



Open your mind. LUT.  
Lappeenranta University of Technology

**Loistehon hallinta sähkönjakeluverkossa**  
**Control of reactive power in distribution network**  
Jani Kalenius

## **TIIVISTELMÄ**

Lappeenrannan teknillinen yliopisto  
LUT School of Energy Systems  
Sähkötekniikka

Jani Kalenius

### **Loistehon hallinta sähkönjakeluverkossa**

2019

Kandidaatintyö.

27 s.

Tarkastaja: TkT Jukka Lassila

Sähköverkkoyhtiöt ovat investoineet viime vuosina voimakkaasti sähköverkkoon. Tähän on vaikuttanut Sähkömarkkinalain muutos vuonna 2013, jonka myötä kiristyviin sähkön toimitusvarmuuskriteereihin on pyritty vastamaan esimerkiksi maakaapeloinnin avulla. Maakaapelointi on lisääntynyt ja sen osuus keskijänniteverkosta voi olla yli puolet vuonna 2028. Maakaapelointi lisää keskijänniteverkon tuottamaa loistehon määrää, koska maakaapelit tuottavat ilmajohtoja enemmän kapasitiivista loistehoa. Kasvanut loisteho heikentää siirtoyhteyksien päätötehon siirtokykyä, lisää häviöitä ja vaikeuttaa Fingridin kantaverkon loistehoikkunassa pysymistä.

Työssä on tarkoitus selvittää maakaapeliasteen nousun vaikutus loistehon tuotantoon ja esitellä menetelmät loistehon kompensointiin. Lisäksi on tarkoitus tehdä lyhyt katsaus tulevaisuuden haasteisiin ja mahdollisuuksiin. Työssä hyödynnetään aiheesta tehtyjä opinnäytteitä ja kirjallisuutta.

Loistehon kasvu riippuu voimakkaasti toteutuneista kaapelointimääristä ja kaapeloinnissa käytetyistä kaapeleista. Työssä tehdyin olettamuksin kasvuksi saatiin 1730 MVA. Kasvanutta loistehoa joudutaan kompensoimaan. Kompensointiin on monia vaihtoehtoja ja se onnistuu osin hajautetusti ja osin keskitetysti. Kompensoitavan loistehon suuruus, toistuvuus ja sijainti määrittävät teknisesti ja taloudellisesti parhaat kompensointilaitteet ja -menetelmät.

Tulevaisuudessa toimitusvarmuusinvestointien painopiste siirtyy kaupunki- ja taajama-alueilta haja-asutusalueelle. Siellä käytettävillä verkkoratkaisuilla on keskeinen merkitys, niin säävarmuudesta aiheutuviin kustannuksiin, kuin myös loistehoonkin. Verkstoratkaisujen tulisi toimia myös kymmenien vuosien päästä. Epävarmuustekijöitä tähän aiheuttaa muun muassa alueen sähkönkulutuksen muutos, hajautetun tuotannon ja sähköautojen yleistymisen ja näiden kaikkien muutosnopeus.

## **ABSTRACT**

Lappeenranta University of Technology  
LUT School of Energy Systems  
Electrical Engineering

Jani Kalenius

### **Control of reactive power in distribution network**

2019

Bachelor's Thesis.

27 p.

Examiner: D.Sc. Jukka Lassila

Distribution network companies have invested a lot in the distribution network last years. It has been influenced by the amendment to the electricity market act in 2013, which obligated companies to improve the electricity supply security of the grid. It has led to the construction of underground cable networks, which generates more capacitive reactive power than overhead power lines. Underground cabling may account for more than half of the medium voltage network in 2028. Increased reactive power production reduces grid's transfer capacity, increases losses and makes it more difficult to stay in the reactive power window of the main grid.

The purpose is to find out how underground cabling affects to the production of reactive power and show the methods of compensation and compensation systems. In addition, a brief overview to future challenges and possibilities. The sources of this thesis are theses and literature.

The increase in reactive power depends on realized cabling volumes and cable types. With the presumptions of this thesis, increase in reactive power was 1730 MVar. Increased reactive power has to be compensated, at least partly. There are many alternatives for compensation and it can be done by partly decentralized and partly centralized. Magnitude, recurrence and location determine the best compensation units and methods technically and economically.

Distribution security investments shift from urban areas to rural areas in the future. Network solutions in rural area have a heavy effect to costs but also to reactive power production. Network solutions have to be suitable for future demands. Uncertainty factors are, among other things, a change in electricity consumption, decentralized production, the number of electric vehicles and the speed of all these changes.

## SISÄLLYSLUETTELO

|   |    |
|---|----|
| 1. Johdanto.....  | 6  |
| 2. Loisteho .....   | 7  |
| 2.1 Loistehotase kaapeleissa.....                             | 7  |
| 2.2 Loistehoa tuottavat verkon komponentit .....              | 10 |
| 2.3 Loistehoa kuluttavat verkon komponentit .....             | 11 |
| 3. Toimintaympäristö .....                                    | 12 |
| 3.1 Loistehoikkuna .....                                      | 14 |
| 4. Kompensointitarve .....                                    | 17 |
| 5. Kompensointimenetelmät.....                                | 20 |
| 5.1 Reaktorit .....   | 20 |
| 5.2 Kuristimet ja muuntajakuristimet .....                    | 21 |
| 5.3 Tahtikoneet .....   | 21 |
| 5.4 Tehoelektroniikka.....                                    | 22 |
| 5.5 Staattinen kompensattori .....                            | 22 |
| 5.6 Tulevaisuuden verkkoratkaisut loistehon näkökulmasta..... | 23 |
| 6. Yhteenveto.....  | 25 |
| Lähteet .....   | 26 |

**KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET**

|            |                              |
|------------|------------------------------|
| $C_k$      | käyttökapasitanssi           |
| $L_k$      | käyttöinduktanssi            |
| $P_m$      | päätötehon mitattu tuntiteho |
| $Q_D$      | loistehon ottorajan          |
| $Q_{D1}$   | loistehon antoraja           |
| $Q_k$      | loistehon kulutus            |
| $Q_{komp}$ | loistehon kompensointitarve  |
| $Q_{lt}$   | loistehotase                 |
| $Q_m$      | loistehon mitattu tuntiteho  |
| $Q_t$      | loistehon tuotanto           |

## 1. JOHDANTO

Sähköverkkoyhtiöt ovat investoineet viime vuosina voimakkaasti sähköverkkoon, sen toimitusvarmuuden parantamiseksi. Sähkömarkkinalain muutos vuonna 2013 velvoittaa yhtiöitä saavuttamaan entistä lyhyempiä keskeytysaikoja alueellaan. Vuodesta 2028 eteenpäin asiakkaat ovat oikeutettuja korvauksiin, mikäli myrskystä tai lumikuormasta johtuva keskeytysaika ylittää asemakaava-alueella 6h ja haja-asutusalueella 36h. (Finlex 2013) Sähköverkkoyhtiöt ovat yleisesti päätyneet korvaamaan ilmajohtoja maakaapeloinnilla. Tätä on tapahtunut erityisesti kaupunki- ja taajama-alueella, mutta myös haja-asutusalueella.

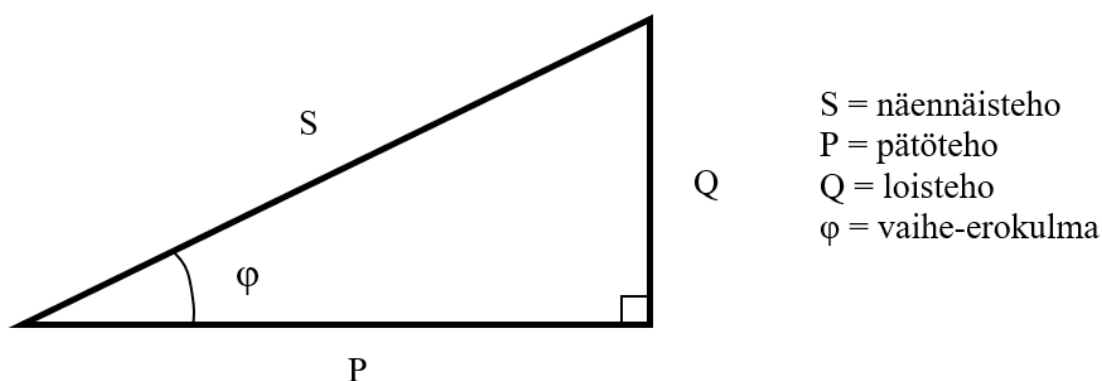
Sähköverkko tuottaa kulutuksesta riippumatta loistehoa, mikä täytyy verkossa kuluttaa tai kompensoida. Maakaapeliverkon loistehon tuotanto on moninkertainen ilmajohtoverkkoon nähden, joten maakaapeliverkon voimakas kasvu saattaa aiheuttaa haasteita kantaverkon loistehoikkunan ja sen ylityksestä johtuvien lisäkustannuksien kanssa. Tämä koskee erityisesti yöaikaa tai tilanteita, jolloin loistehon tuotanto ja kulutus eivät kohtaa. Työssä keskitytäänkin pienen kulutuksen tilanteisiin ja kapasitiivisen loistehon ylituotantoon.

Tässä työssä selvitetään Suomen sähköverkkoyhtiöiden maakaapelointisuunnitelmista johtuva loistehon kompensointitarpeen kehitys ja selvitetään käytössä olevat kompensointimenetelmät. Lisäksi selvitetään, millaisia uusia kompensointimenetelmiä on mahdollisesti tulossa. Työssä hyödynnetään loistehon tuotannosta tehtyä tutkimusmateriaalia, opinnäytteitä ja kirjallisuutta.

Työssä selvitetään ensimmäiseksi loistehon käsite ja mitkä tekijät vaikuttavat sen määrään, tuotantoon ja kulutukseen. Tämän jälkeen käydään läpi sähköverkkoyhtiön toimintaympäristö niin kantaverkkoon kuin asiakkaisiin nähden. Selvitetään maakaapeliasteen nousun vaikutus loistehon tuotantoon ja esitellään menetelmät loistehon kompensointiin. Lopuksi tehdään lyhyt katsaus tulevaisuuden haasteisiin ja mahdollisuuksiin.

## 2. LOISTEHO

Sähköinen teho muodostuu pätö- ja loistehosta, sekä näiden muodostamasta näennäistehosta. Näistä pätö- eli hyötyteho nähdään yleisesti hyödyllisemmäksi, koska sillä tehdään itse työ, esimerkiksi sähkömoottorin vääntömomentin tuotto. Pätötehon tuottaminen vaatii myös itse työtä esimerkiksi generaattoria pyörittävän turbiinin akselilta. Loisteho taas ei aina ole yhtä toivottua, mutta on siitä hyötyäkin tietyissä tilanteissa. Esimerkiksi sähkömoottorin tapauksessa loisteholla tuotetaan moottorin toiminnan kannalta kriittinen magneettikenttä. (Eno 2016)



Kuva 2.1 Tehokolmio

Loistehoa tuotetaan sähköverkkoon, kun virran ja jännitteen välillä on vaihe-eroa. Vaihe-ero johtuu sähköverkon komponenteissa olevista sähkötekniikan peruskomponenteista induktanssista  $L$  ja kapasitanssista  $C$ . Kapasitiivinen komponentti tuottaa verkkoon kapasitiivista loistehoa. Kapasitiivisen loistehon tapauksessa jännite kulkee ajallisesti virtaa jäljessä ja verkkoon syntyy negatiivisen vaihe-eron. Jatkossa tästä käytetään nimitystä loistehon tuotto.

Loisteho kulutuksella taas tarkoitetaan kapasitiivisen loistehon kulutusta, mikä voidaan ajatella myös induktiivisen komponentin tuottamana induktiivisena loistehona. Tällöin jännite on virtaa edellä eli vaihe-ero on positiivinen. Kuvan 2.1 tapauksessa loisteho olisi induktiivista. Kapasitiivisen loistehon tapauksessa tehokolmio ja vaihe-erokulma olisivat piirretty alaspäin. (Eno 2016)

### 2.1 Loistehotase kaapeleissa

Sähköverkon kaapelit tuottavat loistehoa käyttökapasitansseissa  $C_k$ . Kuitenkin samanaikaisesti loistehoa myös kuluu kaapelien käyttöinduktansseissa  $L_k$ . Näistä muodostuu kaapelien

loistehotase, josta nähdään miltä kaapeli näyttäytyy muille verkon komponenteille. Johtojen ja kaapelien loistehotase saadaan laskettua jännitetasosta riippumatta seuraavalla kaavalla

$$Q_{lt} = Q_t - Q_k = \omega C_k U^2 - 3\omega L_k I^2, \quad (2.1)$$

missä

$Q_{lt}$  = loistehotase

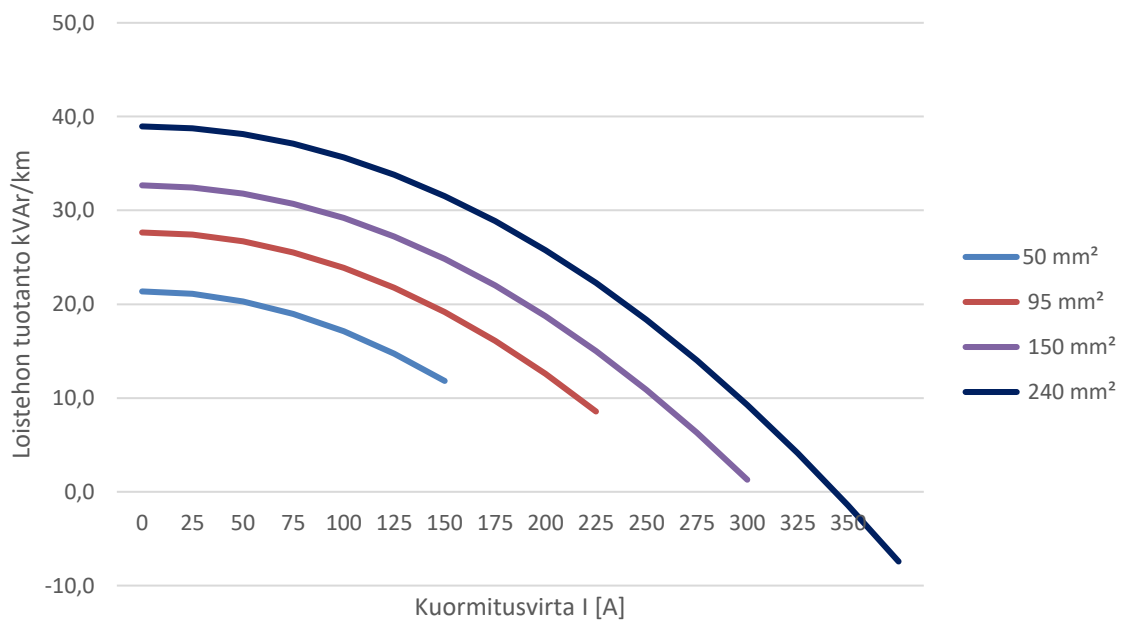
$Q_t$  = loistehon tuotanto

$Q_k$  = loistehon kulutus

$\omega$  = verkonkulmataajuus

$I$  = kuormitusvirta

Kaavasta 2.1 havaitaan, että kaapelien loistehon tuotanto on riippuvainen jännitteen neliöstä. Loistehon tuotanto pysyy näin melko vakaana, koska jännitteen ei anneta verkossa suuresti vaihdella. Loistehon kulutus taas on riippuvainen virran neliöstä ja siten vaihtelee kuormituksen mukaan. Sähkökulutuksen muuttuminen, esimerkiksi yön ja päivän välillä, vaikuttaa näin merkittävästi kaapelin loistehotaseeseen. Maakaapeleiden loistehotaseita eri kuormitusvirroilla on laskettu seuraavassa kuvassa 2.2. (Pesonen 2015; Eno 2016)



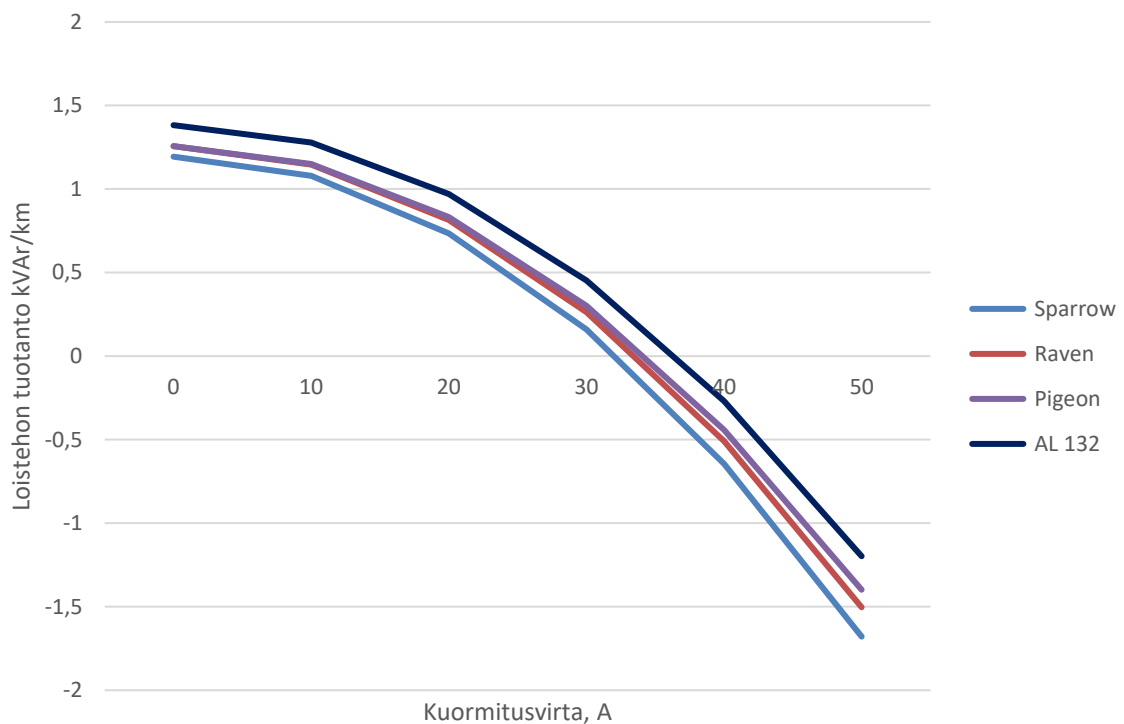
Kuva 2.2 20 kV maakaapelin AHXAMK-W loistehon tuotanto eri poikkipinta-aloilla. (Prysmian)

Kuvasta 2.2. havaitaan, että maakaapelit ovat yleisesti kapasitiivisia eli ne tuottavat verkkoon loistehoa. Suurella kuormituksella ne voivat muuttua loistehoa kuluttaviksi, mutta



maakaapeleilla tätä rajoittaa yleisesti niiden suurin suunniteltu terminen kuormitettavuus. Loistehon tuotanto myös kasvaa, kun kuormitusvirta pienenee. Loistehoa syntyykin erityisesti pitkillä, mutta pienen kuormituksen johtolähdöillä. Tämänlaisia tilanteita on yleensä maaseudulla. Tapauskohtaisesti johto-osuuden loistehon suuruus voi ylittää jopa reilusti siirrettävän pätötehon määrän.

Seuraavassa kuvassa 2.3 on esitetty ilmajohtojen loistehotaseen muuttuminen kuormitusvirran kasvaessa. Vertaamalla kuvia 2.2. ja 2.3, havaitaan, että maakaapeleiden loistehon tuotanto on huomattavasti ilmajohtoja suurempaa. Pienellä kuormituksella ilmajohtojen loistehotaseet pysyvät lähellä nollaa. Toisin kuin maakaapelien tapauksessa, ilmajohtot muuttuvat loistehoa kuluttaviksi huomattavasti termistä kuormitettavuuttaan aikaisemmin. Sähköverkon saneerauksessa ilmajohtojen korvaaminen maakaapelilla saattaa keikauttaa loistehotaseen nurinpäin.



Kuva 2.3 20 kV ilmajohtojen loistehon tuotanto (SENER)

Vaikka kilometriä kohden loistehon tuotanto ei olisikaan merkittävä, kasvaa se kuitenkin koko verkkoa tarkasteltaessa, etenkin vähäisen kulutuksen aikoina. Haittapuolena ylimää-

räisessä loistehossa ovat kaapeleissa kasvaneen näennäistehon myötä lisääntyneet tehohäviöt. Loisteho vähentää myös kaapelien kuljettamaa pätötehon siirtokapasiteettia ja voi näin vauhdittaa johto-osuuden ennen aikaista uusimis- tai vahvistustarvetta.

## **2.2 Loistehoa tuottavat verkon komponentit**

Sähköverkon johtojen ja kaapeleiden lisäksi myös kondensaattoriparistoilla ja tahtikoneilla voidaan tuottaa loistehoa. Niitä on käytetty kuluttajien loistehotarpeen tyydyttämisen lisäksi myös nostamaan verkon jännitettä, erityisesti ilmajohtoverkoissa. Näin verkon jännitteenaalenemaa on saatu pienennettyä. (Hiltunen 2017)

Tahtikone saadaan tuottamaan loistehoa, jos se ylimagnetoidaan. Koneelle tyypilliseen rajaan asti ylimagnetointia voidaan jatkaa ilman pätötehon tuotannon laskua. Tämän jälkeen pätötehon tuotto laskee ja toisaalta häviöt jatkavat kasvuaan. Ylimagnetointi toteutetaan staattorivirtaa kasvattamalla. Tahtikoneiden loistehon tuotannon säädettävyys on nopeaa, joten ne soveltuvat hyvin häiriötilanteiden loistehon säätöön.

Kondensaattoriparistot voivat olla rinnakkais- tai sarjakondensaattoriparistoja. Ne voivat olla säädettäviä tai päälle ja pois tyyppisiä laitteita. Rinnakkaiskondensaattoriparistoja asennetaan sarjaan halutun jännitetason saavuttamiseksi ja rinnan loistehon tuotantotason kasvattamiseksi. Heikkoutena niillä on loistehon tuotannon laskeminen jännitteen laskiessa. Näin ne omalta osaltaan vahvistavat alkanutta jännitetason laskua. Lisäksi ne vahvistavat verkon yliaaltoja.

Sarjakondensaattoriparistojen tarkoituksena on johtojen ja kaapelien induktanssia pienentämällä vähentää siirtojohtojen loistehon kulutusta ja näin näennäistehon laskiessa parantaa johdon pätötehon siirtokapasiteettia. Toisin kuin rinnan kytketyillä paristoilla, sarjakondensaattoriparistojen loistehon tuotanto kasvaa jännitteen alentuessa kasvavan kuormitusvirran myötä. Näin ne tukevat verkon stabiiliutta jännitteen laskiessa. Kondensaattoriparistot ovat hintatasoltaan loistehon tuotantoon edullinen vaihtoehto.

Hinnakkaampia ratkaisuja ovat estokelaparistot ja tehoelektronikalla ohjatut kondensaattorit ja staattiset kompensattorit. Näillä saadaan estettyä verkon komponenttien välistä resonanssia ja tehoelektronikalla ohjatun nopean loistehosäädön lisäksi poistettua haitalliset yliaallot. (Eno 2016; Hiltunen 2017)

### **2.3 Loistehoa kuluttavat verkon komponentit**

Loistehoa kuluttavat laitteet, jotka näyttäytyvät verkkoon päin induktiivisina. Tällaisia laitteita on sekä teollisuudessa, että kotitalouksissa kuin myös jotkin sähköverkon komponentit. Kotitalouksissa loistehoa kuluttavia laitteita ovat etenkin kodinkoneet, elektroniikka ja valaistus. Teollisuudessa loistehoa tarvitsevat epätahtikoneet ja suuntaajakäytöt. Epätahtikoneissa käämityksien magneettikenttä vaatii loistehoa. Suuntaajan loistehon kulutus aiheutuu sytytyskulman verran viivästyneestä virrasta jännitteeseen nähden. Teollisuuden ja suurten loistehon tarvitsijoiden, kuten toimistokiinteistöjen loistehon kulutusta vähentää kuitenkin niiden mahdollinen oma loistehon tuotanto. Niille on ollut kannattavaa tuottaa loistehonsa itse, koska sähköverkkoyhtiöt ovat hinnoittelulla ohjanneet heidän verkosta ottamaansa loistehon määrään.

Sähköverkon komponenteista muuntajat ja erilaiset kompensointilaitteet kuluttavat loistehoa. Jossain tapauksissa verkon oikeilla laitevalinnoilla pystytään jopa välttämään erilliset kompensointilaitteet. Tarkemmin kompensointilaitteita käydään läpi luvussa 5. (Eno 2016; Väisänen 2012)

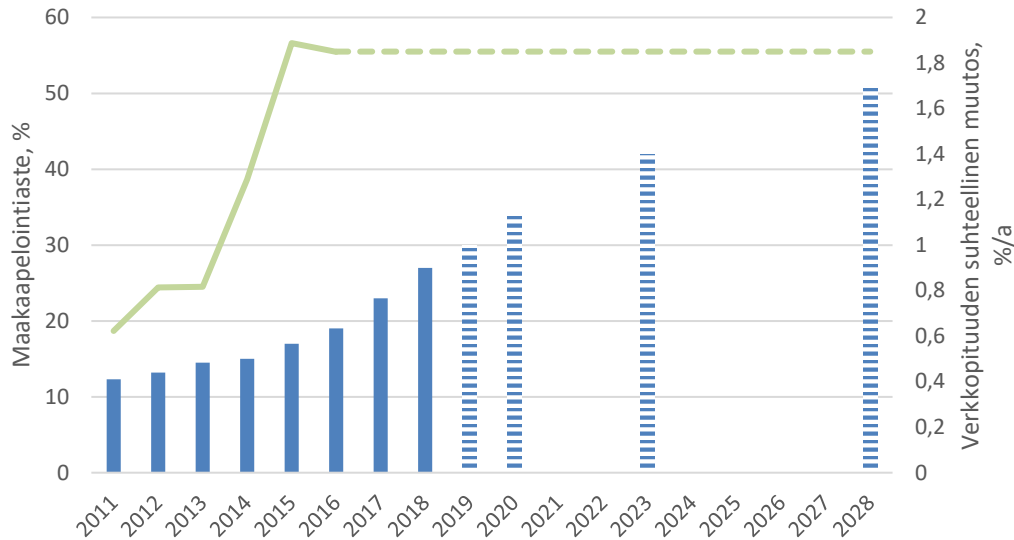
### 3. TOIMINTAYMPÄRISTÖ

Kuluttajien sähkö kulkee pääsääntöisesti voimalaitoksilta kantaverkon ja jakeluverkon kautta kuluttajien kulutuspiisteisiin. Jakeluverkkoyhtiöiden näkökulmasta siirtynyt loistehon määrä on mitattu kantaverkon liittymispisteessä ja joidenkin kuluttajien luona. Suurimmalla osalla kuluttajista ei ole ollut erityisiä laitteita, joilla vaikuttaa jakeluverkosta tarvitsemaansa loistehoon. Loistehoa on kulutettu tai tuotettu jakeluverkkoon oman tilanteen mukaisesti. Suuret loistehon kuluttajat ovat olleet asia erikseen. Heitä jakeluverkkoyhtiöt ovat hinnoittelullaan kannustaneet omaan loistehon tuotantoon. Aikaisempi ilmajohtoverkko ei ole tuottanut loistehoa samalla tapaa kuin maakaapeliverkko. Kasvava maakaapelointi ja sitä kautta jakeluverkkoyhtiöille osin ylimääräinen loisteho saattaa kuitenkin muuttaa tilannetta myös suurien loistehon kuluttajien suuntaan.

Sähköverkkoyhtiöiden toimintaa valvoo Suomessa Energiavirasto. Tässä työssään se edellyttää verkkoyhtiöiltä muun muassa toimintasuunnitelmaa. Näiden tietojen pohjalta Energiavirasto kerää tietoa esimerkiksi toimitusvarmuuden toteutumisesta ja maakaapelointiasteen kehittymisestä.

Vuonna 2013 voimaan astunut sähkömarkkinalaki 588/2013 velvoittaa sähköverkkoyhtiöitä saavuttamaan aikaisempaa lyhyempiä sähkökatkoksia alueellaan. Asemakaava-alueella lumikuorman tai myrskyn aiheuttama sähkökatkos saa kestää enintään 6 tuntia ja muualla enintään 36 tuntia. Sähköverkkoyhtiöt ovatkin aloittaneet toimet toimitusvarmuuden parantamiseksi. Säävarmaan verkon investoinnit ovat kasvaneet ja niiden pääpaino on ollut keskijänniteverkossa.

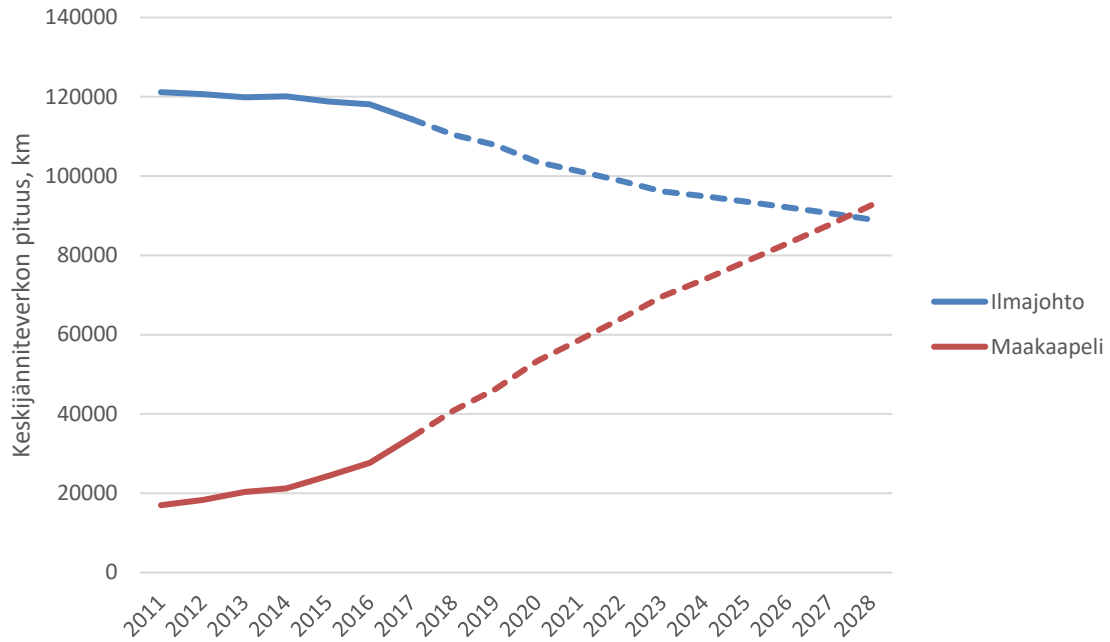
Investointialueina ovat olleet enimmäkseen keskusta ja taajama alueet. Osasy tähän on ollut vaatimus, että 50 % käyttöpaikoista täytyy olla edellä mainittujen toimitusvarmuuksien piirissä vuonna 2020. Vaatimus tiukentuu 75 % vuoteen 2024 mennessä. Jatkossa investointeja tehdään yhä enemmän haja-asutusalueille, missä johto-osuudet ovat pidempiä, mutta kulutus vähäisempää. Alla olevassa kuvaajassa on esitetty Energiaviraston keräämä keskijänniteverkon maakaapelointiasteen kehittyminen ja verkkopituudessa vuodessa tapahtunut muutos. Keskijänniteverkon pituus on kasvanut vuoden 2014 jälkeen yli 1,8 % vuodessa. Vuosien 2018–2028 osalta verkkopituuden on oletettu tässä työssä kasvavan 1,85 % vuodessa. Tätä oletusta käytetään myöhemmin esitettävissä laskuissa. (Energiavirasto)



Kuva 3.1 Keskijänniteverkon maakaapelointiasteen kehitys merkitty kuvassa pylväin vuosille 2009-2018 ja ennusteet vuosille 2019, 2020, 2023 ja 2028. Viivalla merkitty keskijänniteverkon verkkopituudessa vuodessa tapahtunut suhteellinen muutos vuosille 2009–2016 ja laskennassa käytetyt oletukset vuosille 2017–2028 (Energiavirasto)

Kuvasta 3.1 nähdään, että maakaapelointiasteen kasvun tahti on viime vuosina kiristynyt. Tulevien vuosien osalta kasvunopeus näyttäisi kuitenkin hidastuvan. Lisäksi on huomiotava, että kuvaajan luvut ovat keskiarvoja eivätkä ne näin kerro koko totuutta eri verkkoyhtiöiden toimintaympäristöistä. Kaapelointiasteet vaihtelevat yhtiöittäin ja maaseutupaikotteisissa yhtiöissä kaapelointiaste kasvaa keskimäärin noin 26 prosenttiin. Vertailukohtana kaupunkipaikotteisissa yhtiöissä luvut ovat jo nyt yli 90 %. Paikalliset olosuhteet vaikuttavatkin maakaapeloinnilla toteutetun toimitusvarmuuden kustannustehokkuuteen. Haja-asutusalueilla toimitusvarmuuskriteereihin pyritään esimerkiksi siirtämällä ilmajohtojen teiden varsille. (Energiavirasto)

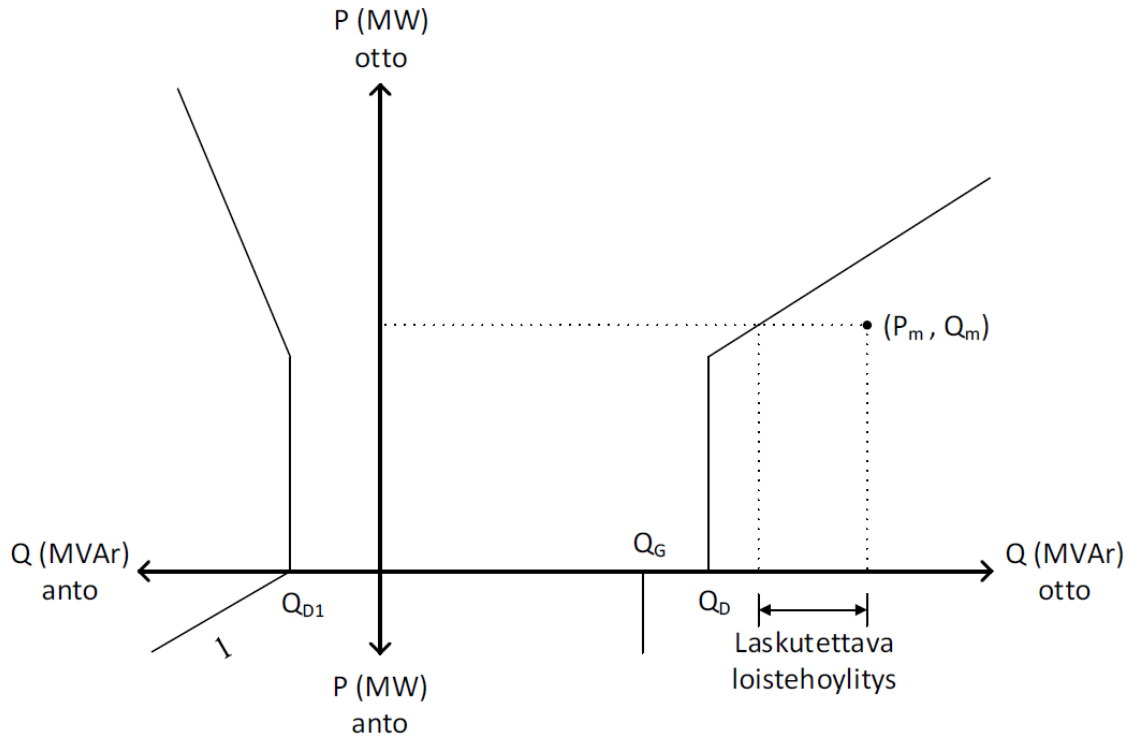
Keskijännitteisen maakaapeliverkon johtopituus on hurjassa kasvussa ja se kasvoi vuonna 2016 yli 6400 km. Kokonaisuutena keskijänniteverkkoa oli vuonna 2017 noin 148 500 km. Tulevaisuudessa kasvuvauhti olisi tarkastelujaksolla keskimäärin noin 5300 km vuodessa. Kuvassa 3.2 on esitetty ilmajohto- ja maakaapeliverkon johtopituuksia eri vuosille. Ilmajoh-toverkon johtopituus on laskemassa. Käyrät kohtaisivat mahdollisesti vuoden 2028 tietämällä maakaapelointiasteen mukaisesti.



Kuva 3.2 Ilmajohto- ja maakaapeliverkon pituus vuosille 2011–2017. Arviot vuosille 2018–2028 laskettu kasvuvauhtiolettaman ja Energiaviraston keräämän maakaapeliasteen kehityksen pohjalta. (Energiavirasto)

### 3.1 Loistehoikkuna

Jakeluverkkoyhtiöt ovat liittyneenä Fingridin kantaverkkoon liittymispisteissään. Liittymispisteistä mitataan siirtynyt pätö- ja loistehon tuntiteho, jotka kuvassa 3.3 ovat  $P_m$  ja  $Q_m$ . Näistä lasketaan jakeluyhtiön verkosta kantaverkkoon siirtyvän loistehon sallitut otto- ja antorajat. Sallitun loistehon määrään vaikuttaa kantaverkosta siirtyvä pätöteho. Otto- ja antorajojen alittavasta tehosta käytetään nimitystä loistehoikkuna, josta Fingrid ei laskuta jakeluyhtiöitä. Loistehoikkuna on kuvassa 3.3  $Q_{DI}$ ,  $Q_G$  ja  $Q_D$  väliin jäävä alue. (Fingrid)



Kuva 3.3 Loistehoikkuna loistehon sallittujen rajojen määrittämiseen verkkoyhtiön liittytäkseen kantaverkkoon. (Fingrid)

Tässä työssä keskitytään tilanteisiin, jossa kantaverkossa otetaan pätötehoa, mutta loistehoa oltaisiin antamassa. Kyse on siis kuvan 3.3 vasemmasta yläsektorista, jossa kuvassa on rajana loistehon antoraja  $Q_{D1}$ . Jakeluverkkoyhtiölle määritetyt rajat määritetään edellisen vuoden perusteella ja jos verkossa tapahtuu merkittäviä muutoksia, määritetään rajat uudelleen. Loistehon antoraja on 4 % pätötehosta tai enintään loistehon ottorajan  $Q_D$  arvosta seuraavalla yhtälöllä laskettu arvo (Fingrid)

$$Q_{D1} = -0,25 \cdot Q_D, \quad (3.1)$$

$$Q_{D1} = -0,25 \cdot 0,16 \cdot \frac{W_{otto}}{t_k} + 0,1 \cdot \frac{P_{netto}}{0,9}, \quad (3.2)$$

missä

$W_{otto}$  = liittyneen verkon ottoenergia vuodessa (MWh)

$t_k$  = huipunkäyttöaika prosessiteollisuudessa 7000 h ja muualla 5000 h

$P_{netto}$  = liittyneen verkon voimalaitosten nettoteho (MW) huomioiden välin 1 MW–450 MW kaavalla  $0,1 \times P_{netto}/0,9$

Loistehon ylityksissä huomioidaan vain kuukauden aikana 50 suurimman ylityksen jälkeiset ylitykset. (Fingrid) Vuonna 2019 loistehoikkunan ylityksestä laskutetaan loistehomaksu

1000 €/MVar, kk ja loisenergiamaksu 5 €/MVarh. Aina Fingrid ei kuitenkaan laskuta jakeluverkkoyhtiötä loistehoikkunan ylityksistä. Tällaisia tilanteita ovat jotkin vika- ja häiriötilanteet, kuten vähintään 0,5 MVar kompensointiyksikön vikaantuminen tai ylityksen tapahtuminen verkossa, jossa yli 10 MW voimalaitos ei toimi paikallisen loistehon kompensoinnissa. (Fingrid 2)

Fingrid pyrkii loistehon hinnoittelulla varmistamaan, että jakeluverkkoyhtiöt pysyisivät heille määritetyn loistehoikkunan sisällä. Hintataso on määritetty sen verran korkeaksi, että jatkuvat ja merkittävät ylitykset tulisivat kalliimmiksi kuin kompensoinnin järjestäminen. Pienten ylitysten kannattavuusrajan määrittäminen vaatii laaja-alaisen koko verkkoa koskevaa selvitystä. Huomioon otettavia asioita ovat esimerkiksi verkossa tulevaisuudessa tapahtuvat muutokset ja niiden myötä ehkä syntyvä teknistaloudellisin kompensoinnin sijoituspaikka. (Eno 2016)



#### 4. KOMPENSOINTITARVE

Toimitusvarmuusinvestointeja on tehty vuoden 2013 jälkeen jo muutama vuosi. Niiden myötä ilmajohtoa on korvattu maakaapelilla ja keskijänniteverkon tuottama loisteho on kasvanut. Viimeisin Energiaviraston tilasto on vuodelta 2017, joten tässä tarkastelussa lähdetään siitä nähdessä tulevaisuuteen. Aikaisemmin kasvaneelle loisteholle olisi siis jo ratkaisut olemassa.

Kompensointitarpeen laskemisessa on huomioitava ilmajohtoverkon korvaavan maakaapeliverkon lisäksi kasvava maakaapeliverkon osuus. Kompensointitarve  $Q_{komp}$  on laskettu kaavalla 4.1

$$Q_{komp} = \sum(Q_{maakaapeli} \cdot \Delta l_{maakaapeli}) + \sum(Q_{ilmajohto} \cdot \Delta l_{ilmajohto}), \quad (4.1)$$

missä

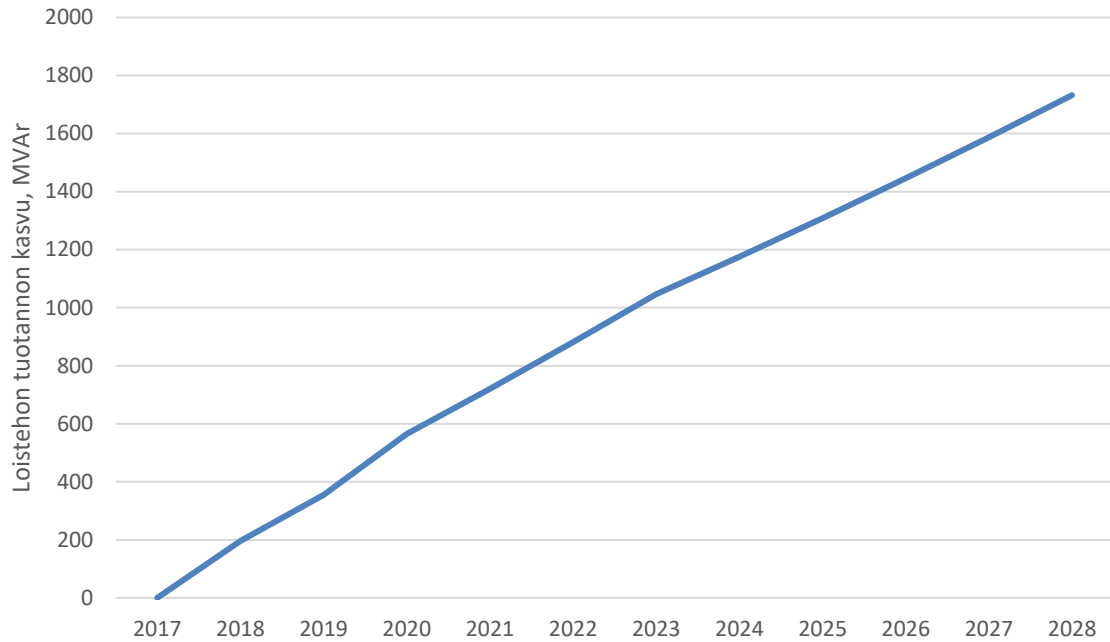
$Q_{maakaapeli}$  = maakaapelin loistehon tuotanto (kVAr/km)

$\Delta l_{maakaapeli}$  = kyseisen maakaapelin verkkopituuden muutos (km)

$Q_{ilmajohto}$  = ilmajohtojen loistehon tuotanto (kVAr/km)

$\Delta l_{ilmajohto}$  = kyseisen ilmajohtojen verkkopituuden muutos (km)

Oletetaan, että muutos tapahtuisi kuvan 2.3 ilmajohtojen rakennetun verkon korvautumisella tasaisesti kuvan 2.2 mukaisilla maakaapeleilla. Lisäksi verkon laajennukset rakennettaisiin tasaisesti samoilla kaapeleilla. Vähäisen kulutuksen tilanteessa se tarkoittaisi seuraavan kuvan 4.1 mukaista loistehon kumulatiivista kasvua. Loistehon tuotanto kasvaisi vuoden 2028 mennessä yli 1700 MVar.



Kuva 4.1 Maakaapeliverkon loistehon tuotannon kumulatiivinen kasvu jakeluverkonhaltijoiden kehittämissuunnitelmien mukaisesti. (Energiavirasto)

Jakeluverkkoyhtiön ja kantaverkkoyhtiön välillä siirtyvä loisteho mitataan nykyään erikseen jokaisesta kantaverkon liittymispisteestä. Näin muiden liittymispisteiden tilannetta ei pysty hyödyntämään ongelmallisen liittymispisteen kanssa. (Fingrid) Loistehoikkunan toistuvissa ja merkittävässä ylityksissä tulee tarve kompensointilaitteiden hankinnalle. Energiavirasto on pitänyt yllä yksikköhinnastoa, jossa on hintoja myös kompensointilaitteille. Yksikköhinnaston avulla kompensointilaitteille saadaan investointihinta  $K_{inv}$  kaavalla 4.2

$$K_{inv} = K_{yksikköhinta} \cdot Q_{komp.}, \quad (4.2)$$

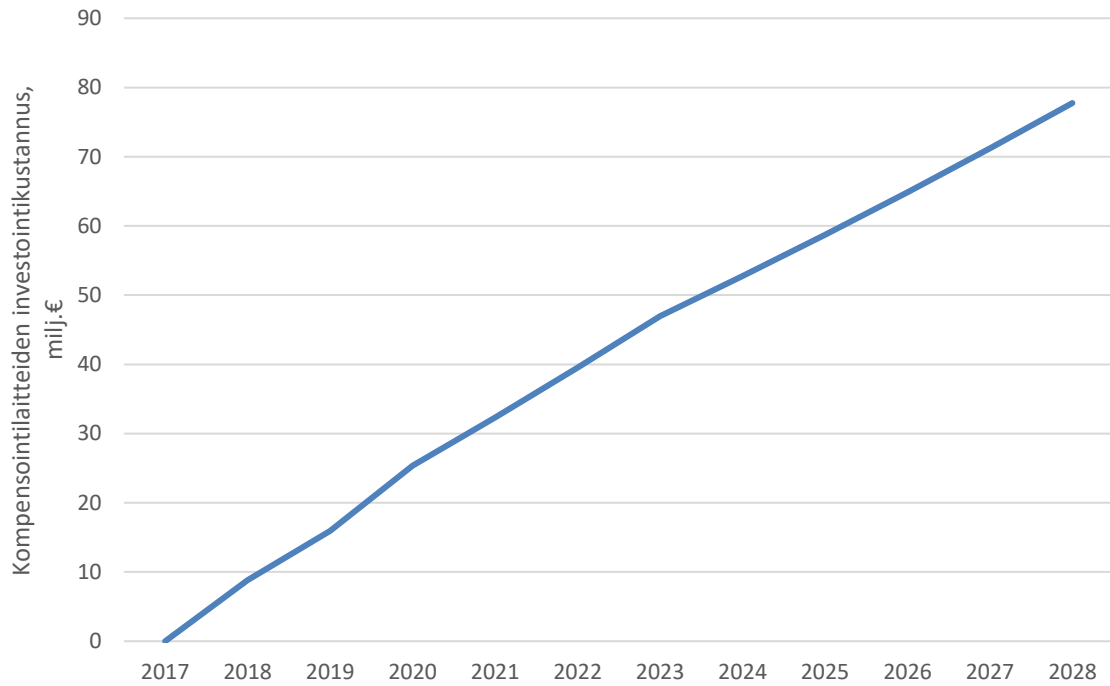
missä

$K_{yksikköhinta}$  = Energiaviraston yksikköhinta kompensointilaitteelle (€/MVA<sub>r</sub>)

$Q_{komp}$  = kompensoitavan loistehon määrä (MVA<sub>r</sub>)

Jos kaikki lisääntynyt loisteho kompensoitaisiin tasaisesti Energiaviraston yksikköhinnaston mukaisilla kompensointilaitteilla, muodostuisi vuoden 2017 jälkeen hankintakustannukseksi alla olevan kuvan 4.2 mukaisesti lähes 78 milj. €. Suhteuttamalla tämä kehittämissuunnitelmien vuosina 2014–28 tapahtuvaan noin 8,6 mrd. € verkkoinvestointeihin ja niiden vaatimaan kompensointitarpeeseen, muodostuisi kompensointilaitteistojen kustannuksista noin 1,1 % osuus. Laskentaa yksinkertaistettiin koskemaan vain investointikustannuksia, eikä

siinä ole otettu huomioon laitteiden elinkaaren aikaisia ylläpito-, korjaus- tai häviökustannuksia. Vertailukohtana pelkille Fingridin loistehomaksuille muodostuisi hintaa vuonna 2028 noin 20,8 milj. €. Olettaen tässä tapauksessa, että kaikki kasvanut loisteho ylittäisi loistehoikkunan ja loistehomaksu pysyisi vuoden 2019 tasolla. (Energiavirasto)



Kuva 4.2 Loistehon tuotannon kasvun arvioidut kumulatiiviset kompensointikustannukset perustuen jakeluverkonhaltijoiden kehittämissuunnitelmissa oleviin kaapelointimääriin. (Energiavirasto)

## 5. KOMPENSOINTIMENETELMÄT

Kapasitiivisen loistehon kompensointiin soveltuvia laitteistoja ovat reaktorit, kuristimet, tah-tikoneet, sarjakondensaattorit ja lisäksi tehoelektroniikkaa pystytään käyttämään loistehon kompensointiin. Eri laitteiden valintaan ja soveltuvuuteen vaikuttaa tarvittavan kompensoin-nin sijainti verkossa. Myös mikäli verkossa esiintyy jotain haitallista ilmiötä, kuten yliaaltoa, tarvitaan loistehon kompensointiin usein valita monimutkaisempi ja kalliimpi vaihtoehto. Kompensointilaitteen sijoittamiseksi tarvitaan lisäksi kytkin- ja suojalaitteita. (Väisänen 2012)

Sähköverkon kompensointi laitteet voidaan karkeasti jakaa vain loistehoon ja loistehon ohella myös jännitteen laatuun vaikuttaviin laitteisiin. Kompensointilaitteiden yleisimmät asennetut tehot ovat keskijänniteverkossa 1–5 MVA<sub>r</sub>. Tarvittaessa kompensointi voidaan toteuttaa myös suurjännitteen puolella, jossa yksikkökoot ovat 20–50 MVA<sub>r</sub>. (Sähköverkot 2)

Tarkempaan tarkasteluun ei ole otettu muuntajia. Tämä johtuu siitä, että muuntajien loiste-hon kulutukset jäävät tarkastelukuormituksilla pieniksi. Esimerkiksi keskijänniteverkossa käytettävien jakelumuuntajien loistehon kulutukset ovat alle 10 kVA<sub>r</sub> ja päämuuntajienkin alle 0,1 MVA<sub>r</sub>. Kulutuksen kasvaessa muuntajien merkitys kasvaa. (Eno 2016)

### 5.1 Reaktorit

Reaktorit on valmistettu yksivaiheisista keloista ja ne ovat pääsääntöisesti ilmasydämissä ja ilmajäädysteissä. Kelojen käämikierroksien välisenä eristemateriaalina käytetään nykyisin lasikuitumassaa. Selvästi harvinaisempien ovat öljyeristeiset reaktorit. Ne ovat hinnakkaam-pia ja painavampia, mutta tarvitsevat toisaalta pienemmän tilan. Pieni koko hyödyttää ahtaan puoleisella sähköasemalla tai jos sähköasemaa ei pystytä laajentamaan.

Reaktoreiden kelat on yleensä kytketty tähteen. Tähtikytkennällä pyritään vähentämään re-aktorin aiheuttamaa voimakasta magneettikenttää. Se jää kuitenkin sen verran voimak-kaaksi, että suoja-aitojen on oltava puuta ja maadoitus on toteutettava säteittäiselektrodeilla. Magneettiset voimat lyhentävät myös reaktorien käyttöikää värinän ja lämpörasituksen seu-rauksena. Reaktoreiden kokoluokat ovat tyypillisesti 110 kV:n verkossa 10–40 MVA<sub>r</sub>:n ja 20 kV:n verkossa 0,5–5 MVA<sub>r</sub>:n välillä. Kokonsa takia ne sijoitetaan yleensä keskitetysti

sähköasemille. Sijoittamalla reaktorit verkon loppupäähän saadaan jännite-eroa pienennettyä verkossa. Reaktorien kompensoima loisteho on riippuvainen verkon jännitteestä. Loisteho saadaan yhtälöstä (Kenttälä 2016; Elovaara 2011)

$$Q = \left[\frac{U}{U_R}\right]^2 Q_R, \quad (5.1)$$

missä

$Q$  = verkon jännite

$Q_R$  = reaktorin mitoitusjännite

$Q_R$  = reaktorin mitoitusteho

## 5.2 Kuristimet ja muuntajakuristimet

Kuristimet ovat tyypillisesti noin 200 kVAr:n tehoisia ja reaktoreita pienempikokoisempia, noin jakelumuuntajan kokoisia laitteita. Ne voivat olla pelkästään kuristimia tai sekä jakelumuuntajan, että rinnakkaiskuristimen muodostamia yhdistelmälaitteita. Muuntaja-kuristin sopii yhteen hieman normaalia suurempaan muuntajakoppiin, mutta pelkkä kuristinkin vaatii oman koppinsa. Muuntaja-kuristimet soveltuvatkin hyvin keskijänniteverkon hajautettuun kompensointiin noin 10 km:n välein verkkoon sijoitettuina. Lisäksi se soveltuu maasulkuvirran kompensointiin ja tarvittaessa kuristinosa voidaan ottaa pois käytöstä. Haittapuolena tosin koko laite joudutaan uusimaan, vaikka vain ainoastaan toinen, muuntaja tai kuristin vikaantuisikin. (Kenttälä 2016; Eno 2016)

## 5.3 Tahtikoneet

Tahtikoneet soveltuvat, joka loistehon tuottamiseen tai kuluttamiseen. Se saadaan kuluttamaan loistehoa verkosta alimagnetoinnin avulla. Alimagnetointia pystytään tiettyyn rajaan asti kasvattamaan ilman pätötehon tuoton laskea. Tämän jälkeen lisää alimagnetoinnilla pätöteho tuotanto kärsii loistehon kulutuksen yhä kasvaessa. Liiallinen alimagnetointi johtaa lopulta kuitenkin tahdistaputoamiseen. Rajat on siis oltava, mutta konetyypin rajoissa pysymällä on loistehon kulutus hallittua. Tätä hyödynnetään erityisesti jakeluverkkoyhtiöiden alueella olevilla vesivoimaloilla. Kokoluokan tuoman edun turvin saadaan näin kompensoitua reilusti lähialueen kasvanutta loistehoa. (Hiltunen 2017) Kuitenkaan pelkästään loistehotasapainon hallintaan hankittavia tahtikoneita ei nähdä taloudellisesti kannattavana. Loistehon säädössä olevat koneet toimivatkin yleensä, edeltävän esimerkin tapaan, myös muussa hyötykäytössä. (Eno 2016)

#### 5.4 Tehoelektroniikka

On mahdollista, että sähköjakelussa käytetään tulevaisuudessa vaihtosähkön ohella myös tasasähköä. Tuotantolaitoksilta syötettävä vaihtosähkö muutettaisiin tasasähköksi pienjännitejakelussa tehoelektroniikkaa hyödyntävien tasasuuntaajien avulla. Pienjännitejakelu toimisi tasasähköllä ja jakelun loppupäässä, kuluttajien luona, tasasähkö muutettaisiin takaisin vaihtosähköksi. Tästä käytetään nimitystä pienjännitteinen tasasähköjakelu (LVDC). Tarkemmin asiaan perehdytään vielä tulevaisuuden verkkojen yhteydessä kappaleessa 5.6. (Partanen et al. 2010)

Tasasuuntaus voidaan hoitaa usealla tavalla, mutta niiden soveltuvuus loistehon kompensointiin vaihtelee. Vienna -tasasuuntaajalla ja verkkovaihtosuuntaajalla pystytään vaikuttamaan tasasuuntauksen tehokertoimeen ja sitä kautta loistehotaseeseen. Verkkovaihtosuuntaajalla, joka on kahdesta kalliimpi, pystytään myös syöttämään sähköä pienjännitteen puolelta keskijännitepuolelle. Näin esimerkiksi aurinkopaneelit ja energiavarastot pystytään liittämään sähköverkkoon. Haittana pienjännitepuolella tapahtuvassa kompensoinnissa ovat lisääntyneet häviöt ja muuntajien kuormitusten kasvu. (Hiltunen 2017)

Sähköverkolta vaadittava luotettavuus on kasvanut. Tätä tukee verkon komponenttien pitkä elinkaari, joka on tyypillisesti 30–50 vuotta. Teollisuudessa käytetyt suuntaajat ovat kuitenkin vikaantuneet jo noin 5–10 vuodessa. Elinkaari voisi olla mahdollista nostaa noin 15 vuoteen. Tässä ajassa vikaherkimmät osat olisi kuitenkin vaihdettava huolto-ohjelman puitteissa. Huolto-ohjelman ja komponenttien jäljellä olevan eliniän ennakoiminen korostuukin luotettavuuden varmistamiseksi. Sama vaatimus koskee sähköverkkoa myös ilman suuntaajiakin. Etäluettavissa mittareissa, kauko-ohjattavissa erottimissa ja automaatiojärjestelmissä on elektroniikkaa ja elektroniikan määrä sähköverkossa tulee jatkossa vain kasvamaan. (Partanen et al. 2010)

#### 5.5 Staattinen kompensattori

Staattiset kompensattorit ovat reaktoreita, kondensaattoreita ja tyristoreja sekä niiden ohjauslaitteita sisältäviä laitteita. Ne soveltuvat loistehon kuluttamiseen tai tuottamiseen. Tämän lisäksi niillä voidaan vaikuttaa myös sähkön laatuun. Esimerkiksi tuulipuistot hyötyvät niiden soveltuvuudesta jännitteen stabilointiin tai yliaaltojen suodatukseen. Sähkön laatuun vaikuttamalla tuulivoimalat saavuttavat helpommin voimalaitoksilta vaadittavat verkon liittymiskriteerit. Monipuolisen laitteen haittapuolena mainittakoon korkea hinta. Potentiaali

rajoittuukin tilanteisiin, joissa muilla vaihtoehtoilla ei saavuteta esimerkiksi riittävää reagointi nopeutta. Jakeluverkkopuolella halvemmat vaihtoehdot yleensä riittävät. (Kenttälä 2017)

## 5.6 Tulevaisuuden verkkoratkaisut loistehon näkökulmasta

Suomessa sähkönjakelu on toteutettu pääpiirteittäin vaihtosähköllä 20 kV keskijänniteverkossa ja 0,4 kV pienjänniteverkossa. Suurin osa verkosta on vielä ilmajohtoverkkoa, erityisesti haja-asutus alueilla. Se on monin paikoin elinikänsä loppupäässä ja sen korvaaminen on ajankohtaista. Pelkästään toimitusvarmuuden näkökulmasta maakaapelointi näyttäytyisi houkuttelevalta, mutta se ei kustannuspaineiden takia tule suurelta osin kyseeseen. Maakaapeloinnille joudutaan siis etsimään korvaavia ratkaisuja, joita tässä käydään läpi. Liiallisen loistehon tuotannon näkökulmasta keskijännitemaakaapelista luopuminen on myös positiivista.

Keskijänniteilmalinjat ovat olleet tyypillisesti avojohtoja. Linjan rakentamisessa on suosittu myös mahdollisimman lyhyitä johtopituuksia materiaalikustannuksista säästämiseksi. Tämä on johtanut monin paikoin linjan sijoittamiseen metsien halki. Metsässä kulkeva linja aiheuttaa kuitenkin haasteita linjan huollettavuudelle esimerkiksi myrskyjen jälkeen. Toimitusvarmuuden ja kustannusten kompromissiksi on esitetty linjan sijoittamista teiden varsille. Teiden varsille sijoittamalla on pystytty lähes puolittamaan johto-osuudella esiintyvien vikojen määrä.

Hieman avojohtoa kalliimpi, mutta toimitusvarmuutta parantava ratkaisu on käyttää päällystettyä avojohtoa (PAS). Päällystetyssä avojohdossa johdinten päällä on ohut eristyskerros. Tällä estetään rinnakkaisten johdinten, lintujen ja oksien aiheuttamia käyttökeskeytyksiä. Linja kestä myös paremmin puun nojaamista, mutta turvallisuuden takia linjoja on tarkistettava aina tarvittaessa. Nojaava puu voi ajan kanssa aiheuttaa hengenvaarallisen vian, joka voi hämätä johto-osuuden suojauksen. Teiden varsille sijoitettu linja helpottaa tarkistusta.

Pienjännitedirektiivi 73/23/EEC nosti pienjänniterajan vaihtosähköllä 1000 V:iin ja tasasähköllä 1500 V:iin. Tämän jälkeen niiden soveltuvuutta perinteistä 400 V jakelua laajempaan pienjännitejakeluun on tutkittu. Tutkimukset ovat olleet lupaavia ja 1000 V jakelujärjestelmä on jo laajasti käytössä. Sillä on pystytty hillitsemään kustannusten nousua ja rakentamaan jakeluverkkoa keskijänniteverkkoa edullisemmin. Samalla loistehon tuotantoa saadaan alas päin, kun keskijännitejohto-osuuksia pystytään korvaamaan pienemmillä jännitetasoilla. Sähköverkon kannalta se tarkoittaa yhden jännitetason eli 1000 V lisäämistä 20 kV ja 0,4

kV verkon rinnalle. Rakentamiseen 1000 V verkossa soveltuvat olemassa olevat 0,4 kV johdot ja kaapelit. Muuntamoiden osalta se tarkoittaa 20/0,4 kV muuntamoiden korvaamista 20/1(/0,4) kV ja 1/0,4 kV muuntamoilla, sekä 1000 V suojalaitteiden lisäämistä. Suojalaitteiden myötä 1000 V perässä oleva alue muodostaa oman suojausalueen, eikä sen viat aiheuta keskeytyksiä muuhun keskijänniteverkkoon. Edullisempien komponenttien myötä investointikustannuksissa päästään jopa yli 50 % säästöihin. Käyttöpotentiaali 1000 V sähköjakelussa rajoittuu alle 100 kW johtohaaroihin ja 1–5 km etäisyyksille. Tällaisia tapauksia on paljon maaseudulla ja alueesta riippuen noin 10–30 % keskijänniteverkosta olisi mahdollista korvata 1000 V tekniikalla. (Lohjala 2005; VTT 2006)

Pienjännitteisessä tasasähkön jakelussa vaihtosähköinen keskijännite muutetaan toteutustavasta riippuen ensimmäiseksi esimerkiksi 1500 V tasajännitteeksi. Kulutuspisteissä asiakkaiden luona tasasähkö muutetaan taas takaisin vaihtosähköksi. Tasajännitteellä toimiva alue muodostaisi oman suoja-alueensa ja mahdollista itsenäisen saarekekäytön hajautetun tuotannon ja energiavarastojen avulla. Tasajännitejärjestelmä muodostaisi tässä etua vaihtojännitteeseen nähden säädettävyydellään ja joustavuudellaan. Siirtoetäisyyksiä pystytään myös kasvattamaan. 1000 V järjestelmään verrattuna siirtoetäisyydet tai -tehot nousisivat noin 2–3 kertaisiksi. Tämän myötä LVDC potentiaali keskijännitteisen verkon korvaajaksi kasvaa. Haja-asutusalueilla se tarkoittaisi jopa 50 % korvattavuutta. Kaupungeissa kyseeseen voisi tulla tilanteet, jossa tiiviisti rakennetulle alueelle on vaikea sijoittaa esimerkiksi muuntamoja ja 0,4 kV siirtokapasiteetin riittävyys on koetuksella. Volyymia DC-verkon käyttöönotto kuitenkin tarvitsee. Kannattavaan soveltamiseen vaadittaisiin vähintään 10 % osuus AC-verkosta. (Partanen et al. 2010; VTT 2006)



## 6. YHTEENVETO

Toimitusvarmuusvaatimukset ovat vauhdittaneet maakaapeloinnin yleistymistä. Lisääntyvän maakaapeloinnin myötä jakeluverkon loistehon tuotanto kasvaa. Selvitettävänä oli kasvun suuruusluokka ja toisaalta kasvun hallinnan soveltuvat menetelmät.

Kasvun suuruus riippuu voimakkaasti toteutuneista kaapelointimääristä ja kaapeloinnissa käytetyistä kaapeleista. Tehdyillä olettamuksilla kasvuksi saatiin vuoteen 2028 mennessä noin 1730 MVA<sub>r</sub>. Kaikkea kasvanutta loistehoa ei ole kannattavaa syöttää kantaverkkoon, vaan sitä on kompensoitava jakeluverkkoyhtiöiden toimesta. Kompensoinnin hinta-arvioksi saatiin lähes 78 milj. €. Sitä voidaan hoitaa keskitetysti sähköasemilla tai hajautetusti eri puolilla jakeluverkkoa. Kompensoitavan loistehon suuruus, toistuvuus ja sijainti määrittävät teknisesti ja taloudellisesti parhaat kompensointilaitteet ja -menetelmät. Lisäksi turvallisuus- ja sähkölaatu- ja -käytökulmat on otettava huomioon.

Sähköverkon parannusinvestoinnit ovat painottuneet kaupunki- ja taajama-alueille. Jatkossa painopiste siirtyy haja-asutusalueille. Haja-asutusalueilla käytettävillä verkkoratkaisuilla on keskeinen merkitys, niin investointikustannuksiin kuin myös loistehoonkin. Uusia verkkoratkaisuja on olemassa ja niiden hyödyntämispotentiaali kohdistuu voimakkaimmin juuri haja-asutusalueille. Keskijännitteellä toteutettuun verkkoon nähden nämä verkkoratkaisut vähentävät kuitenkin verkon siirtokapasiteettia. Sähkönkäytön muutos vaatiikin tutkimista ja seuraamista. Myös hajautetun tuotannon ja energiavarastojen yleistymisessä ja tapahtuman muutosnopeudessa on epävarmuus tekijöitä. Kokonaisuudessa on lisäksi huomioitava, että sähköverkkoinvestointien tulisi toimia myös kymmenien vuosien päähän.

**LÄHTEET**

- (Elovaara, 2011) Elovaara, J., Haarla, L., 2011. Sähköverkko II. Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet.
- (Pesonen, 2015) Pesonen, M., 2015. 20 kV ilmajohtoverkon maakaapeloinnin vaikutus maasulkusuojaukseen ja loistehotaseeseen, Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.
- (Eno, 2016) Eno, H., 2016. Kapasitiivisen loistehon kompensointi sähköverkkoyhtiössä, Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto.
- (Väisänen, 2012) Väisänen, P., 2012. Loistehon kompensointi jakeluverkkoyhtiössä, Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto
- (Hiltunen, 2017) Hiltunen, R., 2017. Loistehon ja maasulkuvirran hallinta jakeluverkkoyhtiössä, Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto
- (Kenttälä, 2016) Kenttälä, A-I., 2016. Jakeluverkon loistehohallinnan suunnitelma, Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto
- (Partanen et al, 2010) Partanen, J., et al, 2010. Tehoelektroniikka sähköjakelussa – Pienjännitteinen tasasähköjakelu. Lappeenrannan teknillinen yliopisto
- (Lohjala 2005) Lohjala, J., 2005. Haja-asutusalueiden sähköjakelujärjestelmien kehittäminen – erityisesti 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet, Väitöskirja, Lappeenrannan teknillinen yliopisto
- (Finlex 2013) Sähkömarkkinalaki, viitattu 13.11.2018, Saatavilla: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>
- (Energiavirasto 1) Energiavirasto, Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys, sähköverkon toimitusvarmuus ja valvonnan vaikuttavuus 2017
- (Energiavirasto 2) Energiavirasto, Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys, sähköverkon toimitusvarmuus ja valvonnan vaikuttavuus 2018
- (Energiavirasto 3) Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut 2011-2013, viitattu 09.05.2019, Saatavilla: <http://www.emvi.fi/web/guest/vuosittaiset-laskelmat1>
- (Energiavirasto 4) Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut 2014-2017, viitattu 09.05.2019, Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut>
- (Fingrid 1) Fingrid, Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito, 2017

- (Fingrid 2) Uusi loissähkön hinnoittelu vuoden 2017 alusta, viitattu 11.12.2018, saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2017/uusi-loissahkon-hinnoittelu-vuoden-2017-alusta/>
- (Fingrid 3) Loissähkön käyttö ja loistehoreservin ylläpito, viitattu 11.12.2018, saatavilla: <https://www.fingrid.fi/palvelut/sahkonsiirto/liitynta-kantaverkkoon/loissahkon-kaytto-ja-loistehoreservin-yllapito/>
- (Prysmian) Energia-, teollisuus- ja talonrakennuskaapelit, viitattu 15.1.2018, esite saatavilla: <https://fi.prysmiangroup.com/esitteet>
- (SENER) Keskijänniteverkon sähköinen mitoittaminen, Verkostosuositus SA5:94, Sähköenergialiitto ry
- (VTT 2006) Verkkovisio 2030, Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio, 2006