (MVA _r)	P_{Suosiola} (MW)	Q_{Suosiola} (MVA _r)
Tammikuu	26,60	0,70	0,17	2,36	-22,30	-0,88
Helmikuu	27,00	0,73	0,19	2,41	-23,70	-0,98
Maaliskuu	19,80	0,32	-0,32	0,97	-25,30	0,01
Huhtikuu	19,60	0,17	-0,77	0,52	-17,50	2,39

Taulukosta 16 nähdään kuukauden loistehon vaihtelun olevan vähintään n. 1,3 MVA_r ja korkeimmillaan n. 2,2 MVA_r. Otetun loistehotarpeen pieneminen kohti kevättä selittyi

Roven alueen pätöenergiatarpeen pienenemisellä mm. lämpenevän sään seurauksena. Vastaavasti kompensoinnin käytön seurauksena Suosiolan kuluttaman loistehon määrä kasvaa.

Kuvaan 16 on piirrettyä vuoden 2018 toukokuun tuntitehot. Toukokuun kohdalla havaitaan kaksi selvästi toisistaan erillään olevaa pistepilviparvea, joiden syynä on Suosiolan voimalaitoksen käyttökatkon alkaminen.



Kuva 16. Vuoden 2018 toukokuun tuntitehot Suosiola ei ajossa ja Suosiola ajossa (oikealla alhaalla ympyrän sisällä)

Kuten alkuvuodelle, poimittiin myös toukokuulle tehot sekä loistehon vaihteluväli taulukkoon 17. Koska Suosiolan voimalaitoksella alkoi toukokuussa käyttökatko, poimittiin taulukkoon tehot Suosiolan ollessa ajossa sekä Suosiolan ollessa suljettuna. Lisäksi taulukkoon poimittiin kuukauden suurin laskutettu tunti.

Taulukko 17. 2018 toukokuun tuntitehot sekä loistehon vaihteluväli

	P_{otto} (MW)	Q_{otto} (MVA)	Pienin loistehon otto (MVA)	Suurin loistehon otto (MVA)	P_{Suosiola} (MW)	Q_{Suosiola} (MVA)
Koko kuukausi	26,68	-3,10	-6,72	0,41	3,81	0,86
Suosiola ei ajossa	30,51	-4,23	-6,84	-0,90	0	0
Suosiola ajossa	19,80	-0,12	-1,53	0,49	-25,30	3,08
Suurin laskutettu tunti 2018-05- 10T05:00:00+03:00	23,45	-6,48	–	–	0	0

Toukokuun loistehon vaihtelu on n. 2 MVAR kun Suosiola on ajossa ja n. 7,3 MVAR kun Suosiola on suljettuna. Työn aikaisemmassa vaiheessa epäiltiin, onko Suosiolan loistehonsäätö oikein toteutettu, sillä vuoden suurimpien loistehon antotuntien aikana Suosiola sääti loistehoa väärään suuntaan. Toukokuun tulosten perusteella (kuva 16) Suosiola toimii kuten pitää, eli lieventää loistehoikkunan ylityksiä. Suosiolan ollessa ajossa olisi loistehoikkunan ylityksiä 0 kpl, kun Suosiola on suljettuna ylityksiä tapahtuisi 415 kpl, joista laskutettuja on 365 kpl. Kuukauden suurin loistehon ylitys olisi 4,01 MVAR ja kantaverkosta otettu loisenergia 857,7 MVARh.

Taulukkoon 18 on poimittuna kesäkuun avainarvot.

Taulukko 18. 2018 kesäkuun tuntitehot sekä loistehon vaihteluväli

	P_{otto} (MW)	Q_{otto} (MVAR)	Pienin loistehon otto (MVAR)	Suurin loistehon otto (MVAR)	P_{Suosiola} (MW)	Q_{Suosiola} (MVAR)
Koko kuukausi	28,30	-4,72	-7,06	-1,60	0	0
Suurin laskutettu tunti 2018-06- 03T05:00:00+03:00	19,52	-6,92	–	–	0	0

Kesäkuun 720 tunnista 601 tuntia olisi ollut loistehon ylityksiä, joista 551 laskutettuja. Loistehon suurin laskutettu ylitys olisi 4,44 MVAR sekä laskutettu loisenergia 1443,76 MVARh. Loistehon vaihtelu on n. 5,50 MVAR ja keskiarvo kantaverkosta otetulle loisteholle on -4,72 MVAR.

Taulukkoon 19 on kerätty heinäkuun avainarvot, kuten kesäkuussa ylityksiä on huomattava määrä.

Taulukko 19. 2018 heinäkuun tuntitehot sekä loistehon vaihteluväli

	P_{otto} (MW)	Q_{otto} (MVAR)	Pienin loistehon otto (MVAR)	Suurin loistehon otto (MVAR)	P_{Suosiola} (MW)	Q_{Suosiola} (MVAR)
Koko kuukausi	27,40	-3,86	-6,87	-0,46	0	0
Suurin laskutettu tunti 2018-07- 16T03:00:00+03:00	18,55	-6,50	–	–	0	0

Heinäkuussa loistehon ylityksiä olisi ollut 557 kpl, joista 507 kpl laskutettua. Suurin laskutettu ylitys olisi ollut suuruudeltaan 4,02 MVAR ja laskutettua loisenergiaa 1010,32 MVARh. Loistehon vaihtelu on suuruudeltaan n. 6,40 MVAR.

Aikaisempiin kahteen kuukauteen verrattuna elokuun tuntitehot eivät asetu samantyyppiseen ovaalin alueelle (liite A). Syynä tähän on Suosiolan voimalaitoksen käyttöönotto

kesken kuukauden. Lisäksi elokuussa Suosiola ajettiin suhteellisen matalalla ja vaihtelevalla teholla verrattuna alkuvuoteen, jolloin pistepilvi hajaantuu poikkeuksellisen paljon. Taulukkoon 20 on kerättyinä avainarvot kuukaudelle.

Taulukko 20. 2018 elokuun tuntitehot sekä loistehon vaihteluväli

	P_{otto} (MW)	Q_{otto} (MVA _r)	Pienin loistehon otto (MVA _r)	Suurin loistehon otto (MVA _r)	P_{Suosiola} (MW)	Q_{Suosiola} (MVA _r)
Koko kuukausi	28,89	-3,22	-6,35	-0,32	-1,95	0,71
Suosiola ei ajossa	29,55	-3,81	-6,30	-0,84	0	0
Suosiola ajossa	23,61	-2,45	-4,08	-1,38	-5,60	1,50
Suurin laskutettu tunti 2018-08-06T23:00:00+03:00	28,53	-5,86	–	–	0	0

Elokuussa loistehon vaihtelu oli n. 5,5 MVA_r kun Suosiola ei ollut ajossa ja n. 2,7 MVA_r kun Suosiola oli ajossa. Ylityksiä olisi 381 kpl, joista laskutettuja 331 kpl. Suurin laskutettu ylitys olisi suuruudeltaan n. 3,4 MVA_r ja ylitys loisenergia 558,1 MVA_rh.

Syyskuussa Roven verkon pätötehon kulutus on yhä alhainen, mutta Suosiolan käyttöönoton seurauksena ylitysten määrä olisi vähentynyt 66 kappaleeseen, joista laskutettuja 16 kpl. Kuten (liite A) nähdään, on pistepilvessä hajanaisia arvoja loistehoannon puolella. Generaattorille muodostetun arvion perusteella Suosiolan voimalaitoksen loisteho on ollut näillä tunneilla lievästiannon puolella tai hyvin vähän loistehon otolla, eikä Valajaskosken liittymispisteen loistehoa ole pyritty säätämään.

Taulukko 21. 2018 syyskuun tuntitehot sekä loistehon vaihteluväli

	P_{otto} (MW)	Q_{otto} (MVA _r)	Pienin loistehon otto (MVA _r)	Suurin loistehon otto (MVA _r)	P_{Suosiola} (MW)	Q_{Suosiola} (MVA _r)
Koko kuukausi	22,01	-2,07	-2,72	-1,17	-9,70	1,13
Suurin laskutettu tunti 2018-09-08T00:00:00+03:00	16,93	-2,50	–	–	-9,91	2,19
Suurin laskutettu tunti 2018-09-29T23:00:00+03:00	23,02	-2,50	–	–	-14,92	0,70

Loistehon vaihtelu (taulukko 21) on n. 1,5 MVA_r. Suurin loistehon anto oli identtinen kahden eri tuntina, jolloin Roven raja ilman netotusopimusta ylittyisi 0,02 MVA_r:lla. Kuukauden laskutettava loisenergia olisi 0,16 MVA_rh. Tunneista havaitaan Suosiolan loistehosäädön hyödyllisyys, sillä kahdessa erilaisessa kuormitustilanteessa loistehonannon ylitys saadaan samansuuruiseksi.

Kuten aikaisemmissa kuukausissa, myös lokakuun tuntitehoissa näkyy hajontaa (taulukko 22). Edeltävään kuukauteen verrattuna loistehossa näkyy huomattavasti enemmän hajontaa sekä loisikkunan suurempia ylityksiä. Ylityksiä on yhteensä 170 kpl, joista laskutettavia 120 kpl. Yli 4 MVar antotehotunteja oli 33 kpl, joista kaikissa paitsi kahtena tuntina Suosiola pahensi tilannetta tuottamalla loistehoa. Keskimääräinen Suosiolan loistehon tuotanto näille tunneille oli 1,75 MVar.

Taulukko 22. 2018 lokakuun tuntitehot sekä loistehon vaihteluväli

	P_{otto} (MW)	Q_{otto} (MVar)	Pienin loistehon otto (MVar)	Suurin loistehon otto (MVar)	P_{Suosiola} (MW)	Q_{Suosiola} (MVar)
Koko kuukausi	18,62	-2,39	-5,28	-0,72	-19,61	-1,14
Suurin laskutettu tunti 2018-10-28T23:00:00+02:00	17,43	-3,33	–	–	-27,23	-3,19

Loistehon vaihtelu lokakuussa oli n. 4,60 MVar. Suurin loisikkunan ylitys olisi ollut 0,85 MVar ja laskutettava loisenergia 20,01 MVarh. Kuten taulukon arvoista nähdään, ylitystunnin syynä on ollut Suosiolan loistehon tuotanto.

Aikaisempiin kuukausiin verraten marras- ja joulukuun kuvissa näkyy enemmän hajontaa loistehon kulutuksen puolella. Poikkeavia tunteja ilmenee sekä marras- että joulukuussa. Tarkastelemalla mitattuja tuntidatoja havaittiin Suosiolan kuluttavan enemmän loistehoa kuin on tarpeen. Käytännössä Suosiolan generaattori kulutti loistehoa, jolloin generaattorin häviöt ja polttoainekustannukset kasvoivat sekä pätötehotuotannon kapasiteetti pieni. Lisäksi kyseinen loisteho täytyi siirtää 110 kV:n kaapeleita pitkin Valajaskoskelta Suosiolaan aiheuttaen lisähäviöitä verkossa. Myös loistehon tuotannon puolella näkyvän hajonnan aiheuttajana on Suosiolan generaattori. Näillä tunneilla Valajaskosken loisteho ylitti antorajan, jolloin Suosiolan generaattori pahensi tilannetta tuottamalla loistehoa. Kappaleen tarkastelut vahvistavat kappaleessa 4.3.4 kuvailtuja ongelmia Suosiolan voimalaitoksella.

Taulukko 23. 2018 marras- ja joulukuun tuntitehot sekä loistehon vaihteluväli

	P_{otto} (MW)	Q_{otto} (MVar)	Pienin loistehon otto (MVar)	Suurin loistehon otto (MVar)	P_{Suosiola} (MW)	Q_{Suosiola} (MVar)
Marraskuu	20,12	-1,27	-2,50	0,76	-21,76	-0,96
Joulukuu	10,96	-0,41	-1,62	0,79	-25,20	-1,61

Marraskuussa loistehon vaihtelu oli n. 1,70 MVar ja joulukuussa n. 0,84 MVar (taulukko 23). Loisikkunan ylityksiä tapahtuisi marraskuussa 21 kpl ja joulukuussa 8 kpl, yhteensä laskutettavia ylityksiä olisi 0 kpl.

5.2.3 Vuoden yhteenveto

Vuonna 2018, ilman netotussopimusta, Rovella olisi yhteensä 2219 kpl loistehoikkunan ylityksiä, jotka kaikki ovat loistehon annon puolella. Näistä ylityksistä 1890 kpl olisi ollut laskutettavia. Taulukkoon 24 on kerätty vuoden 2018 loistehoikkunan ylitysten avainarvot sekä niistä koituvat kustannukset.

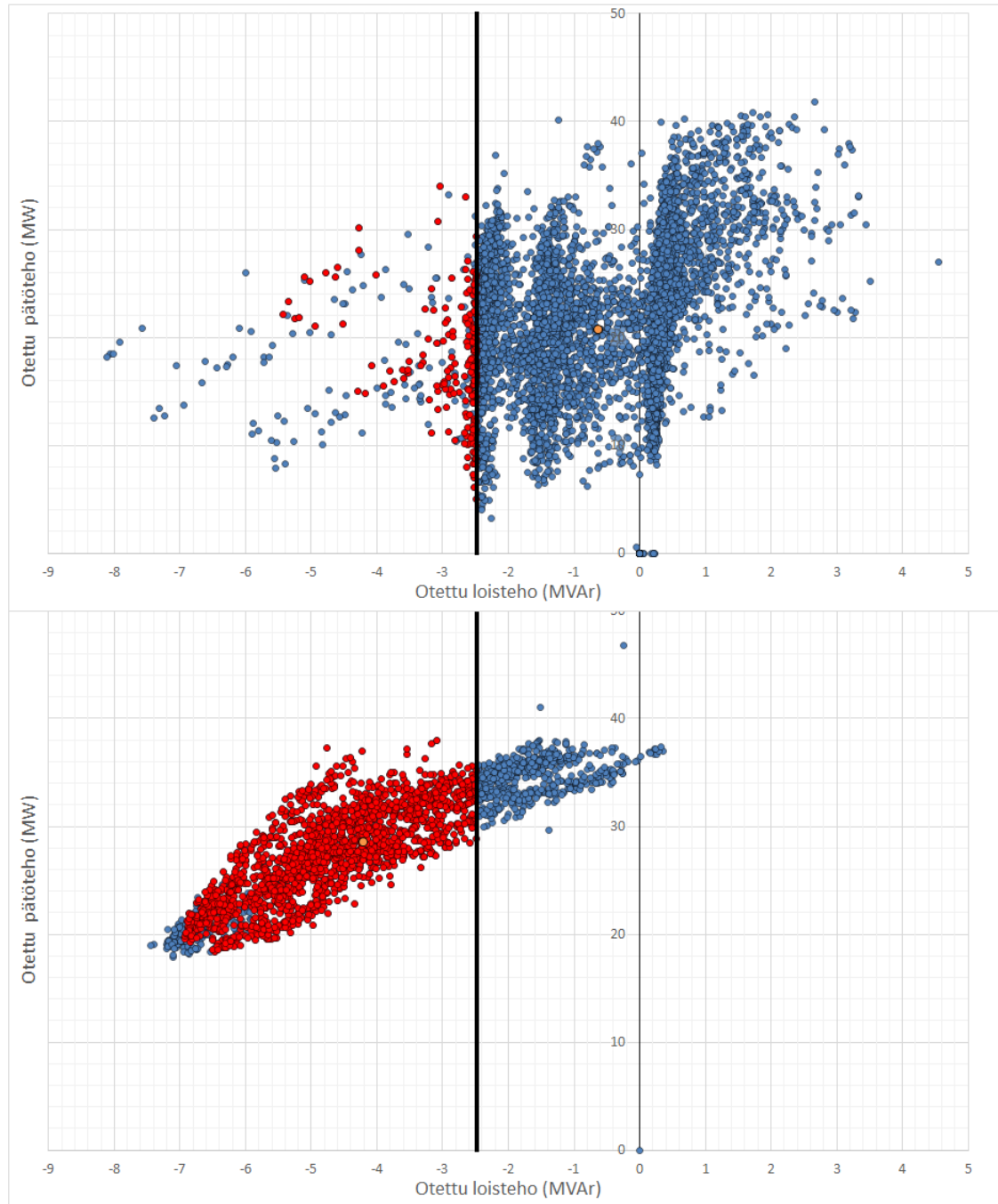
Taulukko 24. Vuoden 2018 loistehoikkunan ylitykset ja kustannukset

	Ylityksiä (kpl)	Laskutettuja ylityksiä (kpl)	Suurin laskutettava ylitys (MVA _r)	Laskutettava loisenergia (MVA _r h)	Loistehomaksu (€)	Loisenergiamaksu (€)	Kustannukset yhteensä (€)	Loistehon vaihteluväli (MVA _r)
Tammikuu	–	–	–	–	–	–	–	0,17 – 2,36
Helmikuu	–	–	–	–	–	–	–	0,19 – 2,41
Maaliskuu	–	–	–	–	–	–	–	-0,32 – 0,97
Huhtikuu	–	–	–	–	–	–	–	-0,77 – 0,52
Toukokuu	415	365	4,00	842,15	2663,33	4210,73	6874,06	-6,72 – 0,41
Kesäkuu	601	551	4,44	1443,76	2958,37	7218,80	10177,17	-7,06 – -1,60
Heinäkuu	557	507	4,02	1010,32	2677,99	5051,60	7729,58	-6,89 – -0,46
Elokuu	381	331	3,38	558,15	2253,75	2790,75	5044,49	-6,35 – -0,32
Syyskuu	66	16	0,02	0,16	11,99	0,82	12,80	-2,72 – -1,17
Lokakuu	170	120	0,85	20,01	563,44	100,05	663,48	-5,28 – -0,72
Marraskuu	21	–	–	–	–	–	–	-2,50 – 0,76
Joulukuu	8	–	–	–	–	–	–	-1,62 – 0,79
Yhteensä	2219	1890	–	–	11128,86	19372,73	30501,59	-7,06 – 2,41

Yhteensä kustannuksia olisi vuodessa kertynyt 30 501,59 € vuoden 2018 Fingridin lois-sähköhinnoilla. Tuntitason loistehon vaihteluväli on vuositasolla -7,06 – 2,41 MVA_r, kun jokaisen kuukauden 20 kpl pienintä ja suurinta loistehotuntia jätetään huomiotta. Loistehon vaihtelu on voimakkainta kesällä, kun Suosiolan voimalaitoksen loistehonsäätö ei ole käytössä. Tällöin myös loistehon annon huiput tapahtuvat, joista suurin on n. 7,06 MVA_r, jolloin loisantoraja ylittyy 4,44 MVA_r:lla.

Lisäksi vuoden 2018 tarkemmassa tarkastelussa havaittiin tunteja, jolloin Suosiola joko jätti säätämättä loistehoa tai säätö loistehoa kokonaan väärään suuntaan. Syitä näihin on aiheellista tutkia tarkemmin, sekä mahdollisen kompensointilaitteiston hankkimisen jälkeen varmistettava, ettei generaattorin loistehosäätö toimi ristiin hankitun kompensoinnin kanssa.

Kuva 15 näkyy tuntitehot vuoden jokaiselle tunnille, jotka ovat eriteltynä kuvassa 17 tunteihin jolloin Suosiola on käytössä ja kun Suosiola on poissa päältä.



Kuva 17. Vuoden 2018 tuntitehot kun Suosiola on ajossa (ylhällä) ja kun Suosiola ei ole ajossa (alhaalla)

Kuvan 17 tuntitehojen loissähköikkunan yritysten määrä on kerättyä taulukkoon 25.

Taulukko 25. Loissähköikkunan ylitystuntien määrä

	Suosiola käytössä	Suosiola ei käytössä
Tunteja (kpl)	6338	2422
Ylityksiä (kpl)	342	1877
Laskutettuja ylityksiä (kpl)	207	1683

Kuten kuvasta 17 ja taulukosta 25 havaitaan, oli vuonna 2018 Suosiolan loistehosäädöllä suuri vaikutus loissähköikkunassa pysymiseen. Suosiola oli vuodesta käytössä 72,4 % tunneista, jolloin loissähköikkunan ylityksistä tapahtui 15,4 % ylitysten kokonaismäärästä. Vaikka Suosiolan käyttökatkos on samaan aikaan kun kesällä verkon kuormitus on normaalia matalampi ja siten loistehon annon kannalta huonoon ajankohtaan, havaittiin toukokuun tarkastelussa ylitystuntien alkavan heti kun Suosiolan generaattori on ajettu alas. Samoin syksyllä ylitysten määrä laski Suosiolan käyttöönoton jälkeen, lukuun ottamatta poikkeustunteja, joilla Suosiolan loistehosäädössä oli ongelmia.

5.3 Roven loisteho ilman Suosiolan loistehosäätöä

Seuraavaksi käsitellään Roven vuoden 2018 tuntitehojen asettumista loissähköikkunaan, kun Suosiolan generaattorin loistehoksi asetetaan 0 MVA. Tarkastelua varten saatiin Suosiolan voimalaitokselta generaattorin tuottamat tuntipäto- ja tuntiloistehot, omakäyttötehot ja nettona 110 kV verkkoon tuotetut tehot. Syynä tarkastelulle on tavoite mitoittaa kompensointilaitteisto siten, että Suosiolan generaattorin ei perustilanteessa tarvitsisi osallistua loistehosäätöön. Nykytilanteessa Rovella on voimassa Suosiolan voimalaitoksen kanssa alueverkkopalvelu hinnasto Suosiolan kanssa, jossa generaattorin loistehosäädöstä maksetaan voimalaitokselle. Lisäksi voimalaitoksen kesäaikaan ajoittuvien käyttökatkojen aikana verkkoyhtiöllä ei ole kykyä kompensoida loistehon tuotantoa.

Suosiolan luovuttaman tuntidatan tarkemmalla tarkastelulla havaittiin luovutettujen tuntitehojen olevan epätarkkoja sekä ristiriidassa keskenään ja Viirinkankaan sähköaseman energiamittarin kanssa. Esimerkiksi voimalaitoksen nettona 110 kV:n verkkoon tuotettu pätoheho oli Suosiolan omien mittausten mukaan pienempää kuin Viirinkankaan sähköasemalle saapunut pätoheho. Lisäksi kun generaattori oli poistettu käytöstä, oli generaattorin mittausten mukaan generaattorin loistehon kulutus 1,5 MVA. Tuntidatan epätarkkuuden syyksi epäiltiin mittalaitteina käytetyt yli 25 vuotta vanhat virtamuuntajat, joiden tarkkuusluokka uutenakaan ei ole suuri. Tästä syystä Suosiolan loistehon tuotantoa päätettiin arvioimaan muiden tietojen perusteella.

Ongelman ratkaisemiseksi tiedossa oli tarkka energiamittaus Viirinkangas – Suosiola 110 kV:n kaapelilla, Viirinkankaan sähköaseman päässä. Lisäksi oli energiamittaus Suosiolan omakäyttökuormalle, sekä satunnaisesti käytössä olevalle pesurille. Suosiolan generaattorille löytyi myös energiamittaus, mutta kyseinen mittalaite tallensi ainoastaan tuntitehot loistehon tuotannolle. Tällöin generaattorin tuottama loisteho oli tarkasti selvillä, mikäli generaattorilla ei kyseisen tunnin aikana kulutettu ollenkaan loistehoa. Jos

saman tunnin aikana loisteho generaattorilla käy sekä kulutuksen että tuotannon puolella, on energiamittauksesta katsottu tuntiloistehon arvo liian suuri. Mittausten ohella oli verkkotietojärjestelmässä tiedot Suosiolan päämuuntajan kilpiarvoille.

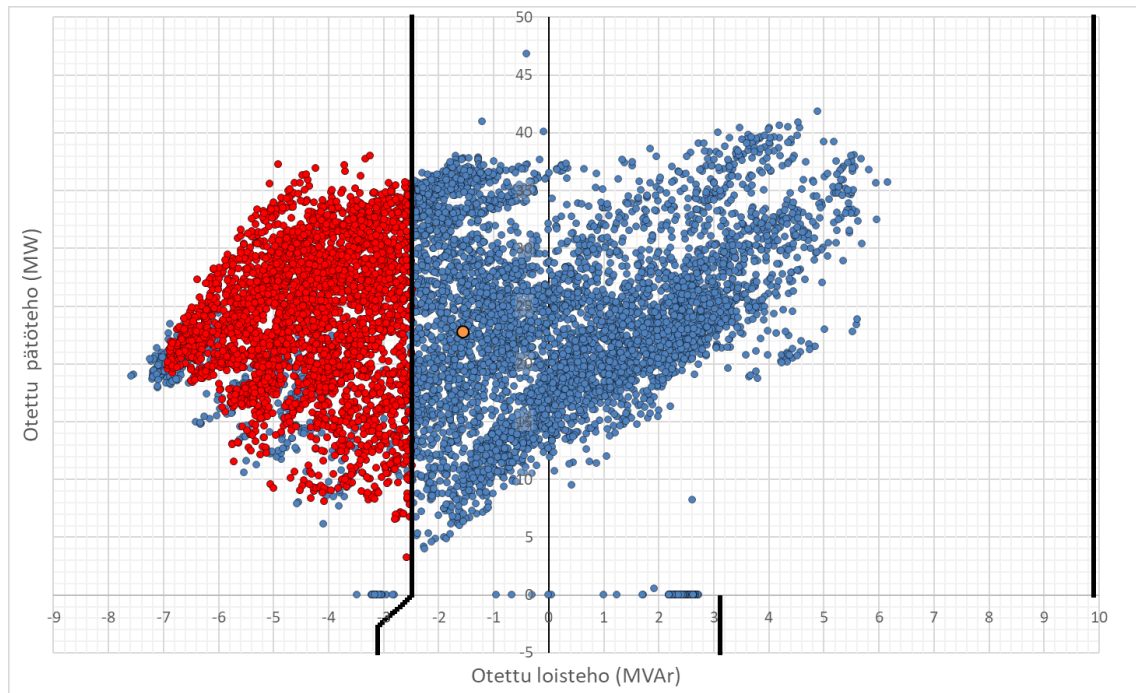
Arvio Suosiolan generaattorin loisteholle muodostettiin tekemällä arvio Viirinkankaan energiamittarin takana olevasta loistehon tuotannosta ja kulutuksesta tiedossa olevien mittausten avulla. Viirinkankaan sähköasemalla mitattuun arvoon lisättiin Viirinkangas – Suosiola välin 110 kV kaapelin loistehon tuotanto. Laskentajännitteeksi asetettiin 117 kV, jonka katsottiin edustavan hyvin vuoden keskiarvoa. Johtimen virta laskettiin Viirinkankaan energiamittarin pätö- ja loistehon perusteella sekä valitulla laskentajännitteellä. Tämän jälkeen loistehotase kaapelille laskettiin jokaiselle käyttötunnille kaavalla 7. Seuraavaksi mitatusta arvosta vähennetään Suosiolan päämuuntajan kuluttama loisteho, kaavalla 17 käyttämällä taulukon 26 arvoja. Virtana käytetään edellä laskettua 110 kV kaapelin virtaa. Lopuksi mittauksesta vähennetään tiedossa olevat omakäyttökuormat.

Taulukko 26. *Suosiolan päämuuntajan sähkötekniset arvot*

Tunnus	AT01
Käyttöönottovuosi	1972
Nimellisteho	40 MVA
Muuntosuhde	115/10,5 kV
Tyhjäkäyntihäviöt	23,0 kW
Näennäistehohäviöt	64,0 kVA
Kuormitushäviöt	168 kW
Keskioikosulkuresistanssi	0,42 %
Keskioikosulkuimpedanssi	12,0 %

Virhettä arvioon syntyy vaihtuvasta jännitteestä, joka muuttaa Suosiolan kaapelin loistehotuotantoa. Samalla muuttuu kaapelissa kulkeva virta, jolloin muuntajan loistehon kulutus muuttuu. Suosiolan muut loistehokuormat arvioitiin merkityksättömän pieniksi tiedossa olevien kuormien rinnalla. Arvion todenmukaisuutta tarkasteltiin vertaamalla energiamittarilla mitattuja suuria generaattorin loistehotuotanto tunteja arvion perusteella luotuihin generaattorin tuntitehoihin. Ero vuonna 2015 tunneille, jotka energiamittauksen perusteella ylittivät 1,1 MVAr loistehotuotantoa oli keskimäärin 1,06 %.

Kun arvio generaattorin loisteholle on tehty, vuodelle 2018 muodostettiin uudet tuntipätö- ja -loistehot. Tämä tapahtui huomioimalla generaattorin loisteho Valajaskosken liittymispisteessä mitatussa loistehossa. Jos generaattori kulutti loistehoa, vähennettiin generaattorin loisteho mitatusta arvosta. Vastaavasti jos generaattori tuotti loistehoa, lisättiin se mitattuun arvoon. Generaattorin tuottamalle ja kuluttamalle loisteholle asetettiin rajaksi 6 MVAr, jotta suurimmat virhesäädöt jäisivät huomiotta. Uusi pistepilvi on piirrettyynä kuvaan 18. Pistepilvessä x-akselilla näkyvät 0 MW tuntitehot johtuvat vuoden 2018 joulukuusta, jolloin pätötehon otto oli Valajaskosken sijaan Carunan liittymispisteessä.



Kuva 18. Vuoden 2018 Valajaskosken liittymispisteen pätö- ja loistuntehot, kun Suosiolan loistehosäätö on vähennetty

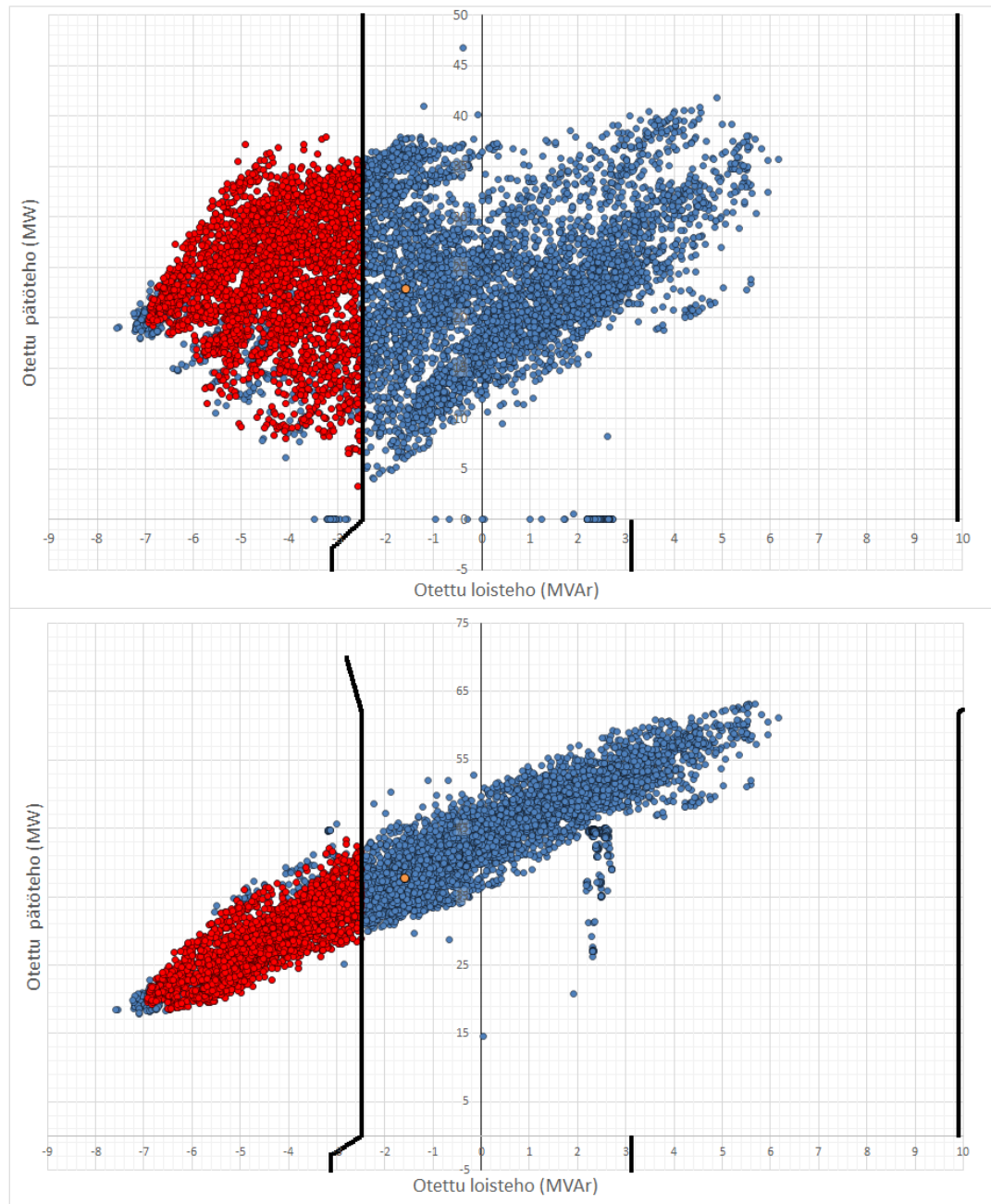
Kun kuvia 15 ja 18 verrataan, havaitaan kuvan 18 pistepilven asettuvan selkeämmin samalle alueelle. Kuvan 18 pistepilvessä on kaksi aavistuksen toisistaan erottuvaa parvea. Ylävasemmalla sijaitseva parvi on käyttötunneilta, jolloin Suosiolan generaattori on kokonaan poissa käytöstä. Tällöin Suosiolan 110 kV:n kaapeli on kytkettynä irti Viirinkankaan sähköasemalta, sekä Suosiolan omakäyttöloisteho on matala. Tämän takia parvi sijaitsee enemmän vasemmalla, sillä Suosiolan koko voimalaitoksen loistehon peruskulutusta ei ole. Lisäksi Suosiolan tuottama pätöteho on 0 MW, jolloin kantaverkosta otettu teho kasvaa ja parvi nousee muita käyttötunteja korkeammalle. Taulukkoon 27 koottiin vuoden 2018 avainarvot, vuoden vaihteluvälissä 40 suurinta ja pienintä loistehoa jätettiin huomiotta.

Taulukko 27. Vuoden 2018 loistehoikkunan ylitykset ja kustannukset ilman Suosiolan loistehosäätöä

	Ylityk- siä (kpl)	Lasku- tettuja ylityk- siä (kpl)	Suurin lasku- tettava ylitys (MVA _r)	Laskutet- tava loisenergia (MVA _r h)	Loisteho- maksu (€)	Loisener- gia maksu (€)	Kustan- nukset yh- teensä (€)	Loistehon vaihteluväli (MVA _r)
Tammikuu	–	–	–	–	–	–	–	-2,03 – 5,28
Helmikuu	10	–	–	–	–	–	–	-2,23 – 5,25
Maaliskuu	62	12	0,84	4,01	836,31	20,05	856,35	-4,06 – 3,06
Huhtikuu	353	303	1,90	249,13	1899,07	1245,64	3144,71	-4,79 – 1,11
Toukokuu	561	511	4,01	1087,65	4010,00	5438,24	9448,24	-6,72 – -0,54
Kesäkuu	601	551	4,44	1443,76	4442,00	7218,80	11 660,80	-7,06 – -1,60
Heinäkuu	557	507	4,02	1013,78	4021,00	5068,91	9089,91	-6,89 – -0,46
Elokuu	566	516	3,52	1029,82	3521,99	5149,10	8671,08	-6,42 – -0,76
Syyskuu	474	424	2,90	674,91	2896,94	3374,53	6271,46	-5,54 – 0,01
Lokakuu	227	177	1,99	176,50	1989,24	882,50	2871,74	-4,91 – 2,43
Marraskuu	146	96	1,44	72,07	1438,06	360,37	1798,43	-4,33 – 4,31
Joulukuu	23	–	–	–	–	–	–	-3,14 – 3,39
Yhteensä	3580	3097	–	5751,63	25 054,60	28 758,13	53 812,73	-7,05 – 5,30

Kustannukset olisivat olleet n. 23 300 € korkeammat verrattuna taulukossa 24 näkyviin kustannuksiin, ja ylitysten määrä kasvaisi 2219:ta 3580:een. Loistehon vaihteluväli vuositasolla pysyy loistehoannon puolella liki samana, mutta loistehon otossa näkyy n. 1,8 MVA_r kasvu. Kasvu ajoittuu alkuvuoden kuukausille, jolloin koko verkon kuormitusaste on korkea ja Suosiolan generaattorilla on tuotettu loistehoa. Kuukausitasolla (verrattuna taulukkoon 24) loistehon anto on suurempaa kuukausina, joilla Suosiolan generaattori on käytössä, paitsi lokakuussa, jolloin Suosiolan generaattorilla oli ongelmia loistehosäädössä. Loistehon otto on myöskin suurempaa jokaisena kuukautena, kun generaattori on ollut käytössä.

Koska loistehon kulutus on riippuvainen verkon kuormituksesta, tarkasteltiin edellä luodun skenaarion todenmukaisuutta piirtämällä vuoden 2018 tuntitehot koko alueen kuormituksen perusteella, eikä Valajaskoskelta otetun pätötehon perusteella. Tulos on kuvassa 19.



Kuva 19. Vuoden 2018 tuntitehot Suosiolan loistehosäädön kanssa (ylhällä) ja ilman Suosiolan loistehosäätöä (alhaalla) koko alueen kulutuksella

Kuten kuvasta 19 havaitaan, asettuvat alemman piirroksen tuntitehot selkeämmin yhtenevälle alueelle. Matalan kuormituksen aikana tuntitehot ylittävät loisantorajan useimmin ja kuormituksen kasvaessa loisteho siirtyy kulutuksen puolelle. Massakeskipiste pistepilvellä on liikkunut x-akselilla ylemmän kuvan -1,61 MVar:sta alemman kuvan -1,57 MVar:iin. Luotu skenaario vaikuttaa kuvan 19 ja taulukon 27 perusteella järkevältä.

Alemmassa kuvassa näkyy edelleen yksittäisiä poikkeustunteja. Kyseiset tunnit tapahtuvat, kun Suosiolan loisteho on jostain syystä ollut hyvin paljon tuotannon tai kulutuksen puolella, vaikka tarvetta niin suurelle loisteholle ei olisi. Näillä tunneilla skenaario saa

vääristyneen kuvan, sillä generaattori on itse aiheuttanut erityisen suuren loistehotarpeen muutoksen. Lisäksi joulukuun poikkeustilanne 110 kV verkossa aiheuttaa muutamia parvesta eriäviä tuntitehoja. Poikkeustunteja on kuitenkin vähän, eivätkä ne vaikuta merkittävästi vuoden tuloksiin.

5.4 Kehitys vuosina 2015 – 2018

Seuraavaksi verrataan loisikkunan kustannusten muutosta vuosina 2015 – 2018 vuoden 2019 hinnoilla, kun Suosiolan loistehonsäätö on suodatettu pois. Taulukosta 28 nähdään kokonaiskustannusten pysyneen vuosina 2016 ja 2017 liki samana, mutta muutos 2015 – 2016 on n. 8100 € ja 2017 – 2018 on n. 9700 €. Ylitysten määrä on puolestaan kasvanut n. 200 kpl määrällä per vuosi, ja vuosien 2017 ja 2018 välillä kasvu oli n. 250 kpl. Osasyynä vuosien väliseen vaihteluun on Suosiolan voimalaitoksen käyttökatkosten pituus, joka oli pisimmillään 2422 tuntia, vuonna 2018. Vuosina 2015, 2016 ja 2017 käyttökatkokset kestivät 1854, 2001 ja 1996 tuntia. Taulukkoon on merkitty Suosiolan loistehon koko vuoden keskiarvo ja sulkeisiin keskiarvo tunneille joilla Suosiola on ollut ajossa.

Taulukko 28. Vuosien 2015 – 2018 loistehoikkunan ylitykset ja kustannukset vuoden 2019 hinnoilla ja ilman Suosiolan loistehosäätöä (*yli 9 MVar säädöt huomiotta)

Vuosi	2015	2016	2017	2018
Ylityksiä (kpl)	2910	3103	3323	3580
Laskutettavia ylityksiä (kpl)	2429	2643	2807	3097
Tehomaksu (€)	17 381,96	20 820,02	20 703,84	25 054,60
Energiamaksu (€)	18 266,47	22 966,22	23 392,58	28 758,13
Laskutettavaa yhteensä (€)	35 648,43	43 786,25	44 096,42	53 812,73
Loistehon vaihteluväli (MVar)	-6,06 – 4,56	-6,42 – 6,40	-7,07 – 5,92*	-7,05 – 5,30
Suo_Q (MVar)	-0,24 (-0,28)	-0,38 (-0,43)	0,84 (0,88)	-0,04 (-0,05)
Suo_Q_vaihtelu (MVar)	-0,92 – 0,15	-1,69 – 0,15	-3,46 – 4,83*	-4,25 – 4,11
Suo_Q (MVarh)	-2141,65 / 79,95	-3385,24 / 68,01	-1717,69 / 9074,07	-6255,63 / 5920,91

Loistehon vaihteluväli on loistehon annon osalta kasvanut vuoteen 2017 asti. Loistehon otossa ei ole selvää trendiä, vaan se on vaihdellut 5 MVar:n molemmin puolin. Loistehon oton vaihteluun vaikuttaa generaattorin loistehosäätö, mutta antoon ei, sillä pahimmat antotunnit jokaisena vuotena tapahtuvat, kun Suosiola on irti verkosta. Loistehon annon kasvu vuodesta 2015 vuoteen 2018 on odotettua, sillä verkkoon lisätään joka vuosi keskiarvotason maakaapelia.

Vuodet 2015 ja 2016 eroavat vuosista myös 2017 ja 2018 Suosiolan loistehonsäädössä. Generaattorin kuluttama loisteho kasvaa vuoden 2017 jälkeen, sekä kulutetun loistehon

huippu nousee n. 0,2 MVar:sta n. 4,5 MVar:iin. Tämä johtuu vuonna 2017 voimaantulleesta Fingridin loissähkön laskutuksesta, jolloin Suosiolan voimalaitosta alettiin käyttämään aktiivisemmin loisantohuippujen pienentämiseksi. Vaikka loistehosäädön käyttö kasvoi huomattavasti vuonna 2017, niin vuoden kustannukset taulukon skenaarioissa (ilman Suosiolan loistehosäätöä) eivät muuttuneet merkittävästi. Tästä voidaan todeta Suosiolan loistehosäädön suodattamisen pois Valajaskosken liittymispisteen mittauksista pitävän riittävän hyvin paikkaansa.

Vuosien välistä muutosta tarkasteltaessa on muistettava, että loistehoon vaikuttaa myös koko sähköverkon kuormitustilanne sekä asiakkaiden sähkönkulutuksen luonne. Jos Suosiola on poissa käytöstä ja kantaverkon jännite on poikkeuksellisen korkea kasvaa kaapeleiden tuottama loisteho merkittävästi. Esimerkiksi loistehon tuotanto pelkästään 110 kV kaapeleilla kasvaa 0,33 MVar, jos jännite vuosien välillä vaihtuu 117 kV:sta 119 kV:iin. Tällöin vaihtelu vuosien kesäkuukausien välillä voi olla huomattavaa. Lisäksi asiakkaiden muuntamoille asennettujen kompensointikondensaattoreiden kapasiteetti on kesän 2019 tarkastusten perusteella yhteensä n. 10,5 MVar, jolloin muutos asiakkaiden kompensoinnin käytössä lisää vaihtelua eri vuosien välille.

5.5 Loissähkön netotussopimus

Rovaniemen Verkko Oy:llä on vuodesta 2017 alkaen ollut netotussopimus Valajaskosken liittymispisteessä Caruna Oy:n, Rovakaira Oy:n ja Kemijoki Oy:n kanssa. Tässä alakappaleessa tarkastellaan Roven netotussopimuksen vuosina 2017 ja 2018 toteutunutta loissähkölaskutusta.

5.5.1 Osapuolten kuvaus

Rovakaira Oy:n liittymispisteeseen liittyvän verkon osa on pääosin maaseutuverkkoa, joka on avojohtoa. Vuosina 2017 ja 2018 Rovakairan kuluttaman loistehon vaihteluväli oli 0,1 – 1 MVar ja keskiarvo 0,3 MVar. Rovakairalta saatujen tietojen mukaan alueen verkossa ja loistehon kulutuksessa ei tule tapahtumaan muutoksia 2020-luvulla. 2030-luvulla Rovakaira mahdollisesti liittää liittymispisteeseensä verkkoa, joka tuottaa loistehoa n. 0 – 1 MVar. Lisättävään verkkoon on tällä hetkellä kytkettynä automaattisäätöinen reaktori, jonka nimellisteho on n. 3,5 MVar. Netotussopimuksen osalta hyötyä reaktorista ei tule olemaan, sillä reaktoria käytetään jo nykytilanteessa nimellistehollaan.

Kemijoki Oy on puhdas tuotantopiste, jonka yhteenlaskettu tuotantolaitosten teho oli vuonna 2018 96 MW. Koska Kemijoki Oy:n voimalaitokset osallistuvat tarvittaessa kan-

taverkon jännitteensäätöön, voi yksittäisten tuntien loisteho vaihdella rajusti. Tämän seurauksena Kuva 20 on muutamia poikkeavia tunteja. Kuitenkin, kappaleen 2.3.3 mukaisesti, jännitteensäätöön tarvittuja poikkeustunteja ei laskuteta. Keskiarvo kulutetulle loisteholle vuonna 2017 oli 2,8 MVAR, mutta vaihteluväli oli -13,2 MVAR – 10,8 MVAR.

Caruna Oy:n verkkoon kuuluu harvoin käytössä olevat Rovakairan ja Roven varasyötöyhteydet sekä aktiivisessa käytössä oleva 13 MW tuotantoa, joka Kemijoki Oy:n voimalaitosten tavoin tarvittaessa tukee kantaverkon jännitettä. Vuonna 2017 Carunan loistehon kulutuksen keskiarvo oli -1,84 MVAR ja vaihteluväli -11,57 – 0,76 MVAR. Muutoksia Carunan verkkoon on mahdollisesti Oikaraiseen tuleva Kemijoki Oy:n n. 44 MW tuotantolaitos. Voimalaitoksen osalta lupahakemukset ovat vielä kesken, sillä voimalaitoksen koneaseman ja luokkuaseman rakennusluvut on evätty hallinto-oikeuden päätöksellä vuoden 2019 maaliskuussa. Voimalaitoshanke on ollut jo vuosia käynnissä ja vastustuksen kohteena, jolloin tuotantolaitoksen käyttöönoton vaikutuksia loissähköikkunaan ei oteta huomioon.

Nykyisellään netotussopimuksessa Rove on pyrkinyt Suosiolan voimalaitoksen avulla pysymään pelkästään oman loissähköikkunansa (Kuva 15) sisällä, eikä liittymispisteen summaloistehoa ole huomioitu. Näin tehdään koska netotussopimuksen nykyinen rakenne rankaisee yhtiöitä, jotka eivät pysy oman loissähköikkunansa sisällä. Käytännössä tämä voi johtaa tilanteeseen, jossa Rove joutuu kompensoimaan omaa loistehoaan, vaikka loisteho liittymispisteessä (ilman Roven kompensointia) olisi netotettuna yhteisen loissähköikkunan sisällä. Seuraavassa alakappaleessa tarkastellaan netotussopimuksen hyödynjaon laskentaa tarkemmin.

5.5.2 Hyödynjaon laskenta

Netotussopimuksen osapuolet sopivat keskenään, miten netotuksesta saatu hyöty määritellään sekä miten saatu hyöty jaetaan osapuolten kesken. Tässä käydään läpi Roven sopimuksen hyödynjako kuvitteellisilla arvoilla, jotka kuitenkin kuvaavat hyödynjakoa nykyisessä sopimuksessa. Taulukkoon 29 on koottu hyödynjakoon vaikuttavat arvot sekä oletetaan netotetun Valajaskosken loissähköikkunan ylitysten maksujen olevan 2 000 €. Erillismaksuilla tarkoitetaan maksuja, jotka yhtiöille tulisi ilman netotussopimukseen kulumista.

Taulukko 29. *Esimerkkilasku hyödynjaosta*

Yhtiö	Erillismaksu (€)	Ylitykset (MVA _{rh})	Loissähköikkunan kasvatus (%)	Hyöty (€)	Kustannukset (€)
A	10 000	1500	–	6000	4000
B	0	0	12,5 %	1750	-1750
Rove	20 000	2000	–	8000	12 000
C	0	0	87,5 %	12 250	-12 250
Yhteensä	30 000	3500	100 %	28 000	2000

Netotussopimuksella saatu hyöty on erillismaksujen summasta (30 000 €) vähennetty netotussopimuksen ylitysten kustannukset (2 000 €), eli 28 000 €. Hyödyn on sovittu jaettavan tasan oman loissähköikkunansa ylittävien ja omassa loissähköikkunassa pysyvien kesken. Taulukon 29 tilanteessa yhtiöt A ja Rove ylittivät oman loissähköikkunan. Tällöin yhtiöiden A ja Roven yhteenlaskettu hyöty on 14 000 € ja B:n ja C:n myös 14 000 €. Loissähköikkunan ylittävien kesken hyöty jaetaan ylitysen energioiden suhteessa. Tällöin yhtiön A saama hyöty on $\frac{1500 \text{ MVA}_{rh}}{3500 \text{ MVA}_{rh}} * 14\,000 \text{ €} = 6000 \text{ €}$, joten Roven hyödyksi jää 8000 €.

Loissähköikkunassa pysyvien kesken hyöty jaetaan siinä suhteessa, miten yhtiöt muuttavat netotetun Valajaskosken loissähköikkunaa. Loissähköikkunan ylittäneiden osuutta ikkunan kasvatukseseen ei huomioida. Ikkunan muutokselle annetaan seuraavat painoarvot: Q_D 25 %, Q_{D1} 25 % ja Q_G 50 %. Jos yhtiö B kasvattaa ikkunaa Q_D 1 MVA_{rh}, Q_{D1} -0,25 MVA_{rh} ja Q_G 0 MVA_{rh}, sekä yhtiö C Q_D 3 MVA_{rh}, Q_{D1} -0,75 MVA_{rh} ja Q_G 10 MVA_{rh} jakaantuu hyödyistä yhtiölle B 12,5 % ja yhtiölle C 87,5 %.

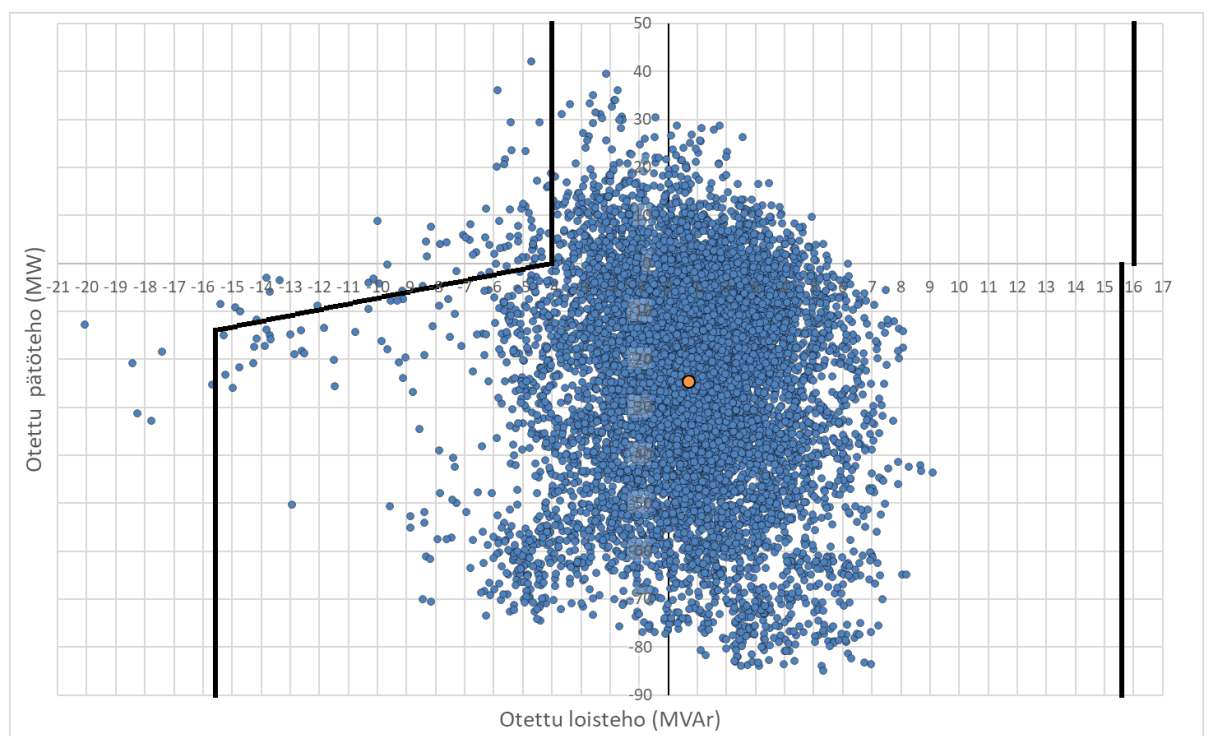
Lopuksi kunkin yhtiön erillismaksusta vähennetään saatu hyöty. Taulukko 29 tilanteessa yhtiöt A maksaa 4000 € (ilman netotusta 10 000 €) ja Rove 12 000 € (ilman netotusta 20 000 €). Yhtiöt B ja C puolestaan saavat loissähköikkunan ylittäjiltä maksuina 1750 € (ilman netotusta 0 €) ja 12 250 € (ilman netotusta 0 €). Näiden lisäksi kustannuksia aiheutuu vuosittain Rovelle, Carunalle ja Rovakairalle 500 € Kemijoki Oy:n perimästä netotussopimuksen käsittelymaksuista.

Hyödynjaossa ylittäjäosapuolten kesken pelkän ylitysen energian käyttäminen ei kuvaa kustannusten todellista jakaantumista. Toinen ylittäjistä voi ylittää loissähköikkunansa usein, mutta matalalla teholla. Tällöin tehomaksukomponentti on erillislaskussa pieni ja energian osuus voi olla suuri, sillä vuoden 2019 hinnastolla on hinta ylittävälle teholle 1000 €/MVA_{rh} ja 5 €/MVA_{rh} ylitysen energialle. Esimerkiksi jos ero ikkunan ylitysten tehoilla on kuukausittain 1 MVA_{rh} on ero erillismaksussa 12 000 €. Tällöin hyödynjaon prosentti-

osuuksien määrittämiseen olisi mielekkäämpää käyttää suoraan erillismaksujen suhdetta. Hyödynjaon osalta tulisi netotussopimusten osapuolten pohtia onko nykyinen sopimus oikeudenmukainen vai tulisiko sitä tarkastella uudelleen.

5.5.3 Vuodet 2017 ja 2018 netotussopimuksella

Vuoden 2017 netotetun Valajaskosken loisikkunassa (kuva 20) ei tapahtunut ollenkaan laskutettuja ylityksiä. Yhteensä ikkunan ylityksiä oli 85 kpl, suurimman ylityksen loisteho oli -20,05 MVar jolloin raja ylittyi 5,5 MVar. Kaikki loissähköikkunan ylitykset tapahtuivat loistehon annolla. Pistepilviparvelle laskettu massakeskipiste on kohdassa (0,68 MVar, -24,65 MW).

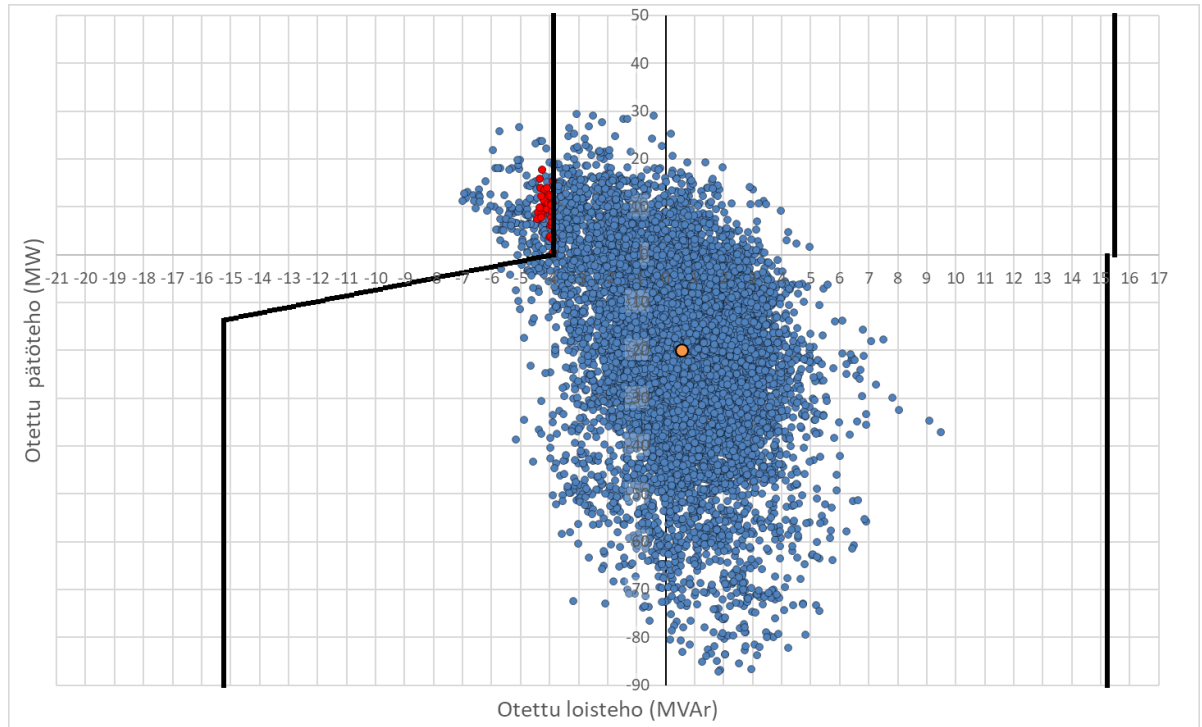


Kuva 20. Vuoden 2017 netotussopimuksen tuntitehot

Vaihteluväli loistehon kulutukselle oli -9,84 MVar – 7,15 MVar, kun 40 suurinta ja pienintä tuntia jätetään huomiotta. Kun 40 suurinta loistehon kulutustuntia jätetään huomiotta, on suurimman ottotunnin ja ottorajan välillä n. 8,4 MVar tilaa Roven kompensoinnille. Koska sallittuja ylityksiä on 50 kpl per kuukausi ja vuonna 2017 osaan tunteihin käytettiin Suosiolan kompensointia, on kompensointilaitteen nimellisteholle todellisuudessa enemmän tilaa. Kompensointilaitteen nimellistehoa voidaan kasvattaa edelleen, mikäli liittymispisteen netotetusta loistehosta saadaan mittaustieto. Tämän perusteella Roven kompensointilaitteen tehoa voidaan ohjata, jotta netotettu Valajaskoski pysyy loissähköikkunan sisällä. Toisaalta, netotussopimuksen luonteen vuoksi, Roven kannattaa

ensisijaisesti varmistaa oman loissähköikkunansa sisällä pysyminen, jotta verkkoyhtiö välttyy omien erillismaksujen syntymiseltä.

Vuoden 2018 tuntitehot ovat kuvassa 21. Kyseisenä vuonna ylityksiä tapahtui yhteensä 183 kpl, joista laskutettuja oli 35 kpl. Suurin laskutettu ylitys oli teholtaan -4,40 MVA_r, jolloin ikkunan ylitys oli 0,53 MVA_r.



Kuva 21. Vuoden 2018 netotussopimuksen tuntitehot

Loistehon vaihteluväli oli -5,33 – 5,74 MVA_r, kun 40 suurinta ja pienintä tuntitehoa jätetään huomiotta. Vuoden 2018 vaihteluvälin perusteella etäisyys ottorajaan on n. 9,5 MVA_r, jolloin tilaa Roven kompensoinnille on vuoden 2017 tavoin runsaasti. Massakeskipiste pistepilviparvelle on kohdassa (0,55 MVA_r, -19,88 MW). Massakeskipisteiden perusteella molemmat vuodet ovat olleet suhteellisen lähellä toisiaan. Ero loistehonkulutuksessa on 0,13 MVA_r ja pätötehossa 4,77 MW. Ottaen huomioon molempien vuosien tehojen vaihteluvälin (pätötehossa n. -90 – 30 MW) voidaan muutosten olettaa johtuvan vuosittaisesta vaihtelusta. Varsinkin koska liittyjiä netotussopimuksessa on monta ja Kemijoki Oy:n pätöteho tuotanto riippuu vuoden vesitilanteesta sekä loisteho jännitesäädön tarpeesta ei vuosien 2017 ja 2018 vaihtelu ole merkittävää.

Taulukkoon 30 on koottu vuoden 2017 ja 2018 netotussopimuksen kustannukset. Lisäksi tulosten vertailukelpoisuuden ja tulevaisuuden kustannusten arvioinnin vuoksi laskettiin

molempien vuosien kustannukset vuoden 2019 hinnastolla. Vuotena 2017 netotetun Valajaskosken maksut olivat 0 € ja vuotena 2018 446,98 €, vuoden 2019 hinnoilla vastaavasti 0 € ja 652,40 €. Kuten taulukosta 30 nähdään, vuosina 2017 ja 2018 netotussopimuksesta saatu rahallinen hyöty Rovelle oli yhteensä noin 24 000 €.

Taulukko 30. *Roven netotussopimuksesta saama hyöty ja kustannukset vuosille 2017 ja 2018*

Vuosi	2017	2018	2017 (2019 hinnasto)	2018 (2019 hinnasto)
Netotussopimuksen kokonaishyöty (€)	46 012,95	61 604,36	74 060,84	73 406,7
Toisen ylittäjän laskutetut ylitykset (kpl*/MVArh)	2471*	3747	3400	3747
Roven laskutetut ylitykset (kpl*/MVArh)	1396*	3875	3003	3875
Roven erillismaksu (€)	19 378,40	30 501,59	28 119,44	36 082,73
Roven hyöty (€)	8305,41	15 659,73	17 367,23	18 659,86
Roven kustannukset (€)	11 072,99	14 841,86	10 752,21	17 422,86

Vuoden 2017 netotussopimuksessa käytettiin hyödynjaossa osapuolten omien loissähköikkunoiden laskutettujen ylitysten lukumäärää, mutta vuoden 2018 sopimuksessa käytettiin laskutettavaa ylitysenergiaa. Koska vuodelle 2017 oli kaikkien netotussopimusten osapuolten tuntidatat, saatiin vuosi 2017 laskettua Excel-työkalulla suoraan vuoden 2019 hinnastolla. Lisäksi käytettiin hyödynjaossa ylitysenergiaa, kuten vuoden 2018 laskussa. Vuodelle 2018 oli saatavilla ainoastaan muiden osapuolten ylitysenergiat sekä erilliskustannukset, jotka kuitenkin mahdollistivat toisten osapuolten erilliskustannusten laskun uudella hinnastolla.

Vuoden 2019 hinnoilla nähdään Roven erillismaksujen kasvaneen vuodesta 2017 vuodelle 2018 28,3 %, syitä tähän on käsitelty aiemmin tässä luvussa. Kokonaishyöty netotussopimuksen kaikille osapuolille pienenisi 0,9 % ja netotettu hyöty Rovelle kasvaisi 7,4 % edellisvuoteen verrattuna. Roven vuosikustannukset kasvaisivat kuitenkin 62,0 %. Kustannukset Rovelle kasvavat voimakkaasti, sillä jaettavan kokonaishyödyn määrä pysyy vuosien välillä likimain samana, kun Roven erilliskustannukset kasvavat. Samalla vuoden 2017 loissähköikkunan ylittäjien hyödystä Rovelle jaettiin 46,9 % ja vuonna 2018 50,8 %. Kuten nähdään, netotussopimuksen hyöty Rovelle riippuu voimakkaasti toisten osapuolten käyttäytymisestä omassa loissähköikkunassaan.

6. LOISTEHON KOMPENSOINNIN TOTEUTTAMINEN ROVANIEMEN VERKKO OY:SSÄ

Luvussa 3 läpikäydyistä kompensointitavoista valittiin loistehon kompensointilaitteeksi reaktori. Tässä luvussa perustellaan laitevalintaa, esitellään kustannuslaskennassa käytetyt parametrit ja suoritetaan kustannusanalyysi eritehoisille käämi- ja väliottokytkimellisille reaktoreille.

6.1 Kompensointitapa

Suosiolan voimalaitoksen käyttöä loistehon kompensointiin on Rovaniemen Verkko Oy:llä tarkasteltu aikaisemmin, kun kondensaattoriparistoja hankittiin verkkoyhtiölle loistehon tuotantoon. Koska generaattorilla tuotettu loisteho lisää polttoainekustannuksia ja häviöitä, todettiin kustannustehokkaimman ratkaisun olevan erillisten kompensointilaitteiden hankkiminen. [39] Suosiolan loistehosäätö on luvun 5 perusteella ajoittain toiminut huonosti, jolloin myös yksinkertaisin ratkaisu on erillisen pelkästään kompensointiin tarkoitetun laitteiston hankkiminen. Myöskin kesäaikaan, kun loissähköikkunan ylitykset ovat pahimmillaan, on Suosiolan voimalaitos poissa käytöstä. Tällöin loistehokompensointiin ei ole keinoja. Näistä syistä tutkimuksen kohteeksi otettiin reaktoreiden käyttö loistehon kompensointiin.

Loistehon kompensointi voidaan toteuttaa joko hajautetusti tai keskitetysti. Tässä työssä päädyttiin tarkastelemaan sähköasemille sijoitettavaa keskitettyä kompensointiratkaisua. Pääsyyinä keskitetylle kompensoinnille on kompensointitarpeen vähyyys keskijänniteverkon puolella. Vaikkakin verkkoyhtiön keskijänniteverkon maakaapelointiaste on n. 90 %, on kaapeleiden loistehon tuotanto 10,2 kV käyttöjännitteellä suhteellisen matala (kuva 3). Jos oletetaan koko KJ-maakaapeliverkon olevan jatkossa jakeluverkkoon lisätävää maakaapelilajia (AHXAMK-W 3x240Al+35Cu 10 kV), on KJ-verkon loistehon tuotanto tyhjäkäynnillä n. 2,7 MVar, vastaava luku Roven maakaapeloidulle alueverkolle on n. 9,5 MVar. Tämän seurauksena suurin osa sähköverkon loistehon tuotannosta tulee 110 kV:n verkosta. Asiakkaiden sekä muiden KJ-verkon komponenttien, kuten muuntajien, nykyinen loistehonkulutus riittää pääsääntöisesti kumoamaan KJ-kaapeleiden tuottaman loistehon. Keskijänniteverkkoon jakelumuuntajien yhteyteen hajautettu kompensointi lisäisi kaapeleilla siirrettävää loistehoa aiheuttaen ylimääräisiä siirtohäviöitä. Myös vuotuisen loistehovaihtelun ollessa suurta (kuva 19) tulisi hajautetuille yksiköille toteuttaa

tapa säätää loistehon kulutusta tarpeen mukaan. Lisäksi hinta kompensointitehoa kohden (€/MVA_r) olisi suurempi hajautetussa ratkaisussa.

Seuraavana vaihtoehtona on hajauttaa kompensointi useammalle kuin yhdelle sähköasemalle. Seuraavien kappaleiden kustannusarvioiden ja nykytilanteen perusteella päädyttiin hankkimaan yksi reaktoriyksikkö, jonka nimellisteho riittää nykytilanteen ja seuraavien 25 vuoden ajan kompensoimaan loissähköylitykset. Kustannukset kasvavat nopeasti useamman yksikön hankinnassa, mutta yhden yksikön nimellistehon kasvattaminen ei tuo merkittävästi lisää kustannuksia. Yhdeltä reaktorin toimittajalta saadun alustavan kustannusarvion mukaan kustannusten kasvu teholtaan 4 MVA_r reaktorista 8 MVA_r reaktoriin oli vain 21,6 %. Loistehotarpeen muuttuessa voidaan tulevaisuudessa tarkastella toisen yksikön hankkimista eri sähköasemalle.

Kompensointilaitteen tarkasteluksi valittiin keskijänniteverkkoon asennettava reaktori. Edellä mainittujen syiden lisäksi reaktorivalintaa keskijänniteverkon puolelle puoltaa Energiavirastolta löytyvät yksikköhinnat, jolloin verkkoyhtiön taloudellinen hyöty investoinnista on suurempi. Lisäksi keskijännitepuolella on sähköasemilla vapaita lähtöjä ja katkaisijoita turhiksi käyneiden kompensointikondensaattoreiden takia. Vanhoja katkaisijoita, sekä katkaisijoiden tahdistimia voidaan hyödyntää uudella reaktorilla [40]. Haittapuolena keskijänniteverkkoon kytketyillä reaktoreilla on suuremmat kytkentäilmiöt, sillä päämuuntaja rajoittaa syöttävän verkon oikosulkutehoa. Lisäksi päämuuntajan kuormitusaste kasvaa ja osa päämuuntajakapasiteetista kuluu loistehon siirtymiseen 110 kV verkkoon. Näitä tarkastellaan myöhemmin lisää tässä luvussa.

6.2 Lähtötilanteen valitseminen

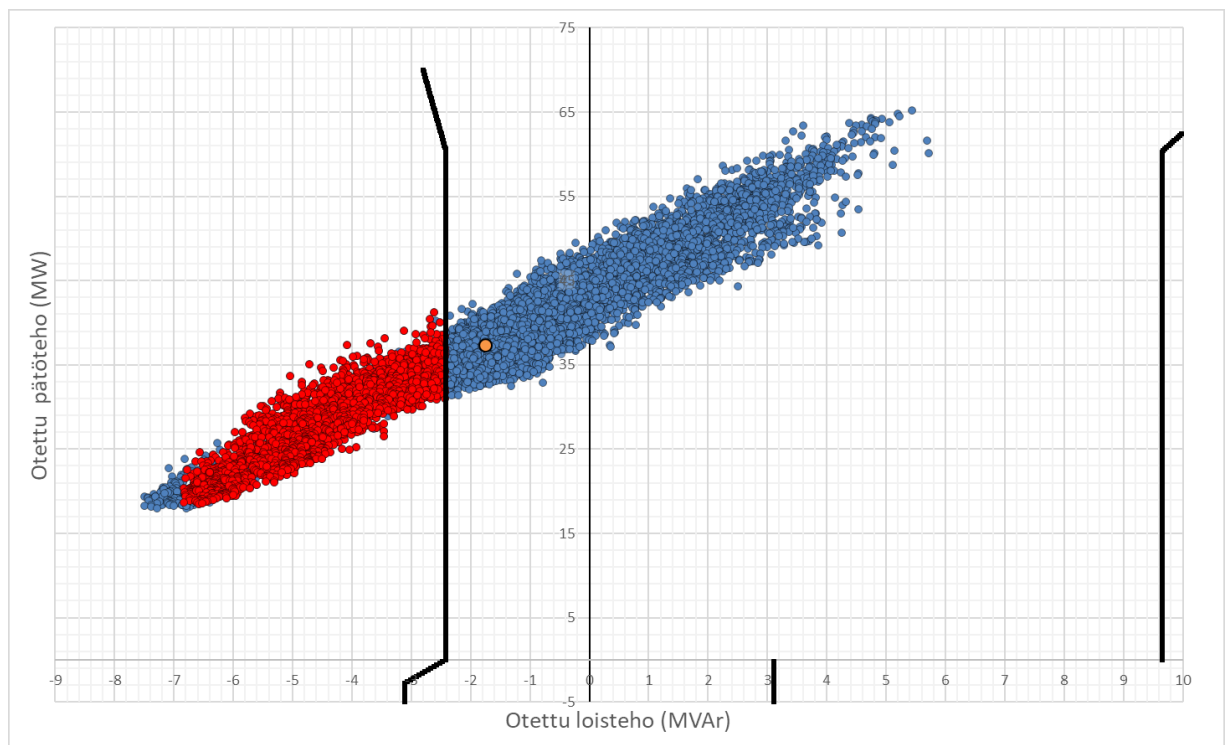
Koska loisteho vuosien välillä ei vaihtelee pelkästään verkkoyhtiön toiminnan seurauksena, vaan myös sähköverkkoon liittyneiden asiakkaiden kulutuksen mukaisesti, muodostettiin vuosien 2015 – 2018 ja alkuvuoden 2019 tuntidatalla lähtötilanne loisteholle. Tuntidatoina käytettiin Suosiolan loistehosta suodatettuja vuosia. Skenaario luotiin järjestämällä ensin jokaisen vuoden koko alueen tuntipätötehot kuukausitasolla suuruusjärjestykseen, eli tammikuun tuntipätötehot suurimmasta pienimpään ja sama tehtiin vuoden lopuille kuukausille. Seuraavaksi, käyttämällä järjestykseen asetettuja tunteja, laskettiin kuukauden jokaiselle tuntiteholle keskiarvot seuraaville arvoille: pätötehonotto kantaverkosta, alueen kulutus ja loisteho. Kun keskiarvoja laskettiin, vuosi jonka tunti-loisteho poikkesi eniten keskiarvosta jätettiin huomiotta. Tällä saatiin suodatettua pois poikkeuksellisia tunteja, kuten keskeytyksiä tai Suosiolan virhesäätöjä. Lisäksi luodulla

skenaariolla saatiin tasattua Suosiolan vaihtelevaa käyttöaikaa vuosien välillä sekä kantaverkon vaihtelevaa jännitettä. Lopuksi vuoden jokaista tuntia siirrettiin loistehoannon suuntaan 0,4 MVar, jotta vuoden vaihteluväli alkaisi loistehoannon osalta samasta kohdasta vuosien 2017 ja 2018 kanssa.

Taulukko 31. Vuodet 2017, 2018 ja lähtötilanne vuoden 2019 hinnastolla

Vuosi	2017	2018	Lähtötilanne
Ylityksiä (kpl)	3323	3580	3684
Laskutettavia ylityksiä (kpl)	2807	3097	3164
Tehomaksu (€)	20 703,84	25 054,60	23 857,24
Energiamaksu (€)	23 392,58	28 758,13	29 480,77
Laskutettavaa yhteensä (€)	44 096,42	53 812,73	53 338,01
Loistehon vaihteluväli (MVar)	-7,07 – 5,92	-7,05 – 5,30	-7,05 – 4,32

Taulukosta 31 nähdään luodun skenaarion asettuvan kustannuksiltaan vuoden 2018 tasolle. Pistepilvi luodusta skenaariorista on kuvassa 22.



Kuva 22. Lähtötilanne skenaarion tuntipäto- ja loistehot

Pilven massakeskipiste on kohdassa -1,75 MVar ja 37,4 MW. Koska laskennassa on käytetty keskiarvoa, on kuvan 22 pistepilven hajonta samalla pätootehon arvolla hieman pienempää kuin yksittäisen vuoden hajonta. Skenaarion vahvuutena on vuosien välisen vaihtelun poistaminen, mutta koska tehot laskettiin kuukausitasolla, niin päivätason vaih-

teluun ei enää skenaarion perusteella voida ottaa kantaa. Tämän takia esimerkiksi reaktorin kytkentäkertojen määrään päivässä ei suoraan voida ottaa kantaa luodun lähtötilanteen perusteella. Jatkossa tarkasteluissa käytetään pääsääntöisesti edellä luotua skenaariota, mutta kustannustarkastelun herkkyyksanalyysissä verrataan miten eri vuoden asettaminen lähtövuodeksi muuttaa tilannetta.

6.3 Kustannuslaskennassa huomioidut asiat

Kompensointilaitteen investoinnin kannattavuuden määrittelemisessä huomioitiin seuraavat asiat: reaktorin investointikustannukset, reaktorin pätötehohäviöt, sähköaseman päämuuntajan kasvaneet pätötehohäviöt, Fingridille maksetut loistehomaksut ja netotussopimus, kustannukset Suosiolan loistehosäädölle, Energiaviraston (EV) sallitun tuoton kasvu ja reaktorin huoltokustannukset.

6.3.1 Nettonykyarvomenetelmä

Investoinnin kannattavuuslaskennassa käytetään nettonykyarvomenetelmää. Investoinnin nettonykyarvo (€) voidaan laskea kaavalla

$$\text{nettonykyarvo} = -H + \sum_{t=0}^n \frac{k_t}{(1+k)^t} + \frac{JA}{(1+k)^n}, \quad (32)$$

jossa H (€) on investoinnin hankintakustannukset, k_t (€) on vuonna t investoinnista saattujen tulojen ja menojen erotus, k on valittu laskentakorkokanta, JA (€) on investoinnin jäännösarvo ja n on tarkastelun viimeinen vuosi. Nettonykyarvomenetelmällä diskontataan tulevaisuuden kassavirran rahallinen arvo nykyhetkeen, jolloin usealla vuodella vaikuttavien investointien kannattavuutta voidaan arvioida [5].

Vuoden t tuloja ja menoja on verrattu kustannuslaskennassa tilanteeseen, jossa kompensointilaitetta ei olisi hankittu. Tällöin loissähkömaksujen pienentyminen, Suosiolan loistehosäädön maksujen pienentyminen, netotussopimuksen maksujen muuttuminen ja EV:n sallitun tuoton kasvu ovat vuosittaisia tuloja. Vastaavasti investointikustannukset, häviökustannukset ja huoltokustannukset ovat vuosittaisia menoja. Jäännösarvo investoinnin tarkasteluajanjakson lopussa lasketaan reaktorille EV:n salliman kohtuullisen tuoton perusteella. Jos investointia tarkastellaan ensimmäisen 25 vuoden ajalta, on 45 vuoden pitoajalla olevan reaktorin jäännösarvo vuosien 26 – 45 yhteenlaskettu kohtuullinen tuotto diskontattuna nykyarvoon.

6.3.2 Reaktorin investointikustannukset

Investointikustannukset reaktorille perustuvat kahdelta reaktoreiden toimittajalta saatuihin tietoihin kokonaiskustannuksista. Kustannukset reaktorille voidaan jakaa karkeasti kahteen eri kategoriaan: reaktorin valmistuskustannuksiin sekä muihin kustannuksiin.

Keskijänniteverkkoon hankittavan reaktorin valmistuskustannuksiin vaikuttavat eniten reaktorin nimellistehon valinta sekä loistehon säätötavan valinta. Säätö loisteholle voidaan toteuttaa esimerkiksi väliottokytkimellä tai käämikytkimellä. Väliottokytkimellä säätyvän reaktorin etuna on huomattavasti matalammat investointikustannukset, joka on 4 MVA_r reaktorilla n. 30 % halvempi käämikytkimellä varustettuun reaktoriin verrattuna. Suuremmalla reaktoriteholla hintaero pienenee reaktorin muiden valmistuskustannusten noustessa suuremmaksi. Väliottokytkimellä varustettu reaktori täytyy säädön ajaksi ottaa irti verkosta sekä asentajan täytyy mennä paikan päälle toteuttamaan säätö. Lisäksi loissähköikkunassa pysymisen kannalta väliottokytkimen asento täytyy etukäteen mitoittaa tulevia loissähköpiikkejä suuremmaksi. Tällöin reaktori toimii suuren osan ajasta tarvittavaa loistehoa suuremmalla teholla aiheuttaen enemmän häviöitä. Käämikytkimellä varustettua reaktoria pystytään ohjaamaan haluttujen tehorajojen mukaisesti, jolloin loistehoa kulutetaan vain tarpeen mukaan. Lisäksi käämikytkimellä säätyvä on verkon käytön kannalta helpompi, kun reaktorin säätöasentoa ei tarvitse etukäteen miettiä. Muita valmistuskustannuksiin vaikuttavia tekijöitä on jäähdytystavan valinta, säätöportaiden lukumäärä ja reaktorin päätotehohäviöiden optimointi.

Muihin kustannuksiin kuuluu käämikytkimellä varustetun reaktorin säädön suunnittelun, käyttöönoton ja testauksen kustannukset. Lisäksi säätötavasta riippumatta kustannuksia aiheutuu mm. kuljetuksesta, asennuksesta, oheislaitteista (kuten sähköasemalle katkaisijat, kaapelit, sääsuoja reaktorille) ja käyttöönotosta. Tilanteen mukaan osan töistä voi verkkoyhtiö hoitaa itsenäisesti ja ostaa erityisosaamista tarvitsevat toimenpiteet reaktorin toimittajalta.

Myöhemmissä kappaleissa käsitellyt investointikustannukset ovat suuntaa antavia, jotka ovat tehty reaktoritoimittajilta saatujen hintojen ja alustavien kustannusarvioiden perusteella. Varsinaista kilpailutusta reaktorille ei työn tässä vaiheessa ole tehty, joten todelliset kustannukset tulevat vielä muuttumaan.

6.3.3 Häviökustannukset

Merkittävä osa reaktorin kustannuksista on alkuinvestoinnin lisäksi reaktorin aiheuttamat pätötehohäviöt pitoajallaan. Pätötehohäviöissä otettiin huomioon reaktorin omat pätötehohäviöt sekä sähköaseman päämuuntajan kasvaneet pätötehohäviöt. Reaktorin pätötehohäviöiden oletettiin riippuvan lineaarisesti reaktorin kuluttamasta loistehosta, eli kun kulutettu loisteho puolittuu pienenevät häviöt myös puoleen. Toimittajalta saatujen reaktorin käyttöönottomittausten perusteella todellisuudessa pätötehohäviöt laskevat kuormitusasteen laskiessa hieman enemmän, johtuen mm. pienemmästä toimintalämpötilasta. Mutta koska otoksena oli vain yhden reaktorin mittaukset ja ero pieni reaktorin kuluttaman loistehon kasvaessa on oletus riittävän tarkka [41]. Pätötehohäviöt $P_{h,r}$ (MWh) vuodelle lasketaan kaavalla

$$P_{h,r} = Q_{yht,r} P_h, \quad (33)$$

jossa $Q_{yht,r}$ (MVarh) on reaktorille vuoden yhteenlasketut loistehon kulutuksen tuntitehot ja P_h (%) on valmistajan ilmoittama reaktorin pätötehohäviöprosentti reaktorin nimellisteholla. Esimerkiksi 8 MVar reaktorin, jonka pätötehohäviöt ovat 0,6 % nimellisteholla, ja jota käytetään 4 MVar loistehon kulutuksella 6 kk (4380 h) ja 6 MVar loistehon kulutuksella 6 kk vuodelle laskettu häviöenergia on 262,8 MWh.

Päämuuntajan kasvaneita pätötehohäviötä voidaan arvioida kaavan 10 avulla, jolloin saadaan

$$\begin{aligned} P_k &= \left(\left(\frac{S_{m,r}}{S_n} \right)^2 - \left(\frac{S_m}{S_n} \right)^2 \right) P_{kn} = \left(\left(\frac{\sqrt{P_m^2 + Q_{m,r}^2}}{S_n} \right)^2 - \left(\frac{\sqrt{P_m^2 + Q_m^2}}{S_n} \right)^2 \right) P_{kn} \\ &= \left(\frac{P_m^2 + Q_{m,r}^2 - P_m^2 - Q_m^2}{S_n^2} \right) P_{kn} = \left(\frac{Q_{m,r}^2 - Q_m^2}{S_n^2} \right) P_{kn}, \end{aligned} \quad (34)$$

jossa P_m (W) on muuntajan pätötehokuorma, $Q_{m,r}$ (VAr) on muuntajan loistehokuorma reaktorin kanssa ja Q_m (VAr) on muuntajan loistehokuorma ilman reaktoria. Reaktori kasvattaa myös muuntajan pätötehokuormitusta, mutta tämän vaikutus on loistehokuormituksen muutokseen verrattuna merkityksetön. Verkkoyhtiön SCADAsta (Supervisory Control and Data Acquisition) katsotun mittausdatan perusteella tehtiin oletus, että päämuuntajan läpi kulkeva loisteho on perustilanteessa Q_m 1 MVar loistehon kulutusta, ja reaktorin loistehon kulkevan kokonaisuudessaan päämuuntajan lävitse. Tällöin esimerkiksi 8 MVar reaktorilla päämuuntajan loistehokuorma, $Q_{m,r}$, on yhteensä 9 MVar. Kas-

vaneet pätötehohäviöt lasketaan Excel-työkalussa jokaiselle käyttötunnille riippuen reaktorin tuntitehosta ja päämuuntajan kilpiarvoista. Häviösähköhintana käytetään oletuksena 50 €/MWh, joka on Roven tämänhetkinen hinta häviösähkölle. Häviöhintaa käyttäjä voi halutessaan muuttaa.

Elinkaarikustannusten arvioimisen lisäksi häviökustannuksilla on oleellinen vaikutus tarkasteltaessa käämikytkimellä varustetun reaktorin kannattavuutta verrattuna jännitteetöntänä säätyvään reaktoriin. Pienemmällä loisteholla toimivan reaktorin aiheuttamilla pätötehohäviösäästöillä voidaan mm. rahoittaa itse säätäjä, jolloin suurempi alkuinvestointi voi olla rahallisesti perusteltua.

6.3.4 Loissähkömaksut ja netotussopimus

Fingridille maksettavat loistehomaksut lasketaan aiemmissa kappaleissa käsitellyllä tavalla. Loissähköikkunan rajojen määräytymistavan oletetaan pysyvän vakiona tarkasteluajanjaksolla, jolloin Rovella ainoastaan pätötehokasvun kulutus vaikuttaa loissähköikkunaan.

Netotussopimuksen osapuolten käyttäytymisen arviointi tuleville vuosille on hankalaa vain kahden aikaisemman netotussopimuksen vuoden perusteella. Käyttäjän halutessa voidaan netotussopimus jättää huomiotta. Netotussopimuksessa oletettiin osapuolten käyttäytyvän kuten kahtena aikaisempana vuotena, eli loissähköikkunan ylittäjiä on kaksi (jos Rove ei kompensoi) ja loissähköikkunassa pysyviä on myös kaksi. Kustannuksien kehityksessä toisen ylittäjäosapuolen ylitysenergian ja kustannusten muutosta vuodessa pystytään parametrina säätämään, joka on oletuksena 0 % kasvu per vuosi vuoden 2018 maksuista vuoden 2019 loissähköhinnoilla (taulukko 30). Netotussopimuksen rahallinen hyöty jaetaan aiemmin kuvaillun mukaisesti, jolloin Roven pysyessä loistehoikkunansa sisällä saa se ylitysosapuolelta maksuja ja ylittäessään loisikkunan Roven maksut ovat Fingridin erillismaksuja pienemmät.

6.3.5 Suosiolan loissähkökustannukset

Suosiolan loistehosäätökustannukseksi käytettiin Roven ja Suosiolan voimalaitoksen välistä alueverkkopalveluhinnaston hintaa. Generaattorilla kulutetun loistehon hinta on 999 €/MVA_r/kk, joka vastaa vuoden 2019 Fingridin veloittamaa tehohuipun hintaa. Loistehohuipuksi määritellään hinnastossa kuukauden korkein generaattorilla kulutettu tunti-loisteho, josta vähennetään 2 MVA_r. Tuotetulle loisenergialle ei ole määritelty hintaa, jolloin kustannus ei nykyisen hinnaston mukaan muutu mihinkään, vaikka generaattori

olisi jatkuvasti 6 MVAR loistehon kulutuksella. Loisenergialle lisättiin hinnaksi 0,5 €/MVARh, joka on 10 % Fingridin veloittamasta loisenergian hinnasta.

Lisäksi Suosiolan oletetaan olevan poissa käytöstä kesä- ja heinäkuun ajan, mutta todellisuudessa Suosiolan käyttökatkos voi kestää pidempäänkin. Excelillä laskettu skenaario, jossa Suosiolaa käytetään loistehon kompensointiin, on loissähköikkunan kustannuksissa todellisuutta optimistisempi. Tämän vaikutusta voidaan arvioida kasvattamalla hintoja Suosiolan loistehosäädölle. Loissähkön kulutukselle ja tuotannolle asetettiin rajaksi nykyinen generaattorin käytössä ollut säätöraja eli 6 MVAR.

6.3.6 Energiaviraston valvontamalli

Verkkoyhtiön näkökulmasta lisähyötyä reaktori-investoinnille antaa Energiaviraston valvontamallin salliman kohtuullisen tuoton kasvaminen. Nykyisessä valvontamallissa kantaverkkoyhtiön veloittamat loissähköt maksut eivät vaikuta kohtuulliseen tuottoon, jolloin loissähköt maksut voidaan veloittaa suoraan asiakkaan siirtolaskussa. Investoimalla reaktoriin voidaan loissähköt maksuja pienentämällä ja verkon nykykäyttöarvon kasvattamisella kohdistaa asiakkaan Fingridille maksama summa suoraan verkkoyhtiölle. Kokonaisuudessaan siirtolasku asiakkaalla pienenee, johtuen loissähköt maksujen suuruudesta verrattuna reaktorin tuomaan sallitun tuoton lisäykseen. Tuoton laskemisessa käytetään verkkokomponentin oikaistua nykykäyttöarvoa (NKA) (€), joka voidaan laskea kaavalla [32]

$$NKA = \left(1 - \frac{\text{keski-ikä}}{\text{pitoaika}}\right) \cdot JHA, \quad (35)$$

jossa keski-ikä on reaktorin ikä vuosissa (investointivuonna 0, seuraavana vuonna 1 jne.), pitoaika on sähköverkkoyhtiön reaktorille valitsema pitoaika vuosissa ja JHA on reaktorin jälleenhankinta-arvo. Nykyisessä Energiaviraston yksikköhinnastossa pitoaika reaktorille voidaan valita olevan 40 – 50 vuotta, tässä työssä oletuksena on valittu 45 vuotta pitoajaksi. Jälleenhankinta-arvoja reaktoreille on hinnastossa 3 MVAR asti, joten Energiavirastolta kysyttiin miten suuremmat reaktorit huomioidaan valvontamallissa. Vastauksena saatiin, että reaktori voidaan ilmoittaa useampana 3 MVAR tehoisena yksikkönä, jolloin 6 MVAR reaktori huomioitaisiin kahtena 3 MVAR reaktorina valvontamallissa. Nykyisen hinnaston jälleenhankinta-arvo vähintään 3 MVAR reaktorille on 101 300 €. [32]

Kohtuullinen tuotto reaktorille ennen yhteisöveroja $R_{k,pre-tax}$ (€) voidaan laskea kaavalla [32]

$$R_{k,pre-tax} = WACC_{pre-tax} \cdot NKA_{reaktori}, \quad (36)$$

jossa $WACC_{pre-tax}$ (%) on Energiaviraston määrittämä kohtuullinen tuottoaste liiketoimintaan sitoutuneelle pääomalle ja $NKA_{reaktori}$ (€) on reaktoriin sitoutunut oikaistu pääoma.

6.3.7 Reaktorin huoltokustannukset

Reaktorin toimittajalta saatujen tietojen mukaan reaktorin käämikytkimen huolto vastaa päämuuntajan käämikytkimen huoltoa. Tällöin käämikytkimellä varustetun reaktorin pysyy asentaja suorittamaan samalla kuin päämuuntajan käämikytkimen huollon, sekä kustannukset voidaan arvioida päämuuntajan käämikytkimen huoltojen perusteella. Muut huoltokustannukset reaktorille vastaavat suuruusluokaltaan muuntajan huoltokustannuksia.

Käämikytkimellisen reaktorin huoltokustannuksiksi arvioitiin nykyisten huoltokustannusten perusteella olevan 5000 € 5 vuoden välein. Lisäksi käämikytkimellä, että väliottokytkimellä varustetun reaktorin huoltokustannuksiksi määriteltiin olevan muuntajien huoltokustannusten perusteella 200 € per vuosi. Väliottokytkimellä varustetun reaktorin kustannukseksi laskettiin tämän lisäksi vielä 200 € jokaiselle kerralle, kun reaktori irrotetaan verkosta loistehon muuttamisen ajaksi. KytKentäkertojen määrä rajoitettiin Excel työkalussa 3 kappaleeseen per vuosi, tehot asetettiin ajanväleille tammikuu – huhtikuu, toukokuu – elokuu ja syyskuu – joulukuu. Väliottokytkimellisen reaktorin loisteho asetettiin aina jokaisen ajanjakson loistehoihiippua suuremmaksi reaktorin nimellistehon puitteissa. Mikäli ajanjaksojen välillä ei tarvitse muuttaa reaktorin tehoa, ei kustannuksia synny.

6.4 Sijoituspaikan ja nimellistehon reunaehdot

Kompensointilaitteen sijoituspaikaksi valittiin tarkastelussa Viirinkankaan sähköasema. Sähköaseman valintaa puoltaa sähköaseman sijainti kolmen 110 kV kaapelin risteämiskohdassa, jolloin suurin määrä Roven loistehon tuotannosta on lähellä valittua sähköasemaa. Reaktoreiden mahdollisten meluhaittojen näkökulmasta Viirinkangas on parhain vaihtoehto, sillä Palkisentien ja Ounasvaaran sähköasemien välittömässä läheisyydessä on asutusrakennuksia. Viirinkankaan sähköaseman vieressä kulkee valtatie 4 ja läheisyydessä on asutusrakennuksien sijaan liiketiloja.

Viirinkankaan päämuuntaja 2:lla on Roven pienimmät kuormitushäviöt, joten kompensoinnista aiheutuva muuntajan kuormitusasteen kasvaminen aiheuttaa vähemmän pätöteho-häviöitä muihin päämuuntajiin verrattuna. Lisäksi Viirinkankaan sähköasema on

sähköisesti lähimpänä kantaverkon liittymispistettä sekä Suosiolan voimalaitosta, jolloin syöttävän verkon oikosulkuteho on Viirinkankaalla suurimmillaan. Koska sähköaseman päämuuntaja rajoittaa kiskoston oikosulkutehoa, on 10 kV puolella oikosulkuteho perustilanteessa 10 MVA pienempi kuin Palkisentiellä (taulukko 9) ja 20 MVA pienempi kuin Ounasvaaralla (taulukko 11). Viirinkankaalla on kuitenkin Roven vanhin päämuuntaja, jolloin lähivuosina tapahtuvan päämuuntajan uusimisen jälkeen Viirinkangas on todennäköisin paikka, jossa oikosulkuteho on 10 kV kiskossa suurin.

Taulukko 32 on syöttävän verkon oikosulkutehot keskijänniteverkon puolella ja arviot jännitemuutokselle (kaavalla 26), kun teholtaan 4 – 8 MVA reaktoreita kytketään Viirinkankaalla päämuuntaja 2:n syöttämään kiskoon. Päämuuntajan käämikytkin on keskiasennossa, sekä kiskon laskentajännite on 10,2 kV. Taulukon eri tilanteet ovat peräisin Fingridin vuonna 2017 ja 2019 antamista arvoista syöttävän verkon oikosulkuvirroille ja impedansseille. Tilanteita ei ole tarkemmin määritelty, mutta vuoden vaihteluväli (minimi – maksimi) käy ilmi taulukon arvoista.

Taulukko 32. Viirinkankaan sähköaseman oikosulkutehot ja jännitemuutos

	Oikosulkuteho Sk (MVA)	Jännitemuutos 4 MVA reaktorilla (%)	Jännitemuutos 6 MVA reaktorilla (%)	Jännitemuutos 8 MVA reaktorilla (%)
Normaali minimitalanne (v.2017)	144,46	2,77	4,15	5,54
Normaalitalanne (Suosiola ei ajossa) (v.2017)	157,38	2,54	3,81	5,08
Perustilanne (v. 2019)	168,34	2,38	3,56	4,75
Normaali maksimitilanne (v.2019)	170,20	2,35	3,53	4,70
Ennuste (v.2029)	173,18	2,31	3,46	4,62

Taulukon 32 arvoista nähdään oikosulkutehojen olevan tarpeeksi suuria, jotta keskijänniteverkon jännite ei muutu enempää kuin muutaman kerran päivässä sallittu ± 6 % [42] edes 8 MVA reaktorilla. Reaktorin kytkennän jälkeinen keskijänniteverkon jännitemuutos pystytään kompensoimaan päämuuntajan käämikytkimellä, jolloin kiskon jännite voidaan pitää 10,2 kV:ssa.

Kuten taulukosta 32 nähdään, pienenee jännitemuutos samassa suhteessa reaktorin tehon kanssa. Jos reaktori on varustettu käämikytkimellä, voidaan hetkellistä jännitetason muutosta pienentää säätämällä reaktorin loisteho pieneksi ennen reaktorin irrottamista tai verkkoon kytkemistä. Reaktorin kytkennän jälkeen odotetaan päämuuntajan käämikytkimien palauttavan jännitetaso nimellisen suuruiseksi, jonka jälkeen reaktorin loiste-

hoa voidaan jälleen kasvattaa. Vastaava voidaan tehdä käänteisessä järjestyksessä reaktorin irrotettaessa, mutta tällöin on huomioitava, etteivät kappaleessa 3.1.2 mainitut kytkentätransientit koidu ongelmalliseksi. Kun reaktorin loistehon kulutus on säädetty nimellistehoa pienemmäksi, kuormittavat reaktorin kytkennät katkaisijoita vähemmän, jolloin niiden elinikä pitenee ja huoltotarve pienenee.

Fingridin kantaverkkosopimus vaatii verkkoyhtiöiden ilmoittavan loisteholta yli 0,5 MVAR reaktorin suunnittelusta. Työn puolivälissä Fingridiltä tiedusteltiin 8 MVAR reaktorin kytkemisestä Roven verkkoon, jolloin vastauksena oli, ettei reaktoriyksikön koko ole kantaverkkoyhtiölle ongelmallinen. Pääsyyinä ilmoitustarpeeseen reaktoreille kerrottiin olevan Fingridin omien reaktori-investointien suunnittelun helpottaminen, sillä viime vuosina kantaverkon asiakkaiden reaktori-investointien määrä on ollut huomattava.

Viirinkankaan sähköaseman vapaista lähdoista löytyvät virtamuuntajat ovat 400 A nimellivirralla mitoitettuja, jolloin rajana reaktorille on periaatteessa n. 7 MVAR mikäli olemassa olevia virtamuuntajia halutaan hyödyntää. Vuoden 2018 suurin loistehoylitys oli n. 4,5 MVAR, jolloin virtamuuntajien uusiminen 8 MVAR reaktorille ei ole välttämätöntä, mikäli loistehon tuotannossa ei tapahdu lähivuosina suurta lisäystä. Varsinkin jos käytössä on käämikytkimellinen reaktori, jonka loistehoa ohjataan Valajaskosken liittymispitteen perusteella yli 7 MVAR loissähkötunnit ovat harvinaisia ja virtamuuntajien ylikuormitus tapahtuisi harvoin.

Virtamuuntajien lisäksi Viirinkankaalta löytyy 2 kpl kondensaattorilähtöjen katkaisijaa sekä ABB:n Type E113 katkaisijan tahdistin, joita voidaan käyttää nykyisen virtamuuntajan kanssa pienentämään reaktori-investoinnin kustannuksia. Katkaisijan sekä sen tahdistimen soveltuvuudesta reaktorikäyttöön tiedusteltiin ABB:ltä. ABB:n mukaan ongelmia ei pitäisi olla ja he lupasivat vielä varmistaa asian luvun 3.1.2 katkaisun kytkentäilmiöt huomioiden. Turhana olevien kondensaattorilähtöjen katkaisijoita ja tahdistimia on Rovella muutama kappale, jolloin varalaitteita vikaantumisiin on helposti saatavilla.

Yhtenä rajoittavana tekijänä on myös 10 kV verkkoon valmistettavien reaktoreiden kokuokka. Toinen reaktoreiden toimittajista ilmoitti 6 MVAR reaktorin olevan suurin, jonka heidän käyttämä tehdas voi 10 kV verkkoon valmistaa. Toiselta valmistajalta saatiin tieto että 8 MVAR reaktori on mahdollinen, mutta tähän työhön ei kustannusarvioita reaktorille vielä saatu. Kustannukset suhteessa reaktorin nimellistehoon voivat lähteä nousemaan, jolloin jatkossa käytettävät arviot 8 MVAR reaktorin kustannuksille voivat todellisuudessa olla arvioita suuremmat. Vaihtoehtona suuremmille reaktoritehoille on käyttää useampia

reaktoriyksiköitä tai 110 kV jännitetasoon asennettavia reaktoreita. 110 kV verkkoon kytkettävän reaktorin etuna on pienempi jännitemuutos kytkettäessä reaktoria verkkoon, sillä sähköaseman päämuuntaja ei ole pienentämässä oikosulkutehoa. Roven tapauksessa päämuuntajan kapasiteettia ei myöskään tarvitse varata 110 kV:n reaktorin loisteholle, eikä tämän lisäksi päämuuntajan kuormitushäviöt kasva.

6.5 Kustannuslaskennat ja herkkyysanalyysi

Taulukkoon 33 on tiivistetty oletusparametrit kustannuslaskennalle. Tarkemmat kuvaukset parametrien käytöstä sekä parametrien lähtöarvot on käsitelty työn muissa kappaleissa. Reaktorin pätehdohäviö -parametri perustuu toimittajilta saatuihin häviöprosentteihin. Investointien laskentakorkokanta voidaan määrittää yrityksen investoinnin tuotto tavoitteen perusteella, johon vaikuttaa investointirahan vaihtoehtoiset sijoituskohteet [43]. Koska Roven nykyinen WACC-prosentti on hieman yli 6 %, asetettiin investoinnin laskentakorkokanta oletuksena arvoon 5 %.

Taulukko 33. *Kustannuslaskennan oletusparametrit*

Korkokanta (%)	5
Tarkasteluajanjakson pituus (a)	25
Pätehdohkasvu vuodessa (%)	0,86
Netotussopimus	Kyllä
Suosiola loistehon säätö	Kyllä
Suosiolan tehohinta (€/MVar)	999
Suosiolan energianhinta (€/MVarh)	0,5
WACC (%)	6
Reaktorin yksikköhinta (€/3 MVar)	101 300
Reaktorin pitoaika (a)	45
Reaktorin huoltokustannus (€/a)	200
Väliottokytkimellisen reaktorin säätökerta (€)	200
Reaktorin käämikytkimen huolto (€)	5 000
Reaktorin pätehdohäviöt (%)	0,65
Päämuuntajan häviöt huippukuormassa (MWh)	0,0922
Häviöhinta (€/MWh)	50
Fingridin loissähköikkuna	Vuoden 2019 hinnasto
Vuosittain lisätty kaapelimäärä (km)	6
Vuosittain lisätyt jakelumuuntajat (kpl)	4
Ylimääräinen loistehon kasvu vuodessa (MVar)	-0,08

Suosiolan loistehon säädön oletettiin toimivan optimaalisella tavalla, eli loistehoa kulutetaan säätörajojen sisällä täsmälleen loissähköikkunan ylityksen verran, joka on vuosien 2017 ja 2018 tilanteeseen verrattuna optimistinen lähtökohta. Myös väliottokytkimellä varustettu reaktori oletettiin säädettävän optimaalisesti, eli Excelillä laskettujen alkuvuoden loistehoikkunan ylitysten perusteella alkuvuoden reaktoriteho asetetaan tätä suuremmaksi ja sama muille ajankohdille. Todellisuudessa näin ei ole, sillä reaktorin teho asetetaan ajanjakson alussa käyttöhenkilökunnan määrittämän tehoportaan mukaisesti.

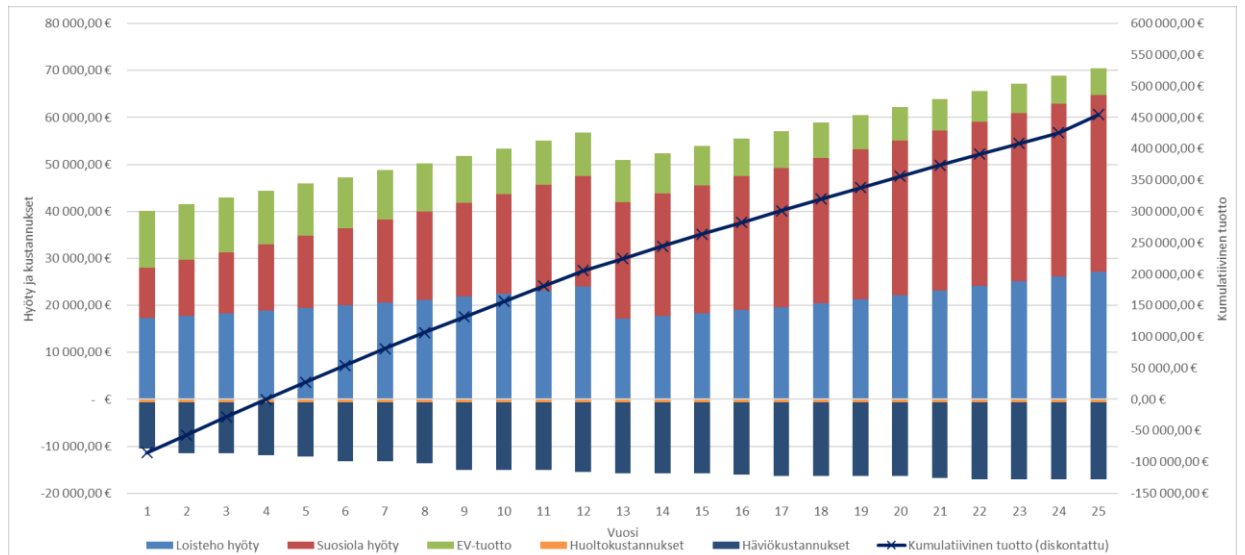
Tällöin kustannuslaskennat väliottokytkimelliselle reaktorille ovat todellisuutta optimistisempiä. Lisäksi käämikytkimellä toimivan reaktorin säätäjän oletettiin toimivan optimaalisesti. Molemmille reaktorityypeille minimitehoksi asetettiin 1 MVAr sekä säätöportaan kokoluokaksi 0,5 MVAr. Tilanteessa, jossa kompensointi toteutetaan sekä reaktorilla että Suosiolan generaattorilla käytetään ensisijaisesti reaktoria, jonka jälkeen hyödynnetään generaattorin kapasiteettia.

Lähtötasona loisteholle käytettiin luvun alussa luotua skenaariota. Parametriksi loistehon kulutuksen muutokselle vuodessa asetettiin muuntajien ja kaapeleiden lisäksi ylimääräinen -0,08 MVAr. Tällöin muutos loistehon kulutuksessa on lähempänä kappaleessa 4.5 käsiteltyä vuosien 2015 – 2018 muutosta. Parametrin vaikutusta investoinnin kannattavuuteen tutkitaan myöhemmin herkkyyksianalyysin kohdalla.

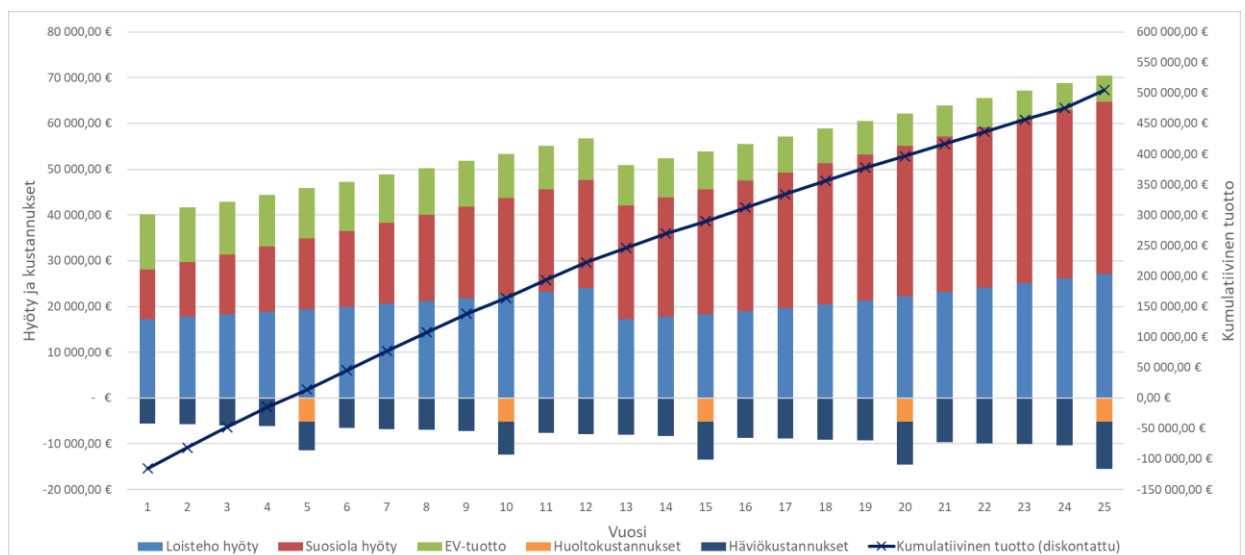
Tarkastelu suoritetaan 25 vuoden ajanjaksolle, joka on Roven investointien poistoaika. Energiaviraston valvontamalli mukaisesti reaktorin pitoajaksi voidaan valita 50 vuotta, mutta näin pitkän ajanjakson tutkiminen ei ole mielekäästä. Muutostekijöitä on toimintaympäristössä paljon, jolloin pidemmälle tulevaisuuteen mentäessä ennusteen luotettavuus kääntyy. Reaktorin takaisinmaksuajan nähdään seuraavissa kappaleissa olevan varsin lyhyt, jolloin pidemmän tarkasteluajan tutkiminen ei ole välttämätöntä.

6.5.1 6 MVAr väliotto- ja käämikytkimellisen reaktorin vertailu

Taulukon 28 ylitysten, arvioidun loistehomuutoksen ja reunaehtojen perusteella valittiin reaktorin kooksi 6 MVAr. Reaktoritoimittajilta saatujen alustavien kustannusarvioiden mukaan investointikustannus 6 MVAr väliottokytkimellä varustetulle reaktorille on 115 000 € ja käämikytkimelliselle 150 000 €. Kuva 23 ja Kuva 24 on reaktoreiden ensimmäisen 25 vuoden ajan elinkaarikustannukset, saadut hyödyt ja nykyhetken rahanarvoon diskontattu kumulatiivinen tuotto. Hyödyllä tarkoitetaan tilannetta, jossa verrataan loistehoikkunan ja Suosiolan kustannuksia ilman reaktoria kustannuksiin reaktorin kanssa. Investointikustannusta ja viimeisen vuoden jäännösarvoa ei ole piirrettyä kuvaajaan selkeyden vuoksi.



Kuva 23. 6 MVAr väliottokytkimellisen reaktorin hyöty, kustannukset ja diskontattu kumulatiivinen tuotto



Kuva 24. 6 MVAr käämikytkimellisen reaktorin hyöty, kustannukset ja diskontattu kumulatiivinen tuotto

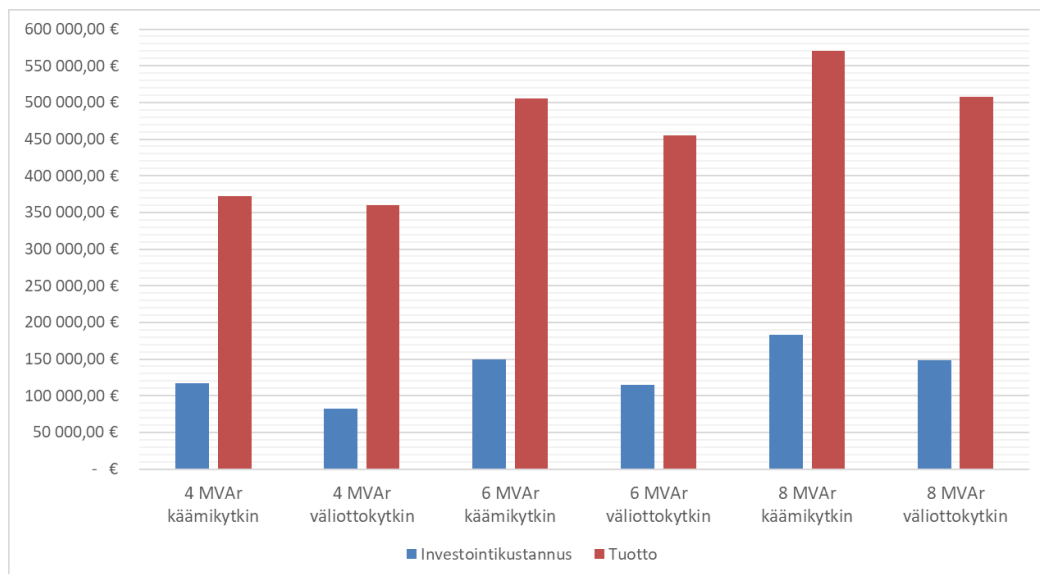
Kuten kuvista 23 ja 24 nähdään, maksavat molemmat reaktorit itsensä takaisin vain muutamassa vuodessa. Väliottokytkimellä varustettu reaktorin takaisinmaksuaika on noin neljännen vuoden alussa ja käämikytkimellä varustetun reaktorin noin neljännen vuoden puolivälissä. Kokonaistuotto 25 vuodessa väliottokytkimelliselle on 455 000 € ja käämikytkimelliselle 505 000 €. Vaikka käämikytkimellä reaktorin alkuinvestointikustannukset sekä huoltokustannukset ovat suuremmat, maksaa käämikytkimellinen reaktori itsensä takaisin häviökustannuksissa. Kuvasta 19 nähdään loistehon vaihtelevan suurella alueella, jolloin päivätasolla reaktorin loistehoa pienentämällä saadaan kustannussäästöjä harvemmin säädettävään väliottokytkimeen verrattuna. Koska rahallisen hyödyn lisäksi

käämikytkimellä saadaan sähköverkon käyttöä helpottavia etuja, on Roven investointi käämikytkimeen suositeltavaa.

Molemmissa kuvissa 23 ja 24 näkyy vuosien 12 ja 13 välillä kokonaistuoton pienentyminen. Syynä tähän on loistehoikkunasta saadun hyödyn pienentyminen, sillä kyseisenä vuonna 6 MVA_r reaktori ei pysty kesäaikaan kompensoimaan kaikkia loissähköikkunan ylityksiä. Tällöin Rove siirtyy netotussopimuksessa ylittäjien puolelle, jolloin ylittäjäosa-puolelta saatu rahallinen maksu vaihtuu Roven erillismaksun pienentymiseksi. Kumulaatiivisessa tuotossa tapahtuva hyppy vuonna 25 johtuu reaktorin diskontatun jäännösarvon lisäyksestä tuottoon.

6.5.2 Loisteholtaan 4 MVA_r, 6 MVA_r ja 8 MVA_r reaktorit

Seuraavaksi tarkastellaan reaktorin nimellistehon vaikutusta kannattavuuteen, tulokset ovat kuvassa 25. Investointikustannukset ovat suuntaa antavia, ilmoitetusta tuotosta on edellisen kappaleen tavoin vähennetty investointikustannukset sekä tuotto on diskontatuna nykyarvoon.



Kuva 25. Investointikustannukset ja tuotto eri reaktoritehoilla

Parhaan tuoton investoituja euroja kohti antaa väliottokytkimellisellä 4 MVA_r reaktori ja käämikytkimellisellä reaktorilla 6 MVA_r reaktori (kuvan 25 tuotto jaettuna investointikustannus). Koko tarkasteluajanjakson tuotto molemmilla reaktorityypeillä kasvaa 8 MVA_r reaktoreihin asti. Tätä suurempia reaktoritehoja käyvät turhaksi 25 vuoden tarkasteluajanjaksolla, koska suurempaa reaktoritehoa vaativia loissähköikkunan ylityksiä ei ole. Tuotto kasvaa molemmille reaktorityypeille enemmän siirryttäessä 4 MVA_r reaktoreista 6 MVA_r reaktoriin kuin 6 MVA_r reaktorista siirryttäessä 8 MVA_r reaktoriin. Syynä on 4

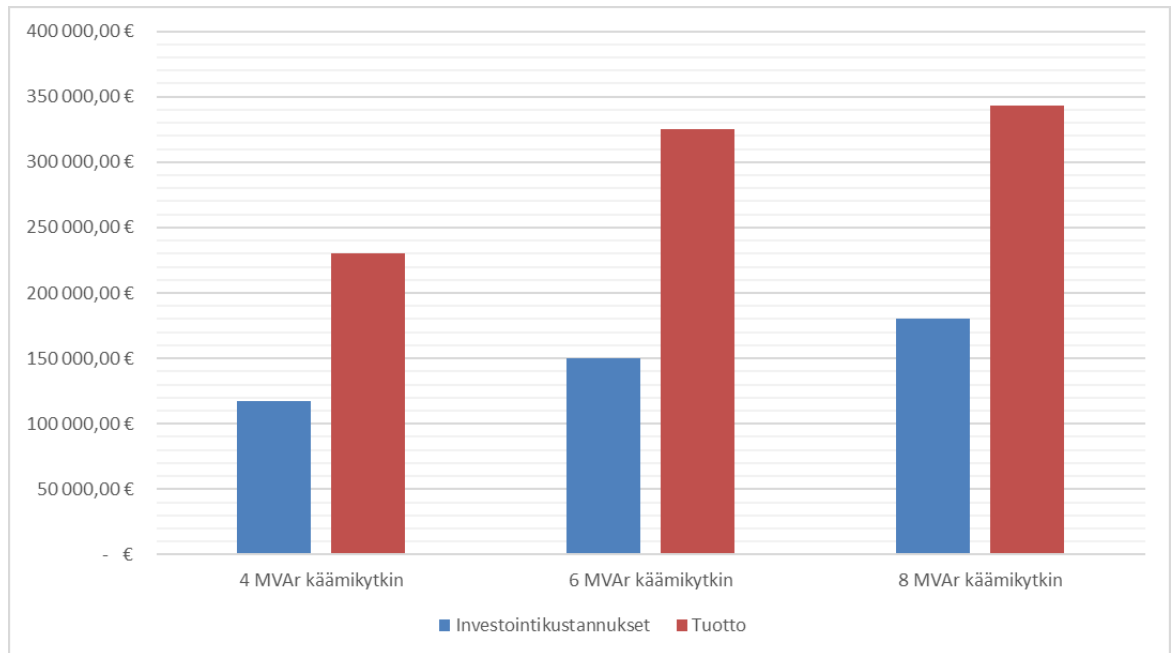
MVAr riittämättömyys jo nykytilanteen kesäajan loistehohuippujen kompensoimiseen. Viimeisen vuoden kesällä 8 MVAr reaktorit riittävät kompensoimaan ylitykset, jolloin ai-noastaan muutama laskuttamaton ylitys tapahtuu.

Jokaisella nimellisteholla käämikytkimellinen reaktori on kannattavampi ratkaisu. 4 MVAr teholuokassa arvioidut tuotot ovat lähimpänä toisiaan, sillä tarkasteluajanjakson loppu-puolella reaktorit toimivat lähellä huipputehoaan suurimman osan vuodesta. Tällöin kää-mikytkimellä ei koidu merkittävästi enempää pätötehosäästöjä.

6.5.3 110 kV rengasverkko vuonna 2030

Tulevaisuudessa Rove on mahdollisesti parantamassa toimitusvarmuuttaan rakenta-malla nykyisestä Carunan liittymispisteestä 110 kV avojohdon nykyiseen Fingridin liitty-mispisteeseen (kuva 10). Tämän seurauksena Palkisentien ja Ounasvaaran sähköase-mien välinen 110 kV kaapelin voidaan irrottaa verkosta ja järjestää Ounasvaaran sähkö-aseman syöttö rakennettua avojohtoa pitkin. Koska avojohdon maakapasitanssi on mer-kittävästi maakaapeleita pienempi, voidaan rengasverkon vaikutusta loistehotaseeseen karkeasti arvioida vähentämällä Palkisentie – Ounasvaara maakaapelin loistehon tuo-tanto kantaverkkoon annetusta loistehosta. 117 kV:n laskentajännitteellä kaapelin tuot-tama loisteho on 3,5 MVAr (kaava 7). Lisäksi oletetaan, että rakennetun avojohdon pätö-ja loistehot pystytään netottamaan nykyisen liittymispisteen kanssa.

Tarkastelu suoritettiin Excel-työkalulla vähentämällä vuoden 11 ja tämän jälkeisten vuo-sien jokaiselta käyttötunnilta 3,5 MVAr loistehon tuotantoa. Tulokset eri tehoisilla reaktio-reilla on kuvassa 26.



Kuva 26. 110 kV rengasverkon vaikutus reaktori-investoinnin tuottoon

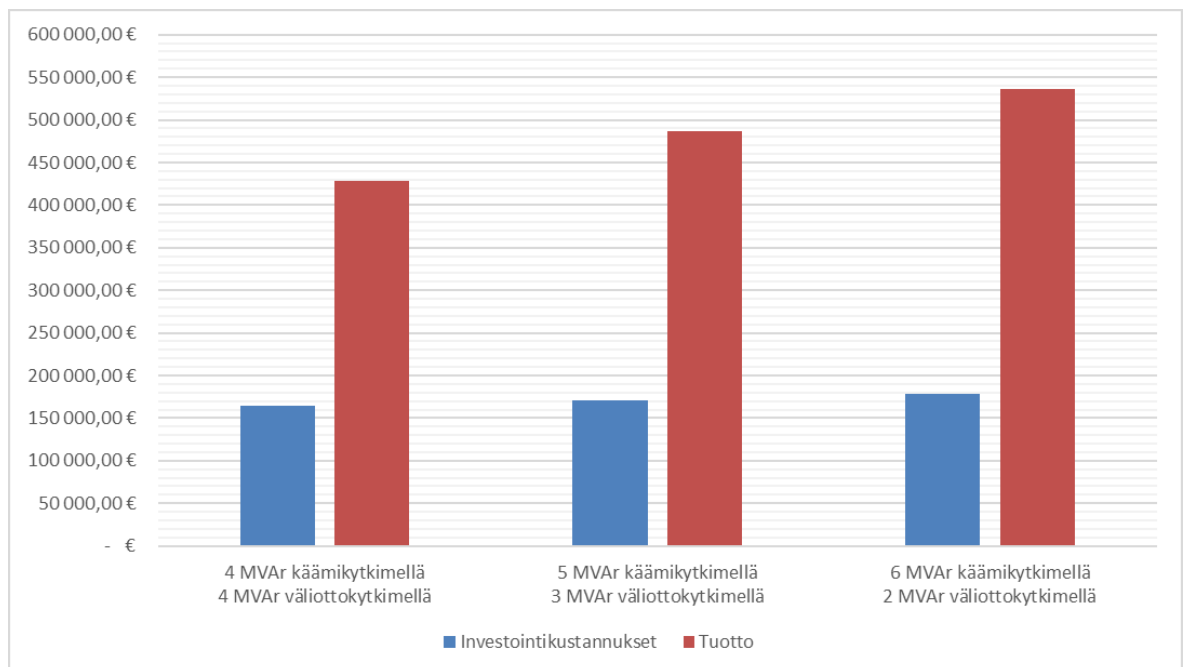
Tuloksista nähdään (kuva 26) tuoton muutoksen pysyvän edelleen yhtenevänä Kuva 25 tulosten kanssa: suurempi muutos tuotossa tapahtuu siirryttäessä 4 MVAR reaktorista 6 MVAR reaktoriin ja 8 MVAR reaktoriin siirryttäessä ero on pieni. Ero 4 MVAR ja 6 MVAR reaktoreiden tuotossa on 133 000 € ilman rengasverkkoa ja 95 000 € rengasverkon kanssa. Ero tilanteiden välillä pysyy lähes samana, sillä 6 MVAR reaktori pystyy ensimmäisen 10 vuoden aikana kompensoimaan ylitykset kokonaan ja rengasverkon ansiosta Rove pysyy netotussopimuksessa maksun saajien puolella. Ero 6 ja 8 MVAR reaktoreiden tuotossa muuttuu 65 000 eurosta 18 000 euroon. Rengasverkon pienentyneen loistehotuotannon takia, tarvetta suurelle reaktoriteholle ei ole. Käytännössä 18 000 € ero tuotossa syntyy Energiaviraston salliman tuoton takia, koska reaktoreiden todelliset investointikustannukset ovat valvontamallin yksikköhintoja huomattavasti matalammat. Yksikköhinnat määritetään kaikkien jakeluverkkoyhtiöiden toteutuneiden investointikustannusten perusteella [32], jolloin sallittu tuotto reaktoreille voi heikentyä tulevaisuudessa. Tämän takia ero 6 MVAR ja 8 MVAR reaktoreiden tuotossa on todennäköisesti todellisuudessa pienempi tai mahdollisesti kääntynyt eduksi 6 MVAR:n reaktorille.

6.5.4 Investointi kahteen reaktoriin

Viimeisenä tarkasteluna tutkitaan kahden eri ajankohtana tapahtuvan reaktori-investoinnin kannattavuutta. Investoimalla kahteen pienempään yksikköön voidaan hajauttaa investoinnin epävarmuuden riskejä, sillä nykyinen investointi voidaan tehdä pienemmälle

teholle ja kompensointitehon lisätarvetta voidaan myöhemmin arvioida uudelleen. Lisäksi koska kompensointiteho on tulevaisuudessa hajautettuna useampaan yksikköön, paranee kompensoinnin käyttövarmuus ja reaktoriteho voidaan jakaa useammalle päämuuntajalle.

Ensimmäinen reaktori hankitaan heti vuoden 1 alussa, joka on käämikytkimellinen ja teholtaan toinen, väliottokytkimellinen, reaktori hankitaan vuonna 12. Yhteensä kompensointitehoa kaikissa tapauksissa on 8 MVA. Kun molemmat reaktorit ovat käytössä, asetetaan ensin väliottokytkimellinen reaktori tarvittavalle maksimiteholle. Tämän jälkeen hienosäätö hoidetaan käämikytkimellisellä reaktorilla ja tarvittaessa Suosiolan generaattorilla. Nykyarvoon diskontatut investointikustannukset ja tuotto ovat kuvassa 27.



Kuva 27. Investointikustannukset ja tuotto eri reaktori yhdistelmille

Tuloksista (kuva 27) nähdään kannattavuuden paranevan mitä suurempi reaktori ensimmäisenä vuotena hankitaan. Syynä on nykyhetken tarve kompensoinnille, jolloin pienemmät reaktorit jäävät nopeasti riittämättömäksi. Koska nettonykyarvomenetelmä painottaa lähivuosien rahavirtaa on ensimmäisen vuoden investointi valitulla laskentatavalla kannattavinta suorittaa suuremmalle yksikölle, jotta loissähkössä säästettäisiin välittömästi. Yksi 8 MVA reaktori olisi puhtaasti rahallisesta näkökulmasta kannattavampi hankinta kuin kaksi pienempää reaktoria (kuva 25), mutta jokaisessa ratkaisussa investointi on kuitenkin kannattava.

6.5.5 Herkkyysanalyysi 6 MVar käämikytkimelliselle reaktorille

Herkkyysanalyysin kohteeksi valittiin 6 MVar käämikytkimellinen reaktori. Syinä oli nimellistehon reunaehtojen täytyminen parhaiten sekä eri investointiskenaarioiden tulokset. Herkkyysanalyysi suoritettiin Excel-työkalulla tutkimalla kuinka maksimissaan kahden parametrin muutos vaikuttaa investoinnista odotettavaan tuottoon, tulokset ovat kerättyinä taulukkoon 34.

Taulukko 34. Herkkyysanalyysin tulokset

Korkokanta (%)	3	5	7
	666 000 €	505 000 €	389 000 €
Tarkasteluajanjakson pituus (a)	10	25	45
	229 000 €	505 000 €	754 000 €
Pätötehonkasvu vuodessa (%)	0	0,86	1,72
	529 000 €	505 000 €	479 000 €
Netotussopimus	Ei	Kyllä	–
	674 000 €	505 000 €	–
Suosiolan loistehosäätö	Ei	Kyllä	–
	627 000 €	505 000 €	–
Suosiolan loistehosäätö ja netotussopimus	Ei	Kyllä	–
	1 214 000 €	505 000 €	–
Suosiolan teho- (€/MVar) ja energiahinta (€/MVarh)	0 ja 0	999 ja 0,5	999 ja 2,5
	182 000 €	505 000 €	683 000 €
Reaktorin pitoaika (a)	40	45	50
	496 000 €	505 000 €	513 000 €
Reaktorin pätötehohäviöt (%)	0,5	0,65	0,8
	527 000 €	505 000 €	483 000 €
Häviöhinta (€/MWh)	38,5	50	61,5
	530 000 €	505 000 €	480 000 €
Fingridin teho- (€/MVar) ja energiahinta (€/MVarh)	666 ja 2,5	999 ja 5	1332 ja 7,5
	353 000 €	505 000 €	656 000 €
Ylimääräinen loisteho kulutuksen kasvu vuodessa (MVar)	-0,2	0	0,2
	642 000 €	424 000 €	205 000 €
Lähtötilanne loisteholle	Vuosi 2017	Oletus	Vuosi 2018
	471 000 €	505 000 €	518 000 €
WACC (%)	4	6	8
	453 000 €	505 000 €	556 000 €
Reaktorin yksikköhinta (€/3 MVar)	91 170 €	101 300 €	111 430 €
	489 000 €	505 000 €	520 000 €

Taulukon 34 tuloksista nähdään investoinnin olevan kaikilla yksittäisen parametrin muutoksilla kannattava. Tärkein huomio herkkyysanalyysistä on investoinnin olevan kannattava, vaikka Suosiolan loistehosäätö olisi Rovelle ilmaista sekä tilanteessa, jossa loisteho lähtee muuttumaan vuositasolla 0,2 MVar induktiiviseen suuntaan.

Tuloksista huomataan korkokannan pienentämisen nostavan investoinnin kannattavuutta, koska korkokantaa pienentämällä nettonykyarvomenetelmässä tulevaisuudessa saatavan rahavirran painoarvo kasvaa. Vuosittaisen pätötehon kasvu vaikutti kahteen

asiaan, loissähköikkunan rajojen kasvamiseen sekä muuntajien ja kaapeleiden loistehoon. Vaikka ennustettu pätötehonkasvu toteutuisi kaksinkertaisena ei tuottoon tulisi merkittävää vaikutusta.

Netotussopimuksen poistaminen kasvattaisi reaktorista saatavaa tuottoa 33 %, Suosiolan loistehon säädön poistaminen 24 % ja molempien poistaminen 140 %. Tässä kohdalla on muistettava, että tuotto laskettiin vertaamalla tilannetta reaktorin kanssa tilanteeseen ilman reaktoria, jolloin näissä tilanteissa reaktori pienentää huomattavasti enemmän loissähkömaksuja. Tilanteessa, jossa netotussopimus poistetaan siirtyvät ilman reaktoria olevan tilanteen kulut Suosiolan kasvaneelle kompensoinnille. Vastaavasti kun Suosiolan loistehon säätö poistetaan, siirtyvät kasvaneet loissähkömaksut netotussopimukseen, jonka kulut hajaantuvat netotussopimuksen osapuolten kesken hyödynjaon mukaisesti. Käytännössä sopimuksia ei tietenkään kannata poistaa, sillä loissähköikkunassa sisällä pysymisen seurauksena netotussopimuksesta tulee tuottoja ja reaktorin nimellistehon käydessä liian pieneksi voidaan ylityksiä vähentää Suosiolan kompensoinnilla.

Suosiolan säädön ollessa ilmaista putoaa reaktorin tuotto. Tuottoa kertyy ainoastaan kuukausilta, jolloin Suosiolan loistehon säätöä ei pystytä käyttämään eli kesäaikaan. Kuitenkin loissähköikkunan ylitykset ovat kesäisin tarpeeksi suuret, jolloin investoinnista tulee 25 vuodessa investointikustannustenkin jälkeen 182 000 € tuottoa. Vastaavasti Suosiolan säädön kustannusten kasvaessa paranee investoinnin kannattavuus. Fingridin loissähköikkunan hinnaston muutoksella on samanlaiset vaikutukset. Viimevuosien perusteella voidaan odottaa trendin olevan hinnoittelun kallistuminen, jolloin reaktorin hyöty kasvaa edelleen.

Reaktorin pitoajan muuttaminen vaikuttaa vuosittain Energiaviraston valvontamallin mukaiseen tuottoon sekä tätä kautta reaktorin jäännösarvoon. Pitoajan vaihtamisella ei ole merkittävää vaikutusta investoinnin tuottoon. Myös EV:n yksikköhinnan 10 %:n muutoksella ei ole merkittäviä vaikutuksia tuotto-odotukseen. WACC-prosentin pienentymisellä 2 prosenttiyksikkö investoinnin tuotto pienenee 10 %. Tuoton pienentyminen WACC-prosentin seurauksena on todennäköistä nykyisen sähkönjakelun siirtohinnoista käytävän keskustelun perusteella.

Reaktorin pätötehohäviö prosentilla ja häviösähkön hinnalla on samanlainen vaikutus investoinnin kannattavuuteen. Häviösähkön yhden suuri prosentuaalinen muutos vaikuttaa enemmän, koska häviökustannuksiin on otettu huomioon myös päämuuntajan

häviöt. Käämikytkimellisellä reaktorilla häviöprosentin vaikutus on pienempi kuin väliottokytkimellisellä reaktorilla, sillä vuotuinen loistehon kulutus on säädön vuoksi käämikytkimellisellä pienempi, jolloin pätötehohäviöt ovat myös pienemmät.

Arviosta poikkeava 0,2 MVAR induktiiviseen suuntaan vuositasolla muuttuva loissähkön kulutuksesta huolimatta investointi tuottaa arviolta 205 000 €. Loissähkön muutos tähän suuntaan olisi täysin viimevuosien vastainen, ja on myös asiakkaiden kulutuslaitteiden muuttumisen seurauksena myös epätodennäköistä. Todennäköisempänä tilanteena on loissähkön kapasitiivisempaan suuntaan, jolloin investoinnin kannattavuus paranee. Eri vuosien käyttämistä lähtötilanteena ei muodostunut merkittävää eroa tuloksien välille.

6.6 Suositeltu investointi sekä huomioonotettavia asioita

Suosittelavin kompensointilaite edeltävän kappaleen perusteella on 6 MVAR reaktori, kun tarkasteluaikana on 25 vuotta. Mikäli loistehon tuotannon kasvuun halutaan varautua pidemmälle ajanjaksolle ja 8 MVAR reaktorin investointikustannukset eivät valtavasti eroa 6 MVAR reaktorista, on investointi suurempitehoiseen perusteltua. Käämikytkimellinen reaktori oli nimellistehosta riippumatta rahallisesti parhain vaihtoehto. Parhaimman tuoton lisäksi käämikytkimellä saadaan etuja verkon käytön kannalta, jolloin reaktorin väliottokytkimen asentoa tuleville kuukausille ei tarvitse etukäteen tarkastella. Lisäetua käämikytkimellinen reaktori antaa päämuuntajan kuormituksessa. Kun pätötehon kulutus sähköverkossa on suurinta, on Valajaskosken liittymispisteen loisteho kulutuksen puolella (kuva 19). Näillä tunneilla reaktorin loistehon kulutus säätyy käämikytkimellä pienimmälle mahdolliselle teholle, jolloin päämuuntajan pätöteho kapasiteettia ei kuluteta turhaan. Nykytilanteessa päämuuntajakapasiteettia on jokaisella sähköasemalla runsaasti, jolloin säätyvän reaktorin loistehon kulutus ei muodosta pullonkaulaa päämuuntajan pätötehon siirrolle.

Reaktoria hankittaessa on kiinnitettävä huomiota pätötehohäviöihin sekä käämikytkimellisellä reaktorilla pienimpään mahdolliseen tehoportaaseen. Pienemmillä häviöillä elinkaarikustannukset laskevat, sekä kuormituksessa reaktorit lämpenevät vähemmän. Häviöiden minimointi on etenkin väliottokytkimellä säädettävässä reaktorissa tärkeää, sillä näiden vuotuinen huipunkäyttöaika on suurempi. Pienimmällä mahdollisella tehoportalla voidaan käämikytkimellisen reaktorin pätötehohäviöitä pienentää huomattavasti. Tunneilla, jolloin loisteho on loissähköikkunan sisäpuolella, syntyy käämikytkimellä kustannussäästöjä sekä reaktorin että päämuuntajan pienentyneistä pätötehohäviöissä.

Käämikytkimellisen reaktorin loistehon säädön seurauksena reaktorin kanssa samaan kiskoon kytketyn keskijänniteverkon jännitetaso vaihtelee. Kun loistehon tarve pienenee, pienennetään reaktorin loistehon kulutusta, jolloin keskijänniteverkon jännite nousee. Jännitenuousua kompensoi hieman jakeluverkon kasvanut pätötehonkulutus, joka laskee keskijänniteverkon jännitettä. Päämuuntajan käämikytkimen toimintakertojen määrä kuitenkin kasvaa nykyisestä, jolloin tarvittaessa sekä reaktorin että päämuuntajan käämikytkimen herkkyyttä ja asetusarvoja tulisi säätää siten että turhilta käämikytkimen käyttökerroilta vältytään.

Säätöä suunniteltaessa on otettava huomioon Suosiolan generaattori. Suosiolan loistehon säädön helpoin toteuttaminen on generaattorin ajaminen mahdollisimman lähellä tehokerrointa 1, kunnes reaktorin nimellisteho käy riittämättömäksi. Tämän jälkeen tarvittava loisteho ostetaan Suosiolalta. Tärkeintä on varmistaa, etteivät reaktorin ja generaattorin säätäjät haittaa toistensa toimintaa. Toinen tärkeä asia on huomioida nykyiset kompensointikondensaattorit. Kun reaktori kytketään verkkoon, täytyy varmistaa, etteivät sähköasemille asennetut kondensaattorit kytkeydy turhaan verkkoon kompensoidakseen reaktorin loistehoa.

Mikäli mahdollista, kannattaa Viirinkankaan lähdoista pisimmät ja vähiten kuormitetut maakaapelilähdöt kytkeä samaan kiskoon hankittavan reaktoriyksikön kanssa. Tällä tavoin reaktorin loistehon kulutuksesta osa tuotetaan keskijänniteverkon puolella, jolloin päämuuntajan läpi siirtyvä loisteho on pienempi.

Tässä työssä maasulkuvirtojen tarkastelua ei suoritettu, mutta kompensointireaktoria voidaan käyttää kompensoimaan maasulkuvirtoja, mikäli reaktorin tähtipiste voidaan kytkeä maahan. Vikatilanteessa reaktori ei kuluta loistehoa, vaan on kytkeytyneenä maan sekä keskijänniteverkon väliin kompensoiden kaapeleiden tuottamaa kapasitiivista maasulkuvirtaa. Tällöin reaktorin täytyy kestää pääjännitteen suuruinen jännite. Koska reaktorin kuluttaman loistehon muuttaminen muuttaa myös reaktorin induktanssia, on epätoivottavaa että maasulkuvirtaa ja loistehoa pystytään yhtä aikaa kompensoimaan. Mikäli loistehon kompensointi on tulevaisuudessa tarpeetonta, voidaan turhaksi käynnystä reaktoria hyödyntää maasulkuvirtojen kompensointiin.

Asiakkaiden muuntamoille asentamien kompensointikondensaattoreiden yhteenlaskettu kapasiteetti on lähes 10,5 MVar, eli suurempi kuin hankittavan reaktorin. Tällä hetkellä voimassa olevan tariffin mukaan loistehon kulutuksesta laskutetaan asiakasta ja loistehon anto verkkoon on kiellettyä. Jatkokehityksenä loistehon kompensoinnille reaktorilla,

tulevaisuuden loistehon muutokseen varautuen, Roven kannattaa tutkia millä tavoin asiakkaiden nykyistä kompensointikapasiteettia voidaan hyödyntää ja miten kompensoinnin käyttöön voidaan vaikuttaa. Esimerkiksi loistehon laskutukseen voisi asettaa kesäaikaan muutoksia, joilla kompensoinnin käyttöä vähennettäisiin loistehonannon kannalta ongelmallisimpaan aikaan. Myös yhtenä vaihtoehtona kannattaa selvittää pystytäänkö asiakkaiden kompensointilaitteita ohjata etänä, jolloin verkkoyhtiö pystyisi irrottamaan turhat kondensaattorit sähköverkosta suoraan Valajaskosken liittymispisteen mittauksen perusteella. Vaikka etäohjausta ei nykyisillä laitteilla pystyisi järjestämään, tämän mahdollistaminen tulevaisuudessa hankittaville kompensointilaitteille olisi järkevää. Koska loistehon kompensointi pienentää asiakkaan liittymispeestä ottaman virran itseisarvoa, ei kompensoinnin vähentäminen välttämättä ole ongelmaton liittymispisteen komponenttien mitoituksen ja sähköverkon keskijännitekaapeleiden mitoituksen takia.

7. YHTEENVETO

Rovaniemen Verkko Oy:n tarve kapasitiivisen loistehon kompensoinnille on tullut ajankohtaiseksi kantaverkkoyhtiö Fingridin asteittain tiukentuneen loissähköhinnoittelun takia. Vuosien 2015 – 2018 perusteella verkkoyhtiön loisteho kantaverkon liittymispisteessä on siirtynyt yhä enemmän kapasitiivisempaan suuntaan. Syitä tähän ovat jakeluverkkoyhtiön maakaapelointi sekä asiakkaiden muuttuva loistehon kulutus. Loissähkömaksuja lieventävät Valajaskosken liittymispisteessä käytössä oleva netotussopimus sekä Suosiolan voimalaitoksen käyttö loistehon kompensointiin.

Netotussopimukseen liittyy epävarmuustekijöitä muiden yhtiöiden loissähkön käytöksen muuttumisesta, tämä yhdistettynä nykyisen netotussopimuksen tapaan toteuttaa hyödynjako on oman kompensointilaitteiston hankkiminen järkevää. Vuoden 2019 hinnastolla netotetun Valajaskosken loissähkölasku oli vuonna 2018 650 €, mutta Rovelle kertyi maksettavaa 17 420 €, ilman sopimusta maksu pelkästään Fingridille olisi ollut 36 080 €. Netotussopimuksen hyödynjakoa olisi yhtiöiden hyvä tarkastella uudelleen, sillä nykytilanteessa Rove käyttää Suosiolan voimalaitosta estääkseen omat erillismaksunsa vaikka netotettuna Valajaskosken liittymispiste pysyisi loissähköikkunan sisällä.

Loissähkön kannalta ongelmallisin ajankohta on kesä, kun Roven alueen pätötehonkulutus on pienimmillään. Kesällä tapahtuvat pahimmat loissähköikkunan ylitykset sekä suurin osa vuoden laskutettavista tunneista. Samaan aikaan Suosiolan voimalaitos on käyttökatkolla, jolloin generaattorin loistehon säätöä ei pystytä hyödyntämään. Tässä tilanteessa verkkoyhtiöllä ei ole nykytilanteessa ollenkaan keinoja toteuttaa kapasitiivisen loistehon kompensointia. Samaan aikaan jakeluverkon suuritehoisten asiakkaiden kompensointikondensaattoreiden kapasiteetti on yhteensä 10,5 MVA. Jatkokehityksenä tälle työlle Roven kannattaa tutkia onko loissähkön kannalta hankalana ajankohtana mahdollisuutta vähentää asiakkaiden käyttämää kompensointia esimerkiksi siirtotariffeja muuttamalla tai automaatiolla.

Tässä työssä käsitellyistä kompensointivaihtoehdoista parhaaksi strategiaksi ilmeni välittömästi tapahtuva investointi yhteen suureen reaktoriyksikköön. Varteenotettavin hankinta on käämikytkimellinen reaktori, ja 25 vuoden tarkasteluajanjaksolla pienin järkevin valinta nimellistehoksi on 6 MVA. Tätä pienempien reaktoreiden kustannus nimellistehoonsa nähden käy suurempiin yksikköihin nähden kalliiksi Roven tilanteessa. Suorite-

tun herkkyysanalyysin perusteella investointi on kannattava, vaikka verkkoyhtiön loistehon kulutus lähtisi nykytilanteesta poiketen siirtymään induktiiviseen suuntaan ja vaikka Suosiolan generaattorilla toteutettava loistehon säätö olisi ilmaista.

Käämikytkimellisen reaktorin investointikustannukset ovat suuremmat kuin väliottokytkimellisen reaktorin, mutta automaattiseksi toteutettavan loistehon säädön ansioista häviökustannuksilla pystytään kompensoimaan käämikytkimen rahoittaminen. Tällöin pystytään myös helposti vähentämään reaktorin sähköaseman päämuuntajalta varaamaa kapasiteettia. Hyötyä tästä on etenkin koko jakelualueen korkean pätötehon kulutuksen aikana, sillä loisteho Valajaskosken liittymispisteessä on kyseisillä tunneilla jo valmiiksi loistehon kulutuksen puolella. Lisäksi kytkentöjen ohessa tapahtuvia jänniteilmiötä pystytään käämikytkimellisellä reaktorilla lieventämään ohjaamalla reaktorin loistehon kulu- tusta nimellistehoaan pienemmälle ennen kytkentöjä. Arvioksi 6 MVA:n käämikytkimelli- sen reaktorin tuotolle saatiin 25 vuoden tarkasteluajanjaksolla olevan 505 000 €. Tuotto on diskontattu nykyarvoon 5 % korkokannalla ja tuotosta on vähennetty alun investointi- kustannukset. Reaktorin takaisinmaksuaika on arviolta 4,5 vuotta.

LÄHTEET

- [1] T. Niemelä, "Suurhäiriöt sähköjakelussa", Kandidaatintyö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2017, Tampere.
- [2] H. Akagi, E. H. Watanabe and M. Aredes, "Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning", 2007, saatavissa: http://tuni.summon.serialssolutions.com/lib-proxy.tuni.fi/2.0.0/link/0/eLvHCXMwnV3fa9swED7G-rlwaLsf1PvRmcH2lkyWbEI-KkloaB-mDPXR9GgjZkmCUOgU7sD-d7LdOmVPg0ACMo51J-T77nTfByD4gs2f7AlZ4XWVYzSQZwEDXmYFAgHNMBolvhYZ9Sr-qFXGwT8-vtE-YsET-JZNL-gn7G0T9lKnFMEIwFvzaCcgYBKyoJoP0vEBLiw5dVjsoX4scXQgBmTL7rIEdjEDnW-FiASxvl4yQrjA-JYKgbKTmGQbzgRrxqHC8eiE75t3hRhq99PYOZbW9wb8J9q2v3eicG7Zb9MJb6Tnbt5HW2OYTf48wfFBq6XfNngetsnyXyv4xzBAeeWiiO4ZlvXsFsQnn4GpaXMR7Fj9_u2vQnibSIPUFAahuX-LicF9bTbDhest1RZ71PHb-B6c361vpgPMg5zK7QUaq5qyWu-umEUYzpWXLOTKM4p0gnYuiCKouqwr7yprZXBuUAtlnungbFXmu-hJv4aWl8_5NF_sC3QmkEaoK3Oa9shhz5pbXrGR1CDYwVzuRwOeJLw-zahEBLa0avosN4nsDXRxcZtHNDGtjm1t2ZPhUklalaOEvgmCxs-nsM1kzg0-hME-8-HKc156s1KYlxlcbJ72Nz11OHGARwGRW6cOjL0yHTcsOMxh21JLZgKU33t3v3r39-Dy_6FDNlqj7Ac3x-xG_cAanceGfwsFyuVpd3wNQLwOf. DOI: 10.1002/0470118938.
- [3] J. Bastman, "Kolmivaihejärjestelmät opetusmoniste", Tampereen teknillinen yliopisto, ei julkisesti saatavissa, 2017.
- [4] J. Bastman, "Sähköverkkojen mallintaminen ja analyysi opetusmoniste", Tampereen teknillinen yliopisto, ei julkisesti saatavissa, 2017.
- [5] E. Lakervi ja J. Partanen, "Sähkönjakeluteknikka", Helsinki: Otatieto Helsinki University Press, 2008.
- [6] Energiategollisuus, "Sähköntoimituksen laatu- ja toimitustapavirheen sovellusohje", 2014, saatavissa: https://energia.fi/files/881/Sahkontoimituksen_laatu_ ja_toimitustapavirheen_sovellusohje_2014.pdf.
- [7] K. Nousiainen, "Magneettipiirit ja muuntajat -opintomoniste", Tampereen teknillinen yliopisto, ei julkisesti saatavissa, 2016.
- [8] J. Elovaara ja L. Haarla, "Sähköverkot 2: Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet", Helsinki: Otatieto, 2011.
- [9] A. Jakušenoks ja A. Laizāns, "Impact of household electric energy usage trends on electrical power supply net power factor", 2015, saatavissa: https://llufb.llu.lv/conference/Research-for-Rural-Development/2015/LatviaResearchRuralDevel21st_volume1-253-257.pdf.
- [10] C. U. Brunner and P. Waide. C. U. Brunner ja P. Waide. "Energy-efficiency policy opportunities for electric motor-driven systems. Energy-efficiency policy opportunities for electric motor-driven systems. OECD Publishing. OECD Publishing", 2011, saatavissa: http://tuni.summon.serialssolutions.com/2.0.0/link/0/eLvHCXMwpV3LTsJAFJ0obtxp1PhOVy4khTrTaTsLFwolJsaQ-CMQlMUCH-KgEJf6-Z6YVi8ZE46YI00lh5pT76r3nEsJol_C_yARmoEkiDUik4VQpLrgymhq-hwzMQr7aUeHCTXHbg8CfXZZ_llzK-LyaZ7TJwxCsu0gR13AyxUzX8jjFgbito_4D64qYYwGdgjyPQx_FX-KeuqM9PHUWEq68sKIDr3ald5Tx3VKouyzB1rXAmGn9weOB-e2YI4BKXuavjyGfS1AcN-zjYfl2fl5_mj_U7yzRZSCjLnPwCJ_KiXvwEGKnTMs3-l7Xq46W8GI7opq12JSJWaA0nnmgQC5_youHKN0Ec21BGhz-Mx5yOIRjfG78sbVtmt7Y-CO-YOqzMB34klPn8yE_16nuX-oLdKVpPAZmze9rqLEFoA4wrK-tiRswl2aX74PavY506ZiMPQ3yJpb9SZZyfltcvUNDK8Aw1sCwwMY3gcYXhUM-

[rwRjm_Q7ab915ZctLGwCTw5NwIUWS85oDEcR26tMJGNlhJQ0kyzhoQpiPRI6EubMqECo2Eg-BiztjLlpCyXZILX_Os13iac0YrvMRbMiQjxIJU1CGoVZSG-hbsUdO7VqHb8U7lqmDd-vjD9u7_ZfIBWf98MA5J7XU2z45wwt4cO0DeAbh_PQo](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/loissahkon-toimituksen-ja-loistehoreservin-yllapito-2020.pdf). DOI: 10.1787/5kkg52gb9gjd-en.

[11] Fingrid, "Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito", 2019, saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/loissahkon-toimituksen-ja-loistehoreservin-yllapito-2020.pdf>.

[12] M. Hautero, V. Tuominen ja S. Repo, "Jännitteensäädön ja loistehon hallinnan kokonaiskuva -loppuraportti", Tampereen teknillinen yliopisto, 2017, saatavissa: https://energia.fi/files/2373/Jannitteensaadon_ja_loistehon_hallinnan_kokonaiskuva_-_raportti_2018.pdf.

[13] P. Parviainen, "Vastine asiakkaiden kommentteihin", 2019, saatavissa: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13010239/fingridin-vastine-asiakkaiden-kommentteihin.pdf/4e231609-2846-72fd-6d87-425ed3eff071/fingridin-vastine-asiakkaiden-kommentteihin.pdf.pdf>.

[14] Fingrid, "Loissähkön käyttö ja loistehoreservin ylläpito [WWW-sivu]", viitattu 17.06.2019, saatavissa: <https://www.fingrid.fi/palvelut/sahkonsiirto/liitynta-kantaverkkoon/loissahkon-kaytto-ja-loistehoreservin-yllapito/>.

[15] Fingrid, "Fingrid sähkönsiirto [WWW-sivu]" viitattu: 20.6.2019, saatavissa: <https://www.fingrid.fi/palvelut/sahkonsiirto/#loissahko>.

[16] Fingrid, "Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito", 2017, saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/loissahkon-toimituksen-ja-loistehoreservin-yllapito.pdf>.

[17] W. Hofmann *et al*, "Reactive Power Compensation: A Practical Guide", 2012, saatavissa: http://tuni.summon.serialssolutions.com/2.0.0/link/0/eLvHCXMwfv3Bbs-lwDLWm9rKdYN00KEz9ARBL0yQ9AqLaZRegFy6VE1yJC5pQ-f85HRMwIU6RIsUHS7H9_OIXgFSMJ6N_MYE0KiOszCIT0qAgjpE6-7B1pjUXHX5Wufwys4IBv2HcKO4QqA1yPXmgM4nKV1YZRu1hC04CCKfz1ab0MtUN1ruLbFF0ICQ_QtCFB9o_w9OF5F8E8ZKwDTHJt-flPFPuhlJtv55gbhY-rOefo9ZkdeqsVMqLq6j0FQKG6vQGIRTa5dYKrJ2VW5S4dakzXASRY-ocVQ-iWxZ6MLze_mOeKu316FX_9rEYHjI9i9-GwACC5nCKIS_H_e795IUfluRubg.

[18] J. Elovaara ja L. Haarla, "Sähköverkot 1: Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta", Helsinki: Otatieto, 2011.

[19] A. Kenttälä, "Jakeluverkon loistehohallinnan suunnitelma", Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2016, saatavissa: <http://URN.fi/URN:NBN:fi:tty-201611084695>.

[20] T. Koho, "Loistehon ja maasulkuvirtojen kehittyminen ja kompensointi Oulun energian siirto ja jakelu Oy:n jakeluverkossa", Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2018, saatavissa: <http://URN.fi/URN:NBN:fi:tty-201804181503>.

[21] H. Eno, "Kapasitiivisen loistehon kompensointi sähköverkkoyhtiössä", Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2016, saatavissa: <http://URN.fi/URN:NBN:fi:tty-201602233547>.

[22] R. Hiltunen, "Loistehon ja maasulkuvirran hallinta jakeluverkkoyhtiössä", Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2017, saatavissa: <http://urn.fi/URN:NBN:fi-fe2017102050223>.

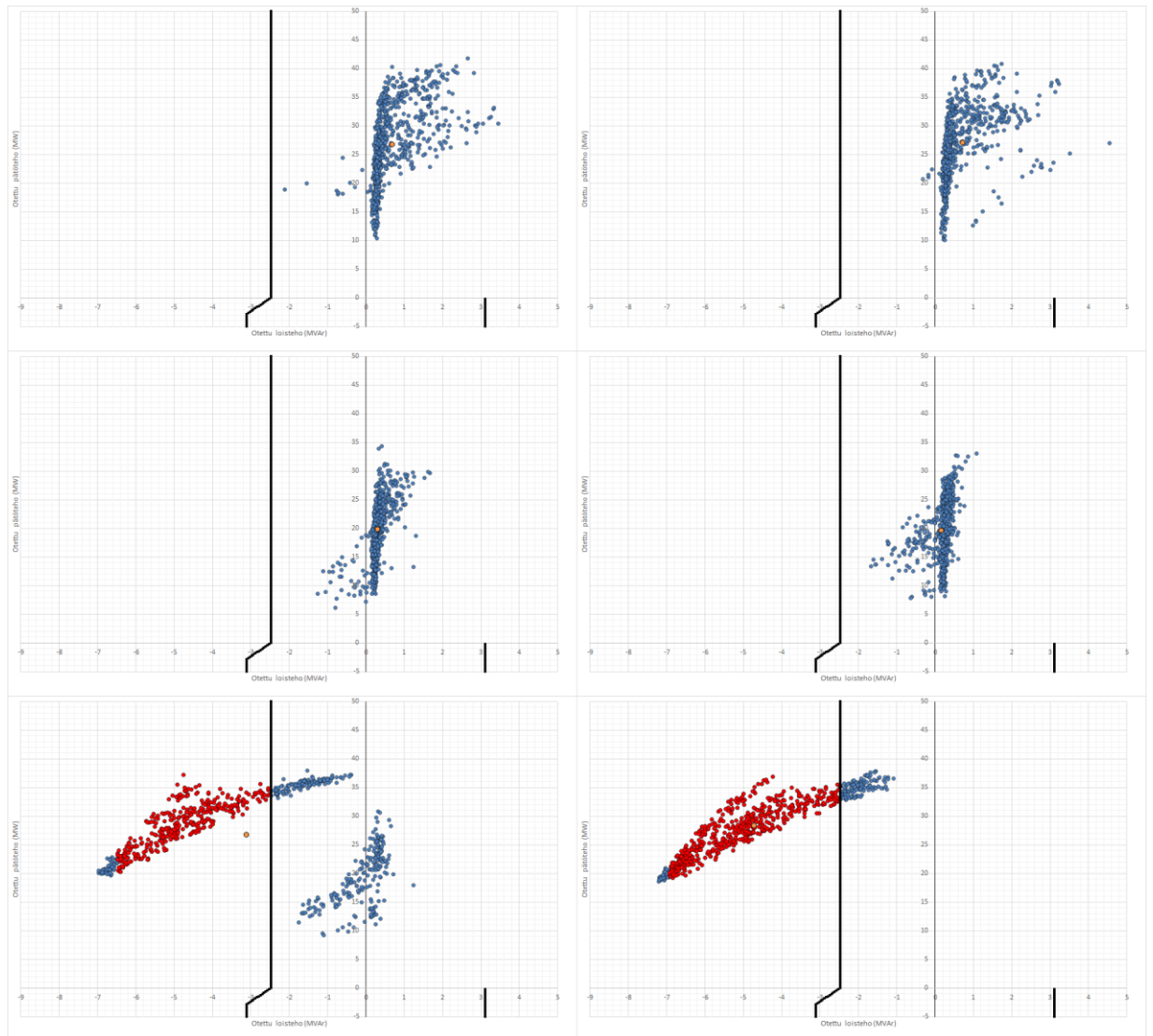
[23] M. Pesonen, "20 kV ilmajohtoverkon maakaapeloinnin vaikutus maasulkusuojaukseen ja loistehotaseeseen", Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2015, saatavissa: <http://urn.fi/URN:NBN:fi-fe2015092814159>.

- [24] KKM Power, "Jakelumuuntaja petersen kelalla ja shunttireaktorilla [WWW-sivu]", viitattu 14.11.2019, saatavissa: <https://kkmpower.com/fi/products/jakelumuuntaja-petersen-kelalla-ja-shunttireaktorilla/>.
- [25] KKM Power, "Shunttireaktori petersen kelalla [WWW-sivu]", viitattu 14.11.2019, saatavissa: <https://kkmpower.com/fi/products/shunttireaktori-petersen-kelalla/>.
- [26] ABB, "Shunt reactors [WWW-sivu]", viitattu: 14.11.2019, saatavissa: <https://new.abb.com/products/transformers/reactors-and-inductors/traditional-shunt>, .
- [27] K. Kauhaniemi, "Switching overvoltages of shunt reactors when opening the circuit breaker", Vaasan yliopisto, 2016, saatavissa: <https://www.elenia.fi/sites/www.elenia.fi/files/Loistehon%20kompensointireaktoreiden%20kyt-kent%C3%A4ylij%C3%A4nnitteiden%20tutkiminen.pdf>.
- [28] ABB, "Controlled switching with Switchsync", 2010, saatavissa: http://at.dii.unipd.it/re-nato.gobbo/didattica/corsi/Componenti_tecnologie_elettrici/docu-menti_abb/ABB%20B.G.%20Controlled%20Switching%20Ed3.1.pdf.
- [29] J. Dixon *et al*, "Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review," *Proc IEEE*, vol. 93, (12), pp. 2144-2164, 2005.
- [30] J. Rekola, "Power electronic applications for power quality -luentokalvot", Tampereen teknillinen yliopisto, ei julkisesti saatavissa, 2018.
- [31] E. Acha, "FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks (1. Aufl. ed.)" Chichester; Hoboken, NJ: J. Wiley, 2004.
- [32] Energiavirasto, "Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla", 2018, saatavissa: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Valvontamenetelmät-sähkönjakelu-2016-2023.pdf/72eac45f-4fe0-6b0a-d5f7-e89ee97b89fc/Valvontamenetelmät-sähkönjakelu-2016-2023.pdf.pdf>.
- [33] J. Bastman, "DEE-33010 Sähkökoneet opetusmoniste", Tampereen teknillinen yliopisto, ei julkisesti saatavissa, 2017.
- [34] Fingrid Oyj, "Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset VJV2018", 2018, saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/vjv2018.pdf>.
- [35] Energiavirasto, "Sähköverkkotoiminnan tekniset tunnusluvut 2017" saatavissa: <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut>, .
- [36] J. Tennilä, "Rovaniemen 10 kV verkon kehittämismuutosten selvittäminen", Diplomityö, Tampereen teknillinen korkeakoulu, 1984.
- [37] Fingrid, "Taustaverkon tiedot: Rovaniemi", ei julkisesti saatavissa (sähköposti), 2017.
- [39] Prysmian Cables and Systems Oy, "Energiakaapelit," 2009.
- [39] J. Pikkupeura, "Loistehon säätö Rovaniemellä", ei julkisesti saatavilla, 1994.
- [40] ABB, "ABB-vierailukäynti Rovaniemen Verkko Oy:llä syyskuussa", 2019.
- [41] EGE spol. sr.o., "Routine test report three-phase shunt reactor", ei julkisesti saatavissa (sähköposti), 2019.

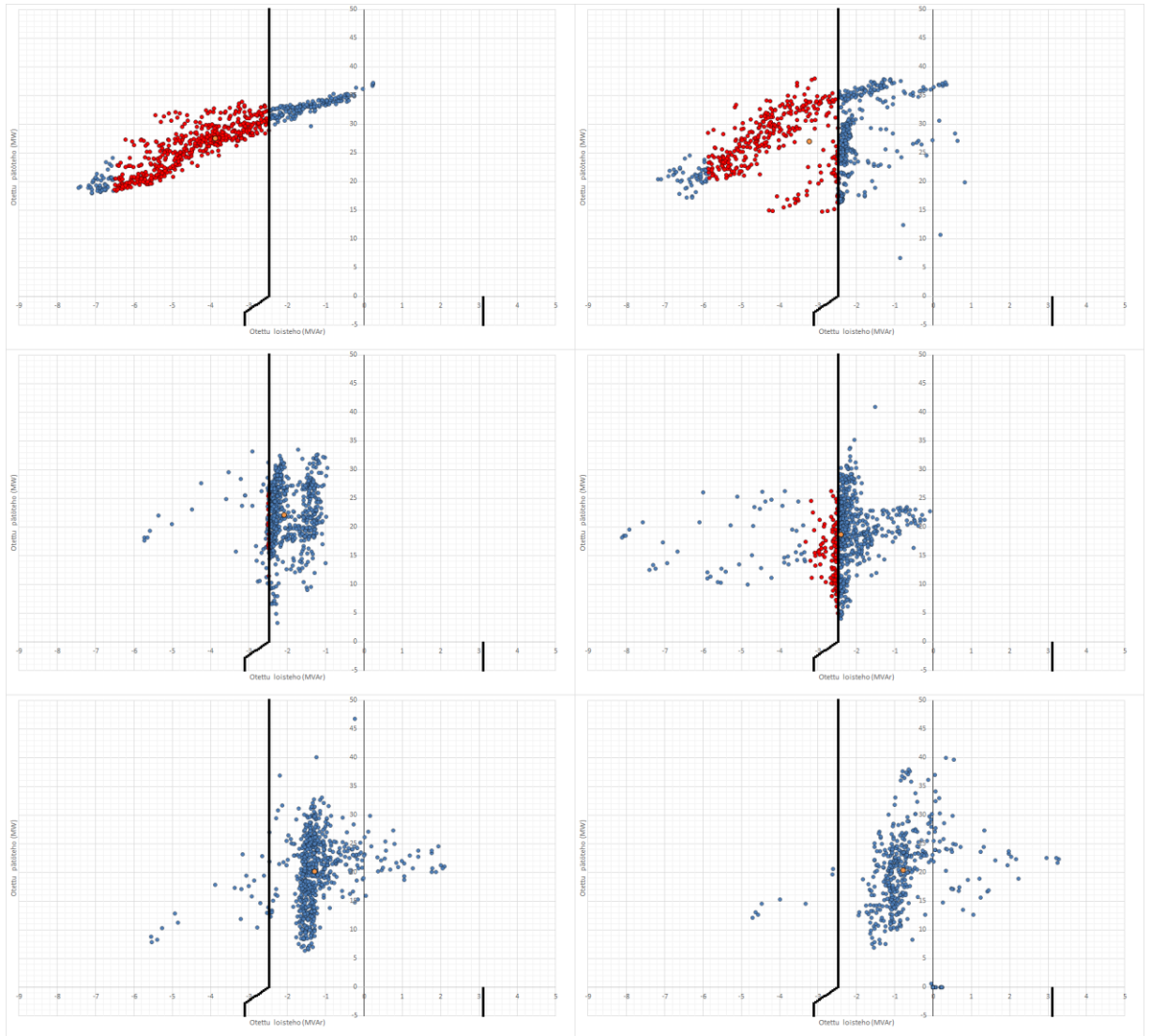
[42] Energiateollisuus, "Sähkötoimituksen laatu- ja toimitustapavirheen sovellusohje", 2014, saatavissa: https://energia.fi/files/881/Sahkontoimituksen_laatu_ja_toimitustapavirheen_sovellusohje_2014.pdf.

[43] Yritystulkki, "Investoinnin kannattavuus [WWW-sivu]", *viitattu 22.11.2019*, saatavissa: <https://www.yritystulkki.fi/fi/alue/oulu/aloittava-yrittaja/suunnittelu/taloussuunnitelmat/investoinninkannattavuus/>.

LIITE A: VUODEN 2018 LOISSÄHKÖIKKUNA

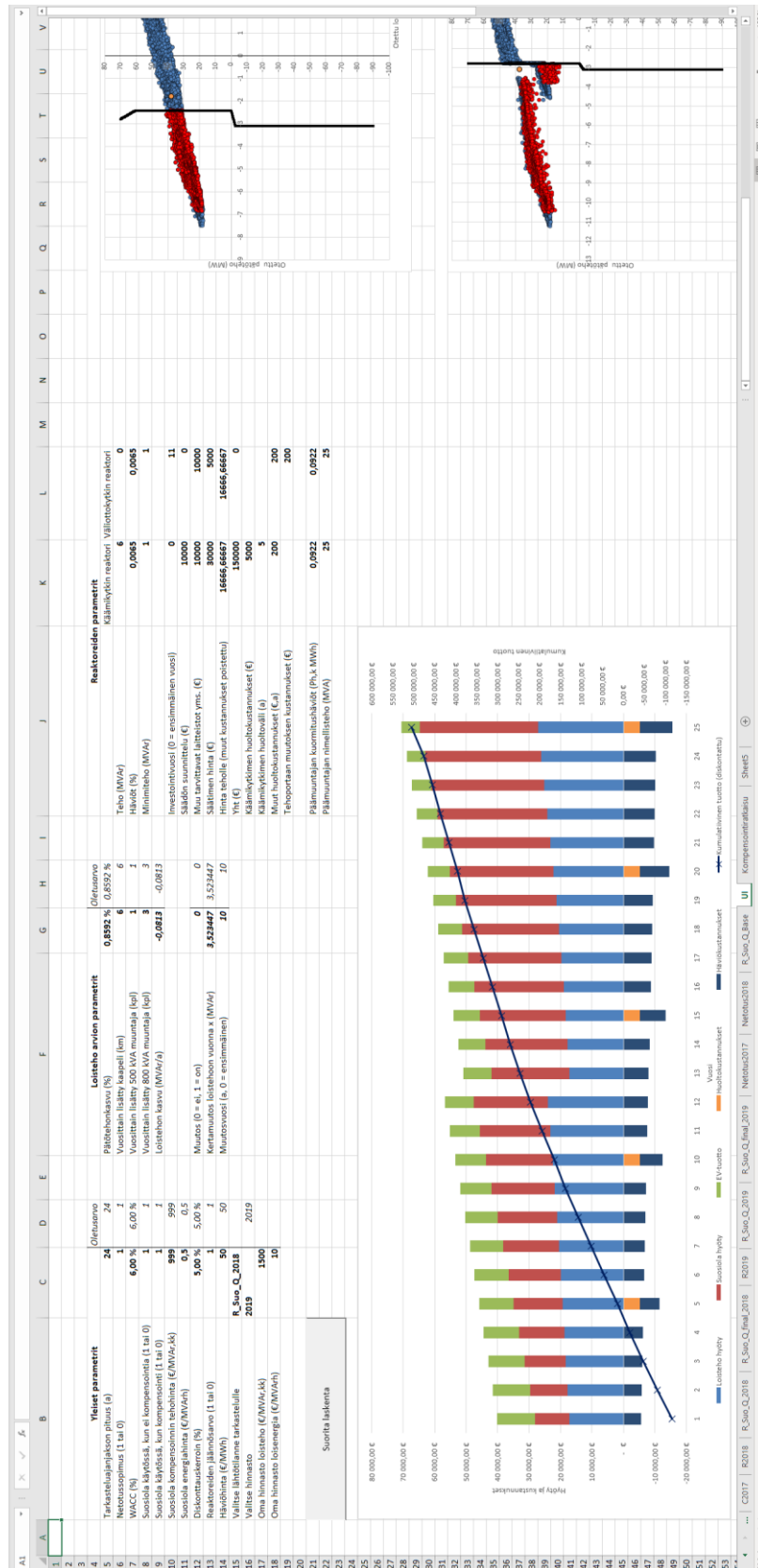


a) Kuukaudet tammikuu – kesäkuu järjestyksessä tammikuu ylävasen, helmikuu yläoikea jne.



b) Kuukaudet heinäkuu – joulukuu järjestyksessä heinäkuu ylävasen, elokuu yläoikea jne.
Kuva 28. Vuoden 2018 tuntipäätö- ja loistehot Valajaskosken liittymispisteessä

LIITE B: NÄYTTÖKUVA EXCEL-TYÖKALUN PÄÄIKKUNASTA



Kuva 29. Excel-työkalun pääikkuna