

Tommi Mäkinen

LOISENERGIAN HALLINTA PESV:N ALUEVERKOSSA

Sähkö- ja automaatiotekniikan koulutusohjelma
2017



LOISENERGIAN HALLINTA PESV:N ALUEVERKOSSA

Mäkinen Tommi
Satakunnan ammattikorkeakoulu
Sähkö- ja automaatiotekniikan koulutusohjelma
Helmikuu 2018
Sivumäärä: 44
Liitteitä: 7

Asiasanat: Jakeluverkko, Loisteho, kapasitiivinen loisteho, loistehon kompensointi

Sähkön siirtoverkossa muodostuu loistehoa, jota merkittävästi tuottavat maakaapelit. Loistehoa muodostuu erityisesti, kun maakaapeloidaan pitkiä matkoja ja niiden kuormitus on pientä. Maakaapelit tuottavat enemmän loistehoa mitä vähemmän niitä kuormitetaan. Kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj on asettanut jakeluverkkoyhtiöille loistehorajat, ja niiden mahdollisista ylityksistä tulee kustannuksia jakeluverkkoyhtiöille.

Opinnäytetyön aiheena oli tutkia tulevaisuuden mahdollisuuksia kapasitiivisen loisenergian hallintaan Pori Energia Sähköverkot Oy:n jakeluverkossa. Opinnäytetyön tarkoituksena oli selvittää minkälaisia haasteita maakaapelointiasteen kasvu tuottaa kapasitiivisen loisenergian puolella, sekä minkä kokoisia kompensointilaitteistoja mahdollisesti sijoitettaisiin jakeluverkkoon.

Kapasitiivisen loisenergian kompensointiin on lukuisia erilaisia kompensointilaiteratkaisuja, joten työssä tarkasteltiin minkä kokoluokan laiteratkaisut olisivat optimaaliset Pori Energia Sähköverkot Oy:n jakeluverkkoon. Opinnäytetyössä tutkittiin myös kompensointilaitteille sopivia sijoituspaikkoja.

REACTIVE ENERGY MANAGEMENT IN DISTRIBUTION NETWORK OF PORI ENERGIA SÄHKÖVERKOT OY

Mäkinen, Tommi

Satakunnan ammattikorkeakoulu, Satakunta University of Applied Sciences

Degree Programme in Electrical and automation Engineering

February 2018

Number of pages: 44

Appendices: 7

Keywords: Distribution network, reactive power, capacitive reactive power, reactive power compensation

Reactive power is generated in transmission networks. Land cables are a significant source of reactive power. Reactive power is particularly generated when land cables are installed on long stretches and their loading is low. The lower the loading of land cables, the more reactive power they generate. Transmission system operator Fingrid Oyj has set limits to reactive power for distribution network companies. As a result, exceeding the limit will produce costs for the distribution network companies.

This study is concerned with examining the future opportunities for managing capacitive reactive power in the distribution network of the Pori Energia Sähköverkot Oy company. The purpose was to determine what kinds of challenges related to capacitive reactive power emerge as the land cable rate grows and what are the sizes and scales of the compensation equipment that could potentially be placed in the distribution network.

Multiple different compensation equipment solutions are available for the compensation of capacitive reactive power. Therefore, this study was concerned with finding out the size and scale of the equipment solutions that would be optimal for the distribution network of the Pori Energia Sähköverkot Oy company. The study also investigated the suitable location for the compensation equipment.

SISÄLLYS

1	JOHDANTO.....	6
2	PORI ENERGIA SÄHKÖVERKOT OY.....	7
2.1	Pori Energia Sähköverkot Oy	7
2.1.1	Pori Energia Sähköverkot Oy:n jakeluverkkoalue	7
3	LOISENERGIA TEORIAA	9
3.1	Loisteho.....	9
3.2	Kapasitiivista loistehoa tuottavat sekä kuluttavat laitteet	9
3.2.1	Kondensaattorit.....	10
3.2.2	Kaapelit ja johdot	10
3.2.3	Reaktorit.....	14
3.2.4	Muuntaja-kuristin	15
4	FINGRID KANTAVERKKOSOPIMUS.....	16
4.1	Loissähkön toimituspiste	16
4.2	Liittymispisteen otto- sekä antorajat	17
4.2.1	Loissähkörajat kulutukselle	17
4.2.2	Loissähköikkuna.....	18
4.3	Loissähkön toimitusrajojen tarkistaminen	20
4.4	Loistehon hinnoittelun perusteet.....	20
4.4.1	Loissähkön ylityksistä aiheutuvat kustannukset.....	21
5	ENERGIAVIRASTO	22
5.1	Yksikköhinnat.....	23
6	PORI ENERGIA SÄHKÖVERKOT OY: N KOMPENSOINNIN NYKYTILANNE JA TULEVAISUUS	24
6.1	Loistehon kompensointilaitteistojen nykytilanne	24
6.2	Maakaapelointiasteen kasvun haittapuolet	24
6.3	Kompensointilaitteistojen sijoittaminen	26
6.4	Kompensointi tulevaisuudessa.....	27
6.5	Tulevaisuuden kompensoinnin laiteratkaisut.....	27
7	KOMPENSOINTILAITTEIDEN HANKINTAHINNAT	28
7.1	Laitteistojen hankintahinnat.....	28
7.2	Kompensoinnin hinta (€/kVar)	29
7.3	Kompensointilaitteistojen kustannukset	30
7.3.1	1-3 MVar kompensointiratkaisut.....	31
7.3.2	3-15 MVar kompensointiratkaisut.....	32

8 POHDINTA.....	33
LÄHTEET.....	36
LIITTEET	

1 JOHDANTO

Tässä opinnäytetyössä tutkitaan Pori Energia Sähköverkot Oy:n kapasitiivisen loisenergian ylituottoon liittyviä ongelmia sekä siitä aiheutuvia kustannuksia. Työssä on tarkoituksena tutkia loisenergian nykytilannetta sekä tulevaisuuden maakaapeloinnin vaikutusta loistehotaseeseen. Työssä tutkitaan, millaisilla loistehon kompensointiyksiköillä saataisiin poistettua loisenergiamaksut Fingrid Oyj:lle. Tarkoituksena on rajata kapasitiivisen loisenergian tutkiminen Fingrid Oyj:n rajamittauspisteeseen, joka sijaitsee Fingrid Oyj:n Ulvilan sähköasemalla.

Työn kohdeverkkona on Pori Energia Sähköverkot Oy:n jakeluverkkoalue, joka sijaitsee Porissa. Kohdeverkon pituus eri jännitetasot yhteenlaskettuna oli vuonna 2016 noin 3200 kilometriä. Kohdeverkkoon on kytkettyä 13 sähköasemaa ja vuoden 2016 sähkön siirto oli noin 1300 GWh.

Opinnäytetyön tarkoituksena on tutkia, minkälaisia muutoksia kapasitiivisen loistehon tuottoon tulee, kun rakennetaan säävarmaa jakeluverkkoa. Maakaapelit tuottavat pienellä kuormituksella huomattavasti kapasitiivista loisenergiaa, mutta kun kuormitus kasvaa niin kaapelit siirtyvät jopa induktiiviselle puolelle. Ilmajohdoilla tilanne on taas päinvastainen. Ilmajohdot ovat matalalla kuormituksella kapasitiivisen ja induktiivisen tason rajalla, mutta kuormituksen kasvaessa ilmajohtojen loisenergian tuotto siirtyy induktiiviselle puolelle eli ne kuluttavat loisenergiaa.

Loistehon siirto jakeluverkossa lisää jännite-, teho ja energiahäviöitä sekä vähentää pätötehonsiirtokykyä, joten loisenergian siirtoa tulee vähentää sekä kompensoida loisenergia mahdollisimman lähellä tuottoa.

Jakeluverkon maakaapelointiasteen merkittävä kasvaminen 20 kV jännitetasolla sekä Fingrid Oyj:n muutokset kantaverkkosopimukseen vuonna 2016 aiheuttivat osalle jakeluverkkoyhtiöistä suuria kustannuksia. Jakeluverkkoyhtiöt ovat reagoineet tilanteeseen tutkimalla vaihtoehtoja kompensoinnille. Kompensoinnille on monia erilaisia

vaihtoehtoja, yleisimpinä vaihtoehtoina reaktorit sekä muuntaja-kuristimet. Kompensointilaitteistoja on mahdollista sijoittaa keskitetysti sähköasemalle tai vaihtoehtoisesti hajautetusti jakeluverkon varrelle.

2 PORI ENERGIA SÄHKÖVERKOT OY

2.1 Pori Energia Sähköverkot Oy

Pori Energia Sähköverkot Oy vastaa sähkömarkkinalain mukaisesta sähköverkkoliiketoiminnasta verkkoalueella. Pori Energia Sähköverkot Oy on perustettu vuonna 2006, jolloin se eriyttämisvaatimuksen mukaan erotettiin Porin kaupungin omistamasta Pori Energia Oy:stä. Pori Energia Sähköverkot Oy kuuluu Pori Energia Oy konserniin, jossa se on Pori Energia Oy:n 100 prosenttisesti omistama tytäryhtiö. (Pori Energia Sähköverkot Oy:n www-sivut 2018)

Pori Energia Sähköverkot Oy:n tunnusluvut 2016

- Siirretyn energian määrä 1294 GWh
- Liikevaihto 23,5 M€
- Investoinnit 9,6 M€
- Vakituinen henkilöstö 24 hlö

(PESV yritysesittely 2017) 7.9.2017

2.1.1 Pori Energia Sähköverkot Oy:n jakeluverkkoalue

Pori Energia Sähköverkot Oy:n jakeluverkkoalue 2016

- 13 kpl sähköasemia
- 1006 kpl muuntamoita
- 110 kV maakaapeleita 0,5 km, ilmajohtoa 95,3 km
- 20 kV maakaapeleita 481,1 km, ilmajohtoa 436,0 km
- 0.4 kV maakaapeleita 1565,2 km, ilmajohtoa 639,6 km

- Tietoliikenneverkko, josta parikaapelia 416,3 km ja kuitua 246,0 km (PESV yritysesittely 2017) 7.9.2017



Kuva 1. PESV Oy:n jakeluverkkoalue (PESV yritysesittely 2017) 7.9.2017

3 LOISENERGIA TEORIAA

Tässä luvussa käydään läpi perusasiat liittyen sähkötehoihin, jotka ovat tarpeen tuntea ennen kuin perehdytään tarkemmin kapasitiivisen loistehon kompensointiin. Koska tässä opinnäytetyössä keskitytään kapasitiivisen loistehon haasteisiin, niin työssä painotetaan kapasitiivisen loisenergian teoriaa ja käydään läpi kapasitiivista loisenergiaa tuottavia ja kuluttavia laitteita.

3.1 Loisteho

Monet laitteet tarvitsevat toimiakseen loistehoa, joten loisteho on välttämätöntä vaikka se aiheuttaa ongelmia jakeluverkossa. Loistehoa tarvitsevia laitteita ovat esimerkiksi sähkömoottorit, jotka tarvitsevat loistehoa muodostamaan magneettikenttää. Loistehon ero pätötehoon on siinä, että loisteho ei tee lainkaan työtä mutta loistehosta syntyy kuitenkin loisvirtaa, joka kuormittaa siirtojohtoja. Loisvirran aiheuttama kuormitus johtaa siihen, että johtojen siirtokapasiteetti laskee loisvirtaa siirrettäessä.

(STUL 2006)

Loistehoa on kahta erilaista tyyppiä: kapasitiivista sekä induktiivista. Loisteho on tarpeellista, mutta sillä on myös haittapuolia. Loistehon haitallisuus on sen vaikutus virran ja jännitteen väliseen vaihe-eroon. Loistehosta syntyvä vaihe-ero alentaa tehokerointia, joka taas vaikuttaa alentavasti pätötehoon.

3.2 Kapasitiivista loistehoa tuottavat sekä kuluttavat laitteet

Kapasitiivisen loistehon tuotannon yleisin laite on kondensaattoriparisto. Kapasitiivisen loistehon tuottoon pitää laskea myös jakeluverkon tuottama kapasitiivinen loisteho, joka muodostuu pääasiallisesti 20 kV sekä 110 kV maakaapeleiden tuottamasta loistehosta.

Kapasitiivisen loistehon kulutukseen on monia erilaisia laitteita. Yleisin tapa kuluttaa kapasitiivista loistehoa on asentaa rinnakkaiskuristimia eli reaktoreita.

3.2.1 Kondensaattorit

Jakeluverkkoon kytkettyjä kondensaattoreita kutsutaan kondensaattoriparistoiksi. Kondensaattoriparistoja on kaksi erilaista perusratkaisua, rinnakkais- sekä sarjakondensaattoriparisto.

Rinnakkaiskondensaattoriparisto on kokonaisuus, johon kuuluu kondensaattoriyksikkö sekä tarvittavat kytkin- ja suojauslaitteet. Rinnankytkettyjen yksiköiden määrä jakeluverkossa määräytyy paristotehon perusteella, paristoteho on tyypillisesti 20 kV verkossa 1-5 Mvar. (Elovaara J & Haarla L 2011) (STUL 2006)

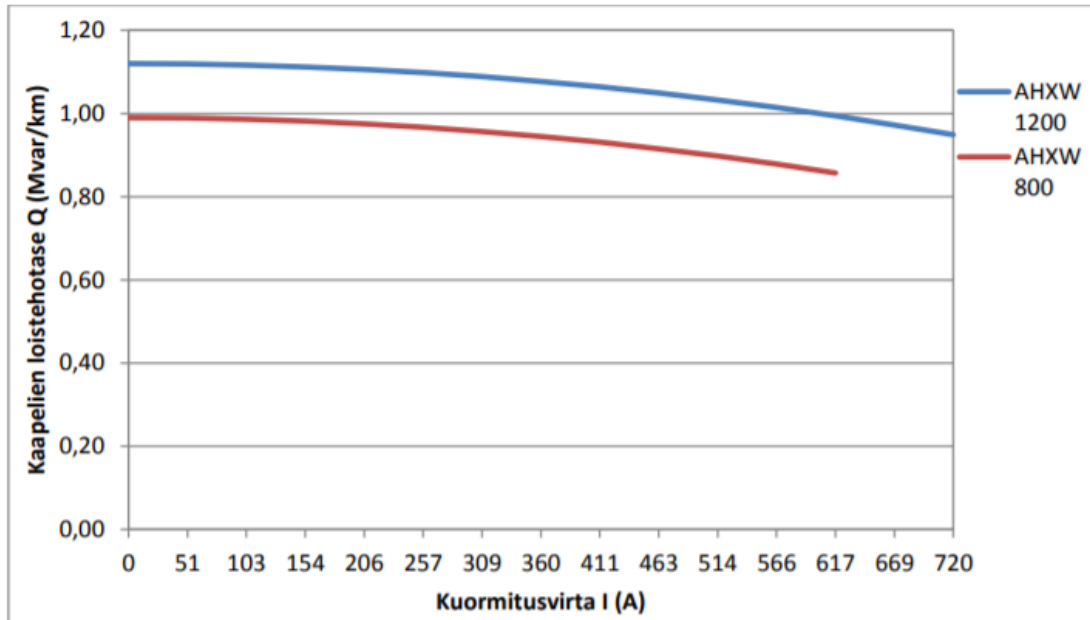
Sarjakondensaattoriparisto on lähes samanlainen laitteisto kuin rinnakkaiskondensaattoriparisto, mutta eroavaisuutena on sen kytkentä verkkoon sekä laitteiston suojaus. Sarjakondensaattoriparistoa käytetään siirtoverkossa ja se on useimmiten kytketty 400 kV:n jännitetasolle. Laitteistolla saadaan laskettua siirtojohtimien kokonaisreaktanssia, joten sitä käytetään siirtojohtojen siirtokyvyn lisäämiseen eikä kompensointiin. (Elovaara J & Haarla L 2011)

3.2.2 Kaapelit ja johdot

Maakaapelit ja ilmajohdot vaikuttavat suuresti loistehon tuotantoon. Kaapelien ja joiden loistehotaseeseen vaikuttaa pitkittäisreaktanssi sekä käyttökapasitanssi. Vaikka yksittäinen kilometri maakaapelia ei tuota paljoakaan loistehoa, mutta kun tarkastellaan koko jakeluverkkoa, niin siitä tulee merkittävä määrä tuotettua loistehoa. (P. Väisänen 2012) Seuraavissa kuvioissa tarkastellaan erilaisten maakaapelien loistehotasetta eri kuormitusvirroilla.

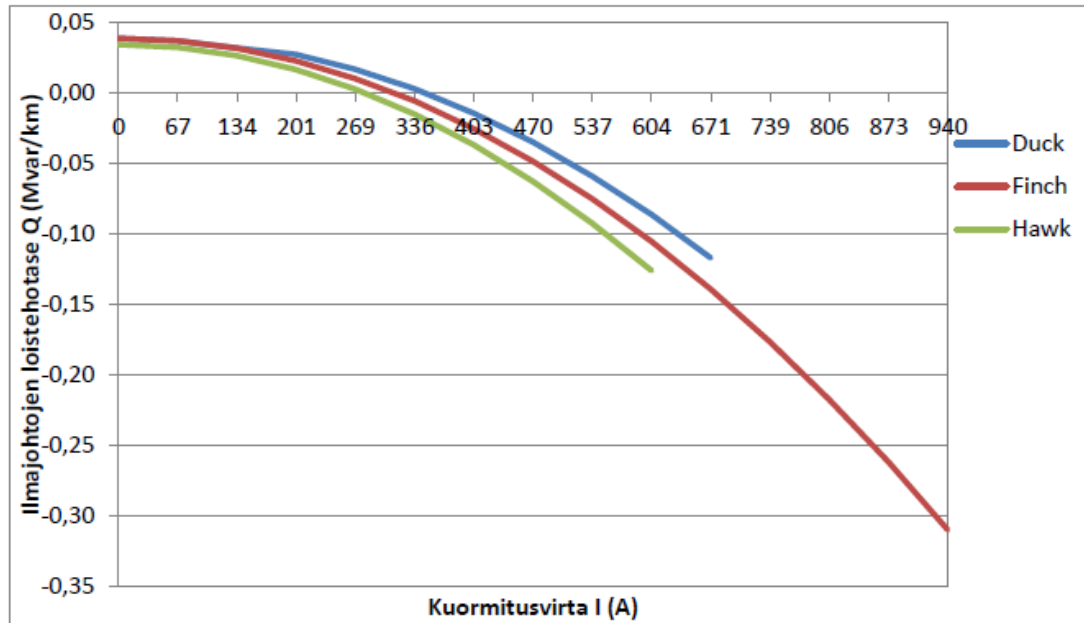
Kuvassa 2 on havainnollistettu 110 kV maakaapeleiden loistehotasetta. Kuvaajasta voidaan todeta, että kaapelit tuottavat selvästi kapasitiivista loisenergiaa koko kuormitusalueella. Pori Energia Sähköverkot Oy:n tilanteessa 110kV maakaapelit eivät tuota tällä hetkellä merkittävää määrää loistehoa, koska verkkoon on kytkettynä 110kV

maakaapelia vain 500 metriä. Suunniteltaessa uusia 110 kV maakaapelointeja, tulee huomioida projektiin myös mahdollinen reaktorin lisäys.



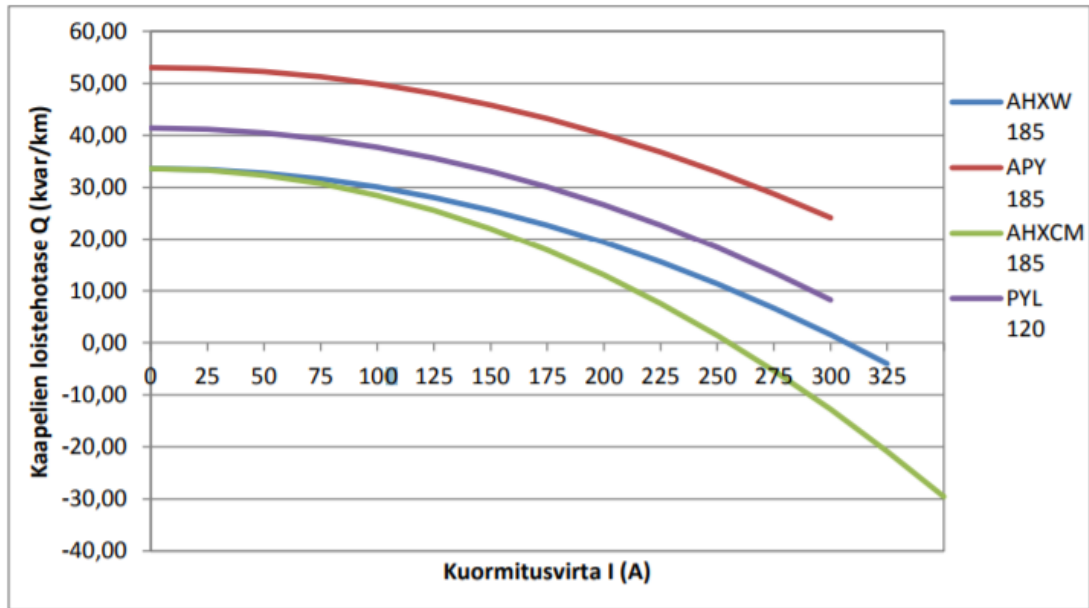
Kuva 2. 110 kV maakaapeleiden loistehotase kuormitusvirran funktiona. (P. Väisänen 2012)

Seuraavassa kuvassa esitetään 110 kV ilmajohtojen loistehotasetta. Kuvaajasta voidaan todeta, että pienellä kuormituksella ilmajohto on hieman kapasitiivisella puolella ja kuorman noustessa suureksi ilmajohto siirtyy induktiiviselle puolelle.



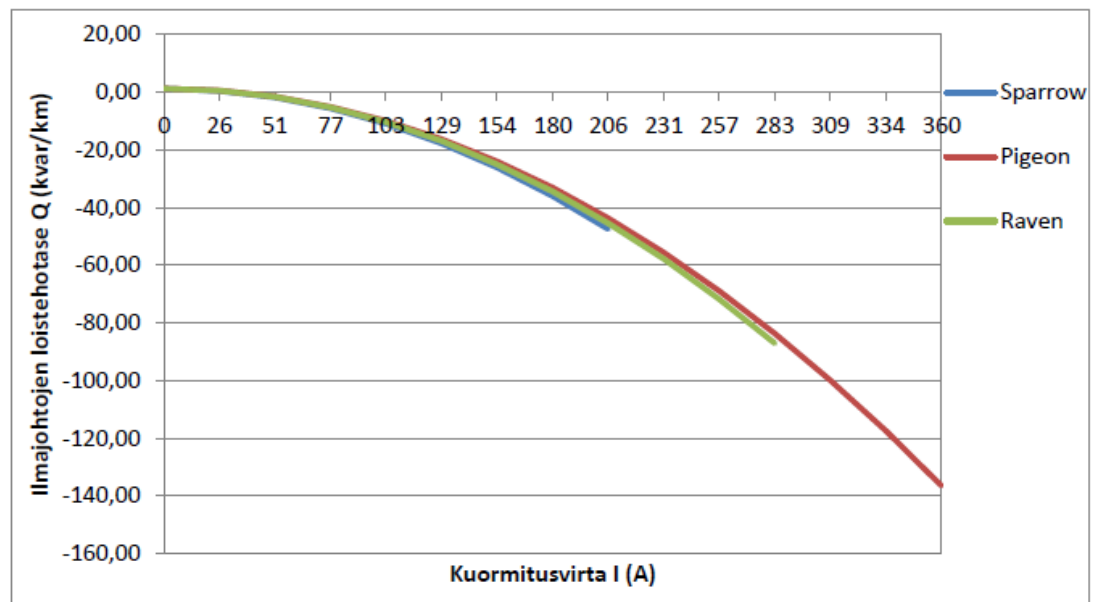
Kuva 3. 110 kV ilmajohtojen loistehotase kuormitusvirran funktiona. (P. Väisänen 2012)

Kuvassa 4 on havainnollistettu 20 kV maakaapeleiden loistehotasetta. Kuvaajasta voidaan todeta että 20 kV:n maakaapelit tuottavat pienessä kuormitusilanteessa loisenergiaa, mutta kuormituksen noustessa loistehon tuotanto laskee ja osa kaapeleista muuttuu huippuarvoilla jopa loistehoa kuluttavaksi.

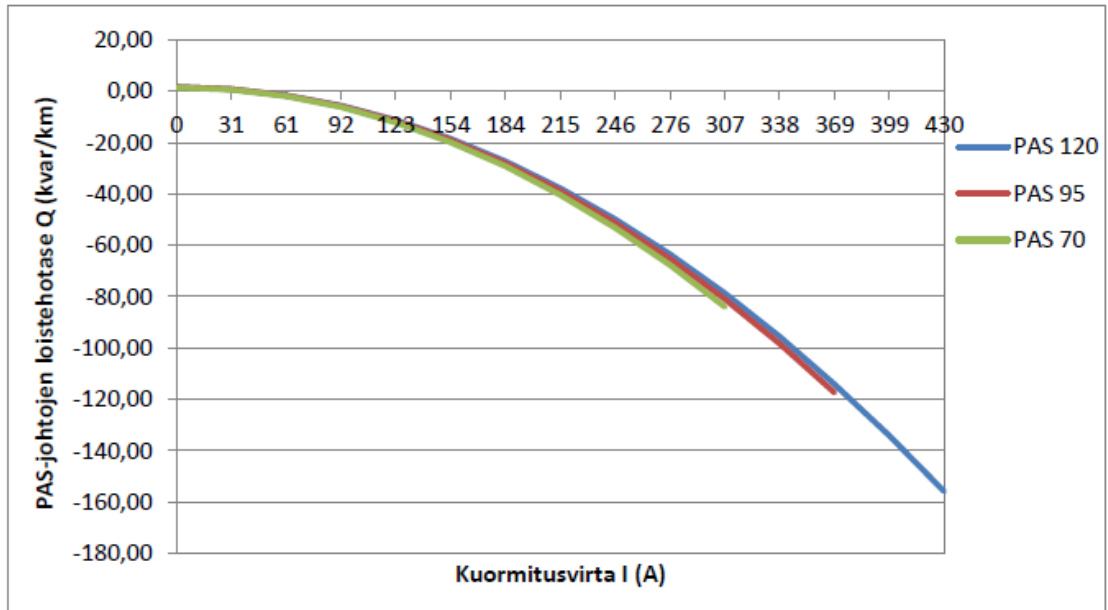


Kuva 4. 20 kV maakaapeleiden loistehotase kuormitusvirran funktiona. (P. Väisänen 2012)

Seuraavissa kuvissa on havainnollistettu 20 kV ilmajohtojen loistehotasetta. Kuvista voidaan huomioda, että ne käyttäytyvät samalla tavalla kuin 110kV:n ilmajohtot, pienellä kuormalla ne tuottavat vain hieman loistehoa ja suuremmalla kuormalla ne siirtyvät loistehoa kuluttaviksi.



Kuva 5. 20 kV eristämättömien ilmajohtojen loistehotase kuormitusvirran funktiona. (P. Väisänen 2012)

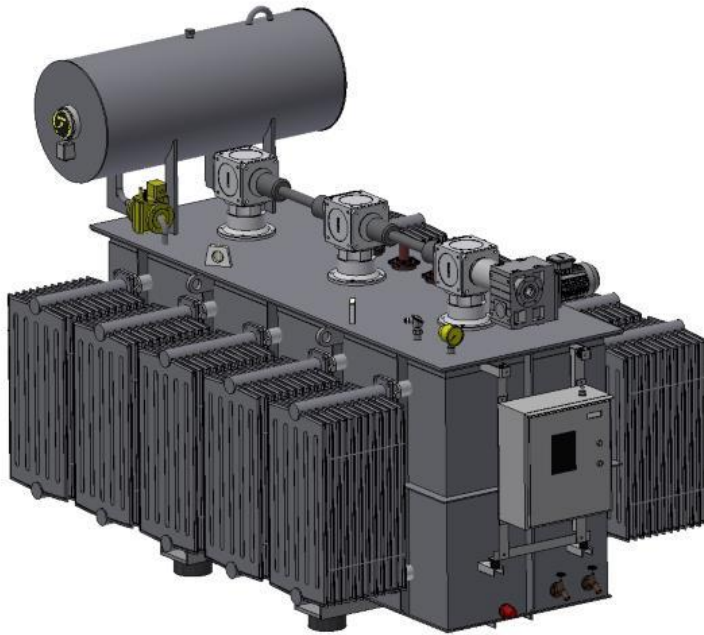


Kuva 6. 20kV PAS- ilmajohtojen loistehotase kuormitusvirran funktiona. (P. Väisänen 2012)

3.2.3 Reaktorit

Suomessa käytössä olevat reaktorit ovat enimmäkseen ilmasydämissä, ilmajähdytteisiä sekä kiinteää eristettä käyttäviä laitteita. Suomessa on käytössä vain muutama öljyeristeinen reaktori. (Elovaara J & Haarla L 2011). Reaktorin käyttötarkoitus on saada aikaan päinvastainen vaikutus kuin kondensaattorilla, eli reaktorilla kulutetaan kapasitiivista loisenergiaa. (STUL 2006)

Koska reaktorit luovat lähialueelleen varsin voimakkaan magneettikentän, pitää indusoivien silmukkavirtojen välttämiseksi maadoitukset toteuttaa säteittäiselektrodeilla. Reaktoreiden magneettikentät aiheuttavat tärinää ja lämpöliikkeen rasiusta reaktorille, jotka vaikuttavat reaktorin oletettuun elinikään. (Elovaara J & Haarla L 2011)



Kuva 7. Reaktori (M. Forsblom 2017)

3.2.4 Muuntaja-kuristin

Muuntaja-kuristin on ABB Oy:n kehittämä laite joka sisältää sekä jakelumuuntajan että kuristimen, jota hyödynnetään kapasitiivisen loistehon kompensoinnissa. Muuntaja-kuristimella voidaan kuluttaa 200kVAr loistehoa jakeluverkosta. Muuntaja-kuristimen asennusväli jakeluverkossa on noin 10 km, ja ne sijoitetaan hajautetusti jakeluverkon varrella. (Holmlund 2013) Muuntaja-kuristimia käytetään haja-asutus alueella, missä on pitkät etäisyydet sähköasemalle.

Muuntaja-kuristimen etuna on se, että kompensointi tapahtuu lähellä sen syntypaikkaa. (Holmlund 2013) Haittapuolena muuntaja-kuristimella on sen aiheuttama melko kova ääni ja värinä, jotka mahdollisesti voivat aiheuttaa käyttökeskukseen turhia ilmoituksia.



Kuva 8. ABB Muuntaja-kuristin. (ABB asiakaslehti 2013)

4 FINGRID KANTAVERKKOSOPIMUS

Kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj julkaisi 1.1.2016 uuden kantaverkkosopimuksen, jossa on määritelty kantaverkkoyhtiön ja jakeluverkkoyhtiön välisiä ohjeita, liittymäehdot, loissähkön toimitukseen liittyvät ohjeet sekä uudistuneen hinnoittelun liittyen loisenergiaan. (Kantaverkkosopimus 2016). Tässä kappaleessa keskitytään sopimuksen niihin kohtiin, jotka liittyvät kantaverkkoon siirrettävään kapasitiiviseen loissähkөөn.

4.1 Loissähkön toimituspiste

Loissähkön toimituspiste on jakeluverkkoyhtiön kantaverkkosopimuksen mukainen liittymispiste. Jakeluverkkoyhtiöllä on oikeus saada sopimuksen seurantaan tarvittavat mittauksiedot. Lisäksi Fingrid raportoi jakeluverkkoyhtiölle liittymispistekohtaisista

loissähkötiedoista extranet-palvelussaan. (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2017)

Työssä tutkinnan alla oleva Pori Energia Sähköverkot Oy:n liittymispiste siirtoverkkoon sijaitsee Fingrid Oyj:n omistamalla 400/110 kV :n sähköasemalla Ulvilassa.

4.2 Liittymispisteen otto- sekä antorajat

Liittymispisteen otto- ja antorajat määrittyvät liittymispisteen kautta vuoden aikana siirtyneen pätötehon ottoenergian sekä liittymispisteen takana tuotetun nettosähkötehon mukaan. Kulutuksen huipunkäyttöaikana käytetään keskimääräistä eli tyypillisiä arvoja. Ottoenergiaa tarkisteltaessa otetaan huomioon edellinen 12 kuukauden jakso. Keskeytysten sekä poikkeuksien aikana sovelletaan vastaavan ajankohdan normaalin käyttötilanteen mukaista sähkötehoa. (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2017)

Liittymispisteen otto- ja antorajat määrytyvät sen mukaan, tuotetaanko vai kulutaanko pätötehoa liittymispisteellä. (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2017)

4.2.1 Loissähkörajat kulutukselle

Jos liittymispisteellä kulutetaan pätötehoa, niin sovelletaan loissähkön ottorajaa Q_D ja antorajaa Q_{D1} . (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2017)

Liittymispisteen loissähkön ottoraja Q_D ja antoraja Q_{D1} (MVA_r) lasketaan seuraavasti:

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

$$Q_{D1} = -0,25 * Q_D$$

Missä Q_D = Kulutuksen aikainen loistehon ottoraja (MVA_r)

Q_{D1} = Kulutuksen aikainen loistehon antoraja (MVA_r)

W_{otto} = Liittymispisteen ottoenergia vuodessa

t_k = 5000h (huipunkäyttöaika)

P_{netto} = Liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa

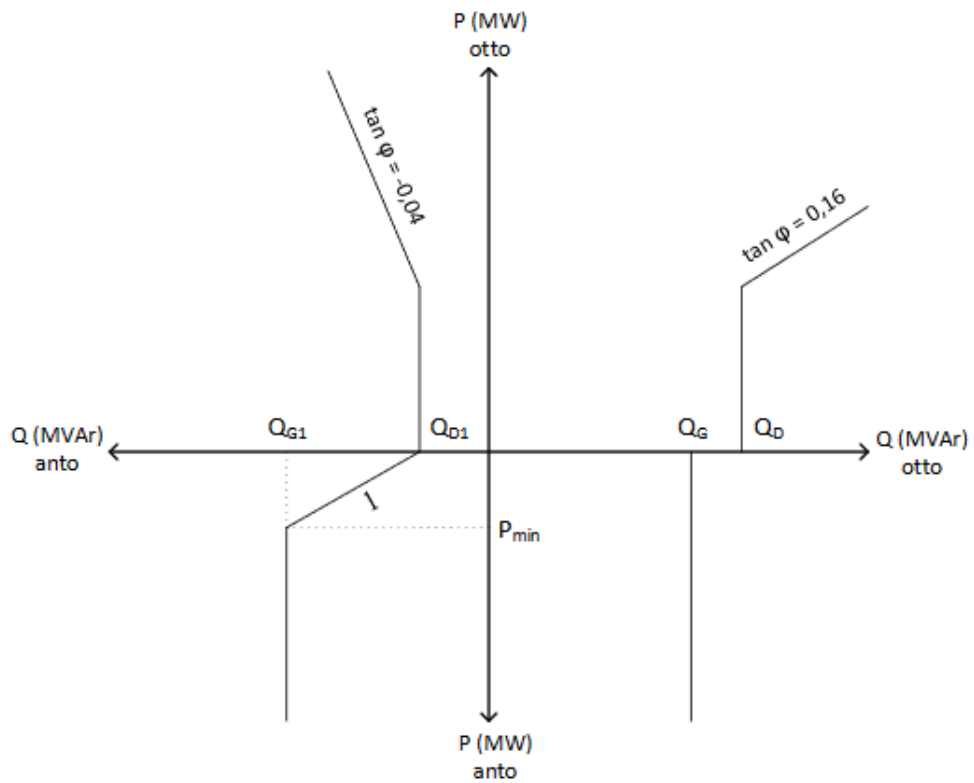
- Jos voimalaitosten teho ≤ 1 MW, $P_{\text{netto}} = 0$
- Jos summateho on yli 450 MW, se ei enään kasvata Q_D arvoa

Pori Energia Sähköverkot Oy:n loissähkörajat kulutukselle ovat 1.1.2018 alkaen seuraavat:

- Ottoraja Q_D = 35,04 MVA_r
- Antoraja Q_{D1} = -8,76 MVA_r

4.2.2 Loissähköikkuna

Loissähköikkunassa määritetään kantaverkosta liittymispistekohtaisesti toimitetun ja vastaanotetun loissähkön määrää ilman erillistä korvausta. (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2017)



Kuva 9. Loissähköikkunassa määritetään ilman korvausta toimitetun ja vastaanotetun loissähkön määrän kantaverkosta. (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2017)

Loissähkön toimitus tapahtuu loissähköikkunan mukaisesti, kun loissähkön otto ja anto tapahtuvat alla olevien ehtojen mukaan:

Pätötehoa kuluttaessa liittymispisteen loissähkön otto kantaverkosta on enintään kohdan 4.2.1 mukaisen Q_d arvon suuruinen tai 16 % kantaverkosta otetusta pätötehosta, ja loissähkön anto kantaverkkoon saa olla enintään kohdan 4.2.1 mukaisesti määritetyn Q_{d1} arvon suuruinen tai enintään 4% kantaverkosta otetusta pätötehosta. (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2017)

4.3 Loissähkön toimitusrajojen tarkistaminen

Liittymispistekohtaiset loissähkön toimitusrajat seuraavalle vuodelle tarkistetaan aina marraskuun loppuun mennessä saatujen mittaustietojen perusteella. Liittymispisteen tyyppin (kulutus, tuotanto) toimitusrajat määritetään edeltävän vuoden lokakuun 1.päivän sekä kuluvan vuoden syyskuun 30.päivän väliseltä ajanjaksolta päätötehon mittaus-tulosten mukaan. (Loissähkön toimituksen ja loisteho reservin ylläpito 2017)

Jos tarkastelujakson aikana liittymispisteellä tapahtuu merkittäviä muutoksia sähkön käytössä tai voimalaitoksen poistuessa tai uusi voimalaitos otetaan käyttöön, niin muutoksen vaikutus arvioidaan ja kantaverkkosopimus päivitetään vastamaan uutta tilan-etta. Kantaverkkosopimuksen uudet tiedot tulevat voimaan tarkastushetken jälkeisen kalenterikuukauden alusta. (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2017)

4.4 Loistehon hinnoittelun perusteet

Kantaverkkosopimuksessa määritellään, että jokaista liittymispistettä tarkastellaan erikseen. Kaikille jakeluverkon liittymispisteille lasketaan omat loissähköikkunat luvun 4.2.1 mukaisesti. Loissähköikkunassa määritetään, kuinka paljon kantaverkosta voidaan ottaa tai antaa loissähköä ilman, että jakeluverkkoyhtiölle syntyy siitä kustan-nuksia. (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2017)

01.01.2017 alkaen jakeluverkkoyhtiöiden on pitänyt huolehtia tarkemmin siitä, että liittymispiste pysyy otto- ja antorajojen sisällä, jotta voi välttyä loisteho- ja loisener-giamaksuilta. Luvussa 4.4.1 tarkastellaan tarkemmin loisteho- ja loisenergia maksujen määräytymistä.

4.4.1 Loissähkön ylityksistä aiheutuvat kustannukset

Kantaverkkosopimuksessa määritetään, mikäli liittymispisteestä mitatun loissähkön oton ja annon keskitunteho ylittää liittymispisteelle määritetyn loissähköikkunan, syntyy siitä kustannuksia jakeluverkkoyhtiölle. Laskutus sekä keskituntehojen tarkastus ylityksistä tehdään kuukausittain. Kantaverkkosopimuksessa on määritelty, että viisikymmentä suurinta ylitystä jätetään pois laskutuksesta. Pienemmistä ylityksistä Fingrid Oyj laskuttaa jakeluverkkoyhtiötä sillä hetkellä voimassa olevan hinnoittelun mukaisesti. (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2017)

Hinnoittelu on otettu portaittain käyttöön vuosien 2016-2019 välillä siten, että vuodesta 2019 alkaen loisteho ja loisenergiamaksut ovat toistaiseksi voimassaolevat.

Vuosi	Loistehomaksu €/MVAR	Loisenergiamaksu €/MVARh
2016	Ei peritä maksua	Ei peritä maksua
2017	333	5
2018	666	5
2019	1000	5

Kuva 10. Loistehon hinnoittelu kantaverkkosopimuksessa.

Seuraavaksi esitetään ylityksistä aiheutuvia kustannuksia jakeluverkkoyhtiölle, laskuissa käytetyt parametrit ovat arvioita sekä laskuissa on käytetty vuoden 2019 hinnoittelua, joka jää toistaiseksi voimassaolevaksi. Energiamaksu-osuuteen on määritelty keskiarvoinen ylitys, joka on kerrottu ylitysten lukumäärällä. Laskuissa käytetty loistehoraja on 8.5 MVAR.

- Vuonna 2019 on arvioitu kuukauden aikana olevan 100 ylitystä, joista poistetaan 50 suurinta tehoylitystä. Poistettujen ylitysten jälkeen suurimmaksi ylitykseksi jäi 9.5 MVAR
 - $(1 \text{ MVAR} \times 1000\text{€}) + (0.5 \text{ MVAR} \times 50 \times 5\text{€ /MVARh}) = \underline{\underline{1125 \text{ €/kk}}}$

- Vuonna 2021 on arvioitu kuukauden aikana olevan 280 ylitystä, joista poistetaan 50 suurinta tehoylitystä. Poistettujen ylitysten jälkeen suurimmaksi ylitykseksi jäi 11.5 MVAR
 - $(3.5 \text{ MVAR} \times 1000\text{€}) + (2 \text{ MVAR} \times 230 \times 5\text{€ /MVARh}) = \underline{\underline{5800 \text{ €/kk}}}$
- Vuonna 2024 on arvioitu kuukauden aikana olevan 500 ylitystä, joista poistetaan 50 suurinta tehoylitystä. Poistettujen ylitysten jälkeen suurimmaksi ylitykseksi jäi 14.5 MVAR
 - $(6.5 \text{ MVAR} \times 1000\text{€}) + (4.5 \text{ MVAR} \times 450 \times 5\text{€ /MVARh}) = \underline{\underline{16\ 625 \text{ €/kk}}}$
- Vuonna 2028 on arvioitu kuukauden aikana olevan 774 ylitystä, joista poistetaan 50 suurinta tehoylitystä. Poistettujen ylitysten jälkeen suurimmaksi ylitykseksi jäi 21.5 MVAR
 - $(13 \text{ MVAR} \times 1000\text{€}) + (9 \text{ MVAR} \times 724 \times 5\text{€ /MVARh}) = \underline{\underline{33\ 250 \text{ €/kk}}}$

5 ENERGIAVIRASTO

Energiavirasto toimii asiantuntijavirastona työ- ja elinkeinoministeriön alla ja sen tarkoituksena on edistää ja valvoa energiamarkkinoita muun muassa edistämällä energiatehokkuutta, päästöjen vähentämistä sekä uusiutuvan energian käyttöä. Energiavirasto hallinnoi sähköverkkolupien myöntämistä jakeluverkkoyhtiöille, koska jakeluverkko-toiminta on monopolitoimintaa.

Energiavirasto aloitti toimintansa vuonna 1995 sähkömarkkinakeskuksena sähkömarkkinalain tullessa voimaan. Vuonna 2004 päästölaki astui voimaan ja energiaviraston tehtävät lisääntyivät. Vuonna 2011 energiaviraston tehtävät lisääntyivät, kun uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotukijärjestelmä astui voimaan. Energiatehokkuuden ja uusiutuvan energian edistämistehtäviä siirtyi vuonna 2014 ministeriöstä virastolle. Vuonna 2014 nimi muuttui energiavirastoksi.

(Energiaviraston www-sivut 2017)

5.1 Yksikköhinnat

Energiaviraston yksikköhinnat perustuvat todellisiin rakennuskustannuksiin. Yksikköhintoissa energiavirasto on arvioinut ja määrittänyt investointikustannuksen kaikille jakeluverkon keskeisille komponenteille sekä huomionut laskelmissaan erilaiset asennusolosuhteet. Yksikköhintaan on laskettu komponentin materiaali, suunnittelu sekä asennuskustannukset. (Energiaviraston www-sivut 2017)

20kV kompensointilaitteet on jaettu yksikköhintaluettelossa kolmeen eri verkkokomponenttiin koon mukaan pienimmästä suurimpaan. Komponenteista saatu yksikköhinta tulee suoraan rinnakkaiskuristimen nimellistehon mukaan.

20 kV KOMPENSOINTILAITTEISTOT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikköhinta, euroa	Pitoaika-väli, vuotta
Rinnakkaiskuristin 1 Mvar	kpl	61 400	40 – 50
Rinnakkaiskuristin 2 Mvar	kpl	79 000	40 – 50
Rinnakkaiskuristin vähintään 3 Mvar	kpl	101 300	40 – 50

Kuva 11. 20 kV kompensointilaitteistojen yksikköhinnat (Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016 - 2023 n.d.)

Kompensointilaitteistot tarvitsevat sähköasemakytkentään sekä suojaukseen myös muita laitteita. Kompensointilaitteistoa suunniteltaessa pitää huomioida 2-kiskokojeiston katkaisijakentän sekä suojauslaitteiden yksikköhinnat.

20 kV KOJEISTOT			
Verkkokomponentti	Yksikkö	Yksikköhinta, euroa	Pitoaikaväli, vuotta
Ilmaeristeisen 2-kiskokojeiston lähtö- tai syöttökenttä	kpl	34 600	40 – 50
Kaasueristeisen 2-kiskokojeiston lähtö- tai syöttökenttä	kpl	41 300	40 – 50
Suojaus- ja automaatiolaitteisto: kenttäkohtainen osa	kpl	7 900	40 – 50

Kuva 12. 20 kV kojeistojen yksikköhinnat (Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016 - 2023 n.d.)

6 PORI ENERGIA SÄHKÖVERKOT OY: N KOMPENSOINNIN NYKYTILANNE JA TULEVAISUUS

Tässä kappaleessa kerrotaan Pori Energia Sähköverkot Oy:n jakeluverkon kompensoinnin nykytilanne sekä selvitetään mahdollisia tulevaisuuden kompensointiratkaisuja ja miten niitä tulisi sijoittaa.

6.1 Loistehon kompensointilaitteistojen nykytilanne

Aikaisemmin Pori Energia Sähköverkot Oy:llä ei ole ollut ongelmia liittyen kapasitiiviseen loistehoon, koska ilmalinjojen tehoalueet sekä käyttökapasitanssit ovat olleet pienempiä maakaapeleihin verrattuna. Sähköasemilla on aikaisemmin ollut käytössä kondensaattoreita kompensoimaan induktiivista loistehoa, mutta niitä on jouduttu kytkeä pois verkosta 20 kV kaapeloinnin kasvaessa.

Pori Energia Sähköverkot Oy on ollut yhteydessä isoihin asiakkaisiin ja useammalta asiakkaalta on voitu poistaa käytöstä asiakkaan omia kondensaattoreita, mikä on vähentänyt kapasitiivisen loistehon ylityksiä.

6.2 Maakaapelointiasteen kasvun haittapuolet

Taulukossa 1 on esitetty Pori Energia Sähköverkot Oy:n sähköasemien keskijänniteverkon vuoden 2016 kaapelointiaste, sekä taulukossa 2 on lisätty arvio vuoden 2028

kaapelointitilanteesta. Taulukkoa on hyvä käyttää apuna, kun tarkastellaan minkälaisia muutoksia syntyy kapasitiivisen loistehon tuotossa maakaapelointiasteen nousussa.

Sähköasema	20kV maakaapeli / km	20kV ilmajohto / km	20kV kaapelointiaste (%)	kapasitiivisen loistehon tuotto yhteensä (MVar)
Impola	38,16	19,96	66	1,0
Vähärauma	89,75	166,22	35	2,5
Isosanta	100,40	72,67	58	2,8
Herralahdi	84,93	12,47	87	2,4
Kaanaa	28,34	35,19	45	0,7
Syväsatama	36,85	40,09	48	1,0
Peitto	60,17	75,66	44	1,6
Koko verkko	467,83	440,16	52	17,7

Taulukko 1. Jakeluverkon kaapelointiasteen tilanne vuoden 2016 lopussa.

Sähköasema	20kV maakaapeli / km	Muutos 2016-2028	20kV ilmajohto / km	Muutos 2016-2028	20kV kaapelointiaste (%)	kapasitiivisen loistehon tuottolisyys yhteensä (MVar)
Impola	56,16	+18	4,96	-15	92	0,63 MVar
Vähärauma	253,75	+164	36,22	-130	88	5,74 MVar
Isosanta	160,40	+60	30,67	-42	84	2,1 MVar
Herralahdi	107,93	+23	2,47	-10	98	0,805 MVar
Kaanaa	66,34	+38	5,19	-30	93	1,33 MVar

Syväsä- tama	75,85	+39	10,09	-30	88	1,1 MVA _r
Peitto	133,17	+73	10,09	-65,57	93	2,555 MVA _r
Koko verkko	777,75	+376	89,6	-292,57	89	13,16 MVA _r

Taulukko 2. Jakeluverkon kaapelointiasteen ja kapasitiivisen loisenergian arvioitu muutos vuonna 2028.

6.3 Kompensointilaitteistojen sijoittaminen

Loistehon kompensointilaitteistoja on mahdollista sijoittaa eri puolille jakeluverkkoa. Jakeluverkkoyhtiöllä on mahdollista toteuttaa kompensointia hajautetusti verkon eri osiin tai sijoittaa keskitetysti sähköasemalle. Kompensointilaitteistoja sijoittaessa verkon varrelle voidaan käyttää nimellisteholtaan pientä laitteistoa, mutta niitä on sijoitettava useampia. Jos kompensointi hoidetaan sähköasemalla niin usein riittää vain yksi laitteisto, jonka nimellistehon on oltava riittävän suuri. (J. Harjunen 2017)

Sähköasemalle sijoitetulla laitteistolla saadaan vähennettyä kantaverkosta otettua loistehoa sekä päämuuntajien häviöt pienenevät. Kompensointilaitteiden lisääminen jakeluverkkoon saattaa vaatia muutoksia sähköasemilla. Esimerkiksi 20 kV johtolähtöjen ollessa täynnä vaaditaan sähköasemalle saneerausta, jotka vaikuttavat merkittävästi kompensointilaitteiston budjettiin. Kompensointilaitteiston lisäämistä tulisi miettiä sähköasema saneerausten yhteydessä. (STUL 2006)

Kompensointi laitteistoja on mahdollista sijoittaa hajautetusti jakeluverkon eri osiin. Näin loistehon kompensointi saadaan sijoitettua lähemmäksi sen syntypaikkaa, joka vähentää myös jakeluverkon siirtohäviöitä. (Holmlund 2013, 18) Hajautetun kompensoinnin huonona puolena on, että se vaatii useita laitteistoja, jolloin hankinta- ja ylläpitokustannukset lisääntyvät. (STUL 2006)

6.4 Kompensointi tulevaisuudessa

Pori Energia Sähköverkot Oy:n jakeluverkossa loistehon tuotto kasvaa keskimäärin noin 13 MVA_r vuoteen 2028 mennessä johtuen kaapelointiasteen kasvusta.

Loistehon kasvamisen suurin syy on maakaapeloinnin määrä, joka varsinkin pienillä kuormituksilla ja suurilla etäisyyksillä koituu ongelmaksi. (A-I. Kenttälä 2016)

Induktiivisen loistehon otto kantaverkosta ei tule arvioiden mukaan olemaan rasitteena tulevaisuudessa. Tulevien vuosien ylitykset ottorajoissa saattavat johtua lähinnä kompensointilaitteiden säätötilanteesta tai poikkeuksellisen suuresta kuormituksesta, jotka saattavat aiheuttaa hetkellisiä ottorajan ylityksiä. Loistehon ottoon ei tulevaisuudessa tarvitse investoida ja viime vuosina induktiivista loistehoa tuottavia laitteita on jouduttu kytkemään pois. (A-I. Kenttälä 2016)

Loistehon tuotto jakeluverkossa kasvaa tasaisella vuositahdilla, kun jakeluverkon maakaapelointiaste nousee. Loistehon kasvun yhtenä suurimpana syynä on maakaapeloiden tyhjäkäynnin tuottama loisteho. (A-I. Kenttälä 2016)

6.5 Tulevaisuuden kompensoinnin laiteratkaisut

Sähköasemalle keskitettyyn kompensointiin on saatavilla reaktoreita 20kV ja 110kV jännitetasoille, mutta Pori Energia Sähköverkot Oy:n tapauksessa keskitytään 20kV jännitetasolla kompensointiin. 20kV jännitetasolla on saatavilla suuruusluokaltaan 0,5 – 8 MVA_r reaktoreita. Useimmiten reaktoreita on mahdollista säätää portaattain, mutta vain jännitteettömästi. Jännitteellisenä säädettävät reaktorit ovat saatavissa käämien ilmavälin säätöön perustuvina ratkaisuina, mutta vaihtoehtona on myös portaaton tehonsäätö, joka perustuu tasajännitemagnetointiin. (R. Hiltunen 2017)

Keskitettyyn kompensointiin tulevat reaktorit valmistetaan usein asiakkaan toiveiden mukaan, esimerkiksi häviötehon määrään on mahdollista vaikuttaa. Esimerkiksi häviöprosentin ollessa 1% niin 4 MVA_r reaktorin kokonaishäviöksi muodostuu 0.04

MW. Reaktoreita on saatavilla myös alhaisemmalla melutasolla, mutta ne ovat huomattavasti arvokkaampia ja lisäksi ne ovat suurempia kuin isompi häviöiset reaktorit, joten ne vaativat enemmän tilaa sähköaseman tontilla. (R. Hiltunen 2017)

Sähköaseman tontille sijoitettava reaktori voidaan asentaa joko ilman suojakoppia jolloin se ei vaadi välttämättä erillistä jäähdytystä, mutta reaktori pitäisi kuitenkin sijoittaa riittävän korkealle, ettei jännitteellisiin osiin ole mahdollista koskea tai on mahdollista käyttää myös kosketussuojattua rakennetta. Vaihtoehtoisesti reaktorin voi sijoittaa myös suojakopin sisälle. Suojakoppiin sijoitettuun reaktoriin valmistajat suosittelevat asennettavaksi aktiivisen jäähdytyksen. Reaktorin lämpötilaa pitää valvoa, jotta havaitaan mahdollinen jäähdytysjärjestelmän vikaantuminen. Suojakopin hyvänä puoleena on laitteiston suojaaminen ja melun väheneminen ympäristössä. (R. Hiltunen 2017)

Tarkasteltaessa Pori Energia Sähköverkot Oy:n jakeluverkossa kompensointitarpeen tulevaisuuden näkymää ja kaapelointiastetta, niin teholuokaltaan 3-5 MVAr keskitetyt loistehon kompensointitavat vaikuttavat sopivimmalta vaihtoehdoilta

7 KOMPENSOINTILAITTEIDEN HANKINTAHINNAT

7.1 Laitteistojen hankintahinnat

Kompensointilaitteiden hankintahinta muodostaa suurimman osan kokonaiskustannuksista ja hinnoissa on suuria eroja erilaisten laitteistojen välillä. Laitteiden hintoihin vaikuttaa muun muassa laitevalmistaja, kompensointiteho, laitteen säätömahdollisuus sekä laitteen häviöt. (A-I Kenttälä 2016)

Taulukossa 3 on esitetty olennaisimmat tähän työhön liittyvät kompensointilaitteet ja arvioitu niiden hankintahintoja. Laitteista 20 kV:n reaktoreiden välillä on kannattavaa toteuttaa tarkempaa kustannusvertailua, koska ne soveltuvat parhaiten keskitettyyn kompensointiin Pori Energia Sähköverkot Oy:n verkossa.

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

Taulukko 3. Kompensointilaitteiden arvioidut hankintahinnat. (A-I Kenttälä 2016)

Taulukkoon arvioidut hinnat sisältävät asennuskustannukset, jotka voivat muuttua suuresti riippuen onko sähköasemalla tilaa kyseisille laitteille vai vaativatko kompensointilaitteet laajennuksia sähköasemalla. Muuntaja-kuristimen hankintahinta sisältää pelkästään muuntajan osuuden. (A-I Kenttälä 2016)

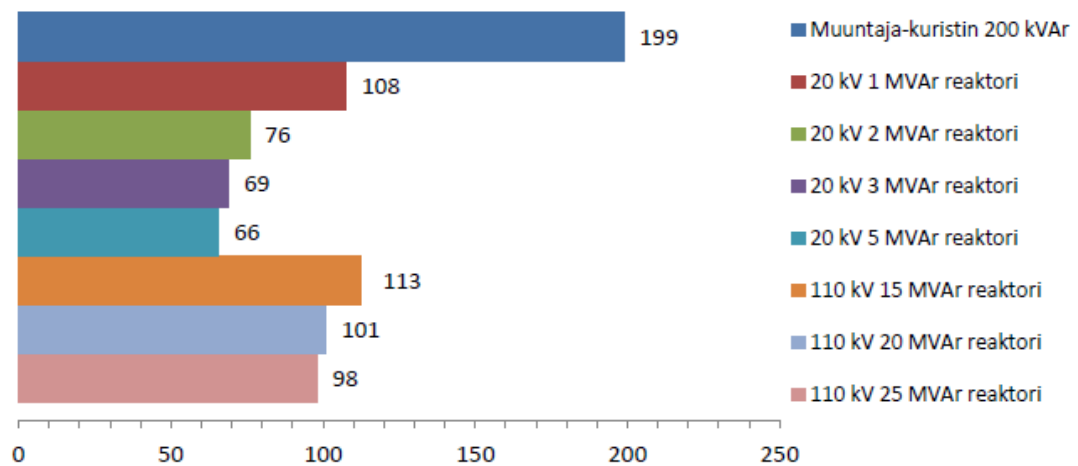
7.2 Kompensoinnin hinta (€/kVar)

Kompensoinnin kokonaishinnan tarkastelussa on otettu huomioon kompensointilaitteiden hankintahinnat, häviökustannukset sekä elinkaarikustannukset. Ylläpitokustannuksia ei ole otettu kompensoinnin hinnassa huomioon, koska ylläpitokustannuksista ei voida laskea tarkkaa laskelmaa sekä laitteiden ylläpitokustannuksissa on suuria eroja. (A-I Kenttälä 2016)

Taulukossa 4 on esitetty arvio elinkaarikustannusten nykyarvosta ja taulukossa 5 on esitetty arvio kompensoinnin yksikköhinnoista eri kompensointilaitteilla. Arvioissa käytetyt hinnat ja tulokset ovat suuntaa antavia, joten tarkempia hintoja saadaan vasta kun tehdään laitehankintoja.

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

Taulukko 4. Eri kompensointilaitteille määritetyt nykyarvot. (A-I Kenttälä 2016)



Taulukko 5. Kompensointilaitteille laskettu kompensoinnin hinta (€/kVAr). (A-I Kenttälä 2016)

7.3 Kompensointilaitteistojen kustannukset

Kappaleen 7.2 vertailussa käy ilmi että 20 kV jännitetasolle sijoitettava kompensointi on arvioiden mukaan kustannustehokkainta, joten seuraavissa kappaleissa keskitytään 20 kV kompensointiratkaisujen kustannustarkasteluihin.

7.3.1 1-3 MVAR kompensointiratkaisut

Alle 3 MVAR:in kompensointiin edullisimmat ratkaisut on investoida 2-3 MVAR reaktoreihin, jotka on varustettu väliottokytkimillä. Seuraavassa taulukossa 3 MVAR reaktorin häviöt ovat määritetty 2 MVAR kompensointitehon mukaan. (A-I Kenttälä 2016)

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

Taulukko 6. 2 MVAR kompensoinnissa tarvittavat kompensointilaitteet ja hinnat. (A-I Kenttälä 2016)

Taulukosta ei pysty suoraan määrittämään yleistä periaatetta alle 3 MVAR kompensointiin. Kustannusta tarkasteltaessa 3 MVAR reaktori, josta saadaan väliottokytkimellä 2 MVAR on lähes saman suuruinen investointi kuin kiinteä 2 MVAR reaktori. (A-I Kenttälä 2016)

Kohteissa, joissa kompensoinnin tarve on tällä hetkellä alle 3 MVAR ja tulevaisuudessa ei ole näkymissä merkittävää kapasitiivisen loistehon lisäystä, laskemien mukaan vaihtoehdoksi jää 3 MVAR reaktori väliottokytkimellä. Mikäli sähköasemalle on tulevaisuudessa tulossa merkittäviä maakaapeloinnin lisäyksiä, on syytä tarkastella suuremman kokoluokan reaktoreita. (A-I Kenttälä 2016)

Reaktoreiden investointipäätösten lisäksi on syytä tarkastella, vaaditaanko sähköasemille laajennuksia reaktoreiden asennusta varten sekä onko sähköasema tulossa saneeraukseen lähitulevaisuudessa.

7.3.2 3-15 MVAR kompensointiratkaisut

Pori Energia Sähköverkot Oy:n jakeluverkon kompensoinnin tarpeeksi on arvioitu vuoteen 2028 mennessä noin 13 MVAR. Lisäys ei ole niin suuri, että kannattaisi ruveta tarkastelemaan 110 kV:n reaktoreita, joten tarkastelujen kohteeksi jäävät 20 kV:n reaktorit. (A-I Kenttälä 2016). Lisäksi tutkimusten perusteella 110 kV reaktoreihin ei ole tarpeen keskittyä, koska niiden kompensointikustannus on enemmän kuin 20 kV reaktoreissa sekä niissä on myös huomattavasti suurempi kertainvestointi.

Seuraavassa taulukossa on esitetty 3-15MVAR kompensointiin liittyvät kustannusarvot sekä 3MVAR että 5MVAR reaktoreilla.

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

Taulukko 7. 3 – 15 MVAR elinkaarikustannukset kompensoinnille. (A-I Kenttälä 2016)

Laitteiden elinkaarikustannuksissa ei näyttäisi olevan suuria eroja, joten on syytä tarkastella reaktorien kannattavuutta teknisestä näkökulmasta. Etuna 3 MVAR reaktoreilla on niiden tehokkaampi ja tarkempi säätömahdollisuus. 5 MVAR reaktoreiden etuna on, se että niitä tarvitaan vähemmän, mutta 5 MVAR reaktorit vaativat isomman tilan sähköasemilla ja niiden kytkentäilmiöt ovat suuria. Jos sähköasemilla on pienet päämuuntajat, niin 5 MVAR reaktorit kuormittavat niitä paljon ja niiden säätömahdollisuus ei ole niin tarkkaa kuin 3 MVAR reaktoreilla. (A-I Kenttälä 2016)

8 POHDINTA

Fingrid Oyj:n uudistaessa kantaverkkosopimuksensa vuonna 2018, muuttuivat liittymispistekohtaiset hinnoitteluperiaatteet. Tässä opinnäytetyössä oli tarkoituksena selvittää, minkä suuruusluokan reaktoreita jakeluverkkoon olisi tarpeellista investoida.

Opinnäytetyössä yhtenä aiheena oli tutkia, minkälaisia muutoksia ja tulevaisuuden haasteita maakaapeloinnit aiheuttavat. Kuten kappaleessa 3.2.2 huomattiin, niin pienellä kuormituksella 20 kV maakaapelit tuottavat loistehoa ja suuremmalla kuormituksella ne voivat muuttua loistehoa kuluttavaksi. Kaapeloinnista aiheutuvat pahimmat kapasitiivisen loistehon lisäykset ovat, kun kaapeloidaan pitkiä etäisyyksiä, joissa kuormitukset pysyvät koko vuoden ja erityisesti kesäkuukausina pieninä. Pori Energia Sähköverkot Oy:n jakeluverkossa tilanne ei ole niin huolestuttava, jos vertaillaan jakeluverkkoyhtiöihin, joilla on huomattavasti enemmän taajaman ulkopuolista verkkoa.

Työssä tutkittiin myös asennettavien 20 kV maakaapelien määrää Pori Energia Sähköverkot Oy:n kehityssuunnitelman mukaan. Jakeluverkkoa kaapeloidaan noin 380km vuoteen 2028 mennessä ja vuosikohtaiset kaapelointimäärät pysyvät lähes samana Pori Energia Sähköverkot Oy:n pitkätähtäimen suunnitelman mukaan. Kaapelointimäärä on suhteellisen pieni verrattaessa useisiin verkkoyhtiöihin.

Pori Energia Sähköverkot Oy:llä on myös jakeluverkkoon kytkettynä vanhoja APYAKMM sekä PLKVJ tyyppisiä 20 kV maakaapeleita noin 90km, jotka tuottavat noin 50% enemmän loistehoa koko kuormitusalueella. Kyseisten maakaapeleiden osuus tämän hetkisestä maakaapelointiasteesta on noin 20%. Tilanne tulee taajamissa kuitenkin hieman parantumaan, kun siirrytään saneeraamaan taajamien vanhoja maakaapeliverkkoja.

20kV sekä 110kV ilmajohdot eivät vaikuta merkittävästi loistehotaseeseen, koska niiden laskennallisilla kuormitusvirroilla loistehotase on lähellä nollaa MVA_r.

Kuvasta 2 voidaan todeta, että 110kV maakaapeleita suositellaan vältettäväksi. Niiden loistehotase on koko kuormitusalueella kapasitiivisella puolella ja ne tuottavat noin 1 MVAR loistehoa jokaista kilometriä kohden. Tätä suositusta tukee myös maakaapelin suuremmat rakentamiskustannukset verrattuna ilmajohtoon. 110 kV maakaapelointiprojekteissa tulee jo suunnitteluvaiheessa oottaa huomioon loisenergian lisäys, ja miettiä mahdollista reaktorin lisäystä.

Kapasitiivisen loistehon kompensointiin on monia erilaisia tapoja, niitä ovat muunmuassa eri jännitetasot sekä asennetaanko kompensointilaitteet sähköasemille vai jakeluverkon varrelle hajautetusti. Sähköasemille sijoitettavia reaktoreita on mahdollista asentaa sekä 110 kV että 20kV jännitetasolle. Pori Energia Sähköverkot Oy:n tapauksessa sähköasemille sijoitettavat 20 kV reaktorit soveltuvat paremmin, koska päämuuntajat eivät kuormitu liikaa sekä kompensointi kohdistuu sille jännitetasolle jossa kompensointia eniten tarvitaan.

Kompensointilaitteita valittaessa on hyvä huomioida myös niiden säädettävyyttä, koska talven huippukuormien aikaan maakaapeli loistehon tuotto on pienempää. Reaktorin ollessa päällä pienemmillä kuormilla saattaa jakeluverkon loistehotase siirtyä induktiiviselle puolelle. Seitsemännessä kappaleessa tarkisteltiin kompensoimiskustannuksia. Tarkastelun perusteella voidaan todeta että edullisimmaksi kompensointi tulee, kun sijoitetaan sähköasemalle 20 kV jännitetasolle 3-5 MVAR reaktori. Kyseisestä kappaleesta voidaan myös todeta, että kompensointikuristemet ovat kalliimpia. Lisäksi työssä mainittiin niiden haittapuoliksi melu sekä tärinä, joten niiden käyttämistä suositellaan välttäväksi.

Kompensointilaitteiden investointikuluihin on otettava huomioon se että onko suunnitellulla sijoituspaikalla tarvittava tila kompensointilaitteelle. Sijoittaessa kompensointilaitteita sähköasemalle jossa ei ole vapaita 20kV johtolähtöjä, tulee investointeihin merkittävä lisäys. Kompensointilaitteiden sijoituspaikkaa suunniteltaessa tulee miettiä onko mahdollista sijoittaa kompensointiyksiköitä sellaiselle sähköasemalle, joka on tulossa saneerukseen. Kompensointilaitteiden sijoittaminen kannattaa toteuttaa vaiheittain, eli ensimmäinen reaktori hankitaan seuraavaksi saneerattavaan sähköasemaan. Ensimmäisen reaktorin asennuksen jälkeen tulee tarkastella loistehoikkunaa

sekä maakaapeliasteen kasvua, ja suunnitella, million verkkoon tulisi sijoittaa seuraava reaktori.

LÄHTEET

ABB asiakaslehti. 2013. Power 2 / 2013. ABB

Kenttälä Atte-Ilari. 2016. Jakeluverkon loistehohallinnan suunnitelma. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto.

Elovaara J & Haarla L. 2011. Sähköverkot II. Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. Otatieto.

Energiaviraston www-sivut. 2017. Viitattu 5.11.2017. www.energiavirasto.fi

Energiavirasto. 2016. Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016-2023. Viitattu 5.11.2017

Fingid Oyj. 2016 . Kantaverkkosopimus 2016. Sopimus pohja.

Fingrid Oyj. 2016. Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito. Kantaverkkosopimus 2016: Ohje.

Forsblom Mikael. 2017. Loistehon säätöjärjestelmät jakeluverkkoyhtiölle. Esitys materiaali.

Harjunen Juuso. 2017. Loistehon hallinta JE-Siirto Oy:n sähkönjakeluverkossa. Opinnäytetyö. Jyväskylän ammattikorkeakoulu.

Holmlund J. 2013. Loisteho kuriin sekaverkoissa. ABB asiakaslehti.

Pori Energia Sähköverkot Oy. 2017. Pori Energia Sähköverkot Oy yritysesittely. Yhtiön sisäinen dokumentti.

Pori Energia Sähköverkot Oy: www-sivut. 2017. Viitattu 19.02.2018.
<https://www.porienergia.fi/Tietoa/Yritys/Pori-Energia-konserni/PESV/#.WoroVOQUnnM>

Väisänen Pasi. 2012. Loistehon kompensointi jakeluverkkoyhtiössä. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto.

Hilunen Riku. 2017. Loistehon ja maasulkuvirran hallinta jakeluverkkoyhtiössä. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Sähkö ja Teleurakoitsijaliitto STUL ry. 2006. Yliaallot ja kompensointi. Tammer-Paino Oy.



FINGRID OYJ
Kantaverkkosopimuksen liite 3

PORI ENERGIA SÄHKÖVERKOT OY
Kantaverkkosopimus 1076/2016

Mittaukset alkaen
1.1.2018

ULVILA / 110 kV

Pätötehomittaukset

<u>Mittausasema</u>	<u>Kenttä</u>	<u>Kantaverkkoon anto</u>	<u>Kantaverkosta otto</u>	<u>Sähkövero</u>
TAHKOLUOTO ULVILA	3.03, 3.03 AE04, HYV AE09, IMP	FI_TL_P_E03_S FI_UL_P_E04_S FI_UL_P_E09_S	FI_TL_P_E03_U FI_UL_P_E04_U FI_UL_P_E09_U	

Voimalaitokset

<u>Voimalaitos</u>	<u>Nettopätöteho (MW)</u>	<u>Taseselvityksen voimalaitosverkko</u>	<u>Lyhyen käyttöajan voimalaitos</u>	<u>Vaikutus vähennetty loissähkön seurannassa</u>
<u>Kuorila</u>				
* Kaanaa, Porin Prosessivoima	65			
* Tuulivatti Peitto	54			
<u>Mäntyluoto</u>				
* Hyötytuuli 1	6,6			
<u>Syväsatama</u>				
* Hiiskansaari	2			
* Hyötytuuli 2	14,3			
* Tahkoluodon meritulipuisto	42			
* Tuulivatti Tahkoluoto	3			



FINGRID OYJ
Kantaverkkosopimuksen liite 3

PORI ENERGIA SÄHKÖVERKOT OY
Kantaverkkosopimus 1076/2016

Mittaukset alkaen
1.1.2018

ULVILA / 110 kV

Loistehomittaukset

<u>Mittausasema</u>	<u>Kenttä</u>	<u>Kantaverkkoon anto</u>	<u>Kantaverkosta otto</u>
ULVILA	AE04, HYV AE09, IMP	FI_UL_Q_E04_S FI_UL_Q_E09_S	FI_UL_Q_E04_U FI_UL_Q_E09_U

Loissähkörajat

Laskutuksen loissähkörajat kulutukselle	<u>Ottoraja Q_D</u> 35,04 MVAR	<u>Antoraja Q_{D1}</u> -8,76 MVAR
Laskutuksen loissähkörajat tuotannolle	<u>Ottoraja Q_G</u> 20,77 MVAR	<u>Antoraja Q_{G1}</u> -20,77 MVAR

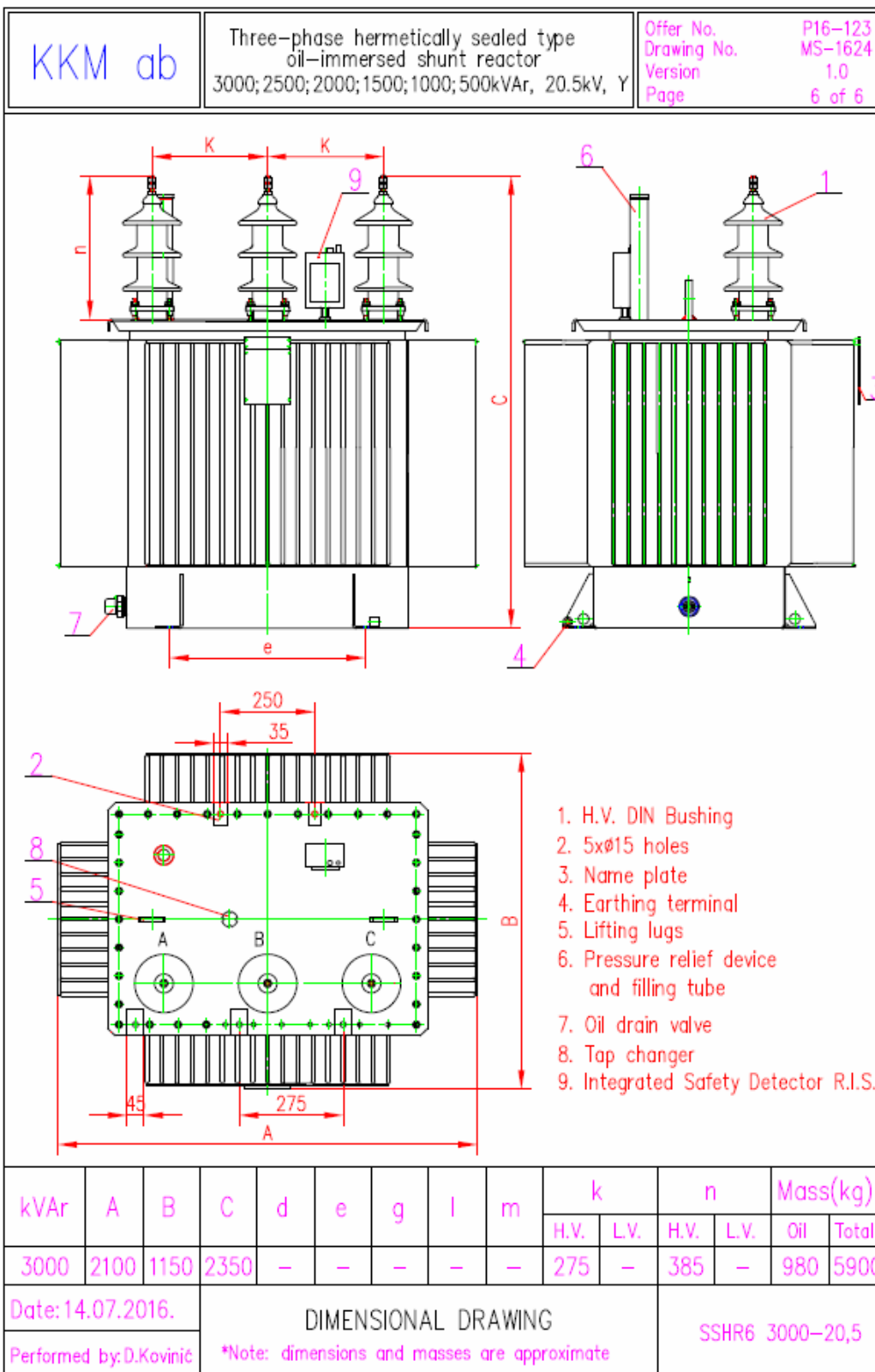
KKM ab	Three-phase hermetically sealed oil-immersed shunt reactor	Offer No.	P16-123
	3000;2500;2000;1500;1000;500kVAr, 20.5kV, Y	Drawing No.	MS-1624
		Version	1.0
		Page	4 of 6

TECHNICAL DATA

1.	Manufacturer		KKMPower d.o.o, Serbia
2.	Reactor type		Oil-immersed, hermetically sealed
3.	Reactor kind		Shunt reactor, for compensation
4.	Standard		IEC 60076-6 (Clause 7)
5.	Reactor name		SSHR6 3000-20.5
6.	Rated power	[kVAr]	3000;2500;2000;1500;1000;500
7.	Number of phases		3
8.	Rated frequency	[Hz]	50
9.	Highest voltage of equipment	[kV]	24
10.	Insulation level	[kV]	LI 125/AC 50
11.	Rated voltage	[kV]	20.5
12.	Maximum operating voltage	[kV]	22
13.	Winding connection		Y
14.	Rated current	[A]	84.49;70.41;56.33;42.25;28.17;14.09
15.	Winding material	Cu/Al	Copper
16.	Tap changer	Yes/No	Yes, with six taps: 3000kVAr, 2500kVAr, 2000kVAr, 1500kVAr, 1000kVAr, 500kVAr
17.	Total losses at 75°C	[W]	16000; 12300; 10000; 7700; 6200; 4200
18.	Type of cooling		ONAN
19.	Installation altitude	[m]	<1000
20.	Maximum temperature of ambient	[°C]	40
21.	Maximum temperature rise of winding	[K]	65
22.	Maximum temperature rise of oil	[K]	60
23.	Thermal class of insulation		A
24.	Installation conditions		Outdoor
25.	Approximate length of reactor	[mm]	2100
26.	Approximate width of reactor	[mm]	1150
27.	Approximate height of reactor	[mm]	2350
28.	Mass of oil in reactor	[kg]	980
29.	Total mass of reactor	[kg]	5900

Date: 14.07.2016

Done by: D.Kovinić



KKM ab	Three-phase oil-immersed shunt reactor with conservator 3000(2000)kVAr, 20.5kV, Y	Offer No.	P16-127
		Drawing No.	MS-1629
		Version	9.0
		Page	1 of 2

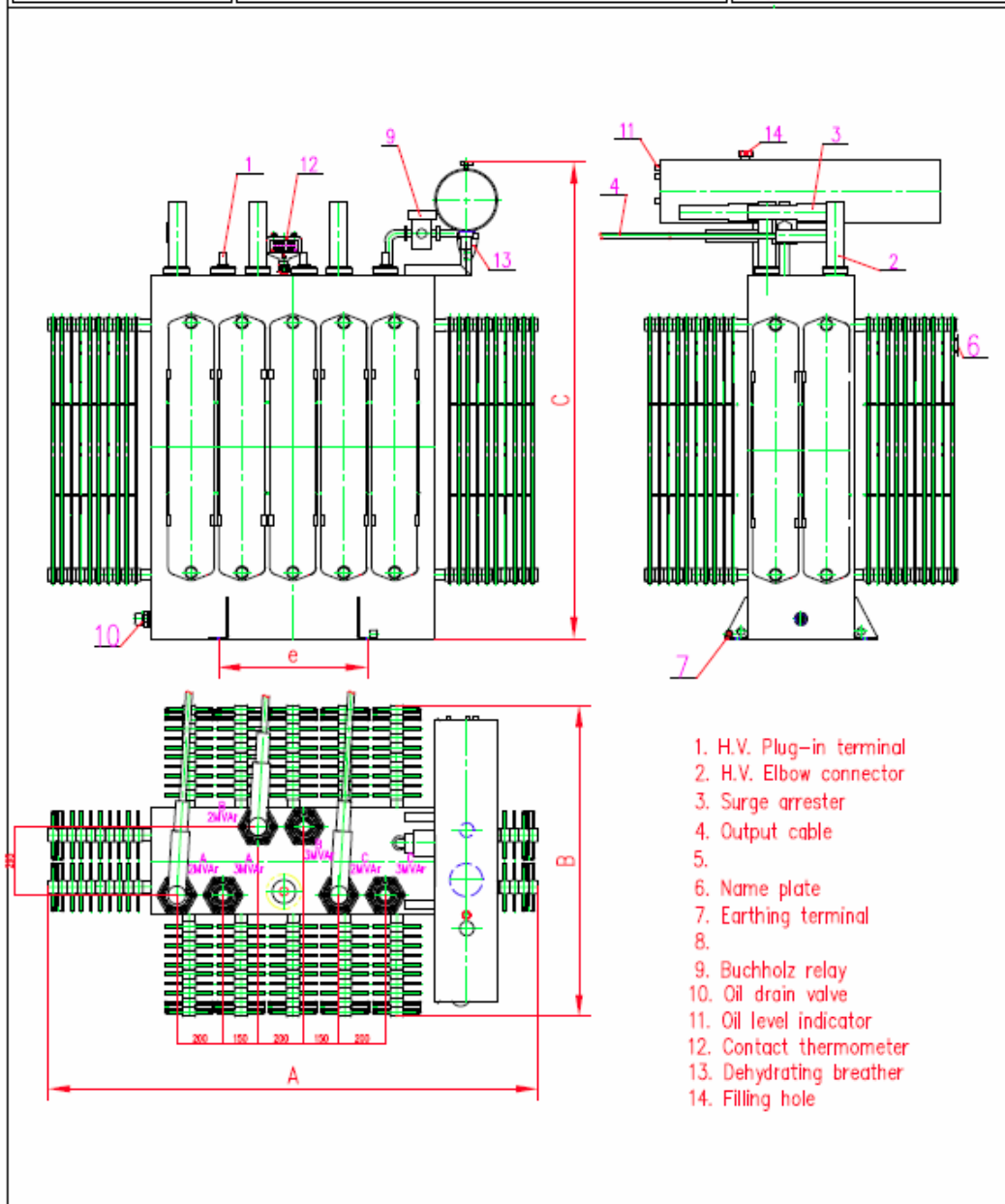
TECHNICAL DATA

1.	Manufacturer		KKMPower d.o.o, Serbia
2.	Reactor type		Oil-immersed, with conservator
3.	Reactor kind		Shunt reactor, for compensation
4.	Standard		IEC 60076-6 (Clause 7)
5.	Reactor name		SSHR2 3000-20.5
6.	Rated power	[kVAr]	3000(2000)
7.	Number of phases		3
8.	Rated frequency	[Hz]	50
9.	Highest voltage of equipment	[kV]	24
10.	Insulation level	[kV]	LI 125/AC 50
11.	Rated voltage	[kV]	20.5
12.	Winding connection		Y
13.	Rated current	[A]	84.49(56.33)
14.	Winding material	Cu/Al	Copper
15.	Tap changer	Yes/No	No
16.	Total losses at 75°C	[W]	21000(13500)
17.	Type of cooling		ONAN
18.	Sound power level	[dB(A)]	<83
19.	Installation altitude	[m]	<1000
20.	Maximum temperature of ambient	[°C]	40
21.	Maximum temperature rise of winding	[K]	65
22.	Maximum temperature rise of oil	[K]	60
23.	Thermal class of insulation		A
24.	Installation conditions		Outdoor
25.	Approximate length of reactor	[mm]	2400
26.	Approximate width of reactor	[mm]	1550
27.	Approximate height of reactor	[mm]	2500
28.	Mass of oil in reactor	[kg]	800
29.	Total mass of reactor	[kg]	5200

Date: 09.12.2016

Made by: D.Kovinić

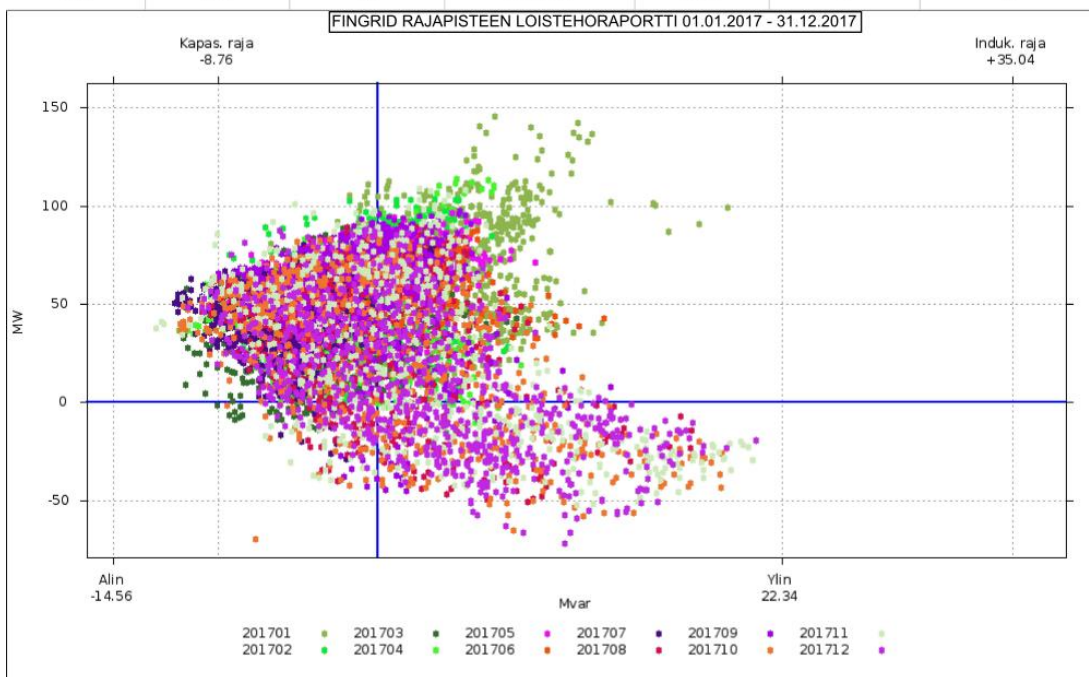
KKM ab	Three-phase oil-immersed shunt reactor with conservator 3000(2000)kVAr, 20.5kV, Y	Offer No.	P16-127
		Drawing No.	MS-1629
		Version	9.0
		Page	2 of 2



kVAr	A	B	C	d	e	g	l	m	k		n		Mass(kg)	
									H.V.	L.V.	H.V.	L.V.	Oil	Total
3000	2400	1550	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	800	5200	

Date: 09.12.2016.	DIMENSIONAL DRAWING	SSHR2 3000-20,5
Made by: D.Kovinić		

Tuntiarvojen määrä raportissa	Kapasiiviset tunnit ajanjaksolla	Kapasiiviset ylitykset ajanjaksolla	Kapasiivinen ylitys (MVar) ajanjaksolla	Induktiiviset tunnit ajanjaksolla	Induktiiviset ylitykset ajanjaksolla	Induktiivinen ylitys (MVar) ajanjaksolla
8759	5189	149	-2745.48	3570	0	0



Tuntiarvojen määrä raportissa	Kapasiiviset tunnit ajanjaksolla	Kapasiiviset ylitykset ajanjaksolla	Kapasiivinen ylitys (MVar) ajanjaksolla	Induktiiviset tunnit ajanjaksolla	Induktiiviset ylitykset ajanjaksolla	Induktiivinen ylitys (MVar) ajanjaksolla
8759	8614	7509	-179016.29	145	0	0

