

Matias Forsblom

# Automaattisesti säätyvä loistehonkompensointi

Metropolia Ammattikorkeakoulu

Insinööri (AMK)

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Insinöörityö

23.11.2017

Tekijä Otsikko	Matias Forsblom Automaattisesti säätyvä loistehonkompensointi
Sivumäärä Aika	36 sivua + 2 liitettä 23.11.2017
Tutkinto	Insinööri (AMK)
Koulutusohjelma	Sähkötekniikan koulutusohjelma
Suuntautumisvaihtoehto	Sähkövoimatekniikka
Ohjaajat	Myyntipäällikkö Juho Ylinen Yliopettaja Jarno Varteva
<p>Reaktorien kysyntä on kasvanut äkillisesti lisääntyneen maakaapeloinnin ja Fingridin vuonna 2016 muuttuneiden laskutusperusteiden johdosta. Maakaapeleiden kapasitanssit ovat moninkertaisia ilmajohtoihin nähden, joten varsinkin pitkillä ja vähäkuormitteisilla siirtojohdoilla ne toimivat luonnollisen tehon alapuolella, eli tuottavat enemmän loistehoa kuin kuluttavat. Liiallinen loistehon tuotanto voi aiheuttaa merkittäviä kustannuksia jakeluverkkoyhtiöille.</p> <p>Tämän opinnäytetyön tarkoituksena oli tutkia erilaisia ratkaisuja loistehon hallintaan. Painopisteenä olivat automaattisesti säätyvät ratkaisut ja niiden kilpailukyky. Toisena tavoitteena oli hyödyntää paremmin jakeluverkkoyhtiöiden käytettävissä olevia tietoja reaktorin hankinnassa.</p> <p>Kantaverkkoyhtiön jakeluverkonhaltijoille toimittamien loistehoraporttien perusteella kehitettiin työkalu, jolla voidaan helpottaa reaktorin valintaa ja analysoida paremmin sen kustannusvaikutuksia loistehomaksuihin. Työkalulla voidaan laskea kiinteiden ja automaattisten reaktoriratkaisujen vuosittaiset kustannukset ja vertailla niitä alkutilanteeseen. Lopuksi työkalulla tutkittiin jakeluverkkoyhtiön loistehoraporttia. Tutkittavaksi valittiin kaksi liittymäpistettä, joista aiheutui merkittäviä maksuja. Molemmille liittymäpisteille ehdotettiin kustannustehokkainta ratkaisua.</p> <p>Tuloksista voidaan nähdä, että investointien takaisinmaksuaika on melko lyhyt ja joissakin tapauksissa automaattinen säätöratkaisu voi olla kustannustehokkaampi kuin kiinteä reaktori korkeammista investointikustannuksista huolimatta.</p>	
Avainsanat	kapasiitiivinen loisteho, loistehon kompensointi, loistehon hallinta, rinnakkaisreaktori

Author(s) Title	Matias Forsblom Auto-adjusting Reactive Power Compensation
Number of Pages Date	36 pages + 2 appendices 23 November 2017
Degree	Bachelor of Engineering
Degree Programme	Electrical Engineering
Specialisation option	Electric Power Engineering
Instructor(s)	Juho Ylinen, Sales Manager Jarno Varteva, Principal Lecturer
<p>Increased underground cabling and the changes to the new Main Grid Contract 2016 have abruptly increased the inquiries for shunt reactors. The capacitances of underground cables are significantly greater than capacitance of overhead lines, so especially on long and lightly loaded lines cables operate under their natural power and produce more reactive power than they consume. Excessive reactive power might cause significant fees for distribution system operators.</p> <p>The purpose of this thesis was to inspect different solutions for reactive power management. The focus was on auto-adjusting solutions and their competitiveness. Another aim was to make better use of the data available to distribution network companies during reactor procurement.</p> <p>Reactive power reports supplied for distribution system operators by the transmission grid system operator were examined. Based on the reports a tool was developed to ease the selection of the reactor and to better analyze its cost impact on the reactive power fees. The tool can be used to calculate the yearly fees for fixed and automatic reactor solutions and for comparing them to the initial situation. Finally, the tool was used for case study. Two connection points which caused significant fees were examined and the most cost-efficient solutions for both connection points were proposed.</p> <p>From the results it can be seen that the payback times of investments are rather short and in some cases auto-adjusting solution might be more cost-efficient than fixed reactor, despite the higher investment cost.</p>	
Keywords	capacitive reactive power, reactive power compensation, reactive power management, shunt reactor

## Sisällys

1	Johdanto	1
2	Loistehon kompensointi	2
2.1	Pätöteho ja loisteho	2
2.2	Yliaallot ja resonanssit	3
2.3	Loistehon tuotanto ja kulutus	4
2.3.1	Kaapelit ja avojohdot	6
2.4	Loistehon siirto ja kustannukset	7
3	Loistehon kompensointiin käytetyt ratkaisut	10
3.1	Verkkovaikutukset	10
3.2	Jännitetason vaikutus kompensoinnin toteuttamiseen	13
4	Vaihtoehdot kapasitiivisen loistehon kompensoinnille	15
4.1	Kondensaattorien ja johtolähtöjen irrotus	15
4.2	Jännitteettömänä säädettävät reaktorit	15
5	Reaktorityökalu	22
5.1	Tableau-analytiikkaohjelmisto	22
5.2	Fingridin loistehoraportit	22
5.3	Työkalun toteutus	23
6	Tapaustutkimus	28
6.1	Ensimmäinen tarkasteltava liittymispiste	28
6.2	Toinen tarkasteltava liittymispiste	30
7	Yhteenveto	34
	Lähteet	35
	Liitteet	
	Liite 1. Tapaustutkimus – Raportti ensimmäisestä tarkasteltavasta liittymispisteestä	
	Liite 2. Tapaustutkimus – Raportti toisesta tarkasteltavasta liittymispisteestä	

## 1 Johdanto

Useimmat sähkölaitteet tarvitsevat toimintaansa pätötehon lisäksi loistehoa. Pätötehon tavoin myöskään loistehoa ei voida varastoida, joten verkossa tulisi vallita aina tasapaino tuotetun ja kulutetun sähkön kesken. Loistehoa ei ole kannattavaa siirtää pitkiä matkoja, vaan se on tuotettava ja mahdollisimman lähellä kulutuskohtaansa. Loistehon tuotanto ei laske merkittävästi pätötehon laskiessa, joten varsinkin kesä- ja yöaikaan verkkoon muodostuu helposti liikaa loistehoa.

Reaktorien eli rinnakkaiskuristimien kysyntä on kasvanut äkillisesti säävarman verkon vaatimuksien ja Fingridin vuonna 2016 muuttuneiden laskutusperusteiden johdosta. Perinteisesti laitteiden tarvitsema loisteho on tuotettu kondensaattoreilla, mutta maakaapelointiasteen kasvaessa kapasitiivisen loistehon ylituotanto on lisääntynyt ja kompensointitarve on kääntynyt induktiiviselle puolelle. Fingridin muuttuneet maksuperusteet voivat aiheuttaa merkittäviä kustannuksia verkkoyhtiöille ja ne näin ollen ohjaavat verkkoyhtiöitä kompensoimaan tarvitsemansa loistehon itse.

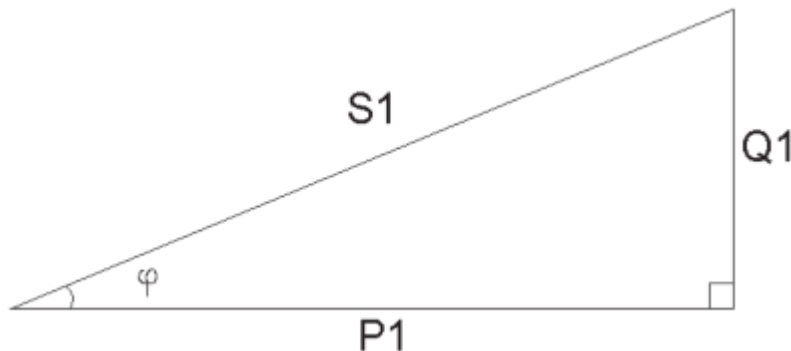
Loistehon kompensointi voidaan toteuttaa useilla eri tavoilla verkon rakenteesta ja lähtötilanteesta riippuen. Loistehon hetkellis- ja kausivaihtelut aiheuttavat joissakin tapauksissa jatkuvan loistehon säätötarpeen, joten myös jännitteellisenä säätyville ratkaisuille sekä automaattisille säätöjärjestelmille on tarvetta.

Työ tehtiin toimeksiantona Multirel Oy:lle, joka on Kirkkonummella toimiva, vuonna 1997 perustettu asiantuntija- ja maahantuontiyritys. Työn tavoitteena on selvittää eri kompensointivaihtoehtoja ja kustannusvaikutuksia sekä luoda työkalu, jolla jakeluverkkoyhtiöiden käytössä olevaa dataa voidaan paremmin hyödyntää loistehon kompensointilaitteiden hankinnassa.

## 2 Loistehon kompensointi

### 2.1 Pätöteho ja loisteho

Sähköverkoissa siirrettävää tehoa mitataan näennäistehona. Näennäisteho koostuu pätötehosta ja loistehosta, jotka ovat toisiinsa nähden vaihekulmasiirrossa. Kuormituksen ollessa täysin resistiivistä kulutetaan pelkästään pätötehoa. Suuressa osaa kuormituksista on mukana induktiivista tai kapasitiivista komponenttia, jolloin tarvitaan myös loistehoa. Pätöteho on työtä tekevä osa näennäistehosta, jolla voidaan esimerkiksi pyörittää induktiomootoria. Loisteho on työtä tekemätöntä tehoa, joka varastoituu magneetti- tai sähkökenttään. Induktiomootorin tapauksessa loistehoa tarvitaan moottorin magneettikentän ylläpitämiseen. Kuvassa 1 on havainnollistettu tehojen keskinäisiä suhteita. Näennäisteho  $S_1$  koostuu pätötehon  $P_1$  reaali-osasta ja loistehon  $Q_1$  imaginääriosasta. Pätö- ja loistehon välinen kulma  $\varphi$  ilmaisee jännitteen ja virran vaiheeron. (1, s.1–2; 2, s. 107.)

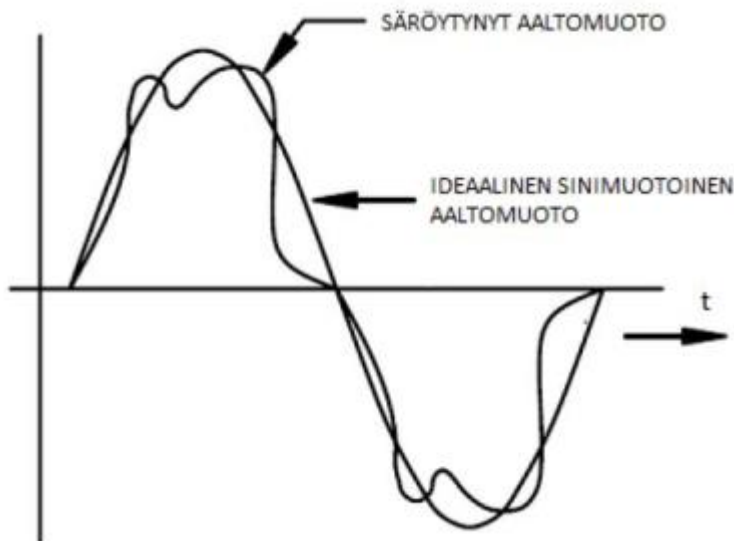


Kuva 1. Tehokolmio (1, s. 2).

Verkossa tulisi vallita aina tasapaino tuotetun ja kulutetun sähkön kesken, sillä sähköä ei voida varastoida. Tämä koskee sekä pätö- että loistehoa. Sähköverkon taajuus on riippuvainen pätötehon tuotannon ja kulutuksen tasapainosta. Mitä paremmin tehojen tasapaino säilyy, sitä vähemmän verkon taajuus vaihtelee ja sitä parempi on sähkön laatu. Loistehotasapainon muutokset puolestaan näkyvät verkon jännitteen muutoksina. (2, s. 107; 3, s. 83.)

## 2.2 Yliaallot ja resonanssit

Vaihtojännitteet ja -virrat ovat säröytyneitä, jos niiden käyrämuoto ei ole täysin sinimuotoinen. Sähköjakaiverkossa yliaaltojännitteet eli jännitesärö kasvaa jatkuvasti epälineaaristen kuormitusten lisääntyessä. Niiden aiheuttamat virrat säröyttävät verkkojännitettä, sillä perustaajuisesta sinikäyrästä poikkeavat virrat aiheuttavat jännitehäviöitä verkon impedansseissa. Toisaalta särötynyt jännite aiheuttaa perustaajuudesta poikkeavia virtoja myös lineaarisilla kuormituksilla. Resonanssi-ilmiöt voivat kasvattaa verkossa esiintyviä yliaaltoja merkittävästi. Kuvassa 2 on esitetty ideaalinen siniaalto ja särötynyt siniaalto.



Kuva 2. Ideaalinen siniaalto ja särötynyt siniaalto (4, s. 10).

Kompensointilaitteiden kytkentä verkkoon aiheuttaa sarja- ja rinnakkaisresonanssipiirejä, joissa syntyvät yliaaltovirrat voivat vahvistua jopa kymmenkertaisiksi keskijänniteverkossa. Yliaallot kasvattavat häviöitä sähköverkossa ja sähkökäyttäjien laitteissa. Samalla ne myös alentavat eri laitteiden kuormitettavuutta ja vaurioittavat laitteita. Ne voivat myös aiheuttaa mittausvirheitä sekä automaatiolaitteiden ja suojarleiden virhe-toimintoja. (5, s. 26–30.)

### 2.3 Loistehon tuotanto ja kulutus

Loistehoa tuotetaan kondensaattoreilla ja tahtikoneilla, ja sitä kulutetaan kaikissa induktiivisissa laitteissa. Esimerkkejä näistä ovat kuluttajien kodinkoneet ja toimistolaitteet, teollisuuden epätahtimoottorit ja suuntaajakäytöt, sekä verkkoyhtiöiden muuntajat ja reaktorit. Lisäksi kaapelit ja generaattorit voivat sekä kuluttaa että tuottaa loistehoa.

Kondensaattorit, estokelaparisot ja suodattimet

Rinnakkaiskondensaattoriparisotja käytetään loistehon tuottamiseen. Ne kootaan sarjaan kytketyistä yksivaiheisista kondensaattoriyksiköistä ja jokainen elementti varustetaan sisäisellä sulakkeella ja purkausvastuksella. Paristot kytketään rinnakkain kuorman kanssa. Laitteistot voidaan jakaa kahteen ryhmään, kiinteisiin ja säädettäviin paristoihin. Suurjänniteverkoissa paristot ovat yleensä kiinteitä, ja ne liitetään suoraan kiskostoon katkaisijan avulla. Säädettävissä paristoissa tehoa voidaan säätää portaittain automatiikalla. Rinnakkaiskondensaattoriparisot sopivat kohteisiin, joissa ei ole merkittävästi yliaaltoja.

Sarjakondensaattoreita käytetään pitkillä siirtolinjoilla lähinnä johtolähdön siirtokapasiteetin kasvattamiseksi ja jännitteen nostamiseksi, eikä niinkään loistehon kompensoinnin takia. Kondensaattorit kytketään sarjaan johtolähdön kanssa, jolloin ne vähentävät johtolähdön reaktanssia. Niiden kompensointiaste vaihtelee 40–70 %:in välillä. (5, s. 49-62; 6, s. 10–11.)

Yliaaltopitoisissa verkoissa käytetään rinnakkaiskondensaattorien sijasta estokelaparisotja. Niiden avulla voidaan välttää resonanssiipiirien syntyminen verkon induktanssin ja kondensaattorien kapasitanssin välille. Estokelaparisotn portaat koostuvat kondensaattorin ja kuristimen sarjakytkennästä, jotka muodostavat sarjaresonanssiipiirin. Resonanssiipiiri viritetään suurimpien verkossa esiintyvien yliaaltojen mukaan.

Lisäksi käytössä on yliaaltosuodattimia, aktiivisuodattimia sekä staattisia kompensattoreita, joiden avulla voidaan paremmin suodattaa verkon häiriöitä ja vastata portaittaista säätöä nopeammin muuttuvaan loistehotarpeeseen. (5, s. 49–62.)



## Voimalaitokset ja muuntajat

Loistehon säätöön on käytetty perinteisesti tahtigeneraattoreita niiden hyvän säädettävyyden vuoksi. Magnetointivirran suuruudella voidaan vaikuttaa tahtikoneen loistehon tuotantoon. Ylimagnetoimalla tahtikonetta se tuottaa loistehoa verkkoon ja vastaavasti tahtikoneen alimagnetointi kuluttaa loistehoa. Nykyisin tuotantolaitoksia käytetään pääasiassa loistehoreserviin vika- ja häiriötilanteissa. Vuoden 2016 alussa loistehoreservi muutettiin velvoiteperusteiseksi ja sitä on käsitelty yksityiskohtaisesti Fingridin Voimalaitosten järjestelmäteknisissä vaatimuksissa (7).

Muuntajat kuluttavat loistehoa magnetointiin ja pitkittäisreaktanssiin. Magnetointivirta on riippuvainen nimellisjännitteestä, joten sen loistehokomponentti pysyy lähes vakiona. Pitkittäisreaktanssin loistehon kulutus riippuu muuntajan kuormituksesta. Kuormituksen kasvaessa pienemmät muuntajat kuluttavat suhteessa enemmän loistehoa kuin suuremmat muuntajat. (8, s. 49.)

## Reaktorit

Reaktoreilla eli rinnakkaiskuristimilla on loistehon kannalta päinvastainen vaikutus kuin kondensaattoreilla. Ne perustuvat kelaan ja niitä käytetään kompensoimaan johtojen tuottamaa kapasitiivista loistehoa. Reaktoreita on saatavilla keski- ja suurjännitteille öljy- ja ilmaeristeisinä.

Aiemmin Suomessa on käytetty lähes pelkästään ilmasydämissä, ilmajähdytteisiä ja kiinteää eristettä käyttäviä laitteistoja. Kantaverkkoyhtiöllä on käytössään suuria ilmaeristeisiä kompensointiyksiköitä, jotka on kytketty päämuuntajien tertiäärikäämeihin. Niillä voidaan kompensoida pitkien siirtojohtojen tuottama loisteho irrottamatta johtolähtöjä verkosta. Ilmaeristeiset reaktorit tuottavat ympärilleen voimakkaan magneettikentän, joka aiheuttaa tärinää ja lämpöliikkeen räsäytystä lyhentäen reaktorin eliniänodotetta. Tämän takia ilmaeristeiset reaktorit tulee tukea hyvin alustalleen ja niiden maadoituksessa käytetään säteittäiselektrodeja indusoituvien silmukkavirtojen välttämiseksi.

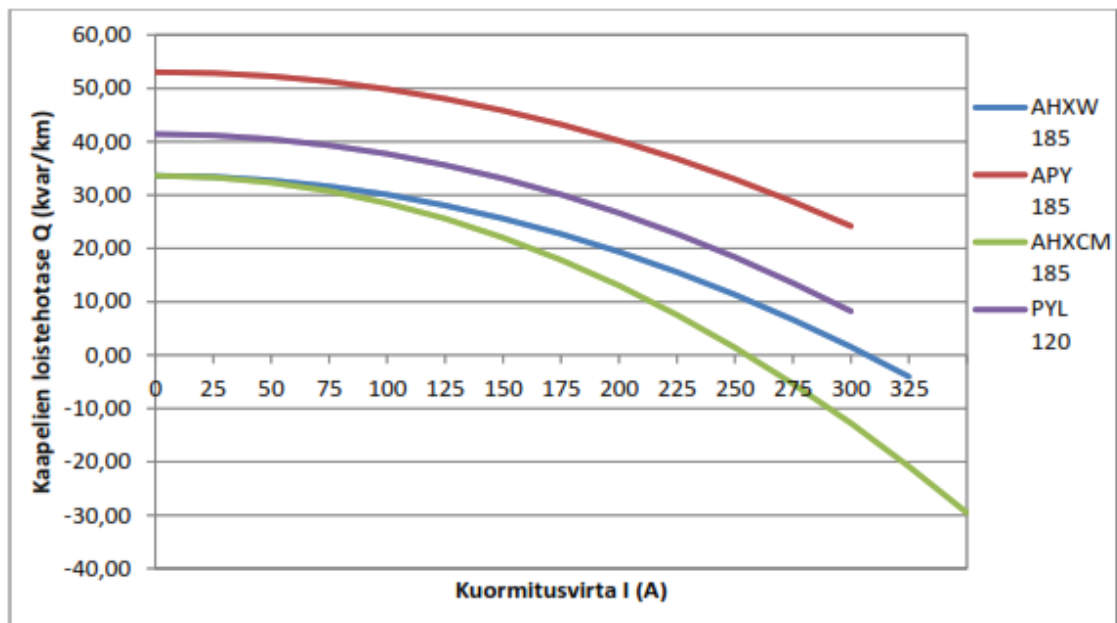
Öljyeristeisten reaktoreiden hyviä puolia ovat laitteistojen pienemmät magneettikentät ja pienempi tilantarve, mutta ne ovat ilmaeristeisiä reaktoreita painavampia ja kalliimpia. Säävarman verkon vaatimukset ja maakaapeloinnin lisääntyminen ovat luoneet

tarpeen kompensoida kapasitiivista loistehoa myös keskijänniteverkon puolella. (9, s. 14.)

### 2.3.1 Kaapelit ja avojohdot

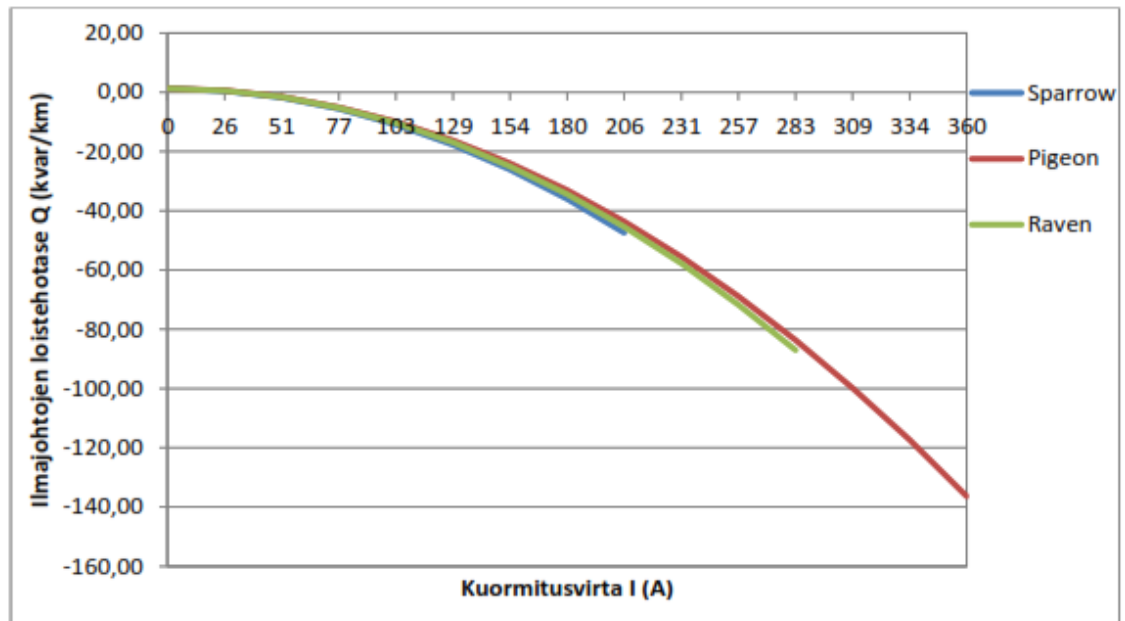
Maakaapelit ja avojohdot tuottavat verkkoon joko kapasitiivista tai induktiivista loistehoa kuormitusvirrasta riippuen. Tuotettuun loistehomäärään vaikuttaa kaapelin käyttökapasitanssi ja pitkittäisreaktanssi. Kaapeleiden reaktanssien kuluttaman loistehon suuruus on riippuvainen kaapelissa siirretystä päätehosta. Kaapeleiden kapasitanssien tuottaman loistehon suuruus riippuu kaapelin jännitteestä.

Johdon käydessä luonnollisella teholla ovat sen induktanssi ja kapasitanssi yhtä suuret, jolloin ne kumoavat toisensa. Kuvasta 3 havaitaan avojohtojen käyvän pääosin luonnollisen tehon yläpuolella, jolloin ne kuluttavat enemmän loistehoa kuin tuottavat. (8, s. 40–41.)



Kuva 3. 20 kV maakaapeleiden loistehotase kuormitusvirran funktiona (8, s. 45).

Kuvassa 4 on havainnollistettu yleisimpien keskijänniteverkon maakaapeleiden loistehotasetta tyhjäkäyntilanteesta kunkin kaapelin maksimivirtoihin asti.



Kuva 4. 20 kV ilmajohtojen loistehotase kuormitusvirran funktiona (8, s. 46).

Maakaapeleiden kapasitanssit ovat moninkertaisia ilmajohtoihin nähden, joten varsinkin pitkillä ja vähäkuormitteisilla siirtojohtoilla ne toimivat luonnollisen tehon alapuolella, eli tuottavat enemmän loistehoa kuin kuluttavat. Kohti säävarmaa verkkoa mentäessä jakeluverkkoyhtiöiden maakaapelointiaste lisääntyy, mikä tulevaisuudessa lisää merkittävästi kapasitiivisen loistehon tuotantoa.

#### 2.4 Loistehon siirto ja kustannukset

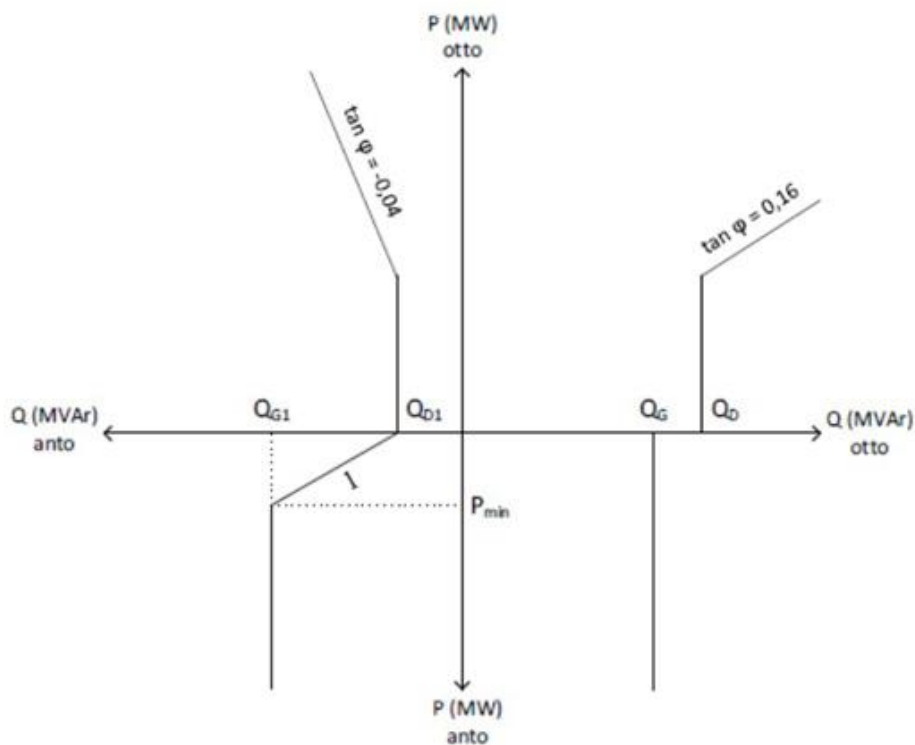
Jakeluverkko toimii optimaalisesti, kun loistehon tuotanto tapahtuu mahdollisimman lähellä sen kulutuspiistettä. Verkon jännite pyritään pitämään vakiona, jolloin loistehon siirto verkossa kasvattaa johtimien ja muuntajien läpi kulkevaa kokonaisvirtaa samalla pienentäen verkon pätötehon siirtokapasiteettia. Suurjännitejohtoilla reaktanssi on huomattavasti resistanssia suurempi, jolloin loistehon siirtoon liittyvät häviöt muodostuvat merkittäviksi. Näin ollen loistehoa ei ole kannattavaa siirtää pitkiä matkoja. (2, s. 109.)

#### Fingrid hinnoittelumuutokset

Kantaverkkoyhtiö Fingrid kannustaa jakeluverkkoyhtiöitä kompensoimaan loistehonsa laskuttamalla liiallisesta loistehon tuotannosta ja kulutuksesta. Fingrid valvoo kantaver-

kosta otettua ja kantaverkkoon tuotettua loistehoa sekä määrittää rajat loissähkön siirrolle.

Jakeluverkkoyhtiöiden ei ole kannattavaa tuottaa kaikkea loistehoa itse, sillä on taloudellisempaa ohjata sähkönkuluttajia tuottamaan tarvitsemansa loisteho. Toinen vaihtoehto on pyrkiä hyödyntämään kantaverkkoyhtiö Fingridin tarjoamaa ilmaista loistehosuutta.



Kuva 5. Laskutettavan loissähkön määräytyminen (10, s. 8).

Kuvasta 5 nähdään Fingridin määrittämä loistehoikkuna. Rajojen  $Q_{D1}$  ja  $Q_G$  ylittävästä loistehosta laskutetaan taulukon 1 mukaisesti. Kuukauden suurin loistehoylitys määrittää loistehomaksun ja lisäksi tuntiperusteisesti laskutetaan rajat ylittävästä loisenergiasta. Kuukauden viittäkymmentä suurinta loissähkörajan ylitystä ei huomioida laskutuksessa.

Aiemmin Fingrid on tarkastellut loistehoa alueittain, mutta vuonna 2016 siirryttiin liittymäpistekohtaiseen tarkasteluun. Vuosi 2016 oli siirtymävuosi, jolloin verkkoyhtiöt pysyivät kartoittamaan tarvittavat toimenpiteet loistehonsa hallitsemiseksi, eikä rajojen

ylityksistä laskutettu. Vuonna 2017 siirryttiin uuden hinnoittelun mukaiseen laskutukseen, mutta ylityksistä huomioidaan aluksi vain kolmannes ja vuonna 2018 kaksi kolmasosaa. Vuodesta 2019 lähtien ylitykset laskutetaan kokonaisuudessaan. Taulukossa 1 on esitetty uuden hinnoittelun mukaiset loistehomaksut. (10.)

Taulukko 1. Fingridin perimät loistehomaksut.

	<b>Vuosi 2017</b>	<b>Vuosi 2018</b>	<b>Vuosi 2019</b>
Loistehomaksu, kk (anto tai otto)	333 €/MVA <sub>r</sub>	666 €/MVA <sub>r</sub>	1000 €/MVA <sub>r</sub>
Loisenergiamaksu (anto ja otto)	5 €/MVA <sub>r</sub>	5 €/MVA <sub>r</sub>	5 €/MVA <sub>r</sub>

### 3 Loistehon kompensointiin käytetyt ratkaisut

#### 3.1 Verkkovaikutukset

Reaktorin verkkoon kytkeminen ja verkosta irrottaminen aiheuttaa välittömän jännitemuutoksen verkkoon. Sen suuruus on riippuvainen kompensointilaitteen tehosta ja verkon oikosulkutehosta. Jännitemuutoksen suuruutta voidaan arvioida kaavalla

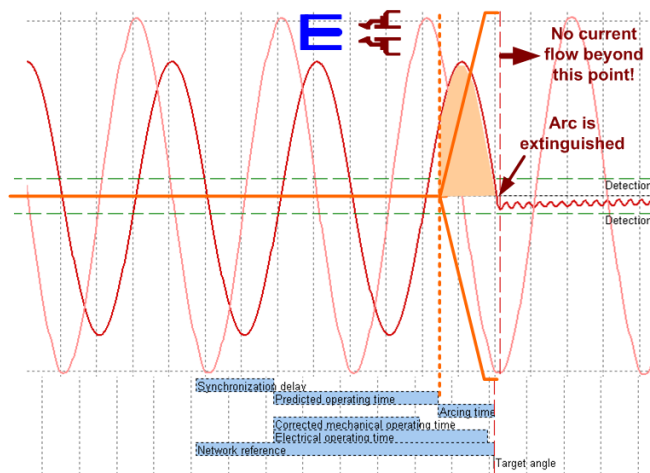
$$\frac{\Delta U}{U_0} = \frac{Q}{Sk + Q},$$

jossa  $\Delta U$  on jännitemuutos,  $U_0$  verkon jännite ennen kompensointilaitteen kytkentää,  $Q$  kompensointilaitteen loisteho ja  $Sk$  kytkentäpaikan oikosulkuteho. (3, s. 81.)

Pysyvän tilan jännitemuutosten suuruusluokkaa on arvioitu simuloinneilla, joiden perusteella 110 kV:n verkon jännite laskee 3 MVar:n reaktorin kytkeytyessä keskijänniteverkkoon noin 0,5–0,9 kV. Todellisessa tilanteessa muuntajan käämikytkin pyrkii pitämään jännitteen vakiona, joka pienentää kytkennästä aiheutuvaa jännitemuutosta samalla kuitenkin kuluttaen käämikytkintä ja lyhentäen sen käyttöikä. Verkon kuormitus tilanne kytkentähetkellä ei vaikuta merkittävästi kytkentäilmiöiden suuruuteen. (11, s. 46–50.)

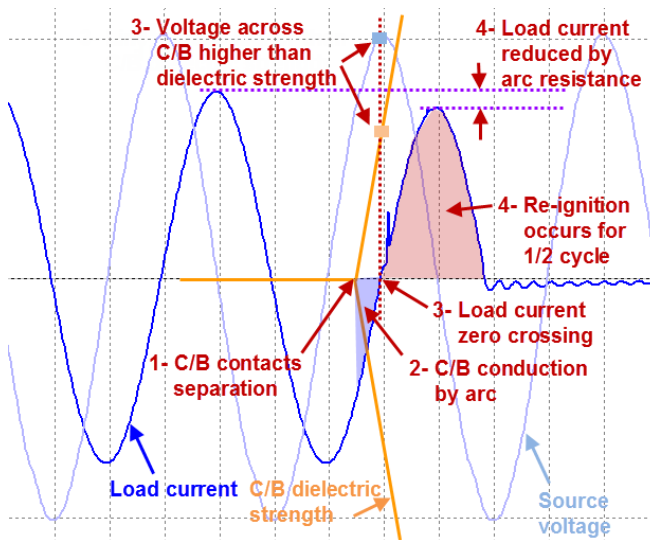
SF6- ja ilmakatkaisijoilla ei voida katkaista suurta induktiivista virtaa, joten reaktorin irrotus verkosta tulisi tapahtua lähellä virran nollakohtaa. Samalla jännite on huipussaan, sillä reaktorin virta on 90° jännitettä jäljessä. Kytkemällä reaktori verkkoon tai irti verkosta virran nollakohdassa voidaan pienentää kytkennästä aiheutuvia transientteja. (12, s. 1–2.)

Katkaisijan kosketinpakkojen irrotessa toisistaan syttyy valokaari (kuva 6). Katkaisijoiden virrankatkaisukyky on yleensä vain muutamia ampeereja, joten valokaari sammuu vasta virran palatessa luonnollisesti nollakohtaan, jos kosketinpakat ovat tarpeeksi erillään toisistaan.



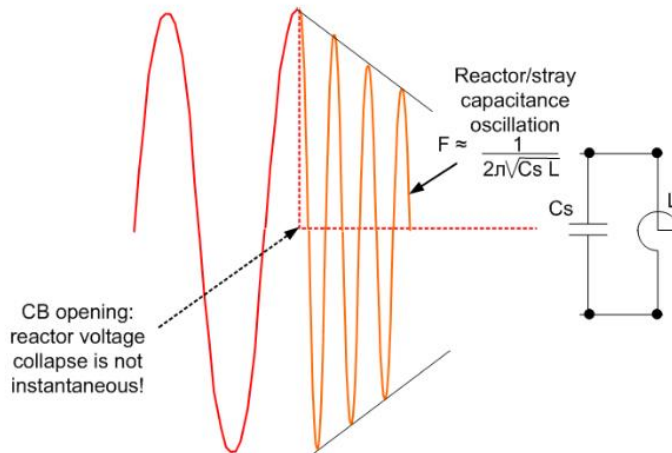
Kuva 6. SF6-katkaisijan auki-ohjaus (12, s. 3).

Valokaari voi uudelleen syttyä, jos katkaisijan kosketinpakat eivät ole ehtineet avautumaan tarpeeksi (kuva 7). Tällöin kosketinpakkojen välinen jännitekestoisuus ylittyy ja katkaisijan läpi kulkee valokaariresistanssin pienentämä kuormitusvirta vielä yhden puolijakson ajan. Tämä aiheuttaa SF6-kaasun hajoamista ja katkaisijan kosketinpakkojen vaurioitumista, mikä kuluttaa katkaisijaa normaalikäyttöä nopeammin ja lisää sen huoltotarvetta. (12, s. 2–3.)



Kuva 7. Valokaaren uudelleensyttyminen (12, s. 4).

Virranksäätöön jälkeen reaktorin jännite ei välittömästi putoa nolliin, sillä reaktori ja sen hajakapasitanssit muodostavat resonanssitaajuudella värähtelevän rinnakkaisresonanssiin, jota on havainnollistettu kuvassa 8. (12, s. 5.)



Kuva 8. Reaktorin jännite virrankatkaisun jälkeen (12, s. 5).

Reaktori tulee suojata ylijännitteiltä, sillä reaktorin irrotessa verkosta voivat ylijännitteet nousta moninkertaisiksi nimellisestä ja resonanssipiirien on havaittu aiheuttavan jopa katkaisijoiden hajoamisia – viisi minuuttia 50 MVAR:n tertiäärikäämiin kytketyn reaktorin virrankatkaisun jälkeen kaksi vähäöljykatkaisijan vaihetta räjähtivät. Tapausta tutkittaessa havaittiin nollajännitteen kasvaneen yli kaksi kertaa vaihejännitettä suuremmaksi ja että katkaisijan eristys oli vaurioitunut aiempien kytkentöjen seurauksena. (13, s. 266.)

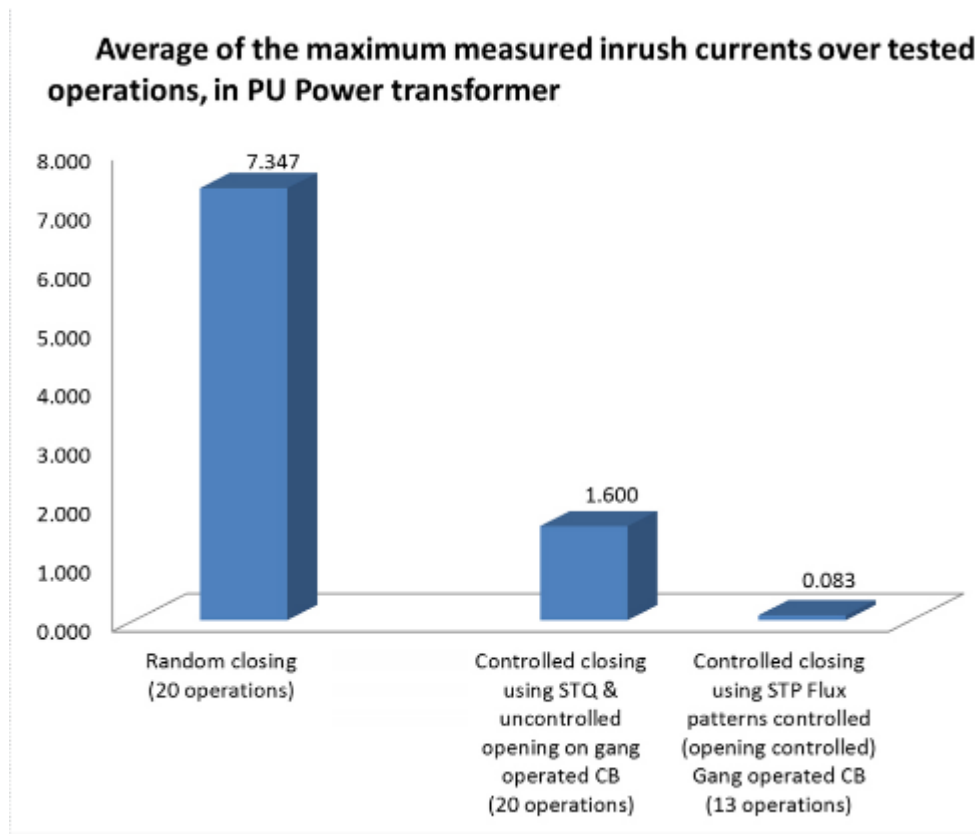
#### Katkaisijoiden ohjattu kytkentä

Katkaisijoiden ohjattua kytkentää on käytetty suurjänniteverkoissa jo pitkään. Teknologian kehityksen myötä kohtuuhintaisia laitteita on nykyisin saatavilla myös keskijännitesovelluksiin. Ohjatulla kytkennällä voidaan merkittävästi pienentää kytkennästä aiheutuvia transienteja. Transienttien pienentyminen vähentää releiden virhelaukaisuja, vähentää laitteiden huoltotarvetta ja tuo näin ollen teknistaloudellisia hyötyjä sekä parantaa verkoston jakeluvarmuutta. Joissain tapauksissa myös laitteistojen virrankestoa voidaan alentaa kytkentävirtasysäyksen pienentymisen ansiosta. Ohjauslaitteet antavat myös tarkempaa tietoa katkaisijoiden kunnosta ja tarvittavat huoltotoimenpiteet voidaan suorittaa tarkoituksenmukaisemmin.

Kytkennän ohjauslaitteet pienentävät transienteja synkronoimalla katkaisijan mekaanisen toiminnan tarkasti verkon tilanteen mukaisesti. Laite ennustaa katkaisijan kytkentäajankohdan teknisten tietojen, toimintaympäristön ja aiempien kytkentätapahtumien perusteella. Kytkentäkohta valitaan käytettävän kuorman mukaisesti; esimerkiksi reaktori-



tori tai muuntaja kannattaa kytkeä verkkoon lähellä jännitteen huippukohtaa valokaaren uudelleensyttymisen välttämiseksi. Kuvasta 9 voidaan havaita, että satunnaiskytkennällä kytkentävirtapiikki on ollut seitsemän kertaa nimellisvirran suuruinen. Katkaisijan ohjatulla kiinnikytkennällä virtapiikki jää 1.6-kertaiseksi. Jos sekä kiinni- että aukiohjaus tapahtuu ohjatusti, transientit saadaan lähes eliminoitua. (14, s. 1–3.)



Kuva 9. Kytkentävirtojen suuruuksien vertailu eri kytkentätavoilla (14, s. 4).

### 3.2 Jännitetason vaikutus kompensoinnin toteuttamiseen

Jakeluverkkoyhtiön näkökulmasta kompensoinnin toteutus 110 kilovoltin reaktoreilla on kannattavaa kompensointitarpeen ollessa suurta. Näin voi olla esimerkiksi pitkälti maakaapeloidussa laajassa kaupunkiverkossa. Tällöin yhdellä laitteella voidaan kompensoida huomattava määrä loistehoa tai jopa koko liittymispisteen loisteho. Nykyisin alueverkkoon liitettävät reaktorit ovat pääosin öljyeristeisiä ja niiden nimellistehot vaihtelevat välillä 10 MVAR – 50 MVAR. Reaktorit voidaan varustaa käämikytkimellä, jolloin kompensoidun loistehon määrää voidaan säädellä tarpeen mukaan.

Käytettäessä 110 kilovoltin reaktoria liikkuu keskijänniteverkon loisteho muuntajien läpi, joka on pois pätötehon siirtokapasiteetista. Tämä voi aiheuttaa ongelmia pienillä päämuuntajilla. Suuren nimellistehon takia myös yksikön fyysinen koko muodostuu merkittäväksi ja lisäksi tarvittavat kytkentälaitteet ovat keskijännitelaitteita kalliimpia. (11, s. 29.)

## 4 Vaihtoehdot kapasitiivisen loistehon kompensoinnille

### 4.1 Kondensaattorien ja johtolähtöjen irrotus

Kondensaattoriparistoja on käytetty loistehon tuotantoon jakeluverkkoyhtiöissä. Asetettujen loissähkörajojen ylittyessä on kannattavaa välttää ylituotantoa ja irrottaa ylimääräiset kondensaattoriparistot verkosta.

Myös tyhjäkäyvien johtojen kapasitanssit tuottavat verkkoon merkittävästi ylimääräistä loistehoa, joten pienen kuormituksen aikana voi olla kannattavaa irrottaa kuormittamattomia johtolähtöjä verkosta, jos tämä voidaan tehdä jakeluvarmuutta heikentämättä.

### 4.2 Jännitteettömänä säädettävät reaktorit

Kiinteitä reaktoreita on saatavana 20 kV jännitetasossa ilma- ja öljyeristeisinä. Ilmaeristeisten reaktorien melutaso, tehon säätö ja magneettikentät aiheuttavat haasteita, joten jakeluverkkoyhtiöt käyttävät pääosin öljyeristeisiä reaktoreita.

Öljyeristeisten reaktorien rakenne muistuttaa pitkälti muuntajaa, josta puuttuu toisio-  
käämitys ja niiden nimellisteho vaihtelee tyypillisesti 500 kVAR:n ja 5 MVAR:n välillä. Kuten kuvasta 10 nähdään, reaktorin jäähdyttämiseen käytetään radiaattoreita ja tarvittaessa ilmanvaihtoa voidaan tehostaa puhaltimilla. Reaktorien melutaso on yleensä hieman muuntajia korkeampi, mutta sitä voidaan pienentää erilaisilla rakennemuutoksilla.



Kuva 10. Paisuntasäiliöllä varustettu öljyristeininen reaktori (15).

Reaktorit voidaan asentaa erilliseen laitesuojaan tai suoraan ulkokentälle jännite-  
etäisyydet ja riittävä ilmanvaihto huomioiden. Sähköaseman 20 kV kojeistossa on  
yleensä varakennoja, joita voidaan käyttää kompensointilaitteiston liittämiseen lisäkus-  
tannuksien minimoimiseksi. Kaikkien kennojen ollessa käytössä voidaan hyödyntää  
esimerkiksi omakäyttömuuntajan kennoa ja käyttää erillistä välikojeistoa.

Pätötehohäviöt ovat riippuvaisia reaktorin koosta. Yleensä häviöt ovat noin 0,6–0,8 %  
nimellistehosta. Kiinteä reaktori käy jatkuvasti nimellistehollaan, joten reaktorin jäähdy-  
tyksestä ja pätötehohäviöistä muodostuu vuositasolla merkittävä kustannus, joka tulee  
ottaa huomioon sopivaa reaktoria mitoitettaessa.

Kiinteä reaktori soveltuu verkkoihin, joissa loistehon vaihtelu ei ole suurta. Kytkennät  
verkkoon voidaan hoitaa manuaalisesti, jos kompensoinnille on tarvetta esimerkiksi  
vain kesäkuukausina. Reaktori voidaan varustaa väliottokytkimellä tai -paloilla, joilla  
voidaan tarvittaessa pienentää reaktorin kuluttamaa loistehoa. Moottorihjatulla väliot-  
tokytkimellä reaktorin tehoa on mahdollista säätää jännitteettömänä myös kauko-  
ohjatusti.

## Hajautetut kompensointiratkaisut

Loistehon kompensointi voidaan toteuttaa myös hajautetusti sijoittamalla useita pieni-tehoisia reaktoreita tai muuntaja-kuristimia verkon varrelle. Periaatteena on kompensoida loisteho mahdollisimman lähellä sen syntypaikkaa, jolloin loistehoa ei jouduta siirtämään verkossa. Tämä parantaa verkon siirtokapasiteettia ja tasaa jännitteitä johtolähdöillä.

Tavallinen jakelumuuntaja voidaan korvata muuntaja-kuristimella, jossa reaktori on integroitu samaan öljysäiliöön muuntajan kanssa. Erillinen reaktori vaatii oman puisto-muuntamorakennuksen ja kytkinlaitteet, joten muuntaja-kuristin on yleensä kustannustehokkaampi ratkaisu. Reaktorit voidaan tarvittaessa varustaa väliottokytkimellä ja joissain muuntaja-kuristimissa on myös maasulkuvirran kompensointitoiminto.

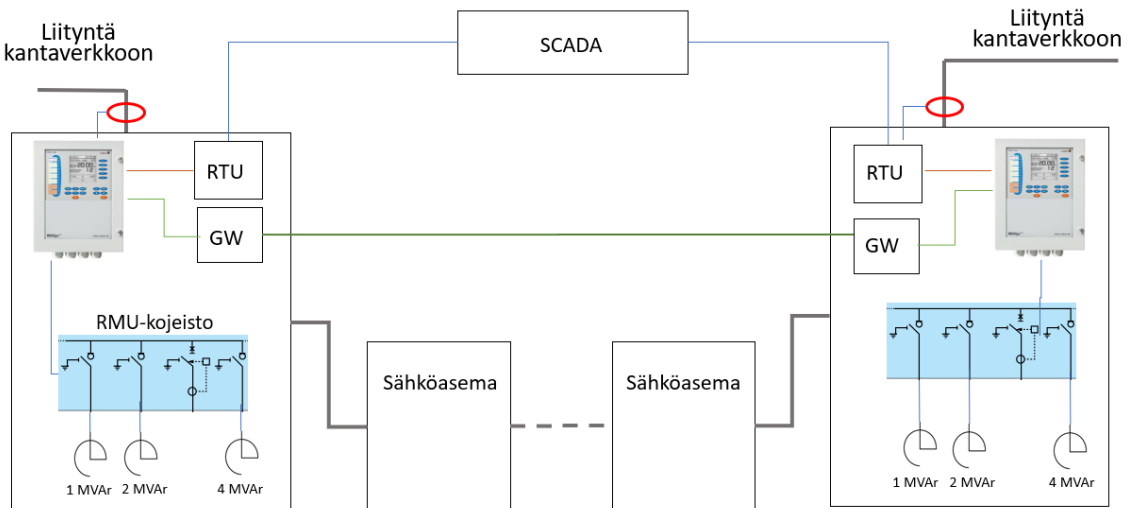
Yksiköiden kompensointitehot ovat pieniä. Hajautettu kompensointi sopiikin erityisesti maaseutuverkoille, joissa on yksittäisiä, pitkiä johtolähtöjä. Esimerkiksi ABB:n luoman mallin mukaisesti johtolähdön tuottama loisteho voidaan tehokkaasti kompensoida sijoittamalla 200 kVAr:n kompensointiyksiköitä johtolähdön varrelle 8–10 kilometrin välein. (16, s. 16–18.)

## Automaattisäätö kojeistolla

Loistehotasapainossa ja kuormituksessa voi olla suuria kausivaihteluita ja aina ei ole kannattavaa pitää reaktoria koko vuotta verkossa tai hoitaa kytkentätoimenpiteitä manuaalisesti. Kesäkuukausina pätötehon kulutus on yleensä pientä, mistä johtuen kaapelien loistehon tuotanto on huipussaan. Talvikuukausina tilanne on yleensä päinvastainen, ja loistehon siirto saattaa ajoittain olla jopa induktiivista. Loistehon vaihdellessa suuresti voi olla kustannustehokkaampaa käyttää automaattisäätöistä ratkaisua tai useampaa pienempää kiinteää reaktoria välikojeistoon liitettyinä ja automaattiohjattuinä. Automaattinen säätö voidaan toteuttaa myös muilla tavoin - esimerkiksi moottoroidulla väliottokytkimellä varustetulla reaktorilla.

Kuvassa 11 on esitetty mahdollinen portaittaisen automaattisäädön toteutustapa. Useampi kiinteä reaktori kytketään välikojeiston kautta sähköasemalle ja niitä kytketään tarpeen mukaisesti verkkoon säätäjän välityksellä. Verkon kapasitiivisen loistehon ylitäessä tai alittaessa annetut raja-arvot kytketään sopiva reaktori verkkoon tai irrotetaan

se verkosta. Säättöohjeen mittausdata voidaan tuoda joko analogiatietona suoraan mittamuuntajilta säätäjälle tai vaihtoehtoisesti ulkoisesta mittauksesta esimerkiksi protokollaväylien kautta. Laajemman verkon tapauksessa eri sähköasemilla sijaitsevat säätäjät voidaan konfiguroida kommunikoimaan keskenään optimoidun säädön takaamiseksi ja pumppauseneston toteuttamiseksi.



Kuva 11. Portaittainen automaattisäätö.

Mahdollisten säätökertojen määrää rajoittaa aiemmin käsitellyt kytkentäilmiöt ja verkon jännitestabiilius, joten säätö ei voi olla jokaisen tunnin kohdalla optimaalista ja kytkennöille tulee asettaa sopiva hystereesi. Hystereeseillä voidaan määrittää, paljonko mittausarvon tulee poiketa asetellusta suuresta ennen säätötoimenpiteiden suorittamista. Käytännössä pienen loistehon siirto verkossa ei aiheuta suuria ylityskustannuksia tai vaikuta verkon toimintaan, joten loistehon säädössä voidaan käyttää liittymäpisteestä ja sen loistehorajoista riippuen suurtakin hystereesiä kytkennöille.

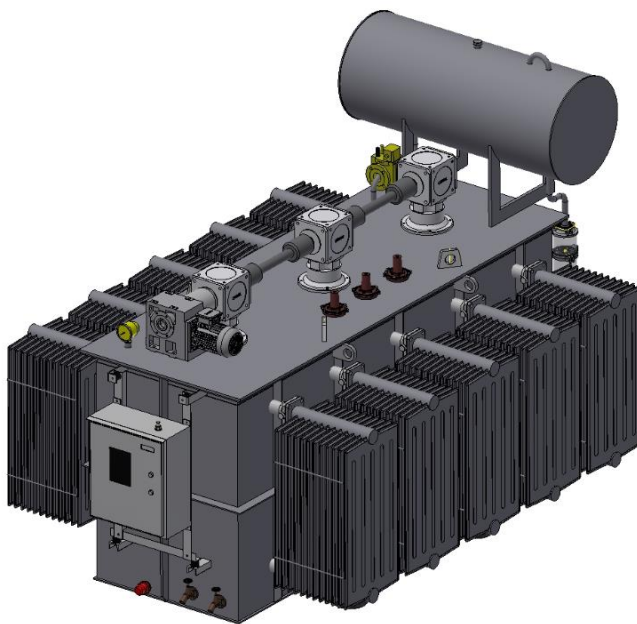
#### Jännitteellisenä säätyvät reaktorit

Jännitteellisenä säädettävät reaktorit mahdollistavat tarkemman loistehon säädön, mutta ovat kalliimpia hankintahinnaltaan. Niiden toteuttamis- ja säätötavat vaihtelevat valmistajakohtaisesti. Toisaalta yhdellä suurella säädettävällä reaktorilla voidaan kompensoida koko liittymispisteen loisteho, varautua loistehotarpeen kasvuun, sekä pienentää kytkentäilmiöitä ja kompensointiin tarvittavien laitteiden määrää. Reaktorilla ei tarvitse irrottaa verkosta kompensointitehon tarpeen muuttuessa, ja tarvittavat kytkentätoimen-

piteet voidaan tehdä reaktorin minimiteholla. Tämä parantaa katkaisijoiden kestoikää ja vähentää niiden huoltotarvetta. (17.)

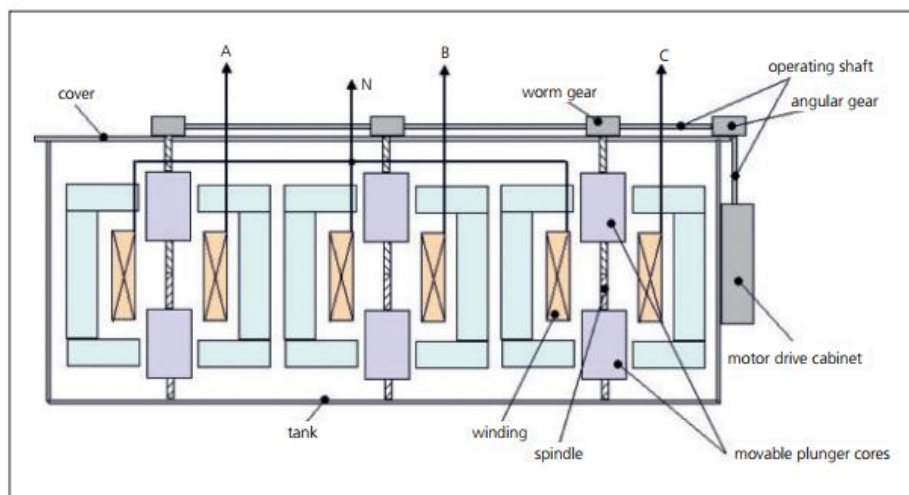
#### Reaktorin sydämen ilmavälin säätö

Portaattomasti jännitteellisenä säädettävän reaktorin (VSR, Variable Shunt Reactor), säätö perustuu reaktorin rautasydämen ilmavälin muutokseen. Reaktorin rakenne (kuva 12) vastaa kolmea rinnakkain asennettua Petersenin kelaa, joita säädetään moottoriohjaimen välityksellä.



Kuva 12. Säätävä sydäminen reaktori (18, s. 10).

Kuvassa 13 on läpileikkaus VSR:sta. Moottoriohjaimen vääntö välittyy kulmavaihteiden avulla ruuviakseleille. Jokaisen vaiheen ruuviakseli liikuttaa kahta sylinterinmuotoista rautasydäntä joko lähemmäs toisiaan tai erilleen toisistaan. Muutos ilmavälissä vaikuttaa reaktorin magneettipiiriin ja impedanssiin, joten reaktorin kuluttamaa virtaa voidaan säätää portaattomasti. VSR on yleensä kilpailukykyinen vasta suuremmilla tehoilla ja vaihtuvilla tehotasoilla. (18.)



Kuva 13. VSR:n läpileikkaus (19).

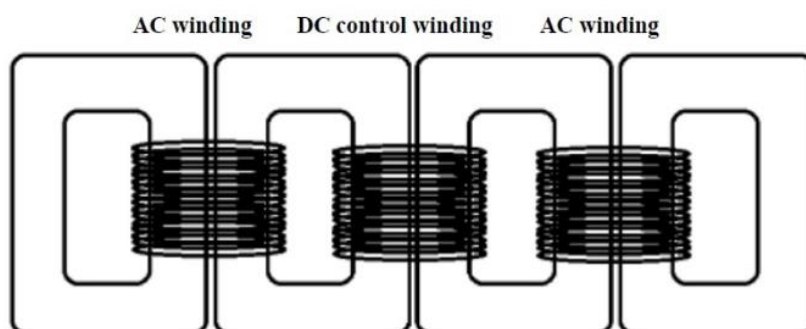
### Reaktorin säätö käämikytkimellä

Suuremmissa jännitetasoissa ja isommissa teholuokissa on saatavilla jännitteellisenä säädettäviä käämikytkimeen pohjautuvia kompensointiratkaisuja. Kompensoidun loistehon määrää voidaan säätää portaattain muuttamalla reaktorin käämin kierroslukua käämikytkimen avustuksella. Pienimmällä teholla koko käämi on verkossa, kun taas nimellisteholla vain minimimäärä käämikierroksia on kytkettynä verkkoon.

### Tasasähköohjattu reaktori

Tasasähköohjatut (DCR, Direct Current Regulated) reaktorit ovat myös öljyeristeisiä, mutta niiden säätötapa ja rakenne eroavat perinteisistä reaktoreista. Kompensoidun loistehon määrää voidaan säätää täysin portaattomasti ilman liikkuvia osia, sillä loistehon säätö tapahtuu muuttamalla erillisen tasavirtakäämityksen magnetointia. Käämityksen rakenne on esitetty kuvassa 14.





Kuva 14. DCR-reaktorin käämityksen rakenne (6, s. 33).

Markkinoilla olevien DC-reaktorien nimellistehot vaihtelevat 0,5–2 MVar:n välillä. Reaktorin rakenteen vuoksi sen häviöt ovat luokkaa 0,9–2,0 %. (6, s. 33–34.)

## 5 Reaktori työkalu

Insinööriyön tavoitteena oli hyödyntää jakeluverkkoyhtiöiden olemassa olevaa dataa paremmin. Työn pohjamateriaaleiksi saatiin loistehoraportteja verkkoyhtiöiltä, joiden perusteella rakennettiin työkalu helpottamaan reaktorin mitoitusta ja sen kustannusvai-  
kutusten tarkastelua.

Reaktori työkalulla voidaan tarkastella kuukausitasolla erikokoisten reaktorien vaikutus-  
ta loistehomaksuihin ja vertailla eri häviöarvostuksien ja kytkentätapojen hintavaikutuk-  
sia. Työkalu laskee vuosittaiset häviöt, ylitykset, kytkentäkerrat ja loistehomaksut an-  
nettujen parametrien perusteella sekä kiinteälle että automaattiohjatusalle reaktorille.

### 5.1 Tableau-analytiikkaohjelmisto

Tässä työssä käytettiin Tableau Desktop -ohjelmistoa, jolla luotiin työkalu loistehora-  
porttien tarkasteluun ja optimaalisen reaktorin kytkentätavan ja koon määrittämiseen.

Tableau on analytiikkaohjelmisto, jolla voidaan helposti visualisoida dataa eri lähteistä,  
kuten SQL-tietokannoista ja Excel-tiedostoista. Ohjelmistosta on saatavilla useita eri  
versioita erilaisiin käyttötarkoituksiin. Ohjelmistolla luotuja asiakirjoja voidaan lukea  
ilmaisella Tableau Reader -ohjelmistolla tai vaihtoehtoisesti ne voidaan sijoittaa Table-  
au Server -palvelinohjelmiston välityksellä suoraan verkkosivuille. (20.)

### 5.2 Fingridin loistehoraportit

Jakeluverkkoyhtiöt saavat kantaverkkoyhtiö Fingridiltä loistehoraporttinsa vakimuotoi-  
sena Excel-tiedostona. Loistehoraportit sisältävät tuntitehomittausdatat asiakkaan jo-  
kaisesta liittymäpisteestä. Näiden perusteella lasketaan liittymäpistekohtaisesti vuosit-  
taiset kulutukset, ylitykset ja loistehomaksut sekä piirretään loistehoikkuna ja tuntiteho-  
käyrät.

### 5.3 Työkalun toteutus

Työkalun pohjana käytettiin jakeluverkkoyhtiöltä saatua loistehoraporttia, joka tuotiin datalähteeksi Tableau-ohjelmistoon. Mittaustietojen perusteella luotiin useita parametreja ja laskukaavoja erikokoisten reaktorien ja eri kytkentätapojen vertailua varten.

Kuvassa 15 on esitetty kaikki työkalun parametrit. Tarvittavat parametrit voidaan tuoda erikseen jokaiseen näkymään ja niille voidaan määrittellä minimi- ja maksimiarvot; esimerkiksi tarkasteltavan reaktorin teho voidaan valita väliltä 0,5–8 MVA<sub>r</sub>.

#### Parameters

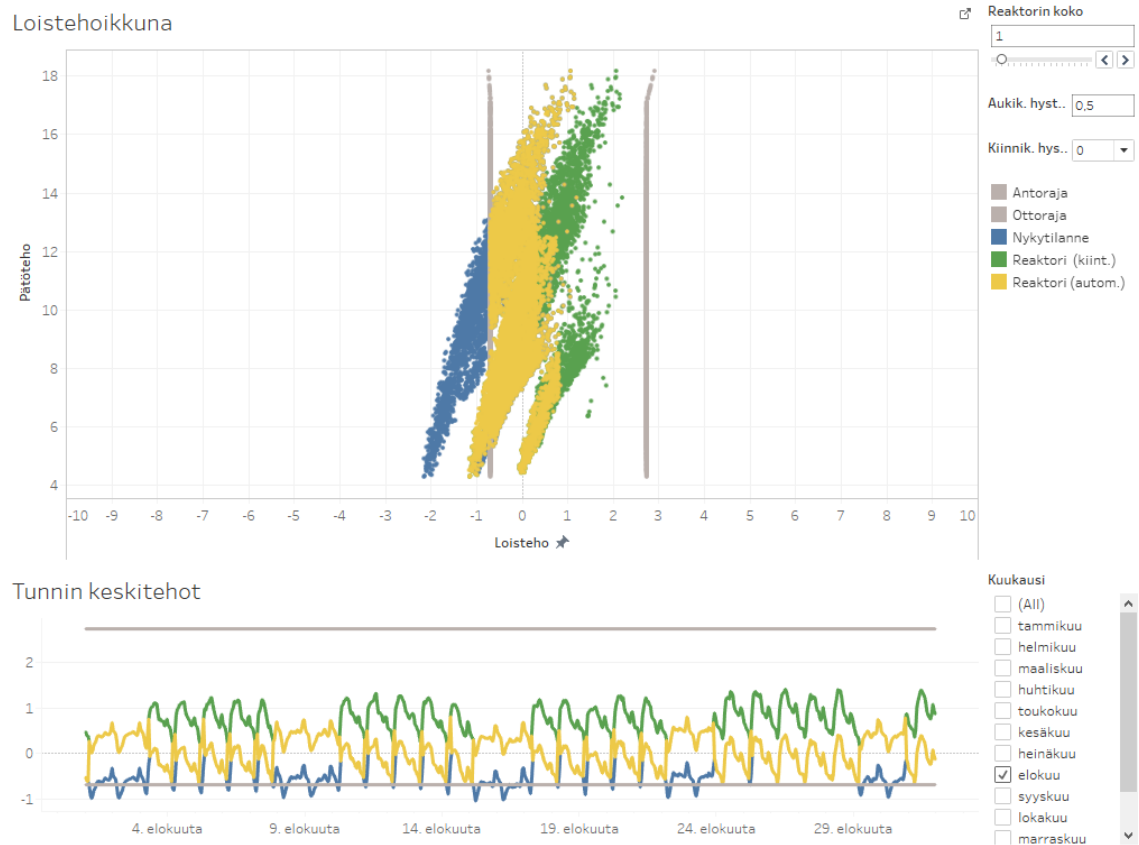
- # Aukik. hystereesi (MVA<sub>r</sub>)
- # Häviöarvostus (%)
- # Katkaisijan hinta
- # Katkaisijan kesto
- # Kiinnik. hystereesi (MVA<sub>r</sub>)
- # Korkoprosentti
- # Reaktorin koko
- # Sähkön hinta (€/MW)

Kuva 15. Työkalun parametrit.

Kaikki alkuperäisessä raportissa ilmenevät tiedot laskettiin uudelleen. Lisäksi samat tiedot laskettiin kiinteälle, koko vuoden (8760 h) verkossa olevalle reaktorille sekä automaattisäätöiselle reaktorille.

#### Loistehoikkuna ja tuntitehot

Alkuperäistä Excel-raporttia vastaava loistehoikkuna ja tuntitehokäyrä visualisoitiin uudelleen (kuva 16) ja samaan kuvaajaan lisättiin pisteet molemmille säätötavoille. Keltaiset pisteet kuvaavat automaattisäätöistä reaktoria ja vihreät puolestaan kiinteästi verkkoon kytkettyä reaktoria. Reaktorin koko voidaan valita esiasetetuista arvoista, jolloin työkalu laskee uutta kokoa vastaavat pisteet näkymään. Automaattiohjauksen auki- ja kiinnikytkennän hystereesit ovat erikseen aseteltavissa. Hystereeseillä voidaan määrittää, paljonko mittausarvon tulee poiketa antorajasta ennen kuin reaktori kytketään verkkoon tai irti verkosta.

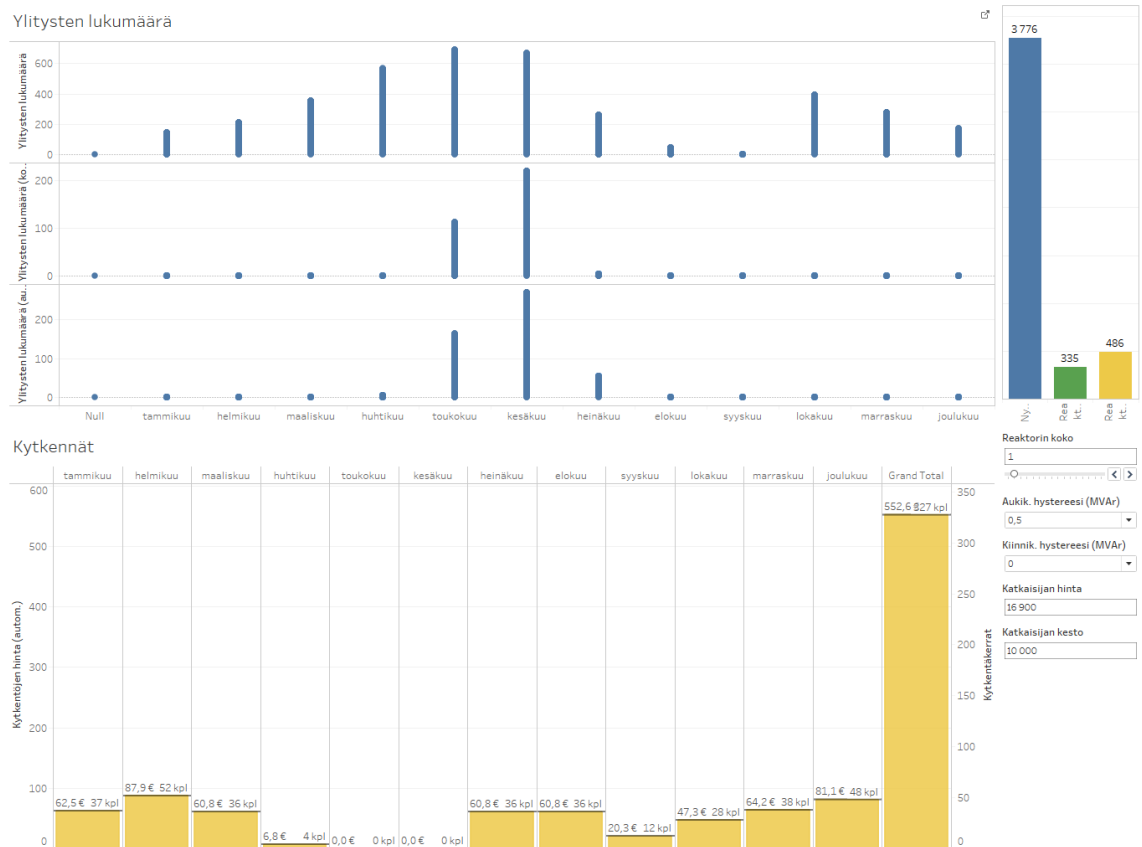


Kuva 16. Loistehoikkuna ja keskitehot.

### Ylitykset ja kytkentäkerrat

Toiseen näkymään visualisoitiin kuukausittaiset loistehorajojen ylitykset, eli loistehoikkunan ulkopuolelle jäävät pisteet, sekä automaattisäätöisen reaktorin kytkentäkerrat. Näkymässä voidaan optimoida automaattisäädön hystereesit kustannuksien minimoimiseksi; pienellä hystereesillä ylitykset ovat minimissä, mutta vastaavasti tarvittavien kytkentäkertojen lukumäärä nousee.

Säädettävänä parametreinä on lisäksi katkaisijan hinta ja kytkentäkertojen kesto, joiden perusteella määritetään hinta yksittäiselle kytkennälle. Katkaisijan todellista kytkentäkertojen kesto on vaikea arvioida induktiivisella kuormalla, koska yleensä valmistajat ilmoittavat kytkentäkertojen keston lähes resistiivisellä virralla, esimerkiksi tehokertoimella 0,8. Energiaviraston yksikköhintojen mukaan ilmaeristeisen 1-kiskokojeiston lähtökenttä maksaisi 16 900 €. Pelkkä katkaisijakomponentti on kokonaista lähtökenttää edullisempi, joten sen todellinen hankintakustannus on oletettavasti pienempi.

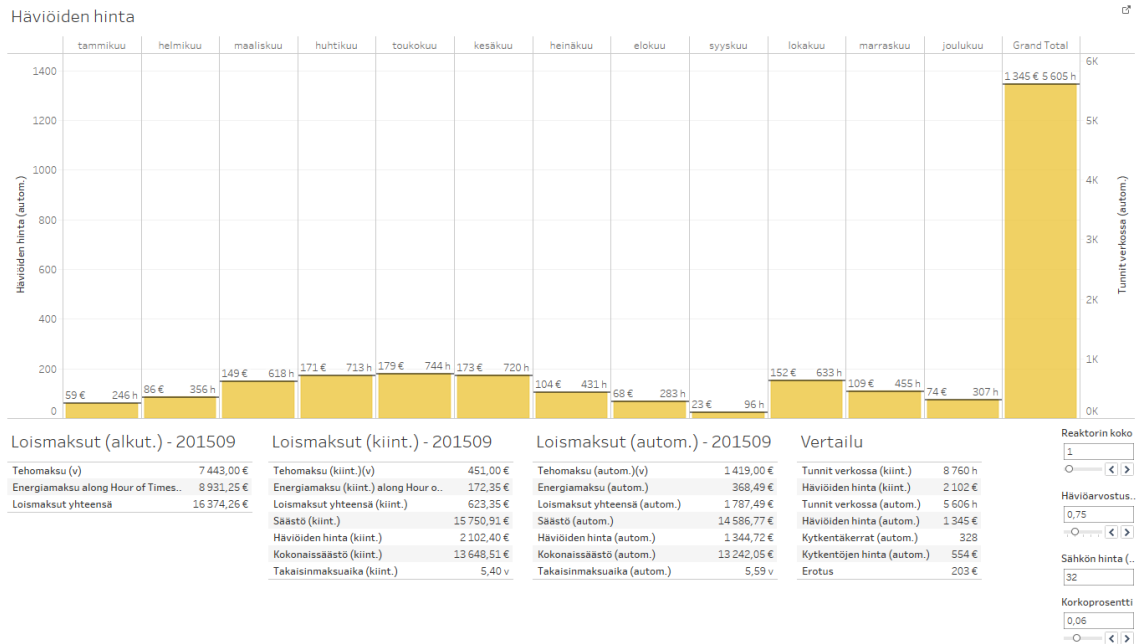


Kuva 17. Ylitykset ja kytkenäkerrat.

## Häviöt, maksut ja takaisinmaksuaika

Vuosittaiset häviöt lasketaan tunneilta, joilta reaktori on verkossa. Reaktoreita on saatavilla erilaisilla häviöarvostuksilla, joten laskennassa käytetty häviöarvostus voidaan valita parametrilla väliltä 0,5–1,5 %. Toisena parametrina on sähkön hinta, joka vaikuttaa olennaisesti häviöistä syntyviin kustannuksiin. Kuvassa 18 sähkön hinnaksi on oletettu 32 € / MWh vuoden 2016 keskimääräisen spot-hinnan perusteella. Lisäksi parametrina on korkoprosentti, jota käytetään investoinnin takaisinmaksuajan laskennassa. (22.)

Loismaksujen laskennassa käytetään aiemmin esiteltyjä Fingridin laskutusperusteita. Loisteho- ja energiamaksut lasketaan erikseen jokaiselle säätötavalle, joiden perusteella muodostetaan kokonaissäästö lähtötilanteeseen verrattuna. Näkymässä on oma taulukkonsa eri säätötapojen kustannuksien vertailuun; automaattisäätöisellä reaktorilla saadaan pienennettyä vuosittaisia häviökustannuksia, mutta säädöstä aiheutuvat kytkenäkerrat lisäävät kokonaiskustannuksia.



Kuva 18. Häviöt ja maksut.

Energiavirasto on määrittänyt eri verkkokomponenteille yksikköhinnat, joita käytetään sähköverkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvoa laskiessa. Regulaation takia ne vaikuttavat myös verkkoyhtiöiden tuottopohjaan. Yksikköhinnat 2016–2023 -ohjeeseen on lisätty hinnat muiden kompensointilaitteiden lisäksi myös 1–3 MVAR:n rinnakkaiskuristimille, jotka on esitetty taulukossa 2. Tarkoituksenmukaisesti hankitun reaktorin takaisinmaksuaika on yleensä vain muutamia vuosia, joten reaktorin hankinnasta voi olla hyötyä myös liiketoiminnan kannalta.

Taulukko 2. Energiaviraston yksikköhinnat (2016-2023) kompensointilaitteistoille (22).

Verkkokomponentti	Yksikköhinta	Pitoaikaväli,
Kondensaattori alle 3 MVAR	38 800 €	40 – 50 v
Rinnakkaiskuristin 1 MVAR	61 400 €	40 – 50 v
Rinnakkaiskuristin 2 MVAR	79 000 €	40 – 50 v
Rinnakkaiskuristin vähintään 3 MVAR	101 300 €	40 – 50 v
Hajautetun kompensoinnin laitteisto 10 A tai vähemmän	11 200 €	40 – 50 v
Hajautetun kompensoinnin laitteisto yli 10 A	19 100 €	40 – 50 v

Taulukossa 3 on Energiaviraston yksikköhintojen perusteella määritetyt hinnat myös suuremmille kompensointiyksiköille. Yhden MVAR:n lisäyksen arvioitiin maksavan noin 19 950 €. Automaattisen säätöjärjestelmän lisähinnaksi arvioitiin 10 000 €.

Taulukko 3. Takaisinmaksuajan laskennassa käytetyt arviot reaktorien hinnoista.

Koko (MVA <sub>r</sub> )	Hinta (€)
0,5	51 425
1,0	61 400
1,5	71 375
2,0	79 000
2,5	88 975
3,0	101 300
3,5	111 275
4,0	121 250
4,5	131 225
5,0	141 200
5,5	151 175
6,0	161 150
6,5	171 125
7,0	181 100
7,5	191 075
8,0	201 050
8,5	211 025
9,0	221 000

Laskennallisten säästöjen perusteella molemmille säätötavoille lasketaan karkea takaisinmaksuaika kaavalla

$$\frac{-\ln\left(\frac{1}{i} - \frac{H}{S}\right) - \ln(i)}{\ln(1+i)},$$

jossa  $i$  on korkoprosentti,  $H$  on investointikustannus ja  $S$  on nettotuotto. Korkoprosenttia voidaan muuttaa näkymän parametrilla. Investointikustannuksena on käytetty taulukkoon 3 laskettuja hintoja ja nettotuottona loismaksujen kokonaissäästöä. Automaattisäätöisen reaktorin investointikustannuksessa on huomioitu automaattisen säätöjärjestelmän hinta.

## 6 Tapaustutkimus

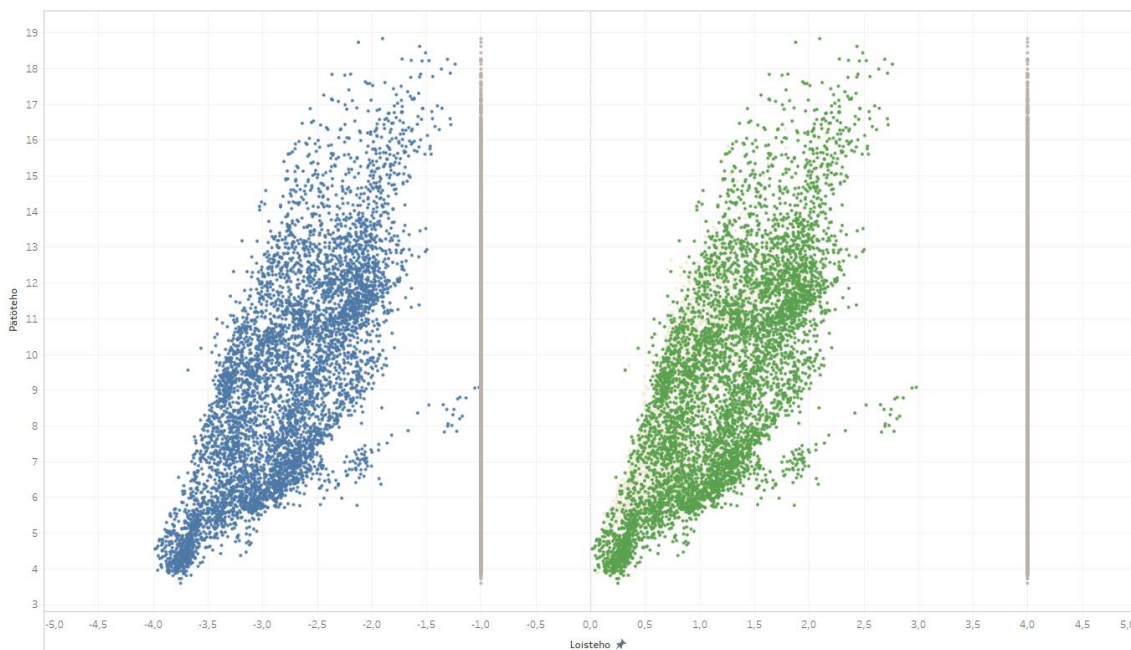
Tapaustutkimuksen kohteena on erään verkkoyhtiön toimittamat loistehoraportit. Työn tarkoituksena oli selvittää kustannustehokkain kompensointiratkaisu ja vertailla eri sää-  
tötapojen vaikutusta loistehoikkunaan.

Tutkimukseen käytetyt loistehoraportit sisälsivät useamman liittymispisteen tiedot puo-  
lentoista vuoden ajalta. Tarkasteluun on valittu kaksi loistehopisteiden osalta erilaista  
liittymäpistettä, joissa oli laskutettavia ylityksiä. Raportit tarkasteltavista liittymäpisteistä  
ovat tämän työn liitteenä.

### 6.1 Ensimmäinen tarkasteltava liittymispiste

Ensimmäisenä tarkasteltiin liittymäpistettä, jossa lähes kaikki mittausparit olivat loiste-  
hoikkunan ulkopuolella. Näin ollen myös loistehokustannukset olivat suurimmat – lois-  
tehomaksut olivat olleet vuoden tarkasteluajanjaksolla 30 000 euroa ja loisenergiamak-  
sut 75 000 euroa. Kuvassa 19 on esitetty lähtötilanteen loistehohajonta sinisin pistein,  
josta nähdään loistehon vaihtelun olleen suhteellisen pientä loistehoikkunan leveyteen  
verrattuna. Vihreillä pisteillä on kuvattu pisteiden sijoittumista reaktorin lisäyksen jäl-  
keen.





Kuva 19. Loistehoikkuna lähtötilanteessa sekä 4 MVAR:n reaktorin lisäyksen jälkeen.

Loistehohajonnan perusteella reaktorin kooksi valittiin 4 MVAR:ia, sillä oletettavasti kapasitiivinen loisteho tulee kasvamaan tulevaisuudessa. Laskennalliset säästöt on esitetty kuvassa 20.

Loismaksut (kiint.) - 201509 <span style="float: right;">☐</span>	
Tehomaksu (kiint.)(v)	0,00 €
Energiamaksu (kiint.) along Hour o..	0,00 €
Loismaksut yhteensä (kiint.)	0,00 €
Säästö (kiint.)	104 510,03 €
Häviöiden hinta (kiint.)	11 212,80 €
Kokonaissäästö (kiint.)	93 297,23 €
Takaisinmaksuaika (kiint.)	1,39 v

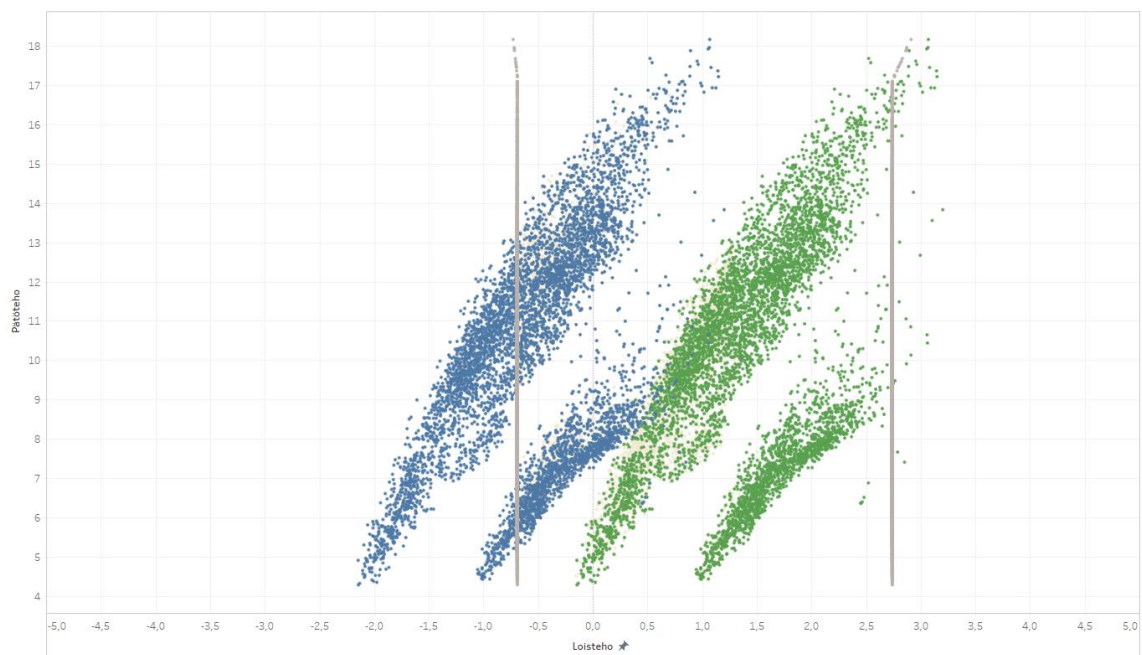
Kuva 20. Kustannussäästöt kiinteällä 4 MVAR:n reaktorilla.

Kustannustehokkain ratkaisu kyseiselle liittymäpisteelle olisi kiinteä, 3–4 MVAR:n reaktori, riippuen paljonko kapasitiivisen loistehon oletetaan kasvavan tulevaisuudessa. Nykytilanteessa ylitykset voitaisiin välttää kokonaisuudessaan 3 MVAR:n reaktorilla. Kompensointi voitaisiin toteuttaa myös kahdella 2 MVAR:n reaktorilla, jolloin kompensoidun loistehon määrä voidaan tarvittaessa puolittaa esimerkiksi talvikuukausina. Automaattisäädöstä ei tässä tapauksessa saada kustannussäästöjä kompensointitarpeen ollessa suhteellisen suurta ja loistehon vaihtelun ollessa pientä.

Reaktorin takaisinmaksuaika olisi tässä tapauksessa erittäin lyhyt, sillä kaikki mittausparit olivat lähtötilanteessa loistehoikkunan ulkopuolella ja tästä johtuen laskutus oli suurta. Edellä esitettyjen laskelmien mukaan 4 MVAR:n reaktorin investointikustannus olisi 121 250 euroa. Reaktorin pätötehohäviöiden kustannukseksi muodostuu vuositasolla yhteensä 11 200 euroa, joten kokonaissäästö vuodessa olisi noin 93 300 euroa. Näin ollen reaktori maksaisi itsensä takaisin jo reilussa vuodessa.

## 6.2 Toinen tarkasteltava liittymispiste

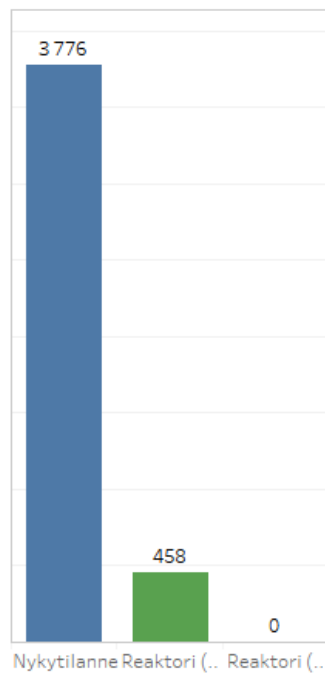
Toisen tarkasteltavan liittymäpisteen loistehon kausivaihtelu on suurempaa. Noin puolet pisteistä jäi lähtötilanteessa loistehoikkunan sisäpuolelle, joten laskutettavat loismaksut jäivät aiemmin tarkasteltua liittymäpistettä pienemmiksi – loistehomaksut olivat olleet vuoden tarkastelu-ajanjaksolla 7 443 euroa ja loisenergiamaksut 8 931 euroa. Kuvassa 21 lähtötilanteen loistehohajonta on esitetty sinisin pistein ja vihreillä pisteillä on kuvattu pisteiden sijoittumista 2 MVAR:n reaktorin lisäyksen jälkeen.



Kuva 21. Loistehoikkuna lähtötilanteessa, sekä 2 MVAR:n reaktorin lisäyksen jälkeen.

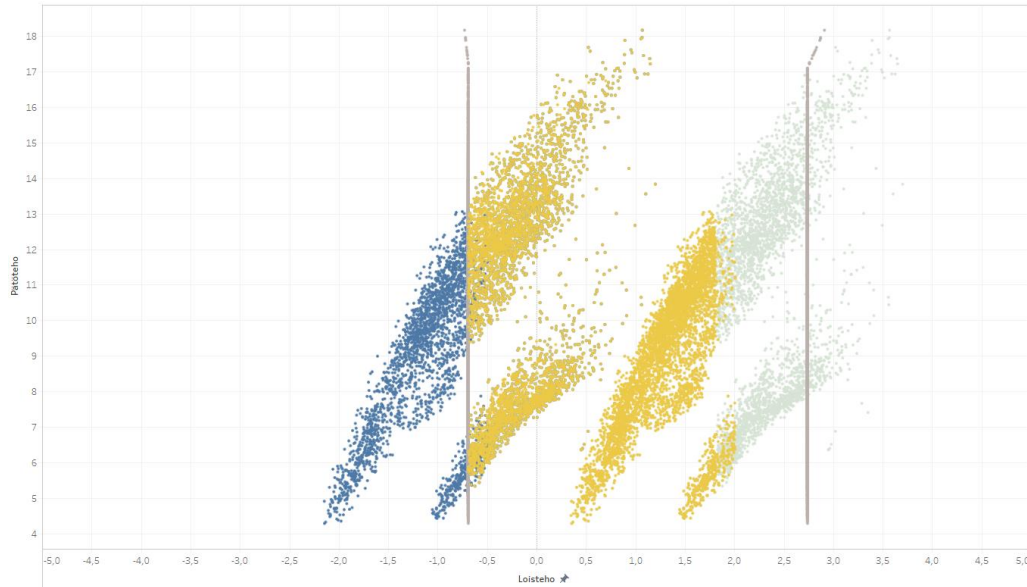
Laskutettavat ylitykset voitaisiin välttää jo 1,5 MVAR:n suuruisella reaktorilla, mutta oletettavasti tässäkin tapauksessa loisteho tulee kasvamaan tulevaisuudessa. Näin ollen 2–3 MVAR:n reaktorilla voitaisiin varautua paremmin tulevaan tehonnousuun.

Liittymäpisteen loistehoikkuna on suhteellisen kapea ja kiinteän 2 MVAR:n reaktorin lisäyksen jälkeen osa pisteistä ylittääkin ottorajan. Näistä ylityksistä (kuva 22) syntyvät laskutukset voitaisiin välttää automaattisäätöisellä ratkaisulla ja samalla voidaan varautua paremmin tulevaan tehonnousuun kasvattamalla yksikön koko 2,5 MVAR:iin. Reaktori voitaisiin ohjata irti verkosta kompensoimattomien mittausparien jäädessä loistehoikkunan sisäpuolelle, jolloin vuosittaiset häviökustannukset saataisiin minimoitua.



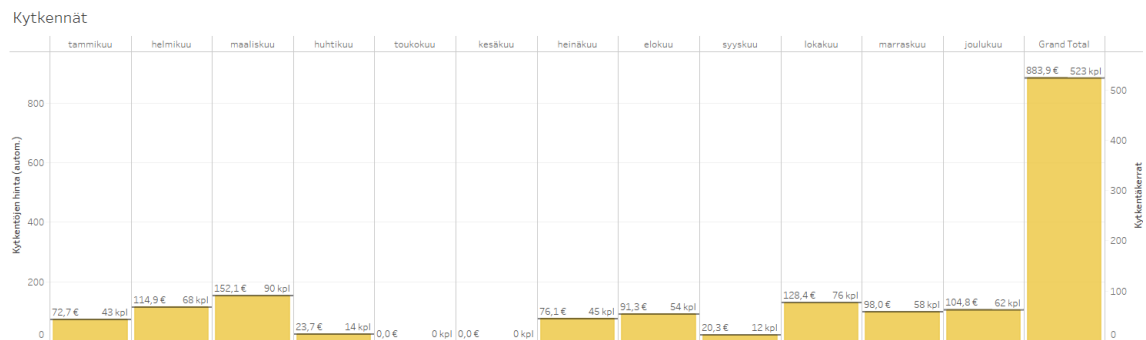
Kuva 22. Loistehorajojen ylitykset alkutilanteessa, 2,5 MVAR:n kiinteällä reaktorilla ja automaattisäätöisellä ratkaisulla.

Automaattisäätöisellä 2,5 MVAR:n reaktorilla mittausparit pysyvät täysin loistehoikkunan sisäpuolella, kuten kuvasta 23 nähdään. Automaattisäätöisen reaktorin loistehohajonta on esitetty keltaisin pistein. Reaktorin pätötehohäviöiksi valittiin yksi prosentti ja korkokantana on käytetty kuutta prosenttia.



Kuva 23. Lähtötilanne ja 2,5 MVAR:n säädettävä reaktori.

Kytkenäkerrat (kuva 24) saatiin minimoitua käyttämällä aukikytkennän hystereesinä 0,2 MVARia. Kiinnikytkennän hystereesiä muuttamalla ei saatu kustannussäästöjä, joten sitä ei aseteltu. Kytkenäkertoja olisi vuositasolla reilu 400 kappaletta, ja näistä syntyi noin 900 euron lisäkustannus.



Kuva 24. Automaattisäätöisen reaktorin kytkenäkerrat.

Kiinteään reaktoriin verrattuna pätehoikäviöissä voitaisiin säästää yli 3000 euroa vuodessa, sillä automaattisäätöinen reaktori olisi verkossa vain 4800 tuntia. Kiinteällä reaktorilla loismaksuista saataisiin noin 11 000 euron säästöt, mutta suurten häviökustannusten takia kokonaissäästö jäisi 4000 euroon vuodessa. Laskennallinen takaisinmaksuaika kiinteällä reaktorilla nousisi 16 vuoteen. Kustannuslaskelmat on esitetty kuvassa 25.

## Loismaksut (alkut.)

Tehomaksu (v)	7 443,00 €
Energiamaksu	8 931,25 €
Loismaksut yhteensä	16 374,26 €

## Vertailu

Tunnit verkossa (kiint.)	8 760 h
Tunnit verkossa (autom.)	4 814 h
KytKentäkerrat (autom.)	524
KytKentöjen hinta (autom.)	886 €

## Loismaksut (kiint.)

Tehomaksu (kiint.)(v)	4 768,00 €
Energiamaksu (kiint.)	498,17 €
Loismaksut yhteensä (kiint.)	5 266,18 €
Säästö (kiint.)	11 108,08 €
Häviöiden hinta (kiint.)	7 008,00 €
Kokonaissäästö (kiint.)	4 100,08 €
Takaisinmaksuaika (kiint.)	16,37 v

## Loismaksut (autom.)

Tehomaksu (autom.)(v)	0,00 €
Energiamaksu (autom.)	0,00 €
Loismaksut yhteensä (autom.)	0,00 €
Säästö (autom.)	16 374,26 €
Häviöiden hinta (autom.)	3 851,20 €
Kokonaissäästö (autom.)	12 523,06 €
Takaisinmaksuaika (autom.)	11,03 v

Kuva 25. Häviöt ja maksut.

Automaattisäätöinen reaktori maksaisi itsensä takaisin viisi vuotta nopeammin korkeammasta investointikustannuksesta huolimatta ja sillä saataisiin lähes 12 000 euron kokonaissäästöt vuodessa. Kyseisen liittymäpisteen osalta automaattisäädön hankintaa tulisi vakavasti harkita, sillä laitteistojen pitoaikojen ollessa pitkiä saavutetut säästöt muodostuvat suuriksi ja kasvavaan kompensointitarpeeseen voidaan varautua paremmin.

## 7 Yhteenveto

Reaktorien kysyntä on kasvanut äkillisesti säävarman verkon vaatimuksien ja Fingridin vuonna 2016 muuttuneiden laskutusperusteiden johdosta. Perinteisesti laitteiden tarvitsema loisteho on tuotettu kondensaattoreilla, mutta maakaapelointiasteen kasvaessa kapasitiivisen loistehon ylituotanto on lisääntynyt ja kompensointitarve on kääntynyt induktiiviselle puolelle. Fingridin muuttuneet maksuperusteet voivat aiheuttaa merkittäviä kustannuksia verkkoyhtiöille, ja ne näin ollen ohjaavat verkkoyhtiöitä kompensoimaan tarvitsemansa loistehon itse. Loistehon kompensointi voidaan toteuttaa useilla eri tavoilla verkon rakenteesta ja lähtötilanteesta riippuen.

Työn tavoitteena oli kartoittaa eri kompensointivaihtoehtojen kustannusvaikutuksia sekä hyödyntää jakeluverkkoyhtiöiden käytössä olevaa dataa paremmin loistehon kompensointilaitteiden hankinnassa.

Työn tuloksena syntyi työkalu reaktorin mitoittamisen ja hankinnan helpottamiseksi. Lähtötietoina käytetään Fingridin jakeluverkkoyhtiöille toimittamaa loistehoraporttia, jonka perusteella voidaan arvioida hankittavan reaktorin kokoa. Työkalu laskee vuosittaiset häviöt, ylitykset, kytkentäkerrat ja loistehomaksut annettujen parametrien perusteella sekä kiinteälle että automaattiohjatulle reaktorille. Työkalulla voidaan myös vertailla eri vaihtoehtojen kustannusvaikutuksia ja investointien takaisinmaksuaikaa.

Loistehoraportteja tutkittaessa havaittiin reaktorien takaisinmaksuaikojen jäävän erittäin lyhyiksi laitteistojen pitoaikaan verrattuna. Loistehon hetkellis- ja kausivaihtelut aiheuttavat joissakin tapauksissa jatkuvan loistehon säätötarpeen, jolloin jännitteellisenä säätävä ratkaisu tai reaktorin varustus automaattiohjausjärjestelmällä voi tuoda kustannussäästöjä korkeammasta hankintahinnasta huolimatta.

Tulevaisuudessa työkalua voidaan jatkokehittää lisäämällä kuvaajat ja tarkemmat laskelmat takaisinmaksuajalle. Lisäksi tehonnousu tulevaisuudessa voitaisiin suoraan huomioida laskelmissa. Automaattisäätöiselle järjestelmälle olisi mielekästä saada referenssikohde, jotta säätöjärjestelmän toteutusta ja toimintaa voitaisiin tutkia käytännössä.

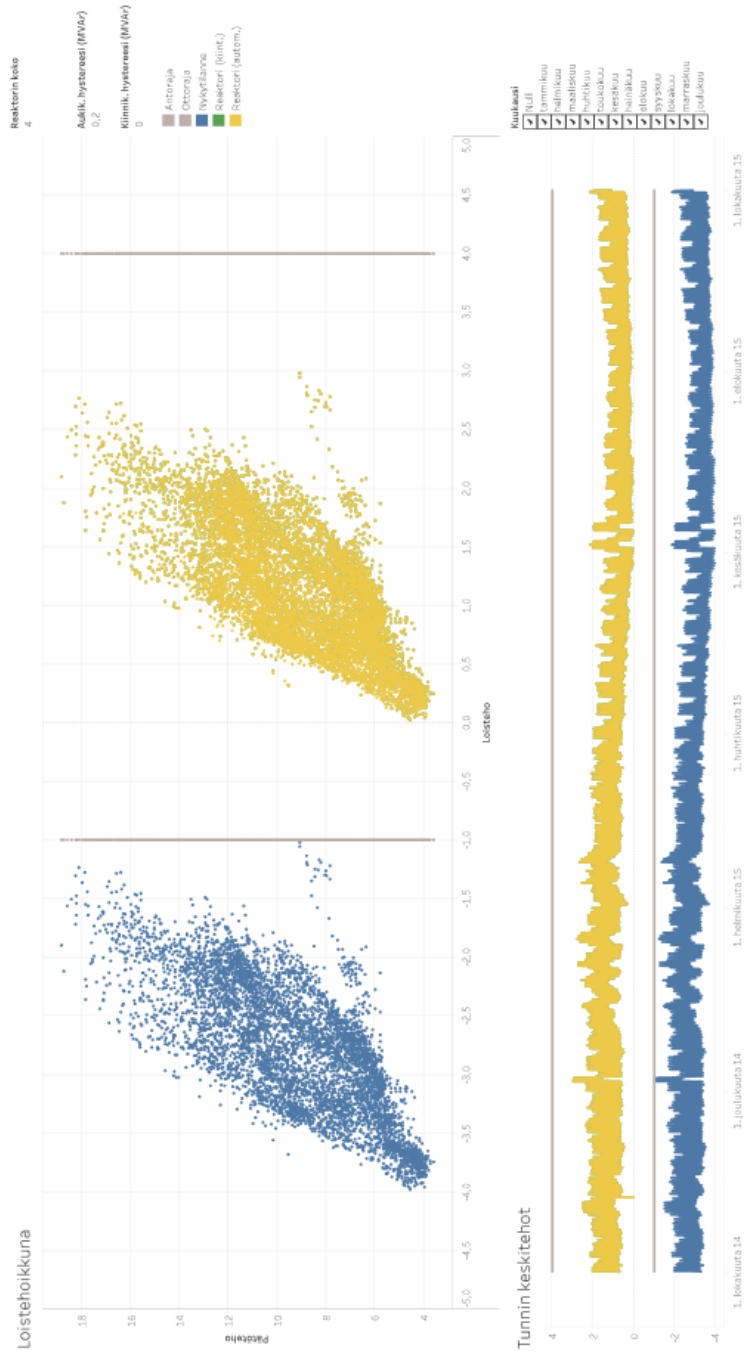
## Lähteet

- 1 Sähkötieto ry. 2016. ST-kortisto. ST 52.15 Loistehon kompensointi ja kompensointilaitteet alle 1000 V:n pienjänniteverkossa. Espoo: Sähköinfo Oy.
- 2 Elovaara, Jarmo & Laiho, Yrjö. 1999. Sähkölaitostekniikan perusteet. 4. painos. Helsinki: Otatieto.
- 3 Mörsky, Jorma & Mörsky, Janne. 1994. Voimalaitosten yhteiskäytön tekniikka. Helsinki: Hakapainot Oy.
- 4 Zhang, Wen Wen. 2014. Loistehon säätö ja kompensointi. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Doria-tietokanta.
- 5 Männistö, Matti & Vitikka, Veli-Pekka. 2006. Yliaallot ja kompensointi. Espoo: Sähköinfo Oy.
- 6 Luojus, Minna. 2017. Reactive Power Compensation Strategy in Distribution Network. Diplomityö. Aalto-yliopisto, Insinööritieteiden korkeakoulu. Aaltodoc-tietokanta.
- 7 Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset VJV2013. 2013. Verkkoaineisto. Fingrid Oy.  
<<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/2013/Voimalaitosten%20järjestelmätekniiset%20vaatimukset%20VJV2013.pdf>>. Luettu 1.7.2017.
- 8 Väisänen, Pasi. 2012. Loistehon kompensointi jakeluverkkoyhtiössä. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto. TUT DPub-tietokanta.
- 9 Eno, Heikki. 2016. Kapasitiivisen loistehon kompensointi sähköverkkoyhtiössä. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto. TUT DPub-tietokanta.
- 10 Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito. 2017. Verkkoaineisto. Fingrid Oy.  
<<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Kantaverkkosopimus2016/Loissähkön%20toimituksen%20ja%20loistehoreservin%20ylläpito.pdf>>. Luettu 14.9.2017.
- 11 Kenttälä, Atte-Ilari. 2016. Jakeluverkon loistehohallinnan suunnitelma. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto. TUT DPub-tietokanta.
- 12 Taillefer, Pierre. 2015. Switching of Shunt Reactors using a SynchroTeq Control Switching Device. Raportti.

- 13 Kelemen, Tomislav. 1985. Switching Voltages on the Transformer Tertiary Winding. Teoksessa Proceedings of the Scientific Jubilee Conference: The transformer production is 100 years old, s. 262–269. Budapest.
- 14 Mercier, André; Lacroix, Marc & Taillefer, Pierre. 2015. Benefits of Controlled Switching of Medium Voltage Circuit Breakers. Raportti. CIRED: 23rd International Conference on Electricity Distribution. Lyon.
- 15 ELA O 167.2 3-phase shunt reactors TKFC. 2013. Tuote-esite. EGE, spol. s r.o.. Czech Republic.
- 16 Holmlund, Jarkko. 2013. Loisteho kuriin sekaverkoissa. ABB Oy:n Power-asiakaslehti 2/2013.
- 17 Bengtsson, Claes. 2012. ABB Balance of Power: Variable shunt reactors for network stability control. Verkkoaineisto. ABB Oy.  
<[https://library.e.abb.com/public/ea1ac38bc6f847029e7a726ff3b0d0ed/ABB%20Review\\_Balance%20of%20power\\_41-44.pdf](https://library.e.abb.com/public/ea1ac38bc6f847029e7a726ff3b0d0ed/ABB%20Review_Balance%20of%20power_41-44.pdf)>. Luettu 1.7.2017.
- 18 ELA O 201.0 Stepless 3-phase Shunt Reactors TKPR. 2015. Tuote-esite. EGE, spol. s r.o.. Czech Republic.
- 19 Variable Shunt Reactors for Reactive Power Compensation. 2010. Verkkoaineisto. Trench.  
<[http://www.trenchgroup.com/content/download/870/7024/file/E690\\_Variable%20Shunt%20Reactors.pdf](http://www.trenchgroup.com/content/download/870/7024/file/E690_Variable%20Shunt%20Reactors.pdf)>. Luettu 1.7.2017.
- 20 Products, Tableau Software. 2017. Verkkoaineisto. Tableau Software.  
<<https://www.tableau.com/products>>. Luettu 15.9.2017.
- 21 Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016-2023. 2016. Verkkoaineisto. Energiamarkkinavirasto.  
<<https://www.energiavirasto.fi/web/guest/verkkokomponentit-ja-yksikkohinnat-2016-2023>>. Luettu 14.9.2017.
- 22 Pohjoismaisen sähköpörssin spot-hintoja hinta-alueittain. 2016. Verkkoaineisto. Tilastokeskus.  
<[http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin\\_\\_ene\\_\\_ehi/statfin\\_ehi\\_pxt\\_010\\_fi.px](http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__ene__ehi/statfin_ehi_pxt_010_fi.px)>. Luettu 14.9.2017.



# Tapaustutkimus – Raportti ensimmäisestä tarkasteltavasta liittymispisteestä





Hävöiden hinta		heinäk.	lokak.	maalisk.	huhtik.	toukok.	kesäk.	heinäk.	eloku.	syysk.	lokak.	maalisk.	Jouluk.	Grand Total
12K														
10K														
8K														
6K														
4K														
2K	954 €	744h   861 €	672h   952 €	743h   923 €	720h   954 €	744h   954 €	720h   923 €	744h   954 €	744h   923 €	720h   954 €	744h   954 €	720h   954 €	744h   954 €	11 213 €
0K														8 759 h
<p><b>Hävöiden hinta (autom.)</b></p> <p>Tunnit verkossa (autom.)</p> <p>BK</p> <p>EK</p> <p>4K</p> <p>2K</p> <p>DK</p>														

Loismaksut (alkut.) - 201509		Loismaksut (kiint.) - 201509		Loismaksut (autom.) - 201509	
Tehomaksu (V)	29 928,00 €	Tehomaksu (kiint.) (V)	0,00 €	Tehomaksu (autom.) (V)	0,00 €
Energiamaksu along Hour of Time.	74 582,03 €	Energiamaksu (kiint.) along Hour o.	0,00 €	Energiamaksu (autom.)	0,00 €
Loismaksut yhteensä	104 510,03 €	Loismaksut yhteensä (kiint.)	0,00 €	Loismaksut yhteensä (autom.)	0,00 €
		Säästö (kiint.)	104 510,03 €	Säästö (autom.)	104 510,03 €
		Hävöiden hinta (kiint.)	11 212,80 €	Hävöiden hinta (autom.)	11 212,80 €
		Kokonaissäästö (kiint.)	93 297,23 €	Kokonaissäästö (autom.)	93 297,23 €
		Takaisinmaksuaika (kiint.)	1,39 v	Takaisinmaksuaika (autom.)	1,51 v

Vertailu	
Tunnit verkossa (kiint.)	8 760 h
Hävöiden hinta (kiint.)	11 213 €
Tunnit verkossa (autom.)	8 760 h
Hävöiden hinta (autom.)	11 213 €
Kytkemäkerrat (autom.)	1
Kytkemäjän hinta (autom.)	2 €
Erotus	-2 €

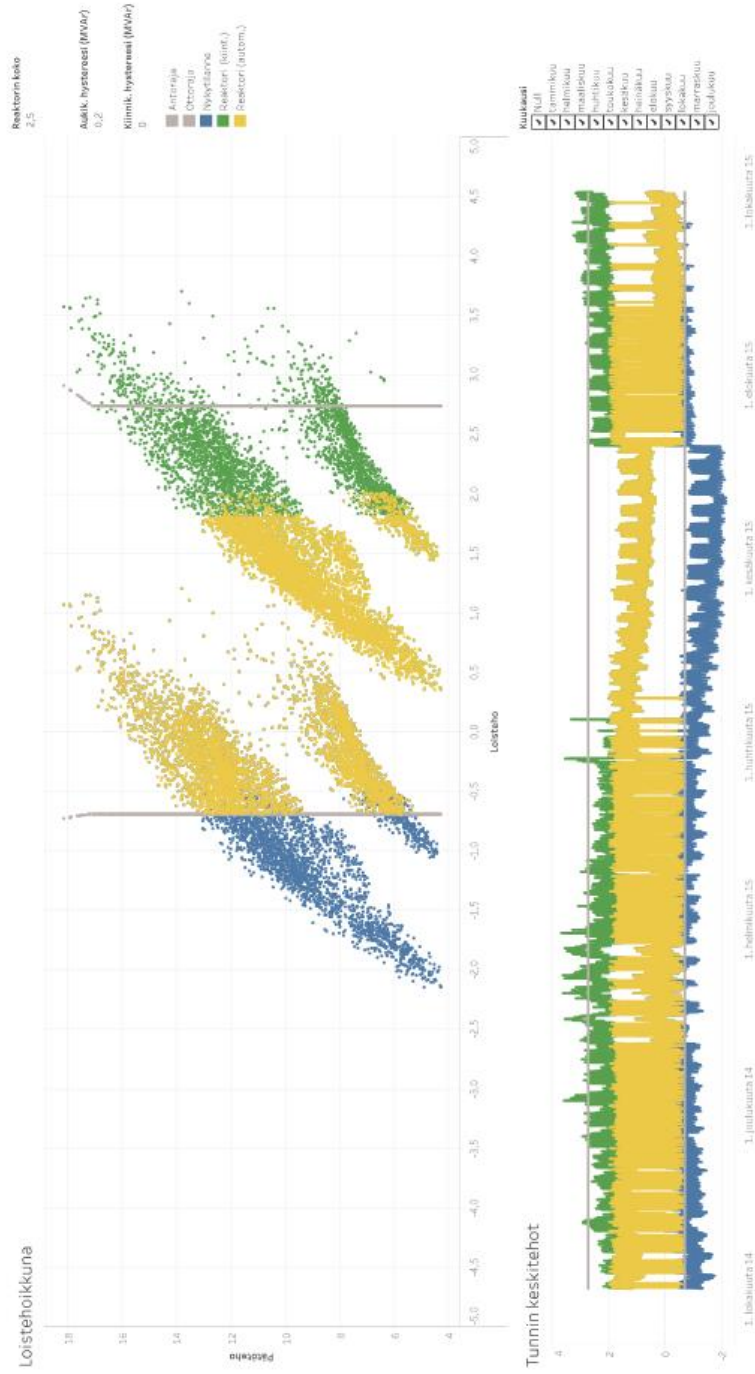
  

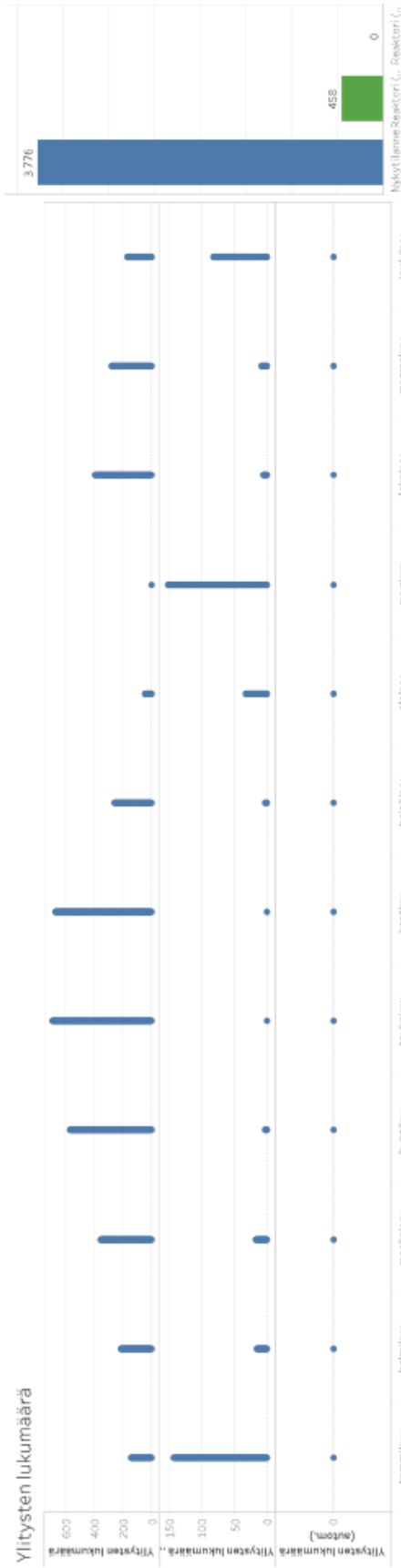
Sähkön hinta (eM...)	32
Korkiprosentti	0,165

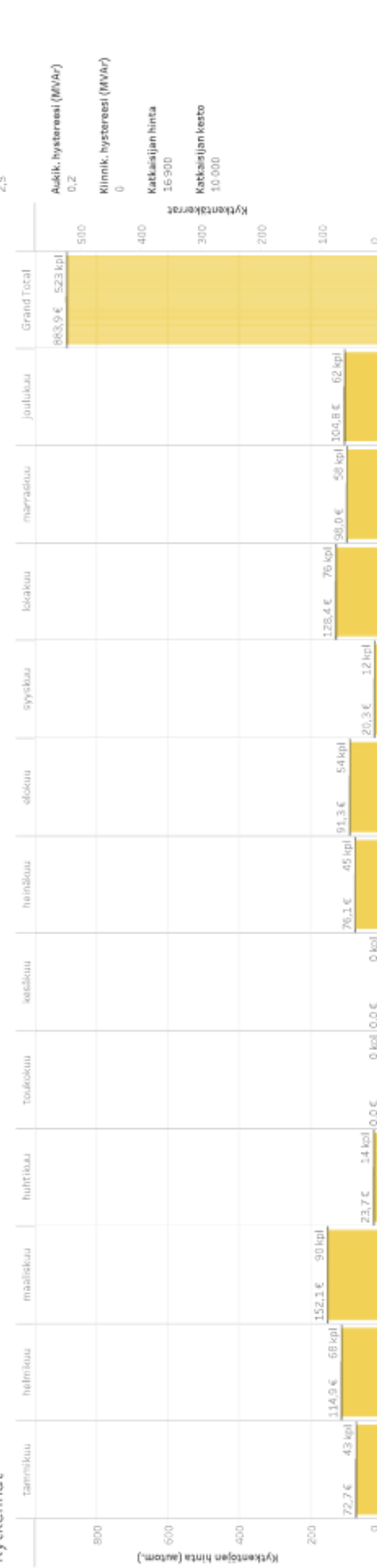
Reaktorin kato	4
----------------	---

## Tapaustutkimus – Raportti toisesta tarkasteltavasta liittymispisteestä





hykytämme-Reaktorin C., Reaktorin C.,  
Raakteenin koko



Hävöiden hinta		Tammikuu	helmikuu	maaliskuu	huhtikuu	toukokuu	kesäkuu	heinäkuu	elokuu	syyskuu	lokakuu	marraskuu	joulukuu	Grand Total													
Hävöiden hinta (autom.)														3 851 € - 4 813 h 5K													
4000																											
3500																											
3000																											
2500																											
2000																											
1500																											
1000																											
500																											
0																											
		175 €	218 h 224 €	279 h	356 €	444 h	550 €	687 h	596 €	744 h 577 €	720 h	310 €	387 h	155 €	193 h	40 €	49 h	400 €	499 h	278 €	346 h 198 €	247 h					
<b>Loismaksut (alkut.)</b>															<b>Loismaksut (autom.)</b>								<b>Vertailu</b>		<b>Reaktorin koko</b>		
Telomaksu (v)															Telomaksu (autom.)/v								Tunnit verkossa (kiint.)		2,5		
Energiamaksu															Energiamaksu (autom.)								Tunnit verkossa (autom.)				
Loismaksut yhteensä															Loismaksut yhteensä (kiint.)								Loismaksut yhteensä (autom.)		Kytientakerrat (autom.)		Hävöinvastus (%)
															Säästö (kiint.)								Säästö (autom.)		Kytientäjän hinta (autom.)		1
															Hävöiden hinta (kiint.)								Hävöiden hinta (autom.)				Sähkön hinta (€/MWh)
															Kokonais säästö (kiint.)								Kokonais säästö (autom.)				32
															Takaisinmaksuaika (kiint.)								Takaisinmaksuaika (autom.)				Korkiprosentti
															7 413,00 €								4 768,00 €				0,06
															8 931,25 €								498,17 €				
															16 374,26 €								5 206,18 €				
															11 108,08 €								16 374,26 €				
															7 008,00 €								3 851,20 €				
															4 100,08 €								12 523,06 €				
															16,37 v								11,03 v				