

KAPASITIIVISEN LOISTEHON KOMPENSOINTI
HSO:N SIIRTO- JA JAKELUVERKOSSA

Ikonen Arja

Opinnäytetyö
Sähkö- ja automaatiotekniikka
Insinööri (AMK)

2022

Sähkö- ja automaatiotekniikka
Insinööri (AMK)

Tekijä	Arja Ikonen	Vuosi	2022
Ohjaaja	Ins. (YAMK) Kari Kenttä		
Toimeksiantaja	Haukiputaan Sähköosuuskunta		
Työn nimi	Verkostopäällikkö Jukka Määttä		
Sivu- ja liitesivumäärä	Kapasitiivisen loistehon kompensointi HSO:n siirto- ja jakeluverkossa		
	63 + 2		

Työn tavoitteena oli löytää taloudellisesti ja teknisesti hyvät kompensointiratkaisut kaikkien sähköasemien päämuuntajien vaikutusalueelle. Opinnäytetyössä perehdyttiin markkinoiden laitetoimittajiin ja 20 kV:n kapasitiivisen loistehon kompensoinnin vaihtoehtoihin. Lisäksi perehdyttiin Haukiputaan Sähköosuuskunnan siirto- ja jakeluverkon kapasitiivisen loistehon määrään sekä kaapelimuutoksiin. Ratkaisuissa huomioitiin myös loistehon ostomahdollisuus Fingridiltä. Sähkömarkkinalain määräys sähkön toimitusvarmuuden parantamiseksi ja siitä koituvat muutokset eri verkkoihin ovat opinnäytetyön selvitystarpeen perusta.

Laitetoimittajiin oltiin yhteydessä sähköpostin ja puhelimen välityksellä. Loistehon määrään perehdyttiin HSO:n Oma Fingrid -palvelun kautta. Verkossa tapahtuviin muutoksiin perehdyttiin koko HSO:n siirto- ja jakeluverkon kaapelimäärien kasvua kuvaavien arvioprosenttien mukaan. Kasvuprosenttien tiedot olivat saatavilla vuoteen 2029 asti. Näiden lisäksi tarvittiin vielä suunnittelijan tietämystä päämuuntajakohtaisten tietojen selvittämiseksi. Päämuuntajakohtaisten kaapelimäärien kasvun aiheuttaman kompensointitarpeen arvioinnissa käytettiin kaapeleiden kuluttaman ja tuottaman niin sanottua nettoloistehon kaavaa. Aiheeseen perehdyttiin lähinnä opinnäytetöiden ja diplomitöiden avulla. Teoriaosuuteen tietoja löydettiin myös kirjallisuudesta.

Tulokseksi saatiin tietämystä laitetoimittajista ja laitteista. Tietoa saatiin myös siitä, miten kapasitiivisen loistehon määrä mahdollisesti kasvaa verkossa päämuuntajakohtaisesti. Päämuuntajakohtaisen kompensointitarpeen perusteella voidaan suunnitella kompensoinnin toteutus eri päämuuntajien vaikutusalueelle. Lisäksi saatiin tietää tämänhetkinen loistehon tilanne verkossa. Tulosten perusteella voidaan myös arvioida minkä päämuuntajan kohdalla tarvitaan kompensointia ja minkä päämuuntajan osalta investointitarve on edessä ensimmäisenä. Työn jatkokäytön hyödyt ovat investointitarpeiden ajoittamisessa sekä laitetoimittajan ja laitteiden valinnassa.

Avainsanat: kompensointi, loisteho, reaktorit, rinnakkaiskuristimet, säädettävä shunttireaktori

Engineering
Electrical and Automation Engineering
Bachelor of Engineering

Author	Arja Ikonen	Year	2022
Supervisor	MSc. Kari Kenttä		
Commissioned by	Haukiputaan Sähköosuuskunta Jukka Määttä, Network Manager		
Subject of thesis	Capacitive Reactive Power Compensation In HSO's Transmission and Distribution Network		
Number of pages	63 + 2		

The aim of the work is to find economically and technically good compensation solutions for the area affected by the main transformers of all substations. In the thesis, the equipment suppliers of the market and the alternatives of 20 kV capacitive reactive power compensation were studied. In addition, the amount of capacitive reactive power in the transmission and distribution network of the Haukipudas Electricity Cooperative and cable changes were examined. The solutions also took into account the possibility of purchasing reactive power from Fingrid. The provision of the Electricity Market Act to improve the security of electricity supply and the resulting changes to different networks are the basis for the study's need for research.

Equipment suppliers were contacted via email and telephone. The amount of reactive power was examined through HSO's Oma Fingrid service. Changes in the network were examined, according to the estimated percentages of the growth of cable volumes in HSO's entire transmission and distribution network. Data on growth rates were available until 2029. In addition to these, the knowledge of the designer was needed to find out the data for the main transformers. In assessing the need for compensation caused by the increase in the number of cables per main transformer, the so-called net power formula was used (4). Based on the need for compensation for each main transformer, it is possible to plan the implementation of compensation for the area affected by different main transformers. The topic was introduced mainly with the help of theses and diploma theses. Information on the theoretical part was also found in the literature.

The result was knowledge of equipment suppliers and equipment. Information on how the amount of capacitive reactive power may increase in the network per main transformer. In addition, the current reactive power situation in the electricity grid became clear. It is also possible to assess for which main transformer compensation is needed and for which main transformer the need for investment comes first. The benefits of doing the work in the future are related to the timing of investment needs and the choice of equipment supplier and equipment.

Key words: compensation, reactive power, reactors, parallel chokes, variable shunt reactor

SISÄLLYS

1 JOHDANTO	8
2 HAUKIPUTAAN SÄHKÖOSUUSKUNTA ELI HSO	10
2.1 Jakeluverkkoliiketoiminta	10
2.2 Yhtiön historia lyhyesti ja talouslukuja	10
2.3 HSO:n jakeluverkon rakenne	13
3 KESKEISET KÄSITTEET	15
4 LOISTEHO	20
4.1 Loistehon syntyminen	22
4.2 Loistehon vaikutukset verkkoon	23
5 KANTAVERKKO	28
5.1 Kantaverkkoon liittyminen ja laskutus HSO:n näkökulmasta	29
5.1.1 Liittyminen kantaverkkoon	29
5.1.2 Kantaverkon laskuttaminen HSO:n loissähköstä	30
5.2 Sähköverkkojen kehityssuunta	31
5.2.1 Käytännön kannalta syyt kompensoinnille	32
5.2.2 Miten tähän on tultu?	33
5.2.3 Miksi verkkoa kehitetään tähän suuntaan?	33
5.2.4 Yhteistyötä kantaverkon ja sähkönmyyjä- ja verkkoyhtiöiden välillä 35	
6 KOMPENSOINTIVAIHTOEHDOT	36
6.1 Reaktorit	36
6.2 Muu kuin rinnakkaisreaktorilla tehtävä, kapasitiivisen loistehon kompensointi	37
7 MARKKINOIDEN LAITTEISTOVAIHTOEHTOJA	41
7.1 KKM Power	41
7.1.1 20 kV:n kompensointireaktorit	41
7.1.2 Laite-esimerkit	42
7.2 MAVIKO	44
7.2.1 20kV:n reaktorit	44
7.2.2 Kompensointiportaatt ja häviöarvostus	45
7.2.3 Laitesuojat, suojaus ja suunnitteluparametrit	46

7.3	Multirel	47
7.3.1	20 kV:n reaktorit	47
7.3.2	Kompensointiportaot, häviöiden arvostus ja laskenta.....	48
7.3.3	Hinta-arvioita	50
7.3.4	Laitesuojat	50
8	HSO:N LOISTEHO	51
8.1	HSO:n loistehon nykytilanne.....	51
8.2	Kompensointiratkaisujen ehdotukset asemille	54
8.3	HSO:n loistehon tulevaisuus.....	55
9	POHDINTA	58
	LÄHTEET.....	60
	LIITTEET	63

ALKUSANAT

Haluan kiittää toimeksiantajani Haukiputaan Sähköosuuskunnan verkostopäällikkö Jukka Määttä ja muita opinnäytetyön valmistumiseen vaikuttaneita henkilöitä sekä ohjauksesta Lapin ammattikorkeakoulun lehtori Kari Kenttää. Kiitokset opintojen ja opinnäytetyön tekemisen mahdollistamisesta myös tytär Riikalle sekä puolisolle.

Oulussa 11.3.2022

Arja Ikonen

KÄYTETYT MERKIT JA LYHENTEET

HSO	Haukiputaan Sähköosuuskunta
Fingrid	Suomen kantaverkkoyhtiö
Qlt	netto loistehontuotto kaapelissa (VAr)
Qt	loistehontuotto (VAr)
Qk	loistehonkulutus (VAr)
ω	verkonkulmataajuus
C	kapasitanssi (F)
U	jännite (V)
L	induktanssi (H)
I	kuormitusvirta (A)
P	pätöteho
Q	loisteho
φ	vaihekulma/vaihe-erokulma
U_R	reaktorin mitoitusjännite
Q_R	reaktorin mitoitusteho
R	johdon resistanssi
X	johdon reaktanssi
Q_{D1}	liittymispisteen loissähkön antoraja
Q_D	liittymispisteen loissähkön ottoraja

1 JOHDANTO

Opinnäytetyön tarkoitus on selvittää kapasitiivisen loistehon kompensointitarve ja vaihtoehdot HSO:n verkon päämuuntajille. Opinnäytetyön aihe valikoitui jakeluverkon säävarmuuden parantamisesta tehtyjen valtakunnallisen päätöksen vuoksi, sähkömarkkinalaki 558/2013,51§. Maakaapelointi lisää kapasitiivisen loistehon määrää verkossa, etenkin pienen kulutuksen aikana. Loisteho kuormittaa jakeluverkkoa, minkä vuoksi sitä on kompensoitava.

Lisääntyvä kapasitiivisen kompensoinnin tarve pakottaa tekemään ratkaisuja jokaisen sähköaseman kohdalta maakaapeloinnin edistymisen myötä. Markkinoilla olevien laitetoimittajien ja kompensointivaihtoehtojen selvittäminen sekä tämän hetkinen tilanne loistehon osalta HSO:n verkossa on tarpeen kartoittaa, jotta ratkaisuja voidaan tehdä ja investointeihin varautua. Myös arvioiden tulevaisuudessa tehtävien kaapelointien aiheuttamasta loistehon kompensoitavasta määrästä tulee olla selvillä ennen lopullisia laitehankintapäätöksiä.

Maakaapeloinnista johtuen, kompensointi on vaihtunut induktiivisen loistehon kompensoinnista kapasitiivisen loistehon kompensointiin. Kompensointi kondensaattorit on poistettu käytöstä ja tarvitaan keloja, jotka kuluttavat kaapelien aiheuttamaa kapasitiivista loistehoa. Jokainen sähkönsiirtoyhtiö joutuu valitsemaan, kompensoiko itse vai ostaako sen ulkopuolelta. Sähköverkon toiminta ja rakenne liittyy oleellisesti sähkövoimatekniikan opintoihin.

Opinnäytetyön tarkoituksena on perehtyä markkinoiden laitetoimittajiin ja 20 kV:n kompensoinnin vaihtoehtoihin. Tavoitteena on myös perehtyä Haukiputaan Sähkösuuskunnan jakeluverkon kapasitiivisen loistehon määrään. Tavoitteena on myös löytää ratkaisut loistehon kompensoimiseksi nyt sekä löytää tulevan 15 vuoden ajalle oikea-aikaiset ratkaisut sähköasemakohtaisesti. Ratkaisuvaihtoehtona huomioidaan myös loistehon osto kantaverkkoyhtiö Fingridiltä. Selvityksessä huomioidaan laitteistojen investointikustannuksia lähinnä loistehon ostoon vertaillen.

Opinnäytetyön aluksi esitellään toimeksiantaja, keskeiset käsitteet, loistehon synty ja muodostuminen sekä loistehon vaikutukset sähkönjakeluverkkoon. Seu-

raavaksi käsitellään kantaverkon hinnoittelu periaatteita, kompensoinnin vaihtoehtoja keskitetty ja hajautettu sekä laitteistojen ominaisuuksia ja säätötapoja. Työn loppupuolella kerrotaan markkinoiden laitteistovaihtoehtoja, HSO:n loistehon nykytilaa, tulevaisuutta sekä esitetään kompensointivaihtoehdot sähköasemille. Opinnäytetyössä kompensointia tarkastellaan sähkön siirto- ja jakeluyhtiön kannalta, eikä niinkään suurjännite, teollisuuden tai muiden kuluttajien kannalta.

2 HAUKIPUTAAN SÄHKÖOSUUSKUNTA ELI HSO

2.1 Jakeluverkkoliiketoiminta

Jokaisella verkkoyhtiöllä on Energiamarkkinaviraston vahvistama oma alueensa, jossa niillä on monopoliasema, eli yksinoikeus rakentaa jakeluverkkoja. Sähkön käyttäjä saa oman liittymiskaapelin rakennuttamisen kuitenkin kilpailuttaa. Sähkön tuottajan liittymisjohdon saa myös rakentaa verkkoyhtiön toimintarajoista välittämättä. (Lakervi & Partanen 2008, 19.) Suomessa on noin 80 sähköverkkoyhtiötä. Viisitoista suurinta yhtiötä kattaa Suomen jakeluverkoista, liikevaihdosta ja sähkön käyttäjistä yli 70 %:sti. Suurimmat yhtiöt ovat Caruna Oy, Elenia Verkot Oyj sekä Helen Sähköverkot Oy (Energiateollisuus 2021, 1.) Energiamarkkinavirasto valvoo verkkoliiketoimintaa talouden sekä tekniikan osalta. Verkkoliiketoiminnan voitto ja toimintojen tehostaminen ovat oleellisia valvonnan kohteita. Kaikille verkkoyhtiöille määritellään maksimivoittotaso. Laskennalliseen sallittuun voittoon vaikuttaa verkkoon sitoutuneen pääoman määrä. Myös käyttövarmuutta ja tehokkuutta valvotaan. (Lakervi & Partanen 2008, 19–21.)

2.2 Yhtiön historia lyhyesti ja talouslukuja

HSO on perustettu vuonna 1918. Toimialueena on 1980-luvulla Haukiputaan Sähköosuuskuntaan fuusioituneen Kellon Sähköosuuskunnan sekä Haukiputaan Sähköosuuskunnan alueet, pinta-alaltaan 445,35 km². Asiakkaita on noin 19000. Osuuskunta on ensimmäisen asteen osuuskunta ja jäsenmäärä 31.12.2020 oli 5 964. Ylintä päätäntävaltaa käyttää osuuskuntakokous, joka päättää muun muassa tilinpäätöksen vahvistamisen ja vastuuvapauden myöntämisen hallitukselle ja toimitusjohtajalle. Osuuskuntakokous valitsee myös hallituksen jäsenet erovuoroisten tilalle sekä tili- ja varatilintarkastajan. Osuuskunnan tarkoitus on tuottaa jäsenille edullista sähköä ja palveluja sekä harjoittaa kannattavaa liiketoimintaa. Osuuskunnan tarkoitus ei ole tehdä voittoa ulkopuolisten hyödyksi. Kertyneillä voitoilla kehitetään liiketoimintaa ja pidetään verkko hyvässä kunnossa. (HSO 2020b.)

Haukiputaan Sähköosuuskunta lukuina 2020

Haukiputaan Sähköosuuskunnan tunnusluvut vuodelta 2020 on esitetty Taulukko 1.

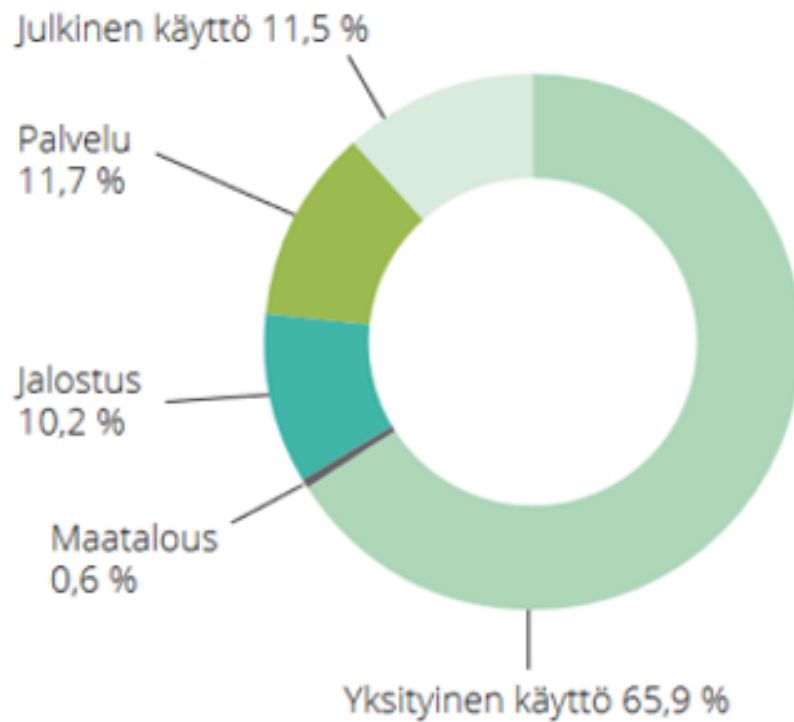
Taulukko 1. Tunnuslukuja vuodelta 2020 (HSO 2020a; HSO 2020b)

Tunnusluvut vuosi 2020	
Liikevaihto (1 000 €)	
Haukiputaan Sähköosuuskunta	4754
Verkkoliiketoiminta	4153
Tilikauden tulos (1000 €)	
Haukiputaan Sähköosuuskunta	1088
Verkkoliiketoiminta	-28
Investoinnit (1000 €)	2157
Energiamäärät GWh	143
Henkilökunta	18
Liikevoittoprosentti 5,5 %	
Omavaraisuusaste 78,5 %	
Siirtoliiketoiminnan osuus 87,4 %	
Energian tuotanto-osuuksista saatu tulo 5,4 %	
Verkonrakentamispalvelujen ja tarvikemyynnin osuus 7,2 %	

HSO:n vuoden 2020 sähkön käyttö käyttäjäryhmittäin esitettynä MWh ja käyttöprosentteina. Taulukko 2. HSO:n vuoden 2020 sähkön käyttö käyttäjäryhmittäin on rengaskaaviona. Kuvio 1. Käyttäjäryhmistä suurin eli yksityinen käyttö on lähes 66 %. Muut käyttäjäryhmät ovat palvelu, julkinen käyttö, jalostus ja maatalous. (HSO 2020b.)

Taulukko 2. Sähkön käyttö käyttäjäryhmittäin 2020 (HSO 2020b)

SÄHKÖN KÄYTTÖ PÄÄRYHMITÄIN 2020		
Käyttäjäryhmä	Käyttö MWh	Käyttö-%
Yksityinen käyttö	91 029	65,9
Maatalous	879	0,6
Jalostus	14 079	10,2
Palvelu	16 134	11,7
Julkinen käyttö	15 933	11,5
Hankinta	143 047	
Käyttö	138 053	100,0

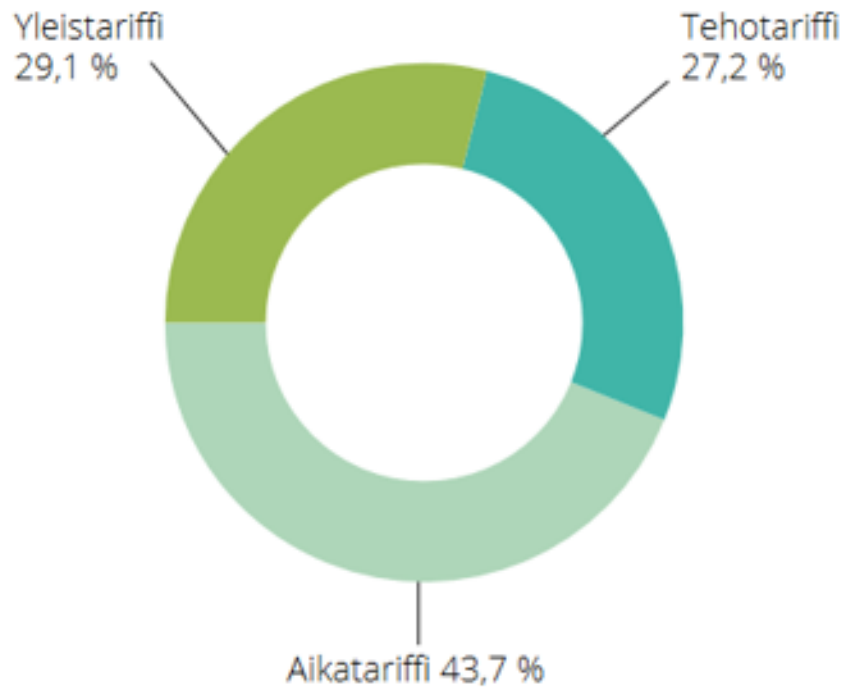


Kuvio 1. Sähkön käyttö käyttäjäryhmittäin (HSO 2020b)

HSO:n vuoden 2020 sähkön käyttö ilmaistuna tariffeittain MWh ja käyttöprosentteina. Taulukko 3. HSO:n vuoden 2020 sähkön käyttö on tariffien mukaan ryhmiteltynä rengaskaaviossa. Kuvio 2. Yleistariffi on tarkoitettu niille käyttäjille, jotka tarvitsevat vähän sähköä vuodessa. Sähkön hinta on sama koko ajan. Tehotariffi sopii paljon sähköä käyttäville, perusmaksu määräytyy huipputehon perusteella. Aikatariffi eli *yö/päivä* tai kausisähkö *talvipäivä/muu aika* on eri aikoina eri hintainen. (HSO 2020b.)

Taulukko 3. Sähkön käyttö käyttötariffin mukaan 2020 (HSO 2020b)

SÄHKÖN KÄYTTÖ TARIFFIRYHMITÄIN 2020			
Tariffiryhmä	Käyttäjää kpl	MWh	Käyttö-%
Tehotariffi	158	37 571	27,2
Aikatariffi	3 654	60 290	43,7
Yleistariffi	6 161	40 192	29,1
Hankinta		143 047	
Käyttö		138 053	100,0



Kuvio 2. Sähkön käyttö käyttötariffin mukaan ryhmiteltynä (HSO 2020b)

2.3 HSO:n jakeluverkon rakenne

Alueverkkoa on yhteensä 24,8 km. Kolmen sähköaseman liityntäpisteet Fingridin verkkoon ovat, Onkamon 11,9 km, Kortesuon 7,2 km ja Nurmesojan 5,7 km kohdalla. Neljä 110/20 kV päämuuntaja, joista kaksi on samalla Haukiputaan sähköasemalla. Muuntajien koot ovat Häyrysen 16 MVA, Kellon 25 MVA, Haukiputaan 16 ja 25 MVA. Kkuva 1 selvittää, liittymispisteiden kohdat Fingridin kantaverkon linjaan. (Ikonen 2021.)



Kuva 1. HSO:n liityntäpisteet kantaverkkoon (Fingrid 2021a)

HSO:n alue- ja jakeluverkon muita oleellisia tietoja päämuuntajien ja liitännäispisteiden lisäksi ovat:

- 110 kV ilmajohtoja on 24,8 km.
- 20 kV ilmajohtoja on 190,8 km, joista on PAS-johtoa 43,4 km, avojohtoa 147,36 km ja ilmakaapelia 0,09 km.
- 20 kV kaapeleita on 69,13 km.
- 0,4 kV johtoja on 646,3 km.
- Jakelumuuntamoita on 314 kappaletta.
- Sähkön kokonaissiirto on 143 047 MWh.
- Maakaapeloinnin aste 20 kV verkossa on 26,6 % ja 0,4 kV verkossa 67 %.
- Sähkön hankinnan huipputeho vuonna 2020 oli 33,9 MW. (HSO 2020b.)

Varasyöttöyhteyksiä on Ouluun Energian verkkoon Alakylän kautta, Pateniemen sähköaseman ja Kellon aseman välillä sekä Piimäperältä. Iin Energian verkkoon ovat Ränkäperän ja Haukiputaan tien yhteydet. (Ikonen 2021.)

3 KESKEISET KÄSITTEET

Keskeiset käsitteet sisältävät niiden sanojen selityksiä, joiden ymmärtäminen on tarpeellista opinnäytetyön ymmärtämisen kannalta:

- **Datahub:** Keskitetty tiedonvaihtojärjestelmä sähkömarkkinatoimijoiden käyttöön sekä nykyisen tiedonvaihdon palvelukokonaisuus.
- **Ferranti-ilmiö:** Pienen kuormituksen tai tyhjäkäynnin aikana jännite pitkissä kaapeleissa pääsee nousemaan kondensaattoriominaisuuden vuoksi. (Kenttälä 2016, 9).
- **Jakeluverkko:** Sähköverkon osa, jonka avulla paikallinen verkonhaltija siirtää sähköenergian Fingridin kantaverkosta suoraan jakeluverkkoon tai alueverkkojen kautta asiakkaiden käytettäväksi.
- **Keskijänniteverkko eli KJ-verkko:** Sähköasemalta alkava verkko, jännitetaso yleisimmin 20 kV, löytyy myös 10 kV jännitetasolla. KJ-verkko voi olla maasta erotettu tai sammutettu kuristimen kautta. KJ-lähdön suojana on katkaisija, joka suojataan ylivirta-, maasulku- ja jälleenkytkentäreleillä. Avojohtolinjassa ei ole kuormitukselle ylivirtasuojauksia, vaan ylivirtarele on oikosulkusuojauksia varten. KJ-verkko rakennetaan silmukoiduksi, jotta varayhteyksiä voidaan rakentaa, mutta verkkoa käytetään kuitenkin säteittäisesti, erottimien avulla. KJ-verkon ominaisuudet ja kunto on vahvasti sidoksissa sähköverkon käyttövarmuuteen, suurin osa noin 90 % sähkönsiirron keskeytyksistä johtuu KJ-verkon vioista. KJ-verkon varayhteyksien rakentamisella varaudutaan 110 kV johtojen ja asemavikojen aiheuttamiin pitkäaikaisiin katkosiin sähkönsiirrossa. KJ-verkko päättyy jakelumuuntajalle, jossa 20 kV muutetaan 400 V pienjännitteeksi. (Lakervi & Partanen 2008, 125.)

KJ-verkon kehittäminen on pitkäjänteistä työtä. Koska investoinnit ovat pitkäikäisiä ja vaikuttavat merkittävästi toisiinsa eikä verkko ole koskaan valmis, on ennakoiva suunnittelu erityisen tarpeellista. Keskeisimpiä tekijöitä

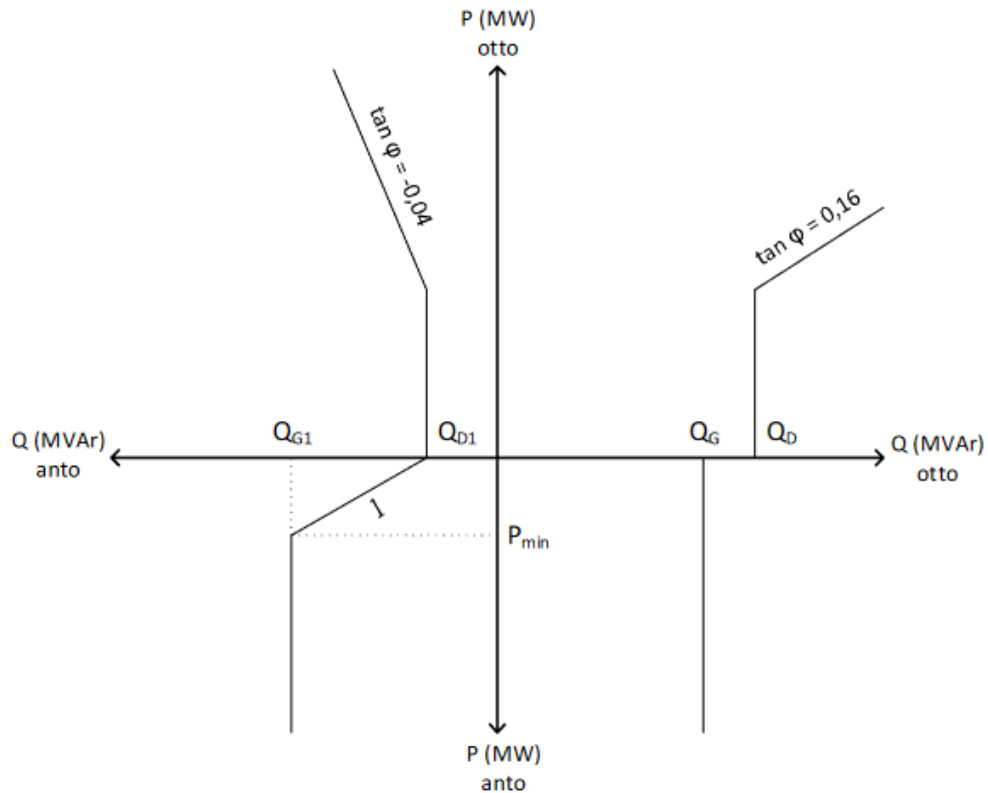
suunnittelussa ovat, minkälaiset kuormitukset milläkin alueella on, työvoiman ja laitteiden saatavuus sekä häviöiden kustannukset. (Lakervi & Partanen 2008, 118.)

Sähkömarkkinalain 558/2013, 51§ velvoittaa jakeluyhtiöitä parantamaan sähkön toimitusvarmuutta, mikä johtaa ilmalinjojen siirtämiseen teiden varsille ja maakaapelointiin. Ilmajohdojen muuttaminen maakaapeleiksi lisää varsinkin pienen kulutuksen aikana, (kesä, yö) kapasitiivisen loisteho määrää verkossa. Tähän kompensointiin keskitytään tässä opinnäytetyössä.

- **Kantaverkko:** Fingridin hallinnoima koko Suomen kattava suurjänniteverkko, joka sisältää 400, 220 ja 110 kV verkkoja. Siihen liittyvät myös rajayhteydet naapurivaltioihin.
- **Sähköasema:** Sijaitsee keskijänniteverkon alkupäässä, johon 110 kV alueverkosta tulee syöttöjännite suurjännitekytkinlaitoksen, kautta päämuuntajalle, muuntaja muuntaa yläjännitepuolen 110 kV jännitteen alajännitepuolen 20 kV jännitteeksi. Päämuuntaja tai päämuuntajat ovat yleensä 10–40 MVA suuruisia. Sähkön kulkureitti muuntajan alajännitepuolelta keskijännitejohtoihin ja maakaapeleihin kulkee keskijännite eli KJ-kytkinlaitoksen kautta, joka sähkönjakeluverkoissa sijaitsee kojeistorakennusten sisällä. Kojestossa on katkaisijalähdöt KJ-kaapeleille ja ilmajohdoille, Sähköasemalla on myös apujännitejärjestelmä, jossa on käyttämisen tukitoiminnot, suojarleistys ja automaatio. (Lakervi & Partanen 2008, 119,121.)
- **Käämikytkin:** Laite, jonka avulla esim. päämuuntajan yläjännitepuolen käämeihin kytkettynä huolehtii alajännitepuolen jännitteen pitämisestä vakiona, muuntajan kuormitusten vaihteluista huolimatta, eli muuttaa muuntajan muuntosuhdetta. Käytetään myös kompensointilaitteiden säätämässä. Säätäminen tapahtuu jännitteisenä. Käämikytkintä ohjataan mm. moottori- tai jousiohjaimella. (Aura & Tonteri 1986, 57; Lakervi & Partanen 2008, 125.)
- **Väliottokytkin:** Käytetään vaihtoehtoisen ratkaisuna kompensointilaitteissa käämikytkimelle, väliottokytkimen säätö tapahtuu

jännitteettömänä. Sitä käytetään myös jakelumuuntajissa muuntosuhteen muuttamiseen. Muuntajan kannella on ohjain tai kääntökahva, jota käännetään huolellisesti asennosta toiseen, ettei se vain jää väliasentoon ja muuntaja mene rikki. Mikäli ohjain jää väliasentoon, muuntaja ei saa magnetointivirtaa eikä siten voi käynnistyä. Kääntökahvassa on asennonosoitin ja lukituslaite. (Aura & Tonteri 1986, 54.)

- **Kela:** Vaihtosähköpiirissä kelan langasta johtuvan vastuksen lisäksi kelalla on vaihtovirtavastusta eli induktiivista reaktanssia, suuretunnus X_L ja yksikkö ohmeja. Kelan vaihtovirtavastus on magneettikentistä johtuvaa vastusta. (Ahoranta 2006, 171.)
- **Kondensaattori:** Hetkellinen sähkövarasto, varauskyky eli kapasitanssi. Kondensaattorin rakenteesta johtuen jännite saa aikaiseksi sähkökentän. Kapasitiivisen reaktanssin, suuretunnus X_C ja yksikkö ohmeja. Kondensaattoreita ei laiteta enää 20 kV jakeluverkkoon, koska maakaapelit tuottavat jo ylimääräistä kapasitiivista loistehoa, jota joudutaan kompensoimaan vähemmäksi. (Ahoranta 2006, 138, 168.)
- **Rinnakkaiskuristin/reaktori:** Kuristin on laitteen komponentti. (Stul ry 2018, 57). Reaktori on laite, jolla voidaan vähentää kapasitiivista loista sähköverkossa. Voidaan käyttää myös jännitteen säätöön. Reaktoreja on ilma- ja öljyeristeisiä. (Klasila 2017, 20). Eri laitetoimittajat käyttävät reaktori ja kuristin sanaa hiukan eri tarkoituksissa. Kuristin sanaa käytetään yleensä vain pienitehoisissa laitteissa. Eri tarkoituksiin käytettäviä reaktoreita käsitellään luvussa 6.1.
- **Loisteho:** Näennäistehon osa, jolla ei voi tehdä työtä. Tarvitaan magneettikenttien kehittämiseen esim. muuntajissa ja moottoreissa. (ABB:n TTT-Käsikirja 2000, 1.)
- **Loissähköikkuna:** Kertoo kantaverkosta ilman erillistä korvausta otetun ja annetun loissähkön määrän liittymäpistekohtaisesti. Kuva 2 esitetään kantaverkosta otetun induktiivisen loisenergian määrän Q_D ottorajan ja kantaverkkoon annetun kapasitiivisen loisenergian määrän Q_{D1} antorajan. Q_G ja Q_{G1} liittyvät tuotannon rajoihin, joita HSO:lla ei ole. (Fingrid 2020, 4.)

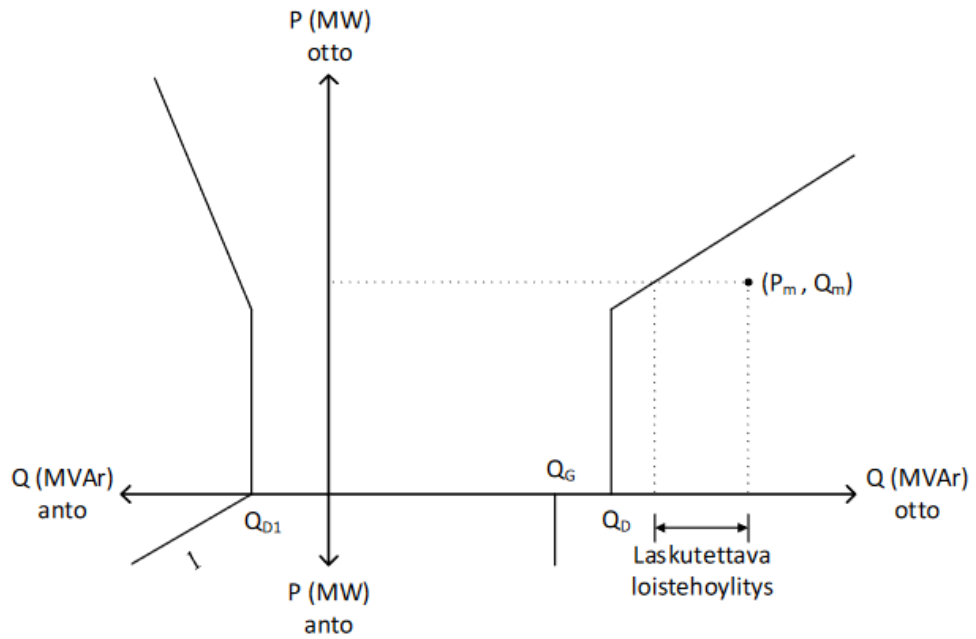


Kuva 2. Kantaverkosta otetun ja annetun loissähkön määrän muodostuminen (Fingrid 2020, 4)

Esimerkkiyhtiössä, jolla ei ole sähkön tuotantoa, loistehon antorajan ylitys tapahtuu silloin kun loistehon määrä ohittaa rajaviivan Q_{D1} vasemmalle päin.

- **Loistehorajat:** Määrittelee loistehon otto- ja antoraja sen mukaan, kulutetaanko Q_{D1} ja Q_D vai tuotetaanko Q_{G1} ja Q_G liittymispisteessä pätötehoa. (Fingrid 2020, 3).
- **Loissähkön hinnoittelu:** Loissähköstä laskutetaan sen mukaan, minkä verran loisikkunan rajat ylittyvät. **Loistehomaksu** tulee suurimman laskutettavan keskituntitehon perusteella, kuukausittain. **Loisenergiamaksu** muodostuu loissähköikkunan ylitysenergian mukaan. Kuva 3 selvittää, liittymispisteen loissähköikkunan ja laskutettavan loistehon muodostumisen. Laskutuksessa otetaan huomioon tiettyjä lievennyksiä, kuten itseisarvoltaan 50 suurinta ylitystä kuukautta kohden jätetään laskuttamatta ja jos ylityksiä tulee kantaverkon vikojen tai häiriöiden takia, sekä voimalaitoksien ja kompensointiyksiköiden

vikatilanteita ajatellen. Myös yli 10 MW voimalaitoksien kohdalla on käytänteissä sopimus- ja ilmoitusperusteisia poikkeuksia. (Fingrid 2020,6,7,8.)



Kuva 3. Kulutukseen perustuva loissähköikkuna (Fingrid 2020, 7,8)

Kuva 3 ilmaisee, miten loisteholasku muodostuu. P_m tarkoittaa mitattua pätötehon tuntitehoa ja Q_m mitattua loissähkön tuntitehoa. (Fingrid 2020, 7,8).

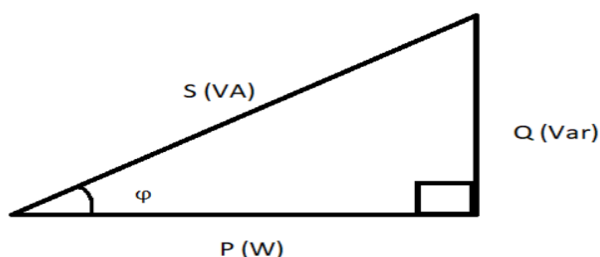
4 LOISTEHO

Vaihtosähköverkossa siirrettävää tehoa kutsutaan näennäistehoksi. Sähköverkossa tehoa on oltava käytön mukaan, sitä ei voi suuria määriä varastoida ja se koskee niin **pätötehoa, kuin loistehoakin**. Nämä tehot muodostavat yhdessä näennäistehon, ja ovat toisiinsa nähden vaihesiirtokulmassa. Kuvio 3, esitetään tehojen muodostuminen. Tehot pystytään laskemaan kompleksiluvuilla, jossa imaginääriosa on loisosa tai Pythagoraan lauseella (kaava 1):

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1)$$

missä

S (VA) on näennäisteho
 P (W) on pätöteho
 Q (var) on loisteho
 (ABB:n TTT-Käsikirja 2000, 1.)



Kuvio 3. Tehokolmio

Perustaajuuden mukainen tehokerroin $\cos \varphi$ kuvaa pätötehon ja näennäistehon suhdetta, se ei sisällä säröä, $\cos \varphi$ lasketaan kaavalla 2. PF Power Factor on kokonaispätötehon ja kokonaisnäennäistehon suhde, jossa näennäisteho sisältää myös särön. (ABB:n TTT-Käsikirja 2000, 1; STUL ry 2018, 16,17.)

Tehokerroin lasketaan kaavalla 2:

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

missä

S on näennäisteho
 P on pätöteho
 (STUL ry 2018, 16)

Virta lasketaan näennäistehosta, kaavalla 3:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U} \quad (3)$$

missä

S on näennäisteho
 U on jännite
 (ABB:n TTT-Käsikirja 2000, 1.)

Nettoloistehonkaava ilmaisee, että loistehon tuotanto kaapeleissa on jänniteriippuvainen, joten sen muutokset eivät ole suuria keskijännitejohdoilla, vaikka kuormitus muuttuu jatkuvasti. Jännitetasot ovat päämuuntajilla melko vakiot ja niitä säädetään käänkytkimellä. Jännitetaso pidetään esimerkiksi 20,5–20,8 kV välissä. Jännitetasojen vaihtelut ovat 20 kV tasossa niin pieniä, että niiden vaikutukset loistehon tuotantoon kaapeleissa jäävät pieneksi. Loistehon kulutus taas on riippuvainen virrasta, joten sen tasot vaihtelevat voimakkaasti kulutuksen mukaan. Maakaapelien lisääntyminen jakeluverkossa lisää kapasitiivisen loistehon tuotantoa verkkoon, koska kaapeleiden hohtosuojan ja johtimen välillä tapahtuu kondensaattoriominaisuus. Kesällä sähkönkulutus on vähäistä niin myös loistehohäviöt jäävät vähäisemmäksi eli loistehonkulutus on pienempää. Kompensointireaktoreilla lisätään loistehonkulutusta. Pienen kuormituksen tai tyhjäkäynnin aikana jännite pitkissä kaapeleissa pääsee nousemaan kondensaattoriominaisuuden vuoksi, tätä kutsutaan ferranti-ilmiöksi. (Kenttälä 2016, 9.) Vähäisen kulutuksen aikana loistehoa on kompensoitava jakeluverkosta vähemmäksi tai maksettava kantaverkkoyhtiö Fingridille sen kompensoinnista.

Loistehoa tarvitaan kuitenkin ja sitä ei kannata siirtää pitkiä matkoja, vaan tuottaa se siellä missä sitä tarvitaan ja poistaa sieltä missä sen kuormitusta on liikaa. Loistehon kompensointia tehdään suur-, keski- ja pienjänniteverkoissa. Tässä työssä perehdytään KJ-verkon kapasitiivisen loistehon kompensointiin.

Johtojen ja kaapeleiden kokonaisloistehomäärään vaikuttaa kaapelin pitkittäisreaktanssi ja käyttökapasitanssi. Ilmajohtoihin ei perehdytä tässä opinnäytetyössä, koska poistamisen vaikutus on vähäinen kapasitiivisen loistehotarkastelun kannalta. Kaapeleiden kuluttama tai tuottama niin sanottu nettoloisteho voi-

daan laskea kaavalla 4. Kaavan alkuosa, joka on jänniteriippuvainen, kertoo kaapelin tuottaman kapasitiivisen loistehon. Miinuksen jälkinen osa, joka on virrasta riippuvainen, kertoo kaapelin kuluttaman loistehon. (Eno 2016, 9)

$$Q_{lt} = Q_t - Q_k = \omega CU^2 - 3XI^2 = \omega CU^2 - 3\omega LI^2 \quad (4)$$

missä

Q_{lt}	on	netto loistehontuotto kaapelissa (VAr)
Q_t	on	loistehontuotto (VAr)
Q_k	on	loistehonkulutus (VAr)
ω	on	verkonkulmataajuus
C	on	käyttökapasitanssi (F) (maakapasitanssi)
U	on	jännite (V)
L	on	käyttöinduktanssi (H)
I	on	kuormitusvirta (A)
X	on	pitkittäisreaktanssi Ω

(Lakervi & Partanen 2008, 34; Väisänen 2012, 41; Eno 2016, 10.)

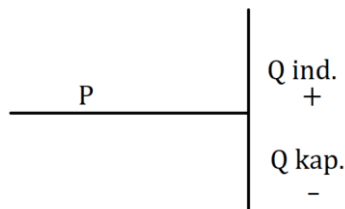
Rinnakkaiskondensaattoripariston kehittämä loisteho lasketaan samalla lailla kuin maakaapeleiden kehittämä loisteho eli loistehon tuotto kaapeleissa.

4.1 Loistehon syntyminen

Loistehoa syntyy KJ-verkossa, enimmäkseen maakaapeleiden rakenteissa, jännitteen vaikutuksesta. Loisteho syntyy kaapelien rakenteesta johtuen samalla tavoin kuin kondensaattoriparistossakin, kahden pinnan välillä, jossa on eriste, latautuen ja purkautuen taajuuden mukaan. Kondensaattorit on toinen verkkoon loistehoa tuottava komponentti. Jakeluyhtiöt ovat ottaneet kompensointikondensaattoreita sitä mukaan pois verkosta, kun maakaapeleita on laitettu lisää verkkoon, eikä induktiivista kompensointia ole enää tarvinnut vähentää verkosta, vaan päinvastoin on ollut tarve lisätä sitä. (Eno 2016, 8; Ikonen 2021.)

Kompensoinnin avulla voidaan säätää jännitettä. Jännite nousee, jos loistehoa tuotetaan enemmän kuin sitä kulutetaan. Jos loistehoa kulutetaan enemmän kuin tuotetaan, jännite laskee. Maakaapeleiden tuottama kapasitiivinen loisteho nostaa jännitettä, kun kuormitus on vähäinen, mutta kun laitetaan kompensointireaktori kauas sähköasemalta, kompensointi vähentää kaapeleiden aiheuttamaa jännitteen nousua. (Elovaara & Haarla 2011a, 368.)

Pätötehossa jännite ja virta eivät ole vaihesiirrossa, mutta loistehossa virta ja jännite ovat aina vaihesiirrossa. Vaihesiirto aiheuttaa siirrettävälle virralle kasvua, joka taas lisää häviöiden määrää verkossa. Loistehoa on kahdenlaista: Induktiivista, jossa virta on jännitettä jäljessä 90° ja kapasitiivista, jossa virta on jännitettä edellä 90° , koska vaihesiirrot ovat 180° päinvastaisia ne voivat kumota toistensa vaikutuksia eli kompensoida. Induktiivista eli kelan ottamaa loistehoa sanotaan positiiviseksi ja kondensaattorin loistehoa negatiiviseksi. Kun jännite on ajallisesti edellä, silloin on +positiivinen ja kun jännite on jäljessä silloin – negatiivinen loisteho. Kuvio 4 esittää induktiivista- ja kapasitiivista loistehoa. (Kymenlaakson Sähköverkko Oy 2018.)



Kuvio 4. Induktiivinen- ja kapasitiivinen loisteho, pätöakselin P suhteen (Eno 2016,6 mukaillen)

Vaihekulma tai vaihe-erokulma kertoo virran ja jännitteen kulmaeron. Positiivisella jännite kulkee edellä eli induktiivinen ja negatiivisella virta kulkee ennen jännitettä, lasketaan kaavalla 5:

$$\varphi = \tan^{-1} \frac{Q}{P} \quad (5)$$

missä

P	on	pätöteho
Q	on	loisteho
φ	on	vaihekulma/vaihe-erokulma

(Eno 2016, 5.)

4.2 Loistehon vaikutukset verkkoon

Loisteho on induktanssien eli magneettikenttien ja kapasitanssien eli sähkökenttien sekä energialähteen välillä kulkevaa tehoa. Loisteho on tehoa, joka ei pysty tekemään työtä, mutta aiheuttaa kuitenkin häviöitä kentissä. (Klasila 2017, 56).

Kapasitiivinen loisteho nostaa jännitettä KJ-johdoissa kondensaattoriominaisuuden vuoksi ja vähentää pätötehon eli työtätekevän tehon siirtokapasiteettia. Lisäksi se pyrkii magnetoimaan muuntajia ja generaattoreita lisää. Loisteho lisää jakeluverkon kustannuksia, koska on vahvistettava verkkoa, tulee lisää häviöitä, loistehomaksuja ja kompensointikuluja. Aiheutuneita kuluja verkkoyhtiöt siirtävät asiakkaiden maksettavaksi. Ylimääräisen loistehon siirto verkossa aiheuttaa virrankasvua, joka taas lisää pätöhäviöitä P_h , jotka voi laskea kaavalla 6:

$$P_h = 3 * R * I^2 \quad (6)$$

missä

R on johdon resistanssi
 I on johdon virta
 (Elovaara & Haarla 2011a, 248, Lakervi & Partanen 2008, 34.)

Johdon kuluttama loisteho riippuu johdon pitkittäisreaktanssista ja johdolla siirrettävästä pätötehosta. Loistehohäviöt reaktansseissa kolmivaiheisen johdon osalta voi laskea kaavalla 7:

$$Q_h = 3 * X * I^2 \quad (7)$$

missä

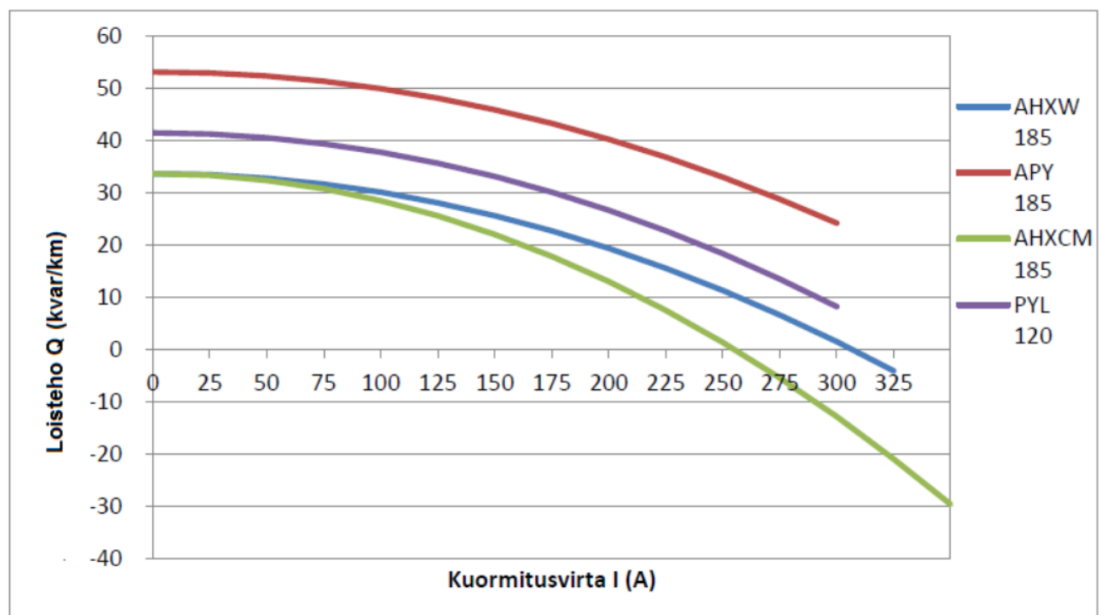
I on johdon virta
 X on johdon reaktanssi
 (Elovaara & Haarla 2011a, 351; Lakervi & Partanen 2008, 34.)

Kompensointi parantaa tehokerrointa eli parantaa verkossa olevan pätötehon osuutta kokonaistehosta, vähentämällä loistehoa. Kaapelien kuormitus laskee eikä lisäkapasiteettia tarvitse rakentaa lisää niin nopeasti. Sulakkeiden kokokin saattaa pienentyä. Loistehon vähentäminen parantaa myös muuntajien kuormitettavuutta ja vähentää tehohäviöitä muun muassa muuntajissa ja kaapeleissa, Liiallinen kuormitus lyhentää muuntajan ikää ja lisää huollon tarvetta. Loismaksut Fingridille pienenevät sähköyhtiöiltä.

Loistehoa kuluttavia laitteita ovat muuntajat. Muuntajissa loistehoa kuluu magnetointiin sekä kulutuksesta riippuen pitkittäisreaktanssissa. Kuristimet ja reaktorit sisältävät kelan, joka kuluttaa loistehoa. Myös alimagnetoidut verkossa pyörivät tahtimootorit sekä generaattorit, kodinkoneet, suuntaajakäytöt ja epätahtimootorit kuluttavat loistehoa. (Väisänen 2012, 10; Eno 2016, 11,12.)

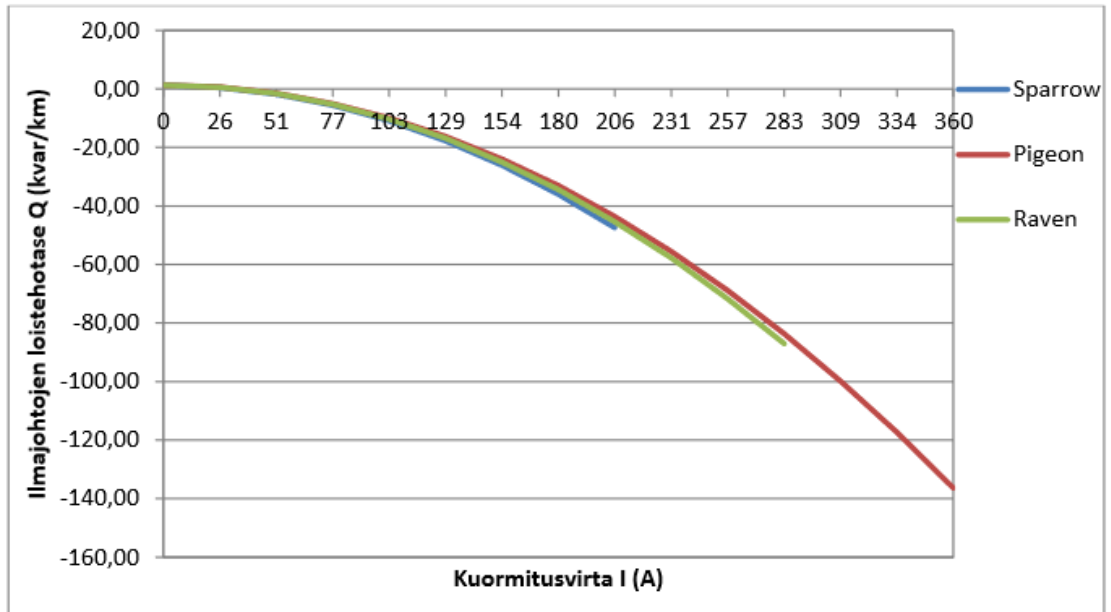
Loistehoa tuottavia laitteita ovat ylimagnetoidut verkossa pyörivät tahtimoottorit ja generaattorit, kondensaattorit sekä kevyellä kuormalla olevat maakaapelit. (Eno 2016, 8; Väisänen 2012, 5.)

Maakaapeleiden kuormitusvirta vaikuttaa merkittävästi loistehon määrään. Mitä pienempi kuormitus on kaapelissa, sitä suurempi on loistehon tuoton määrä. Erittäin suurella kuormituksella kaapelit alkavat kuluttamaan loistehoa. AHXW on yleisin HSO:n 20 kV:n verkossa käytetty kaapeli. Kuvio 5 esittää, 20 kV maakaapelien loistehon tuotannon kuormitusvirran funktiona. (Väisänen 2012, 45.)



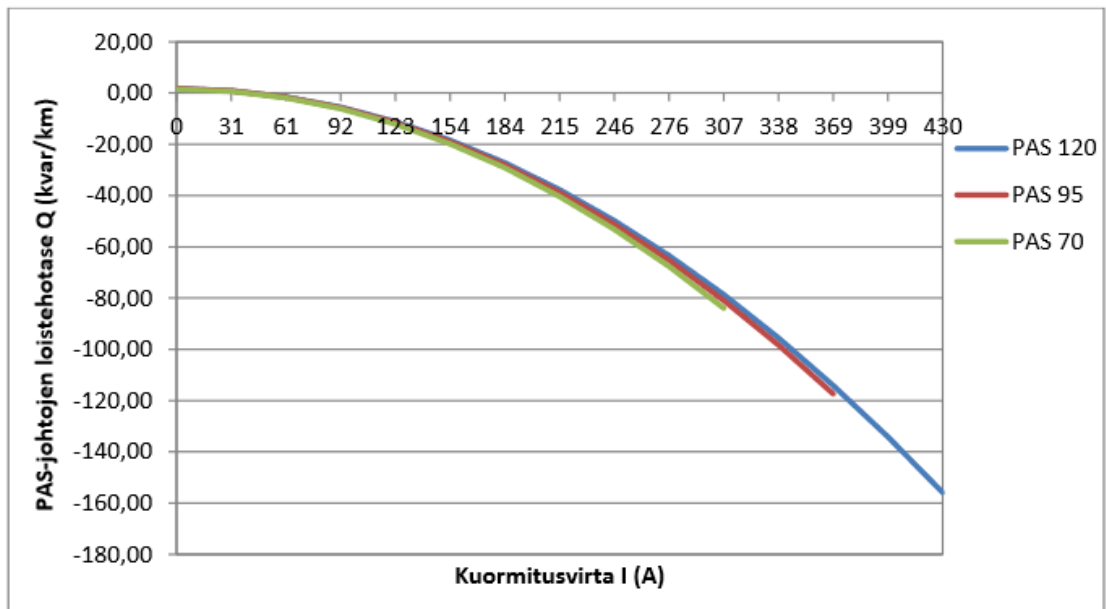
Kuvio 5. 20 kV maakaapeleiden loistehotase kuormitusvirran funktiona (Väisänen 2012, 45)

Ilmajohdojen osalta HSO:n verkosta löytyy muun muassa Sparrow, Pigeon ja Raven. Ilmajohdot kuluttavat loistehoa sitä enemmän, mitä suurempi on kuormitus. Kuvio 6. Lisäksi ilmajohdoissa ei ole suuria eroja kuluttamisen osalta.



Kuvio 6. 20 kV:n ilmajohtojen loistehotase kuormitusvirran funktiona (Väisänen 2012, 46)

20 kV:n PAS-johtojen loistehotase piirretty kuormitusvirran funktiona. Kuvio 7. (Väisänen 2012, 46).



Kuvio 7. 20 kV:n PAS-johtojen loistehotase kuormitusvirran funktiona (Väisänen 2012, 46)

110 kV:n maakaapelit tuottavat loistehoa kaikilla kuormituksilla. Niiden loistase on n. 1 Mvar kilometriä kohden ja 20 kV kaapeleilla 35–50 kVar kilometriä kohden. 37 kVar on laskettu AHXAMK-W 3*185 kaapelille, kaavan 4 mukaan. HSO:n

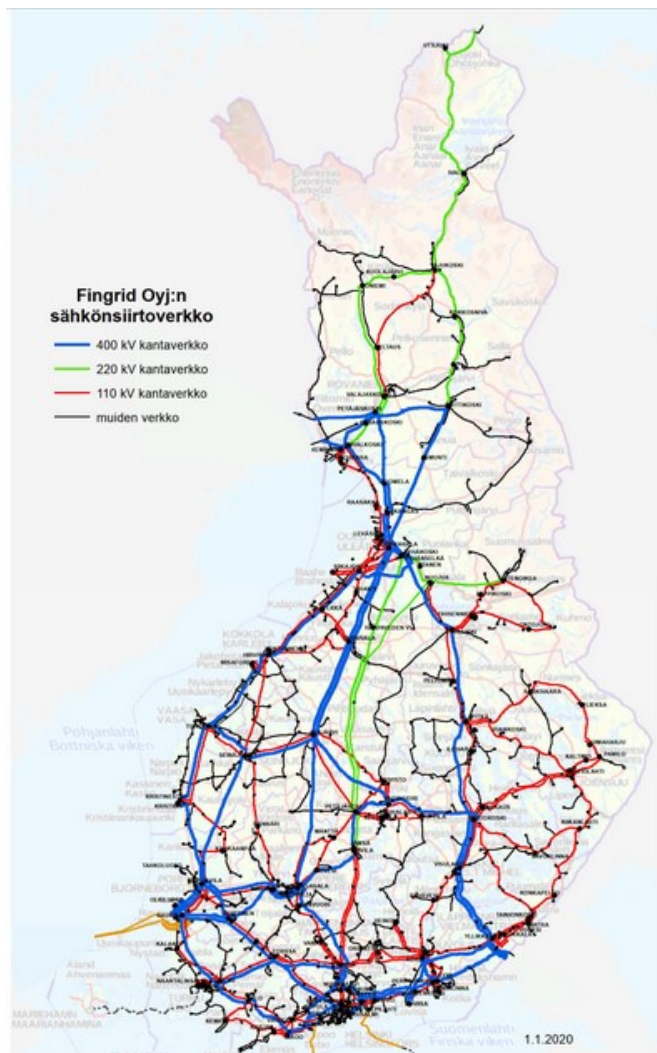
verkossa 110 kV linjat ovat ilmajohtoina ei kaapeleina. (Mäkinen 2017, 34, Pysmian 2021.)

Verkon toimintaa oleellisesti liittyviä muista ominaisuuksista mainittakoon yliaallot ja taajuus, joista puhutaan monesti kompensointien yhteydessä. Yliaaltoja eli säröä esiintyy verkossa, niiden aiheuttajana ovat elektroniikkaa sisältävät laitteet kuten invertterit, UPS-laitteet, virtalähteet, tasasähkökäytöt, virtalähteet, purkaus- ja ledilamput. ”Yliaaltojen aiheuttaman tehon kompensointi ei ole mahdollista perustajuisilla kompensointilaitteilla.” (Virtanen 2020, 16). Sähköverkon siniaaltokäyrä ei ole puhdas, vaan se on vääristynyt harmonisista ja ei-harmonisista yliaalloista, jotka tuottavat verkkoon säröjä ja häiriöitä. Tämä työ ei käsittele säröjä, vaikka muun muassa tehdasverkkojen kompensointia suunniteltaessa ne ovat oleellisia.

Jos pätötehoa menee yli tuotannon, tehot lähtevät tahtigeneraattoreiden akselien pyörivistä massoista eli niiden liike-energiasta ja generaattorit hidastuvat. Generaattoreiden liike-energian väheneminen näkyy taajuuden laskuna. Jos taas kuormaa on vähemmän kuin tuotantoa tarvitaan, tahtigeneraattoreiden pyörimisnopeus kasvaa ja taajuus nousee. Taajuuden säädöllä se pidetään 49,9–50,1 Hz:n välissä. Taajuuden säätöä ei tehdä keskijänniteverkossa eli 20 kV verkossa, vaan suurjänniteverkossa, joten tämä työ ei käsittele sitä. (Elovaara & Haarla 2011a, 347.)

5 KANTAVERKKO

Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj on yhtiö, jonka osakkeet eivät ole julkisesti kaupan. Omistuspohja on Suomen valtio ja suomalaiset eläkeyhtiöt. Yhtiö ylläpitää, kehittää ja valvoo Suomen maanlaajuista sähkösiirtoverkkoa. Siirtoverkosta sähkö kulkee eri alueiden jakeluverkkojen kautta muun muassa kotitalouksille ja tehtaille. Fingridin verkkoihin on kytkettynä myös sähköä tuottavat voimalaitokset. Kantaverkkoon kuuluu myös valtion rajoilla olevat siirtoyhteydet Ruotsiin, Viroon, Norjaan ja Venäjälle. Kantaverkossa on johtopituutta noin 14 400 km ja sähköasemia noin 120. Kantaverkossa kulkee 77 prosenttia Suomessa siirrettävästä sähköstä. Kuva 4 Fingrid Oyj:n sähkösiirtoverkko. Fingridin Oyj:n sähkösiirtoverkko, värillisillä viivoilla. (Fingrid 2021b.)



Kuva 4. Fingridin Oyj:n sähkösiirtoverkko (Fingrid 2021b)

5.1 Kantaverkkoon liittyminen ja laskutus HSO:n näkökulmasta

Kantaverkkoon jokainen yhtiö on aikanaan liittynyt omilla senhetkisillä sopimuksilla. Energian tuotannon ja kulutuksen muutosten myötä sopimusehtoja on muutettu ja muutetaan verkon kehittymisen vuoksi. Stabiilius ja toimintavarmuus pyritään takaamaan koko verkossa, ajan tasalla olevilla ehdoilla.

5.1.1 Liittyminen kantaverkkoon

Kantaverkkosopimuksessa määritellään sähköverkkoyhtiöiden ja Fingridin väliset ehdot ja ohjeet, kuten liittymis- ja hinnoitteluohjeet sekä loistehon toimituksen ohjeet. Tässä työssä tarkastellaan hiukan nykyisiä ehtoja sekä lyhyesti HSO:n verkkoa ehtoihin liittyen. Lisäksi HSO:n osalta tarkastellaan loistehon siirto- ja maksunäkökulmasta.

Fingrid määrittelee kantaverkkoon liittymisehdot, liittymistavan ja paikan. Liittyjän tekninen taso pitää olla kutakuinkin saman tasoinen kuin Fingridillä itsellään. Liityntämahdollisuuksia on kytkinlaitos tai voimajohtoliityntä. Voimajohtoliitynnöille on erilaisia vaatimuksia haarajohdon pituuteen liittyen kytkinlaitteiden osalta ja muuntajien osalta nykyisissä ehdoissa. Voimajohtoliityntää on teknisesti rajoitettu johtoon liitettävien muuntajien suhteen. Fingrid Oyj:n yleisten liittymisehtojen 2017 mukaan suurin sallittu muuntaja on 25 MVA tai jos KJ-verkko ei ole rinnankytketty, voi erityistapauksissa Fingrid sallia 2*25 MVA muuntajaa. Näihin voimajohtoliityntöihin on tulossa tai tullut muutoksia syksyn 2021 aikana. Muutoksia on tiedossa muun muassa muuntajan suurimmaksi kooksi 40 MVA. Kokonaismuuntajakapasiteetti voidaan kasvattaa 65 MVA:n, mutta liittymän kuormitettavuus saa olla enintään 60 MVA ja muuntajien alajännitepuolet eivät saa olla rinnankytketty. (Linnamaa 2021, 9.)

HSO on liittynyt kantaverkkoon 110 kV:n voimajohtoliitynnällä kaikissa kolmessa liityntäpisteessä. HSO:n haarajohdon pituudet ovat; Onkamon 11,9 km, Kortesuon 7,2 km ja Nurmesojan 5,7 km. Voimajohdon haaroissa on kolmivaihe-erottimet. Haukiputaan sähköasemalla on 25 MVA ja 16 MVA muuntajat. Kellossa on 25 MVA ja Häyrysessä 16 MVA. (Haukiputaan Sähköosuuskunta 2020b, 21; Ikonen 2021.)

Kantaverkkoyhtiö laskuttaa jakeluverkkoyhtiöitä. HSO:n kannalta katsottuna: Kantaverkkolaskut sisältävät kulutusmaksut talvi ja muina-aikoina sekä kantaverkosta ottomaksun, tehoreservilaskun sekä johto- ja muuntohäviöt. Lisäksi loislaskun, joka sisältää loisteho ja loisenergiamaksut sekä maksut tiedonvaihtopalveluista. (Haukiputaan Sähköosuuskunta 2021.)

5.1.2 Kantaverkon laskuttaminen HSO:n loissähköstä

Loissähkön toimituspisteet ovat kantaverkkosopimuksen mukaiset liittymispisteet. HSO:lla ovat nämä kolme edellä mainittua Onkamo, Kortesus ja Nurmesoja. Laskutusperustana on loissähkörajat kulutukselle, koska pätötehon tuotantoa ei ole yhdelläkään liittymispisteellä. Kulutuksen loissähkön rajat merkitään ottoraja Q_D ja antoraja Q_{D1} . (Fingrid 2020, 3.)

Liittymispisteen loissähkön **ottoraja** Q_D (MVar) lasketaan kaavalla 8:

$$Q_D = 0,16 * \frac{W_{\text{otto}}}{t_k} + 0,1 * \frac{P_{\text{netto}}}{0,9} \quad (8)$$

missä

W_{otto}	on	liittymispisteen ottoenergia vuodessa (MWh)
t_k	on	7000 h (huipunkäyttöaika, prosessiteollisuus)
t_k	on	5000 h (huipunkäyttöaika, muu kulutus)
P_{netto}	on	liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa (MW)

Jos voimalaitoksen teho on enintään 1 MW, sen $P_{\text{netto}} = 0$

Jos voimalaitosten yhteenlaskettu teho P_{netto} on yli 450 MW,

niin se ei kasvata loistehoikkunaa, eli maksimi $(0,1 \times P_{\text{netto}} / 0,9) = 50,0$ MVar

HSO:n verkossa ei ole nettosähkötehoa. (Fingrid 2020, 3.)

Loistehoikkunalle määritetään minimikoko siten, että voimajohtoliitynnässä loistehon ottorajan minimiarvo Q_D on 2 MVar ja sähköasemaliitynnässä 4 MVar.

Loissähkön ottoraja Q_D on kuitenkin enintään 50 MVar. (Fingrid 2020, 3.)

Liittymispisteen loissähkön antoraja Q_{D1} (MVar) lasketaan kaavalla 9:

$$Q_{D1} = -0,25 \times Q_D \quad (9)$$

(Fingrid 2020, 3).

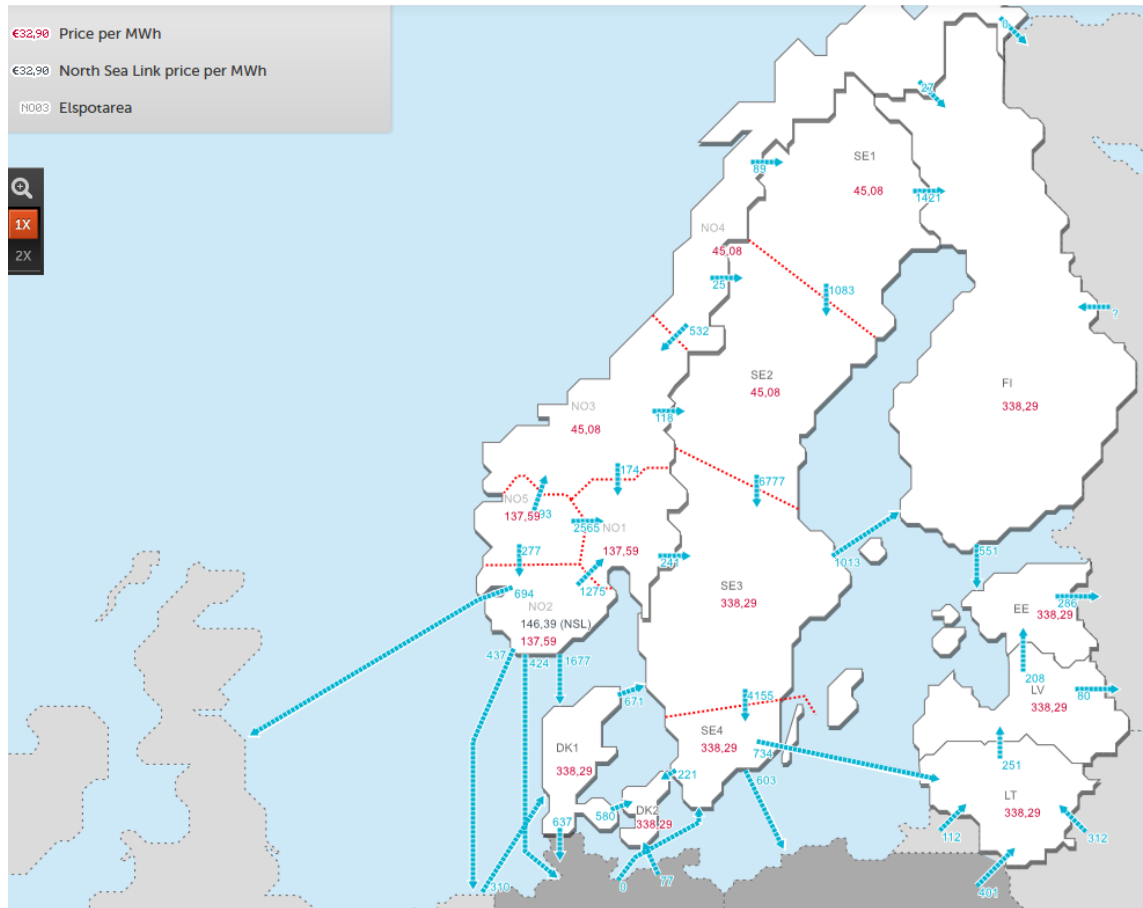
Kuva otetun ja annetun loissähkön muodostumisesta on esitetty luvussa *kolme*.

Loissähköikkunan mukainen toimitus tapahtuu seuraavilla ehdoilla: Kulutettaessa pätötehoa, liittymispisteen loissähkön otto kantaverkosta on enintään kohdan loissähkön rajat kulutukselle loissähkön **ottorajan** mukaisesti määritetyn Q_D -arvon suuruinen tai 16 % kantaverkosta otetusta pätötehosta. Loissähkön anto kantaverkkoon on enintään kohdan loissähkörajat kulutuksen loissähkön **antorajan** mukaisesti määritetyn Q_{D1} -arvon suuruinen tai 4 % kantaverkosta otetusta pätötehosta. (Fingrid 2020, 3.)

5.2 Sähköverkkojen kehityssuunta

Sähköverkkoja halutaan siirtää maan alle, jotta sääilmiöt eivät saisi niin isoja tuhoja aikaiseksi ja siten sähkön toimitusvarmuuden pitäisi parantua. Sähköverkkoja halutaan kehittää myös niin, että voitaisiin tulevaisuudessa siirtyä yhteispohjoismaisesta sähköverkosta Euroopan laajuiseen sähköverkkoon. Tämä tarkoittaa muun muassa tarkempaa mittaamista ja sääntelyn mahdollisuutta sähköpuolan ja vikatilanteiden varalle. Lisäksi aurinko ja tuulivoima lisäävät vaatimuksia sähköverkolle ja vaativat enemmän säätövoimaa verkon tueksi.

Norjan kantaverkkoyhtiön Statnetin ylläpitämä kartta löytyy nimellä Itämeren alueen sähköjärjestelmän tila. Kuva 5. Kartta on otettu 9.12.2021 noin kello kymmenen päivällä. Kartalla näkyy tiedot sähkönsiirroista maittain ja sähkön hinta. Kartassa näkyvät hinnat ovat sähkön vuorokausimarkkinoiden hintoja, jotka määräytyvät sähköpörssissä. Sininen nuoli kertoo sähkön virtauksen suunnan.



Kuva 5. Tämänhetkisistä yhteyksistä pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa, Itämeren alueen sähköjärjestelmän tila (Fingrid 2021c)

5.2.1 Käytännön kannalta syyt kompensoinnille.

Kantaverkon jännitteen hallinta on muuttunut kantaverkkoon syötetyn kapasitiivisen loistehon kasvun myötä. Liika loisteho verkossa nostaa jännitettä ja jos sitä on vähemmän kuin tarvitaan, se laskee jännitettä. Liian korkea jännite rasittaa laitteita ja saattaa vaurioittaa niitä. Kapasitiivisen loistehon kasvu johtuu KJ- ja PJ-maakaapeloinnista ja muuttuneista kulutuslaitteista, kuten hehku- ja elohopeahöyrylamppujen tilalle valmistetuista ledeistä. Fingrid on ottanut loistehon liittymispistekohtaisen laskutuksen käyttöön 2017, jotta kantaverkkoon syötettävää loistehon määrää vähennettäisiin siellä missä sitä syntyykin. (Fingrid 2021d, 94–95.)

Euroopan laajuisen verkon toteuttamisen ja paremman toimitusvarmuuden sekä energian säästämisen seurauksena tehtyjen laki- ja laitemuutosten vuoksi ovat kustannukset lisääntyneet siirto- ja jakeluverkoissa.

5.2.2 Miten tähän on tultu?

Verkkoyhtiön toimintaa ohjaa eri lait, kuten sähkömarkkinalaki ja sähköturvallisuuslaki sekä asetukset, kuten sähkömarkkina- ja sähköturvallisuusasetukset. Lisäksi ohjeistetaan standardeilla SFS, EN, IEC ja muilla standardeilla. Lisäksi yhtiöiden tulee noudattaa eri ohjeita, ehtoja ja suosituksia, kuten verkkopalveluehdot, verkostosuositukset, sähkönmyyntiehdot, liittymisehdot, toimitusehdot, sähköurakointiohjeet, ST-kortisto ja verkkoyhtiöiden omat urakointiohjeet ja -suositukset. (STUL ry 2018, 22.)

Lainsäätäjien muutokset ja vaatimukset ohjaavat jatkuvasti verkkoyhtiöiden toimintaa. Ne lisäävät valvontaa ja jakeluverkolta vaadittavia ominaisuuksia, joista esimerkkinä on tämä työ, joka koskee jakeluverkon säävarmuuden parantamista. Sähkömarkkinalaki 558/2013,51§ lyhyesti ilmaistuna: Verkon tulee täyttää järjestelmävastaavana toimivan kantaverkonhaltijan asettamat käyttövarmuutta ja luotettavuutta koskevat vaatimukset verkossa. Jakeluverkon vioittumisesta myrskyn ja lumikuormien vuoksi ei saa aiheuttaa asemakaava-alueella yli 6 tunnin sähkönjakelun keskeytystä, sekä muualla kuin asemakaava-alueella yli 36 tunnin keskeytystä, muutamaa poikkeusta lukuun ottamatta. Poikkeukset koskevat saaria, joissa ei ole siltaa tai vastaavaa kiinteää yhteyttä sekä käyttöpaikan sähkönkulutuksen vähäisyyttä enintään 2 500 kWh/vuosi ja investointikustannukset ja etäisyydet ovat poikkeuksellisen suuret. (Sähkömarkkinalaki 2013/588, 51 §.)

5.2.3 Miksi verkkoa kehitetään tähän suuntaan?

Saman sähkömarkkinalain 52§ (15.7.2021/730) mukaan, täytyy jakeluverkkoa kehittää tiettyyn suuntaan. Laki ilmaisee sen mitä kehitykseen täytyy sisältyä. On tehtävä suunnitelma ”jakeluverkon siirtokapasiteetin ylläpitämiseksi sekä uuden sähkötuotantokapasiteetin ja uusien kuormien liittämiseksi jakeluverkkoon seuraavien kymmenen vuoden” aikana. Esimerkkinä mainitaan sähköajoneuvojen latauspisteet ja maasähkön syöttötarve meri- ja sisävesialuksille. Toimenpiteet,

joiden avulla toteutetaan 51 § ja 119 § säädetyt vaatimukset ja ylläpidetään ne. On tehtävä ”suunnitelma sähkönkulutuksen jouston, sähkövarastojen, jakeluverkonhaltijan energiatehokkuustoimenpiteiden ja muiden resurssien mahdollisesta käyttämisestä vaihtoehtona jakeluverkon siirtokapasiteetin laajentamiselle. On myös tehtävä ”vertailut jakeluverkon kehittämistoimien kustannustehokkuudesta.” (Sähkömarkkinalaki 2021/730 6:52 §.)

”Kehittämissuunnitelman tulee sisältää kahden kalenterivuoden jaksoihin jaoteltuina yksityiskohtaiset toimenpiteet, jotka parantavat järjestelmällisesti ja pitkäjänteisesti jakeluverkon luotettavuutta ja varmuutta ja jotka toteuttamalla jakeluverkko täyttää 51 ja 119 §:ssä säädetyt vaatimukset. Kehittämissuunnitelmassa on verkon käyttäjien kohtuullisten tarpeiden mukaisesti kiinnitettävä huomiota sellaisten sähkökäyttöpaikkojen sähkösaannin varmistamiseen, joihin on sijoitunut yhteiskunnan johtamisen tai turvallisuuden, väestön toimeentulon taikka elinkeinoelämän toimintakyvyn varmistamisen kannalta tärkeitä toimintoja ja palveluita. Kehittämissuunnitelmassa on varmistettava avoimuus tarvittavien keskipitkän ja pitkän aikavälin joustopalvelujen osalta. Kehittämissuunnitelmaan sisältyvien sähköjohtojen sijoittelussa on mahdollisuuksien mukaan hyödynnettävä yhteisiä reittejä muiden yhdyskuntateknisten verkkojen kanssa.” (Sähkömarkkinalaki 2013/588 52 §; Sähkömarkkinalaki 2021/730 6:52.)

”Kehittämissuunnitelma on laadittava vähintään joka toinen vuosi. Jakeluverkonhaltijan on kuultava asiaankuuluvia verkon käyttäjiä ja kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon haltijoita kehittämissuunnitelmasta. Jakeluverkonhaltijan on julkaistava kehittämissuunnitelma yhdessä kuulemisen tulosten kanssa. Kehittämissuunnitelma ja kuulemisen tulokset on toimitettava Energiavirastolle. Energiavirastolla on oikeus kuuden kuukauden kuluessa suunnitelman vastaanottamisesta vaatia jakeluverkonhaltijaa tekemään muutoksia kehittämissuunnitelmaan laissa mainituissa asioissa.” (Sähkömarkkinalaki 2013/588 52 §; Sähkömarkkinalaki 2021/730 6:52.)

5.2.4 Yhteistyötä kantaverkon ja sähkönmyyjä- ja verkkoyhtiöiden välillä

”Sähkömarkkinalain (SML) mukaan Fingrid vastaa sähkökaupan ja taseselvityksen edellyttämän tiedonvaihdon kehittämisestä. Fingrid on kehittänyt sähkömarkkinaosapuolille (sähkönmyyjä- ja verkkoyhtiöt) tiedonvaihtopalveluiden palvelukokonaisuuden, jolla edistetään tiedonvaihdon oikeellisuutta ja kehitetään tehokkaita menettelytapoja. Datahub-palvelut tarkoittavat Datahub-projektia, jossa rakennetaan keskitettyä tiedonvaihtojärjestelmää markkinatoimijoiden käyttöön sekä nykyisen tiedonvaihdon palvelukokonaisuutta. Datahub on tarkoitus ottaa käyttöön helmikuun lopussa 2022.” (Fingrid 2021f.)

6 KOMPENSOINTIVAIHTOEHDOT

Kompensointilaitteet sijoitetaan joko keskitetysti tai hajautetusti. Sähköasemille keskitetysti sijoitetut kompensointilaitteet ovat suurempitehoisia kuin hajautetusti sijoitetut. Keskitetysti sijoitettuja kompensointilaitteen voi liittää kaukokäyttöön ja hyödyntää varasyöttötilanteissa. Keskitetyssä kompensoinnissa päämuuntajan jännitetaso saadaan matalammaksi, mikä puolestaan vaikuttaa käämikytkimen säätömahdollisuuksiin. Hajautetusti sijoitetut ovat joko muuntamoissa tai johtojen varsilla. Hajautetusti sijoitetut ovat pienempitehoisia ja paikallisesti tapahtuvaa kompensointia varten eli loisteholähteen lähellä. Hajautetusti sijoitetulla kompensoinnilla saadaan hyötynä häviöiden pienenemisen ja siirtokapasiteetin lisääntymisen lisäksi myös jännitettä laskettua, kun vähennetään kapasitiivistaloista. Kompensointia voidaan tehdä myös keskitetyn ja hajautetun yhdistelmänä. (STUL ry 2018; Klasila 2017, 20.)

Keskitetty kompensointi on nopeampi tapa kompensoida kaapelien tuottama loisteho. Alustavissa tutkimuksissa on havaittu, että parhaan lopputuloksen saavuttamiseksi kannattaa käyttää keskitettyä kompensointia sähköasemilla ja hajautettua lisänä. Kompensointikuristimissa on huomioitava laitteiden äänitaso ja niiden aiheuttamat häiriöt. Laitteisto tarvitsee myös suojausta, jotta laitteisto kestää eikä aiheuta ylijännitteitä verkkoon. (Maviko 2021.)

Kompensoinnin perussäätömahdollisuudet ovat väliottokytkin ja käämikytkin. Niiden ero on, että väliottokytkintä säädetään vain jännitteettömänä, mutta käämikytkimen voi säätää reaktorin ollessa jännitteisenä ja kuormitettuna. Säädetävyys perustuu käämin säädettävyYTEEN. Väliottokytkimeen voidaan laittaa moottorihjaimen, käämikytkimeen voi laittaa automaattisäätäjän. (Autio 2021c.)

6.1 Reaktorit

Reaktoreilla on eri käyttötarkoituksia sähköverkossa. Sarjaan kytkettyjä reaktoreita eli sarjakuristimia käytetään oikosulkuvirtojen rajoittamiseen. Verkon nollapisteen ja maan väliin voidaan laittaa reaktori kompensoimaan maasta erotetun verkon maasulkuvirtoja. Reaktoreita käytetään myös yhdessä kondensaattorin ja

vastuksen kanssa verkon yliaaltojen suodatukseen. Sähköverkon kanssa rinnankytketyt reaktorit eli rinnakkaiskuristimet ovat induktiivisia komponentteja, joita käytetään kuluttamaan loistehoa. (Niemelä 2019, 17.)

Reaktoreita/shunt reactors

Rinnakkaisreaktoreita on nykyään saatavana ilma- ja öljyeristeisenä. Reaktorin kuluttaman loisteho Q lasketaan kaavalla 10:

$$Q = \left(\frac{U}{U_R}\right)^2 * Q_R \quad (10)$$

missä

U	on	verkon jännite
U_R	on	reaktorin mitoitusjännite
Q_R	on	reaktorin mitoitus-teho

(Elovaara & Haarla 2011b, 227.)

KJ-verkossa reaktoreilla rajoitetaan myös oikosulkuvirtaa ja vähennetään kondensaattoriparistojen kytkentäjännitteitä. Estokelaparisto koostuu kondensaattorin ja kuristimen sarjakytkennästä. Nämä muodostavat sarjaresonanssipiirin, joka on viritetty eri taajuudelle kuin verkon ylitaajuudet. Viritystaajuuden yläpuolella paristo on induktiivinen, jolloin se ei vahvista yliaaltoja tavallisilla yliaaltotaajuuksilla. Viritystaajuuden alapuolella tuottaa kapasitiivistaloistehoa. Yliaaltosuodattinta käytetään samalla lailla kuin estokelaparistoja verkoissa. Se kuinka paljon viritystaajuuden yläpuolella oleva paristo vähentäisi kapasitiivista loistehoa, en osaa arvioida. (STUL ry 2018, 56–58.)

6.2 Muu kuin rinnakkaisreaktorilla tehtävä, kapasitiivisen loistehon kompensointi

Jakeluverkonhaltijalla voi olla tahtigeneraattori, jonka magnetoinnilla voi kompensoida, mutta pääomakustannukset ja käyttökustannukset ovat kovat, joten kompensoinnin vuoksi sitä ei hankita. Loistehoa voi kompensoida myös tehoelektronikan avulla muun muassa staattisella loistehon kompensaattorilla (SVC), jotka koostuvat rinnakkain olevasta kondensaattorista ja reaktorista. SVC voi ottaa loistehoa verkosta tai antaa sitä verkkoon ja säätää siten myös jännitettä. Sitä käytetään muun muassa teollisuudessa valokaariuuneissa, valssikäytöissä,

senkkauuneissa ja kaivoshisseissä. Käyttötarkoitus on nopeasti tapahtuvien jännite ja loistehon muutosten kompensoinnissa. SVC:tä voi parannella, jännitelähdesuuntaajalla. Tällöin laitetta kuvataan käsitteellä STATCOM Static Synchronous Compensator. Kyseistä laitetta voi sanoa suomeksi staattiseksi loistehogeneraattoriksi tai staattiseksi tahtikompensaattoriksi. (Elovaara & Haarla 2011a 337–339; STUL ry 2018, 59.)

Tehoelektroniikkaa käyttäviä laitteita on muun muassa sähköautojen älylatauksessa, tuuli- ja aurinkovoimaloissa sekä tasasähköverkoissa ja sähkövarastoissa. Niiden hyödyntäminen on vähäistä ja niistä koituu yleensä monenlaista neuvottelemista, sopimista ja kuluja häviöistä ynnä muuta sellaista eri omistajatahojen välillä. (Kenttälä 2016, 81–82.)

Autolatureiden tehoelektroniikan hyödyntäminen kompensoinnissa voisi olla järkevää tutkia niin ettei omistajatahoja olisi useita. Esimerkiksi sähköyhtiö laajentaisi liiketoimintaansa, omistaisi laturit ja sijoittaisi niitä jakeluverkon varrelle. Silloin eri omistuspohjien aiheuttamat ongelmat jäisivät muodostumatta. Kapasitiivisen loistehon kompensointia voidaan tehdä myös 110 kV puolella, mutta sitä ei käsitelty tässä työssä sen hinnan ja työn laajenemisen vuoksi.

Maasta erotetun ja sammutetun verkon loistehon kompensoinnissa ei ole mitään eroa. Maasulun kompensoinnissa on eroja maasta erotetun ja sammutetun verkon osalta. Loistehon kompensointireaktori on kytketty vaiheiden väliin ja maasulkuvirran kompensointikuristin tähtipisteen ja maan väliin, joten ne eivät vaikuta toisiinsa. Yhdistelmälaitteet, joilla voidaan kompensoida molempia, maasulkuvirtaa ja loistehoa, käämitys on siten, että loistehon kompensointireaktorin tähtipiste tuodaan maihin, mutta se ei ole yleinen tapa. (Autio 2021a.)

Näillä yhdistelmälaitteilla kapasitiivisen loistehon kompensoinnin yhteydessä voidaan vaikuttaa myös maasulkuvirtaan. Jakeluverkoissa paljon käytettävien AHXAMK-W tyyppisten kaapelien maasulkuvirran kasvua voidaan arvioida karkeasti käyttämällä arvoa 2,7 A/km. Arvo kerrotaan suoraa verkossa olevilla kaapelien kilometrimäärillä. Maakaapeleiden valmistaja ilmoittaa maakapasitanssin aikaansaamaksi maasulkuvirraksi 2,4–3,0 A/km. KJ-ilmajohtojen purkamisen

huomioiminen vaikuttaa vähänlaisesti maasulkuvirta-arvojen laskennan lopputulokseen. Avojohtoon maasulkuvirran tuotto on noin 0,07 A/km. (Manninen 2020, 46; Autio 2021e.)

Yliaaltopitoisessa verkossa voidaan joutua myös tekemään ratkaisuja särötehon osalta, mutta siihen ei voida vaikuttaa perustajuisella kompensoinnilla. Yliaaltajännitteiden osalta yleisen jakeluverkon suurin sallittu taso määritellään standardissa SFS-EN 50610 Yleisen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet. Lisääntyneet UPS- laitteet, elektroniikka ja suuntaajat ynnä muut lisäävät verkossa yliaaltoja, jotka kykenevät tuottamaan häviöiden kasvua, laskutusmittauksien häiriöitä ja releiden virhetoimintoja yleisessä jakeluverkossa. (STUL ry 2018, 30–32.)

Muuntaja kuluttaa käydessään loistehoa magnetoinnissa ja pitkittäisreaktansseissa. Pitkittäisreaktanssien kuluttama loisteho riippuu muuntajan kuormituksesta, joten kuormitukseen nähden ylisuuria muuntajia ei kannata verkkoon laittaa. Muuntajan kuluttama loisteho lasketaan kaavalla 11: (Väisänen 2012, 49.)

$$Q_m = X_k * \left(\frac{S_k}{S_N}\right)^2 * S_N + Q_{mm} \quad (11)$$

missä

Q_m	on	muuntajan kuluttama loisteho kVar
X_k	on	muuntajan suhteellinen oikosulkureaktanssi
S_k	on	kuormituksen näennäisteho kVA
S_N	on	muuntajan nimellisteho kVA
Q_{mm}	on	muuntajan magnetointiloisteho kVar

(Väisänen 2012, 49.)

Rinnakkaiskondensaattoripariston kehittämä loistehoon on sama kuin maakaapeleiden kehittämä loisteho saadaan kaavalla 12: Elovaara & Haarla 2011b, 229.)

$$Q = \omega C U^2 = \left(\frac{U}{U_R}\right)^2 * Q_R \quad (12)$$

missä

Q	on	loisteho [var]
ω	on	kulmataajuus (2πf)

C on kondensaattorin kapasitanssi [F]
U on verkon jännite [V]
 U_R on kondensaattorin mitoitusjännite [V]
 Q_R on kondensaattorin mitoitusteho [var]
(Elovaara & Haarla 2011b, 229.)

7 MARKKINOIDEN LAITTEISTOVAIHTOEHTOJA

Sähköpostikyselyjä tehtiin KKM Power Oy:lle, Siemens Oy:lle, Maviko Oy:lle, Multirel Oy:lle ja Arnon Oy:lle eli Tampereen Kondensaattoritehtaalle sekä laitteita katsottiin More Trafon verkkosivuilta. Hitachi Energy Finland Oy:n/ABB:n asiakaspalvelusivujen kautta tehtiin yhteydenottopyyntöjä. Siemensillä ja Tampereen kondensaattoritehtaalla ei ollut tarjota kyseisiä 20 kV:n laitteita. Vastanneiden ja kiinnostusta herättävien laitetoimittajien tietoja esitellään seuraavissa luvuissa.

7.1 KKM Power

KKM Powerin tuotteista löytyy hajautettua ja keskitettyä kompensointia, jakelumuuntajat ja muuntajat petersenkelalla. Lisäksi löytyy Hubbel Power Systems ja Auxiliaries eli maailmanlaajuisesti sähköntoimitusta tukevat tuotteet ja apulaitteet. (KKM Power 2021.)

7.1.1 20 kV:n kompensointireaktorit

Suomessa KKM Powerin tuotteita myyvät tukkuliikkeet, SLO Oy, Onninen Oy ja Rexel Finland Oy. Kapasitiivisen loistehon kompensointireaktoreita löytyy öljy- ja ilmaeristeisenä 65 dB:nä ja hiljaisempinakin, mutta paino ja koko kasvavat, kun tehdään hiljaisempi. Öljyeristeisiä kompensointireaktoreita käytetään yleisemmin. Keskitettyä kompensointia saa 5–6 MVarin asti. Säättöportaita on yleisimmin viisi. Reaktorin ohjaus, Off loading eli reaktori ajetaan alas ja sitten moottorihjauksella kaukokäytöstä ohjataan, ohjauslisä maksaa noin 10 000 euroa. Sitä löytyy myös jännitteisenä säätävänä, mutta on kallis. Jännitteisenä säätämisen mahdollisuutta kannattaa käyttää vasta yli 6 MVarin kompensointilaitteissa. (Juhola 2021.)

Hajautetussa kompensoinnissa käytetään yleisimmin 178 kVarin SHR/SHR8 rinnakkaiskuristin väliottokytkimellä. Yleensä valitaan 5 säättöporrasta ja maasulkusuojaus tulee samalla mahdolliseksi 15 A:iin asti. Laitteet tehdään posliiniläpivienneillä. (Juhola 2021.)

7.1.2 Laite-esimerkit

Tuote- esimerkeissä yhdistelmälaitteet ovat tarkoitettu maasulun ja loistehon kompensointiin. SHR-sarjan yhdistelmälaite on tarkoitettu laitettavaksi jakeluverkon varrelle. Kuva 6. SUBCOMP-sarjan yhdistelmälaite on tarkoitettu laitettavaksi sähköasemalle. Kuva 7. (SLO 2021.)

SHR-sarja

- Rinnakkaiskuristin säädettävällä maasulkuvirran kompensoinnilla.
- Loistehon ja maasulkuvirran kompensointi tapahtuu samalla yksiköllä.
- Maasulkuvirran kompensointi on säädettävissä 5–15 A:n.
- Loistehon kompensointi mahdollisuus on 59–178 kVar.
- Äänitaso normaalikäytössä on 60 dBA CNT-sarjassa.
- Jakelumuuntaja säädettävällä maasulkuvirran kompensoinnilla kokoluokat 50–200 kVA.
- Maasulkuvirran kompensointi säädettävissä 5–15 A:n. (SLO 2021.)



Kuva 6. SHR sarjan yhdistelmälaite, maasulun ja loistehon kompensointiin (SLO 2021)

SUBCOMP-sarja

- Keskitetty maasulkuvirran kompensointiyksikkö.
- Maasulkuvirran kompensointi on säädettävissä 25–50 A:n.
- On tarkoitettu sähköasemalle tukemaan vanhaa keskitetyn kompensoinnin laitteistoa SSHR.
- Reaktori loistehon kompensointia varten.
- Reaktorin kokoluokat ovat 1000–3000 kVAr.
- Reaktori on tarkoitettu asemareaktoriksi kompensoimaan kaapeliverkon peruskuormaa. (SLO 2021.)



Kuva 7. SUBCOMP-sarjan laite sähköasemalle (SLO 2021)

7.2 MAVIKO

Mavikon tuotteita ovat älymuuntamot i1000, maasulun ja loistehon kompensointi sekä sähköasemat ja laitesuojat. Palveluja löytyy koeistuksen ja testauksen sekä automaatiomuutosten ja automaatiopäivitysten tekemiseen. Löytyy myös viestiliikenne ja kaukokäyttö sovelluksia. (Maviko 2021.)

7.2.1 20kV:n reaktorit

Mavikolta kapasitiivista loistehonkompensointia on saatavana hajautettuna, keskitettynä, kiinteänä tai säädettävänä. Säädot toteutetaan jännitteettömänä tai jännitteellisenä. Jännitteettömänä säädettävien reaktorien säädot toteutetaan väliotokytkimellä ilman moottoriohjainta tai sen kanssa. Jännitteisenä säädettävien reaktorien säädot toteutetaan käämikytkimellä tai käämikytkimen automaattisäätäjällä. Hajautetun loistehon kompensoinnin yksiköitä on saatavilla myös yhdistelmälaitteina, joissa voi olla myös jakelumuuntaja ja/tai maasulkuvirrankompensointikäänitys. (Maviko 2021.)

Jokainen shunttireaktori valmistetaan tilauksesta ja suunnitellaan asiakkaan vaatimusten mukaisesti. Räätelöity suunnittelu ottaa huomioon erityisvaatimukset, kuten työmaan tilarajat ja melutasovaatimukset. Kuva 8 Mavikon 20,5 kV:n shunttireaktori Kuva 8. Mavikon 20,5 kV:n shunttireaktori (Autio 2021d) OLTC säädöllä, Variable Shunt Reactors eli VSR with OLTC. Laitteita valmistetaan kokoluokassa 2–4 MVar. (Autio 2021d.)



Kuva 8. Mavikon 20,5 kV:n shuntireaktori (Autio 2021d)

Shuntireaktorissa on rautasydän, joka on jaettu yhdellä tai useammalla ilmavälillä. Tarkoituksena on minimoida häviöt, ääni ja värinä. Shuntireaktorit voidaan tehdä yhdistelmälaitteena, joissa yhdistettyinä shuntireaktori ja Petersonin kela ja kun nolajohto maadoitetaan se kompensoi myös maasulkua. Pienempiä shuntireaktoreita voidaan valmistaa, joko hermeettisesti suljettuna tai hengittäväinä. Isommille teholuokille suositellaan käytettäväksi jäykkää jäähdyttimen säiliörakennetta ja öljyn paisuntasäiliötä. Shuntireaktori toimii verkkoon kytkettynä aina jatkuvasti ja täydellä teholla, ellei sitä ole varustettu välitoilla ja käytössä ole alhaisemmat teholuokat. Kuorman vaihteluita varten (kausiluonteinen tai päivittäinen) muuttuja Shunt Reactor (VSR) voi olla taloudellinen ratkaisu. Tällainen yksikkö on yleensä varustettu käämikytkimellä (OLTC) säätöä varten senhetkestä loistehosta. (Autio 2021d.)

7.2.2 Kompensointiportaat ja häviöarvostus

Kompensointiportaat voidaan mitoittaa asiakkaan haluamille arvoille. Yleisin säätö esimerkiksi 3 MVar reaktorissa jännitteettömänä säädettävällä väliottokytkimellä 50 % -100 % portailta 1500–1875–2250–2650–3000 kVar. Reaktorin

käyttöikä on 40–50 vuotta niin hermeettisillä kuin paisuntasäiliöllisilläkin. Paisuntasäiliöllistä arvellaan kestävämmäksi. Suuritehoiset reaktorit ovat aina paisuntasäiliöllisiä. Äänen tasot ovat yleisimmin metrinpäästä mitattuna pienemmät kuin 65 dB(A). (Autio 2021b.)

Reaktorin häviöarvostus on ollut noin 2500 €/kW-6500 €/kW. Isommalla häviöarvostuksella saa pienempihäviöisen reaktorin, jolloin ääni on myös pienempi. Öljyeristeiset laitteet toimitetaan rautasydämellä. (Autio 2021c; 2021d.)

7.2.3 Laitesuojat, suojaus ja suunnitteluparametrit

Sähköasemalla asennusvaihtoehtona katos on yleisin ja hyvä vaihtoehto. Maksimissaan 3 MVar laitteen voi asentaa myös passiivituuletettuun laitesuojaan, jos häviöt ovat pienet eli 0,5 % tai alle. Reaktorille kannattaa määritellä suurin sallittu jatkuva käyttöjännite eli U_{max} arvo. Suositus jatkuvalla käyttöjännitteelle on 21,5–22,5 kV. Tällä jännitteellä suoritetaan myös lämpenemäko. Suuri käyttöjännitteen arvo nostaa laitteen hintaa tarpeettomasti. (Autio 2021c.)

Reaktorin voi asentaa myös syvemmälle verkkoon sijoitettavaan itsenäiseen reaktoriasemaan. Asema on varustettu kahdella johtolähdöllä sekä reaktorin katkaisijalla. Johtolähdöt voidaan varustaa vikaindikaattoreilla ja laitteisto kytkeä kaukokäyttöön. Asemassa on myös oma omakäyttömuuntaja. (Autio 2021c.)

Reaktoriasema sisältää suojarakennuksen, automaation ja betoniperustuksen. Reaktoriasemaan voi laittaa korkeintaan 3 MVar reaktorin. Mikäli reaktoriasema laitetaan sähköasemalle, sillä on oltava vähintään betoniperustus öljyaltaalla, minkä hinta on noin 6 000 euroa. Reaktoriasema automaatiolla varustettuna maksaa noin 35 000 euroa. Reaktorin käämikytkimen automaattisäätäjä maksaa suunniteltuna, asennettuna ja käyttöönotettuna arviolta 15 000 euroa. (Autio 2021b.)

Suosittelavaa on, että shunttireaktorit varustetaan vähintään yhtä hyvillä valvontajärjestelmillä kuin tehomuuntajat, eli öljylämpömittareilla, öljytason ilmaisimella, kaasureleellä ja ylipaineventtiilillä. Kytkentätransienttijännitteet, mukaan lukien shunttireaktorit ovat järjestelmissä erittäin korkeita. Shunttireaktorioiden pitäisi siksi olla suojattu vähintään ylijännitesuojalla, mutta mieluiten RC-suodattimella. Tes-

taus: Kaikille shunttireaktoreille tehdään rutiinitestaus (IEC-standardit) ennen toimitusta. Tämän lisäksi yksikkö altistetaan lämpötilan nousukokeelle. Öljyyn liuenneen kaasun analyysi (DGA) tehdään ennen koetta ja kokeen jälkeen. Tämä lisättestaus osoittaa, ettei käämeissä, sydämessä tai tukirakenteissa ole kuumia kohtia. Se takaa reaktoriyksikön, joka toimii sujuvasti käytössä koko suunnittelun elinkaaren ajan. (Autio 2021d.)

Tarjouspyynnössä tarvitaan seuraavat suunnitteluparametrit: Nimellis-, suurin käyttö-, korkein järjestelmä jännite ja reaktorin teho, joko kVar tai MVar:na yksikköä kohden. Esitetään loistehon säätötapa, säätöalue ja säätelykeinot NLTC / OLTC. Selvitetään järjestelmän taajuus sekä kytkentä yhteys YN tai Y. Lisäksi tarvitaan melutasovaatimukset ja energiatehokkuusvaatimus sekä asennuspaikka mahdollisine tilarajoituksineen. (Autio 2021d.)

7.3 Multirel

Multirelin tuotteita on saatavana muun muassa sähkönjakeluun, päämuuntajia, erottimia ja kojeistoja. Löytyy myös kompensointi ja maasulkureleet sekä sähkön laatu- ja mittalaitteet. Aurinkosähkön komponenteista löytyy muun muassa kaapelit, summaimet ja liittimet. Liittimiä ja kaapeleita löytyy myös elektroniikkaan ja teollisuuteen. Saatavilla on erikokoisia kaapelisuoja ja vastaanottimia teollisuuden kauko-ohjaukseen. (Multirel 2021b.)

Palveluja löytyy KVR-projektien toteuttamiseen, maasulkukokeiden tekemiseen, huoltojen ja tarkastusten suorittamiseen sekä suunnitteluun ja konsultointiin. Löytyy myös palvelut koestuksiin ja käyttöönottoon sekä mittauspalvelut muun muassa sähkönlaadun ja sähkölaitteiden kunnonvalvontaan. (Multirel 2021b.)

7.3.1 20 kV:n reaktorit

Multirel toimittaa EGE reaktorit eli rinnakkaiskuristimet KJ-verkon kompensointiin, joko hermeettisenä tai paisuntasäiliöllä 5 MVA asti. Reaktorin teho voi olla joko kiinteä tai välilotto- tai käämikytkimellä säädettävissä. Säädön toteutustapa riippuu reaktorin säätötavasta. Säätö voidaan tehdä jännitteisenä ja kuormitet-

tuna, mikäli reaktori on varustettu käämikytkimellä. Väliottokytkimellä varustettua reaktoria voidaan säätää vain jännitteettömänä. Säätö voi tapahtua moottorilla tai manuaalisesti. Tuotevalikoimassa ei ole niin sanottuja yhdistelmälaitteita. Maasulkuvirran kompensointiin on oma erillinen laite. (Multirel 2021a.)

20 kV toimitetut reaktorit ovat olleet nimellisteholtaan 1, 2 ja 3 MVar tehoisia. Osa toimitetuista laitteista on ollut kiinteitä eli ilman tehonsäätöä ja osa väliottokytkimellä tai käämikytkimellä varustettuja. Käämikytkimellä varustettu reaktori on ”periaatteessa aktiiviosaltaan muuten samanlainen kuin väliottokytkimellä varustettu reaktori, mutta käämitykset ovat väliottokytkimen sijaan johdotettu käämikytkimelle, joka sijoitetaan varsinaisen aktiiviosan yhteyteen. Käämikytkin on huomattavasti väliottokytkintä suurempi, joten paketti asennetaan isompaan tankkiin, jossa on tila myös käämikytkimelle. Näin ollen käämikytkinreaktori on ulottuvuudeltaan selvästi väliottokytkentäistä reaktoria suurempi.” Käämikytkin tarvitsee lisäksi tankin ulkopuolelle ohjauskaapin ja -akselistot, jotka lisäävät reaktorin kokoa. (Forsblom 2021.)

7.3.2 Kompensointiportaavat, häviöiden arvostus ja laskenta

Säätöportaavat ja häviötasot voidaan valmistaa asiakkaan toiveen mukaan. Yleisimmät reaktorien koot ja säätöportaavat ovat olleet

- 1 MVar: säätö 500 – 1000 kVar
- 2 MVar: säätö 1000 – 1500 – 2000 kVar
- 3 MVar: säätö 1000 – 1500 – 2000 – 2500 – 3000 kVar
- 3 MVar: säätö 1500 – 1875 – 2250 – 2625 – 3000 kVar
- 3 MVar: säätö 2000–2500–3000 kVar.

Hintaan vaikuttaa säätöalueen laajuus sekä laitteen häviötaso. Molemmat tekijät vaikuttavat myös reaktorin rakenteeseen ja sen kautta laitteen painoon. ”Mitä pienemmät häviöt ja- tai laajempi säätöalue reaktorille halutaan, sitä suurempi reaktorista tulee, koska tarvitaan suurempi magneettinen sydän, sekä suuremmat käämit.” (Forsblom 2022.)

”Raaka-aineet (sydänmateriaali sekä käämitysmateriaali, joka EGE:n reaktoreissa on kupari) muodostavat suurimman osan reaktorin hinnasta.” Edellä mainitut ominaisuudet vaikuttavat merkittävästi reaktorin hintaan. Eli mitä laaja-alaisempi säätöalueesta halutaan ja mitä pienempi häviöteho reaktorille halutaan, sitä arvokkaampi laitteesta tulee. ”Häviötasoissa alle 1 % häviöihin on helppo päästä, mutta alle 0,5 % häviöihin on haastava päästä, jos puhutaan käyttölämpötilan häviöistä.” (Forsblom 2022.)

”Reaktorin häviöt voidaan arvostaa hankintahinnan rinnalle, laskemalla reaktorin käyttämän häviöenergian hinta tietylle aikavälille. Jos tiedetään häviöarvostus (yleensä tilaaja laskee tietyllä energian hinnalla tietylle ajalle, esimerkiksi 20 vuodelle, jolloin saadaan tietty yksikköhäviöhinta, €/kW), niin reaktorin häviöt voidaan optimoida siten, että kokonaiskustannus (hankintahinta + häviöhinta) kyseessä-olevalle aikavälille saadaan minimoitua.” (Forsblom 2022.)

”Tyypillinen reaktorin häviöarvostuksen arvo on yleensä ollut noin 3000–5000 €/kW. Käytännön esimerkkinä tämä tarkoittaa siis, että jos 3 MVar reaktorille ilmoitetaan 0,7 % häviöt, niin häviöiden suuruus on $0,7 \% \times 3 \text{ MVar} = 21 \text{ kW}$. Tällöin häviöiden kokonaishinnaksi saadaan esimerkiksi $21 \text{ kW} \times 5000 \text{ €/kW} = 105\,000 \text{ €}$, joka on siis selvästi suurempi kuin pelkän reaktorin hankintahinta.” (Forsblom 2022.)

”Häviötason optimi lienee usein 0,5–0,7 % välillä, riippuen millä sähkön hinnalla, kuinka pitkälle ajalle ja millä käyttötuntimäärällä häviöt arvostetaan, eli kuinka suuri on yksikköhäviön hinta. Usein hankintahintaa arvostetaan enemmän kuin häviöiden hintaa mm. rahoitusmallin ja verkostoarvon vaikutuksen takia, jolloin hintatekijöillä voi olla eri painotukset reaktoreita vertailtaessa.” (Forsblom 2022.)

Häviöt ovat se menoerä, jota maksetaan vuosikymmeniä, arvostusten laskutavasta riippumatta. ”Häviöiden suhteen kannattaa huomioida ovatko ne ilmoitettu reaktorin lämpötilan ollessa +20C vai +75C (maksimi käyttölämpötila). Multirelin reaktorit mitataan noin +20 lämpötilassa ja laskennallisesti lasketaan ja ilmoitetaan häviöt +75 lämpötilassa. Todelliset häviöthän ovat, jossain tällä välillä. Eroa voi olla 0,1 %-yksikköä, eli jos mitattu arvo on 0,6 %, niin todellinen häviö maksimilämpötilassa on noin 0,7 %. 3 MVar reaktorissa tämä tarkoittaa 3 kW häviötehon nousua.” (Forsblom 2021.)

7.3.3 Hinta-arvioita

Multirelin hinnat tällä hetkellä suuntaa antavasti ovat

- 1 MVar kiinteä: 30 k€
- 3 MVar kiinteä: 50 k€
- 3 MVar säädettävä 1–3 MVar: 70 k€
- 3 MVar säädettävä käämikytkimellä 150 k€.

Asennuksen hinta tulee suunnittelusta, asennuksesta, tarvikkeista, käyttöönotto-
testeistä ja dokumentoinnista ja vaihtelee arviolta noin 30–50 000 euroa reaktoria
kohden. Lisäksi tulee usein muita kuluja esimerkiksi kennojen lisääminen 20 kV
kojeistoon ja niiden ottaminen käyttöön. (Forsblom 2021.)

7.3.4 Laitesuojat

Laitesuojaksi löytyy muun muassa teräskehikolla harjakattoinen katosratkaisu.
Ulkomitat (PxLxK) 4800 mm x 3600 mm x 3500 mm (pidennetyillä räystäillä). Si-
sämitat (PxLxK) 4430 mm x 2120 mm x 2860 mm (sisäkorkeus betoniperustuk-
sen pohjalta harjakaton alareunaan). (Forsblom 2022.)

Suojarakennus 3 MVar kompensointireaktorille, harjakattoinen, peltiverhoiltu ja
integroidulla betoniperustuksella. Ulkomitat (PxLxK) 4800 mm x 2600 mm x 3500
mm. Sisämitat (PxLxK) 4430 mm x 2120 mm x 2860 mm (sisäkorkeus betonipe-
rustuksen pohjalta harjakaton alareunaan). (Forsblom 2022.)

Ilmanvaihto laitesuojassa toteutetaan kahdessa ryhmässä olevilla puhaltimilla,
yhdessä ryhmässä kaksi puhallinta. Puhaltimien ohjaus toteutetaan ohjauskes-
kuksella, jossa on vuorottelurele ja apukontaktorit, jotka tasapainottavat puhalti-
mien käyttöaikaa silloin kun molemmat puhallinryhmät eivät käy yhtä aikaa.
(Forsblom 2022.)

Öljyn valuma-allas 3 MVar loistehon kompensointireaktorille betoniallas, pilarit ja
kansi sekä syvennys tyhjennyspumulle. Ulkomitat (PxLxK) 3635 mm x 2420 mm
x 900 mm. (Forsblom 2022.)

8 HSO:N LOISTEHO

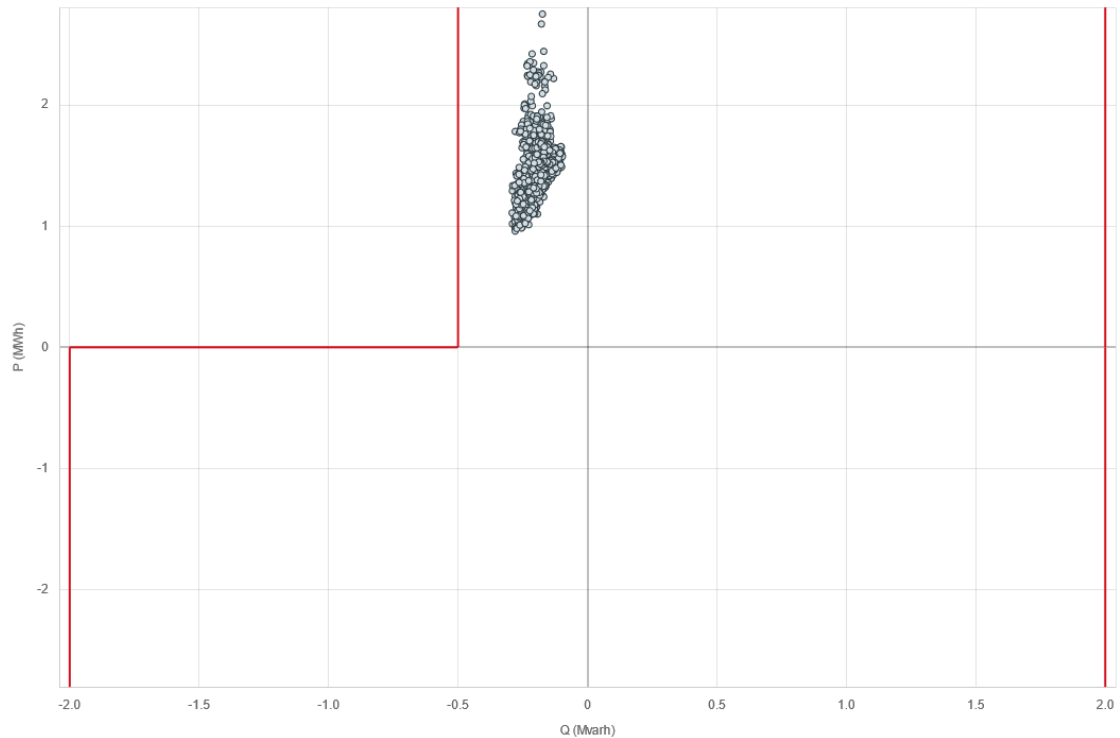
HSO:n verkon liityntäpisteitä kantaverkkoon on kolme: Onkamo, Nurmesoja ja Kortesus. Loisteho otto ja anto seurataan kaikilla liityntäpisteillä erikseen.

8.1 HSO:n loistehon nykytilanne

Jakeluverkossa ei ole vielä yhtään kompensointilaitetta kapasitiivisen loistehon vähentämiseksi. Aiemmin induktiivisen loistehon hallintaan käytetyt kondenssaattorit on otettu pois käytöstä. Verkossa ei ole ollut vielä merkittäviä haittoja maakaapeleiden tuottaman kapasitiivisen loistehon vuoksi eikä myöskään jännitteiden nousun osalta.

Onkamo-Häyrysenniemen sähköasema

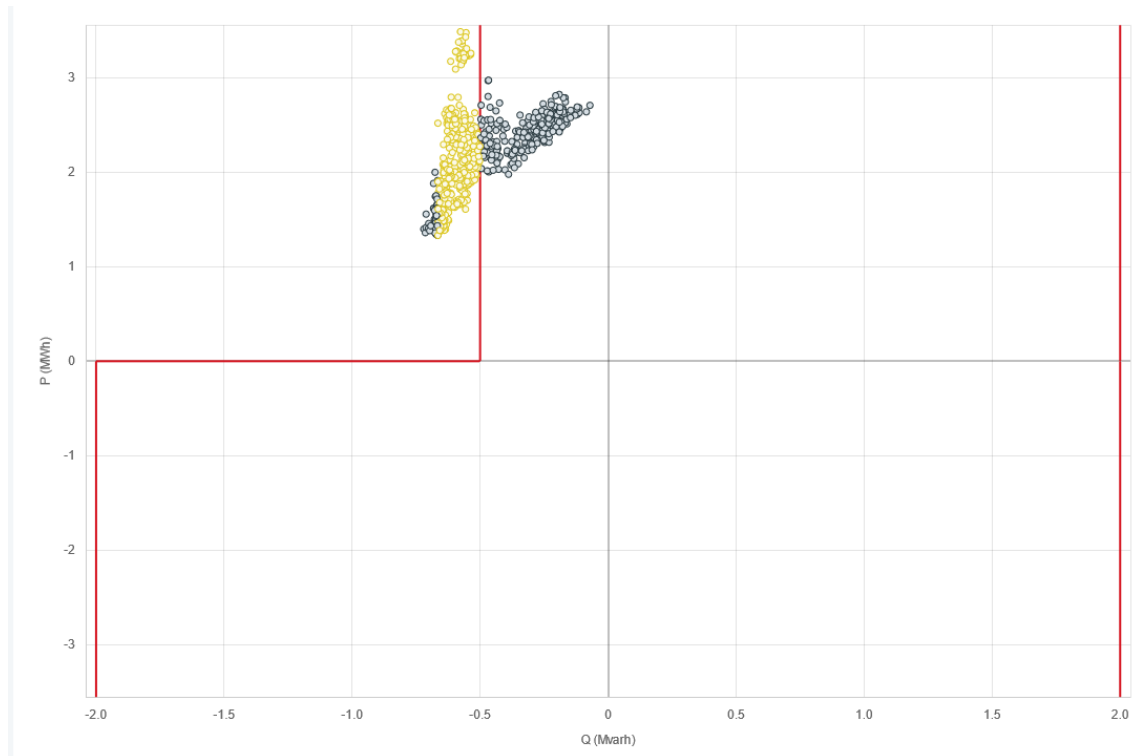
Onkamon osalta ei ole ollut loistehoikkunan ylityksiä, kesäaikanakin on pysytty loistehoikkunassa. Kuva 9 on heinäkuulta 2021. Onkamon liittymispisteen osalta on lähivuosina tiedossa hiukan kapasitiivisen loistehon kasvua, joten kesäaikainen loistehoikkunan ylitys on mahdollinen parin vuoden kuluessa. Ylitys riippuu tietenkin myös siitä, pysyykö tämänhetkiset loistehoikkunanrajat voimassa ja sama tahti kaapelointien tekemisessä. Fingridin verkon Onkamon liittymispisteen loistehoikkuna on Kuva 9. (Haukiputaan Sähköosuuskunta 2021.)



Kuva 9. Onkamon loistehoikkuna 7/2021 (Haukiputaan Sähköosuuskunta 2021)

Nurmesoja-Kellon sähköasema

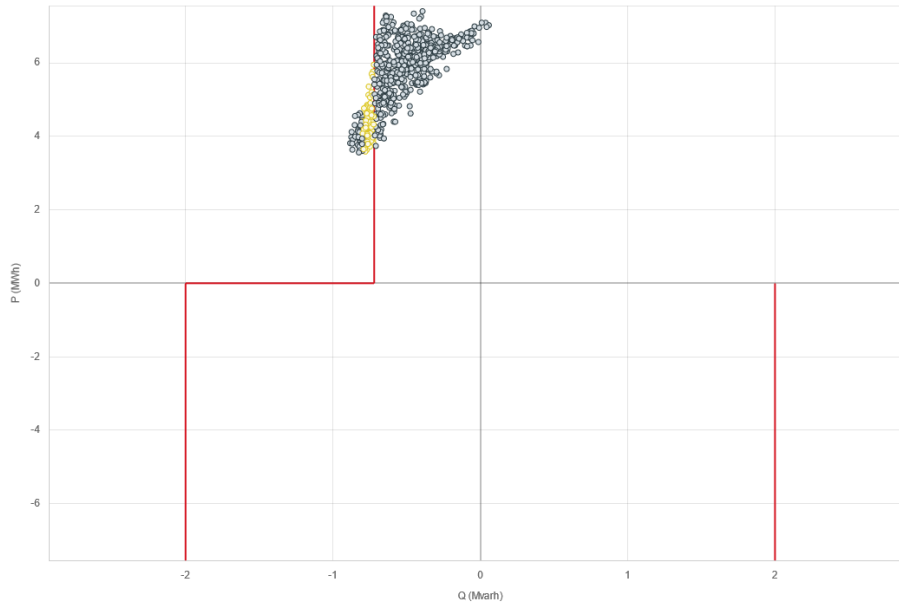
Loistehoikkunan antoraja on ylittynyt kesäaikana jo kolmena vuonna. Tällä hetkellä loistehoikkuna ylittyy touko-lokakuun välillä niin, että maksuja kertyy. Kuu-kauden suurin laskutettava loissähköylitys on kesäkuulta -0,18 MVar ja loissähköylitysten loisenergiasumma 45,99 MVarh. Suurin mitattu induktiivinen loisenergiamittaus on tammikuulta +0,67 MVarh ja ottoraja on 2 MVar, joten kompensointia kannattaisi harkita. Kompensoinnista tällä hetkellä Fingridille maksettavat summat eivät vielä ole kovin isot, verrattaessa kompensoinnin investointikustannuksiin. Maakaapeloinnit jatkuvat, joten liityntäpisteen anto Fingridin verkkoon tulee lisääntymään, mikäli ei kompensoida. Kaapelointien määrä ei ole tiedossa, joten ei myöskään kompensointitarpeen lopullista määrää voi vielä arvioida. Keskitetyn reaktorin koko kannattaa valita, kun tiedetään kaapeloitavat kilometrit. Ensimmäinen kompensointiporras kannattaa valita sen mukaan, ettei induktiivisen ottoraja ylitä kovillakaan pakkasilla. Fingridin verkon Nurmesojan liittymispisteen loistehoikkuna on Kuva 10. (Haukiputaan Sähköosuuskunta 2021.)



Kuva 10. Nurmesojan loistehoikkuna 7/2021 (Haukiputaan Sähköosuuskunta 2021)

Kortesuo-Haukiputaan sähköasema

Loistehoikkunan antoraja on ylittynyt kesäaikana useampana vuonna. Tällä hetkellä loistehoikkuna ylittyy touko-elokuun välillä. Kuukauden suurin laskutettava loissähköylitys on $-0,13$ MVar ja loissähköylitys on suurimmillaan ollut $11,91$ MVarh. Induktiivisen puolen ylityksiä ei ole ollut talviaikoina. Suurin mitattu induktiivinen loisenergiamittaus on $1,76$ MVarh ja raja-arvo $2,87$ MVar, joten MVarh verran olisi vara siirtyä induktiivisemmalle puolelle, tämänhetkiseen loistehoikkunaan verrattaessa. Loissähkölasku on tällä hetkellä vielä vuositasolla sadoissa euroissa, joten investoinneilla ei ole kiire, tämänhetkisen loistehoikkunan puitteissa ja tämänhetkisillä Fingridin hinnoilla. Maakaapeleiden laittaminen kuitenkin jatkuu ja päämuuntaja ykkösen taakse on tulossa paljon muutoksia. Keskitetyn reaktorin hankkimiseen kannattaa varautua. Fingridin verkon Kortesuon liittymäpisteen loistehoikkuna on Kuva 11. (Haukiputaan Sähköosuuskunta 2021.)



Kuva 11. Kortesuon loistehoikkuna 7/2021 (Haukiputaan Sähköosuuskunta 2021)

8.2 Kompensointiratkaisujen ehdotukset asemille

Nurmesojan liityntäpisteeseen vaikuttaa Kellon sähköaseman päämuuntaja. Päämuuntajan alueella ei ole tiedossa kahta kilometriä enemmän lähiaikoina tehtäviä kaapelointeja. Sähköasema saattaisi pärjätä pienellä kompensoinnilla kauankin, mutta Kalimenkylän ja kaupungin läheisyyden vuoksi asemalle ei kannata laittaa pientä keskitettyä kompensointia tässä vaiheessa. Tämänhetkiset suunnitelmat rajoittuvat 2029 alkuun. Pitemmän tähtäimen kaapelointisuunnitelman valmistuttua, keskitetyn reaktorin valintaa kannattaa harkita. Mikäli maasulkuvirrat vaativat toimenpiteitä jonkin johtohaaran osalta, voi niiden yhteydessä huomioida myös loistehon kompensointia yhdistelmälaitteella. Teollisuuden tehoelektronikan hyödyntämismahdollisuutta kesäaikana kannattaa myös harkita, ennen keskitetyn reaktorin hankintaa, mikäli Fingridin kompensoinnin hinnat nousevat.

Kortesuon liityntäpisteeseen vaikuttaa Haukiputaan sähköaseman kaksi päämuuntajaa. HPU 1 päämuuntajan osalta kaapelointeja on tulossa paljon, ehkä kymmeniä kilometrejä, joten lopullisten kaapelointitietojen selvittyä voi päätellä keskitetyn kompensointireaktorin koon. Suunnitteluinsinöörin visioihin verraten, reaktoriksi voisi valita 2–3 MVarin reaktorin käämikytkimellä. Ensimmäinen kompensointiporras pitäisi valita niin, ettei pakkasilla mene induktiivinen ottoraja yli.

1 MVarin reaktoria voi jäädä pieneksi pitkällä tähtäimellä. Kyseisellä päämuuntajalla on jo maasulun kompensointilaite. HPU 2 päämuuntajan kohdalla, ei ole tiedossa isompia kaapelointimuutoksia, joten sen osalta ei kompensointia kannata suunnitella.

Onkamon liityntäpisteeseen vaikuttaa Häyrysen sähköasema. Onkamon osalta arvioin, että mikäli suunnitteluinsinöörin kaapelointi visiot tulevat toteutumaan täysimääräisesti, Häyryseniemen sähköasemalle voisi laittaa 1 MVar tai 2 MVar keskitetyn kompensoinnin siinä vaiheessa, kun kolmannes on kaapeloitu. Mikäli kompensointia halutaan aiemmin suorittaa, Fingridin hintojen muuttumisen vuoksi tai jostain muusta syystä, hajautettua kompensointia voidaan käyttää. Voidaan esimerkiksi käyttää KKM Powerin yhdistelmälaitetta, Shunttireaktori Petersén-kelalla, jossa on mukana maasulkuvirran kompensointia samassa 15 A asti tai jakelumuuntaja Petersén-kelalla ja Shunttireaktorilla. Mavikon vaihtoehto olisi itsenäinen reaktoriasema, jossa on kaksi johtolähtöä sekä reaktorin katkaisija sekä omakäyttömuuntaja. Johtolähtö voidaan varustaa vikaindikaattorilla ja laitteisto kytkeä kaukokäyttöön. Reaktoriasemaan voi laittaa maksimissaan 3 MVar reaktorin.

Häyrysen sähköaseman Onkamon haaran osalta voisi olla hyvä ratkaisu tehdä kapasitiivisen loistehon kompensointi yhdistelmälaiteella, jossa on muuntaja ja reaktori, mikäli kapasitiivisen loistehon kompensointia siellä tarvitaan. Onkamolla on jo olemassa yksi maasulun kompensointilaite. Maasulkuvirran kompensoinnin lisätarve kannattaa myös tarkistaa samalla kertaa. Häyrysen sähköaseman osalta kaapelointia on tulossa lähiaikoina kilometri Halosenniemeen, mutta kompensoinnilla ei ole vielä mikään kiire, halvemaksi tulee maksaa hieman Fingridille, koska hajautettu kompensointi on kallista.

8.3 HSO:n loistehon tulevaisuus

Ilmalinjojen muuttaminen maakaapeleiksi ja teiden varsille edistyy joka vuosi suunnilleen saman verran. Minkä verran ja milloin kaapeloinnit ajoittuvat millekin liityntäpisteen kohdalle, ei ole vielä tiedossa. Toisaalta KJ-kaapeleilla käyttökapasitanssi pienenee kaapelin pienentyessä. PJ-kaapeleilla puolestaan käyttökapasiteetti suurenee kaapelin pienetessä, joten näillä on vastakkainen vaikutus

loistehon tuottamisessa, joten PJ-kaapelointien määrä vaikuttaa myös lopputulokseen. Vertailin Prysmian AXMK-PLUS 4-johtimisen ja AHXAMK-W kapasitanssiarvoja. Kapasitiivisen kompensointitarpeen lisääntymisen estämiseksi kannattaa 20 kV:n ilmajohtoja jättää ja siirtää teiden varsille, koska kaapeleilla on huomattavasti suurempi kapasitiivisenloistehon tuottokyky, kun ilmajohtoilla.

Kompensointia tarvitsee tulevaisuudessa näillä näkymin asemilla ainakin keskitetysti Haukiputaan sähköaseman päämuuntaja ykkösellä. Muiden päämuuntajien osalta ratkaisut kannattaa tehdä vasta lopullisten kaapelointisuunnitelmien varmistuttua. Hajautetun kompensoinnin laitto on kallista verrattuna yhden isomman reaktorin kompensointikykyyn. Mikäli kaapelointeja ei tule paljon jonkin muuntajan kohdalla, voi riittää yksittäisen lähdön kompensointi esimerkiksi yhdistelmälaiteella.

Sähköala on muuttumassa niin monimuotoisesti, että tulevaisuutta on vaikea ennustaa. Esimerkkinä tämänhetkisistä muutostarpeista on liittymisehtojen päivitykset Energiaviraston vaatimuksien mukaiseksi, kun pientuotantoa verkkoon liitetään enemmän. Esimerkkinä jakeluverkon käytön uusista tarkoituksista on Business Finlandin rahoittama, Vaasan yliopiston ja VVT:n hanke Fleximar. Hankkeessa kehitellään reaaliaikaista markkinapaikkaa sähkön kulutusjoustoille. Tavoitteena on saada pienet toimijat mukaan eli kuluttajien tuotantolaitokset. Tarkoitus olisi toimia säätövoimamarkkinoilla ilman välikäsiä eli itse tuotetun energian myyminen samoilla markkinoilla kuin tukkukauppiaatkin toimivat. Hankkeessa haetaan myös ratkaisuja kulutuksen hetkellisestä vähentämisestä eli kulutusjoustosta. (Vaasan yliopisto 2019.) Tällainen hajautettu tehon syöttö jakeluverkkoon suurissa määrissä lisääisi muun muassa jakeluverkon suunnittelun haasteita, mittausten ja laskutuksen työmäärää. Toisaalta pientuottajien laitteiden tehoelektroniikkaa voitaisiin saada paremmin kompensointi kapasiteetiksi. Käytännössä pientuottaja/kuluttaja nämäkin kustannukset maksaisivat sähkölaskuissa.

Kulutuslaitteiden muuttuessa enempi tehoelektroniikkaa käyttäviksi ja pientuotannon lisääntyessä, verkon kuormitukset saattavat muuttua hyvinkin paljon. PJ-

puolella häiriöiden lisääntyminen verkossa voi vaikeuttaa muun muassa etäluettavien mittareiden toimintaa niin, että tietojen saanti vaikeutuu. Kulutuslaitteiden käyttöikä voi lyhentyä, jos verkossa on paljon säröjä ja jännite vaihteluja. Mikäli verkon rakentamisinvestoinnit eivät pysy matkassa, KJ-puolella muuntajien tehohäviöt kasvavat ylikuormittumisen johdosta. Ylikuormitus lyhentää muuntajien käyttöikää. Liian nopeasti sähköautoihin siirtyminen voi lisätä verkon kompensointitarvetta. Sähkön hinta nousee sitä mukaa kun loistehon määrä kasvaa verkossa, koska sen kompensointi ja investointikustannukset kasvavat. Suurin hintoihin vaikuttava tekijä on mielestäni kuitenkin nopea siirtyminen niin sanottuun ilmastoystävällisempään energiaan, koska kaikki pyrkivät siihen yhtä aikaa. Mikäli kaikki uusivat laitteitaan yhtäaikaisesti ja hankkivat tehoelektroniikkaa sisältäviä laitteita on vaarana entistä pahempi tilanne ilmaston kannalta, lisääntyneiden materiaalitarpeiden vuoksi. Raaka-aineiden ja laitteiden hintojen kohoaminen nostaa investointien hintaa ja vaikuttaa myös sähkön hintaa. Komponenteista pitäisi saada pitempi-ikäisiä, jotta niiden kulutus ja tuotanto vähenisi.

Monenlaista muuttujia voi tulevaisuutta ajatellen olla. Uskotaanko ilmastonmuutokseen ja kuin kauan uskotaan vai eikö uskota? Minkälaisia päätöksiä ja ratkaisuja se tuo tullessaan täällä ja Euroopassa? Valmistuuko ydinvoimalat Suomessa ja vähentääkö niitä muut valtiot? Lisääntykö sähköautot, aurinkokennot, tuulivoima, sähkövarastot ja saadaanko niiden tehoelektroniikka jakeluverkkojen kompensoinnin avuksi? Saadaanko vedystä tai jostain muusta halvempaa energiaa? Mennäänkö suunniteltuun Euroopan laajuiseen järjestelmään? Miten kotitalous laitteet muuttuvat ja onko tehoelektroniikan komponentteja saatavilla? Pitäisikö palatta takaisin hehkulamppuihin, kun muun muassa ledit aiheuttavat verkossa harmonisia yliaaltoja, kapasitiivista loistehoa ja virtatransientteja? Jakelu-yhtiöhän voi lisätä kompensointi velvoitteita myös PJ-puolen pientuottajiin ja kuluttajiin. Onkohan meillä kohta jokaisen kiinteistön nurkassa kompensointiyksikkö, yliaaltosuodattimia sekä invertteri pientuotannon vuoksi?

9 POHDINTA

Opinnäytetyössä ilmeni, että verkon etäisyydet ovat kohtalaisen lyhyitä, joten kompensointi kannattaisi toteuttaa pääsääntöisesti keskitetysti. Kahden muuntajan osalta loismaksuja tulee kesäaikana. Kahden muun muuntajan osalta kompensointia ei kannata suunnitella lähivuosina. Mikäli verkkoon tarvitsee tehdä muita toimenpiteitä, kuten maasulun kompensointia, silloin kannattaa harkita myös hajautettua kompensointia.

Työn tavoitteena oli löytää taloudellisesti ja teknisesti hyvät kompensointiratkaisut kaikkien sähköasemien päämuuntajien vaikutusalueelle. Opinnäytetyössä perehdyttiin markkinoiden laitetoimittajiin ja 20 kV:n kapasitiivisen loistehon kompensoinnin vaihtoehtoihin. Lisäksi perehdyttiin Haukiputaan Sähköosuuskunnan siirto- ja jakeluverkon kapasitiivisen loistehon tämänhetkiseen määrään. Arvioitiin myös kaapelointimuutoksia sekä niiden aiheuttaman kapasitiivisen loistehon kasvun vaikutuksia kompensoinnin tarpeeseen sekä kompensointireaktoreiden hankintaan. Ratkaisuissa huomioitiin myös loistehon ostomahdollisuus Fingridiltä.

Opinnäytetyön tuloksena saatiin tietoa tämänhetkisestä loistehon tilanteesta verkossa Arvioita siitä, miten loistehon tilanne mahdollisesti muuttuu, kaapelointien edistyessä. Tietoa laitetoimittajista, laitteista sekä laitteiden hinta-arvioita. Ehdotus siitä miten eri muuntajien kohdalla kompensointi kannattaa toteuttaa sekä missä vaiheessa päätökset kannattaa tehdä. Myös arvio siitä minkä muuntajan kohdalle kompensointi investoinnit tulevat ensimmäisenä.

Opinnäytetyön tekemisen haasteena oli kapasitiivisen loistehon kompensoinnista kertovan materiaalin vähyys, lopullisten kaapelointimäärien arvioiden puuttuminen sekä kiireiset laitetoimittajat. Materiaalien vähyteen vaikuttaa se, että kapasitiivisen kompensoinnin haasteet keskijänniteverkossa ovat melko uusia. Työtä tehdessä opin käytännön asiana sen, ettei opinnäytetyön tekemiseen suhtauduta kovinkaan myönteisesti. Asioita ei voi jäädä odottelemaan, mikäli aikoo saada työn valmiiksi ohjeistetun ajankäytön puitteissa. Mielestäni työ tuli tehtyä hiukan tarkemmin kuin lähtökohtaisesti itse arvioin sen olevan mahdollista, annettujen alkutietojen perusteella. Toki työllistin suunnittelijaa hiukan lisätietojen saamiseksi ja sain käyttää arvioinnissa hyödyksi myös harjoitteluaihana tekemiäni

suunnitelmia. Työtä voi hyödyntää investointien ajankohdan määrittämisessä sekä laitetoimittajan ja laitteiden valinnassa.

LÄHTEET

ABB TTT-Käsikirja. Luku 9. Loistehon kompensointi ja yliaaltosuojaus 2000–07. Viitattu 29.11.2021. https://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/09_0_Loistehon%20kompensointi%20ja%20ylyliaallot.pdf

Ahoranta, J. 2006. Sähkötekniikka. Helsinki: WSOY.

Aura, L. & Tonteri, A. 1986. Sähkämiehen käsikirja 2, Sähkökoneet. Helsinki: WSOY.

Autio, K. 2021a. Mavikon pdf ylijännitteistä. Sähköposti arja.ikonen@hso.fi 16.12.2021. Tulostettu 16.12.2021

Autio, K. 2021b. Mavikon reaktoreista vastauksia kysymyksiini. Sähköposti arja.ikonen@hso.fi 7.12.2021. Tulostettu 9.12.2021.

Autio, K. 2021c. Mavikon reaktoreista yleistä. Sähköposti arja.ikonen@hso.fi 2.12.2021. Tulostettu 9.12.2021.

Autio, K. 2021d. Mavikon reaktori esitteitä. Sähköposti arja.ikonen@hso.fi 15.12.2021. Tulostettu 15.12.2021

Autio, K. 2021e. Mavikon reaktorit. Sähköposti arja.ikonen@hso.fi 20.12.2021. Tulostettu 20.12.2021.

Energiateollisuus 2021. Sähköverkkoyhtiöt. Viitattu 24.11.2021 <https://energia.fi/energiasta/energiaverkot/sahkoverkot/sahkoverkkoyhtiot>.

Elovaara, J. & Haarla, L. 2011a. Sähköverkot I. Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta. 2. painos. Helsinki: Otatiето.

Elovaara, J. & Haarla, L. 2011b. Sähköverkot II. Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. 2. painos. Helsinki: Otatiето.

Eno, H. 2016. Kapasitiivisen loistehon kompensointi sähköverkkoyhtiössä 2015. Tampereen teknillinen yliopisto. Diplomityö.

Fingrid 2020. Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito. Viitattu 29.11.2021 <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kaytto-varma-sahkonsiirto/loissahkon-toimituksen-ja-loistehoreservin-yllapito-2020.pdf>

Fingrid 2021a. Fingrid "kartta". Viitattu 12.11.2021 <https://fingrid.navici.com/>

Fingrid 2021b. Fingrid sähkönsiirtoverkko. Viitattu 3.12.2021 <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/fingridin-sahkonsiirtoverkko/>

Fingrid 2021c. Itämeren alueen sähköjärjestelmän tila. Viitattu 9.12.2021. <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/sahkojarjestelman-tila/pohjoismainen-sahkojarjestelman-tila/>

Fingrid 2021d. Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2022–2031. Viitattu 8.12.2021 <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/kantaverkon-kehittamissuunnitelma-2022-2031.pdf>

Fingrid 2021e. Kuluttajatietoa. Viitattu 3.12.2021 <https://www.fingrid.fi/asiakkaalle/kuluttajatietoa/>

Fingrid 2021f. Oma Fingrid, Datahub palvelut. Viitattu 22.12.2021. <https://palvelut.datahub.fi/fi> sekä <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/datahub/vahittaismarkkinoiden-tiedonvaihto/>

Forsblom, M. 2021. Sähköpostiviesti reaktoreista. Sähköposti arja.ikonen@edu.lapinamk.fi 30.11.2021. Tulostettu 30.11.2021.

Forsblom, M. 2022. Sähköpostiviesti reaktoreista. Sähköposti arja.ikonen@edu.lapinamk.fi 14.1.2022. Tulostettu 14.1.2022.

Haukiputaan Sähköosuuskunta 2020a. Haukiputaan sähköosuuskunnan 2020 tunnusluvut. Viitattu 18.11.2021. <http://www.hso.fi/sivu/fi/yritys/tunnusluvut/>

Haukiputaan Sähköosuuskunta 2020b. Vuosikertomus 2020. Viitattu 18.11.2021. http://www.hso.fi/tiedostot/HSO_vuosikertomus2020_web.pdf

Haukiputaan Sähköosuuskunta 2021. Sähköinen asiointipalvelu Fingridin tunnuksilla. Viitattu 20.11.2021. <https://oma.fingrid.fi/fi>

Ikonen, S. 2021. HSO:n verkon rakenne yms. Verkostosuunnittelijan haastattelu. 16.11.2021.

Juhola, M. 2021. KKM Power. Teknologijahtajan kanssa puhelinkeskustelu 7.12.2021.

Kenttälä, A-I. 2016. Jakeluverkon loistehon hallinnan suunnitelma 2016. Tampereen teknillinen yliopisto. Diplomityö.

KKM Power 2021. KKM Power Tuoteryhmät. Viitattu 16.2.2021. <https://kkmpower.com/fi/categories/>

Klasila, H. 2017. Loistehon kehitysnäkymät jakeluverkkoyhtiössä 2017. Tampereen teknillinen yliopisto. Diplomityö.

Kymenlaakson Sähköverkko Oy 2018. Loistehon kompensointi. Viitattu 26.11.2021. <https://docplayer.fi/108416877-Loistehon-kompensointi.html>

Lakervi, E. & Partanen, J. 2008. Sähkönjakelutekniikka. 3. painos. Helsinki: Otatieto.

Linnamaa, L. 2021. Yleiset liittymisehdot YLE2021. Viitattu 9.12.2021 https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/yleiset-liittymisehdot-yle2021---webinaari-2021_06_01.pdf

Manninen, J. 2020. Maadoitusjärjestelmien tarkastelu ja laskentamenetelmät Vakka-Suomen Voima Oy:n sähkönjakeluverkossa 2020. Vaasan Yliopisto. Diplomityö.

Maviko 2021. Loistehon kompensointi. Viitattu 30.11.2021. <https://www.maviko.fi/tuotteet-ja-palvelut/loistehon-kompensointi/>

Multirel 2021a. Kompensointi ja maasulkureleet. Viitattu 20.11.2021. <https://multirel.fi/kompensointi-ja-maasulkureleet/loistehon-kompensointi/>

Multirel 2021b. Sähköalan asiantuntijat. Viitattu 16.2.2021. <https://multirel.fi/>

Niemelä, T. 2019. Loistehon kompensointi Rovaniemen verkko Oy:ssä. Tampereen yliopisto. Diplomityö.

Prysmian 2021. AHXAMK-W 20 kV 3—johtiminen. Viitattu 9.12.2021. <https://fi.prysmiangroup.com/AHXAMK-W%2020%20kV%20-import>

SLO 2021. SLO kompensointiratkaisut. Viitattu 17.12.2021. <https://ideat.slo.fi/slo-kompensointiratkaisut/>

STUL ry 2018. Yliaallot ja kompensointi 2018. 2. uudistettu painos. Espoo. Sähköinfo Oy.

Sähkömarkkinalaki 9.8.2013/558.

Sähkömarkkinalaki 15.7.2021/730.

Vaasan yliopiston 2019. Sähkön kulutusjoustopinnot kasvavat – nyt pilotoitava markkinapaikka tehostaisi ... Viitattu 5.12.2021 https://www.uwasa.fi/fi/news/markkinapaikka_sahkon_kulutusjoustopinnot.

Virtanen, T. 2020. Loistehon kompensointi Alajärven Sähkö Oy:n jakeluverkossa. Vaasan ammattikorkeakoulu. Opinnäytetyö.

Väisänen, P. 2012. Loistehon kompensointi jakeluverkkoyhtiössä 2012. Tampereen teknillinen yliopisto. Diplomityö.

LIITTEET

Liite 1. Kaapelimäärän kasvu ja käyttökapasitanssivertailu.

Kaapelimäärän kasvu ja käyttökapasitanssivertailu

KJ ja PJ johdinlajien eli tässä kaapelien kokonaismäärän kasvua kuvaavat prosenttiarvot ja kilometrit koko jakeluverkossa 2029 mennessä, taulukoissa yksi ja kaksi. Erotus kertoo kasvun prosentteina alkuperäisestä prosenttimäärästä vertailuvuoden 2020 alusta. Kilometrit on jaettu myös neljälle muuntajalle tasaosuuksina. Näiden perusteella kompensoinnin tarvetta ei voida arvioida liityntäpiste/muuntajakohtaisesti, koska kaapelointien muutokset eivät jakaannu tasaisesti eri muuntajille.

Taulukko 4 koko verkon KJ muutosarvot.

KJ-Johdinlajit

yht. 265,3 km

KJ, %	erotus	uutta km	PM/kpl	yhdele PM
1.1.2024	3,725	100 9,882425	4	2,5 km
1.1.2029	7,725	100 20,49443	4	5,1 km

Taulukko 5 koko verkon PJ muutosarvot.

PJ-Johdinlajit

yht. 668,445 km

PJ, %	erotus	uutta km	PM/kpl	yhdele PM
1.1.2024	3,912	100 26,1495684	4	6,5 km
1.1.2029	8,912	100 59,5718184	4	14,9 km

Suunnittelijan visioihin perustuva muuntajakohtainen 20 kV kaapelien lisääntymisarvio eri liityntäpisteillä/muuntajilla taulukossa kolme. Näiden pohjalta on tehty arviot mahdollisesti tarvittavista reaktoreista. PJ kaapelointeihin ei ole olemassa suunnittelijan visiota.

Taulukko 6 liityntäpiste/päämuuntaja kohtainen KJ kaapeleiden lisääntymisarvio.

ONKAMON		NURMESOJA		KORTESUO		KORTESUO	
HÄYRYNEN	km	KELLO	km	HPU1	km	HPU2	km
	10,25		10,35		29,6		0,6
Martinniemi	15,00						

Liite1 2(2)

Käyttökapasitanssien vertailu 20 kV AHXAMK-W ja PJ:n AXMK-PLUS välillä, taulukossa neljä. Kapasitanssiarvot on otettu Prysmian verkkosivuilta.

Taulukko 7 käyttökapasitanssivertailu.

Käyttökapasitanssit

mm		50	95	120	150	185	240
KJ	μF/km	0,17	0,22	0,24	0,26	0,28	0,31
PJ	μF/km	0,29	0,29	0,28	0,28	0,28	0,27

PJ-kaapelilla käyttökapasitanssi pienenee, kun kaapelin pinta-ala kasvaa.
KJ-kaapelissa käyttökapasitanssi suurenee, kun kaapelin pinta-ala kasvaa.