Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma
2019

Diplomityö

AURINKOVOIMALOIDEN VAIKUTUKSET PIENJÄNNITEVERKKOON – CASE JÄRVI-SUOMEN ENERGIA

Matias Savolainen

Työn 1. tarkastaja: Prof. Jarmo Partanen
Työn 2. tarkastaja TkT Jukka Lassila
Työn ohjaaja: DI Arto Pajunen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Matias Savolainen

Aurinkovoimaloiden vaikutukset pienjänniteverkkoon – case Järvi-Suomen Energia

Diplomityö
2019
138 sivua, 36 kuvaa, 20 taulukkoa ja 5 liitettä

Työn tarkastajat: 1. tarkastaja: Prof. Jarmo Partanen
2. tarkastaja: TkT Jukka Lassila
Työn ohjaaja: DI Arto Pajunen

Hakusanat: aurinkovoimala, aurinkosähkö, pienjänniteverkko, verkostovaikutukset, haasteet, älykäs sähköverkko, hajautettu energiantuotanto

Hajautetusti pienjänniteverkkoon liitetyt sähkön loppukäyttäjien omistamat aurinkovoimalat ovat Euroopan unionin sekä Suomen energia- ja ilmastopoliittisten tavoitteiden saavuttamisessa tärkeässä asemassa. Tulevaisuuden älykkäissä sähköverkoissa nämä aurinkovoimalat tulevat olemaan myös hyvin merkittävässä roolissa. Pienjänniteverkkoon liitettyjen aurinkovoimaloiden kumulatiiviset määrät sekä nimellistehot tulevatkin kasvamaan nykyisistä määristä huomattavasti. Aurinkovoimalat ovat pienjänniteverkon näkökulmasta uusia syöttöpisteitä verkossa, minkä seurauksena ne aiheuttavat pienjänniteverkoille myös uudenalaisia verkostovaikutuksia. Nämä verkostovaikutukset voivat olla pienjänniteverkon toiminnan ja turvallisuuden kannalta haasteellisia, minkä vuoksi jakeluverkkoyhtiöiden tulee olla niistä tietoisia.

Tässä diplomityössä tutkittiin näitä aurinkovoimaloiden haasteellisia vaikutuksia pienjänniteverkolle sekä näihin haasteisiin käytettävissä olevia ratkaisuja. Kirjallisuustutkimuksessa painotettiin erityisesti saksalaisten jakeluverkkoyhtiöiden

käytännön kokemuksia aurinkovoimaloiden verkostovaikutuksista. Kirjallisuustutkimuksen perusteella aurinkovoimaloiden mahdollisia haasteellisia vaikutuksia pienjänniteverkoille ovat jännitteennousu ja -muutokset, ylikuormittuminen, vikavirtojen kasvaminen ja siitä aiheutuvat verkon suojauksen ongelmat sekä sähkön laadun heikkeneminen. Näistä merkittävimpiä haasteita saksalaisille verkkoyhtiöille aiheuttivat jännitteennousu sekä verkon ylikuormittuminen. Suomalaisille verkkoyhtiöille näistä merkittävimmäksi haasteeksi muodostuu jännitteennousu ja -muutokset, koska suomalaiset pienjänniteverkot on mitoitettu suuremmiksi talven huippukuormien takia kuin Keski-Euroopassa. Kirjallisuustutkimuksen perusteella pienjänniteverkon riskialueita aurinkovoimaloiden näkökulmasta ovat heikon yksi-vaiheisen vikavirran verkkoalueet sekä pitkät haja-asutusalueen säteittäiset johtolähdöt, joissa on heikko jännitejäykkyys.

Kirjallisuustutkimuksen perusteella näihin haasteisiin käytettävissä olevat ratkaisut ovat pääasiassa jakeluverkkoyhtiöille ennestään tuttuja verkon vahvistamistoimenpiteitä, jotka ovat usein varsinkin pitkällä aikavälillä teknis-taloudellisesti parhaita ratkaisuja. Myös verkon optimointitoimenpiteet sekä aurinkovoimalan hetkellinen tuotantotehon rajaus ovat soveltuvissa tilanteissa teknis-taloudellisesti kannattavia. Uudet älykkäät verkostokomponentit eivät ole vielä vakiintuneet kannattaviksi ratkaisumenetelmiksi, mutta tulevat niiden käyttökokemusten lisääntyessä todennäköisesti sellaisiksi kehittymään.

Työn empiirisessä osassa tehtiin Järvi-Suomen Energialle pienjänniteverkon kvantitatiivinen nykytila-analyysi aurinkovoimaloiden näkökulmasta. Lisäksi yhdelle pienjänniteverkon muuntopiirille suoritettiin kohdealuetarkastelu aurinkovoimaloiden aiheuttamista haasteellisista verkostovaikutuksista. Kirjallisuustutkimuksen ja empiirisen tutkimuksen pohjalta kehitettiin työn lopputuloksena Järvi-Suomen Energialle strategia aurinkovoimaloiden yleistymistä varten. Strategiassa tunnistettiin aurinkovoimaloiden aiheuttamat haasteet sekä niiden vakavuudet Järvi-Suomen Energian pienjänniteverkolle. Strategiassa tunnistettiin myös näiden haasteiden kannalta Järvi-Suomen Energian pienjänniteverkon riskialueet ja niiden lukumäärät. Strategiassa kehitettiin myös näihin haasteisiin ratkaisuportfolio, joka sisältää teknis-taloudellisesti parhaat käytettävissä olevat ratkaisumenetelmät. Strategiaan kehitettiin lisäksi ohjeistuksia suunnitteluun sekä käyttötoimintaan, joiden avulla Järvi-Suomen Energia pystyy huomioimaan aurinkovoimalat paremmin ja kustannustehokkaammin toiminnassaan.

ABSTRACT

Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT
LUT School of Energy Systems
Degree Programme in Electrical Engineering

Matias Savolainen

Impacts of solar power plants to the low voltage distribution grid – case Järvi-Suomen Energia

Master's Thesis
2019
138 pages, 36 figures, 20 tables and 5 appendixes

Examiners: 1st examiner: Prof. Jarmo Partanen
2nd examiner: D.Sc. (Tech.) Jukka Lassila
Supervisor: M.Sc. (Tech.) Arto Pajunen

Keywords: solar power plants, photovoltaics, low voltage distribution grid, grid impacts, challenges, smart grid, distributed energy production

Residential owned decentralized and low voltage grid connected solar power plants are important piece in fulfilling of EU's and Finland's energy and climate policy targets. In future's smart grids these solar power plants will also act very important role. The cumulative numbers and apparent powers of these solar power plants will rise from today's numbers drastically. Solar power plants from low voltage grid's point of view are new feeding point and that's why they also cause new kinds of grid impacts. These grid impacts can be harmful for low voltage grid's safety and operations, which causes that distribution operators must be familiar with these impacts.

In this thesis these harmful grid impacts caused by residential solar power plants were studied. In this thesis available solutions for these harmful impacts were also studied. In literature research scientific sources discussing actual experiences of German distribution operators with these challenges were emphasized. According to literature research possible

challenging grid impacts caused by solar power plants are rise and changes of voltage levels, overloading, rise of fault currents and protection challenges which they cause and weakening of quality of distributed electricity. The most harmful of these challenges to the German distribution operators were rise of voltage levels and overloading. To Finnish distribution operators most challenging of these is rise and changes of voltage levels because Finnish distribution grids have better capacity than those in Middle-Europe. That is because of high loads which occurs during winter in Finland. According to literature research risk areas from solar power point of view are areas that has weak one-phase fault current and areas that has long radial power lines, which have weak voltage rigidity.

According to literature research solutions to these challenges are mostly traditional grid's strengthening methods, which usually are the most beneficial technically and economically, especially in the long term. Also, grid optimizing methods and solar power plants power curtailment are technically and economically beneficial in suitable cases. New smart grid components haven't yet become generally beneficial solutions to these challenges, but they will probably eventually become such in the future.

In empirical part of this thesis quantitative present-state analysis from solar power point of view to the low voltage grid of Järvi-Suomen Energia was conducted. Closer analysis to one example area was also conducted. Based to the literature and empirical researches a strategy against solar power's challenges to the Järvi-Suomen Energia was developed. In this strategy low voltage distribution grid's challenges caused by solar power plants and their level of severity were identified. In this strategy risk areas to these challenges and amount of those areas were also identified. Portfolio of solutions to these challenges was also developed in this strategy. This developed portfolio contains technically and economically best available solutions to these challenges. Instructions to the planning and use-operations of Järvi-Suomen Energia was also presented. With these instructions Järvi-Suomen Energia can better and more cost efficiently consider solar power plants in their operations.

ALKUSANAT

Tämän diplomityön tekemisen on mahdollistanut Järvi-Suomen Energia tarjoamalla mielenkiintoisen ja ajankohtaisen aiheen. Haluan erityisesti kiittää työtä ohjannutta DI Arto Pajusta monipuolisista ja kehittävistä kommenteista aiheeseen liittyen. Haluan välittää kiitokset myös muille työn tekemisessä auttaneille henkilöille Järvi-Suomen Energialla.

Haluan myös kiittää professori Jarmo Partasta työn laadukkaasta ohjaamisesta sekä tärkeistä neuvoista koko diplomityöprosessin aikana. Kiitokset myös opiskelussa ja yhteisellä matkalla olleille ystäville, joiden kanssa koin hienoja hetkiä, niin opinnoissa kuin niiden ulkopuolellakin.

Lopuksi haluan välittää suuret ja lämpimät kiitokset perheelleni ja läheisilleni. Teidän tuellanne ja kannustuksellanne on ollut todella tärkeä merkitys niin diplomityön tekemisessä kuin muissakin elämäni vaiheissa.

Kuopiossa 6.6.2019
Matias Savolainen

SISÄLLYSLUETTELO

1 JOHDANTO 12
1.1 Työn tavoitteet ja rajaus 13
1.2 Tutkimuskysymykset 14
1.3 Työn sisältö 15
2 AURINKOVOIMALOIDEN JA PJ-VERKON NYKYTILANNE SEKÄ TULEVAISUUDEN NÄKYMÄT 15
2.1 Saksa 21
2.2 Suomi 26
2.3 Järvi-Suomen Energia 27
3 MAHDOLLISIA AURINKOVOIMALOIDEN AIHEUTTAMIA HAASTEITA PJ-VERKOLLE 29
3.1 Haasteet 30
3.1.1 Jännitteennousu 34
3.1.2 Ylikuormitus 41
3.1.3 Vikavirtojen kasvaminen ja suojaus 45
3.1.4 Sähkön laatu 54
4 MAHDOLLISIA RATKAISUJA AURINKOVOIMALOIDEN PJ-VERKOLLE AIHEUTTAMIIN HAASTEISIIN 60
4.1 Ratkaisut 60
4.1.1 Jännitteennousu 63
4.1.2 Ylikuormitus 76
4.1.3 Vikavirtojen kasvaminen ja suojaus 79
4.1.4 Sähkön laatu 87
5 KÄYTÄNNÖN KOKEMUKSIA AURINKOVOIMALOIDEN PJ-VERKOLLE AIHEUTTAMISTA HAASTEISTA JA RATKAISUISTA 88
5.1 Yleisimmät kohdatut haasteet ja käytetyt ratkaisut niihin 88
5.1.1 Jännitteennousu 90
5.1.2 Ylikuormitus 91
5.1.3 Vikavirtojen kasvaminen ja suojaus 92
5.1.4 Sähkön laatu 92

6 STRATEGIAN KEHITYS JÄRVI-SUOMEN ENERGIALLE AURINKOVOIMALOIDEN YLEISTYMISTÄ VARTEN 92

6.1 JSE:n PJ-verkon nykytilanne aurinkovoimaloiden kannalta 94

6.2 Todennäköisimmät aurinkovoimaloiden aiheuttamat haasteet JSE:n PJ-verkossa 101

6.3 Teknis-taloudellisesti parhaat ratkaisut aurinkovoimaloiden aiheuttamiin haasteisiin JSE:n PJ-verkossa 114

6.4 Järvi-Suomen Energialle kehitetty strategia aurinkovoimaloiden yleistymistä varten 121

6.4.1 Strategian esittely 121

6.4.2 Strategian hyödyt 125

6.4.3 Strategian jatkokehitys 126

7 JOHTOPÄÄTÖKSET JA YHTEENVETO 127

LÄHDELUETTELO 133

LIITTEET

Liite 1: Muuntopiirin 6232 verkkokuva

Liite 2: Muuntopiirin 6232 muuntamokaavio

Liite 3: Muuntopiirin 6232 verkostolaskennan tulokset

Liite 4: AMKA-riippukierrekaapelien sekä maakaapeleiden sähkötekniset tiedot

Liite 5: Kahvavarokkeiden sulamiskäyrästö

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

A	ampeeri
AMKA	riippukierteinen pienjännitejohdin
AMR	Automatic Meter Reading, automaattinen mittarin luenta
AXMK	pienjännitemaakaapeli
EMC	Electromagnetic Compatibility, sähkömagneettinen yhteensopivuus
FCL	Fault Current Limiter
gG	ylivirralta ja oikosululta suojaava varoke
GW	gigawatti
GWh	gigawattitunti
Hz	hertsi
Hz/s	hertsiä per sekunti
IGBT	Insulated Gate Bipolar-Transistor, eristetty tehotransistori
JSE	Järvi-Suomen Energia
KJ-verkko	keskijänniteverkko
KJ-kiskosto	keskijännitekiskosto
kW	kilowatti
kV	kilovoltti
kVA	kilovolttiampeeri
LoM	Loss of Mains, saarekekäyttö, saarekekäytön esto suojaus
min	minuutti
ms	millisekunti
MW	megawatti
MVA	megavolttiampeeri
MWh	megawattitunti
PEN-kisko	suojamaa- ja nollakisko
PJ-verkko	pienjänniteverkko
PWM	Pulse-Width Modulation, pulssinleveysmodulaatio
ROCOF	Rate Of Change Of Frequency, taajuuden muutosnopeuden seuraaminen
Sener	sähköenergialiitto
THD	Total Harmonic Distortion, kokonaisharmoninen särö
TN-C	yhdistetty suojamaa- ja nollajohdin järjestelmä

V	voltti
VVI	Voltti-VAr Indeksi

alaindeksit

12	jännite vaiheiden L1 ja L2 välillä
23	jännite vaiheiden L2 ja L3 välillä
31	jännite vaiheiden L3 ja L1 välillä
2	järjestelmän jännite jännitekuopan aikana
fault	vika
grid, net	verkko
gen, m	aurinkovoimala
inv, NG	invertteri
induktiivista	induktiivinen tehokerroin
j	johdin
kapasitiivista	kapasitiivinen tehokerroin
k	liittämiskohta, oikosulku
kok	kokonais-
LT	long time, pitkäaikainen
M	tuotantolaitteisto
m	momentary, hetkellinen arvo
N, n	nimellis-
p	peak, huippuarvo
R	varoke
s	laitteisto
SH	symmetry harmony, symmetrian harmonia
suhde	invertterin nimellisvirran ja käynnistysvirran suhde
ST	short time, lyhytaikainen
v	vaihe

symbolit

ω	kulmataajuus
$\cos\varphi$	tehokerroin
β	jännitekerroin

U	jännite
L	induktanssi
δ	vaihekulma
P	pätöteho
Q	loisteho
S	nimellisteho, oikosulkuteho
X	reaktanssi
R	resistanssi
Z	impedanssi
ΔU	nimellisjännitteen ja jännitekuopan välinen jännite-ero
Δt	jännitekuopan kestoaika
Ω	ohmi
°	aste
r	suhteellinen resistanssi
z	suhteellinen impedanssi

1 JOHDANTO

Perinteisesti sähköntuotanto on ollut keskitettyä ja suuritehoisilla voimalaitoksilla toteutettua, koska keskitetty ja suuritehoinen sähköenergian tuotanto on ollut mittakaavaedun takia edullisin sähköntuotantomuoto. Näin tuotettu sähköenergia on siirretty siirto- ja jakeluverkkojen välityksellä asiakkaalle eli sähkön loppukäyttäjälle. Tehon virtaus on ollut yksisuuntaista ja sen virtaussuunta on ollut tuotantolaitokselta asiakkaan suuntaan. Suomen sähkön siirto- ja jakeluverkot on suunniteltu ja rakennettu tähän tehon yksisuuntaiseen virtaukseen pohjautuen.

Tilanne on kuitenkin nykyisin muuttumassa. Kehittyneiden ympäristöarvojen ja Euroopan unionin tavoitteiden sekä sopimusten myötä sähköenergian tuotanto on muuttumassa ekologisempaan suuntaan. Uusiutuvat sähköenergian tuotantomuodot ovat viime vuosina muuttuneet entistä kannattavammiksi ja niiden suosio on kasvanut niin suuren mittakaavan sähköenergian tuotannossa, kuin hajautetussa asiakkaan omassa käyttöpaikassaan tapahtuvassa pientuotannossakin. Teknologian kehittyminen, nouseva sähkönhinta sekä yhteiskunnan kiihtyvästä sähköistymisestä aiheutuva sähkönkulutuksen kasvu lisäävät entisestään asiakkaiden halukkuutta toimia myös sähköntuottajana. Asiakkaat eivät kuitenkaan ole usein halukkaita tekemään uusia ja teknis-taloudellisesti epävarmoja investointeja. Tukitoimintojen, lainsäädännön sekä vakiintuneiden käytäntöjen ja toimintamallien avulla pientuotannosta on kuitenkin mahdollista tehdä asiakkaille taloudellisesti kannattavaa ja helpottaa koko pientuotantolaitteiston hankintaprosessia. Tästä hyvänä esimerkkinä toimii Saksan räjähdysmäinen hajautetun sähkönpientuotannon lisääntyminen.

Asiakkaan kulutuspisteen yhteydessä tapahtuva sähkönpientuotanto on Euroopan unionin ja Suomen energia- ja ilmastopoliittisten tavoitteiden saavuttamiseksi tärkeässä asemassa. Paikallisesti tuotettava ja kulutettava päästötön uusiutuva sähköenergia on ympäristön kannalta merkittävä asia ja se muuttaa sähköenergian tuotannon liiketoimintamalleja merkittävästi. Merkittäviä muutospaineita pientuotanto tuo myös sähköverkkoliiketoimintaan. Asiakkaan on pääsääntöisesti taloudellisesti kannattavinta tuottaa laitteistollaan sähköenergiaa omaan käyttöönsä. On kuitenkin paljon tilanteita, joissa oma sähköntuotantokapasiteetti ei riitä kattamaan sähkönkulutusta kaikkina ajanhetkinä, joten liittymä jakeluverkkoon on säilytettävä. Myös tilanteessa, jossa oma sähkönkulutus on

pienempää kuin oma sähköntuotanto, ylijäämäsähköä olisi kannattavaa syöttää jakeluverkkoon. Näin menetellen pientuotannon kapasiteetti saataisiin tehokkaasti hyötykäyttöön. Tällöin tilanne kuitenkin hankaloituu erityisesti verkkoyhtiön näkökulmasta. Sähkömarkkinalain 588/2013 mukaisesti verkkoyhtiöllä on velvollisuus liittää ehdot täyttävä tuotantolaitos verkkoon ja tälle verkkoon syötetylle sähkölle on oltava myös ostaja tiedossa (Sähkömarkkinalaki 588/2013). Tilanteesta seuraava tehon kaksisuuntainen virtaus aiheuttaa haasteita perinteisen sähköverkon toiminnalle ja suojaukselle. Näistä syistä hajautetun pientuotannon yleistyminen onkin sähköverkon suunnittelun, toimintavarmuuden ja turvallisuuden takaamisen kannalta haaste verkkoyhtiöille.

Vikatilanteet ovat hajautettua pientuotantoa sisältävissä jakeluverkoissa tavallista haastavampia, koska verkon suojaus on suunniteltu ja toteutettu perustuen siihen, että vikavirtaa syötetään vain ja ainoastaan ylemmältä jänniteportaalta. Pientuotantolaitoksen verkkoon sijoittumisesta ja vikapaikan sijainnista riippuen verkon vikavirrat voivat kasvaa alueellisella tasolla johdinten ja verkon muiden komponenttien termisiä kestorajoja suuremmiksi. Toisaalta vikavirrat voivat hajautetun pientuotannon takia pienentyä suojalaitteen kohdalla mitoitettua vikavirtatasoa pienemmäksi, jolloin suojaus ei havaitse vikaa eikä siksi toimi halutulla tavalla. Myös verkon normaalit käyttö- ja huoltotoiminnot voivat vaikeutua hajautetun pientuotannon takia. Pientuotanto voi aiheuttaa jakeluverkossa jännitteennousua sekä jännitteen nopeita muutoksia, mikä vaikeuttaa sähkön laadun pitämistä vaadituissa arvoissa. Pientuotanto voi aiheuttaa jakeluverkkoon välkyntää, yliaaltoja sekä säröä, mitkä omalta osaltaan myös heikentävät sähkönlaatua. Verkon huoltotöitä pientuotanto vaikeuttaa mahdollisen takasyötön ja siitä aiheutuvan saareketilanteen kautta. Saareketilanne voi tunnistamattomana aiheuttaa pahimmillaan hengenvaarallisen tilanteen niin korjaushenkilöstölle kuin sivullisillekin. Näiden mahdollisten haasteiden vuoksi verkkoyhtiöiden tuleekin ymmärtää aurinkovoimaloiden verkostovaikutuksia nykyistä syvällisemmin ja paremmin, jotta he pystyvät takaamaan sähkönjakelun turvallisuuden ja toimitusvarmuuden myös aurinkovoimaloiden huomattavan lisääntymisen jälkeenkin.

1.1 Työn tavoitteet ja rajaus

Tämän diplomityön tavoitteena on selvittää mitä haasteellisia verkostovaikutuksia loppukäyttäjien aurinkovoimaloilla ja niiden lisääntymisellä on pienjänniteverkon

toimintaan ja suojaukseen. Työssä pohditaan lisäksi aurinkovoimaloiden aiheuttamiin haasteellisiin verkostovaikutuksiin ratkaisuja. Työtä on rajattu käsittelemään pientuotantomuodoista vain aurinkovoimaa. Tämä on tarkoituksenmukainen rajaus, koska aurinkovoima on yleisin sekä nopeiten kasvava pientuotantomuoto sähkön loppukäyttäjien keskuudessa. Aurinkovoimala asennetaan yleensä aina samaan verkkoliittymään ja etäluettavan AMR-mittarin (Automatic Meter Reading) taakse kuin asiakkaan normaali sähkönkulutus. Ensimmäinen jänniteporras, johon aurinkovoimalat ovat siten yhteydessä, on pienjänniteporras. Tämän vuoksi aurinkovoimaloiden verkostovaikutukset ovat merkittävimmät juuri pienjänniteverkossa, minkä vuoksi tutkimus on mielekästä ja tarkoituksenmukaista rajata koskemaan diplomityön laajuudessa vain pienjänniteverkkoja.

Työn lopullisena tavoitteena on kehittää Järvi-Suomen Energialle strategia, jonka avulla varaudutaan aurinkovoimaloiden lisääntymiseen heidän verkkoalueellaan. Strategian teoreettisena pohjana hyödynnetään kirjallisuustutkimuksen kautta saatua tietoa aurinkovoimaloiden aiheuttamista haasteellisista vaikutuksista pienjänniteverkkoon. Kirjallisuustutkimuksessa painotetaan erityisesti saksalaisten verkkoyhtiöiden käytännön kokemuksia aiheesta. Työn empiirisessä osiossa analysoidaan kirjallisuustutkimukseen sekä Järvi-Suomen Energialta saatuihin verkkotietoihin pohjautuen kvantitatiivisesti heidän pienjänniteverkkonsa haasteet ja riskialueet sekä valitaan parhaat ratkaisut niihin, joista muodostuu käytettävien ratkaisujen portfolio. Lisäksi strategiassa annetaan ohjeistusta aurinkovoimaloiden sekä niiden haasteiden huomiointiin Järvi-Suomen Energian suunnittelu- ja käyttötoiminnoille. Strategiasta Järvi-Suomen Energia saa perustavanlaatuisen tietopaketin siitä, että mitä asioita aurinkovoimaloiden yleistyminen voi tuoda mukanaan ja kuinka näitä asioita verkkoyhtiön kannattaa huomioida.

1.2 Tutkimuskysymykset

Diplomityön päätutkimuskysymys on:

- Mitä haasteellisia vaikutuksia aurinkovoimaloilla on pienjänniteverkkoon?

Apututkimuskysymykset ovat:

- Kuinka nämä vaikutukset voidaan tunnistaa?
- Kuinka näitä haasteellisia vaikutuksia voidaan ehkäistä tai ratkaista?

1.3 Työn sisältö

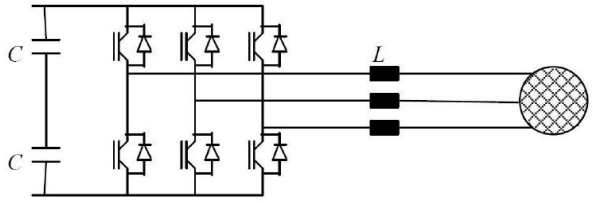
Työn toisessa kappaleessa tarkastellaan kirjallisuustutkimuksena, että mikä on aurinkovoimaloiden ja pienjänniteverkon tilanne Saksassa, Suomessa sekä Järvi-Suomen Energian verkon alueella. Työn kolmannessa kappaleessa perehdytään kirjallisuustutkimuksen avulla aurinkovoimaloiden pienjänniteverkolle aiheuttamiin haasteellisiin verkostovaikutuksiin. Kappaleessa käydään läpi ja luokitellaan keskeisimmät sekä todennäköisimmät aurinkovoimaloiden ongelmalliset vaikutukset PJ-verkolle (pienjänniteverkko). Työn neljännessä kappaleessa tarkastellaan kirjallisuustutkimuksen keinoin edellisessä kappaleessa esiteltyihin haasteisiin mahdollisia ratkaisuja. Työn viidennessä kappaleessa tarkastellaan saksalaisten verkkoyhtiöiden käytännön kokemuksia aurinkovoimaloiden vaikutuksista PJ-verkolle sekä niihin käytetyistä ratkaisuista. Työn kuudennessa kappaleessa laaditaan aiempien kappaleiden kirjallisuustutkimukseen ja Järvi-Suomen Energian PJ-verkkotietoihin pohjautuvan kvantitatiivisen tutkimuksen avulla strategia aurinkovoimaloiden yleistymiseen JSE:n (Järvi-Suomen Energia) verkon alueella. Strategiassa tehdään kvantitatiivinen analyysi JSE:n PJ-verkon nykytilasta sekä haavoittuvaisuuksista aurinkovoimaloiden kannalta. Sen jälkeen tehdään tarkempi kohdealuetarkastelu, jossa havainnollistetaan aurinkovoimaloiden aiheuttamien ongelmien vaikutuksia ja esiintyvyyttä tyypillisellä JSE:n PJ-verkon muuntopiirillä. Seuraavaksi näihin JSE:n PJ-verkon haasteisiin määritetään teknis-taloudellisesti parhaat ratkaisuvaihtoehdot sekä ohjeistuksia suunnittelu- ja käyttötoimintaan. Haasteiden ja haasteellisten verkonosien tunnistaminen sekä niihin käytettävien ratkaisujen ja verkon suunnittelussa huomioitavien tekijöiden valitseminen muodostavat strategian ytimen. Lisäksi kuudennessa kappaleessa pohditaan strategialla saavutettavia hyötyjä sekä sen jatkokehitystä. Työn seitsemännessä kappaleessa esitetään työn johtopäätökset ja yhteenveto sekä esitellään tutkimuksen aikana havaittuja mielenkiintoisia jatkotutkimusaiheita.

2 AURINKOVOIMALOIDEN JA PJ-VERKON NYKYTILANNE SEKÄ TULEVAISUUDEN NÄKYMÄT

Tässä kappaleessa esitetään aurinkovoimaloiden ja pienjänniteverkon nykytilannetta sekä kehitystä Saksassa, Suomessa ja Järvi-Suomen Energian verkon alueella. Tässä työssä keskitytään sähkönloppukäyttäjien kulutuspisteeseensä asentamaan aurinkovoimaan, joten tarkastelun kohteena ovat enintään 100 kVA nimellistehon pientuotantolaitokset, jotka asennetaan saman sähkömittarin mittaukseen kuin asiakkaan normaali sähkönkulutus

(Energiateollisuus a 2016). Loppukäyttäjien aurinkovoimaloiden tyypilliset tehot vaihtelevat välillä 1 - 10 kVA. Esimerkiksi Saksassa loppukäyttäjien yleisimmät aurinkovoimaloiden nimellistehot ovat välillä 3 - 11 kVA ja yksittäinen yleisin nimellisteho on 6 kVA (Bayer et. al. 2017). Suomessa puolestaan tyypilliset nimellistehot loppukäyttäjien aurinkovoimaloilla ovat välillä 3 - 8 kVA (Partanen a 2016).

Aurinkovoimalat liitetään aina jakeluverkkoon verkkovaihtosuuntaajaan eli invertterin välityksellä. Invertteri toimii tuotantolaitteiston ja verkon välillä muuttaen aurinkovoimalla tuotetun tasajännitteen kiinteistölle ja jakeluverkkoon sopivaksi sinimuotoiseksi vaihtojännitteeksi. Sähköverkon näkökulmasta invertteri toimii jänniteohjattuna virtalähteenä. (Karppanen 2012 & Kaipia 2012) Invertterit koostuvat tehoelektronisista puolijohdekytkimistä, jotka ovat yleisesti IGBT-komponentteja (eli Insulated Gate Bipolar-Transistor), eivätkä ne sisällä mekaanisesti liikkuvia osia (Peltoniemi 2005). Kuvassa 2.1. on havainnollistettu yleisesti käytetyn tyypillisen kaksitasoisen jännitevälipiirillisen ja L-verkkosuotimen sisältävän invertterin piirikaavio.

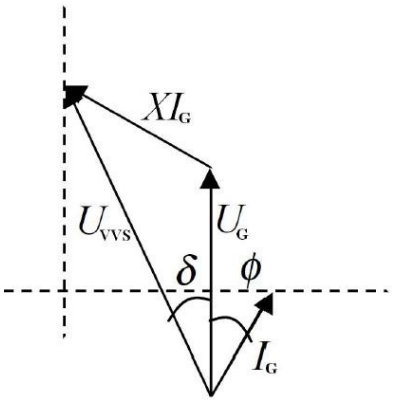


Kuva 2.1. Kaksitasoisen jännitevälipiirillisen ja L-suodattimen sisältävän invertterin piirikaavio (Peltoniemi 2005).

Invertterien tehonsiirtokyky verkkoon perustuu tehokulmayhtälöön:

$$P = \frac{U_{inv} * U_{grid}}{X} * \sin \delta, \tag{2.1.}$$

jossa U_{inv} on invertterin lähtöjännite, U_{grid} on verkon jännite, $X = \omega L$, jossa ω on kulmataajuus, L on verkkosuotimen induktanssi ja kulma δ on verkon jännitteen ja invertterin lähtöjännitteen välinen kulma. (Karppanen 2012) Kuvassa 2.2. on havainnollistettu tehokulmayhtälöä 2.1.



Kuva 2.2 Invertterin vektoripiirros tehokulmayhtälöstä (Karppanen 2012).

Inverttereiden kytkinohjeina käytetään yleensä PWM-menetelmää (Pulse-Width Modulation), kuten esimerkiksi sini-kolmiovertailua tai vektorimodulointia (Peltoniemi 2005). Tehokulmayhtälöstä 2.1. nähdään, että jos sähköverkon jännite U_{grid} häviää, niin yhtälöstä häviää myös kulmaero δ, jolla tehoa siirrettäisiin. Tähän perustuu inverttereiden luontainen kyvyttömyys syöttää jännitteetöntä verkkoa. (Karppanen 2012) Inverttereiden yhteyteen on myös asennettu sisäinen ohjausyksikkö, joka ohjaa invertterin toimintaa (Lehto 2009). Esimerkiksi kun ohjausyksikkö havaitsee määritellyistä poikkeavia arvoja jännitteessä, virrassa tai taajuudessa, niin se irrottaa suojaustoimintona tuotantolaitoksen verkosta. Kun jännitteen, virran tai taajuuden arvot ovat pysyneet riittävän pitkän ajan määritellyissä arvoissa, niin ohjausyksikkö liittää invertterin takaisin verkkoon. Invertterin suojaustoimintaan ja sen käyttäytymiseen voidaan vaikuttaa invertterin suunnittelulla sekä suojauksen asetteluarvojen parametroinnilla. (Energiateollisuus a & b 2016)

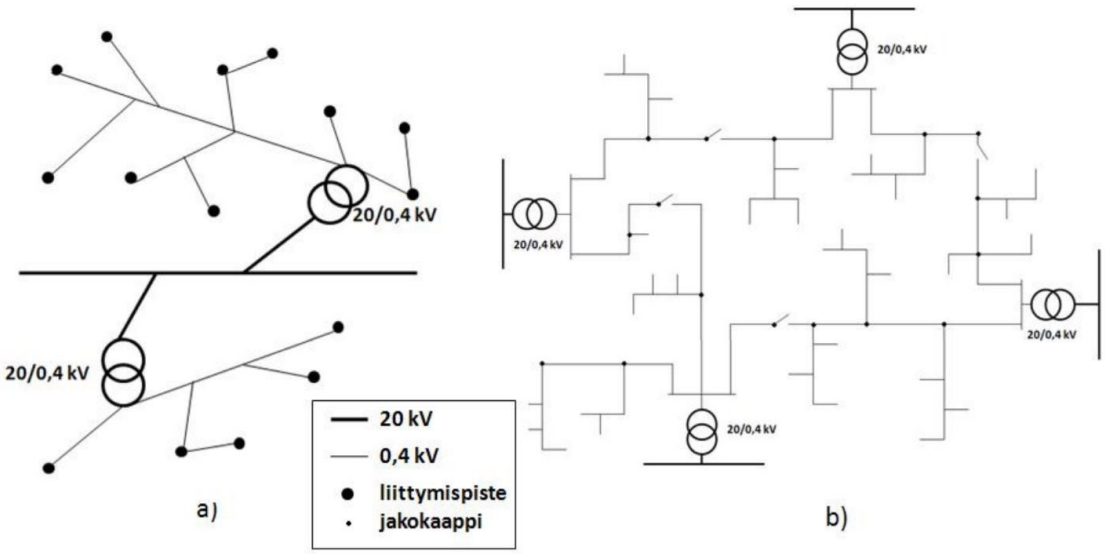
Suomessa sähkön valtakunnallisesta siirrosta vastaa kantaverkkoyhtiö Fingrid ja jakelu loppukäyttäjille tapahtuu paikallisten jakeluverkkoyhtiöiden keski- ja pienjänniteverkoissa. Sähkönjakelujärjestelmän pääosat on havainnollistettu taulukossa 2.1. Taulukossa suluissa esitetty jännitetaso on harvinaisempi, mutta niitä käytetään kuitenkin edelleen joissain erikoiskohteissa tai hyvin vanhoissa jakeluverkoissa.

Taulukko 2.1. Suomen sähkönjakelujärjestelmän pääosat (Lakervi & Partanen 2008).

Verkon osa	Jännitetaso	Yleisimmät rakenteet
Alueverkot	110 kV, (45 kV)	Ilmajohto
Sähköasemat	110/20 kV, (45/20 kV)	Kenttä, kevyt
Keskijänniteverkko	20 kV, (10 kV)	Ilmajohto, maa- tai vesistökaapeli
Jakelumuuntamot	20/0,4 kV, (20/1 kV, 1/0,4 kV)	Pylväs-, puisto- tai kiinteistömuuntamo
Pienjänniteverkko	0,4 kV (1 kV)	Avo-, riippujohto, maa- tai vesistökaapeli

Tuotantolaitoksilla tuotettu sähkö siirretään Fingridin omistamien siirtoverkkojen ja paikallisten jakeluverkkoyhtiöiden alueverkkojen kautta sähköasemille. Sähköasemilta sähkö siirretään edelleen keskijänniteverkkoon ja jakelumuuntamoiden kautta pienjänniteverkkoihin, joista sähkö siirretään lopulta loppukäyttäjille hyödynnettäväksi. Tästä syystä PJ-verkot ovat asiakkaita lähimpänä oleva siirto- ja jakelujärjestelmän osa, joka alkaa heti käyttöpaikan pääsulakkeista verkkoon päin siirryttäessä. (Lakervi & Partanen 2008)

Pienjänniteverkot ovat topologialtaan Suomessa yleensä kaupungeissa ja taajamissa silmukoituja, joita syötetään kuitenkin ylemmältä jännitetasolta säteittäisesti avoimena renkaana. Haja-asutusalueilla puolestaan PJ-verkko on topologialtaan yleensä säteittäinen. Kaupunki- ja taajamaverkoissa syöttö on yleensä 20/0,4 kV puisto- tai kiinteistömuuntamoiden syöttämien jakokaappien kautta. Haja-asutusalueella syöttö on puolestaan yleensä 20/0,4 kV pylväs- tai puistomuuntamolta. Kuvassa 2.3. on havainnollistettu molempia topologioita. (Lakervi & Partanen 2008)



Kuva 2.3. Yleisimmät PJ-verkon topologiat Suomessa, a) kuvaa haja-asutusalueen säteittäistä verkkoa ja b) kuvaa silmukoitua kaupunki- ja taajamaverkkoa (Löf 2011).

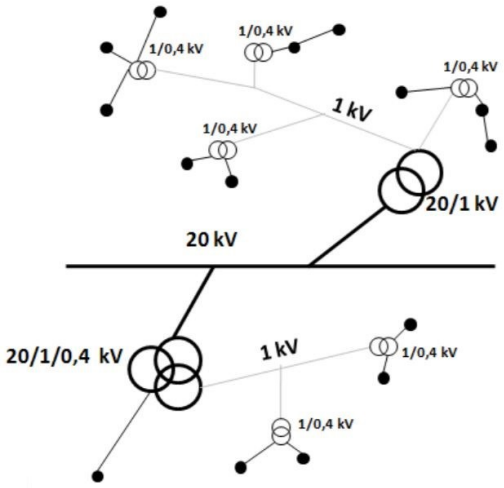
Kuten kuvasta 2.3. nähdään, niin kaupunki- ja taajamaverkossa on mahdollisia syöttösuuntia useampia, minkä vuoksi vikatilanteessa tai työkeskeytyksen aikana voidaan normaalitilanteen syöttösuunta korvata väliaikaisesti uudella ja siten saada keskeytyksen laajuutta pienennettyä. PJ-verkko on Suomessa käyttömaadoitettu käyttöpaikassa asiakkaan PEN-kiskoon ja jakelumuuntamoilla muuntajan tähtipisteen kanssa maihin eli käytössä on TN-C järjestelmä (Lakervi & Partanen 2008). Näin saadaan parhaiten taattua kosketusjännitesuojauksen toimiminen sekä riittävä vikavirtataso. Kaupunki- ja taajamaverkoissa tehot voivat olla useita satoja kilowatteja, kun taas haja-asutusalueen verkossa tehot voivat olla alle kilowatin. Kaupunki- ja taajama verkot ovat käytännössä aina rakennettu maakaapeliverkkona, koska silloin käyttövarmuus ja sähköturvallisuus saadaan maksimoitua sekä maisemahaitat minimoitua. Hyvä käyttövarmuus on kaupungeissa ja taajamissa tärkeää, koska mahdolliset viat koskettavat niissä huomattavan suuria ihmisjoukkoja korkean asumistiheyden vuoksi. (Lakervi & Partanen 2008) Tällöin pienestäkin viasta hankalassa paikassa aiheutuvat kustannukset voivat olla merkittäviä. Haja-asutusalueella asuu ihmisiä harvemmassa, minkä vuoksi samalla johtolähdöllä voi olla vain muutama asiakas tai vain yksi. Tästä syystä vika johtolähdöllä ei aiheuta verkkoyhtiölle läheskään yhtä suuria kustannuksia kuin kaupunki- ja taajamaverkoissa. Haja-asutusalueen PJ-verkko on perinteisesti rakennettu ilmajohtoverkkona puupylväillä ja AMKA-riippukierrekaapelia käyttäen, mutta nykyisin käytännössä kaikki saneerattava ja uudisrakennettava PJ-verkko tehdään maakaapelina. Ainoastaan kohteissa, joissa ei voida käyttää edullisimpia rakennusmenetelmiä, kuten auraus tai avokaivuu, PJ-verkkoa on

kannattavaa rakentaa ilmajohtona. (Lakervi & Partanen 2008) PJ-verkossa ja sen komponenteissa (mukaan lukien muuntajat) tapahtuu suurin osa koko jakeluverkon häviöistä. PJ-verkon häviöt voivat olla jopa 80 % koko jakeluverkon häviöistä. (Karppanen 2012)

Jakelumuuntajat ovat haja-asutusalueen ilmajohtoverkossa yleensä pylväsmuuntajia, jotka ovat kiinnitettyinä pylväisiin kosketusetäisyyden ulkopuolelle. Pylväsmuuntajien suurin nimellisteho on 315 kVA ja niiden ylijännitesuojana käytetään yleensä kipinäväliä. Pienimmät pylväsmuuntajat ovat nimellisteholtaan 16 kVA ja tyypillisiä nimellistehoja ovat 50 kVA sekä 100 kVA. Kaupunki- ja taajamaverkoissa muuntajat ovat nimellistehoiltaan suurempia ja niiden tyypillinen nimellisteho onkin 1 MVA. Kaupunki- ja taajamaverkkojen muuntajat ovat myös paremmin suojattuja ja niissä voidaan hyödyntää ilmaeristyksen sijasta kaasueristystä, jolloin päästään huomattavasti pienempiin kokoihin tilantarpeessa. Tyypillisesti kaupunki- ja taajamaverkon muuntaja on puistomuuntamo, joka keskijännite puolella KJ-kaapelilla syötetään KJ-kiskostoa, josta puolestaan syötetään PJ-johtolähtöjä. (Lakervi & Partanen 2008)

Järvi-Suomen Energialla on perinteisen 0,4 kV:n pienjännitteen lisäksi käytössä heidän kehittämänsä 1 kV:n pienjakelujännite. Tämä jakelujännite kehitettiin 2000-luvun alkupuolella kustannustehokkaaksi ratkaisuksi pienitehoisten ja vikaherkkien keskijännitejohtolähtöjen korvaajaksi metsäisille ja vesistöjen rikkomille haja-asutusalueille. Vikaherkkien KJ-johtolähtöjen korvaajaksi 1 kV:n jakelujännite sopii hyvin kolmiportaisuutensa takia, koska tällöin vian vaikutusalue pienenee koskemaan vain kyseistä ja alempaa jänniteporrasta, eikä laajene eteenpäin yläjännitepuolelle. Vian laajenemisen estäminen yläjännitepuolelle perustuu yhden lisämuuntajan (20/1 kV tai 1/0,4 kV riippuen vian sijainnin jännitetasosta) tuomaan galvaaniseen erotukseen jännitetasojen välille. 1 kV:n jakelujännite on teknistaloudellisesti tyypillisesti parhaimmillaan ilmajohtoverkossa, jossa siirtoteho on alle 60 kW ja siirtomatka välillä 1 - 5 km ja maakaapeliverkossa, jossa siirtoteho on alle 100 kW ja siirtomatka välillä 1 - 5 km. 1 kV:n jakelujärjestelmässä pystytään hyödyntämään normaaleja pienjännite AMKA-johtimia sekä kaapeleita. (Lakervi & Partanen 2008) Ainoastaan muuntajan tulee olla vaihdettu uuteen muuntajaan, jossa on joko kaksiportainen jännitesäätö eli 20/1 kV ja 1/0,4 kV tai sitten suoraan kolmejänniteporrasta eli 20/1/0,4 kV. Lisäksi muuntajien lukumäärällinen tarve

kasvaa johtolähtöä kohden yhden lisäjänniteportaan takia. Kuvassa 2.4. on havainnollistettu kolmiportaisen 1 kV PJ-verkon topologiaa.



Kuva 2.4. Kolmiportainen 1 kV PJ-verkon topologia (Löf 2011).

2.1 Saksa

Saksa on Suomen kannalta hyvä valtio tutkia aurinkovoimaloiden vaikutuksia PJ-verkolle, koska Saksan sähköverkkojen rakenne, kuten esimerkiksi jännitetasot ja maadoitukset, ovat käytännössä Suomea vastaavat. Varsinkin PJ-verkko sekä kiinteistöasennukset ovat käytännössä identtiset Suomen kanssa (Karppanen 2012). Loppukäyttäjien aurinkovoimalat ovat siellä myös huomattavasti yleisempiä kuin Suomessa, joten useiden hajautettujen aurinkovoimaloiden yhteisvaikutuksista jakeluverkoille on Saksassa käytännön kokemuksia useamman vuoden ajalta. Lisäksi Saksan aurinkovoimamurros on ollut vauhdilla käynnissä jo useamman vuoden, joten myös käyttökokemukset aurinkovoimaloista ovat pidemmältä ajanjaksolta kuin Suomessa.

Aurinkovoiman kannalta oleelliset kansalliset standardit ovat Saksassa ja Suomessa hyvin samankaltaisia. Suomessa yksittäinen merkittävin standardi on SFS-EN 50438, jossa määritellään tekniset laatuvaatimukset jakeluverkkoon liitettäville ja sen rinnalla toimiville mikrogeneraattoreille. Saksan vastaava voimassa oleva standardi on VDE-AR-N 4105. Standardit ovat todella hyvin keskenään yhteneväisiä ja sen vuoksi verkkoyhtiöt Suomessa yleensä Energiateollisuuden suosituksen mukaisesti sallivat myös VDE-AR-N 4105 standardin mukaiset pientuotantolaitteistot (Energiateollisuus b 2016). Tämän standardin mukaiset laitteistot sallitaan myös Järvi-Suomen Energialla. Taulukossa 2.2. on havainnollistettu standardien suojauksen asetteluarvot sekä keskinäiset yhteneväisyydet ja

eroavaisuudet. Näistä standardeista on tulossa uudet päivitetyt ja korvaavat versiot vuoden 2019 aikana, Suomessa SFS-EN 50549 ja Saksassa VDE-AR-N 4015:2018. Näissä standardeissa merkittävimpänä muutoksena tulee olemaan dynaaminen verkon tukeminen häiriötilanteissa, mikä käytännössä tarkoittaa sitä, että aurinkovoimalan tulee sietää paremmin verkon häiriöitä ja tukea sitä tiettyyn rajaan asti, eikä vain irrota verkosta, kuten aiemmat standardit pääasiassa ohjeistavat. Näiden uusien standardien virallisia versioita ei ollut työn kirjallisuustutkimuksen aikana vielä saatavilla, minkä vuoksi tarkastelu tehtiin aiempien vielä toistaiseksi voimassa olevien standardien pohjalta. Uusien standardien tarjoamia mahdollisuuksia verkkoyhtiöille aurinkovoimaloiden kannalta on arvioitu hieman työn kappaleen 7 jatkotutkimusaiheissa.

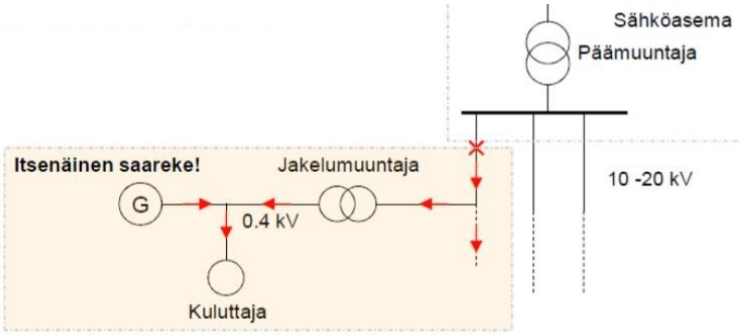
Taulukko 2.2. Standardien SFS-EN 50438 ja VDE-AR-N 4105:2018 mukaiset asetteluarvot pientuotantolaitoksille (SFS-EN 50438 2015, VDE-AR-N 4105 2018).

Parametri	**Toiminta-aika**	**Suomi SFS-EN 50438**	**Saksa VDE-AR-N 4105**
Ylijännite	≤ 0,2 s	U_N+ 10 %	U_N+ 10 %
Alijännite	≤ 0,2 s	U_N- 15 %	U_N- 20 %
Ylitaajuus	≤ 0,2 s	51,5 Hz*	51,5 Hz*
Alitaajuus	≤ 0,2 s	47,5 Hz	47,5 Hz
Saareke (LoM)		≤ 5 s	≤ 5 s

* 50,2 Hz alkaen 40 %/Hz pätötehon vähennys

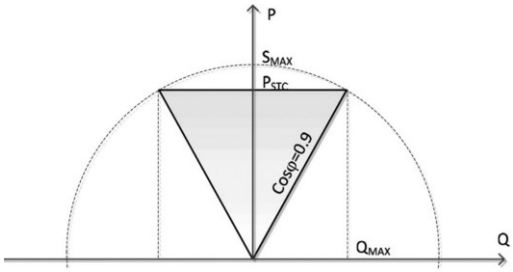
Kuten taulukosta 2.2. nähdään niin Suomen kansallinen SFS-EN 50438 standardi vastaa Saksan VDE-AR-N 4105 standardia täydellisesti lukuun ottamatta alijännitteen asetteluarvoa, jossa on viiden prosenttiyksikön ero. Kyseinen ero on pieni, joten on ymmärrettävää, että Suomessa hyväksytään yleisesti sellaisenaan myös saksalaisen VDE-AR-N 4105 mukaiset laitteistot. Tästä hyötyy erityisesti aurinkovoimalaa hankkiva sähkön loppukäyttäjä, koska hän pystyy hankkimaan Saksan suuremmilta aurinkovoimala markkinoilta laitteiston edullisempaan hintaan ja olemaan varma, että se soveltuu sellaisenaan myös Suomessa käytettäväksi. Omalta osaltaan myös jakeluverkkoyhtiö hyötyy VDE-AR-N 4105 standardista, koska se vähentää heidän tarvitsemiaan resursseja aurinkovoimalan liittämisvaiheessa, kun laitteiston suojauskäyttäytyminen tiedetään jo ennakkoon, eikä sitä tarvitse aina erikseen selvittää jokaisen tapauksen kohdalla.

SFS-EN 50438 standardissa on määritelty, että laitteisto ei saa turhaan irrota verkosta, minkä vuoksi sen tulee pystyä sietämään kohtuullisen verran asetteluarvojen äärirajoilla tapahtuvia taajuuden muutoksia. Laitteiston täytyy kyetä pysymään verkossa vähintään 30 minuuttia taajuuden vaihtelualueilla 47,5 - 49,0 Hz ja 51,0 - 51,5 Hz (Energiateollisuus b 2016). Lisäksi laitteiston tulee pystyä jatkamaan normaalia toimintaansa ilman verkosta irtoamista taajuudenmuutosten ollessa pienempiä kuin 2 Hz/s. Näiden asetteluarvojen sisällä laitteisto saa irrota verkosta vain LoM eli Loss of Mains suojauksen toiminnan seurauksena. (Energiateollisuus a 2016, Energiateollisuus b 2016) LoM-suojaus tarkoittaa saarekekäytön estosuojausta. Saarekekäyttötilanne voi syntyä esimerkiksi jakeluverkon vikatilanteen tai kytkin- ja katkaisijatoiminnon seurauksena, jolloin jakeluverkon syöttö katkeaisi ja aurinkovoimala jäisi omalla tuotannollaan syöttämään kiinteistön verkkoa eli muodostuvaa saareketta. Saarekkeen muodostuminen edellyttää, että kiinteistön kuormat ja aurinkovoimalan tuotanto vastaavat toisiaan lähes täydellisesti sillä hetkellä, kun verkon jännite katoaa. Tällöin kuorman impedanssit muodostaisivat invertterille vastajännitteen ja järjestelmä pysyisi tehotasapainossa. (Karppanen 2012) LoM-suojauksella halutaan ehkäistä myös niin sanottu takasyöttötilanne, jossa aurinkovoimala syöttää tuotannollaan jännitteetöntä jakeluverkkoa. Takasyötön ehkäiseminen on LoM-suojauksen kannalta tärkeintä, koska jakeluverkko ei saa olla sähköturvallisuuden takia jännitteellinen, kun sen oletetaan olevan jännitteetön syöttävän verkon puolelta. Tuotantolaitteisto ei saa kytkeytyä takaisin jakeluverkkoon ennen kuin jännitteen ja taajuudenarvot ovat pysyneet määritellyissä arvoissa vähintään minuutin ajan. LoM-suojaukseen voidaan käyttää aktiivista tai passiivista suojaustapaa, kunhan käytettävä suojausmetodiikka perustuu tunnettuun ja sopivaksi luokiteltuun tekniikkaan (Energiateollisuus a 2016). Tällaisia passiivisia tekniikoita ovat esimerkiksi verkon ja invertterin DC-välipiirin jännitteiden sekä verkon taajuusmuutosten ja taajuuden muutosnopeuden seuraaminen eli ROCOF-tyyppinen (Rate Of Change Of Frequency) suojaus. Aktiivisia tekniikoita ovat puolestaan esimerkiksi aktiivinen tehokulman heiluttaminen ja muutosnopeuden seuraaminen (eli Vector Shift-tekniikka) sekä verkon impedanssin mittaus ja muutosnopeuden seuraaminen. (Karppanen 2012) Kuitenkaan täysin joka tilanteessa aukottomasti toimivaa LoM-suojausmenetelmää ei vielä ole. Onneksi kuitenkin todennäköisyys yhtäaikaisesti sekä saareketilanteen muodostumiseen että suojauksen toimimattomuuteen on hyvin pieni. Sen todennäköisyys on suurusluokaltaan alle $1 * 10^{-6}$ vuoden aikana (Adrianti et. al. 2011). Kuvassa 2.5. on havainnollistettu saareketilannetta.



Kuva 2.5. Saareke PJ-verkossa aurinkovoimalan seurauksena (Mäki 2011).

Invertteri pystyy säätelemään myös suunnittelunsa ja välipiirinsä sallimissa rajoissa PJ-verkon puoleista jännitettä. Jännitteensäädön ohjearvot saadaan mittausdatasta PJ-verkon puolelta (verkon yhteyspiste), joten invertterillä pystytään vaikuttamaan positiivisesti PJ-verkon jännitteen laatuun. Invertterin säätö PJ-verkon jännitetukena voi olla tilanteen mukaan, joko loistehon ylös- tai alassäätöä tai lois- ja pätötehon ylös- tai alassäädöllä. (Karppanen 2012, Bletterie et. al. 2017) Kuvassa 2.6. on havainnollistettu tyypillisen loistehonsäätöön pystyvän invertterin P/Q-diagrammi.

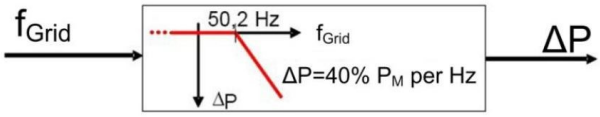


Kuva 2.6. Tyypillisen loistehonsäätöön kykenevän invertterin P/Q-diagrammi (Bletterie et. al. 2017).

Toiminta-alue voi tehokertoimeen $\cos\varphi$ (P) perustuvassa jännitteensäädössä olla kuvassa 2.6. esitetyn harmaan kolmion sisäpuolella, joka tarkoittaa tilanteen mukaan joko $0{,}9_{induktiivista}$ tai $0{,}9_{kapasitiivista}$ tehokerrointa tai jotain arvoa näiden väliltä (Bletterie et. al. 2017). Tehokerroin säädössä invertteri säätää tehokerrointaan, kun pätöteho ylittää ennalta määritetyn raja-arvon. Invertterin loistehon säätö voi myös perustua Q (U) strategiaan, jossa invertteri säätää loistehoaan verkon yhteyspisteen mitatun jännitteen perusteella. (Zhai et. al. 2018) Invertterin jännitteensäätö voi perustua myös yhdistettyyn lois- ja pätötehon säätöön Q & P (U) (Bletterie et. al. 2017). Perinteisesti jakeluverkossa on ollut keskitetty jännitteensäätö ja se on tapahtunut sähköaseman päämuuntajalla käämikytkimen avulla. PJ-verkkoon liitettävien invertterien avulla verkkoyhtiölle tarjoutuu mahdollisuus hyödyntää niiden tarjoamaa paikallista jännitteensäätöä tukemaan PJ-verkon

jännitteenhallintaa sekä helpottamaan aurinkovoimaloiden itsensä jännitteelle aiheuttamia haasteita.

SFS-EN 50438 ja VDE-AR-N 4105 standardeissa on määritelty myös pätötehon vähennys vaatimus ylitaajuusrajan yhteyteen. Invertterille muodostuu ylitaajuusrajan ylittämishetkellä statiikka, jonka mukaan sen pätötehon tuotanto pienenee lineaarisesti taajuusalueella 50,2 - 51,5 Hz. Pätötehon tulee pienentyä 40 % yhtä hertsiä kohden, mikä vastaa 5 % drooppia. Tämä on kuitenkin verkkoyhtiön aseteltavissa välillä 2 - 12 % ja maksimi toiminta aika tulee olla alle 2 s. Tätä pätötehon pienennys statiikka on havainnollistettu kuvassa 2.7. (VDE-AR-N 4105 2018, SFS-EN 50438 2015)



Kuva 2.7 Pätötehon vähennys ylitaajuustilanteessa SFS-EN 50438 ja VDE-AR-N 4105 standardien mukaisesti (SFS-EN 50438 2015, VDE-AR-N 4105 2018).

Kuvassa 2.7. f_{Grid} tarkoittaa verkon taajuutta, P_M tarkoittaa tuotantolaitoksen tehoa ylitaajuusrajan ylityshetkellä ja ΔP tarkoittaa pätötehon muutosta (SFS-EN 50438 2015, VDE-AR-N 4105 2018).

Standardien mukaisilla suojausasetteluilla pientuotantolaitteistot saadaan suojattua sähköverkon mahdollisilta häiriötilanteilta. Samalla varmistutaan myös siitä, ettei tuotantolaitoksen toiminta aiheuta vaaraa tai häiriöitä muille verkon käyttäjille. Vika ja häiriösuojauksen lisäksi standardien mukaisilla suojausasetteluilla saadaan varmistettua, ettei tuotantolaitteisto syötä verkkoon heikkolaatuista sähköä, joka voisi pahimmillaan aiheuttaa muille verkon käyttäjille ja heidän laitteilleen turvallisuusriskejä tai vahinkoja. (Energiateollisuus a 2016, Energiateollisuus b 2016)

PJ-verkkoon liitetyt tuotantolaitokset on pystyttävä myös kytkemään irti verkosta tarpeen mukaan esimerkiksi kiinteistön tai verkon sähkötöiden ajaksi. Erotuslaitteen tulee olla mahdollista lukita auki asentoon vahinkojen välttämiseksi. Kiinteistön omistajan lisäksi paikallisella verkonhaltijalla tulee olla esteetön pääsy erotuslaitteelle. Erotuslaite on yleensä mekaaninen kytkin, minkä vuoksi se on yleensä asennettu kiinteistön ulkoseinälle esteettömän pääsyn varmistamiseksi. Tuotantolaitteiston olemassaolosta jakeluverkossa on

varoitettava lisäksi takasyötön riskistä varoittavalla merkinnällä muuntamon tai jakokaapin yhteydessä. (Energiateollisuus a 2016)

Edellä mainittujen teknisten yhtäläisyyksien niin sähköverkon rakenteen kuin standardien puolesta Saksan voidaan todeta olevan erittäin hyvä vertailukohta sen kannalta, että mitä Suomessakin on odotettavissa aurinkovoimaloiden entisestään yleistyessä. Saksan kumulatiivinen asennettu aurinkovoimakapasiteetti vuoden 2017 lopussa oli 42 GW. Tämä lukema oikeutti koko maailman vertailussa neljännelle sijalle. Saman vuoden aikana tapahtunut tuotantokapasiteetin lisäys oli 1,8 GW, mikä oikeutti maailman vertailussa kuudennelle sijalle. (IEA 2018) Vuonna 2018 asennettu tuotantokapasiteetin lisäys on ollut vielä vuotta 2017 nopeampaa. Vuoden 2018 loppuun mennessä Saksassa uutta aurinkovoimala tuotantokapasiteettia oli asennettu hiukan alle 3 GW, jolloin kumulatiivinen kokonaistuotantokapasiteetti kasvoi 45,93 gigawattiin. Kasvua on edelleen odotettavissa myös kuluvalle loppuvuodelle. (PV-Magazine a 2018, PV Magazine 2019) Aurinkovoimaloita on siis Saksassa sähköverkkoon liitettynä todella huomattavia määriä, minkä vuoksi heidän kokemuksensa niiden vaikutuksista PJ-verkkoon ovat Suomen näkökulmasta erittäin hyödyllisiä.

2.2 Suomi

Aurinkovoiman yleistyminen pientuotannossa Suomessa on ollut hitaampaa ja alkanut myöhemmin kuin Saksassa. Kuitenkin viime vuosina myös Suomessa loppukäyttäjien asentamat aurinkovoimalat ovat alkaneet yleistymään enemmän ja nopeammin kuin aiemmin. Suomen kumulatiivinen asennettu aurinkovoima kapasiteetti vuoden 2017 lopussa oli 80,4 MW ja vuoden 2018 lopussa se puolestaan oli arvioilta 130 MW (PV-Magazine b 2018, IEA 2019). Vuoden aikana tapahtunut tuotantokapasiteetin lisäys oli siis noin 50 MW. Vähintään samantasoista lisäystä on odotettavissa myös kuluvalle vuodelle. Vaikka nämä luvut ovat kokoluokaltaan huomattavasti pienempiä kuin Saksan gigawattien kokoluokka, niin Suomessa vuoden aikana tapahtunut tuotantokapasiteetin lisäys on merkittävä suhteessa kumulatiiviseen tuotantokapasiteettiin. Itsessään vuoden 2017 aikana Suomessa asennettiin noin 53 % koko kumulatiivisesta tuotantokapasiteetista, mikä on korkea prosenttiosuus ja kertoo Suomen selkeästi lisäntyynestä aurinkovoiman hyödyntämisestä. Vuoden 2017 kumulatiivisesta tuotantokapasiteetista 69,8 MW oli verkkoon liitettyä tuotantoa ja noin 30 % koko kumulatiivisesta tuotantokapasiteetista oli loppukäyttäjien pientuotantoasennuksia

(PV-Magazine b 2018). Vuoden 2018 vastaavia lopullisia lukemia ei ollut vielä työn tekemisen aikaan julkaistu.

2.3 Järvi-Suomen Energia

Järvi-Suomen Energia kuuluu Suur-Savon Sähkö konserniin ja vastaa tytäryhtiönä energian siirtoliiketoiminnasta. Siirtoliiketoimintaan kuuluu sähköverkoston suunnittelu, rakennuttaminen sekä käyttö- ja kunnossapito. Hallinnoimansa sähköverkoston Järvi-Suomen Energia on vuokrannut emoyhtiö Suur-Savon Sähköltä. Suur-Savon Sähkö on järvisuomalainen energiakonserni, joka toimii paikallisesti lähellä asiakkaitaan, päätoimipisteenä Mikkeli. Suur-Savon Sähkö huolehtii energian hankinnasta, tuotannosta ja jakelusta Päijänteen itäpuolisella Järvi-Suomen alueella. Konsernissa sähkön myynti liiketoiminnasta eli sähkön hankinnasta sekä markkinoinnista ja myynnistä vastaa tytäryhtiö Lumme Energia. Suur-Savon Sähkön omistajia ovat pääasiassa kunnat (62 %) ja yritykset (27 %) sekä pienemmillä osuuksilla seurakunnat (5 %) ja yksityiset henkilöt (6 %). (Järvi-Suomen Energia a 2018) Suur-Savon Sähkö on yksi R4-yhtiöistä ja se on perustettu vuonna 1946.

Suur-Savon Sähkö konsernin avainlukuja vuodelta 2018: (Järvi-Suomen Energia a 2018)

- Henkilöstön määrä:109 kpl
- Liikevaihto: 148 miljoonaa euroa
- Sähkön siirron asiakkaat: 102 683 kpl
- Lämpöasiakkaita: 1 506
- Siirretty sähköenergia: 1 155 GWh
- Siirretty lämpöenergia: 288 GWh
- Sähköverkon pituus: 27 000 km
- Kaukolämpöverkon pituus: 156 km

Kuvassa 2.8. havainnollistetaan maantieteellisesti Järvi-Suomen Energian sähköverkon toimialue (tumman sininen väri).

Kuva 2.8. Järvi-Suomen Energian sähköverkon toimialue (Järvi-Suomen Energia a 2018).

Järvi-Suomen Energian sähköverkon tunnusluvut vuodelta 2018: (Järvi-Suomen Energialta saadut tiedot)

- 110 kV suurjänniteverkkoa: 431 km
- 20 kV keskijänniteverkkoa: 8 586 km
    - ilmajohto/ilmakaapeli: 7 560 km
    - maakaapeli: 983 km
    - vesikaapeli: 43 km
- 1 kV pienjänniteverkkoa: 1 563 km
    - 1 kV ilmakaapeli: 731 km
    - 1 kV maakaapeli: 695 km
    - 1 kV vesikaapeli: 137 km
- 0,4 kV pienjänniteverkkoa: 15 673 km
    - 0,4 kV ilmajohto: 11 548 km
    - 0,4 kV maakaapeli: 3 196 km
    - 0,4 kV vesikaapeli: 929 km
- Ilmajohtoverkkoa koko verkosta: noin 20 000 km
- Maakaapeloitua verkkoa koko verkosta: noin 7 030 km
- Koko verkkoalueen kaapelointiaste: noin 35 %
- Sähköasemia: 47 kpl
- Muuntamoita: 8 690 kpl

    - Päämuuntajia: 61 kpl
- 20 kV kytkinlaitoksia: 3 kpl
- Verkkopituus asiakasta kohti: noin 270 m
- Energiansiirtomäärä asiakasta kohden: alle 11 MWh/asiakas

Järvi-Suomen Energian PJ-verkko on tyypillinen R4-yhtiön maaseutumainen verkko eli se on topologialtaan pääosin säteittäisesti käytettävä ja sijaitsee suurimmaksi osakseen haja-asutusalueilla. PJ-verkossa on kuitenkin myös tiiviimmin asutettuja kaupunkien ja kuntien keskustaajamia, joissa verkkoa on rakennettu myös silmukoituna. JSE:n PJ-verkolle on myös tyypillistä, että se sijaitsee vesistöjen ja saarien rikkomilla alueilla, jossa asiakkaina on paljon vapaa-ajan asuntoja. Maantieteellisesti verkko sijaitsee pääosin Etelä- ja Itä-Savon alueella, kuten kuvasta 2.8. nähdään. (Järvi-Suomen Energia b 2018) JSE:n PJ-verkon (0,4 kV ja 1 kV) yhteenlaskettu pituus on reilu 18 000 kilometriä ja PJ-verkon liittymiä on yhteensä 81 254 kappaletta (Energiavirasto 2018). PJ-verkon kaapelointiaste vuoden 2018 lopussa oli 0,4 kilovoltin jännitetasolla 26 % ja 1 kilovoltin jännitetasolla 53 %. Aurinkovoimaloita JSE:n verkkoon vuoden 2019 alkuun mennessä oli kumulatiivisesti liitetty 555 kappaletta, joista lähes kaikki PJ-verkkoon. Aurinkovoimaloiden yhteenlaskettu nimellisteho oli 2,93 MW. Edelliseen vuoteen verrattuna lisäystä oli 228 kappaletta ja 1,15 MW, mikä on huomattava lisäys. Vuoden 2018 aikana ja vuoden 2019 alussa siis asennettiin noin 41 % koko JSE:n verkon alueen kumulatiivisesta aurinkovoimaloiden kappalemäärästä. Luvuista on selkeästi nähtävissä, että Suomessa vallalla oleva aurinkovoimaloiden kehitystrendi on samalla tavalla tapahtumassa myös Järvi-Suomen Energian verkon alueella. Odotettavissa on vähintään samanlaista kasvua myös tulevalle vuodelle alkuvuoden lukujen perusteella arvioituna.

3 MAHDOLLISIA AURINKOVOIMALOIDEN AIHEUTTAMIA HAASTEITA PJ-VERKOLLE

Tässä kappaleessa tarkastellaan aurinkovoimaloiden ja niiden lisääntymisen aiheuttamia haasteellisia verkostovaikutuksia pienjänniteverkon kannalta. Aurinkovoimaloiden ja niiden lisääntymisen vaikutukset käydään läpi teoreettisesti fysikaalisten ilmiöiden kautta, minkä jälkeen näiden ilmiöiden vaikutuksia tarkastellaan PJ-verkon toiminnan ja suojauksen kannalta. PJ-verkkoon liitettyjen aurinkovoimaloiden vaikutukset voivat pahimmillaan ylettyä myös jakelumuuntajan yläjännitepuolella, jolloin niiden aiheuttamat ongelmat eivät

ole enää vain paikallisia kyseisellä johtolähdöllä, vaan ne voivat levitä yhä syvemmälle verkkoon muiden asiakkaiden haitoiksi (Karppanen 2012). Näin loppukäyttäjät voivat tuoda pientuotannon mukana uudenlaisia ja entistä suurempia ongelmia verkkoyhtiön vastuualueelle, koska paikallinen verkkoyhtiö vastaa aina jakeluverkkonsa toiminnasta ja turvallisuudesta. Pahimmillaan aurinkovoimaloiden liittäminen PJ-verkkoon voi aiheuttaa niin haastavia verkostovaikutuksia, että verkkoyhtiö joutuu vahvistamaan tai muuten kokonaan uudistamaan kyseistä verkkoaluetta. Nämä verkon vahvistus ja uudistamistoimenpiteet voivat olla kustannuksiltaan hyvinkin arvokkaita ja verkkoyhtiö joutuu ne itse kustantamaan Sähkömarkkinalain 588/2013 mukaisesti. Sähkömarkkinalaissa määrätään yksiselitteisesti, että ”pienimuotoisen sähköntuotannon sähköverkkoon liittämisestä veloitettavaan maksuun ei saa sisällyttää sähköverkon vahvistamisesta aiheutuvia kustannuksia” (Sähkömarkkinalaki 588/2013). Verkkoyhtiö ei saa siis periä todellisia verkon vahvistamisen aiheuttamia kustannuksia aurinkovoimalan liittymismaksussa. Tämän vuoksi verkkoyhtiöiden onkin tärkeää ymmärtää mitä vaikutuksia aurinkovoimaloilla heidän PJ-verkkoonsa voi olla, jotta niihin pystytään varautumaan ajoissa kustannustehokkaasti ja että verkon sähköturvallisuus pystytään takaamaan kaikissa tilanteissa. Loppukäyttäjällä on kuitenkin myös itsellään vastuita laitteistonsa aiheuttamista ongelmista sähköverkossa, joten pientuotannon mukanaan tuomat mahdolliset uudet ongelmat eivät ole pelkästään paikallisen verkkoyhtiön vastuulla, vaan myös asiakkaan on kannettava niistä vastuunsa (Energiateollisuus b 2016). Tämän vuoksi aurinkovoimalan hankinta ja käyttöönotto prosesseissa korostuukin kommunikaation merkitys loppukäyttäjän sekä verkkoyhtiön välillä läpi koko prosessin alkaen jo hankinnan suunnitteluvaiheessa. Näin mahdollistetaan sujuvin mahdollinen aurinkovoimalan liittämisprosessi molempien osapuolien kannalta.

3.1 Haasteet

Aurinkovoimaloiden lisääntyminen PJ-verkossa voi aiheuttaa monen muotoisia sekä kestoltaan vaihtelevia haasteellisia verkostovaikutuksia. Aurinkovoimaloiden aiheuttamat haasteet vaihtelevat myös päivän ajasta ja säätilanteesta riippuen. Esimerkiksi aurinkoisena kesäaamuna, kun aurinkovoimaloiden tuotanto on suurta ja asiakkaiden sähkönkulutus todennäköisesti pientä, haasteeksi voi muodostua tehon verkkoon päin virtaamisen seurauksena aiheutuva jännitteennousu johtolähdöllä. Puolestaan pilvisenä ja sateisena kesäaamuna aurinkovoimaloiden tuotanto on hyvin pientä tai olematonta, minkä vuoksi

ongelmia jännitteen hallinnan kanssa ei synny, koska tehoa ei siirry verkkoon päin kuin vain hyvin pieniä määriä. Aurinkoisena ja kesäisenä lauantai-iltapäivänä aurinkovoimalat eivät myöskään välttämättä aiheuta ongelmia suhteellisen suuresta tuotannosta huolimatta, koska samaan aikaan myös asiakkaiden sähkönkulutus on suurta muun muassa saunojen lämmittämisen seurauksena. Tällöin aurinkovoimaloiden tuotanto kulutetaan pääosin omistajan oman sähkönkulutuksen paikkaamiseen ja mahdollisen ylijäämätuotannon puolestaan kuluttaa joku muu asiakas samalla johtolähdöllä. Tämän vuoksi pidemmälle verkkoon päin suuntautuvaa tehon virtausta ei muodostu eikä sen vuoksi myöskään haasteita jännitteennousun kanssa esiinny.

Aurinkovoimaloiden tuomilla haasteilla voi olla vaikutuksia niin verkon toimintaan, sähköturvallisuuteen kuin sähkön laatuunkin. Jakeluverkon toimintaan vaikuttaa erityisesti aiemmin mainittu jännitteennousu johtolähdöllä ja jakelumuuntajalla. Edelleen verkon toimintaan sekä myös sähköturvallisuuteen vaikuttaa aurinkovoimaloiden haasteelliset vaikutukset verkon suojauksen toimintaan. Aurinkovoimalat monimutkaistavat suojauksen suunnittelua, koska ne voivat vaikuttaa verkon vikatilanteisiin perinteisestä poikkeavalla tavalla. Normaali tilanteessa aurinkovoimalat tuottaessaan pienentävät kuormitusvirtaa, mutta eivät tietenkään aina ole tuottavassa tilassa. Vikatilanteessa aurinkovoimalat puolestaan kasvattavat vikavirtatasoa todellisessa vikapaikassa, mutta voivat samalla pienentää PJ-verkon suojauksessa käytettävien varokkeiden havainnoimaa vikavirtaa. Tällöin puhutaan johtolähdön suojauksen sokaistumisesta. (Energiateollisuus a 2016) Aurinkovoimaloiden kyky syöttää vikavirtaa vaihtelee riippuen käytetyn invertterin rakenteesta ja suunnittelusta, mutta tyypillisesti vikavirta on korkeintaan 1,5 kertainen invertterin nimellisvirtaan verrattuna. Tätä suurempia vikavirtoja ei yleisesti käytetä, koska vikavirran suurentaminen vaatisi myös eristeiden vahvistamista sekä kytkinkomponenttien ylimitoittamista, mikä puolestaan lisäisi kustannuksia. (Karppanen 2012) Tyypillisesti vikavirtatasot ovat välillä 1 - 1,5 kertaa invertterin nimellisvirta (Kaipia 2012). Aurinkovoimaloiden vaikutuksesta myös viereisen johtolähdön vika voi laukaista terveen tuotantoa sisältävän johtolähdön varokkeen. Tällöin puhutaan suojauksen virhelaukaisusta (Energiateollisuus a 2016). Aurinkovoimalat voivat osallistua myös keskijänniteverkon vikatilanteisiin. KJ-ilmajohtoverkon vian yhteydessä tehtävän pikajälleenkytkennän aikana verkon pitäisi mennä jännitteettömäksi, jolloin vian seurauksena syntynyt valokaari sammuisi ja vika poistuisi. Jälleenkytkennän aikana aurinkovoimala voi kuitenkin

tuotannollaan vielä ylläpitää verkon jännitettä, jonka vuoksi jännitteetöntä aikaa ei synny ja vika säilyy. Tämän lisäksi jännitteen säilymisen seurauksena on suurella todennäköisyydellä epätahdissa tapahtuva verkkoon takaisin kytkeminen. (Karppanen 2012, Energiateollisuus a 2016) Saareketilanteissa aurinkovoimalat voivat aiheuttaa takasyötön vuoksi myös sähköturvallisuuden kannalta vaaratilanteita erityisesti loppukäyttäjille, mutta joissain tilanteissa myös verkostoasentajille. Tällainen tilanne voi tapahtua esimerkiksi tilanteessa, jossa LoM-suojaus ei toimi oikein tai jos aurinkovoimala yrittää kytkeytyä takaisin, vaikka verkko on edelleen jännitteettömässä tilassa. Riski tällaiselle saareketilanteelle on kuitenkin onneksi hyvin pieni, kuten kappaleessa 2.1. todettiin.

Aurinkovoimalat lisäävät ja voimistavat jakeluverkossa tapahtuvia muutosilmiöitä ja voivat sitä kautta vaikuttaa heikentävästi myös sähkönlaatuun. Nämä muutosilmiöt ovat sitä voimakkaampia, mitä suurempi aurinkovoimalan nimellisteho on suhteessa PJ-verkon oikosulkutehoon (Energiateollisuus a 2016). Tätä suhdetta kutsutaan verkon jäykkyydeksi ja mitä suurempi on verkon oikosulkuteho, niin sitä jäykempi verkko on kyseessä. Jäykkä jakeluverkko on siis aurinkovoimaloiden aiheuttamien vaikutusten kannalta hyvä asia, koska ne eivät esiinny silloin niin vahvoina eikä niillä ole siksi niin suurta vaikutusta verkon toimintaan. Normaalisti suuressa kuormituksessa ja paksuilla poikkipinnoilla rakennetut taajama- ja kaupunkiverkot ovat jäykkyydeltään hyviä ja lähtökohtaisesti kohtuullisen suurikaan aurinkovoimaloiden lisääntyminen ei aiheuta kuin pieniä muutoksia sähkönlaatutekijöihin verkon alueella. Tilanne on kuitenkin toinen normaalisti pienessä kuormituksessa ja ohuilla poikkipinnoilla rakennetuissa haja-asutusalueiden verkoissa. Tällaisten verkkojen jäykkyys on useasti heikko ja siksi jo pienikin määrä aurinkovoimaa voi aiheuttaa ongelmia sähkönlaatutekijöissä verkon alueella. Erityisen hankala tilanne on vapaa-ajan asuntoja (perinteisiä rakentamisen jälkeisenä vuosikymmeninä sähköistettyjä kesämökkejä) syöttävissä PJ-verkoissa. Tällaisilla johtolähdöillä kuormitus voi olla esimerkiksi vain 0,5 kW ja siten verkon mitoitus on tehty hyvin kevyeksi. Kun mökin omistaja hankkii suurehkon aurinkovoimalan (esimerkiksi 5 kVA) tai mökkinaapurit hankkivat molemmat aurinkovoimalat mökeilleen, niin jännitejäykkyyden kanssa tulee vakavia ongelmia, mikä puolestaan heijastuu verkon sähkönlaatuun ja kestävyyteen voimakkaasti. Nopeat tuotannon vaihtelut ja invertterien toiminta voivat aiheuttaa verkkoon esimerkiksi myös välkyntää sekä yliaaltoja, joilla on myös negatiivinen vaikutus

sähkönlaatuun. (Karppanen 2012) Taulukossa 3.1. on esitetty sähkönlaatuvaatimuksia Senerin ohjeistuksen ja standardin SFS-EN 50160 mukaisesti.

Taulukko 3.1. Sähkönlaatuvaatimukset Senerin korkean ja normaalin laadun sekä standardin SFS-EN 50160 mukaisesti. (VTT 2006, SFS-EN 50160 2010)

	Korkea laatu	**Normaali laatu**	**SFS-EN 50160 mukainen laatu**	**Huomioitavaa**
Taajuus	50 Hz ±0,5%	50 Hz ±1%	99,5% vuodesta 50 Hz ±1%, 100 % ajasta 50 Hz +4% /-6%	Mitataan 10 s jaksoina
Jännitteen vaihtelu	U_N ±4 % ja keskiarvo U_N ±2,5 %	U_N +6 % /-10%	95 % U_N ±10 %, 100 % ajasta U_N +10% /-15%	Mittaus tehollisarvojen 10 min keskiarvoina viikon ajan
Nopeat jännitteen muutokset	$P_{ST} \leq 1$, $P_{LT} \leq 0{,}74$	$P_{LT} \leq 1$	95 % P_{LT} – arvoista ≤ 1	-
Harmoniset yliaallot	THD ≤ 3 %	THD ≤ 6 %	95 % ajasta THD ≤ 8 %	Mittaus 10 min jaksoina viikon ajan
Epäsymmetria	$U_{SH} \leq 1$ %	$U_{SH} \leq 1{,}5$ %	95 % $U_{SH} \leq 2$ %	Mittaus 10 min jaksoina viikon ajan

Taulukossa 3.1. P_{ST} tarkoittaa lyhytaikaista häiritsevyysindeksiä, P_{LT} tarkoittaa pitkäaikaista häiritsevyysindeksiä ja U_{SH} tarkoittaa jakelujännitteen epäsymmetriaa. Lyhytaikainen häiritsevyysindeksi P_{ST} saadaan mittaamalla nopeita jännitteen muutoksia välkyntämittarilla 10 minuutin aikajaksolta. Pitkäaikainen häiritsevyysindeksi P_{LT} pystytään puolestaan muodostamaan lyhytaikaisesta häiritsevyysindeksistä yhtälön 3.1. avulla. (VTT 2006)

$$P_{LT} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{{P_{sti}}^3}{12}}, \tag{3.1.}$$

jossa P_{sti} on lyhytaikainen peräkkäinen häiritsevyysindeksi.

Harmoniset yliaallot THD pystytään määrittämään yhtälön 3.2. avulla (SFS-EN 50160 2010).

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2}, \tag{3.2.}$$

jossa U_h suhteellinen amplitudi ja h on harmonisen yliaallon järjestysluku.

Kolmivaihe epäsymmetria määritellään standardissa SFS-EN 50160 nolla- ja vastakomponentin suhteena myötäkomponenttiin. Epäsymmetria voidaan laskea yhtälön 3.3. avulla (VTT 2006).

$$u_n = \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}}, \tag{3.3.}$$

jossa u_n on epäsymmetriakerroin ja β on jännitekerroin.

Epäsymmetriakertoimen laskemiseen tarvittava jännitekerroin β lasketaan puolestaan yhtälön 3.4. avulla (VTT 2006).

$$\beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)}, \tag{3.4.}$$

jossa U_{12} on jännite vaiheiden L1 ja L2 välillä, U_{23} on jännite vaiheiden L2 ja L3 välillä sekä U_{31} on jännite vaiheiden L3 ja L1 välillä.

Standardissa SFS-EN 50160 jakelujännitteen epäsymmetriasta todetaan lisäksi sanallisesti, että ”normaaleissa käyttöolosuhteissa, kunkin viikon pituisen mittausjakson aikana, jokaisen, jakelujännitteen (perustaajuisen) vastakomponentin 10 minuutin tehollisarvon keskiarvoista 95 % tulee olla välillä 0...2 % (perustaajuisesta) myötäkomponentista.” Tästä saavat poiketa vain alueet, joissa osa liitynnöistä on yksi- tai kaksi-vaiheisia. Näille alueille epäsymmetrian sallitaan olevan liittämiskohdassa 3 %. (SFS-EN 50160 2010)

Kappaleissa 3.1.1 - 3.1.4 käydään läpi tarkemmin todennäköisimpiä ja merkittävimpiä aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamia haasteellisia verkostovaikutuksia.

3.1.1 Jännitteennousu

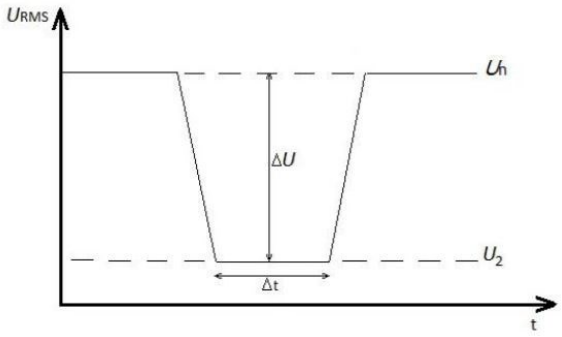
Loppukäyttäjälle yksi merkittävimmistä sähkönlaatutekijöistä on jännitteen laatu ja erityisesti sen taso. Liian korkea jännitetaso voi johtaa herkkien laitteiden tai verkon eristerakenteiden rikkoutumiseen, mistä seurauksena voi olla pahimmillaan hengenvaarallinen tilanne. Liian alhainen jännitetaso puolestaan pienentää johtimien ja kaapeleiden siirtokapasiteettia sekä aiheuttaa laitteiden toimimattomuutta. Jännitetason vakaus ja laatu korostuu sitä enemmän, mitä lähempänä ollaan asiakkaan liittymää, koska nykyaikaiset tietotekniset laitteet ovat hyvin herkkiä jännitteen muutoksille. (ABB 2007)

Aurinkovoimala voidaan liittää PJ-verkkoon liittymäsopimuksen ehtojen mukaisesti, kunhan samaan liittämiskohtaan liitettyjen aurinkovoimaloiden yhtäaikainen verkosta irtoaminen tai verkkoon takaisinkytkeytyminen ei suositellusti aiheuttaisi taulukon 3.2. raja-arvoja ylittävää jännitteenmuutosta. Huomioitavaa kuitenkin on, että aurinkovoimaloiden tulee liittyä aina verkkoon tahdistetusti, jolloin jännitteenmuutoksen voi aiheuttaa käytännössä vain verkosta irtoaminen. Aurinkovoimala ei siis saisi aiheuttaa PJ-verkosta irrotessaan yli 4 % jännitteenmuutosta PJ-verkon osassa, jossa on liittyneenä myös muita asiakkaita, eikä yli 6 % jännitteenmuutosta PJ-verkon osassa, jossa on liittyneenä pelkästään hajautettua tuotantoa. Verkkoyhtiö voi kuitenkin poiketa harkintansa mukaan näistä Energiateollisuuden määrittämistä jännitteenaleneman suositusarvoista ja verkkoyhtiöt usein noudattavatkin aurinkovoimaloiden kohdalla standardin SFS-EN 50160 mukaisia 95 % ajan raja-arvoja U_N±10 %. Lisäksi aurinkovoimalan käynnistysvirta ei saa ylittää liittymissopimuksessa määriteltyä maksimitehon mukaista virran huippuarvoa. (Energiateollisuus a 2016)

Taulukko 3.2. Energiateollisuuden suositukset PJ-verkon sallituista jännitteenmuutoksia pientuotannon vaikutuksesta (Energiateollisuus a 2016).

Suurin sallittu jännitteenmuutos	**Jännitetaso**	**Liittymiskohta**
4 %	**PJ-verkko**	Missä tahansa PJ-verkon osassa, johon on liittynyt myös muita asiakkaita.
6 %	**PJ-verkko**	Liityttäessä vain tuotannon liittämiseen tarkoitettuun jakelumuuntamoon.

Kappaleessa esiteltyä aurinkovoimalan käynnistymisestä, irtoamisesta tai verkkoon takaisinkytkeytymisestä aiheutuvaa lyhytaikaista (10 ms – 10 min) jännitteenmuutosta voidaan kutsua myös jännitekuopaksi. Kuvassa 3.1. on havainnollistettu jännitekuoppaa ja sen määrittämistä.



Kuva 3.1 Jännitekuopan määrittäminen (Makkonen 2014).

Kuvassa 3.1. U_n on järjestelmän nimellisjännite, ΔU on nimellisjännitteen ja jännitekuopan välinen jännite-ero, Δt on jännitekuopan kestoaika ja U_2 on järjestelmän jännite jännitekuopan aikana (Makkonen 2014).

Aurinkovoimalan verkosta irtoamisen aiheuttamaa jännitteenmuutosta voidaan tarkastella liittymän oikosulkutehon avulla. Aurinkovoimala voidaan varmuudella liittää verkkoon, jos liittymän oikosulkuteho toteuttaa yhtälön 3.5., koska tällöin taulukon 3.2. mukaiset jännitteenmuutoksen suositus raja-arvot eivät ylity missään tilanteessa. (Energiateollisuus a 2016)

$$S_k \geq 25 * S_n * \frac{I_s}{I_n}, \tag{3.5.}$$

jossa S_k on liittämiskohdalta vaadittava oikosulkuteho, S_n on laitteiston nimellisteho I_s on laitteiston käynnistyshetkellä ottama virta ja I_n on laitteiston nimellisvirta.

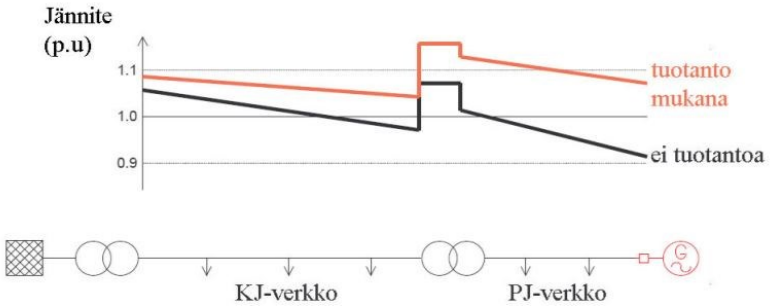
Yhtälön 3.5. mukaisesti liitettävän aurinkovoimalan maksimiteho on riippuvainen liittymäkohdan oikosulkutehosta. Oikosulkuteho on sitä suurempi, mitä pienempi etäisyys on sähköasemalle. Tästä syystä PJ-verkon kannalta johtolähtöjen loppupäässä sijaitsevat aurinkovoimalat ovat ongelmallisimpia tapauksia. Yhtälöstä on myös nähtävissä, että liittymään voidaan liittää aurinkovoimala, jonka teho on maksimissaan $S_n = \frac{S_k}{25}$, kun tehdään oletus, että virtojen I_n ja I_s suhde i_{suhde} on lähes yksi eli aurinkovoimala ei ota juurikaan nimellisvirtaansa suurempaa kytkentävirtaa käynnistyshetkellä. Standardin SFS 6000-8-801:2017 mukaisesti PJ-verkon liittymien oikosulkutehon suunnitteluarvon tulee olla vähintään 250 ampeeria eli yksi-vaiheinen oikosulkuvirta I_k on 250 A. Tämä oikosulkutehon taso on valittu verkon suojausehtoihin perustuen, mutta myös 180 ampeerin oikosulkutehotaso sallitaan, jos 250 ampeerin oikosulkutehotaso ei ole kohtuullisesti

saavutettavissa. (SFS 6000-8-801:2017 2017) Vanhempien haja-asutusalueiden PJ-verkon osien liittymissä yksi-vaiheiset oikosulkuvirrat voivat olla vielä tätäkin alhaisempia, jopa vain noin 100 ampeerin luokkaa (Energiateollisuus a 2016). Kuten yhtälöstä 3.5. nähdään, niin mitä suurempi on liittymän oikosulkuteho S_k, niin sitä nimellisteholtaan S_n suurempi aurinkovoimala voidaan PJ-verkkoon liittää ilman, että jännitteenmuutoksen kanssa tulee ongelmia.

Ehdottomasti noudatettuna yhtälö 3.5. voi kuitenkin antaa liian pessimistiä tuloksia, joten täysin ehdotonta suhdetta liittymän oikosulkuteholle ja aurinkovoimaloiden teholle ei voida antaa. Yhtälöä 3.5. voidaankin käyttää suuntaa antavassa tarkastelussa uuden aurinkovoimalan liittämisen kohdalla arvioitaessa sen soveltuvuutta suunnitellussa verkkoon liittämiskohdassaan. Jos aurinkovoimalan liittäminen täyttää yhtälön 3.5. ehdot, niin silloin se voidaan liittää ilman ongelmia PJ-verkkoon. Jos aurinkovoimalan liittäminen ei täytä täysin yhtälön 3.5. ehtoja, niin aurinkovoimala voi silti hyvinkin olla liitettävissä verkkoon. Tällaisessa tilanteessa verkkoyhtiön tulee tehdä tarkempi tapauskohtainen tarkastelu kohteelle. Yleisellä tasolla tarkasteltuna standardin SFS 8000-8-801:2017 mukainen yksi-vaiheinen oikosulkuvirta eli 250 A vastaa PJ-verkon kolmivaiheisena tehona oikosulkutehoa 172,5 kVA. Tästä seuraa se, että yksi-vaiheiselta oikosulkuvirraltaan 250 A suuruiseen liittymään voidaan liittää maksimissaan 6,9 kVA tehoinen aurinkovoimala. (Energiateollisuus a 2016) Vastaavasti 180 ampeerin oikosulkuvirtaiseen liittymään voidaan puolestaan liittää maksimissaan 5 kVA aurinkovoimala ja 130 A oikosulkuvirtaiseen liittymään enää vain 3,6 kVA aurinkovoimala, kun noudatetaan yhtälöä 3.5. ehdottomasti. Nämä aurinkovoimaloiden kokoluokat ovat jo samoja, kuin mitä suomalaiset ovat yleisesti asentaneet, kuten kappaleessa 2. todettiin. Tästä on seurauksena se, että matalan yksi-vaiheisen oikosulkuvirran eli heikon jäykkyyden PJ-verkossa jo yhdenkin keskiarvotehoisen aurinkovoimalan liittäminen verkkoon voi pahimmillaan aiheuttaa verkosta irrotessaan yli suositellun 4 % jännitteenmuutoksen. Yhteenvetona voidaan todeta, että aurinkovoimala vaikuttaa itsessään jännitteeseen sitä enemmän, mitä heikompi verkko on jäykkyydeltään sekä mitä suurempi itse tuotantolaitos on ja mitä kauempana se sijaitsee verkkoa syöttävästä jakelumuuntajasta (Karppanen 2012).

Perinteisessä PJ-verkossa jännite on aina pienimmillään johtolähdön kaukaisimmassa päässä jakelumuuntajalta katsottuna, kun kuormitus on suurimmillaan. Käänteisesti jännite on aina

suurimmillaan puolestaan heti jakelumuuntajan jälkeen johtolähdön alkupäässä, kun kuormitus on pienimmillään. Tilanne kuitenkin muuttuu, kun johtolähdölle liitetään aurinkovoimala. PJ-verkkoon liitetty aurinkovoimala toimii verkon näkökulmasta tuotantolaitoksena, minkä seurauksena se aiheuttaa jännitteennousua PJ-verkossa johtolähdöllään. Jännitteennousu on ilmiönä rinnastettavissa jännitteenalenemaan, mutta vaikutus PJ-verkossa on verkkoon päin tapahtuvan tehon syötön vuoksi käänteinen eli jännite nousee verkossa. (Karppanen 2012) Jännitteennousun voimakkuus vaihtelee riippuen verkon kuormituksesta sekä aurinkovoimaloiden tuotantotehosta ja sijainnista verkossa. Erityisen haastava tilanne on sellainen, missä suuritehoinen tai useampi aurinkovoimala, on liitettynä jäykkyydeltään heikon PJ-verkon johtolähdön loppupäähän kauas jakelumuuntajasta. Tällöin aurinkovoimaloiden nostava vaikutus jännitteentasoon on suurimmillaan (Bayer et. al. 2017). Kuvassa 3.2. on havainnollistettu aurinkovoimalan aiheuttamaa jännitteennousua PJ-verkon johtolähdöllä voimalan liittämiskohdan ja jakelumuuntajan välillä. Musta käyrä kuvaa jännitteentasoa ilman aurinkovoimalan vaikutusta, kun taas punainen käyrä kuvaa jännitteen tasoa aurinkovoimalan vaikutuksesta.



Kuva 3.2. Aurinkovoimalan aiheuttama jännitteennousu PJ-verkon johtolähdöllä (Kauhaniemi et. al. 2004).

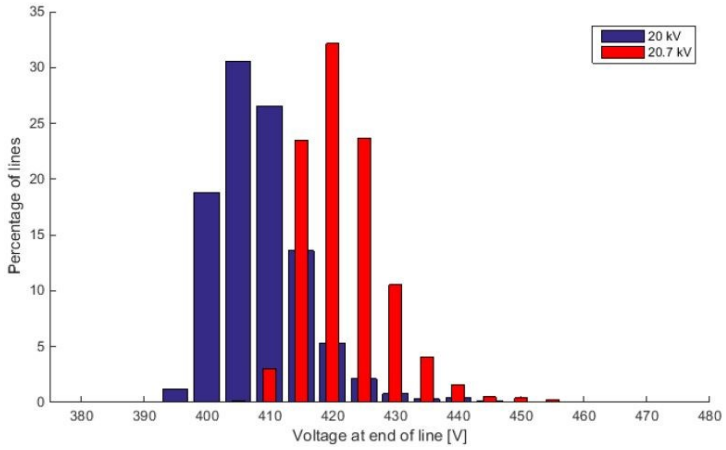
Kuten kuvasta 3.2. nähdään, niin aurinkovoimala voi nostaa jännitetasoa PJ-verkossa huomattavasti. Tämän seurauksena jännitetaso voi ylittää sallitun yläraja-arvon jakelumuuntajalla ja johtolähdöllä, kuten kuvasta 3.2. nähdään. Aurinkovoimalan aiheuttaman jännitteennousun seurauksena standardin SFS-EN 50160 määrittämä jännitteen jatkuva (95 % ajasta) yläraja U_N+10 % sekä varsinkin aurinkovoimalan verkosta irtoamisen aiheuttaman jännitteenmuutoksen suositus yläraja 4 % voivatkin ylittyä otollisissa olosuhteissa (SFS-EN 50160 2010, Energiateollisuus a 2016). Aurinkovoimaloiden jännitteennousu voi yltää edelleen myös KJ-verkon puolelle, mutta ei enää yhtä voimakkaana kuin PJ-verkon puolella, kuten kuvasta 3.2. nähdään.

Jännitteennousun voimakkuutta aurinkovoimalan liittämiskohdan ja jakelumuuntajan välillä voidaan arvioida yhtälön 3.6. avulla.

$$\Delta U = \frac{P_N}{U^2} * (R \cos\varphi + X * \tan\varphi), \quad (3.6.)$$

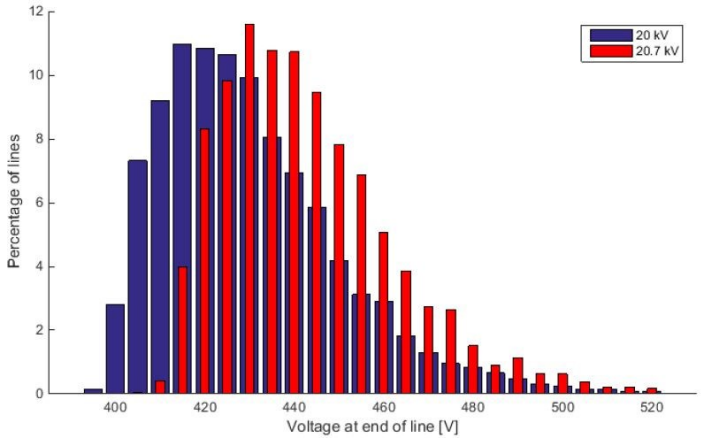
jossa P_N on aurinkovoimalan nimellisteho, U on johtolähdön alkupään jännite, R on aurinkovoimalan liittymiskohdan ja jakelumuuntajan välisen johdon resistanssi, X on saman johto-osuuden reaktanssi ja $\cos\varphi$ on aurinkovoimalan tehokerroin (Lakervi & Partanen 2008). Yhtälöllä 3.6. laskettu jännitteenmuutos ΔU on prosenttiarvona esitetty raja-arvo suurimmalle sallitulle jännitteenmuutokselle. Yhtälöllä 3.6. pystytään myös arvioimaan aurinkovoimalan aiheuttamaa välkyntäriskiä johtolähdöllä, jota voi aiheutua esimerkiksi pilvipoudalla tapahtuvista nopeista jännitteenmuutoksista aurinkovoimaloiden voimakkaan tuotantotehon vaihtelun seurauksena.

PJ-verkon jännitteennousu aurinkovoimaloiden vaikutuksesta ei pienillä aurinkovoimaloiden yhteenlasketuilla nimellistehoilla yleensä aiheuta ongelmia PJ-verkon jännitteennousuna. Ohjesääntönä jännitteennousun kanssa voidaan pitää, että jos aurinkovoimaloiden yhteenlaskettu nimellisteho ei ylitä PJ-verkon johtolähdön mitoittavaa kuormituksen huipputehoa, niin pysyy jännitteennousu kaikissa tilanteissa (myös huipputuotannon ja nollakuormituksen aikana) standardin SFS-EN 50160 sallimissa rajoissa eli alle U_N+10 % (Kaipia 2012). Suurista jännitteenalenemista kärsivillä johtolähdöillä aurinkovoimaloiden aiheuttama maltillinen jännitteennousu voi olla päinvastoin verkkoyhtiön kannalta hyödyllistä, kun sen avulla saadaan pienennettyä johtolähdön loppupäässä sijaitsevien loppukäyttäjien kokemia suuria jännitteenalenemia. Jännitteennousu aurinkovoimaloiden vaikutuksesta niiden voimakkaasti lisääntyessä, ja siten summattujen nimellistehojen merkittävästi kasvaessa, voi kuitenkin olla myös todellinen ongelma Suomessa, kuten kuvista 3.3. ja 3.4. nähdään. Kuvissa sininen pylväs kuvaa tilannetta, jossa sähköaseman kiskojännite on 20 kV ja punainen pylväs kuvaa tilannetta, jossa sähköaseman kiskojännite on puolestaan useille verkkoyhtiöille tyypillinen 20,7 kV. Kuvassa 3.3. havainnollistetaan tilannetta, jossa tarkasteltavan verkkoyhtiön asuintalojen kattopinta-alat on hyödynnetty verkkoon liitettävillä aurinkovoimaloilla. Kuvassa 3.4. on havainnollistettu tilannetta, jossa on lisäksi hyödynnetty myös muut kattopinta-alat, kuten erillisten varastojen ja liiterien. Kuvissa jännitteet on esitetty pääjännitteinä. (Lassila et. al. 2016)



Kuva 3.3. PJ-verkon jännitetasot aurinkovoimaloiden vaikutuksesta kahdella eri sähköaseman kiskojännitteellä, kun asuintalojen kattopinta-alat on hyödynnetty (Lassila et. al. 2016).

Kuten kuvasta 3.3. nähdään, niin tilanteessa, jossa asuintalojen kattopinta-alat on hyödynnetty, jännitteet eivät nouse aurinkovoimaloiden vaikutuksesta suuressa määrin yli standardin SFS-EN 50160 määrittämän U_N+10 % yläraja-arvon yli (440 V), kun sähköaseman kiskojännite on 20 kV. Ainoastaan muutamalla prosentilla PJ-verkon johtolähdöistä sallittu yläraja ylittyy. Tilanne muuttuu jonkin verran sallitun yläraja-arvon ylittämisen suhteen tilanteessa, jossa sähköaseman kiskojännite on 20,7 kV. Sallitun ylärajan ylittäneiden johtolähtöjen prosenttiosuus kasvaa hieman, mutta ei kuitenkaan merkittävissä määrin, vaikka yleisesti johtolähtöjen jännitteet nousevatkin keskimäärin 10 - 30 voltilla verrattuna 20 kV:n kiskojännitteeseen.



Kuva 3.4. PJ-verkon jännitetasot aurinkovoimaloiden vaikutuksesta kahdella eri sähköaseman kiskojännitteellä, kun kaikki kattopinta-alat on hyödynnetty (Lassila et. al. 2016).

Kuten kuvasta 3.4. nähdään, niin tilanteessa, jossa muutkin kattopinta-alat on hyödynnetty, jännitteet nousevat hyvin laajasti yli sallitun jännitteen yläraja-arvon U_N+10 %, kun sähköaseman kiskojännite on 20 kV. Pahimmillaan jännite nousee yli 500 volttiin

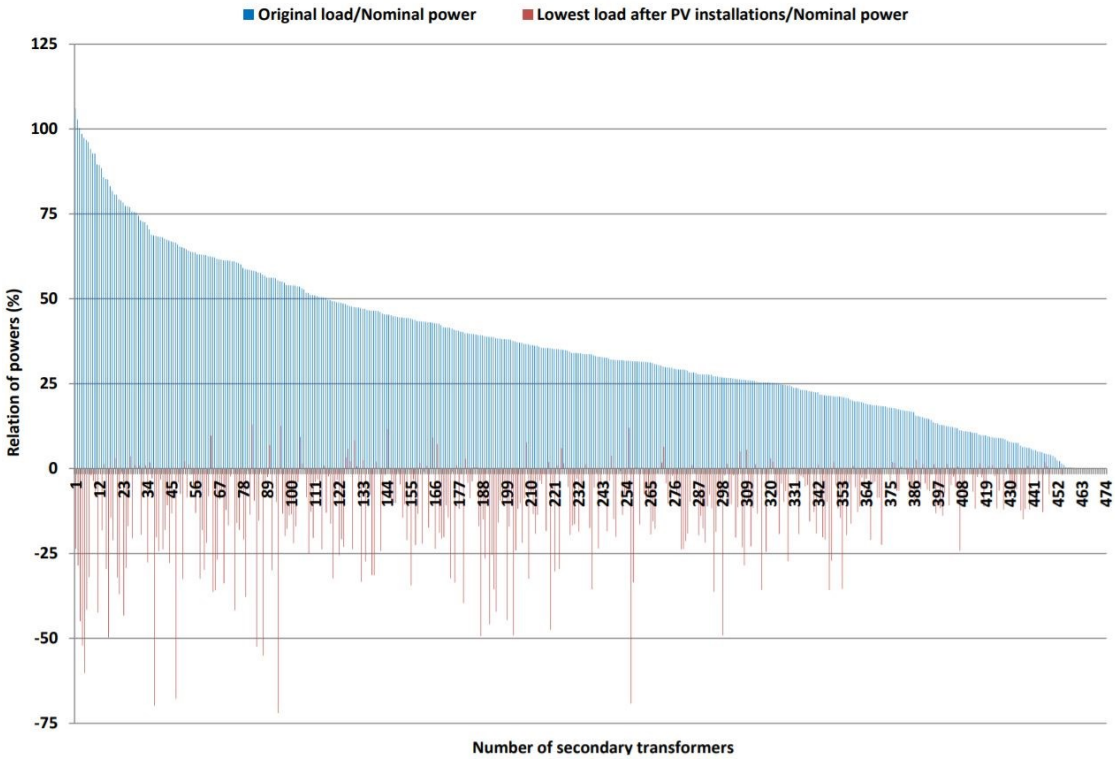
muutamalla prosentilla PJ-verkon johtolähdöistä. Tilanne pahenee vielä entisestään, kun sähköaseman kiskojännitteeksi nostetaan 20,7 kV. Tällöin jopa noin 50 prosentissa PJ-verkon johtolähdöistä jännite ylittää sallitun yläraja-arvon.

Jännitteennousu aurinkovoimaloiden vaikutuksesta on varsin yleinen ongelma myös verkkoyhtiöillä Saksassa. Ongelma korostuu erityisesti Pohjois-Saksassa, jossa asutus on jakautunut suhteellisen laajalle alueelle haja-asutusaluemaisesti, minkä vuoksi PJ-verkon johtolähdöistä tulee usein pitkiä. PJ-verkko on siis hyvin samantyylistä kuin usealla suomalaisella verkkoyhtiöllä, mukaan lukien Järvi-Suomen Energian PJ-verkko. Bayerin tutkimusryhmän tutkimukseen osallistuneista kymmenestä suuresta saksalaisesta verkkoyhtiöistä neljällä oli ollut merkittäviä ongelmia pelkästään aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun kanssa. Toisena syynä pohjoisen alueen korostumiseen jännitteennousun yhteydessä topologian lisäksi pidetään sitä, että pohjoisessa Saksassa aurinkovoimaa ja tuulivoimaa on paljon liitettynä myös keskijänniteverkkoon. Kun uusiutuvien energiamuotojen seurauksena keskijänniteverkon jännitetaso on jo korkea, niin se heikentää myös PJ-verkon jännitetason liikkumavaraa. (Bayer et. al. 2017)

3.1.2 Ylikuormitus

Loppukäyttäjien asentamien aurinkovoimaloiden PJ-verkkoon syöttämä tuotanto muuttaa verkon dynamiikkaa oleellisesti perinteisestä yksisuuntaisesta järjestelmästä. Aurinkovoimaloiden lisääntyminen sekä asiakkaiden laitteiden energiatehokkuuden paraneminen johtaa tehon virtaussuunnan vaihtumiseen tilanteessa, jossa loppukäyttäjien paikallinen aurinkovoimatuotanto ylittää sähkönkulutuksen alueella. Näin voi käydä helposti esimerkiksi aurinkoisena kesäaamuna ja -päivänä, kuten kappaleessa 2.1. todettiin. Tällöin jakelumuuntajan kuorma voi kääntyä negatiiviseksi eli PJ-verkon johtolähtö tuottaa perinteisestä poiketen silloin sähköenergiaa siirrettäväksi jakeluverkon suuntaan. Tehon virratessa jakeluverkkoon päin sähkönjakelujärjestelmä toimii tavalla, johon sitä ei ole alun perin suunniteltu. Kuvassa 3.3. on havainnollistettu jakelumuuntajan kuormituksen muutosta aurinkovoimalan vaikutuksesta. Kuvassa on esitetty sinisellä värillä alkuperäinen jakelumuuntajan kuorma ilman aurinkovoimalaa. Punaisella on puolestaan esitetty muuntajan kuorma aurinkovoimalan suurimman hetkellisen vaikutuksen alaisena. Oletuksena kuvassa on tehty, että PJ-verkon johtolähdön asiakkaista 25 % eli neljännes asentaa liittymänsä yhteyteen aurinkovoimalan, jonka nimellisteho on 5 kVA (Tuunanen

2015). Aurinkovoimalat ovat liitetty PJ-verkkoon invertterien välityksellä ja ne ovat mitoitettu sekä asennettu voimassa olevien määräysten mukaisesti (Tuunanen 2015).

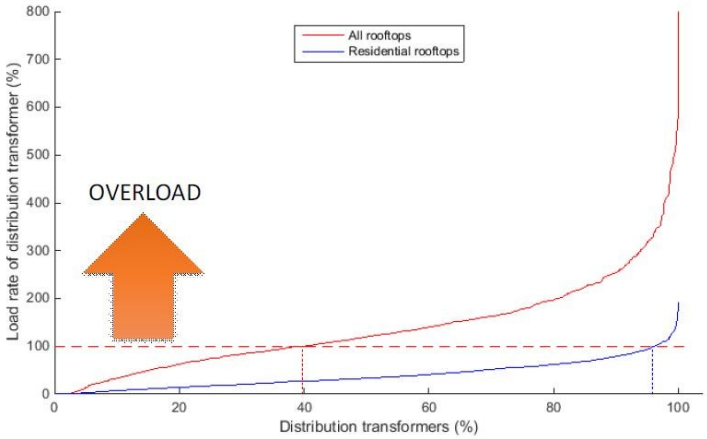


Kuva 3.5. Aurinkovoimalan vaikutus jakelumuuntajan kuormitukseen (Tuunanen 2014).

Kuvasta 3.5. nähdään, että asennetut aurinkovoimalat johtavat välillä tehon syöttöön jakeluverkon suuntaan. Verkkoon syötetyn tehon määrä on kuitenkin kokonaisuudessaan melko pieni ja vain hetkellisesti syötetty teho ylittää 50 % rajan suhteessa jakelumuuntajan nimellistehoon. Suurimman osan ajasta verkkoon syötetty teho on alle 25 % jakelumuuntajan nimellistehoon verrattuna. Vain muutamissa tilanteissa verkkoon syötetty teho ylittää hetkellisesti normaalin kuormituksen suurimman arvon. Kun aurinkovoimaloiden summattu nimellisteho on alle 25 % jakelumuuntajan nimellistehosta, niin silloin jakelumuuntajan kuormittuminen tehon verkkoon virtaamisen yhteydessä ei aiheuta yleensä ongelmia (Papathanassiou et. al. 2014). Osalla eurooppalaisista verkkoyhtiöistä pidetään tätä 25 % rajaa muuntajan nimellistehosta ohjearvona jakelumuuntajan kuormitukselle, kun tarkastellaan uusien aurinkovoimaloiden liittymistä PJ-verkkoon. (Papathanassiou et. al. 2014). Kun tämä 25 prosentin raja ylitetään aurinkovoimaloiden lisääntymisen seurauksena, niin silloin jakelumuuntajien ylikuormittuminen tietyissä tilanteissa (erityisesti maksimituotanto ja minimikuormitus) voi mahdollisesti aiheuttaa ongelmia. Tästä voi seurata epäsäännöllisesti toistuvia hetkellisiä

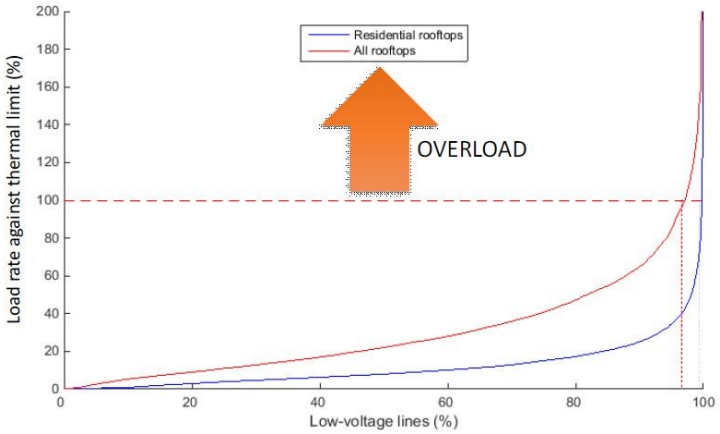
ylikuormia, jotka kuormittavat jakelumuuntajaa ja sen läheisiä komponentteja enemmän kuin mitä on suunnitellussa huomioitu. Tästä ylikuormituksesta seuraa termistä rasitusta jakelumuuntajalle ja sen läheisille komponenteille, mikä puolestaan pienentää niiden käyttöikää ja voi siten aiheuttaa tarpeen jakelumuuntajan tai komponenttien ennenaikaiselle saneeraukselle. Pahimmillaan kovasta ja pitkäkestoisesta termisestä ylikuormituksesta voi aiheutua myös akuutteja komponenttivaurioita, jotka aiheuttavat toimintahäiriön ja sähkönjakelun keskeytyksen. Myös PJ-verkon kaapelit ja AMKA-johtimet voivat myös joissain tilanteissa ja haastavissa paikoissa ylikuormittua. Näin voi käydä esimerkiksi tilanteessa, jossa vanhaan ja heikosti mitoitettuun tai virheellisesti liian alhaisesti mitoitettuun PJ-verkkoon liitetään liian suuri aurinkovoimala ilman liittämistarkastelua.

Edellä mainitusta huolimatta jakelumuuntajan ja PJ-verkon kaapeleiden sekä komponenttien ylikuormittuminen aurinkovoimaloiden takia merkittävässä määrin on kuitenkin Suomessa suhteellisen harvinaista. Tämä johtuu siitä, että Suomessa koko sähkön jakelujärjestelmä PJ-verkko mukaan lukien on mitoitettu talven suurien huippukuormien mukaisesti. Talvella kovilla pakkasilla erityisesti sekä sähkölämmitys että sähkösaunat aiheuttavat huomattavan suuria kuormituksia verkkoon, minkä seurauksena Suomessa on perinteisesti rakennettu Eurooppaan verrattuna hyvinkin vahvaa sähköverkkoa (Lassila et. al. 2016). Kun verkko on mitoitettu talven huippukuormien mukaisesti, niin aurinkovoimaloiden kesäaikaan tapahtuvassa huipputuotannossa verkkoon päin siirtyvä teho ei aiheuta yleensä ongelmia ylikuormituksen kannalta (Tuunanen 2014, Lassila et. al. 2016). Ongelmia ylikuormittumisen kanssa alkaa tulla yleisesti vasta, kun hyvin suurella osalla asiakkaista alkaa olla aurinkovoimala verkkoon liitettynä, kuten kuvista 3.6. ja 3.7. nähdään. Kuvassa 3.6. on havainnollistettu jakelumuuntajien ylikuormittumista aurinkovoimaloiden vaikutuksesta. Kuvassa 3.7. on puolestaan havainnollistettu PJ-verkon johdinten ylikuormittumista aurinkovoimaloiden vaikutuksesta. Molemmissa kuvissa sininen käyrä kuvaa tilannetta, jossa tarkasteltavan verkkoyhtiön alueen asuintalojen kattopinta-ala on hyödynnetty aurinkovoiman kannalta. Punainen käyrä kuvaa tilannetta, jossa on lisäksi huomioitu myös muiden erillisten rakennusten, kuten varastojen ja liiterien kattopinta-alat.



Kuva 3.6. Jakelumuuntajien ylikuormitus aurinkovoimaloiden voimakkaasti lisääntyessä (Lassila et. al. 2016).

Kuten kuvasta 3.6. nähdään, niin jakelumuuntajan ylikuormittuminen tilanteessa, jossa asuintalojen kattopinta-ala on hyödynnetty, on ongelma vain muutamalle prosentille jakelumuuntajista. Tilanne muuttuu kuitenkin huomattavasti, kun myös kaikki muut kattopinta-alat hyödynnetään. Tällöin jakelumuuntajista ylikuormittuu jopa 60 %. Suuri ero ylikuormittuneiden jakelumuuntajien välillä eri tilanteissa johtuu, siitä että perinteisesti jakelumuuntajan mitoituksessa otetaan huomioon kuormien vuorottelu (Lassila et. al. 2016). Tämä tarkoittaa sitä, että yleensä paljon tehoa vaativien laitteiden kuormitus ei tapahdu samanaikaisesti vaan niiden tehokäyrät risteilevät toistensa kanssa. Tästä syystä todellinen tehon tarve on pienempi, kuin mitä laitteiden yhteenlaskettu tehon tarve olisi. Aurinkovoimaloiden kohdalla tämä kuormien vuorottelu ei kuitenkaan toteudu, vaan huipputuotanto tapahtuu alueellisesti aina samaan aikaan, mikä aurinkovoimaloiden huomattavasti lisääntyessä (punainen käyrä) johtaa useiden jakelumuuntajien ylikuormittumiseen. Aurinkovoimaloiden aiheuttamaa jakelumuuntajien ylikuormittumista vaikeuttaa myös se, että kesällä on korkeamman lämpötilan vuoksi huonommat jakelumuuntajan jäähdytysolosuhteet kuin talven pakkasilla. (Lassila et. al. 2016)



Kuva 3.7. PJ-verkon johdinten ylikuormitus aurinkovoimaloiden voimakkaasti lisääntyessä (Lassila et. al. 2016).

Kuten kuvasta 3.7. nähdään, niin PJ-verkon johdinten ylikuormittuminen aurinkovoimaloiden vaikutuksesta ei ole kummassakaan tilanteessa yleistä. Ainoastaan muutama prosentti PJ-verkon johtimista ylikuormittuu aurinkovoimaloiden voimakkaasti lisääntyessä. (Lassila et. al. 2016) Kuvista on pääteltävissä se, että jos ylikuormittumisesta tulee verkkoyhtiölle ongelma, niin se johtuu todennäköisemmin jakelumuuntajan liiallisesta kuormittumisesta.

Jakelumuuntajien ja verkon johdinten sekä komponenttien ylikuormittuminen aurinkovoimaloiden takia on kuitenkin esimerkiksi Saksassa varsin yleinen ongelma useilla verkkoyhtiöllä. Ongelma korostuu erityisesti eteläisessä Saksassa, jossa on paljon suhteellisen suuritehoisia aurinkovoimaloita tiheästi liitettynä PJ-verkkoon. Bayerin tutkimusryhmän tutkimukseen osallistuneista kymmenestä saksalaisesta suuresta verkkoyhtiöstä kuudella oli ollut ongelmia aurinkovoimaloiden aiheuttamien jakelumuuntajien ja johdinten ylikuormittumisten kanssa. Yleensä jakelumuuntajan ylikuormittuminen tuli ensimmäisenä ongelmaksi. (Bayer et. al. 2017) Eroavaisuus ylikuormitus ongelman yleisyydestä verrattuna Suomeen johtuu siitä, että Saksassa ei ole lähellekään niin suuria talvisia sähkölämmitys ja sähkösauna kuormia kuin Suomessa, minkä vuoksi sähköverkkoa ei ole tarvinnut aiemmin mitoittaa kapasiteetiltaan yhtä vahvaksi kuin Suomessa.

3.1.3 Vikavirtojen kasvaminen ja suojaus

PJ-verkkojen suojauksen tarkoituksena on estää verkon ja sen komponenttien vahingoittuminen kaikissa vikatilanteissa sekä estää myös hengenvaarallisten

kosketusjännitteiden muodostuminen. Sähköverkkojen suojaukselta vaaditaan useiden ominaisuuksien täyttymistä luotettavasti kaikissa tilanteissa. Näitä ominaisuuksia ovat:

- Aukottomuus
    - Suojauksella ei ole katvealueita, eikä mikään verkon kohta ole suojauksettomana.
- Selektiivisyys
    - Minimoidaan vian vaikutusalue mahdollisimman pieneksi, vikaa lähimpänä oleva suoja toimii.
- Luotettavuus
    - Suojalla on aina varasuojaus, jos vikaa lähimpänä oleva suoja ei poikkeuksellisesti toimi, niin sitten seuraavaksi lähin toimii.
- Nopeus ja herkkyys
    - Suojan tulee toimia riittävän herkästi ja nopeasti, että vaarat, vauriot ja häiriöt saadaan minimoitua.
- Käyttövarma ja yksinkertainen
    - Suojauksen tullee olla mahdollisimman yksinkertainen toteutukseltaan ja sen tulee toimia varmasti sekä olla myös käytettävyydeltään hyvä.
- Koestusmahdollisuus
    - Suojan toimiminen tulee olla tarvittaessa varmistettavissa.
- Edullisuus
    - Suojauksen tulee olla teknis-taloudellisesti optimoitu, koska se on yleensä arvoltaan vain muutamia prosentteja suojattavan kohteen arvosta. (Lassila 2018)

PJ-verkon hyvin toimivan suojauksen kannalta tärkeimmät asiat ovat oikein mitoitettu varokesuojaus sekä riittävän pieniresistanssiset maadoitukset. Varokkeen tulee kestää johtolähdön kuormitusvirta, mutta toimittava kuitenkin riittävän nopeasti myös pienimmän vikavirran tilanteessa eli yksi-vaiheisessa oikosulussa johtolähdön loppupäässä. Syötön nopea poiskytkentä on tapahduttava 5 sekunnissa tai verkkoyhtiön harkinnan mukaan enintään 15 sekunnissa eikä nollajohtimen jännite saa olla yli 75 volttia missään verkon osassa. Tätä vaatimusta kutsutaan ensimmäiseksi nollausehdoksi. (Lakervi & Partanen 2008) Kosketusjännitesuojauksen (jännitteen pitää olla alle 75 V) toteutumiseksi PJ-verkon

pienimmän oikosulkuvirran tulee olla yleisesti käytetyillä gG-varokkeilla taulukossa 3.3. esitetyn mukainen.

Taulukko 3.3. Kosketusjännitesuojauksen riittävän nopeasti toteutumiseksi vaadittu varoke pienimmän yksi-vaiheisen oikosulkuvirran mukaan (Lakervi & Partanen 2008, SFS 6000-8-801:2017 2017).

Varoke	**Pienin yksi-vaiheinen oikosulkuvirta**
gG, $\boldsymbol{I_N}$ < 63 A	2,5 x $\boldsymbol{I_N}$
gG, $\boldsymbol{I_N}$ > 63 A	3,0 x $\boldsymbol{I_N}$

Taulukossa 3.3. esitetyllä gG-varokkeella tarkoitetaan varoketta, joka suojaa sekä ylivirralta että oikosululta. Tällaista varoketta voidaan siis käyttää samalla sekä ylikuormitussuojana että oikosulkusuojana. Kuvassa 3.8. on havainnollistettu gG-varokkeen toimintaa näissä molemmissa tehtävissä.

Kuva 3.8. gG-varokkeen toimiminen sekä ylikuormitus- että oikosulkusuojana (Lassila 2018).

PJ-verkon suunnittelussa ehtona käytetään nykyisin standardin SFS 6000-8-801:2017 mukaista 250 ampeeria, jolloin PJ-verkon jännitejäykkyys on yleensä riittävän hyvä, kuten kappaleessa 3.1.1. todettiin. Samassa kappaleessa myös todettiin, että erityisesti vanhoissa sekä haja-asutusalueen PJ-verkoissa voi olla useitakin verkon alueita, joissa jäädään huomattavasti tämän suunnitteluarvon alapuolelle. Nämä PJ-verkon alhaisen jännitejäykkyyden alueet ovat haastavimpia aurinkovoimaloiden kannalta, koska niissä voi tulla ongelmia sekä jännitteenhallinnassa että suojauksen toiminnassa.

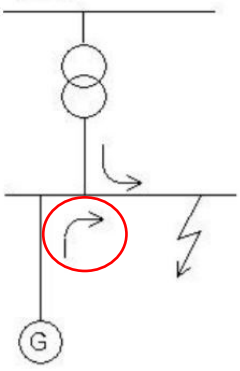
PJ-verkkojen suojaus perustuu siis varokkeilla (yleensä gG-varoke) toteutettuun ylikuormitus ja oikosulkusuojaukseen yhdessä riittävien maadoitusten kanssa. PJ-verkkoa ei ole suojattu releillä, kuten KJ-verkkoa, koska ne ovat huomattavasti kalliimpia kuin varokkeet, eikä PJ-verkon vian seurauksena tapahtuneen varokkeen palamisen aiheuttama sähkökatko kosketa yhtä montaa asiakasta kuin KJ-verkon vastaava vika. PJ-verkon suojauksessa ei vaadita ylikuormitussuojausta, kun käytetään kaapeleita ja paljaita tai itsestään sammuvia johtimia, mutta vaurioiden minimoimiseksi niitä silti yleisesti kuitenkin

käytetään maakaapeleiden kanssa. AMKA-ilmajohto on puolestaan aina suojattava ylikuormitukselta. Varokkeet sijoitetaan yleensä muuntamolle, jokaiselle johtolähdölle sekä jokaiselle vaiheelle erikseen. Suunnittelussa pyritään välttämään lähtökohtaisesti välivarokkeiden käyttöä avojohto PJ-verkossa, mutta niitä voidaan joissain tapauksissa joutua käyttämään pitkillä johtolähdöillä. AMKA-johtimella ylikuormitussuojana voidaan käyttää myös joissain tapauksissa liittymien päävarokkeita, jolloin liittymien yhteenlaskettu nimellisvirta ei saa ylittää johtimen kuormitettavuutta. Nykyisin entisestään yleistyvässä maakaapeliverkossa käytetään runkojohdon oman varokkeen lisäksi välivarokkeita myös jakokaapeilla. Maakaapeliverkko on usein silmukoitua jakokaappien välillä, jolloin varokkeiden suunnittelussa tulee ottaa huomioon myös varasyöttötilanteet vikojen ja työkeskeytysten aikana. Muuntopiirin jakorajana voi tällaisissa tapauksissa toimia jakokaappi, jossa muuntopiirit toisiinsa yhdistävä varoke on normaalissa käyttötilanteessa sulakkeeton. (Lakervi & Partanen 2008)

PJ-verkon suojauksessa maadoitusten tehtävänä on estää liian suuret kosketusjännitteet (yli 75 V) sekä varmistaa riittävän suuri vikavirtataso. PJ-verkon maadoituksilla on esimerkiksi KJ-verkon maasulkuviassa tärkeänä tehtävänä nostaa liittymän maapotentiaali maadoitusjännitteen tasoiseksi, jolloin loppukäyttäjän sähkölaitteiden metallisten kuorien ja maan välille ei pysty muodostumaan hengenvaarallista potentiaalieroa. PJ-verkon maadoitus on tehtävä heti johtolähdön alussa eli jakelumuuntajalla sekä yli 200 metriä pitkillä johtolähdöillä myös loppupäässä tai korkeintaan 200 metrin päässä loppupäästä. Tätä pidemmille johtolähdöille suositellaan lisäksi käytettävän 500 metrin välein lisämaadoituksia. Näin menetellään, kun maadoitusimpedanssi on alle 100 Ω. Jos maadoitusimpedanssi on tätä arvoa suurempi, niin silloin tulee käyttää huonojen maadoitusolosuhteiden ohjeistusta. Huonoissa maadoitusolosuhteissa tulee edellä mainittujen toimenpiteiden lisäksi tehdä vielä maadoitus jokaisella johtohaaralle erikseen. (Lakervi & Partanen 2008)

Kuten kappaleessa 3.1. todettiin aurinkovoimalat vaikuttavat vikatilanteisiin kasvattaen vikavirtaa sekä normaalissa tilanteessa pienentäen kuormitusvirtaa ja sitä kautta vaikeuttavat PJ-verkon suojauksen toimintaa ja suunnittelua. Vaikka invertterit tuottavat melko maltillisia vikavirtoja, yleensä vain noin 1 - 1,5 kertaisia nimellisvirtaan verrattuna, niin varsinkin aurinkovoimaloiden lisääntyessä kasvavat vikavirtatasot aiheuttavat ongelmia PJ-

verkon suojaukselle (Karppanen 2012). Suurentuneiden vikavirtojen seurauksena verkon komponenttien oikosulkukestoisuus ja suojalaitteiden, kuten katkaisijoiden, katkaisukyky voi ylittyä. Aurinkovoimaloiden vaikutuksesta vikavirtojen syöttäminen tapahtuu myös useasta suunnasta, perinteisestä yhden suunnan syötöstä poiketen. Tästä syystä kasvavasta vikavirtatasosta huolimatta aurinkovoimalat voivat itseasiassa pienentää PJ-verkon varokkeen näkemää vikavirtaa, mikä vaikeuttaa suojauksen toimintaa entisestään. Varsinkin matalan vikavirtatason PJ-verkoissa tämä on ongelma, koska jo ilman tuotantolaitteistoakin riittävän vikavirran saavuttaminen on haasteellista. Aurinkovoimalat vaikeuttavat toiminnallaan myös vikapaikkojen paikannusta, kun vikavirtoja syötetään useista suunnista. (Sener 2001) Näiden kaikkien aurinkovoimaloiden aiheuttamien muutosten huomioimien vaikeuttaa suojauksen suunnittelua ja toteuttamista. Perinteinen suojaussuunnittelumetodiikka on perustunut johdon termisen kestoisuuden ja ylikuormitussuojauksen sekä kosketusjännitesuojauksen kannalta tarpeeksi nopean poiskytkennän varmistamiseen. Kun tämä suunnittelu on kerran tehty, niin se on tarvinnut tarkastaa vain, jos verkossa on tapahtunut suojaukseen vaikuttavia asioita, kuten esimerkiksi johdinten poikkipintamuutoksia, muuntajien vaihtoa tai verkon topologian muutoksia. (Lakervi & Partanen 2008) Aurinkovoimaloiden vaikutuksesta tämä metodiikka ei enää täysin päde vaan suojauksen suunnittelussa on lisäksi otettava huomioon tuotantolaitosten ominaisuudet ja verkostovaikutukset. Suojauksen toimiminen tulee myös tarkastaa uudelleen aina uuden aurinkovoimalan samaan PJ-verkon muuntopiiriin liittämisen yhteydessä. Kuvassa 3.9. on havainnollistettu aurinkovoimalan vikavirran syöttöä vikapaikkaan. Aurinkovoimalan syöttämä vikavirta on korostettu kuvassa punaisella.



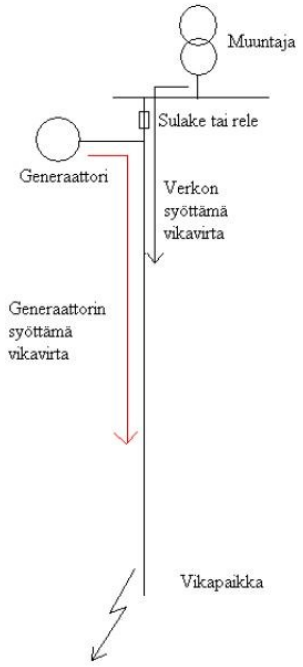
Kuva 3.9. Aurinkovoimalan syöttämä vikavirta vikatilanteessa (muokattu lähteestä Sener 2001).

Kuten kuvasta 3.9. nähdään, niin PJ-verkon johtolähdöllä, johon on liitetty aurinkovoimala, vikavirtaa syötetään kahdesta suunnasta. Seuraavissa alakappaleissa tarkastellaan edellä

mainittujen aurinkovoimaloiden vikavirtojen muutosten aiheuttamia mahdollisia PJ-verkon suojausongelmia.

Suojauksen sokaistuminen

Suojauksen sokaistumisella tarkoitetaan tilannetta, jossa suojauksen herkkyydelle tulee ongelmia aurinkovoimalan vaikutuksesta. Tässä tilanteessa aurinkovoimala syöttää vikavirtaa vikapaikan ja PJ-johtolähdön syötön välissä, minkä seurauksena johtolähdön varokkeen toiminta hidastuu tai estyy kokonaan sen läpi kulkevan vikavirran alentuneen tason vuoksi. Suojauksen sokaistumiselle altistava tilanne on sitä herkempi kehittymään, mitä syvemmällä PJ-verkossa ollaan eli mitä pienempi on yksi-vaiheinen oikosulkuvirta ja mitä suurempi on aurinkovoimalan kyky syöttää vikavirtaa. Tällaisia pienen oikosulkuvirran verkkoja ovat usein vanhat ja heikot haja-asutusalueen PJ-verkot. Tilanteelle otollisia ongelmakohteita ovat myös tilanteet, joissa aurinkovoimala ja vika ovat hyvin lähekkäin sekä ne johtolähdön osat, joissa aurinkovoimala syöttää runkojohtoa sivuhaaralta. (Karppanen 2012) Kuvassa 3.10. on havainnollistettu suojauksen sokaistumista. Aurinkovoimalan syöttämää vikavirta on esitetty kuvassa punaisella värillä.



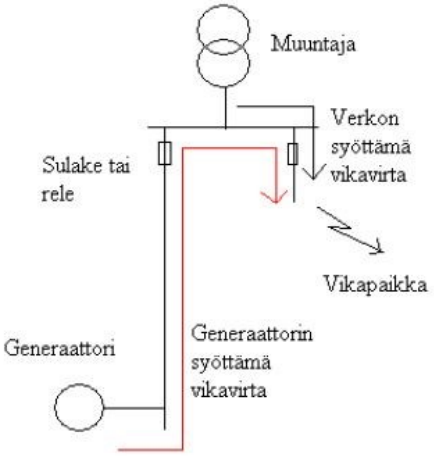
Kuva 3.10. Aurinkovoimalan sivuhaarasta johtolähdölle syöttämä vikavirta ja sen seurauksena tapahtuva suojauksen sokaistuminen (Energiateollisuus a 2016).

Kuten kuvasta 3.10. nähdään niin, kun vika tapahtuu PJ-verkon johtolähdön päässä, alkaa KJ-verkosta virrata vikavirtaa johtolähdön varokkeen läpi kohti vikapaikkaa. Perinteisessä

tilanteessa ilman aurinkovoimalaa PJ-verkon johtolähdön suojana oleva varoke toimisi suojaukselle määritellyn ajan puitteissa ja tekisi johtolähdöstä ja vikapaikasta jännitteettömän. Kun johtolähdölle on liitetty suojauksen ja vikapaikan välille aurinkovoimala tai useampi, niin ne syöttävät itse invertterien ominaisuuksiensa mukaisesti vikavirtaa ja pienentävät siten suojauksen läpi kulkevaa vikavirtaa. Tästä seuraa se, että kaikki vikavirta ei enää kuljekaan suojauksen läpi ja sen toiminta voi hidastua ja tai jäädä kokonaan toimimatta. (Energiateollisuus a 2016, Karppanen 2012)

Suojauksen virhelaukaisu

Suojauksen virhelaukaisulla tarkoitetaan tilannetta, jossa aurinkovoimala voi omalla vikavirran syötöllään aiheuttaa terveen PJ-verkon johtolähdön tarpeettoman verkosta erottamisen. Tässä tilanteessa vika tapahtuu viereisellä johtolähdöllä, jossa on nimellisvirraltaan suurempikokoinen varoke suojauksena, kuin johtolähdöllä, johon aurinkovoimala on liitetty. Tällöin viereiselle johtolähdölle vikavirtaa syöttävä aurinkovoimala, voi polttaa oman johtolähtönsä varokkeen ennen vikaantuneen johtolähdön varoketta. Seurauksena tästä suojauksen virhelaukaisusta olisi tarpeeton keskeytys väärälle johtolähdölle, mistä aiheutuisi verkkoyhtiölle turhia ja ylimääräisiä keskeytyskustannuksia. Suojauksen virhelaukaisulle altistava tilanne on sitä herkempi kehittymään, mitä enemmän aurinkovoimala pystyy syöttämään vikavirtaa, mitä lähempänä se sijaitsee jakelumuuntajaa ja mitä pienempikokoinen tuotantoa sisältävän johtolähdön varoke on verrattuna vikaantuneen johtolähdön varokkeeseen. (Energiateollisuus a 2016, Karppanen 2012) Kuvassa 3.11. on havainnollistettu suojauksen virhelaukaisua aurinkovoimalan syöttämän vikavirran vaikutuksesta. Aurinkovoimalan syöttämää vikavirta on esitetty kuvassa punaisella värillä.



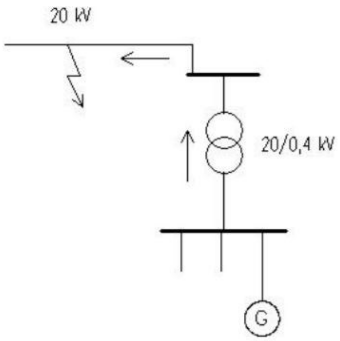
Kuva 3.11. Aurinkovoimalan viereiseltä johtolähdöltä syöttämä vikavirta ja sen seurauksena tapahtuva suojauksen virhelaukaisu (Energiateollisuus a 2016).

Kuten kuvasta 3.11. nähdään niin, kun viereisellä johtolähdöllä tapahtuu vika, verkosta alkaa virtaamaan vikavirtaa KJ-verkon puolelta vikapaikkaan. Tämä verkon syöttämä vikavirta kulkee vikaantuneen johtolähdön varokkeen läpi. Vikaantuneen johtolähdön vieressä on aurinkovoimaa sisältävä johtolähtö. Tällä kyseisellä johtolähdöllä ei ole tapahtunut vikaa, mutta johtolähdölle liitetty aurinkovoimala alkaa invertterin ominaisuuksiensa mukaisesti syöttämään vikavirtaa viereisen johtolähdön vikapaikkaan. Tämä aurinkovoimalan syöttämä vikavirta kulkee sekä oman johtolähtönsä, että vikaantuneen johtolähdön varokkeiden läpi. Jos aurinkovoimalan syöttämä vikavirran taso ylittää oman johtolähtönsä ylivirtasuojauksen toiminta-arvon (varokkeen sulamisvirran), niin silloin suojaus toimii ja irrottaa turhaan aurinkovoimaa sisältävän terveen johtolähdön verkosta. (Energiateollisuus a 2016, Karppanen 2012)

Vianaikainen syöttö ja pikajälleenkytkennän epäonnistuminen

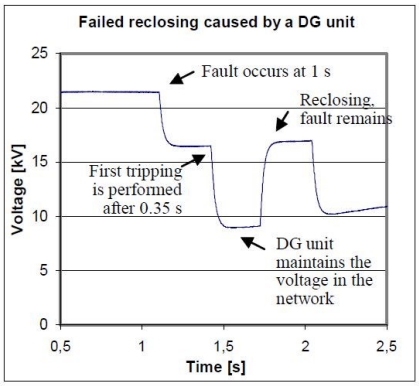
Aurinkovoimaloiden vian aikainen syöttö tarkoittaa sitä, että KJ-verkon vian poistamiseen käytettävä pikajälleenkytkentä epäonnistuu aurinkovoimalan vaikutuksesta. Pikajälleenkytkennän tarkoituksena on, että jännitteettömän ajan aikana valokaari sammuu ja KJ-verkon vika poistuu. PJ-verkossa sijaitseva aurinkovoimala voi kuitenkin ylläpitää pikajälleenkytkennän aikana verkon jännitettä, minkä seurauksena pikajälleenkytkentä epäonnistuu eikä vika poistu. Lisäksi tästä on seurauksena hyvin todennäköisesti epätahdissa tapahtuva kytkeytyminen. Epäonnistuneet pikajälleenkytkennät lisäävät KJ-verkon korjausta vaativien pysyvien vikojen määrä ja sitä kautta myös heikentävät jakeluverkon toimitusvarmuutta sekä aiheuttavat verkkoyhtiölle keskeytyskustannuksia. (Karppanen

2012) Kuvassa 3.12. on havainnollistettu aurinkovoimalan vianaikaisen syötön aiheuttama pikajälleenkytkennän epäonnistuminen.



Kuva 3.12. Aurinkovoimalan vianaikainen syöttö ja sen seurauksena tapahtuva pikajälleenkytkennän epäonnistuminen (Sener 2001).

Kuten kuvasta 3.12. nähdään niin, aurinkovoimala syöttää vikavirtaa jakelumuuntajan läpi kohti KJ-verkon vikapaikkaa, jolloin pikajälleenkytkennän aikana verkko ei mene jännitteettömäksi ja vika säilyy (Sener 2001, Energiateollisuus a 2016). Tätä on havainnollistettu kuvassa 3.13.



Kuva 3.13. Jälleenkytkennän epäonnistuminen aurinkovoimalan vianaikaisen syötön takia (Mäki 2011).

Kuvasta 3.13. nähdään, että verkon jännite ei mene nollaan pikajälleenkytkennän aikana, minkä seurauksena valokaari jää edelleen palamaan (Mäki 2011). Pikajälleenkytkennän epäonnistuminen on sitä todennäköisempää, mitä lähempänä jakelumuuntajaa vika tapahtuu KJ-verkon puolella, mitä lähempänä jakelumuuntajaa aurinkovoimala on ja mitä suurempaa vikavirtaa invertteri pystyy syöttämään. Näissä otollisissa olosuhteissa ongelma voi esiintyä riittävän suurilla aurinkovoimaloiden nimellistehoilla. (Sener 2001, Karppanen 2012)

Aurinkovoimalan turha irtoaminen suojauksen toimesta

Aurinkovoimalan turhalla irtoamisella tarkoitetaan sen irtoamista PJ-verkosta, jonkun ohimenevän ilmiön vaikutuksesta, joka ylittää invertterin suojausasettelujen raja-arvot hetkellisesti. Tällainen tilanne voi aiheutua esimerkiksi lyhyestä jännitekuopasta tai taajuuden heilahtamisesta, mikä on kuitenkin riittävän suuri ylittämään aurinkovoimaloiden suojauksen asetteluarvot ja laitteisto irtoaa sen seurauksena PJ-verkosta. Toinen välillä aurinkovoimaloiden turhia verkosta irtautumisia aiheuttava suojaus on LoM-suojaus. Tämä johtuu siitä, että riittävän varman LoM-suojauksen toteuttaminen ja turhien verkosta irtoamisten välttäminen on aina tasapainottelua niiden välillä sekä kompromissien tekemistä. Aurinkovoimaloiden turhasta verkosta irtoamisesta ei aiheudu vaaraa sähköturvallisuuden kannalta, mutta verkon toimintaan ja sähkön laatuun se voi vaikuttaa. Verkon toimintaan ja sähkön laatuun turhilla irtoamisilla on vaikutusta erityisesti tilanteessa, jossa ohimenevän ilmiön vuoksi suuret määrät aurinkovoimaa irtoaisi ja aiheuttaisi itsessään voimakkaamman vaikutuksen kuin ilmiö itsessään. (Karppanen 2012) Hyvä esimerkki tällaisesta tilanteesta on Saksassa kohdattu niin sanottu 50,2 Hz ongelma, josta kerrotaan lisää seuraavan kappaleen 3.1.4. taajuus-osiossa.

3.1.4 Sähkön laatu

Sähkön laadulla ei tarkoiteta pelkästään jakelujännitteen laatua vaan se koostuu myös useista muista osatekijöistä. Sähkönjakelun luotettavuudella puolestaan tarkoitetaan toimintavarmuutta, käyttövarmuudella tarkoitetaan jakeluverkon käytettävyyttä ja näillä molemmilla yhdessä tarkoitetaan toimitusvarmuutta. Sähkön toimittaminen loppukäyttäjille onnistuu, kun nämä kolme mainittua asiaa toteutuvat samalla ajanhetkellä. (Partanen et. al. 2010) Tämän toimitetun sähkönlaadun osatekijöitä on esitetty kuvassa 3.14. vihreän ympyrän ulkopuolella.

Kuva 3.14. Sähkön laatuun vaikuttavat osatekijät (Partanen et. al. 2010).

Kuten kuvasta 3.14. nähdään, niin sähkön laatuun vaikuttavat jännitetaso, jännitekuopat, ylijännitteet, jännitepäsymmetria, välkyntä sekä jännitteen käyrämuoto. Suurimmalle osalle näistä osatekijöistä on esitetty sallitut raja-arvot standardissa SFS-EN 50160. Nämä raja-arvot on tässä työssä esitetty kappaleen 3.1. taulukossa 3.1. Seuraavissa alakappaleissa käydään läpi sähkön laatuun vaikuttavia osatekijöitä, joita ei vielä kappaleissa 3.1.1. - 3.1.3 käsitelty.

Sähkön laatuun vaikuttava välkyntä aiheutuu nopeista jännitteenmuutoksista. Nopealla jännitteenmuutoksella tarkoitetaan jännitteen tehollisarvon nopeaa muutosta tasolta toisella ja takaisin yleensä välillä $U_N \pm 10\%$, mutta joissain tilanteissa myös tätäkin enemmän. Nopeat jännitteenmuutokset aiheutuvat nopeista kuormituksen ja/tai tuotannon muutoksista tai verkossa tehdyistä kytkentä muutoksista tai näiden kaikkien yhdistelmistä. Aurinkovoimaloiden tuotanto on uusituville energiantuotanto muodoille tyypillisesti vaihtelevaa ja sen vuoksi niiden lisääntyminen voi pahentaa loppukäyttäjille näkyvää välkyntää. Erityisen haastava tilanne välkynnän kannalta on kesäinen ja hyvin aurinkoinen päivä, jolloin liikkuu useita nopeita pilvilauttoja aurinkovoimaloiden ylitse. Tällöin aurinkovoimaloiden tuotanto voi vaihtua muutamissa sekunneissa maksimista nollaan ja takaisin, mikä näkyy PJ-verkon kyseisellä johtolähdöllä nopeana jännitteenmuutoksina ja sen seurauksena mahdollisena välkyntänä asiakkaille. Tilanne on sitä voimakkaampi, mitä suurempia PJ-verkkoon liitetyt aurinkovoimalat ovat ja mitä enemmän niitä on samalla johtolähdöllä ja verkon alueella. Nopeita jännitteenmuutoksia aiheuttavat myös aurinkovoimaloiden toistuvat verkosta irtoamiset sekä takaisin liittymiset esimerkiksi

laitteiston oman suojauksen toiminnan seurauksena. Nopeat jännitteenmuutokset näkyvät asiakkailla välkyntänä eli valaisimien valaistustehon eli luminanssin muutoksina. Vaikka välkyntä ei ole sinällään sähköteknisesti vakavaa sähkölaitteille tai sähköverkolle, niin se voi olla voimakkaana häiritsevää asiakkaille. Tätä välkynnän häiritsevyyttä tarkastellaan pitkäaikaisella häiritsevyysindeksillä P_{LT}, joka voidaan määrittää mitatun lyhytaikaisen häiritsevyysindeksin P_{ST} ja yhtälön 3.1. avulla. Taulukossa 3.1. välkynnälle on esitetty raja-arvo, jonka mukaan pitkäaikaisen häiritsevyysindeksin P_{LT} tulisi olla 95 % ajasta alle 1. (SFS-EN-50160 2010) Aurinkovoimaloiden aiheuttamia välkynnän riskejä verkkoyhtiö voi arvioida yhtälön 3.6. avulla.

Jännitteen käyrämuotoon vaikuttavat yliaallot, jotka ovat sinimuotoisen jännitteen normaalin verkkotaajuuden monikertoja. Niitä aiheuttavat verkkoon liitetyt epälineaariset kuormat, ylikuormitetut muuntajat sekä tehoelektroniikan komponentit, kuten aurinkovoimaloiden invertterit. Yliaallot ovat yleensä harmonisia eli verkkotaajuuden kokonaisia monikertoja, mutta ne voivat olla myös epäharmonisia eli ne voivat muodostaa yliaaltoja koko taajuuden spektriltä. Epäharmonisten yliaaltojen osuus ja vaikutus on tällä hetkellä varsin pieniä, eikä niille ole annettu raja-arvoja standardissa SFS-EN 50160, kuten harmonisille yliaalloille. Kuitenkin verkkoon liitettyjen invertterien seurauksena myös epäharmonisten osuudet ja sitä kautta myös vaikutukset tulevat mahdollisesti lisääntymään, joten on oletettavaa, että tulevissa standardien päivityksissä myös epäharmonisille yliaalloille määritellään sallitut raja-arvot. Yliaaltojen aiheuttamat ongelmat eivät ole vain paikallisesti rajoittuneita, vaan ne leviävät varsin helposti ympäri sähköverkkoa ja aiheuttavat siten laaja-alaisempia ongelmia. (SFS-EN 50160 2010)

Yliaallot aiheuttavat jännitteen säröä, joka tarkoittaa harmonisten taajuuksien sisältämän energiamäärän suhdetta perustaajuuden sisältämään energiamäärään (THD). Särö puolestaan aiheuttaa jännitteen aaltomuodon poikkeamista normaalista sinimuodosta, mistä on seurauksena sähkölaitteiden toimintahäiriöitä, johtimien ylilämpenemisiä ja suojareleiden mahdollisia vikalaukaisuja. Jännitteen säröytyminen on ongelmallista erityisesti sähkölaitteiden kannalta, koska useat moderneista sähkölaitteista vaativat lähes virheetöntä jännitteen aaltomuotoa. Harmoniset yliaallot pystytään määrittämään yhtälön 3.2. avulla. Standardissa SFS-EN 50160 on määritelty sallitut raja-arvot harmoniselle jännitesärölle normaalissa käyttötilanteessa. Jännitesärön mittaus tulee suorittaa joko yhden

tai viiden minuutin jaksoissa ja viikon ajalta. Näiden mitattujen jännitteen harmonisten yliaaltojen keskimääräisen tehollisarvon tulee 95 % tapauksista olla korkeintaan taulukossa 3.4. esitettyjen raja-arvojen verran. Lisäksi harmonisten yliaaltojen aiheuttaman kokonaissärön tulee olla alle 8 %. (SFS-EN 50160 2010)

Taulukko 3.4. Standardin SFS-EN 50160 sallimat harmonisten yliaaltojännitteiden raja-arvot (SFS-EN 50160 2010).

Parittomat yliaallot				**Parilliset yliaallot**	
Kolmella jaottomat		**Kolmella jaolliset**			
Järjestysluku h	**Suhteellinen jännite**	**Järjestysluku h**	**Suhteellinen jännite**	**Järjestysluku h**	**Suhteellinen jännite**
5	**6 %**	**3**	**5 %**	**2**	**2 %**
7	**5 %**	**9**	**1,5 %**	**4**	**1 %**
11	**3,5 %**	**15**	**0,5 %**	**6…24**	**0,5 %**
13	**3 %**	**21**	**0,5 %**		
17	**2 %**				
19	**1,5 %**				
23	**1,5 %**				
25	**1,5 %**				

Standardissa SFS-EN 50160 järjestysluvultaan yli 25 harmoniselle yliaallolle tai epäharmonisille yliaalloille ei ole määritetty raja-arvoa niiden vähäisen esiintymisen takia (SFS-EN 50160 2010). Tilanne voi kuitenkin tulevaisuudessa muuttua, kuten kappaleessa aiemmin pohdittiin. Verkkoon liitettyjen aurinkovoimaloiden entisestään lisääntyessä yliaaltolähteiden eli verkkoon liitettyjen tehoelektronisten inverttereiden lukumäärä kasvaa samassa suhteessa. Sähköverkossa yliaallot aiheuttavat muun muassa häviöiden kasvua, virhettä AMR-mittareiden lukemiin, jakelumuuntajien ylikuormitusta sekä kuormitettavuuden alentumista. Kaikista haitallisin yliaaltojen aiheuttama ongelma verkon kannalta on kuitenkin resonanssi. Resonanssi voi olla joko sarja- tai rinnakkaisresonanssia ja se muodostuu, kun sähköverkon resonanssitaajuus on lähellä jotakin yliaallon taajuutta. Resonanssi verkon osien välillä aiheuttaa yliaaltojännitteiden ja -virtojen moninkertaistumiseen normaaliin käyttötilanteeseen verrattuna, mikä voi aiheuttaa eristerakenteiden hajoamista. (Korpinen et. al. 2008)

PJ-verkon kuormitus on optimaalisessa tapauksessa jakautunut tasaisesti kaikkien kolmen vaiheen välille, jolloin vaihekulma on 120˚ ja tehollisarvot ovat lähes tulkoon yhtä suuret. PJ-verkossa tilanne on kuitenkin harvoin näin hyvä, koska PJ-verkon vaiheet kuormittuvat epätasaisesti yksi-vaiheisten sähkölaitteiden vaikutuksesta. Yksi-vaiheisesta kuormituksesta on seurauksena kolmi-vaihejärjestelmän epäsymmetriaa, jolla tarkoitetaan vaihekulman ja/tai tehollisarvon eroa muiden jännitteiden vastaavista arvoista. Epäsymmetristä kuormitusta voi aiheuttaa myös erilaiset vikatilanteet, kuten yhden vaiheen varokkeen palaminen tai yksi-vaiheinen oikosulku. Epäsymmetrialle on määritetty standardissa SFS-EN 50160 raja-arvojen lisäksi myös sanallinen ohjeistus. Nämä raja-arvot on esitetty taulukossa 3.4. ja sanallinen ohjeistus kappaleen 3.1. lopussa. Epäsymmetria pystytään laskennallisesti määrittämään yhtälöjen 3.3. ja 3.4. avulla. Aurinkovoimalat voivat omalta osaltaan lisätä PJ-verkon epäsymmetriaa. Yksi-vaiheiset verkkoon liitetyt aurinkovoimalat aiheuttavat vaiheiden välille kuormituseroja, mistä seuraa vaiheiden välistä epätasapainoa. Tämä yksi-vaiheisen aurinkovoimalan aiheuttama epäsymmetria aiheuttaa normaaliin tapaan PJ-verkolle haasteita, kuten tehohäviöitä, ylimääräistä termistä kuormitusta sekä erisuuruisia jännitteitä verkon jakelupisteisiin. (Lehto 2009) Tällaisten haitallisten tilanteiden vähentämiseksi yksi-vaiheiselle tuotannolle on määritetty maksimiteho. Energiateollisuuden verkostosuosituksessa on määritetty yksi-vaiheisen tuotantolaitoksen maksimi varokekooksi 16 A ja maksimitehoksi noin 3,7 kVA. Lisäksi verkonhaltijalla on oikeus määrittää mihin vaiheeseen yksi-vaiheinen aurinkovoimala saadaan liittää. Tällä pyritään takamaan suhteellisen tasainen kuormitus erityisesti useiden yksi-vaiheisten aurinkovoimaloiden sijaitessa saman muuntopiirin alueella. (Energiateollisuus a 2016)

Taajuus on koko sähköenergiajärjestelmän ja sähkön laadun kannalta yksi tärkeimmistä ominaisuuksista, sillä kaikki sähköverkon osat toimivat samalla nimellistaajuudella, mikä Suomessa ja Euroopassa on 50 Hz. Tehotasapaino on taajuuden vakauden kannalta oleellisinta ja kun sähköntuotanto on liian vähäistä verrattuna kulutukseen, taajuus alkaa laskea. Kun taas sähköntuotanto on liian suurta verrattuna kulutukseen, taajuus alkaa nousta. Taajuuden vakaus on tärkeä osa sähköenergiajärjestelmää, koska useat sähkölaitteet ovat herkkiä taajuudenmuutoksille. Taajuudenmuutos on riippuvainen sähköverkon epätasapainon suuruudesta ja suurempi epätasapaino johtaa suurempaan taajuuden muutokseen ja sitä kautta helpommin ongelmiin verkon kannalta. Jäykissä PJ-verkoissa (kuten kaupunki- ja taajamaverkot) taajuudenmuutokset ovat epätodennäköisiä ja

vähemmän haitallisia, koska normaalit kuormien muutokset ovat pieniä verrattuna koko verkon kuormitukseen. Kuitenkin erilaisissa sähkön jakelun ja tuotannon häiriötilanteissa hankalien taajuudenmuutosten esiintyminen on mahdollista ja todennäköistä. Myös suuren kuorman äkillinen irtoaminen verkosta voi aiheuttaa suuren hetkellisen kuormituksen muutoksen, mikä puolestaan näkyy nopeana taajuudenmuutoksena. Standardissa SFS-EN 50160 on taajuuden vaihtelulle määritetty raja-arvot normaaleissa olosuhteissa. Taajuusvaihtelu mitataan 10 s aikavälillä keskiarvona.

Taajuuden vaihteluväli normaalissa yhteiskäyttöisessä jakeluverkossa on:

- 50 Hz ± 1 % eli välillä 49,5 Hz…50,5 Hz 99,5 % vuodesta
- 50 Hz + 4 % / - 6 % eli välillä 47 Hz…52 Hz 100 % ajasta

(SFS-EN 50160 2010).

Aurinkovoimaloiden aiheuttamat taajuudenmuutokset ovat normaalitilanteissa suhteellisen epätodennäköisiä yleiseen jakeluverkkoon liitettyinä, koska niiden verkkoon päin syöttämä teho on pieni verrattuna koko verkon muuhun kuormitukseen (ABB 2007). Aurinkovoimaloiden entisestään lisääntyessä kuitenkin, myös tästä voi mahdollisesti paikoitellen tulla ongelmia verkkoyhtiölle. Suurempi ongelma taajuuden kannalta on kuitenkin näiden useiden aurinkovoimaloiden yhtäaikainen irtoaminen verkosta suojauksen ylitaajuus asetteluarvojen seurauksena. Tällöin koko sähköverkon alueelta voisi pahimmassa tapauksessa tapahtua suurempi tehonmenetys, kuin mitä säätövoimaa olisi tarjolla, mikä johtaisi paljon voimakkaampaan taajuudenmuutokseen, kuin minkä seurauksena aurinkovoimalat olivat kytkeytyneet irti verkosta johtaen entistä suurempaan verkon epätasapainoon. Tällaisen ongelman eteen tultiin Saksassa uusiutuvan energian murroksessa. Saksassa oli ennen nykyistä päivitettyä versiota VDE-AR-N 4105 standardista käytössä kiinteä raja-arvo 50,2 Hz aurinkovoimaloiden irtaantumiseen verkosta lievässä ylitaajuustilanteessa. Raja-arvon taustalla oli ajatus, aurinkovoimaloiden suhteellisen vähäisen määrän ja sitä kautta pienen verkkoon päin siirtyvän tehon vuoksi, että ne irtoaisivat ensimmäiseksi ja voisivat siten tasapainottaa lievän ylituotantotilanteen. Kuitenkin, kun aurinkovoimaloiden määrä lisääntyi huomattavasti, niin myös niiden tehon tuotto verkkoon päin kasvoi ja siitä seurasi tilanne, että aurinkovoimaa irtosi lievässä ylitaajuustilanteessa enemmän, kuin mitä säätötehoa oli saatavilla, jolloin taajuustasapaino vain heikkeni entisestään toimenpiteen seurauksena. (von Appen et. al. 2013) Ratkaisuna

ongelmaan Saksassa määritettiin standardin VDE-AR-N 4105 uusimmassa versiossa inverttereille pätötehon vähennysvaatimus lievässä ylitaajuustilanteessa, kuten kappaleessa 2.1. esitettiin. Myös Suomessa standardissa SFS-EN 50438 on asetettu samanlainen aurinkovoimaloiden pätötehon vaatimus ylitaajuustilanteissa (SFS-EN 50438 2015).

4 MAHDOLLISIA RATKAISUJA AURINKOVOIMALOIDEN PJ-VERKOLLE AIHEUTTAMIIN HAASTEISIIN

Tässä kappaleessa tarkastellaan edellisessä kappaleessa esitettyihin aurinkovoimaloiden sekä niiden lisääntymisen PJ-verkolle aiheuttamiin haasteellisiin verkostovaikutuksiin kehitettyjä ratkaisuja. Ratkaisut käsitellään ongelmakohtaisesti ja niiden vaikutusta, hyötyä sekä teknis-taloudellista tehokkuutta ongelman ratkaisussa arvioidaan. Koska aurinkovoimaloiden aiheuttamat haasteet PJ-verkolle ovat verkon toiminnan, sähköturvallisuuden sekä sähkön laadun kannalta merkittäviä, niin sen vuoksi niitä on kyettävä ratkaisemaan. Tarvetta ongelmien ratkaisemiselle tuo entisestään lisää myös se mahdollisuus, että ongelmat eivät rajoitu pelkästään paikallisiksi vaan ne voivat levitä myös syvemmälle verkkoon muuntajan yläjännitepuolelle, kuten kappaleessa 3. esitettiin. Suurin osa näistä ratkaisuista on jo verkkoyhtiöille ennestään tuttuja keinoja ja toimintoja, mutta niitä käytetään uudessa asiayhteydessä uudenlaisen ongelman ratkaisemiseen. Aurinkovoimaloiden aiheuttamat haasteelliset vaikutukset PJ-verkolle perustuvat fysikaalisten ilmiöiden seurauksiin verkossa, minkä vuoksi myös ratkaisujen toimivuudet ovat usein perusteltavissa näiden samojen fysikaalisten ilmiöiden sekä niiden aiheuttamien verkostovaikutuksien kautta.

4.1 Ratkaisut

Aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamien haasteiden kirjo on varsin monimuotoinen ja ne aiheuttavat haasteita niin verkon toiminnalle, sähkön laadulle kuin sähköturvallisuudellekin, kuten kappaleessa 3 todettiin. Tämä haasteiden moninainen kirjo, luo myös tarpeen ratkaisujen monimuotoisuudelle, minkä vuoksi yhtä ainoaa ratkaisua aurinkovoimaloiden aiheuttamiin haasteellisiin verkostovaikutuksiin ei ole. Lisähaasteen aurinkovoimaloiden aiheuttamiin haasteisiin kehitetyille ratkaisuille tuo myös niiden ajallinen vaihtelu niin kestoltaan kuin esiintyvyydeltään, kuten kappaleessa 3 myös todettiin. Aurinkovoimaloiden aiheuttamat haasteelliset verkostovaikutukset voivat olla kestoltaan aina muutamista sekunneista useisiin tunteihin sekä pysyviin haasteisiin. Myös ongelmien

esiintyvyys vaihtelee vuodan aikojen sekä sääilmiöiden mukaisesti. Tällainen ongelmien vaihtelevuus sekä tietynlainen ennalta-arvaamattomuus aiheuttavat lisääntynyttä tarvetta saada kattavampaa ja reaaliaikaista informaatiota PJ-verkon tilasta ja toiminnasta. PJ-verkosta saatavan mittaustiedon lisäksi myös mahdollisuus vaikuttaa verkon toimintaan esimerkiksi verkostoautomaation kautta olisi hyödyllinen ominaisuus aurinkovoimaloiden haasteellisten verkostovaikutuksien ratkaisemisessa. Aurinkovoimaloiden voimakkaasti entisestään lisääntyessä PJ-verkon valvonta- ja ohjaustarpeet alkavatkin lähestyä tulevaisuudessa nykyaikaisen KJ-verkon vastaavia tarpeita (Bayer et. al. 2017). Perinteisesti vain KJ-verkossa on ollut mittauksiin perustuva reaaliaikainen sähköverkoston tilan seuranta (muun muassa sähköaseman kiskojännite, johtolähtöjen virrat sekä suojareleiden virrat ja asetteluarvot) osana verkkoyhtiön tietojärjestelmiä. Lisäksi näiden mittaustietojen perusteella verkkoyhtiöllä on mahdollisuus vaikuttaa KJ-verkon tilaan verkostoautomaation kautta. Hyvä esimerkki tällaisesta on KJ-verkon jännitteen säätömahdollisuus päämuuntajan käämikytkimen avulla, jolla saadaan muutettua sähköaseman kiskojännitettä tilanteen vaatimalla tavalla joko ylös- tai alaspäin. Jännitteen säätömahdollisuus on usein myös jakelumuuntajalla, mutta yleisesti vain manuaalisen käämikytkimen avulla. (Lakervi & Partanen 2008) Aurinkovoimaloiden eksponentiaalisen lisääntymisen seurauksena näitä samoja ominaisuuksia aletaan kuitenkin todennäköisesti vaatia tulevaisuudessa älykkäiden sähköverkkojen yhteydessä enemmän myös PJ-verkolta, jotta aurinkovoimaloiden aiheuttamiin monimuotoisiin verkostohaasteisiin voidaan reagoida reaaliajassa luotettavaan mittaustietoon perustuen. Tämä on hyvin linjassaan sen tiedon kanssa, että verkkoyhtiöiden huomioinnista ja taloudellisien panostusten määrästä yhä suurempi osuus tulee kohdistumaan tulevaisuudessa PJ-verkkoon aurinkovoimaloiden lisääntymisen seurauksena. (Mäki 2011) Tiivistetysti voidaankin todeta, että erityisesti aurinkovoimaloiden seurauksena PJ-verkon rooli niin verkkoyhtiöiden, loppukäyttäjien kuin koko sähköenergiajärjestelmän tasolla tulee huomattavasti korostumaan entisestä, kun EU:n ja Suomen valtion energiapoliittisten päätösten mukaisesti hajautettu tuotanto nousee merkittäväksi energiantuotantomuodoksi sähkömarkkinatasolla. Tämän merkityksen korostumisen myötä tapahtuu samalla myös taloudellisten resurssien ja panostusten kasvaminen PJ-verkossa, jotta verkkoyhtiöt pystyvät vastaamaan lakien ja standardien velvoittamiin tehtäviinsä.

Aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamiin haasteisiin kehiteltyjen ratkaisujen vaatimukset ovat hyvin samanlaisia, kuin mitä perinteisiltä sähköverkkojen suojauksilta on

vaadittu. Näitä vaadittuja ominaisuuksia ovat muun muassa luotettavuus, käyttövarmuus sekä edullisuus. Nämä ominaisuudet korostuvat erityisesti uusien ratkaisujen kohdalla, kun alan toimijat määrittelevät yleisesti käytettävät ja toimivaksi luokitellut ratkaisut kuhunkin ongelmaan. Ratkaisujen tulee siis olla käytännössä luotettavaksi ja kestäviksi todettuja sekä hinnaltaan kannattavia, että niistä tulee alan normi eli yleisesti tunnustettu ja käytetty ratkaisu. Toistaiseksi aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamiin haasteisiin on käytetty eniten perinteisiä verkonvahvistusmetodeja, kuten johdinten vaihtamista poikkipinnaltaan suurempiin sekä jakelumuuntajan vaihtamista nimellisteholtaan suurempaan, juuri tästä syystä. Uusia innovatiivisempia ratkaisuja on tieteellisten tutkimusten ja verkkoyhtiöiden omien kokeilujen perusteella kuitenkin kehitetty. Tällaisia ovat esimerkiksi automaattiseen jännitteensäätöön pystyvät jakelumuuntajat ja johtolähdöille sijoitettavat jännitteensäätimet. Myös sähkövarastot (akkuvarastot jakelujärjestelmässä), kysynnän jousto (mukaan lukien sähköautojen älykäslataus) sekä aktiivinen tuotantotehon leikkaus invertterien avulla ovat potentiaalisia tulevaisuuden ratkaisuja aurinkovoimaloiden aiheuttamiin verkostohaasteisiin. Nämä ratkaisut eivät ole kuitenkaan vielä yleistyneet, sillä ne ovat usein toiminnaltaan pitkällä aikavälillä luotettavaksi osoittamattomia. Lisäksi niiden hyödyntämiselle voi olla myös lainsäädännöllisiä esteitä, kuten sähkövarastojen kohdalla Suomessa on. Tämän hetkisen lainsäädännön mukaan jakeluverkkoyhtiö ei omistaa sähkövarastoa kuin vain poikkeustapauksissa ja sähkövarastopalvelut tulee hankkia ulkopuolisilta palveluntarjoajilta. Kuitenkin lähitulevaisuudessa näiden uusien älykkäiden ratkaisujen käyttökokemusten kasvaessa, tarpeen entisestään lisääntyessä sekä lainsäädännön kehittyessä ne voivat muodostua pysyväksi osaksi verkkoyhtiöiden käyttämiä ratkaisumetodeja. (Bayer et. al. 2017) Yksi tilanne, jossa näiden älykkäiden ratkaisujen voi olettaa olevan lähitulevaisuudessa kustannustehokas, on sellainen, että muutama vuosi aiemmin saneeratussa PJ-verkossa alkaa esiintyä aurinkovoimaloiden aiheuttamia verkostohaasteita. Tällaisessa tilanteessa verkolla on vielä useita kymmeniä vuosia teknis-taloudellista käyttöikää jäljellä ja siihen on investoitu suhteellisen suuri määrä rahaa vain vähän aikaa sitten. Tällöin verkon heti uudelleen vahvistaminen ei ole teknis-taloudellisesti paras ratkaisu vaan silloin esimerkiksi johtolähdöille asennettavat älykkäät automaattiset jännitteensäätimet voivat olla kustannustehokkuudeltaan parhaat ongelman ratkaisemiseen ja siten verkon uuden saneerauksen välttämisen tai ainakin siirtämiseen kauemmas tulevaisuuteen. Myös aurinkovoimalat huomioivalla sähköverkon lyhyen ja pitkän aikavälin suunnittelulla pystytään parhaassa tapauksessa ehkäisemään ongelmien myöhemmin

esiintymistä kokonaan. Haastavammissa tapauksissa muiden ratkaisujen käyttöä ei pystytä kokonaan ehkäisemään suunnittelulla, mutta ainakin ratkaisujen implementoinnin tarvetta pystytään siirtämään kauemmas tulevaisuuteen. Kappaleissa 4.1.1 – 4.1.4 käydään läpi todennäköisimpien ja merkittävimpien aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamiin haasteisiin kehitettyjä ratkaisuvaihtoehtoja. Yleisenä ohjeena verkkoyhtiöille kaikkiin aurinkovoimaloiden ongelmiin voidaan antaa, että aurinkovoimalat tulee ottaa mukaan verkostolaskentaan ja erityisesti tehonjako- sekä oikosulkuvirtalaskentaan (Sener 2001). Näin menetellen verkkoyhtiö pystyy tunnistamaan aurinkovoimaloiden aiheuttamien haasteiden esiintyvyyttä, voimakkuutta, laajuutta sekä todennäköisyyttä etukäteen tehtävällä tarkastelulla. Lisäksi huolellinen liittymistarkastelu uuden aurinkovoimalan kohdalla on samalla tavalla tärkeä ratkaisutarpeiden määrittämiseksi.

4.1.1 Jännitteennousu

Aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamista haasteista yleisimpiä ovat ongelmat jännitteennousun kanssa. Vaikka energiateollisuuden suosituksissa sekä standardissa SFS-EN 50160 jännitteelle määritellään suhteellisen väljät rajat (muutos aurinkovoimalan irtoamisen vaikutuksesta enintään 4 % ja jakelujännitteelle yleisesti ±10 %), niin silti suuritehoiset aurinkovoimalat voivat aiheuttaa erityisesti samalle heikolle johtolähdölle liitettynä jännitteenmuutoksen, joka ylittää nämä raja-arvot (Energiateollisuus a 2016, SFS-EN 50160 2010). Ja koska jännitteen taso on loppukäyttäjän näkökulmasta yksi merkittävimmistä sähkönlaatutekojöistä, kuten kappaleessa 3.1.1. todettiin, niin verkkoyhtiöiden täytyy kyetä ratkaisemaan jännitteentason kanssa kohdatut ongelmat. Seuraavissa alakappaleissa esitellään mahdollisia ratkaisuja aurinkovoimaloiden aiheuttamiin jännitejäykkyyden ja jännitteennousun haasteisiin. Taulukossa 4.1. on esitetty nämä verkkoyhtiöiden käytettävissä olevat mahdolliset ratkaisut. Näiden ratkaisujen lisäksi verkkoyhtiöiden on kannattavaa huomioida aurinkovoimaloiden verkostovaikutukset myös ennakkoon PJ-verkon suunnittelussa ja käyttötoiminnassa. Edellisessä kappaleessa esitellyn PJ-verkon lisätyn mittaustiedon ja ohjauksen lisäksi verkkoyhtiöt voivat asettaa myös rajoituksia aurinkovoimalan verkkoon päin syöttämälle teholle sekä ottaa aurinkovoimaloiden lisääntymisen ja vaikutukset entistä tehokkaammin ja paremmin huomioon verkon suunnittelussa. Näistä keinoista erityisesti aurinkovoimaloiden ja erityisesti niiden lisääntymisen huomioiminen verkon suunnittelussa on kustannustehokas keino varautua ja ehkäistä PJ-verkon kokemia haasteita. Kustannustehokkuus perustuu

siihen, että verkosto-ongelmiin on helpompi vaikuttaa etukäteen suunnittelemalla verkko riittävän vahvaksi jo saneerausvaiheessa, koska silloin se on huomattavasti edullisempaa kuin jälkikäteen tapahtuva jo rakennetun verkon vahvistaminen. Myös esimerkiksi älykkäiden jännitteensäädinten tai -muuntajien asentaminen PJ-verkkoon rakennusvaiheessa on usein edullisempaa kuin jälkikäteen. Verkkoyhtiöt pystyvät huomioimaan aurinkovoimalat ja niiden aiheuttamat haasteet suunnittelussa ottamalla ne mukaan verkosto laskentaan ja erityisesti tehonjako- sekä oikosulkuvirtalaskentaan, kuten kappaleessa 4.1. todettiin. Esimerkiksi tehonjakolaskennan tai yhtälön 3.6. avulla pystytään arvioimaan aurinkovoimaloiden aiheuttamaa PJ-verkon johtolähdön jännitteennousua tai välkyntäriskiä. Yleisohjeena verkkoyhtiölle voidaan antaa aurinkovoimaloiden jännitteennousun tarkasteluun se, että jos aurinkovoimaloiden yhteenlaskettu nimellisteho ei ylitä johtolähdön mitoittavaa kuormituksen huipputehoa, pysyy jännitteennousu johtolähdöllä kaikissa tilanteissa standardin SFS-EN 50160 määrittämissä rajoissa eli alle U_N+10 % (Kaipia 2012). Aurinkovoimaloiden verkkoon päin siirtyvän tuotantotehon rajoittaminen voi olla erityisesti ajoittaisten huipputuotannon aikaisten ongelmien ratkaisemisessa kustannustehokas keino, vaikka verkkoyhtiö joutuukin korvaamaan siirtämättä jääneestä energiasta korvauksen loppukäyttäjälle. Tällaisissa tilanteissa aurinkovoimaloiden aiheuttamien ongelmien haitalliset vaikutukset ovat suhteellisen lyhytaikaisia (esimerkiksi pari tuntia) ja ne esiintyvät suhteellisen harvoin (esimerkiksi aurinkoisina aamupäivinä), minkä vuoksi PJ-verkon vahvistaminen ongelman poistamiseksi ei ole taloudellisesti kannattavaa vaan se on kustannustehokkaampaa poistaa rajoittamalla ongelmallisen johtolähdön loppukäyttäjien aurinkovoimaloiden verkkoon päin siirtämää tehoa.

Taulukko 4.1. Aurinkovoimaloiden aiheuttamien jännitteennousun haasteiden hallintaan käytettävissä olevat ratkaisut (muokattu lähteestä Bayer et. al. 2017).

Verkkoyhtiöiden käytettävissä olevat ratkaisut	
Perinteiset verkon vahvistustoimenpiteet	Jakelumuuntajan vaihtaminen
	Verkon jakaminen osiin
	Rinnakkaisen johtimen asentaminen
	Johtimen poikkipinnan kasvattaminen
Älykkäät komponentit	Jännitteensäädin johtolähdölle
	Jännitesäätöön kykenevä jakelumuuntaja
Verkon optimointi	Jakelumuuntajien käämikytkimien säätäminen
	Verkon laaja-alainen ohjaus
	Hajautettu loistehon hallinta (invertterit)
	Verkon topologian muuttaminen

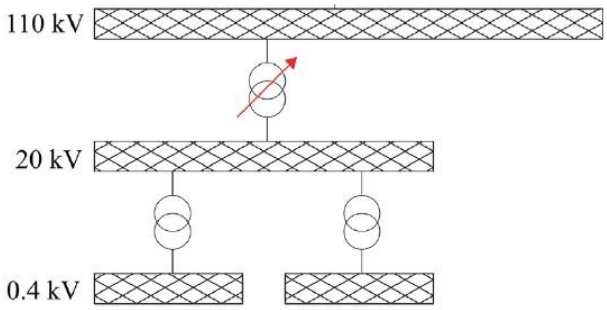
Aurinkovoimalan käynnistymisen ja verkosta irtoamisen vaikutusta jännitteenmuutokseen voidaan tarkastella kappaleessa 3.1.1. esitetyn yhtälön 3.5. avulla. Yhtälön avulla suoritettu laskenta perustuu PJ-verkon tarkasteltavan johtolähdön oikosulkutehon S_k riittävyyteen liittämiskohdassa (Energiateollisuus a 2016). Mikäli yhtälön 3.5. tai 3.6. avulla saadaan tarkasteltavalle aurinkovoimalle tulos, että sen aiheuttama jännitteenmuutos aiheuttaa liian suuren jännitteenmuutoksen, niin verkkoyhtiö voi hyödyntää taulukossa 4.1. esitettyjä perinteisiä verkonvahvistusmetodeja ongelman ratkaisemisessa. Verkkoyhtiö voi vaihtaa esimerkiksi kyseisen johtolähdön johtimen poikkipinnaltaan riittävästi suurempaan tai asentaa rinnakkaisen johtimen jakelumuuntajan ja aurinkovoimalan välille, jolloin aurinkovoimalan aiheuttama jännitteenmuutos pienenee. Sellaisissa tilanteissa, joissa verkkoyhtiö pystyy vaikuttamaan aurinkovoimalan sijaintiin ja liittämiskohtaan, niin liiallisen jännitteenmuutoksen ehkäisemiseksi aurinkovoimala voidaan sijoittaa lähemmäksi jakelumuuntajaa (mitä lähempänä niin sitä pienempi vaikutus jännitetasoon). Tämä ei kuitenkaan useimmissa tapauksista ole yleensä mahdollinen ratkaisu, koska lähes aina loppukäyttäjien hankkimat aurinkovoimalat asennetaan heidän asuntonsa PJ-verkon liittymispisteeseen, minkä vuoksi se ei ole siirrettävissä. Tätä keinoa voi kuitenkin

hyödyntää suurempia aurinkovoimalaitoksia PJ- tai KJ-verkkoon liitettäessä, jotka liittyvät PJ-verkkoon omilla johtolähdöillä.

Aurinkovoimaloiden vaikutuksesta tapahtuvaan jännitteennousun hallintaan verkkoyhtiöillä on useita mahdollisia vaihtoehtoja, kuten taulukosta 4.1. nähdään. Taulukossa 4.1. esitellyistä ratkaisuista yleisesti parhaimmat aurinkovoimaloiden seurauksena aiheutuvan jännitteennousun hillitsemiseen ovat verkon laaja-alainen ohjaus, hajautettu loistehon hallinta invertterien avulla, rinnakkaisten johdinten asentaminen sekä jakelumuuntajien käämikytkimien säätäminen. Nämä ovat useimmissa tapauksissa käytännöllisimmät vaihtoehdot jännitteennousun hillitsemiseen. (Bayer et. al. 2017) Näiden ratkaisujen lisäksi soveltuvissa tapauksissa myös jännitteensäätimen asentaminen johtolähdölle, jakelumuuntajan vaihtaminen jännitteensäätöön kykenevään, verkon osiin jakaminen sekä erityisesti verkon topologian muuttaminen voivat olla taloudellisesti kannattavia ratkaisuja. Perinteisistä verkon vahvistustoimenpiteistä johtimen poikkipinnan kasvattamista on kannattavaa hyödyntää tilanteessa, jossa ongelmallinen PJ-verkko on jo tekniseltä käyttöiältään vanhaa ja sitä kautta saneerauksen tarpeessa muutenkin. Jakelumuuntajan vaihtamista tehokkaampaan on perinteisesti käytetty yhtenä ratkaisuna PJ-verkon jännitteenaleneman aiheuttamiin ongelmiin, mutta pelkästään aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun ratkaisemiseen se ei ole juuri koskaan kannattavin vaihtoehto. (Bayer et. al. 2017)

Verkon laaja-alainen ohjaus

Verkon laaja-alaisella ohjauksella tarkoitetaan ohjausmenetelmää, jossa verkkoyhtiö pystyy sähköaseman kiskojännitetasoa säätelemällä vaikuttamaan myös aseman syöttämän KJ-verkon sekä samalla myös KJ-verkon jakelumuuntajien kautta syöttämän PJ-verkon jännitetasoihin. Perinteisesti sähköasemalla on KJ-verkolle asetettu kiinteä jännitetason arvo, mikä on Suomessa tyypillisesti välillä 20,5 - 21 kV. Nykyisin on kuitenkin mahdollista asettaa KJ-verkon jännitetasoksi myös dynaaminen vaihteluväli (esimerkiksi 20,4 - 20,8 kV), jonka sisällä jännitteentaso vaihtelee riippuen KJ- ja PJ-verkon kuormituksesta. (Bayer et. al. 2017) Kuvassa 4.1. on havainnollistettu verkon laaja-alaista ohjausta KJ-verkon dynaamisella jännitetason säädöllä. Kuvassa dynaamiseen jännitteensäätöön pystyvä sähköaseman päämuuntaja on merkitty punaisella nuolella.



Kuva 4.1. Verkon laaja-alainen ohjaus dynaamisella jännitetason säädöllä (Bayer et. al. 2017).

Tätä verkon laaja-alaista ohjausta dynaamisella jännitteensäädöllä voidaan hyödyntää aurinkovoimaloiden aiheuttaman PJ-verkon jännitteennousun hillitsemiseen. Tämä on mahdollista siten, että sähköaseman kiskojännitettä säädellään dynaamisesti aurinkovoimaloiden verkkoon siirtämän tehon määrän ja virtaussuunnan perusteella. Kun tuotantoa on paljon huipputuotannon aikaan ja tehoa virtaa paljon PJ- ja KJ-verkon kautta sähköasemalle, niin silloin sähköaseman kiskojännitettä lasketaan automaattisesti pienemmälle tasolle (esimerkiksi tasolta 20,7 kV tasolle 20,4 kV), jotta PJ-verkon jännite ei nousisi yli standardin SFS-EN 50160 salliman yläraja-arvon U_N+10 %. Kun aurinkovoimaloiden tuotanto laskee, ja sitä kautta myös verkkoon päin virtaava teho, niin sähköaseman kiskojännite nostetaan automaattisesti takaisin normaalitasolle (esimerkissä tasolta 20,4, kV tasolle 20,7 kV). Verkon laaja-alainen ohjaus on yleensä varsin kustannustehokas ratkaisu aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun hallintaan, koska sen käyttöön ottaminen vaatii uudemmilla sähköasemilla vain yleensä ohjelmistopäivityksen ja vanhemmillakin etäohjattavan käämikytkimen asentamisen päämuuntajalle. (Bayer et. al. 2017) Vieläkin edullisempi vaihtoehto verkon laaja-alaisen ohjauksen toteuttamiselle on jättää dynaaminen jännitteentason ohjaaminen pois. Tällöin automaattiseen jännitteenohjaukseen pystyvää käämikytkintä ei tarvita sähköaseman päämuuntajalla, vaan silloin riittää pelkästään normaali etäohjattava käämikytkin. Tässä tapauksessa verkkoyhtiö säätää manuaalisesti etäohjauksella kiskojännitteen halutulle tasolle, jolloin aurinkovoimaloiden huipputuotantojen aikaiset jännitteennousut PJ-verkossa saadaan pidettyä sallituissa raja-arvoissa, kuten kappaleen 3.1.1. kuvissa 3.3. ja 3.4. nähtiin. Verkon laaja-alaista ohjausta aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun hallintaan käytettäessä, tulee olla tarkkana, ettei kiskojännitteen laskemisen seurauksena PJ-verkon joidenkin osien jännitetasot laske alle sallittujen raja-arvojen. Tämä korostuu varsinkin ei-

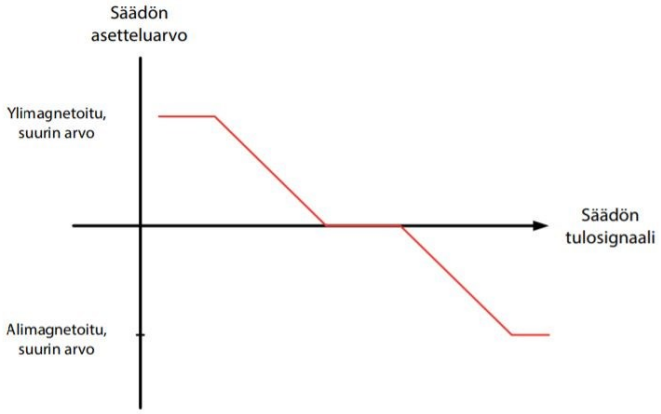
dynaamisessa verkkoyhtiön manuaaliseen säätöön perustuvassa verkon laaja-alaisessa ohjauksessa. (Lassila et. al. 2016)

Jakelumuuntajien käämikytkimien säätäminen

Aurinkovoimaloiden aiheuttamaan PJ-verkon jännitteennousuun verkkoyhtiö voi myös vaikuttaa jakelumuuntajien käämikytkimien manuaalisella säätämisellä. Jakelumuuntajien käämikytkinten avulla voidaan jännitteen muuntosuhdetta vaihtaa. Näin alentunut PJ-verkon jännitetaso mahdollistaa aurinkovoimaloiden jännitteennousun hillitsemisen samalla tavalla kuin verkon laaja-alainen ohjauskin. Kun jännitetaso on PJ-verkossa lähtökohtaisesti alhaisempi, niin silloin aurinkovoimaloiden aiheuttama jännitteennousu ei aiheuta sallittujen raja-arvojen ylitystä. PJ-verkon jännitetasoa ei voida jakelumuuntajien käämikytkimien avulla laskea kuitenkaan liian alas, sillä jännitteen tulee pysyä sallitun ala raja-arvon yläpuolella myös tilanteessa, missä PJ-verkon jännitteenalenema on suuri. Tällainen tilanne on esimerkiksi talvipäivänä tilanne, missä aurinkovoimaloiden tuotanto on olematon ja loppukäyttäjien kuormitusteho korkea. Verkkoyhtiö voi säätää jakelumuuntajien käämikytkimiä jokaista yksitellen erikseen, joten sen avulla pystytään tekemään kustannustehokkaasti toimenpiteitä PJ-verkon alueilla, joissa alkaa esiintyä ongelmia aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun kanssa. Lisäksi verkkoyhtiö voi säätää muuntajien käämikytkimien asetuksia kausittain siten, että esimerkiksi loppukeväästä alkusyksyyn asti käämikytkimet ovat ”aurinkovoima-asennossa” eli PJ-verkon jännitteentaso on säädetty normaalia hieman alhaisemmaksi, jolloin liiallinen jännitteennousu aurinkovoimaloiden vaikutuksesta saadaan estettyä. Loput ajasta vuodessa jakelumuuntajien käämikytkimet ovat normaalissa asennossa, jossa talven huippukuormien aikainen jännitteenalenema PJ-verkossa puolestaan pysyy sallittujen raja-arvojen sisällä. Erityisen tehokas ratkaisu aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousu hallintaan on jakelumuuntajien käämikytkimien säätäminen yhdistettynä dynaamiseen verkon laaja-alaiseen ohjaukseen. (Bayer et. al. 2017) Tällöin molempien toimenpiteiden hyödyt saadaan yhteiskäyttöön ja sitä kautta synergiahyötyjä. Tällainen tilanne on esimerkiksi sellainen, jossa dynaamisen verkon laaja-alaisen ohjauksen vuoksi pienessä osassa PJ-verkon johtolähtöjä, joissa ei ole aurinkovoimaa, jännitteentaso alenisi alle sallitun raja-arvon. Tällöin näiden johtolähtöjen jakelumuuntajien käämikytkimiä säätämällä saadaan jännitteentaso nostettua takaisin sallittujen raja-arvojen sisälle.

Hajautettu loistehon hallinta inverttereiden avulla

Aurinkovoimaloiden aiheuttamaa jännitteennousua voidaan hillitä myös hajautetun loistehon hallinnan kautta. Tähän verkkoyhtiöillä on hyvä mahdollisuus aurinkovoimaloiden inverttereiden kautta, kuten kappaleessa 2.1. todettiin. Invertterit pystyvät suunnittelunsa ja välipiirinsä sallimissa rajoissa vaikuttamaan PJ-verkon jännitetasoon joko loistehon ylös- tai alassäädöllä riippuen verkon jännitetasosta. Invertterien jännitteensäätö perustuu yleensä joko loistehon hallintaan (ohjausstrategiana tehokerroin vakio tai säätö $\cos\varphi\ (P)$ tai Q (U)) tai yhdistettyyn lois- ja pätötehon hallintaan (ohjausstrategiana Q & P (U)) (SFS-EN 50438 2015, Bletterie et. al. 2017). Näistä loistehon hallintaan perustuvat jännitteensäätötavat ovat yleisimpiä verkkoon liitettävien inverttereiden joukossa. Optimaalisesti ohjausparametrisoituna nämä loistehon hallintaan perustuvat jännitteensäätötavat voivat laskea PJ-verkon jännitetasoa 10 % verrattuna säätämättömään tilanteeseen. Optimaalinen ohjausparametrisointi vaihtelee tapauskohtaisesti, mutta hyvänä yleisohjeena voidaan todeta, että invertterin Q (U) ominaiskäyrän tulee olla sijoitettuna kuormittamattoman tilanteen jännitteen ja sallitun jännitteen ylimmän arvon keskivälille. Tämän lisäksi myös VVI-arvon (Voltti-VAr indeksi) tulee olla 0,5. Tällöin jännitteensäädöstä saadaan PJ-verkon kannalta teho parhaiten hyödynnettyä samalla, kun loistehon kulutus, verkon häviöt sekä mahdollinen tuotantotehon rajoitus ovat pienimmät mahdolliset. (Bletterie et. al. 2017) Tätä tuotantotehon rajoittamista hyödynnetään yhdistettyyn lois- ja pätötehon hallintaan perustuvassa jännitteensäädössä. Tässä ohjausstrategiassa invertterille muodostuu esimerkiksi hiukan kappaleen 2.1 kuvan 2.7. tyylinen statiikka, jolla pienennetään aurinkovoimalan verkkoon päin syöttämää pätötehoa. Tällä pätötehon vähennyksellä pystytään vahvistamaan loistehon säädön vaikutusta PJ-verkon jännitetasoon. Jo noin 2 - 5 % huipputuotannon rajauksella pystytään usein pitämään suhteellisen paljon aurinkovoimaloita sisältävän PJ-verkon johtolähdön jännitetaso sallituissa raja-arvoissa, vaikuttamalla vain hieman vuosittaiseen tuotantomäärään. (Bletterie et. al. 2017, Lassila et. al. 2016) Ominaiskäyrän parametrisoinnin lisäksi myös loistehon hallinnan ohjauksen dynaamisen vasteen tulee olla aseteltavissa. Tämä vasteen tulee olla aseteltavissa aikavälille 3 - 60 sekuntia. (SFS-EN 50438 2015) Kuvassa 4.2. on havainnollistettu standardin SFS-EN 50438 mukaista Q (U) ominaiskäyrää, joka on merkitty kuvassa punaisella. Alimagnetoidussa toimintatilassa invertteri kuluttaa loistehoa verkosta, kun taas ylimagnetoidussa toimintatilassa se tuottaa loistehoa verkkoon (SFS-EN 50438 2015).

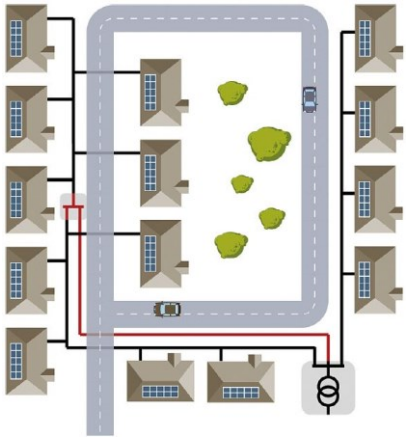


Kuva 4.2. Jännitteestä riippuvan loistehosäädön Q (U) ominaisuuskäyrä (SFS-EN 50438 2015).

Verkkoyhtiöllä on halutessaan oikeus ottaa pois käytöstä ja käyttöön tai muuttaa inverttereiden jännitteensäädön toimintatapaa tai parametrisointia (SFS-EN 50438 2015). Tätä kautta verkkoyhtiöllä on hyvä mahdollisuus hyödyntää loppukäyttäjien inverttereillään tarjoamaa hajautettua jännitteensäätömahdollisuutta hillitsemään aurinkovoimaloiden aiheuttamaa PJ-verkon jännitteennousua (Bayer et. al. 2017). Loppukäyttäjän verkkoyhtiöille ilmoittamiensa invertterin ja aurinkovoimalan tietojen perusteella, verkkoyhtiö voi tarkastaa laitteiston oletusarvoisen jännitteensäädön toimintatavan ja parametrisoinnin. Verkkoyhtiö voi vaihtaa toimintatavan ja parametrit haluamakseen joko yleisen harkinnan, kuten esimerkiksi tässä kappaleessa aiemmin esitettiin, tai sitten yksityiskohtaisemman kohdealueen tarkastelun avulla. Verkkoyhtiön on kustannustehokkainta ja kätevintä ilmoittaa haluamansa invertterin parametrit loppukäyttäjälle jo ennen aurinkovoimalan loppuasennusta. Tällöin loppukäyttäjän sähköurakoitsija voi asentaa ne invertteriin eikä verkkoyhtiön omien asentajien tarvitse käydä paikan päällä, mikä vaatii aina asiakkaan kanssa asiasta erikseen sopimisen. Yksittäisten inverttereiden parametrisointi voi tulla aurinkovoimaloiden lisääntymisen kasvaessa äkkiä liian työlääksi verkkoyhtiölle, joten muutamien verkkoyhtiön omaan PJ-verkkoon perustuvien ”tyyppitapausten” parametrisointi ja niiden käyttäminen suurimmassa osassa tapauksista voisi olla kustannustehokkain tapa pystyä hyödyntämään inverttereiden tarjoama jännitteennousun hillitsemisen potentiaali. Tarkempaa parametrisointia voitaisiin sitten tarvittaessa hyödyntää esimerkiksi vaativissa tapauksissa ja erikoiskohteissa. Tästä tyyppitapausten parametrisoinnista on kerrottu hieman lisää työn kappaleissa 6.4.3. ja 7.

Rinnakkaisten johdinten asentaminen

Aurinkovoimaloiden aiheuttamaan PJ-verkon jännitteennousuun voidaan myös hyödyntää rinnakkaisen johtimen asentamista. Tässä menetelmässä rinnakkainen johdin asennetaan kulkemaan varsinaisen johtimen vierellä jakelumuuntajalta jakokaapille tai -rasialle, jonka kautta se liittyy PJ-verkkoon. Näin PJ-verkon osion poikkipinta kasvaa toisen johtimen myötä, mikä puolestaan johtaa verkon impedanssin pienentymiseen ja sitä kautta myös aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun pienentymiseen. Kuvassa 4.3. on havainnollistettu rinnakkaisen johtimen asentamista. Kuvassa 4.3. rinnakkainen johdin on esitetty punaisella värillä.



Kuva 4.3. Rinnakkaisen johtimen asentaminen aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun hillitsemiseksi (Bayer et. al. 2017).

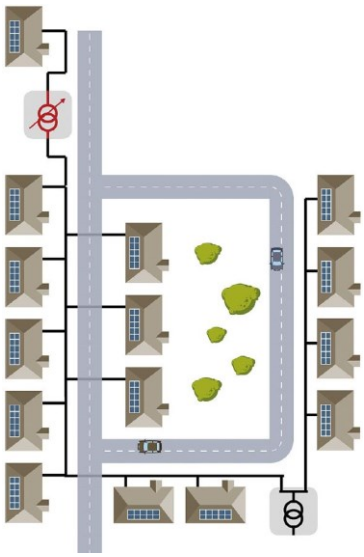
Kuten kuvasta 4.3. nähdään, niin rinnakkaisen johtimen asentaminen luo itseasiassa paikallisen silmukkaverkon, josta voi olla hyötyä myös sähkönjakelun vikatilanteessa, koska osaa johtolähdön asiakkaista voidaan syöttää alkuperäisen johtimen vikaantuessa rinnakkaisen johtimen kautta. Rinnakkaisen johtimen asentaminen voi olla kannattavaa esimerkiksi tilanteessa, jossa suhteellisen uudessa ja siten tekniseltä käyttöiältään pitkässä auraamalla asennetussa maakaapeli PJ-verkossa alkaa esiintyä ongelmia jännitteennousun kanssa aurinkovoimaloiden vaikutuksesta. Tällöin rinnakkaisen kaapelin asentaminen auraamalla on varsin edullista, minkä vuoksi se voisi olla kustannustehokas verkon vahvistustoimenpide aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun ratkaisemiseen.

Muita käytettävissä olevia ratkaisuja

Verkkoyhtiöllä on aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun hallintaan käytettävissään lisäksi muita ratkaisuja, jotka voivat olla joissain tapauksissa soveltuvia ja kustannustehokkaimpia. Tällaisia ratkaisuja ovat älykkäistä komponenteista johtolähdölle

asennettava jännitteensäädin sekä jännitteensäätöön kykenevä jakelumuuntaja, verkon optimoinnista verkon topologian muuttaminen ja perinteisistä verkon vahvistustoimenpiteistä verkon osiin jakaminen.

Johtolähdölle asennettavaa jännitteensäädintä kutsutaan joskus myös nimellä jännitteenkorotusmuuntaja ja sen avulla voidaan korottaa tai laskea johtolähdön jännitteentasoa. Toisin sanoen jännitteensäädin on siis johtolähdölle asennettava muuntaja, joka automaattisesti säätelee jännitteen muuntosuhdetta perustuen johtolähdön jännitteentasoon. Jännitteensäätimen avulla pystytään vaikuttamaan yksittäisen johtolähdön jännitteentasoon ilman, että vaikutuksia tulisi muille saman jakelumuuntajan syöttämille johtolähdöille. (Bayer. et. al. 2017) Jännitteensäätimen avulla aurinkovoimaloiden aiheuttama jännitteennousu pystytään kompensoimaan säätämällä johtolähdön jännitettä alaspäin jotakuinkin samassa suhteessa nousun kanssa. Kuvassa 4.4. on havainnollistettu johtolähdölle asennettavaa jännitteensäädintä ja se on merkitty punaisella värillä.

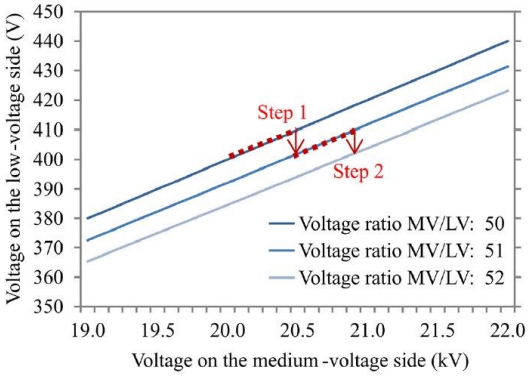


Kuva 4.4. Johtolähdölle asennettava jännitteensäädin aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun hillitsemiseksi (Bayer et. al. 2017).

Johtolähdölle asennettava jännitteensäädin voi olla varsinkin pitkillä ja vähän asiakkaita sisältävillä PJ-verkon johtolähdöillä eli haja-asutusalueilla teknis-taloudellisesti hyvä ratkaisu verrattuna perinteisiin verkon vahvistustoimenpiteisiin. Älykkäiden jännitteensäädinten lisääntyneiden käyttökokemusten ja hintojen alentumisen seurauksena, ne voivat jo lähitulevaisuudessa vakiinnuttaa paikkansa verkkoyhtiöiden vakiokomponentteina tilanteissa, joissa verkon vahvistaminen aurinkovoimaloiden

aiheuttaman jännitteennousun seurauksena ei ole edes pitkällä aikavälillä taloudellisesti kannattavaa. (Bayer et. al. 2017)

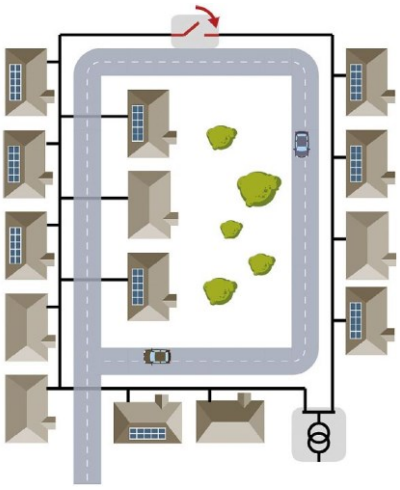
Hiukan samantyylinen ratkaisu aurinkovoimaloiden aiheuttamaan jännitteennousun hillitsemiseen on automaattiseen jännitteensäätöön kykenevä jakelumuuntaja. Perinteisillä jakelumuuntajilla on kiinteä muuntosuhde, jota pysytään manuaalisesti muokkaamaan rajoitetulla skaalalla. Jos muuntosuhde pysyy kiinteästi vakiona ja PJ-verkon jännitetaso nousee, niin myös KJ-verkon jännitetaso nousee. Automaattiseen jännitteensäätöön kykenevä jakelumuuntaja pystyy muuttamaan muuntosuhdettaan jännitteisenä omatoimisesti ja ilman sähkönjakelun katkoksia. Tällainen muuntaja pystyy esimerkiksi nostamaan muuntosuhdetta ja siten pitämään PJ-verkon jännitteen lähes tasaisesti 400 voltissa vaikka KJ-verkon puolella jännitetaso nousisi. (Bayer et. al. 2017) Tätä askel askeleelta tapahtuvaa muuntosuhteen muuttumista on havainnollistettu kuvassa 4.5.



Kuva 4.5. Automaattiseen jännitteensäätöön kykenevän muuntajan muuntosuhteen muuttuminen askel askeleelta (Bayer et. al. 2017).

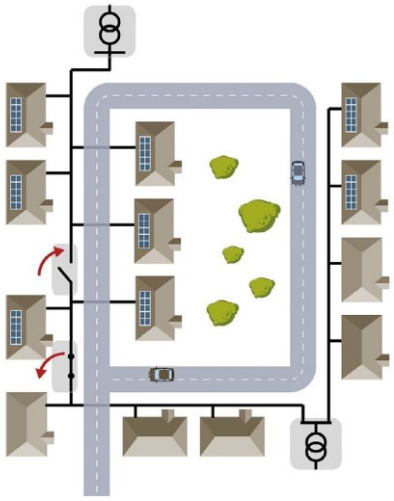
Automaattisen jännitteensäätöön kykenevän jakelumuuntajan avulla pystytään kompensoimaan aurinkovoimaloiden aiheuttama jännitteennousu samalla tavalla kuin johtolähdölle asennettavalla jännitteensäätimellä. Eroavaisuutena on kuitenkin se, että älykkään jakelumuuntajan säätelemänä kaikkien sen syöttämien PJ-verkon johtolähtöjen jännitetaso muuttuu. Automaattiseen jännitteensäätöön kykenevät jakelumuuntajat voivat olla teknis-taloudellisesti hyviä useita pitkiä PJ-verkon aurinkovoimaloita sisältävien johtolähtöjen jakelumuuntajana, koska tällöin näiden kaikkien johtolähtöjen jännitteennousu ongelmat voitaisiin ratkaista yhdellä komponentilla toisin kuin johtolähdölle asennettavan jännitteensäätimen kohdalla olisi. Tällaisessa tapauksessa älykäs muuntaja voi tulla myös pitkällä aikavälillä kustannustehokkaammaksi kuin perinteiset verkon vahvistustoimenpiteet, erityisesti suhteellisen uuden PJ-verkon kohdalla.

Soveltuvissa tapauksissa myös verkon topologian muuttaminen voi toimia hyvin kustannustehokkaana ratkaisuna aurinkovoimaloiden aiheuttamaan jännitteennousun ongelmaan. Tätä menetelmää voi hyödyntää tehokkaimmin silmukoidussa PJ-verkoissa, joita on yleensä kaupunki- ja taajama-alueilla. Näitä verkkoja operoidaan yleensä avoimena silmukkana, jolloin lähtötilanteessa verkko toimii samalla tavalla kuin säteittäinen haja-asutusalueen PJ-verkko. Kun johtolähdöt yhdistävä kytkin suljetaan, verkosta tulee suljettu silmukka, minkä seurauksena verkon impedanssi pienenee ja siten myös aurinkovoimaloiden aiheuttama jännitteennousu pienenee. (Bayer. et. al. 2017) Kuvassa 4.6. on havainnollistettu avoimesta silmukoidusta verkosta suljetuksi silmukaksi kytkimen sulkemisella muuttuva topologia. Kuvassa 4.6. johtolähdöt yhdistävä kytkin on merkattu punaisella.



Kuva 4.6. Avoimesta silmukasta suljetuksi silmukaksi muuttuva verkon topologia (Bayer et. al. 2017).

Toinen verkon topologian muuttamismahdollisuus on tilanteessa, jossa johtolähtöä voidaan syöttää kahden jakelumuuntajan kautta. Tässä tapauksessa, jos toisen johtolähdön ja jakelumuuntajan jännitetasot nousevat aurinkovoimaloiden seurauksena, niin toinen jakelumuuntaja voidaan kytkeä käyttöön (kahdella kytkimellä: toinen auki ja toinen kiinni), jolloin osa tehon virtauksesta alkaa kulkea sen kautta ja siten jännitteentaso alenee koko johtolähdöllä sekä myös alkuperäisellä jakelumuuntajalla. (Bayer et. al. 2017) Tätä topologian muutosta on havainnollistettu kuvassa 4.7. Myös tässä kuvassa 4.7. kytkimet ovat merkitty punaisella värillä.

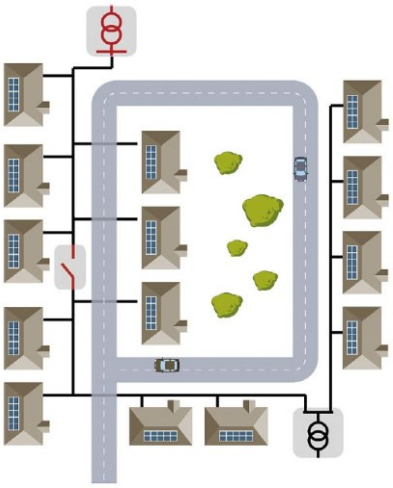


Kuva 4.7. Yhden jakelumuuntajan syötöstä kahden jakelumuuntajan syöttämäksi muuttuva topologia (Bayer et. al. 2017).

Verkon topologian muutokseen perustuvat ratkaisut aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun hallintaan ovat todella kustannustehokkaita, koska ne eivät välttämättä vaadi mitään investointeja tai konkreettisia muutos- ja asennustöitä verkolle. Huonona puolena tässä ratkaisussa on se, että tällaisia topologian muutoksiin sopivia verkko-osiota on hyvin rajallinen määrä, koska PJ-verkot ovat hyvin usein säteittäisiä eikä varayhteyksiä ole siten hyödynnettävissä. Tilanne on tällainen hyvin yleisesti varsinkin PJ-verkon alueilla, joihin aurinkovoimaloita yleensä liitetään. Toinen ratkaisun hyödyllisyyttä rajoittava tekijä on se, että pitkällä aikavälillä verkon topologian muutos ei välttämättä ole pelkästään itsessään riittävä ratkaisu aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun hillitsemiseen, vaan enemmänkin ensimmäinen edullinen toimenpide, jonka avulla pystytään siirtämään pysyvämpien ratkaisujen toteuttamista kauemmas tulevaisuuteen. (Bayer et. al. 2017) Yhteenvetona voidaankin todeta, että verkon topologian muutos kannattaa aina hyödyntää niissä harvoissa soveltuvissa tilanteissa, minkä avulla saadaan lisää aikaa miettiä pitkällä aikavälillä toimivampaa ja kustannustehokkaampaa ratkaisua.

Aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun hillitsemiseen voidaan perinteisistä verkon vahvistustoimenpiteistä hyödyntää myös verkon osiin jakamista. Tässä menetelmässä tehdään pysyviä muutoksia PJ-verkon rakenteeseen ja käytännössä luodaan uusi johtolähtö olemassa olevan PJ-verkon sisälle lisäämällä uusi jakelumuuntaja syöttämään kytkimellä kahteen osaan jaettua johtolähtöä. Näin verkon impedanssi pienenee saman tyylisesti kuin rinnakkaisen kaapelin tapauksessa ja siten myös aurinkovoimaloiden

aiheuttama jännitteennousu pienenee. (Bayer et. al. 2017) Kuvassa 4.8. on havainnollistettu verkon osiin jakamista. Kuvassa 4.8. verkon kahteen segmenttiin (johtolähtöön) jakavat jakelumuuntaja ja kytkin ovat merkitty punaisella värillä.



Kuva 4.8. Verkon osiin jakaminen (segmentointi) aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun hillitsemiseksi (Bayer et. al. 2017).

Verkon osiin jakaminen on varsin tehokas, mutta suhteellisen kallis ja aikaa vievä ratkaisu käytettynä pelkästään aurinkovoimaloiden aiheuttamaan PJ-verkon jännitteennousuun. Lisäksi verkon osiin jakamisella on vaikutuksia KJ-verkkoon, mikä entisestään lisää ratkaisun monimutkaisuutta. Näiden asioiden vuoksi pelkästään jännitteennousun haasteeseen verkon osiin jakaminen ei ole juuri koskaan kannattavin ratkaisu. Ratkaisun teknis-taloudellinen kannattavuus voi kuitenkin parantua tilanteessa, jossa aurinkovoimaa on keskittynyt hyvin paljon samalle alueelle ja siksi PJ-verkossa esiintyy ongelmia jännitteennousun sekä ylikuormituksen ja mahdollisesti myös sähkön laadun tai suojauksen toiminnan kanssa. Tällöin ratkaisun kokonaistehokkuus paranee, kun sillä pystytään vaikuttamaan samalla kerralla useampaan aurinkovoimaloiden aiheuttamaan verkostohaasteeseen. Ratkaisun kannattavuutta parantaa entisestään myös se, että jos sitä pystytään hyödyntämään KJ-verkon saneerauksen yhteydessä. (Bayer et. al. 2017)

4.1.2 Ylikuormitus

Vaikkei aurinkovoimaloiden aiheuttama PJ-verkon ja sen komponenttien ylikuormitus ole Suomessa suuressa mittakaavassa merkittävä ongelma, niin kuitenkin se voi muodostua paikallisesti ongelmaksi joillain PJ-verkon alueilla, kuten kappaleessa 3.1.2. todettiin. Tämän vuoksi myös aurinkovoimaloiden aiheuttaman ylikuormituksen ratkaisemiseen verkkoyhtiöllä on oltava käytössään muutama erilainen ratkaisuvaihtoehto. Nämä

ratkaisuvaihtoehdot on esitetty taulukossa 4.2. Myös ylikuormitusriskin selvittämiseksi verkkoyhtiöiden on kannattavaa ottaa aurinkovoimalat mukaan verkostolaskentaan ja erityisesti tehonjako- sekä oikosulkuvirtalaskentaan, joiden avulla pystytään tunnistamaan verkon osat, jotka ovat vaarassa ylikuormittua (Sener 2001).

Taulukko 4.2. Aurinkovoimaloiden aiheuttamien PJ-verkon ja sen komponenttien ylikuormitushaasteiden hallintaan käytettävissä olevat ratkaisut (muokattu lähteestä Bayer. et. al. 2017).

Verkkoyhtiöiden käytettävissä olevat ratkaisut	
Perinteiset verkon vahvistustoimenpiteet	Jakelumuuntajan vaihtaminen
	Verkon jakaminen osiin
	Johtimen poikkipinnan kasvattaminen
	Rinnakkaisen johtimen asentaminen
Verkon optimointi	Verkon topologian muuttaminen

Näistä taulukossa 4.2. esitetyistä ratkaisuista tehokkaimpia PJ-verkon ja sen komponenttien ylikuormituksen ratkaisemiseen ovat perinteiset verkon vahvistustoimenpiteet eli jakelumuuntajan vaihtaminen sekä verkon jakaminen osiin ja soveltuvissa tilanteissa myös johtimen poikkipinnan kasvattaminen tai rinnakkaisen johtimen asentaminen. (Bayer et. al. 2017) Tämä perustuu siihen, että jakelumuuntajien ja johdinten ylikuormittuminen on fysikaalinen ilmiö, jonka ongelmallisuus johtuu verkon rakenteiden (komponentit, eristeet) termisen kestävyyden ylittymisestä, josta puolestaan seuraa niiden ennenaikaista kulumista tai pahimmillaan äkillistä särkymistä, kuten kappaleessa 3.1.2. todettiin. Koska ongelman seurauksena on verkon osien kuormitus- ja kestokyvyn ylittyminen, niin siksi tehokkain ratkaisukin yleensä on ylikuormitetun verkon osan tai komponentin vaihtaminen kestävämpään. PJ-verkon osista jakelumuuntajat ovat todennäköisimmin se komponentti, joka joutuu aurinkovoimaloiden aiheuttaman ylikuormituksen kohteeksi, kuten kappaleesta 3.1.2 ja kuvasta 3.6. selviää. Tällaisessa tilanteessa verkkoyhtiön on kustannustehokkainta vaihtaa PJ-verkon aluetta syöttävä jakelumuuntaja nimellisteholtaan suurempaan malliin, koska silloin jakelumuuntajan terminen kuormitettavuus kasvaa eikä se pääse ylikuormittumaan, kuten alkuperäinen pienempitehoinen muuntaja. (Bayer et. al. 2017) Jakelumuuntajan vaihtaminen tehokkaampaan voi tulla ajankohtaiseksi, kun aurinkovoimaloiden yhteenlaskettu nimellisteho on yli 25 % jakelumuuntajan nimellistehosta (Papathanassiou et. al. 2014). Jakelumuuntajan ylikuormittumista voidaan

myös ehkäistä hyödyntämällä edellisessä kappaleessa esitettyä verkon osiin jakamista. Tämä menetelmä voi olla kustannustehokas tilanteissa, joissa pelkän jakelumuuntajan vaihtamisella siitä tulisi nimellisteholtaan hyvin suuri ja siksi kallis. Tällöin voisi olla kannattavaa pilkkoa ongelmallinen johtolähtö kahteen osaan (segmentointi) lisäämällä kytkin ja toinen pienempitehoinen ja siten edullisempi jakelumuuntaja johtolähdön perälle, kuten kuvassa 4.8. havainnollistettiin (Bayer et. al. 2017). Ja kuten kappaleessa 4.1.1. todettiin, niin verkon osiin jakamisen kustannustehokkuus kasvaa entisestään, kun sitä hyödynnetään PJ-verkon osiossa, jolla esiintyy ylikuormituksen lisäksi haasteita myös jännitteennousun kanssa ja kun se päästään suunnittelemaan sekä toteuttamaan KJ-verkon saneerauksen tai muutostöiden yhteydessä. Jakelumuuntajien ylikuormittumiseen verkkoyhtiö voi hyödyntää myös kustannustehokasta verkon topologian muuttamista niissä harvoissa kohteissa, joissa se on PJ-verkon rakenteen puolesta mahdollista. Näin toimimalla tehon virtauksia voidaan saada tasoitettua ja jaettua tasaisemmin PJ-verkossa jakelumuuntajien sekä johdinten kesken, minkä avulla niiden ylikuormittuminen saadaan ehkäistyä. Verkon topologian muuttaminen on usein hyvin edullinen ratkaisu, joten verkkoyhtiön kannattaa se aina hyödyntää siihen pystyttäessä ja ensimmäisenä toimenpiteenä pysyvämpää ratkaisuvaihtoehtoa suunniteltaessa. (Bayer et. al. 2017) Jakelumuuntajien kohdalla, joissa ylikuormittumista tapahtuu vain harvoin ja huipputuotannon aikaan (esimerkiksi aurinkoiset kesäaamut), verkkoyhtiön voi olla kustannustehokasta rajoittaa hetkellisesti aurinkovoimaloiden tuotantotehoa kappaleen 4.1.1 alussa kuvatulla tavalla, jolloin kuormituspiikki jakelumuuntajalla pystytään ehkäisemään kokonaan tai ainakin pienentämään sen suuruutta. Näin toimien jakelumuuntajaa rasittavaa liiallista kuormitusta ei pääse tapahtumaan.

PJ-verkon johdinten ylikuormittumisen ratkaisemiseen verkkoyhtiö voi hyödyntää perinteisistä verkon vahvistustoimenpiteistä johtimen poikkipinnan kasvattamista, rinnakkaisen johtimen asentamista tai verkon osiin jakamista. (Bayer et. al. 2017) Johtimen poikkipinnan kasvattaminen on kustannustehokkainta tilanteissa, joissa aurinkovoimaloiden aiheuttamasta ylikuormituksesta kärsivä PJ-verkon johtolähtö on jo tekniseltä käyttöiältään vanhaa ja siten saneerauksen tarpeessa lähiaikoina muutenkin. Rinnakkaisen johtimen asennusta verkkoyhtiö voi hyödyntää tilanteessa, jossa tekniseltä käyttöiältään uudessa PJ-verkon johtolähdössä on haasteita aurinkovoimaloiden aiheuttaman ylikuormituksen kanssa. Tällöin johtolähdön heti uudelleen saneeraaminen ei ole järkevää, vaan esimerkiksi

auraamalla toisen rinnakkaisen kaapelin asentaminen kuvan 4.3. mukaisesti kuormitusta jakamaan voi olla kustannustehokasta. Myös verkon osiin jakamista voidaan hyödyntää PJ-verkon johdinten aurinkovoimaloiden aiheuttaman ylikuormittumisen ratkaisemiseksi samalla tavalla, kuin jakelumuuntajan ylikuormittumisen tapauksessa. (Bayer et. al. 2017, Sener 2001) Johdinten ylikuormittumisen aurinkovoimaloiden vaikutuksesta voidaan ehkäistä myös voimaloiden tuotantotehon rajoittamisella, samaan tyyliin kuten jakelumuuntajien tapauksessa. Tämä menetelmä voisi olla kustannustehokas esimerkiksi tilanteessa, jossa heikon PJ-verkon johtolähdöllä liitettynä olevat puulämmitteiset vapaa-ajan asunnon omistajat hankkivat käyttöpaikalleen aurinkovoimalat. Tällöin ongelmia ylikuormittumisen kanssa esiintyisi todennäköisesti vain kesällä huipputuotannon aikaan, jolloin ongelman ratkaisemiseksi ei ole välttämättä kannattavaa investoida rahaa huomattavia määriä muuten mitoituksiltaan toimivan johtolähdön vahvistamiseen.

PJ-verkon komponenttien ylikuormituksen tapauksessa verkkoyhtiö voi vaihtaa ne kestävämpiin. Esimerkiksi jos katkaisijan katkaisukyky ylittyy aurinkovoimaloiden vaikutuksesta, niin verkkoyhtiölle on kustannustehokkainta vaihtaa katkaisija katkaisukyvyltään suurempaan, jolloin riski katkaisijan ylikuormittumiseen saadaan poistettua ilman suurempia investointeja ja muutoksia PJ-verkkoon.

4.1.3 Vikavirtojen kasvaminen ja suojaus

Aurinkovoimaloiden aiheuttama vikavirtalähteiden lisääntyminen sekä vikavirtojen suuntien muuttuminen ja suuruksien kasvaminen aiheuttavat PJ-verkon suojaukselle haasteita, kuten kappaleissa 3.1 ja 3.1.3 todettiin. Näitä haasteita ovat suojauksen suunnittelun monimutkaistuminen, suojauksen sokaistuminen, suojauksen virhelaukaisu sekä jälleenkytkennän epäonnistuminen. Seuraavissa alakappaleissa esitellään verkkoyhtiöiden käytettävissä olevia ratkaisuja näihin haasteisiin.

Suojauksen suunnittelun monimutkaistumisen helpottamiseen verkkoyhtiöiden on kannattavaa ottaa aurinkovoimalat osaksi verkostolaskentaa ja erityisesti tehonjako- sekä oikosulkuvirtalaskentaan (Sener 2001). Näin menetellen verkkoyhtiö saa samaan tapaan kuin jännitteennousun ja ylikuormituksen kohdalla etukäteen käsitystä suojauksen mahdollisista ongelmatyypeistä sekä niiden esiintyvyydestä, voimakkuudesta, laajuudesta ja todennäköisyyksistä. Näin saadun lisäntyyneen tiedon avulla verkkoyhtiö saa kattavamman

käsityksen suojauksen haasteiden esiintymismahdollisuuksista ja voimakkuuksista tarkasteltavalla johtolähdöllä sekä sen lähialueilla. Lisääntyneen tiedon ja kattavamman tilannekuvan avulla verkkoyhtiö pystyy vaikuttamaan suojauksen ongelman aiheuttavaan ilmiöön ennalta ehkäisevästi parhaassa tapauksessa jo suunnitteluvaiheessa. Verkkoyhtiö voi myös seuraavissa alakappaleissa esitellyillä menetelmillä tarkastella laskennallisesti aurinkovoimaloiden aiheuttamia haasteita PJ-verkon suojauksella. Yleisohjeena verkkoyhtiölle voidaan antaa aurinkovoimaloiden vaikutuksesta PJ-verkon suojauksen tarkasteluun sen, että jos PJ-verkon suojaus on mitoitettu täysin (suojauksien ja vikavirtojen mitoitukset) standardin SFS 6000-8-801:2017 mukaisesti, niin silloin aurinkovoimaloita voidaan liittää jakelumuuntopiiriin ilman suojausongelmia vähintään jakelumuuntajan nimellistehoa vastaava määrän verran (Kaipia 2012).

Suojauksen sokaistuminen

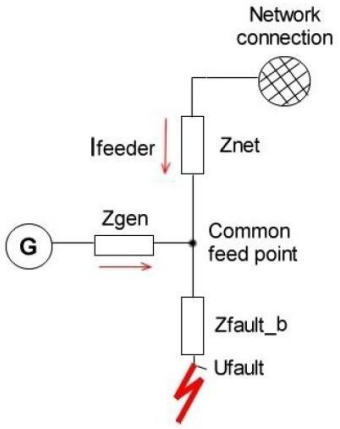
Aurinkovoimaloiden aiheuttama suojauksen sokaistuminen johtuu invertterin verkkoon syöttämästä vikavirrasta ja sen seurauksena johtolähdön varokkeen läpi kulkevan KJ-verkosta syötettävän normaalin vikavirran pienentymisestä. Tämän seurauksena varokkeen sulamisaika pitenee tai se ei sula ollenkaan. Tätä ilmiötä on kuvattu tarkemmin kappaleessa 3.1.3. Suojauksen sokaistumis-ilmiötä verkkoyhtiö pystyy tarkastelemaan normaaleilla vikavirran laskennoilla ja virran jakautumisella. Ilmiön voimakkuuden ja siten myös aurinkovoimalan vaikutuksen kannalta ratkaisevaa on vikaimpedanssien välinen suhde aurinkovoimalan johtohaaran ja johtolähdön välillä. Vikaimpedanssien suhdetta pystytään tarkastelemaan yhtälön 4.1. avulla. (Mäki 2011)

$$\frac{U_{fault}}{Z_{fault_b} + \frac{Z_{fault_b} * Z_{net}}{Z_{gen}} + Z_{net}} < \frac{U_{fault}}{Z_{net} + Z_{fault_b}}, \tag{4.1.}$$

jossa U_{fault} on vikapaikan jännite, Z_{fault_b} on vikapaikan ja aurinkovoimalan johtohaaran välisen johtolähdön osan impedanssi, Z_{net} on jakelumuuntajan oikosulkuimpedanssin sekä jakelumuuntajan ja aurinkovoimalan haaran välisen johto-osuuden impedanssin yhteenlaskettu impedanssi ja aurinkovoimalan johtohaaran välisen johtolähdön osan sekä aurinkovoimalan oikosulkuimpedanssin yhteenlaskettu impedanssi ja Z_{gen} on aurinkovoimalan johtohaaran impedanssi. (Mäki 2011)

Yhtälön 4.1. mukaan suojauksen sokaistumisen estämisen kannalta on tärkeää, että PJ-verkon tarkasteltavan johtolähdön impedanssien tulee olla pienempiä yhteenlaskettuna kuin

aurinkovoimalan oman johtohaaran impedanssien. Yhtälöä 4.1. ja vikaimpedanssien suhdetta on havainnollistettu kuvassa 4.9.



Kuva 4.9. Havainnollistus suojauksen sokaistumisen kannalta merkittävän vikaimpedanssien välisen suhteen määrittämiseen yhtälön 4.1. avulla (Mäki 2011).

Kuvassa 4.9. lähin yhteinen piste (Common feed point) tarkoittaa aurinkovoimalan ja sen PJ-verkon johtohaaran liitospistettä, mikä on aina tapauskohtainen. Yleisellä tasolla ilmiön voimakkuutta voidaan myös tarkastella yhtälön 4.2. avulla. (Mäki 2011)

$$br = \frac{Z_{fault_b} * Z_{net}}{Z_{gen}}, \tag{4.2.}$$

jossa br on ilmiön voimakkuuskerroin.

Johtolähdölle maksimissaan liitettävissä oleva aurinkovoimaloiden nimellisteho voidaan määrittää yhtälön 4.3. avulla (Lehto 2009).

$$I_R = I_{kok} * \frac{Z_g}{Z_m + Z_g} = \frac{\frac{U_{NG}}{\sqrt{3}}}{Z_j + \frac{Z_g * Z_m}{Z_m + Z_g}} * \frac{Z_g}{Z_m + Z_g}, \tag{4.3}$$

jossa I_R on varokkeen läpi kulkeva virta, I_{kok} on kokonaisoikosulkuvirta, Z_g on aurinkovoimalan oikosulkuimpedanssi, Z_m on jakelumuuntajan kokonaisimpedanssi, U_{NG} on aurinkovoimalan invertterin nimellisjännite ja Z_j on varokkeen johdon oikosulkuimpedanssi.

Yhtälössä 4.3. esitetty aurinkovoimalan kokonaisoikosulkuimpedanssi Z_g voidaan laskea seuraavasti:

$Z_g = \frac{{U_{NG}}^2}{(1-1{,}5 * S_G) + Z_j}$, jossa S_G on aurinkovoimalan nimellisteho ja Z_j on aurinkovoimalan johto-osuuden impedanssi. Aurinkovoimalan invertterin yksilöllinen kyky syöttää

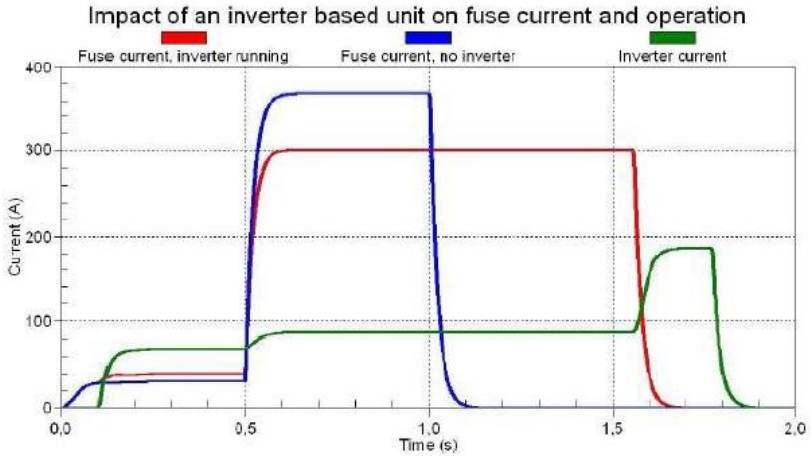
oikosulkuvirtaa (yleensä 1 - 1,5 kertaisia nimellisvirtaan verrattuna) verkkoon tulee huomioida oikosulkuimpedanssin Z_G laskemisessa kertoimena aurinkovoimalan nimellistehossa S_G (Lehto 2009).

Yhtälössä 4.3. esitetty kokonaisoikosulkuvirta I_{kok} määritetään seuraavasti: $I_{kok} = \frac{\frac{U_N}{\sqrt{3}}}{Z_{kok}}$, jossa U_N on PJ-verkon johtolähdön nimellisjännite ja Z_{kok} on kokonaisoikosulkuimpedanssi. Z_{kok} määritetään puolestaan seuraavasti: $Z_{kok} = Z_j + \frac{Z_g * Z_m}{Z_m + Z_g}$. Kun nämä määritelmät sijoitetaan yhtälöön 4.3., niin yhtälö saadaan jälkimmäisenä esitettyyn muotoon.

Kun yhtälössä 4.3. esitetyn I_R:n arvoksi asetetaan johtolähdön varokkeen 5 sekunnin toimintaan vaadittu oikosulkuvirta, pystytään ratkaisemaan aurinkovoimalan oikosulkuimpedanssi Z_G rajapisteessä. Näin ratkaistun Z_G:n avulla pystytään puolestaan ratkaisemaan aiemmin esitetyn Z_G määrittämisyhtälön avulla suurin mahdollinen aurinkovoimaloiden nimellisteho S_G, joka ei vielä sokaise suojausta. Näin verkkoyhtiö pystyy varsin helposti määrittämään PJ-verkon tietylle johtolähdölle liitettävissä olevan maksimaalisen aurinkovoimaloiden määrän verkon nykyisillä tiedoilla.

Suojauksen sokaistumiseen johtava ilmiö on aina hyvin tapauskohtainen, koska aurinkovoimalan syöttämän vikavirran aiheuttama johtolähdön varokkeen näkemän vikavirran pieneneminen on riippuvainen muun muassa johtopituudesta ja -tyypistä, vikapaikasta sekä aurinkovoimalan johtolähdölle sijoittumisesta. Varokkeen näkemä vikavirta on siis hyvin riippuvainen muiden parametrien muutoksille, joten tarkastelulaskennassa tulee huolellisesti tarkastaa parametrien paikkansa pitävyys ja varmuusvaraa varokkeen näkemän virran sekä riittävän palamisvirtatason välille on syytä jättää. Laskentaparametrien oikeellisuus korostuu vielä entisestään, kun liitettävän aurinkovoimalan nimellisteho alkaa olla lähellä kohteen varokkeen sallimaa liitettävää maksimitehoa. (Karppanen 2012) Suojauksen sokaistuminen aurinkovoimaloiden vaikutuksesta on todennäköisintä oikosulkuteholtaan heikoissa haja-asutusalueen PJ-verkoissa, joissa yksi-vaiheinen oikosulkuvirta on jo valmiiksi alhainen (alle 250 A) ja siten varokkeiden palamisajat mahdollisesti pitkät (yli 5 s) jo ennen aurinkovoimaloiden liittämistä. Tällaisissa kohteissa aurinkovoimaloiden liittäminen PJ-verkkoon on kaikista haasteellisinta ja erityisesti näissä tapauksissa tarkasteltavan liittämispisteen lisäksi tulee ottaa huomioon myös muiden loppukäyttäjien aurinkovoimaloiden vaikutukset

vikavirtatasoon. (Karppanen 2012) Kuvassa 4.10. on havainnollistettu aurinkovoimalan alentavaa vaikutusta johtolähdön varokkeen näkemässä vikavirrassa (Mäki 2011). Kuvassa 4.10. punainen väri kuvaa varokkeen näkemää virtaa aurinkovoimalan kanssa, sininen varokkeen näkemää virtaa ilman aurinkovoimalaa ja vihreä kuvaa invertterin syöttämää virtaa.



Kuva 4.10. Johtolähdön varokkeen havainnoima vikavirran pienentyminen aurinkovoimalan vaikutuksesta (Mäki 2011).

Yksinkertaisin ja kustannustehokkain tapa ratkaista aurinkovoimaloiden aiheuttama suojauksen sokaistuminen on pienentää PJ-verkon johtolähdön varokkeen kokoa eli nimellisvirtaa (Karppanen 2012). Tässä menetelmässä verkkoyhtiö selvittää aurinkovoimalan vikavirtaa pienentävän vaikutuksen suuruuden ja määrittää siten johtolähdölle uuden vikavirtatason, johon uusi varoke mitoitetaan nimellisvirraltaan sopivaksi. Näin menetellen varokkeen paloaika eli syötön nopea poiskytkentä saadaan hyväksytylle tasolle myös aurinkovoimalan kanssa (alle 5 s tai verkkoyhtiön harkinnan mukaan maksimissaan 15 s). Tämän ratkaisumenetelmän rajoittavan tekijänä toimii kuitenkin johtolähdön kuormitusvirta, mikä määrää varokkeen pienentämisen mahdollisuuden. Esimerkiksi tilanteessa, jossa johtolähdön kuormitusvirta on jo lähtötilanteessa lähellä nykyistä varokkeen nimellisvirtaa, niin silloin varoketta ei pystytä tästä enää pienentämään, vaikka liitettävän aurinkovoimalan verkostovaikutus sitä vaatisi. Tällaisissa tilanteissa verkkoyhtiö voi asentaa johtolähdölle välivarokkeen, joka on pienempi kooltaan eli nimellisvirraltaan kuin johtolähdön päävaroke. Välivaroke sijoitetaan sopivaan kohtaan johtolähdölle aurinkovoimalan ja johtolähdön loppupään välille, jolloin se havaitsee oikein mitoitettuna myös aurinkovoimalan vaikutuksesta pienentyneen vikavirran ja toimii siten riittävän nopeasti. (Lakervi & Partanen 2008) Välivarokkeiden hyödyntämisen

huonona puolena ongelman ratkaisemisessa voidaan pitää niiden seurauksena syntyvää uutta suojausporrasta, mikä omalta osaltaan monimutkaistaa PJ-verkon suojausta entiseen verrattuna. Verkkoyhtiö voi hyödyntää vikavirtatasojen pienentämiseen myös vikavirtarajoittimia (FCL, Fault Current Limiter), jotka ovat erityisen hyödyllisiä kohteissa, joissa sopivan varokekoon löytäminen on haasteellista. Vikavirtarajoittimien toiminta voi perustua kolmeen tapaan: vikavirran katkaisuun, vikavirran madaltamiseen turvalliselle tasolle tai näiden yhdistelmään. (Lehto 2009)

Verkkoyhtiö voi hyödyntää myös taulukossa 4.2. esitetyistä perinteisistä verkon vahvistustoimenpiteistä erityisesti johtimen poikkipinnan kasvattamista ratkaisuna suojauksen sokaistumiseen aurinkovoimaloiden vaikutuksesta (Lakervi & Partanen 2008). Näin menetellen verkkoyhtiö saa ongelmallisen johtolähdön vikavirtatasoa nostettua myös aurinkovoimaloiden pienentävä vaikutus huomioiden riittävän suureksi, jotta päävarokkeen suojaus ei pääse sokaistumaan tai toiminta-ajaltaan liikaa pidentymään. Poikkipinnan vaihtaminen suurempaan aurinkovoimaloiden aiheuttaman suojauksen sokaistumisen ratkaisemiseksi on kustannustehokkainta tilanteessa, jossa ongelmasta kärsivä PJ-verkon johtolähtö on jo tekniseltä käyttöiältään vanhaa ja siten saneerauksen tarpeessa lähiaikoina muutenkin. Verkkoyhtiö voi myös erillisten suurempien aurinkovoimalaitosten tapauksessa liittää ne omalla johtolähdöllään jakelumuuntajaan, jolloin suojauksen sokaistumismahdollisuus pystytään estämään (Mäki 2011).

Suojauksen virhelaukaisu

Aurinkovoimaloiden aiheuttama suojauksen virhelaukaisu tarkoittaa terveen johtolähdön verkosta irtoamista turhaan aurinkovoimalan vikavirran syöttämisen vaikutuksesta, kuten kappaleessa 3.1.3 todettiin. Vian tapahtuminen on yleensä varsin epätodennäköistä, mutta otollisissa olosuhteissa se on kuitenkin mahdollinen. Tällaiset otolliset olosuhteet ovat PJ-verkon alue, jossa kahdella vierekkäisellä johtolähdöllä olevien varokkeiden nimellisvirtojen suhde on suuri eli toisen varoke on nimellisvirraltaan pieni ja toisen nimellisvirraltaan suuri. Lisäksi pienemmän varokkeen johtolähdöllä tulee olla useita riittävän suuritehoisia aurinkovoimaloita liitettynä jakelumuuntajan lähelle. (Karppanen 2012) Tällaisissa suojauksen virhelaukaisulle otollisissa tapauksissa verkkoyhtiön tulee tarkastaa huolellisesti PJ-verkon suojauksen toiminta myös tilanteessa, jossa vika tapahtuu viereisellä johtolähdöllä, joka ei sisällä tuotantoa. Tämän tarkastelun tärkeys korostuu

erityisesti PJ-verkon johtolähdöillä, joissa aurinkovoimalan kanssa samalla johtolähdöllä on useita muita loppukäyttäjiä, koska silloin suojauksen tarpeettomasta toiminnasta aiheutuisi heille sähkökatko ja sitä kautta kustannuksia verkkoyhtiölle (Mäki 2011). Verkkoyhtiö pystyy tarkastelemaan PJ-verkon johtolähdöllä aurinkovoimaloiden aiheuttamaa virhelaukaisun riskiä yhtälön 4.4. avulla (Lehto 2009).

$$I_R = \frac{\frac{U_N}{\sqrt{3}}}{Z_g} = \frac{\frac{U_N}{\sqrt{3}}}{\frac{{U_N}^2}{1-1{,}5*S_g}+Z_j}, \tag{4.4.}$$

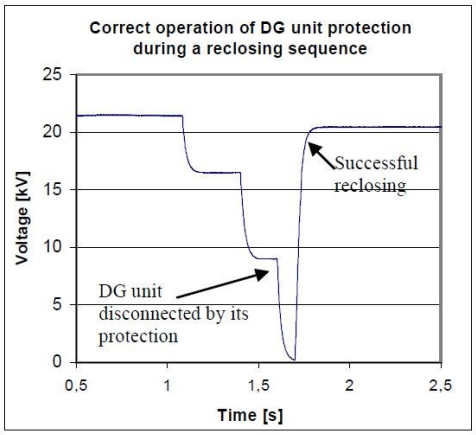
jossa U_N on PJ-verkon johtolähdön nimellisjännite vaihejännitteenä ja Z_g on aurinkovoimalan oikosulkuimpedanssin ja aurinkovoimalan johto-osuuden impedanssien summa. Kun yhtälöön vielä sijoitetaan edellisessä alakappaleessa esitetty aurinkovoimalan oikosulkuimpedanssi $Z_g = \frac{{U_{NG}}^2}{(1-1{,}5*\,S_G)+Z_j}$, niin yhtälö 4.4. saadaan jälkimmäiseen muotoon ja suurin mahdollinen aurinkovoimaloiden yhteenlaskettu nimellisteho S_G, jolla ei vielä tapahdu suojauksen virhelaukaisua pystytään määrittämään.

Aurinkovoimalan aiheuttaman suojauksen virhelaukaisun ratkaisemiseen verkkoyhtiön tulee tapauskohtaisesti tarkastella ja valita mahdollisuuksien rajoissa sopivat varokekokojen yhdistelmät (esimerkiksi nostamalla aurinkovoimaa sisältävän johtolähdön varokkeen kokoa ja/tai vastaavasti pienentämällä toisen johtolähdön varokkeen kokoa) sekä aurinkovoimaloiden sijainnit. Verkkoyhtiö voi hyödyntää suojauksen virhelaukaisun ratkaisemiseen myös vikavirranrajoitinta, kuten suojauksen sokaistumisen tapauksessa (Lehto 2009). Usein kuitenkin mahdollista, että nimellisvirraltaan pienen varokkeen johtolähtö on jännitejäykkyydeltään ja mahdollisesti myös termiseltä kestävyydeltään jo niin heikko, ettei se kestä aurinkovoimalan liittämistä ilman kappaleissa 4.1.1. ja 4.1.2. esitettyjä verkon vahvistustoimenpiteitä. Näiden verkon vahvistustoimenpiteiden seurauksena verkon vikavirtatasot muuttuvat, minkä vuoksi myös johtolähdön päävarokkeen nimellisvirta kasvaa ja siten todennäköisyys suojauksen virhelaukaisuun pienenee tai poistuu kokonaan uuden suojauksen seurauksena.

Vianaikainen syöttö ja pikajälleenkytkennän epäonnistuminen

Aurinkovoimaloiden vianaikainen syöttö voi aiheuttaa KJ-verkon viassa tehtävän pikajälleenkytkennän epäonnistumisen, mistä voi seurata vian muuttuminen pysyväksi ja todennäköisesti epätahdissa tapahtuva kytkeminen, kuten kappaleessa 3.1.3. todettiin. Ilmiö

on aurinkovoimaloiden kohdalla varsin epätodennäköinen, mutta otollisissa olosuhteissa ja aurinkovoimaloiden omien suojausten toimimattomuuden seurauksena se voi tapahtua (Mäki 2011). Ilmiö syntyy sitä todennäköisemmin mitä lähempänä jakelumuuntajaa vika tapahtuu KJ-verkon puolella, mitä lähempänä jakelumuuntajaa aurinkovoimala on ja mitä suurempaa vikavirtaa invertteri pystyy syöttämään, kuten kappaleessa 3.1.3. todettiin. Verkkoyhtiön kustannustehokkain keino ongelman ehkäisemiseksi on varmistaa, että kaikkien aurinkovoimaloiden suojausasetukset (häiriö- sekä LoM-suojaus) ovat standardien mukaisesti parametrisoitu, koska siten ilmiön syntymisen todennäköisyyttä saadaan pienennettyä huomattavasti. Tämä perustuu siihen, että pikajälleenkytkennän epäonnistumista rajoittaa vian seurauksena tapahtuvat muutokset verkon jännitteessä ja taajuudessa, jolloin oikein toimiva aurinkovoimalan häiriösuojaus irrottaa tuotantolaitteiston verkosta eikä vianaikaista syöttöä siten voi tapahtua (Mäki 2011). Tämän menetelmän toimivuutta on havainnollistettu kuvassa 4.11.



Kuva 4.11. Pikajälleenkytkennän onnistuminen aurinkovoimaloiden omien suojausten vaatimusten mukaisen toiminnan seurauksena (Mäki 2011).

Kuten kuvasta 4.11. nähdään, niin oikein toimiessaan aurinkovoimaloiden suojaus irrottaa tuotantolaitteiston PJ-verkosta, jolloin pikajälleenkytkennän aikana verkko käy jännitteettömänä. Jos ongelmia edelleen pikajälleenkytkennän epäonnistumisen kanssa kuitenkin esiintyy, niin verkkoyhtiö voi myös pidentää pikajälleenkytkentää 0,2 sekunnilla verkon osissa, joissa on aurinkovoimaloita liitettynä ja pikajälleenkytkentää käytetään (Energiateollisuus a 2016 & Sener 2001). Tällä menetelmällä aurinkovoimaloiden suojauslaitteistoille annetaan lisää ”pelivaraa” tuotantolaitteistojen irtautumiseen, jolloin verkon jännitteetön aika pitenee ja siten myös valokaaren poistumisen todennäköisyys paranee.

Aurinkovoimalan turha irtoaminen suojauksen toimesta

Aurinkovoimaloiden turhalla irtoamisella tarkoitetaan sen irtoamista PJ-verkosta, jonkun ohimenevän ilmiön vaikutuksesta, joka ylittää invertterin suojausasettelujen raja-arvot hetkellisesti, kuten kappaleessa 3.1.3 todettiin. Tämän ongelman ratkaisuun verkkoyhtiöllä on hyvin rajalliset keinot käytettävissään. Inverttereiden suojausasettelut on määrätty standardissa SFS-EN 50438 ja ne ovat esitetty työn kappaleessa 2.1 taulukossa 2.2. Verkkoyhtiöllä on lupa tapauskohtaisesti tehdä näihin muutoksia, mistä voisi olla joissain yksittäisissä ongelmatapauksissa hyötyä (Energiateollisuus a 2016). Kuitenkin jokaiselle kohteelle erikseen parametrien määrittäminen verkkoyhtiön toimesta käy hyvin nopeasti liian työlääksi. LoM-suojauksen osalta verkkoyhtiöllä ei ole keinoa vaikuttaa suojauksen toimintaan vaan se toimii invertterin valmistajan määrittelemällä tekniikalla, jonka tulee kuitenkin perustua hyväksyttyyn standardissa SFS-EN 50438 esitettyyn tai muulla tavalla sopivaksi osoitettuun tekniikkaan (Energiateollisuus a 2016). Onneksi aurinkovoimaloiden turhasta irtoamisesta ei aiheudu sähköturvallista vaaraa, vaan suurien aurinkovoimala määrien yhtä aikaa irtautuessa sillä on järjestelmän korkeintaan epätasapainoa lisäävä vaikutus, kuten kappaleessa 3.1.3 todettiin.

4.1.4 Sähkön laatu

Aurinkovoimaloilla voi olla sähkön laatuun monenlaisia vaikutuksia, kuten kappaleesta 3.1.4 huomattiin. Nopeista jännitteenmuutoksista aiheutuvaan välkynnän häiritsevyyteen ja riskiin verkkoyhtiö voi vaikuttaa suunnittelemalla ja vahvistamalla ongelmallista PJ-verkon osaa perinteisillä verkon vahvistustoimenpiteillä, jotta aurinkovoimalan liittymiskohdan oikosulkuteho on riittävän suuri eli yksi-vaiheinen vikavirta I_k on vähintään 250 A. Näin aurinkovoimalan itsensä vaikutusta jännitteenmuutokseen ja sitä kautta välkyntään saadaan pienennettyä. (Energiateollisuus a 2016) Verkkoyhtiö voi tarkastella välkyntäriskiä samalla yhtälöllä 3.6., kuin jännitteennousua aurinkovoimalan vaikutuksesta. Säröytymiseen ja yliaaltoihin verkkoyhtiöt eivät pysty juurikaan vaikuttamaan vaan ne määräytyvät pääasiassa invertterien suunnittelusta ja käytetyistä osista sekä suodatin rakenteista (Karppanen 2012). Verkkoyhtiön tulee tästä syystä hyväksyä vain standardien (muun muassa SFS-EN 50438) ja energiateollisuuden EMC-suositusten mukaiset aurinkovoimalat liitettäväksi PJ-verkkoonsa (Energiateollisuus a 2016). Tällöin verkkoon päin siirtyvät yliaallot ja särö pysyvät mahdollisimman pienininä ja sallituissa rajoissa kaikissa olosuhteissa. PJ-verkon epätasaisen kuormituksen ratkaisemiseen verkkoyhtiö voi hyödyntää yksi-vaiheisten

aurinkovoimaloiden sijoittamista tasaisesti eri vaiheiden välille ja samalla huomioiden vaiheiden muun kuormituksen. Taajuuden nousun hallinnassa verkkoyhtiö voi hyödyntää inverttereiden pätötehon vähennys statiikkaa, joka esiteltiin kappaleissa 2.1 ja 3.1.4. Verkkoyhtiö voi myös muuttaa näitä asetteluarvoja halutessaan suuruuden (2 - 12 %) ja toiminta-ajan suhteen (maksimissaan 2 s) (SFS-EN 50438 2015).

5 KÄYTÄNNÖN KOKEMUKSIA AURINKOVOIMALOIDEN PJ-VERKOLLE AIHEUTTAMISTA HAASTEISTA JA RATKAISUISTA

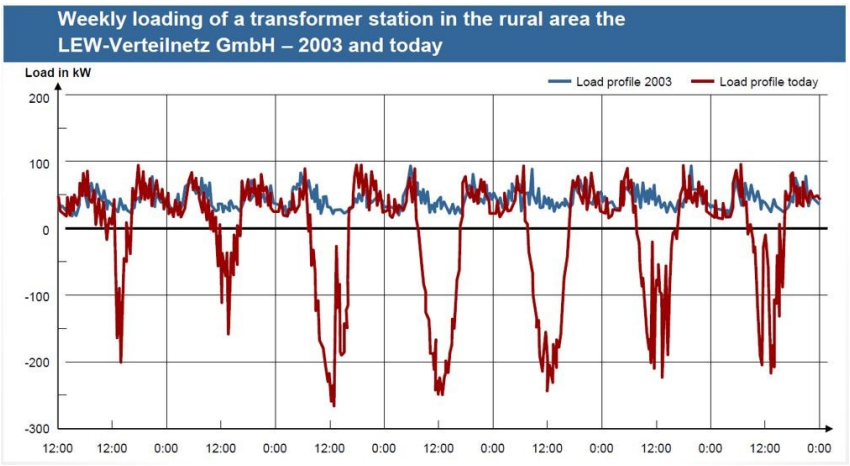
Tässä kappaleessa käsitellään saksalaisten verkkoyhtiöiden käytännön kokemuksia työn kappaleissa 3 ja 4 esitetyistä aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamista haasteista sekä niihin kehitetyistä ratkaisuista. Kappaleessa keskitytään erityisesti verkkoyhtiöiden kokemiin yleisimpiin ja merkittävimpiin aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamiin haasteisiin. Lisäksi kappaleessa keskitytään tarkastelemaan näihin ongelmiin käytettyjä yleisimpiä ratkaisuvaihtoehtoja sekä käyttökokemuksia niiden toimimisesta. Kappaleessa käsitellään lisäksi myös hieman saksalaisten verkkoyhtiöiden näkemyksiä lähitulevaisuuden tilanteesta ja kehityksen alla olevista ratkaisuista. Huomionarvoista on, että kappaleessa 4.1 esitettyyn PJ-verkon reaaliaikaiseen valvontaan ja mittaustiedon keräämiseen ei saksalaisilla verkkoyhtiöillä ole vielä aikataulutettuja toteutussuunnitelmia (Bayer et. al. 2017). Tällä hetkellä verkkoyhtiöillä ei ole juurikaan asennettuna lisämittauksia PJ-verkkoon, vaan tarkempia mittauksia suoritetaan väliaikaisesti paikan päällä, jos on epäilyksiä aurinkovoimalan aiheuttamista ongelmista tietyllä PJ-verkon alueella. Nämä mittauksiin johtavat epäilykset tulevat yleensä verkkoyhtiön tietoon loppukäyttäjien ilmoittamien havaintojen kautta. Saksalaisilla verkkoyhtiöillä ei ole myöskään tällä hetkellä konkreettisia suunnitelmia lisätä PJ-verkon monitorointia tai ohjattavuuksia merkittävissä määrin lähitulevaisuudessa, koska nykyisillä kattavilla KJ-verkon vastaavilla pärjätään myös huomattavien aurinkovoimaloiden määrien kanssa. (Bayer et. al. 2017)

5.1 Yleisimmät kohdatut haasteet ja käytetyt ratkaisut niihin

Saksalaisten verkkoyhtiöiden kokemat haasteet liittyivät suurimmaksi osaksi samoihin ongelmiin kuin, mitä työn kappaleessa 3 on esitetty. Merkittävimmät aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamat haasteet liittyivät jännitteennousuun sekä verkon ja sen komponenttien ylikuormittumiseen. Haasteet jännitteennousun kanssa olivat yleisempiä pohjoissaksalaisilla verkkoyhtiöillä, kun taas ylikuormittumisongelmat olivat yleisempiä

eteläsaksalaisilla verkkoyhtiöillä. Tämä eroavaisuus johtuu PJ-verkkojen topologia eroista. Pohjois-Saksassa PJ-verkko on useammin säteittäistä haja-asutusalueverkkoa, kun taas Etelä-Saksassa PJ-verkko on useammin silmukoitua kaupunki- ja taajamaverkkoa. (Bayer et. al. 2017) Haja-asutusalueen pitkissä säteittäisissä PJ-verkoissa haasteet jännitteen kanssa ovat tyypillisempiä kuin pituuksiltaan lyhyemmissä silmukoiduissa kaupunki- ja taajamaverkoissa. Tämä pätee myös aurinkovoimaloiden yhteydessä. Suuremmat haasteet ylikuormittumisen kanssa Etelä-Saksassa selittyy myös verkon topologia eroilla ja asennettujen aurinkovoimaloiden nimellistehoeroilla. (Bayer et. al. 2017) Silmukoidussa kaupunki- ja taajamaverkossa liittymäpisteet ovat sijoittuneet tiheämmin pienemmälle alueelle, kuin haja-asutusalueen PJ-verkossa. Kun tähän vielä yhdistetään suuremmat asennettujen aurinkovoimaloiden nimellistehot, niin aurinkovoimaloiden huipputuotanto tilanteessa PJ-verkkoon päin syöttämä teho on suurempaa ja jakautunut pienemmälle verkon alueelle, mistä voi seurata helpommin verkon tai sen komponenttien ylikuormittumista. Ongelmat PJ-verkon suojauksien toiminnan kanssa, johtuen kasvaneista vikavirroista ja lisääntyneistä vikavirtalähteistä, ei ole aiheuttanut merkittäviä ongelmia saksalaisten verkkoyhtiöiden keskuudessa. Esimerkiksi Bayerin tutkimusryhmän tutkimuksessa ei suojauksen haasteita mainittu, vaikka siinä tutkittiin kattavasti saksalaisten verkkoyhtiöiden kokemia aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamia haasteita. Myös se tieto, että kun PJ-verkon suojaus on mitoitettu standardin SFS 8000-8-801:2017 mukaisesti, niin jakelumuuntopiriin voidaan liittää suojauksen näkökulmasta aurinkovoimaloita vähintään syöttävän jakelumuuntajan nimellistehon verran, tukee tätä päätelmää (Kaipia 2012). Verkonvahvistus töiden yhteydessä (esimerkiksi jakelumuuntajan vaihtaminen nimellisteholtaan suurempaan) saksalaiset verkkoyhtiöt ovat joutuneet tarkastamaan ja tarvittaessa päivittämään PJ-verkon suojauksen verkon ominaisuuksia vastaavaksi, jolloin myös mahdolliset aurinkovoimaloiden aiheuttamat suojaushaasteet on tullut samalla ratkaistua. Lisäksi aiheesta tällä hetkellä löytyvä tutkimuskirjallisuus on teoreettiseen tarkasteluun keskittyvää eikä niissä suojauksen haasteiden oleteta olevan suuri ongelma aurinkovoimaloiden lisääntymisen yhteydessä vaan vain rajatussa määrässä kohteita verkkoyhtiöiden PJ-verkkojen alueilla. Kuvassa 5.1. on havainnollistettu aurinkovoimaloiden tuotannon aiheuttamaa tehon virtausta PJ-verkkoon päin saksalaisen verkkoyhtiön jakelumuuntajan kuormitusprofiilin muuttumisen avulla. Kuvassa 5.1. sininen käyrä kuvaa jakelumuuntajan vuoden 2003 kuormitusprofiilia ja tumman punainen käyrä

kuvaa tilannetta aurinkovoimaloiden voimakkaan lisääntymisen jälkeen samassa jakelumuuntajassa.



Kuva 5.1. Tehon virtaaminen PJ-verkkoon päin aurinkovoimaloiden vaikutuksesta saksalaisella verkkoyhtiöllä (Partanen a 2016).

Kuten kuvasta 5.1. nähdään, niin jakelumuuntajien kuormitusprofiilit ovat muuttuneet saksalaisilla verkkoyhtiöillä huomattavasti perinteisestä aurinkovoimaloiden vaikutuksesta ja tehon virtaus PJ-verkkoon päin voi hyvinkin olla jo suurempaa kuin jakelumuuntajan normaalikuormitus (alle 100 kW kuormitus verrattuna yli 250 kW jakelumuuntajalle päin tulevaan kuormitukseen). Kuvan 5.1. mukainen tilanne voi aiheuttaa verkkoyhtiölle haasteita sekä johtolähdön jännitteennousun että jakelumuuntajan ja PJ-verkon ylikuormittumisena.

5.1.1 Jännitteennousu

Pelkästään aurinkovoimaloiden aiheuttaman PJ-verkon jännitteennousun kanssa merkittävimpiä haasteita oli kokenut neljä kymmenestä suuresta saksalaisesta verkkoyhtiöstä, kuten kappaleen 3.1.1 lopussa todettiin. Yhdellä näistä neljästä verkkoyhtiöstä esiintyi myös suhteessa saman verran PJ-verkon ja sen komponenttien ylikuormittumista. Jännitteennousun haasteiden ratkaisemiseen verkkoyhtiöt käyttivät pääasiallisesti ensimmäisenä ratkaisutoimenpiteenä verkon laaja-alaista ohjausta. Seuraavina toimenpiteinä tulivat jakelumuuntajien käämikytkimien säätäminen sekä hajautettu loistehon hallinta inverttereiden avulla. Myös rinnakkaisten johdinten asentaminen oli verkkoyhtiöiden käytettyjen ratkaisujen joukossa. Näistä ratkaisuista käytännön toimivuus oli korkealla tasolla muissa paitsi jakelumuuntajien käämikytkinten säätämisessä, jossa se oli keskitasolla. Verkkoyhtiöt kokivat, että näiden ratkaisujen

toimivuus oli hyvällä tasolla ja niitä pystyttiin hyödyntämään suurimmissa osissa tapauksista aurinkovoimaloiden aiheuttamien jännitteennousun ongelmien ratkaisemiseen. Yksi verkkoyhtiöistä oli esimerkiksi saanut laskettua aurinkovoimalan liittämiskohdan läheisyydessä PJ-verkon jännitteentasoa käytännössä 1 - 2 % hyödyntämällä inverttereiden hajautettua loistehon hallintaa standardien mukaisilla parametreillä. (Bayer et. al. 2017) Muista työn kappaleessa 4.1.1 ja taulukossa 4.1. esitetyistä ratkaisuvaihtoehdoista verkkoyhtiöt olivat joissain tapauksissa käyttäneet älykkäitä komponentteja (jännitteensäätöön kykenevä jakelumuuntaja ja johtolähdölle asennettava jännitteensäädin), verkon optimointimetodeista verkon topologian muuttamista ja perinteisistä verkon vahvistustoimenpiteistä verkon osiin jakamista. Osa saksalaisista verkkoyhtiöistä arvioi, että pitkällä aikavälillä perinteiset verkon vahvistustoimenpiteet ovat teknis-taloudellisesti parhaita ratkaisuja käytettäväksi aurinkovoimaloiden aiheuttamien jännitehaasteiden ratkaisemiseen. Tämä johtuu siitä, että kyseisten verkkoyhtiöiden mukaan myös PJ-verkon ylikuormittumisongelmat tulevat joka tapauksessa vastaan ennemmin tai myöhemmin jatkuvan aurinkovoimaloiden yleistymisen seurauksena. Tästä syystä verkon vahvistaminen jo pelkästään jännitteennousun haasteiden kohdalla olisi kustannustehokkainta. (Bayer et. al. 2017)

5.1.2 Ylikuormitus

Aurinkovoimaloiden aiheuttaman PJ-verkon ja sen komponenttien ylikuormituksen haasteita olivat merkittävässä määrin kokeneet kuusi verkkoyhtiötä kymmenestä, kuten kappaleen 3.1.2 lopussa todettiin. Ylikuormitusongelman ratkaisemiseen verkkoyhtiöt käyttivät pääasiallisesti ensimmäisenä jakelumuuntajan vaihtamista suurempitehoiseen. Seuraavina toimenpiteinä tulivat verkon jakaminen osiin ja sopivissa kohteissa myös verkon topologian muuttaminen. Verkkoyhtiöt kokivat, että näistä ratkaisuista erityisesti jakelumuuntajan vaihtamisella ja verkon osiin jakamisella käytännön toimivuus oli korkealla tasolla ja niitä pystyttiin käyttämään suurimmissa osissa tapauksista aurinkovoimaloiden aiheuttaman ylikuormituksen haasteiden ratkaisemiseen. Verkon topologian muuttamisen käytännöllisyys oli verkkoyhtiöiden mielestä suhteellisen heikko, koska sen käyttökohteiden määrä säteittäisessä PJ-verkossa on hyvin rajallinen. Kuitenkin se oli kannattavaa hyödyntää soveltuvissa tilanteissa ensimmäisenä toimenpiteenä (Bayer et. al. 2017) Muita kappaleessa 4.1.2 ja taulukossa 4.2. esitettyjä ratkaisuvaihtoehtoja verkkoyhtiöt eivät olleet juurikaan hyödyntäneet.

5.1.3 Vikavirtojen kasvaminen ja suojaus

Saksalaisten verkkoyhtiöiden kokemista aurinkovoimaloiden aiheuttamista haasteista vikavirtojen kasvaminen ja niistä aiheutuvat mahdolliset PJ-verkon suojauksen ongelmat eivät ole nousseet suureksi ongelmaksi, kuten kappaleessa 5.1 todettiin. Suurin syy tähän on se, että kun PJ-verkkoa on vahvistettu aurinkovoimaloiden jännite- ja ylikuormitushaasteiden ratkaisemiseksi, niin samalla myös PJ-verkon suojaus on päivitetty ja se on ehkäissyt aurinkovoimaloiden aiheuttamien suojaushaasteiden syntymistä. Lähitulevaisuudessa voi myös nykyisten tutkimusten ja kehitystöiden pohjalta tulla markkinoille teknis-taloudellisesti kannattavia älykkäitä suojalaitteita myös PJ-verkkoon, jotka osaavat havainnoida esimerkiksi vikavirran suuntaa oikosulkutilanteissa (Glinka et. al. 2017).

5.1.4 Sähkön laatu

Saksalaisten verkkoyhtiöiden kokemista aurinkovoimaloiden aiheuttamista haasteista sähkön laadulliset ongelmat eivät ole nousseet merkittäviksi haasteiksi. Samanlaisia kokemuksia on myös Järvi-Suomen Energialla itsellään, sillä heillä ei ole ilmennyt sähkönlaadullisia ongelmia verkkoon liitettyjen aurinkovoimaloiden vaikutuksesta. Sähkönlaadulliset haasteet saadaankin usein hyvin hallintaan tekemällä huolellinen liittymistarkastelu uuden aurinkovoimalan yhteydessä, suunnittelemalla PJ-verkko standardien mukaisesti ja vaatimalla asiakkaiden laitteistojen täyttävän voimassa olevat EMC-standardit (Kaipia 2012). Näitä asioita noudattamalla pystytään helposti varmistamaan johtuvien ja sähkömagneettisten häiriöiden pysyminen kohtuullisissa rajoissa.

6 STRATEGIAN KEHITYS JÄRVI-SUOMEN ENERGIALLE AURINKOVOIMALOIDEN YLEISTYMISTÄ VARTEN

Tässä kappaleessa kehitetään Järvi-Suomen Energialle strategia aurinkovoimaloiden yleistymistä varten. Strategian perustana hyödynnetään työn aiemmissa kappaleissa tehtyä kirjallisuustutkimusta sekä JSE:n PJ-verkolle aurinkovoimaloiden haasteiden näkökulmasta toteutettua kvantitatiivista nykytila-analyysia. PJ-verkon nykytila-analyysi toteutettiin koko PJ-verkolle tehdyllä kvantitatiivisella analyysillä sekä valitun kohdealueen tarkemmalla analyysillä. Koko JSE:n PJ-verkolle toteutetulla kvantitatiivisella analyysillä tunnistettiin aurinkovoimaloiden kannalta haasteellisia verkonalueita sekä selvitettiin samalla niiden haavoittuvaisuuden vakavuutta, määriä ja sijainteja. Kohdealuetarkastelulla

havainnollistetaan ja tutkitaan esimerkinomaisesti aurinkovoimaloiden merkittävimpiä haasteellisia verkostovaikutuksia todellisella PJ-verkon muuntopiirillä. Kohdealueeksi valittiin aurinkovoimaloiden haasteille altis PJ-verkon osa, joka kuitenkin kuvaa samalla hyvin myös tyypillistä JSE:n haja-astusalueen PJ-verkkoa. Kohdealueella on samassa muuntopiirissä useita vapaa-ajan asunto liittymäasiakkaita, jotka ovat potentiaalisia aurinkovoimaloiden hankkijoita. Tehdyn PJ-verkon kvantitatiivisen nykytila-analyysin avulla saatiin hyvä ja kattava käsitys JSE:n PJ-verkon tämän hetkisestä tilanteesta aurinkovoimaloiden yleistymisen seurauksena esiintyvien haasteiden näkökulmasta. Näin saatuun informaatioon pohjautuen strategiaa oli hyödyllistä kehittää ja tätä strategian ydintä kehitettiin edelleen työn kirjallisuustutkimuksen pohjalta erityisesti haasteiden teknis-taloudellisesti parhaiden ratkaisujen valinnan ja verkkoyhtiöiden käytännön kokemusten avulla. Lisäksi ratkaisujen valinnan yhteydessä käsiteltiin myös pitkän aikavälin strategisen suunnittelua aurinkovoimaloiden näkökulmasta sekä sillä saatuja hyötyjä aurinkovoimaloiden aiheuttamien haasteiden ratkaisemisessa.

Uuden aurinkovoimalan liittymistä PJ-verkkoon suunniteltaessa verkkoyhtiöitä kiinnostavat useat liitettävään laitteistoon ja liittämiskohteen verkkoon liittyvät asiat. Näillä asioilla onkin vaikutusta aurinkovoimalan liitettävyyteen ja sen mahdollisesti aiheuttamiin haasteisiin sekä niiden vakavuuteen, joten niiden huolellinen tutkiminen ennakkoon liittämistarkastelussa on tärkeää. Huolellisella liittämistarkastelulla pystytään tunnistamaan ja myös ehkäisemään aurinkovoimaloiden aiheuttamia haasteita jo etukäteen, joten se on verkkoyhtiölle hyvin kustannustehokas työvaihe. Tämä johtuu siitä, että sen avulla pystytään säästämään myöhemmässä vaiheessa tarvittavia aurinkovoimaloiden aiheuttamia verkkoinvestointeja. Lisäksi huolellisella liittämistarkastelulla pystytään samalla pienentämään riskiä vääriin sekä turhiin verkkoinvestointeihin. Seuraavassa on listattu asioita, jotka verkkoyhtiön tulee tutkia ja huomioida uuden aurinkovoimalan liittämistarkastelun yhteydessä (Karppanen 2012).

1. Muuntajan nimellisteho
2. Liitettävän tuotantoyksikön koko ja liityntätapa
    a. aurinkovoimaloilla invertterin ominaisuudet
3. Muuntopiirin rakenne, asiakkaat ja pienimmät yksi-vaiheiset oikosulkuvirrat
    a. mahdolliset muut tuotantoyksiköt, niiden vaikutukset

   b. mitä tyyppikäyttäjiä lähdöllä on, tuleva aurinkovoiman kehitys
   c. maadoitukset, kosketusjännitesuojauksen toteutuminen
   d. suojauksen toiminta, varokkeiden sulamisajat
4. Jännitejäykkyys
   a. jännite loppupäässä, jännitteennousu riskin selvittäminen
   b. sähkön laatu (nopeat jännitemuutokset ja välkyntä)
5. Verkon tarkasteluhetken käyttöikä
   a. vahvistamistarve ja siitä seuraava nykykäyttöarvon menetys
   b. komponenttien kestoisuus (terminen ja oikosulku)

Tämä listaus toimii verkkoyhtiölle hyvänä muistilistana, josta voidaan kohta kohdalta käydä läpi tarvittavat asiat uuden aurinkovoimalan liittämistarkastelun yhteydessä.

6.1 JSE:n PJ-verkon nykytilanne aurinkovoimaloiden kannalta

Järvi-Suomen Energian PJ-verkon nykytilan analysointi aurinkovoimaloiden kannalta suoritettiin kvantitatiivisella tutkimuksella, kuten kappaleessa 6 todettiin. Tutkimuksessa analysoitiin JSE:n PJ-verkon verkkotietodataa tilastollisesti ja sen avulla haluttiin tunnistaa aurinkovoimaloiden kannalta haasteelliset PJ-verkon alueet sekä saada käsitystä niiden yleisyydestä lukumäärällisesti. Työn kirjallisuustutkimuksen perusteella suomalaisissa PJ-verkoissa merkittävimmäksi haasteeksi aurinkovoimaloiden suhteen muodostuu matala yksi-vaiheinen vikavirtataso I_k ja siitä seuraavat haasteet jännitteelle (jäykkyys ja nouseminen) ja mahdollisesti myös suojauksen toiminnalle (sokaistuminen ja virhelaukaisu). Tähän perustuen aurinkovoiman kannalta haasteellisimmat PJ-verkon alueet sekä niiden lukumäärät pystytään tunnistamaan kvantitatiivisesti tutkimalla koko PJ-verkon yksi-vaiheisen vikavirran I_k tasoa. Tätä varten JSE:n PJ-verkko luokiteltiin tilastollisesti kokonaisuudessaan yksi-vaiheisen vikavirran I_k mukaan. Taulukossa 6.1. on esitetty JSE:n PJ-verkon yksi-vaiheisen vikavirran I_k pienin ja suurin arvo sekä mediaani, joiden avulla saadaan heti hyvin yleiskuvaa JSE:n PJ-verkon vahvuudesta.

Taulukko 6.1. JSE:n PJ-verkon yksi-vaiheisen vikavirran I_k pienin ja suurin arvo sekä mediaani.

Koko PJ-verkko	
	I_k (A)
Minimi	75,8
Maksimi	yli 10 000
Keskiarvo	397,8

Kuten taulukosta 6.1. nähdään, niin JSE:n PJ-verkon yksi-vaiheisen vikavirran I_k ääripäiden välillä on suuri ero. Vikavirran suurin arvo sekä mediaani ovat aurinkovoimaloiden kannalta hyvällä tasolla. PJ-verkon pienimmän vikavirran arvo puolestaan on jo todella haasteellinen aurinkovoimaloiden liittämisen kannalta. Tähän PJ-verkon osaan voitaisiin teoriassa liittää ilman verkonvahvistustoimenpiteitä yhtälön 3.5. mukaisesti laskettuna vain yksi 2,1 kVA:n aurinkovoimala ilman, että jännitteelle asetetut raja-arvot (4 % suositus tai U_N+10 %) ylittyisivät (Energiateollisuus a 2016, SFS-EN 50160 2010). Mahdollisesti verkon osassa tulisi myös haasteita suojauksen luotettavan toiminnan kanssa hyvin alhaisen yksi-vaiheisen vikavirran tason takia. Taulukossa 6.2. on puolestaan esitetty JSE:n PJ-verkon liittymät yksi-vaiheisen vikavirran I_k mukaan lajiteltuna, josta saadaan vielä tarkempi ja kattavampi käsitys PJ-verkon haasteellisuudesta aurinkovoimaloiden liittämisen kannalta. Lajitteluun on suurimmaksi huomioitavaksi vikavirran arvoksi valittu 350 A, joka on 100 ampeeria suurempi kuin standardin SFS 8000-8-801:2017 suosittelema suunnitteluarvo (250 A). Tätä suurempia yksi-vaiheisia vikavirran arvoja ei ole tarkoituksenmukaista tutkia, koska niiden kohdalla aurinkovoimaloiden aiheuttamien haasteiden esiintyvyyden todennäköisyys on pieni.

Taulukko 6.2. JSE:n PJ-verkon liittymät yksi-vaiheisen vikavirran I_k mukaan lajiteltuna.

Koko PJ-verkko	
I_k (A)	kpl
< 120	58
< 150	1 124
< 180	4 063
< 200	3 897
< 220	4 075
< 250	5 853
< 280	5 261
< 300	3 193
< 320	2 841
< 350	3 727

Kuten taulukosta 6.2. nähdään, niin JSE:n PJ-verkossa on paljon liittymiä, joissa yksi-vaiheinen vikavirta I_k jää alle standardissa SFS 8000-8-801:2017 suositellun suunnitteluarvon 250 A. Samassa standardissa mainitun verkkoyhtiön harkinnan varaisen suunnitteluarvon 180 A alle jää myös merkittävä määrä liittymiä. Taulukossa 6.3. on esitetty näiden suunnitteluarvojen alle jäävien liittymien lukumäärät.

Taulukko 6.3. JSE:n PJ-verkon standardin SFS 8000-8-801:2017 mukaisten I_k suunnitteluarvojen alle jäävien liittymien määrät.

Koko PJ-verkko	
Yhteensä	kpl
I_k < 250 A	19 070
I_k < 180 A	5 245

Kuten taulukosta 6.3. nähdään, niin yksi-vaiheiselta vikavirraltaan I_k alle 250 A liittymiä on JSE:n PJ-verkossa yli 19 000 kappaletta (alle 180 A mukaan luettuna) ja pelkästään alle 180 A liittymiäkin vielä yli 5 000 kappaletta. Nämä ovat varsin suuria lukumääriä, mikä indikoi samassa suhteessa myös varsin suuria lukumääriä kohteista, joissa mahdollisia haasteita PJ-verkolle aurinkovoimaloiden lisääntymisen yhteydessä voi esiintyä. Tämä perustuu siihen, että kun PJ-verkon suojaus on mitoitettu SFS 6000-8-801:2017 mukaisesti (I_k yli 250 A), niin silloin pystytään lähtökohtaisesti suojauksen toiminnan puolesta liittämään aurinkovoimaloita jakelumuuntopiiriin vähintään jakelumuuntajan nimellistehon verran (Kaipia 2012). Toisin sanoen siis, jos PJ-verkon suojaus ei ole mitoitettu tämän standardin mukaisesti, niin silloin aurinkovoimaloiden liittämisen yhteydessä haasteita suojauksen toiminnan kanssa esiintyy todennäköisesti jo jakelumuuntajan nimellistehoa pienemmillä määrillä. Matala yksi-vaiheinen vikavirta I_k vaikuttaa yhtälöiden 3.5. ja 3.6. mukaisesti myös aurinkovoimaloiden aiheuttamaan jännitteenmuutokseen ja jännitteennousuun (Lakervi & Partanen 2008). Heikoissa matalan yksi-vaiheisen vikavirran I_k PJ-verkoissa aurinkovoimala pääsee itsessään vaikuttamaan enemmän jännitteeseen, mistä seurauksena on jännitteeseen liittyvien haasteiden todennäköisempi esiintyminen ja niiden olevan myös vaikutukseltaan voimakkaampia. Tiivistetysti voidaankin sanoa, että mitä pienempi PJ-verkon yksi-vaiheinen vikavirta I_k on niin, sitä pienemmällä määrällä aurinkovoimaloita haasteita ennen kaikkea jännitteen mutta myös mahdollisesti suojauksena kanssa alkaa esiintyä ja ne ovat myös samalla vaikutukseltaan voimakkaampia.

PJ-verkon vahvuuden tutkimisessa on hyvä tarkastella myös PJ-verkon kuormituksia. Tämä johtuu siitä, että pienet PJ-verkon kuormitukset indikoivat erityisesti suurien tai usean samassa jakelumuuntopiirissä olevien aurinkovoimaloiden tapauksissa mahdollisista verkostohaasteista. Tällaisissa tapauksissa aurinkovoimaloiden yhteenlasketut nimellistehot voivat ylittää PJ-verkon johtolähdön mitoittavan kuormituksen huipputehon, mistä on seurauksena ongelmia jännitteennousun ja mahdollisesti myös PJ-verkon ja sen komponenttien ylikuormittumisen kanssa. Taulukossa 6.4. on esitetty JSE:n PJ-verkon pienin ja suurin kuormitus sekä kuormituksen mediaani.

Taulukko 6.4. JSE:n PJ-verkon pienin ja suurin kuormitus sekä kuormituksen mediaani.

Koko PJ-verkko	
	Kuormitus (kW)
Minimi	alle 0,001
Maksimi	1 770
Keskiarvo	4,1

Kuten taulukosta 6.4. nähdään, niin JSE:n PJ-verkon kuormitukset ovat kokonaisuudessaan varsin maltillisia. Pienimmät kuormitukset ovat vain muutamia watteja ja PJ-verkossa oli tarkastelu hetkellä useita täysin kuormituksettomia liittymiä. JSE:n PJ-verkon suurin kuormitus on varsin suuri kokoinen PJ-verkkoon (1,77 MW), mikä omalta osaltaan osoittaa JSE:n PJ-verkon monimuotoisuuden verkon vahvuudessa. Mediaaniltaan verkon kuormitus on suhteellisen alhainen ja tyypillistä tasoa haja-asutus alueen PJ-verkolle, mikä JSE:n PJ-verkon maantieteellisen sijainnin, tyyppiasiakkaiden jakautumisen ja verkon topologian huomioiden on luonnollista (Lakervi & Partanen 2008). Taulukossa 6.5. on esitetty JSE:n PJ-verkon asiakkaiden jakautuminen asiakastyypeittäin. Laskennassa on huomioitu PJ-verkon liittymät vain kertaalleen. Esimerkiksi kuuden asunnon rivitalosta, joilla on yksi liittymä PJ-verkkoon, on laskettu vain yhden kerran, vaikka käyttöpaikkoja liittymän takana on kuusi kappaletta.

Taulukko 6.5. JSE:n PJ-verkon liittymien jakautuminen asiakastyypeittäin.

PJ-verkon liittymien jakautuminen asiakastyypeittäin		
Maatiloja	8 941	kpl
Omakotitaloasuntoja	24 255	kpl
Rivitaloasuntoja	2 506	kpl
Kerrostaloasuntoja	1 298	kpl
Liike-elämä	2 419	kpl
Hallinto	644	kpl
Teollisuus	504	kpl
Vapaa-ajan asunnot	38 156	kpl
Muut	2 531	kpl
Kaikki yhteensä	81 254	kpl

Kuten taulukosta 6.5. nähdään, niin haja-asutus alueen PJ-verkolle tyypillisesti lukumäärällisesti suurimpia asiakastyyppejä ovat vapaa-ajan asunnot, omakotitaloasunnot sekä maatilat, jotka yhdessä muodostavat yhdessä yli 80 % kaikista JSE:n PJ-verkon liittymien tyyppiasiakkaista. Järvi-Suomen Energian PJ-verkkoon oli tarkasteluhetkellä liitetty aurinkovoimaloita 554 kappaletta. Taulukossa 6.6. on esitetty näiden aurinkovoimaloiden jakautuminen tyyppiasiakkaiden kesken.

Taulukko 6.6. Liitettyjen aurinkovoimaloiden jakautuminen tyyppiasiakkaiden kesken JSE:n PJ-verkossa.

Aurinkovoimaloiden jakautuminen tyyppiasiakkaiden kesken		
Maatilat	109	kpl
Omakotitalot	307	kpl
Liike-elämä	13	kpl
Teollisuus	3	kpl
Hallinto	5	kpl
Vapaa-ajan asunnot	116	kpl
Muut	1	kpl
Kaikki yhteensä	554	kpl

Kuten taulukosta 6.6. nähdään niin eniten aurinkovoimaloita ovat hankkineet samat tyyppiasiakkaat kuin liittymien kohdalla eli omakotitaloasunnot, maatilat ja vapaa-ajan asunnot. JSE:n PJ-verkkoon liitetyt aurinkovoimalat ovat hajaantuneet varsin tasaisesti muuntopiiritasolla, eikä suuria keskittymiä ole vielä muodostunut. Tämä ilmenee hyvin seuraavien taulukkojen tiedoista. Taulukossa 6.7. on esitetty JSE:n PJ-verkkoon jo liitettyjen aurinkovoimaloiden suurin määrä yhdessä muuntopiirissä. Taulukossa 6.8. on puolestaan esitetty yhden tai useamman aurinkovoimalan sisältämien muuntopiirien lukumäärät.

Taulukko 6.7. Suurin aurinkovoimaloiden määrä yhdessä muuntopiirissä JSE:n PJ-verkossa.

Aurinkovoimaloiden määriä yhdessä muuntopiirissä		
Maksimi	4	kpl/muuntopiiri

Taulukko 6.8. Yhden tai useamman aurinkovoimalan sisältämien muuntopiirien määrät JSE:n PJ-verkossa.

4. aurinkovoimalan muuntopiirejä	
1	kpl
3. aurinkovoimalan muuntopiirejä	
7	kpl
2. aurinkovoimalan muuntopiirejä	
40	kpl
1. aurinkovoimalan muuntopiirejä	
506	kpl
Kaikki yhteensä	
554	kpl

Kuten taulukoista 6.7. ja 6.8. nähdään, niin enimmillään yhdessä muuntopiirissä on liitettynä neljä aurinkovoimalaa ja tällaisia muuntopiirejä on PJ-verkossa yksi kappale. Kolmen aurinkovoimalan muuntopiirejä PJ-verkossa on 7 kappaletta, kahden aurinkovoimalan muuntopiirejä on puolestaan 40 kappaletta ja yhden liitetyn aurinkovoimalan muuntopiirejä on 506 kappaletta. Ylivoimaisesti eniten on siis yhden aurinkovoimalan muuntopiirejä, joita on noin 83 % kaikista ja toiseksi eniten on kahden aurinkovoimalan muuntopiirejä, joita on noin 13 %. JSE:n PJ-verkkoon jo liitettyjen aurinkovoimaloiden pienin ja suurin nimellisteho sekä nimellistehojen mediaani on esitetty taulukossa 6.9.

Taulukko 6.9. JSE:n PJ-verkkoon liitettyjen aurinkovoimaloiden paneelien pienin ja suurin nimellisteho sekä nimellistehojen mediaani.

Aurinkovoimaloiden paneelien nimellistehot		
Minimi	0,5	kVA
Maksimi	187	kVA
Keskiarvo	3,9	kVA

Taulukosta 6.9. ilmenee hyvin, että JSE:n PJ-verkkoon aurinkovoimaloissakin on suuri ero ääripäiden välillä, kun taas mediaaniltaan aurinkovoimaloiden nimellistehot asettuvat hyvin tyypilliselle suomalaisen loppukäyttäjän aurinkovoimalan tehovälille 3-8 kVA, joka työn kappaleessa 2 mainittiin. Taulukossa 6.10. on puolestaan esitetty JSE:n PJ-verkkoon jo liitettyjen aurinkovoimaloiden invertterien tietoja.

Taulukko 6.10. JSE:n PJ-verkkoon liitettyjen aurinkovoimaloiden invertterien tietoja.

Invertterien tiedot				
	Maksimi	Minimi	Mediaani	
I_k	240	3,9	10	A
I_n	218	2	7,27	A
I_k/I_n	6,88	1	1,38	suhdeluku
nimellisteho	150	1,5	5	kVA

Kuten taulukosta 6.10. nähdään, niin aurinkovoimaloiden invertterien suurimmat ja pienimmät vikavirrat I_k sekä nimellisvirrat I_n ovat hyvin eri suuruisia. Myös suurimmassa ja pienimmässä vikavirran sekä nimellisvirran suhteessa I_k/I_n on huomattavat erot. Invertterien mediaani I_k/I_n-suhde oli 1,38, mikä osuu hyvin välille 1 - 1,5 joka työn kappaleessa 3.1 esitettiin tyypilliseksi invertterien I_k/I_n-suhteen vaihteluväliksi. Inverttereiden nimellistehoista verrattuna aurinkovoimaloiden nimellisiin paneelitehoihin huomataan, että suurimmalla aurinkovoimalalla invertteri on mitoitettu teholtaan alamittaiseksi (187 kVA verrattuna 150 kVA), kun taas suurimmalla osalla pienemmistä aurinkovoimaloista ne ovat hieman ylämitoitettu (3,9 kVA verrattuna 5 kVA). Tämä voi johtua esimerkiksi siitä, että loppukäyttäjien laitteiston toimittajalla on ollut vain muutamia inverttereiden vakiokokoja valikoimassa tai asiakas on halunnut jättää pelivaraa mahdollisesti myöhemmin asennettaville lisäpaneeleille. Taulukossa 6.11. on esitetty JSE:n PJ-verkkoon liitettyjen yksi-vaiheisten aurinkovoimaloiden määrät ja liitetty vaihe.

Taulukko 6.11. JSE:n PJ-verkkoon liitettyjen yksi-vaiheisten aurinkovoimaloiden lukumäärät ja kytketty vaihe.

yksi-vaiheisten aurinkovoimaloiden lukumäärät		
Yhteensä	27	kpl
L1	5	kpl
L2	1	kpl
L3	4	kpl
Ei tietoa	17	kpl

Kuten taulukosta 6.11. nähdään, niin suurin osa JSE:n PJ-verkkoon liitetyistä aurinkovoimaloista on kolmi-vaiheisia, joita on 95 % ja yksi-vaiheiset ovat selkeä vähemmistö 5 % osuudellaan. Yksikään yksi-vaiheisista aurinkovoimaloista ei ole samassa muuntopiirissä toisen yksi-vaiheisen aurinkovoimalan kanssa. Näiden asioiden seurauksena

myöskään PJ-verkon vaiheiden epäsymmetrinen kuormitus aurinkovoimaloiden seurauksena ei ole ongelma JSE:n PJ-verkossa. Mielenkiintoisena huomioina sähkövarastoihin liittyen verkkotiedoista huomataan, että JSE:n PJ-verkkoon liitettyjen aurinkovoimaloiden yhteyteen on liitetty akkuvarasto vain yhdessä kohteessa.

Järvi-Suomen Energian asiantuntijoiden kanssa käydyissä keskusteluissa selvisi, että näiden nykyisten JSE:n PJ-verkkoon jo liitettyjen aurinkovoimaloiden kohdalla on jouduttu tekemään osassa kohteista ennalta ehkäiseviä verkon vahvistustoimenpiteitä. Nämä vahvistustarpeet on tunnistettu uuden aurinkovoimalan liittymistarkastelun yhteydessä.

6.2 Todennäköisimmät aurinkovoimaloiden aiheuttamat haasteet JSE:n PJ-verkossa

Todennäköisimmiksi aurinkovoimaloiden aiheuttamiksi haasteiksi JSE:n PJ-verkossa muodostuvat edellisessä kappaleessa esitetyt heikon yksi-vaiheisen vikavirran I_k aiheuttamat verkostohaasteet. Näitä haasteita ovat suojauksen sokaistuminen, suojauksen virhelaukaisu, jännitteenmuutokset aurinkovoimalan verkosta irtoamisen seurauksena sekä tuotetun tehon verkkoon päin virtauksen aiheuttama jännitteennousu johtolähdöllä, joka on voimakkaimmillaan aurinkovoimaloiden huipputuotannon ja nollakuormituksen seurauksena. Näitä ongelmia havainnollistetaan ja tutkitaan tässä kappaleessa todellisen JSE:n PJ-verkon kohdealueen tarkastelulla. Kohdealueeksi valittiin tyypillistä JSE:n haja-asutusalueen PJ-verkkoa havainnollistava kohde, jossa on jo liitettynä aurinkovoimala vapaa-ajan asunnon yhteyteen. Kohdealueessa havainnollistuu myös hyvin Järvi-Suomen Energian verkkoalueen järvien aiheuttama rikkonaisuus, koska kohdealueella on käytössä vesikaapelia. Muuntopiirissä on yhteensä 27 liittymää, joista yhdessä on siis jo liitettynä aurinkovoimala. Näistä 15 on johtolähdöllä numero yksi ja 12 johtolähdöllä numero kaksi. Muuntopiirin verkkokuva on esitetty työn liitteessä yksi. Muuntamon kaaviokuva on esitetty työn liitteessä kaksi. Muuntopiirin verkostolaskennan tulokset ovat puolestaan esitetty työn liitteessä kolme. Liitteen yksi verkkokuvaan on merkitty nykyinen aurinkovoimalan sijainti. Se sijaitsee muuntamon 6232 johtolähdön numero yksi lopussa. Etäisyyttä liittymästä jakelumuuntajalle on 1 592 metriä ja siitä ensimmäiset 671 metriä ovat AMKA 3x120+95 riippukierrekaapelia. Seuraavat 885 metriä ovat AXMK 4x95 veteen asennettua maakaapelia. Viimeiset 36 metriä ovat puolestaan AXMK 4x25 maakaapelia. Näiden kaapeleiden sähkötekniset tiedot on esitetty liitteessä neljä. Nykyisen PJ-verkkoon liitetyn

aurinkovoimalan nimellisteho on 5 kVA. Kohdealuetarkastelussa tutkitaan kaksi mahdollista skenaariota. Ensimmäisessä skenaariossa nykyisen aurinkovoimalan omistaja haluaa lisätä tuotantokapasiteettiaan, koska hänellä on jo valmiiksi asennettuna toinen invertteri varauksena aurinkopaneelien lisäämiselle. Päivitetyn aurinkovoimalan uudeksi nimellistehoksi tulisi 8 kVA eli lisäystä tulisi 3 kVA nykyiseen. Toisessa skenaariossa liitteessä yksi olevaan verkkokuvaan punaisella ympyrällä merkittyyn liittymään hankitaan myös aurinkovoimala ja se on nimellisteholtaan 8 kVA. Tämän liittymän etäisyys jakelumuuntajasta on 1 021 metriä, joista ensimmäiset 671 metriä ovat samaa AMKA 3x120+95 riippukierrekaapelia. Seuraavat 320 metriä ovat AXMK 4x120 veteen asennettua maakaapelia ja viimeiset 30 metriä samaa AXMK 4x25 maakaapelia. Seuraavissa alakappaleissa tarkastellaan näiden mahdollisten skenaarioiden aurinkovoimaloiden aiheuttamia haasteita valitun kohdealueen PJ-verkossa.

Jännitteenmuutos aurinkovoimalan verkosta irtoamisen yhteydessä kohdealueella

Tässä alakappaleessa tutkitaan aurinkovoimalan verkosta irtoamisen aiheuttamaa jännitteenmuutosta. Tämä jännitteenmuutos pystytään laskemaan työn kappaleessa 3.1.1 esitetyn yhtälön 3.5. avulla. Tarkastellaan ensin skenaariota yksi, jossa nykyisen aurinkovoimalan omistaja haluaa lisätä tuotantokapasiteettiaan 3 kVA verran. Liittymän yksi-vaiheinen vikavirta I_k on 189 A. Aurinkovoimalan uusi nimellisteho S_n on 8 kVA ja virtojen I_s/I_n suhde on yksi, koska invertteri ei ota juurikaan nimellisvirtaansa suurempaa virtaa käynnistyessään. Liittymiskohdan vaihejännite U_v on 206 V.

Liittymiskohdan oikosulkutehoksi S_k saadaan:

$$S_k = 3 * I_k * U_v = 3 * 189\ A * 206\ V = 116{,}8\ kVA$$

Suurimman mahdollisen tarkastelu kohteeseen liitettävän aurinkovoimalan nimellistehoksi, joka ei vielä aiheuta suositeltua yli 4 % jännitteenmuutosta verkosta irrotessaan saadaan yhtälön 3.5. mukaisesti:

$$S_n = \frac{S_k}{25} = \frac{116{,}8\ kVA}{25} = 4{,}67\ kVA$$

Yhtälön 3.5. mukaisesti liittymään voisi siis asentaa PJ-verkon nykyisessä tilanteessa nimellisteholtaan noin 4,67 kVA suuruisen aurinkovoimalan. Kohdealueen liittymään on siis

jo liitetty nimellisteholtaan maksimaalisen kokoinen aurinkovoimala (5 kVA), joka ei aiheuta vielä merkittävästi yli 4 % jännitteenmuutosta verkosta irrotessaan. Tilanteessa, jossa aurinkovoimalan uudeksi nimellistehoksi päivityksen jälkeen tulisi 8 kVA, yhtälön 3.5. vaatima liittymän oikosulkutehon ja aurinkovoimalan nimellistehon suhde $S_k \geq 25 * S_n$ olisi enää vain 14,6 kertainen. Tämä on jo merkittävästi pienempi suhde suositeltuun verrattuna (25 kertainen), joten ilman verkon vahvistustoimenpiteitä 3 kVA:n tehon lisäys nykyiseen 5 kVA:n aurinkovoimalaan aiheuttaisi huomattavasti yli suositellun 4 % jännitteenmuutoksia verkosta irrotessaan.

Skenaariossa kaksi uuden aurinkovoimalan hankkivan loppukäyttäjän liittymän yksivaiheinen vikavirta I_k on 295 A. Hankittavan aurinkovoimalan nimellisteho on sama 8 kVA ja virtojen I_s/I_n suhde on yksi, koska invertteri ei ota juurikaan nimellisvirtaansa suurempaa virtaa käynnistyessään. Liittymiskohdan vaihejännite U_v on 216 V.

Liittymiskohdan oikosulkutehoksi S_k saadaan:

$$S_k = 3 * I_k * U_v = 3 * 295\ A * 216\ V = 191{,}2\ kVA$$

Aurinkovoimalan nimellistehoksi, joka ei vielä aiheuta suositeltua yli 4 % jännitteenmuutosta verkosta irrotessaan saadaan yhtälön 3.5. mukaisesti:

$$S_n = \frac{S_k}{25} = \frac{191{,}2\ kVA}{25} = 7{,}65\ kVA$$

Yhtälön 3.5. mukaisesti liittymään voisi siis asentaa PJ-verkon nykyisessä vahvuustilanteessa nimellisteholtaan noin 7,65 kVA suuruisen aurinkovoimalan. Näin ollen asiakas pystyisi juuri liittämään haluamansa 8 kVA nimellistehoisen aurinkovoimalan ilman, että se aiheuttaisi missään tilanteessa merkittävästi yli suositeltua 4 % jännitteenmuutosta toiminnallaan. Tämä muuntopiirin asiakas pystyy liittämään PJ-verkkoon nimellisteholtaan suuremman aurinkovoimalan, koska hänen liittymänsä oikosulkuteho on suurempi, kuin aurinkovoimalan laajennuksesta haaveilevan naapurin. Tämä johtuu siitä, että hänen ja jakelumuuntajan välinen johtolähtö on vahvempi, koska hänen johtohaaransa on poikkipinnaltaan paksumpi (120 mm^2 verrattuna 95 mm^2) sekä hänen liittymänsä etäisyys jakelumuuntajalle on lyhyempi (1 021 m verrattuna 1592 m).

Aurinkovoimalan aiheuttaman jännitteennousu johtolähdöllä

Tässä alakappaleessa tarkastellaan aurinkovoimalan aiheuttamaa jännitteennousua johtolähdöllään. Tämä jännitteennousu pystytään laskemaan työn kappaleessa 3.1.1 esitetyn yhtälön 3.6. avulla. Tarkastellaan ensin skenaariota yksi, jossa nykyisen aurinkovoimalan omistaja haluaa lisätä tuotantokapasiteettiaan 3 kVA verran. Aurinkovoimalan uusi nimellisteho S_n on siis 8 kVA. Jakelumuuntajan toision jännite U on 400 V. Aurinkovoimalan tehokertoimena käytetään $\cos\varphi$ 0,95, joka on keskellä sallittua 0,9 – 1 vaihteluväliä. Lasketaan seuraavaksi liittymän ja jakelumuuntajan välisen kaapeleiden resistanssit R_j sekä reaktanssit X_j.

Liitteen kolme datalehden mukaan AMKA 3x120+95 riippukierrekaapelin resistanssi on 0,31 Ω/km ja induktanssi on 0,3 mH/km. AXMK 4x95 maakaapelin resistanssi on 0,39 Ω/km ja induktanssi on 0,27 mH/km. AXMK 4x25 maakaapelin resistanssi on 1,5 Ω/km ja induktanssi on 0,28 mH/km. Koko jakelumuuntajan ja aurinkovoimalan liittymiskohdan välisen matkan kaapeleiden resistanssit ja reaktanssit ovat siis:

$$R_j = \left(0{,}671\ km * 0{,}31\frac{\Omega}{km}\right) + \left(0{,}885\ km * 0{,}39\frac{\Omega}{km}\right) + \left(0{,}036\ km * 1{,}5\frac{\Omega}{km}\right)$$
$$= 0{,}6071\ \frac{\Omega}{km}$$

$$X_j = \left(0{,}671\ km * (0{,}3\frac{mH}{km} * 2\pi 50\ Hz)\right) + \left(0{,}885\ km * \left(0{,}27\frac{mH}{km} * 2\pi 50\ Hz\right)\right)$$
$$+ \left(0{,}036\ km * \left(0{,}28\frac{mH}{km} * 2\pi 50\ Hz\right)\right) = 0{,}1410\ \Omega$$

Aurinkovoimalan aiheuttama jännitteennousu johtolähdöllä yhtälön 3.6. mukaisesti määritettynä:

Nykyinen 5 kVA aurinkovoimala:

$$\Delta U = \frac{5 * 10^3\ VA}{400^2\ V} * (0{,}6071\ \Omega * \cos(0{,}95) + 0{,}141\ \Omega * \tan(\cos^{-1}(0{,}95))) * 100\ \%$$
$$= 1{,}3\ \%$$

Laajennus 3 kVA, kokonaisuudessaan 8 kVA aurinkovoimala:

$$\Delta U = \frac{8 * 10^3\ VA}{400^2\ V} * (0{,}6071\ \Omega * \cos(0{,}95) + 0{,}141\ \Omega * \tan(\cos^{-1}(0{,}95))) * 100\ \%$$
$$= 2{,}0\ \%$$

Nykyinen 5 kVA:n aurinkovoimala aiheuttaa jännitteennousua johtolähdöllään suurimmillaan siis 1,3 %. Tämä vastaa pääjännitetasolla noin 5,2 volttia ja vaihejännitteenä noin 2,1 volttia. 3 kVA:n laajennus aurinkovoimalaan muuttaa tilannetta siten, että jännitteennousu johtolähdöllä on suurimmillaan 2 %. Tämä puolestaan vastaa pääjännitetasolla noin 8 volttia ja vaihejännitteenä noin 3,7 volttia. Skenaariossa yksi molempien aurinkovoimaloiden jännitettä nostava vaikutus on varsin maltillinen, eikä kumpikaan ylitä edes Energiateollisuuden 4 % jännitteenmuutoksen suositusta. Muuntamon 6232 johtolähdön numero yksi pienin jännitteenalenema on noin 3 %, jolloin laajennetun aurinkovoimalan aiheuttama jännitteennousu kompensoisi jännitteennousullaan jännitteenaleneman noin yhteen prosenttiin. Samalla tavalla se kompensoisi osittain myös muiden saman johtolähdön loppukäyttäjien liittymien kokemia jännitteenalenemia. Kohdealueen johtolähdöllä 8 kVA nimellistehoisen aurinkovoimalan liittyminen ei aiheuttaisi ongelmaa jännitteennousun muodossa. Päinvastoin aurinkovoimaloiden aiheuttamasta jännitteennoususta olisi pientä hyötyä johtolähdön asiakkaille. Erityisesti johtolähdön loppupään asiakkaat hyötyisivät kahden prosentin jännitteennoususta, koska silloin esimerkiksi aurinkovoimalan oman liittymispisteen kokema nykyinen jännitteenalenema 10,8 % alenisi parhaimmillaan muiden olosuhteiden pysyessä samoina alle 10 %:iin. Tilanne olisi kohdealueella kuitenkin toinen, jos esimerkiksi jännitettä olisi korotettu merkittävästi jakelumuuntajan toisiossa, jotta johtolähdön numero yksi varsin suuret jännitteenalenemat saataisiin pienemmiksi. Tällöin johtolähdön alkupään liittymissä jännitteen taso voisi kohota aurinkovoimalan aiheuttaman jännitteennousun seurauksena yli tavoitetason. Uusien samalle johtolähdölle liitettävien aurinkovoimaloiden seurauksena näiden kohteiden jännitteen taso voisi edelleen nousta ja ylittää sallitun yläraja-arvon U_N+10 %, mistä voisi pahimmassa tapauksessa seurata loppukäyttäjien laiterikkoja ja mahdollisia korvausvaateita verkkoyhtiölle.

Skenaariossa kaksi toinen loppukäyttäjä haluaa asentaa aurinkovoimalan kiinteistönsä yhteyteen ja liittää sen muuntopiirin PJ-verkkoon. Aurinkovoimalan nimellisteho S_n on

sama 8 kVA. Jakelumuuntajan toision jännite U on myös sama 400 V. Aurinkovoimalan tehokertoimen käytetään myös samaa $\cos\varphi$ 0,95. Lasketaan seuraavaksi liittymän ja jakelumuuntajan välisen kaapeleiden resistanssit R_j sekä reaktanssit X_j.

Liitteen kolme datalehden mukaan AMKA 3x120+95 riippukierrekaapelin resistanssi on 0,31 Ω/km ja induktanssi on 0,3 mH/km. AXMK 4x120 maakaapelin resistanssi on 0,31 Ω/km ja induktanssi on 0,26 mH/km. AXMK 4x25 maakaapelin resistanssi on 1,5 Ω/km ja induktanssi on 0,28 mH/km. Koko jakelumuuntajan ja aurinkovoimalan liittymiskohdan välisen matkan kaapeleiden resistanssit ja reaktanssit ovat siis:

$$R_j = \left(0{,}671\ km * 0{,}31\frac{\Omega}{km}\right) + \left(0{,}32\ km * 0{,}31\frac{\Omega}{km}\right) + \left(0{,}03\ km * 1{,}5\frac{\Omega}{km}\right)$$
$$= 0{,}3522\ \frac{\Omega}{km}$$
$$X_j = \left(0{,}671\ km * \left(0{,}3\frac{mH}{km} * 2\pi 50\ Hz\right)\right) + \left(0{,}32\ km * \left(0{,}26\frac{mH}{km} * 2\pi 50\ Hz\right)\right)$$
$$+ \left(0{,}03\ km * \left(0{,}28\frac{mH}{km} * 2\pi 50\ Hz\right)\right) = 0{,}0920\ \Omega$$

Aurinkovoimalan (8 kVA) aiheuttama jännitteennousu johtolähdöllä yhtälön 3.6. mukaisesti määritettynä:

$$\Delta U = \frac{8 * 10^3\ VA}{400^2\ V} * (0{,}3522\ \Omega * \cos(0{,}95) + 0{,}0920\ \Omega * \tan(\cos^{-1}(0{,}95))) * 100\ \%$$
$$= 0{,}15\ \%$$

Skenaariossa kaksi toisen loppukäyttäjän aurinkovoimala aiheuttaa suurimmillaan vain 0,15 % jännitteennousun johtolähdöllä. Tämä on huomattavasti pienempi kuin skenaarion yksi loppukäyttäjän 2 %. Eroavaisuus johtuu myös samoista johtolähtöjen vahvuuseroista, joita esiteltiin edellisen alakappaleen lopussa. Kohdealueen muuntopiirin johtolähdön numero yksi jännitteennousu tilanteessa, jossa molemmat skenaariot toteutuisivat eli nykyisen aurinkovoimalan omistaja laajentaisi omansa 8 kVA nimellistehoiseksi ja toinen johtolähdön asiakas hankkisi samanlaisen aurinkovoimalan omaan liittymäänsä, olisi hieman yli 2 %. Tämä olisi kokonaisuudessaan varsin maltillinen jännitteennousu eikä se

aiheuttaisi ongelmia johtolähdöllä. Tilanne voisi kuitenkin muuttua lähitulevaisuudessa, jos myös muut johtolähdön loppukäyttäjät alkaisivat hankkimaan aurinkovoimaloita omille käyttöpaikoilleen. Tällainen tilanne on tulevaisuudessa hyvin mahdollinen, koska muuntopiirissä on yhteensä 27 loppukäyttäjää (johtolähdöillä 15 ja 12), jolloin aurinkovoimaloiden entisestään kasvattaessaan suosiotaan myös sellaisten potentiaalisia hankkijoita on muuntopiirissä useita.

Tarkastellaan vielä lopuksi tilannetta, jossa useampi johtolähdön loppukäyttäjä hankkii itselleen aurinkovoimalan ja etsitään rajapiste, missä muuntamon 6232 johtolähdön numero yksi mitoittava kuormitusten huipputeho ylittyy ja jännitteennousu ylittää standardin SFS-EN 50160 salliman yläraja-arvon U_N+10 %. Laskennassa hyödynnetään Järvi-Suomen Energian keräämää todellisten PJ-verkon aurinkovoimaloiden verkkoon päin tuottaman tehon mittausdataa, joka on kerätty AMR-mittareilla. Mittausdatan johtolähdöllä on kolme aurinkovoimalaa, joiden nimellistehot ovat 2,5 kVA, 3 kVA ja 5 kVA. Näistä 2,5 kVA:n aurinkovoimala on yksi-vaiheinen. Aurinkovoimaloiden suurin verkkoon päin siirtynyt yhteistuotanto viime vuodelta tapahtui ajankohdalla 4.7.2018 klo 14 ja PJ-verkkoon päin siirtyneet tehot olivat silloin 2,44 kW, 2,74 kW sekä 2,42 kW. Näin yhteenlaskettu PJ-verkkoon päin siirtynyt tuotantoteho oli 7,61 kW. Tämä on jonkin verran pienempi kuin nimellistehojen summa 10 kVA ja eroavaisuus johtuu todennäköisesti loppukäyttäjien samanaikaisista kuormituksista, aurinkovoimaloiden suuntauksista sekä mahdollisista muista tuotantotehoon vaikuttavista asioista, kuten paneelien likaisuudesta ja varjostuksista. JSE:n PJ-verkkoon päin siirtyi tuolla ajanhetkellä noin 76 % mahdollisesta aurinkovoimaloiden maksimaalisesta tuotantotehosta. Muuntamon 6232 johtolähdön numero yksi mitoittava kuormitusten huipputeho on noin 37,5 kVA. Tämä on laskettu johtolähdön numero yksi kuormitusten näennäistehojen summana, johon on käytetty tasoituskertoimen arvoa 0,59 (Niemelä 2010). Tässä laskennassa ei huomioida johtolähdöllä todellisuudessa olevaa 5 kVA aurinkovoimalaa, koska nyt halutaan tarkastella samalla johtolähdöllä olevien todelliseen tuotantodataan pohjautuen aurinkovoimaloiden aiheuttamaa jännitteennousua.

Lasketaan seuraavaksi yhtälön 3.6. avulla rajapiste, jossa aurinkovoimaloiden aiheuttama jännitteennousu pysyy vielä standardin SFS-EN 50160 sallimassa yläraja-arvossa U_N+10 %. Tarkastelupisteeksi valittiin johtolähdön numero yksi jakelumuuntajasta kaukaisin

liittymäpiste (skenaarion yksi aurinkovoimalan liittymispiste), koska nykyisellään normaali tilanteessa jännitteenalenema on tässä pisteessä hieman yli 10 %, mikä indikoi myös korkeasta jännitteennousun mahdollisuudesta aurinkovoimalan vaikutuksesta.

Rajapisteen laskenta yhtälön 3.6. mukaisesti:

$$\Delta U = \frac{37{,}5 * 10^3\ VA}{400^2\ V} * (0{,}6071\ \Omega * \cos(0{,}95) + 0{,}141\ \Omega * \tan(\cos^{-1}(0{,}95))) * 100\ \%$$
$$= 10{,}02\ \%$$

Aurinkovoimaloiden yhteenlaskettu nimellisteho voi siis olla muuntamon 6232 johtolähdöllä numero yksi maksimissaan 37,5 kVA, kun jännitteennousu pysyy vielä juuri ja juuri standardin SFS-EN 50160 sallimassa raja-arvossa U_N+10 %. Jotta tämä nimellistehon määrä saavutettaisiin, niin johtolähdölle tulisi liittää tuotantotehodatan mukaisia aurinkovoimaloita yhteensä noin 15 kappaletta. Muuntamon 6232 johtolähdöllä numero yksi se tarkoittaisi sitä, että kaikkiin liittymiin liitettäisiin aurinkovoimala. Tällä hetkellä ja vielä lähitulevaisuudessakin todennäköisyys, että näin suuri osuus johtolähdön asiakkaista hankkisi aurinkovoimalan on hyvin pieni. Kuitenkin pidemmälle tulevaisuuteen edettäessä älykkäiden sähköverkkojen, uusiutuvien energiantuotantomuotojen sekä erilaisten energiayhteisöjen ollessa arkipäivää näinkin suuria määriä aurinkovoimaloita voi olla liitettynä ainakin osassa PJ-verkon johtolähdöistä. Huomion arvoista on myös se, että tuotantodatan aurinkovoimaloista vain yksi on 5 kVA:n järjestelmä ja kaksi muuta ovat tätä pienempiä. Nykyisin PJ-verkkoon liitettävien aurinkovoimaloiden nimellistehot ovat tyypillisesti välillä 3 - 8 kVA ja tulevaisuudessa aurinkovoimaloiden entisestään halventuessa niiden nimellistehot tulevat todennäköisesti samalla trendillä vielä kasvamaan nykyisistä nimellistehoista. Tämän seurauksena PJ-verkon johtolähdön mitoittava kuormituksen huipputeho voi ylittyä pienemmällä määrällä verkkoon liitettyjä aurinkovoimaloita. Kohdealueella tehtyjen tarkastelujen tulokset ovat yhteneväisiä työn kappaleessa 4.1.1 esitettyjen kirjallisuustutkimuksen tietojen kanssa. Yhteenvetona kohdealueen jännitteenmuutoksesta ja jännitteennoususta aurinkovoimaloiden vaikutuksen alaisena voidaan tarkastelujen perusteella todeta, että muuntopiirissä 6232 voidaan liittää johtolähdölle numero yksi aurinkovoimaloita nimellisteholtaan maksimissaan saman verran kuin johtolähdön mitoittava kuormituksen huipputeho on. Tällöin jännitteennousu

aurinkovoimaloiden vaikutuksesta pysyy kaikissa tilanteissa standardin SFS-EN 50160 määrittämässä yläraja-arvossa U_N+10 %.

Suojauksen sokaistuminen kohdealueella

Tässä alakappaleessa tarkastellaan kohdealueella mahdollisesti tapahtuvaa aurinkovoimalan aiheuttamaa suojauksen sokaistumista. Laskennassa selvitetään aurinkovoimalan aiheuttaman suojauksen sokaistumisen riskiä kahdessa eri skenaariossa. Laskennassa selvitetään myös, että millainen määrä aurinkovoimaloiden nimellistehoa voisi maksimissaan olla ilman, että se aiheuttaisi kohdealueella johtolähdön suojauksen sokaistumisen. Kohdealueella on molemmilla johtolähdöillä 63 A päävarokkeet sekä lisäksi lähdöllä numero yksi on 50 A välivaroke, jolla on suojattu johtolähdön vesikaapelihaarat. Varokkeiden sulamiskäyrästö on esitetty työn liitteessä neljä. Tarkastellaan tilannetta, jossa vika tapahtuu johtolähdön numero 1 veteen asennetun AXMK-4x150 maakaapelin haaran puolessa välissä ja ensimmäisessä skenaariossa nykyisen aurinkovoimalan nimellisteholla 5 kVA. Toisessa skenaariossa tarkastellaan samaa tilannetta, jossa sama naapuri on hankkinut itselleen 8 kVA nimellistehoisen aurinkovoimalan. Vikapaikka on havainnollistettu liitteessä yksi keltaisella ympyrällä. Laskennassa ei ole niiden yksinkertaistamiseksi huomioitu muita haarajohtoja eikä loppukäyttäjien liittymisjohtoja. Johtolähdön maksimaalisen aurinkovoiman määrän laskennassa ei ole huomioitu myöskään aurinkovoimalan liittymisjohdon impedanssia, joka pienentäisi aurinkovoimalan syöttämää oikosulkutehoa.

Tarkastellaan ensin suojauksen sokaistumisilmiön voimakkuutta skenaariossa yksi. Vikapaikkaan on AXMK-4x150 maakaapelia 252 metriä. Tällöin matkan resistanssi ja reaktanssi ovat:

$$R_j = \left(0{,}252\ km * 0{,}31 \frac{\Omega}{km}\right) = 0{,}07812\ \Omega$$

$$X_j = \left(0{,}252\ km * \left(0{,}26 \frac{mH}{km} * 2\pi 50\ Hz\right)\right) = 0{,}0206\ \Omega$$

Kaapeleiden impedanssi on tällöin $Z_j = (0{,}07812 + j0{,}0206)\ \Omega$. Jakelumuuntajan 6232 tiedot on esitetty taulukossa 6.12.

Taulukko 6.12. Jakelumuuntaja 6232 tiedot.

Jakelumuuntajan 6232 tiedot	
Nimellisteho S_N	**50 kVA**
Muuntosuhde U_1/U_2	**$19,93/0,4$ kV**
Suhteellinen oikosulkuimpedanssi z_k	**4 %**
Kuormitushäviöt P_k	**0,6 kW**

Seuraavaksi lasketaan muuntajan oikosulkuimpedanssi alajännitepuolella:

$$U_N = U_1 * \frac{U_2}{U_1} = 19{,}93\ kV * \frac{0{,}4\ kV}{19{,}93\ kV} = 0{,}4\ kV$$

$$r_k = \frac{P_k}{S_N} = \frac{0{,}6\ kW}{50\ kVA} * 100\ \% = 1{,}2\ \%$$

$$R_m = r_k \frac{{U_N}^2}{S_N} = 0{,}012 * \frac{(0{,}4\ kV)^2}{50\ kVA} = 0{,}0384\ \Omega$$

$$X_m = \sqrt{{z_k}^2 - {r_k}^2} * \frac{{U_N}^2}{S_N} = \sqrt{0{,}04^2 - 0{,}012^2} * \frac{(0{,}4\ kV)^2}{50\ kVA} = 0{,}1221\ \Omega$$

$$Z_m = R_m + X_m = (0{,}0384 + j0{,}1221)\ \Omega$$

Lasketaan seuraavaksi jakelumuuntajan ja aurinkovoimalan haaran välisen johto-osuuden impedanssi:

$$Z_{mj} = R_{mj} + X_{mj} = \left(0{,}671\ km * 0{,}31\frac{\Omega}{km}\right) + \left(0{,}671\ km * (0{,}3\frac{mH}{km} * 2\pi 50\ Hz)\right)$$
$$= (0{,}2080 + j0{,}0632)\ \Omega$$

Jakelumuuntajan kokonaisimpedanssi on tällöin:

$$Z_{jm} = Z_m + Z_{mj} = (0{,}0384 + j0{,}1221)\Omega + (0{,}2080 + j0{,}0632)\Omega$$
$$= (0{,}2464 + j0{,}1853)\ \Omega$$

Lasketaan seuraavaksi aurinkovoimalan oikosulkuimpedanssi pahimmassa tilanteessa eli 1,5 kertaisella vikavirran syötöllä:

$$Z_g = \frac{{U_N}^2}{S_g} = \frac{(0{,}4kV)^2}{1{,}5 * 5\ kVA} = 21{,}34\ \Omega$$

Lasketaan vielä aurinkovoimalan johto-osuuden impedanssi:

$$R_{gj} = \left(0{,}885\ km * 0{,}39\frac{\Omega}{km}\right) = 0{,}3452\ \Omega$$

$$X_{gj} = \left(0{,}885\ km * \left(0{,}27\frac{mH}{km} * 2\pi 50\ Hz\right)\right) = 0{,}0751\ \Omega$$

$$Z_{gj} = R_{gj} + X_{gj} = (0{,}3452 + j0{,}0751)\ \Omega$$

Aurinkovoimalan kokonaisimpedanssi on tällöin:

$$Z_{gkok} = Z_g + Z_{gj} = 21{,}34\ \Omega + (0{,}3452 + j0{,}0751)\Omega = (21{,}6852 + j0{,}0751)\ \Omega$$

Määritetään yhtälön 4.2. mukaisesti suojauksen sokaistumisilmiön voimakkuus skenaariossa yksi:

$$br = \frac{(0{,}0718 + j0{,}0206)\Omega * (0{,}2464 + j0{,}1853)\ \Omega}{(21{,}6852 + j0{,}0751)\ \Omega} * 100\ \% = 0{,}11\ \%$$

Ilmiön voimakkuuskerroin on skenaariossa yksi reilusti alle yhden prosentin, joten aurinkovoimalan aiheuttama suojauksen sokaistumisilmiön voimakkuus on hyvin pieni eikä siksi aiheuta ongelmaa johtolähdöllä numero yksi.

Tarkastellaan seuraavaksi skenaariota kaksi, jossa naapuri hankkii 8 kVA aurinkovoimalan omalle käyttöpaikalleen. Kaapeleiden ja jakelumuuntajan impedanssit ovat samat kuin skenaariossa yksi.

Aurinkovoimalan johto-osuuden impedanssi on:

$$R_{gj} = \left(0{,}32\ km * 0{,}31\frac{\Omega}{km}\right) = 0{,}0992\ \Omega$$

$$X_{gj} = \left(0{,}32\ km * \left(0{,}26\frac{mH}{km} * 2\pi 50\ Hz\right)\right) = 0{,}0261\ \Omega$$

$$Z_{gj} = R_{gj} + X_{gj} = (0{,}0992 + j0{,}0261)\ \Omega$$

Lasketaan seuraavaksi aurinkovoimalan oikosulkuimpedanssi:

$$Z_g = \frac{(0{,}4kV)^2}{1{,}5 * 8\ kVA} = 13{,}34\ \Omega$$

Aurinkovoimalan kokonaisimpedanssi on tällöin:

$$Z_{gkok} = Z_g + Z_{gj} = 13{,}34\ \Omega + (0{,}0992 + j0{,}0261)\ \Omega = (13{,}4392 + j0{,}0261)\ \Omega$$

Määritetään yhtälön 4.2. mukaisesti suojauksen sokaistumisilmiön voimakkuus skenaariossa kaksi:

$$br = \frac{(0{,}0718 + j0{,}0206)\Omega * (0{,}2464 + j0{,}1853)\ \Omega}{(13{,}4392 + j0{,}0261)\ \Omega} * 100\ \% = 0{,}17\ \%$$

Ilmiön voimakkuuskerroin on myös skenaariossa kaksi reilusti alle yhden prosentin, joten aurinkovoimalan aiheuttama suojauksen sokaistumisilmiön voimakkuus on hyvin pieni eikä siksi aiheuta ongelmaa johtolähdöllä numero yksi.

Tarkastellaan seuraavaksi vielä johtolähdölle numero yksi maksimissaan liitettävissä olevaa aurinkovoimalan nimellistehoa, jolloin suojaus ei vielä sokaistu.

Lasketaan aluksi yhtälön 4.3. mukaisesti aurinkovoimalan oikosulkuimpedanssi Z_g, jolla 63 A varoke toimii vielä 5 sekunnissa eli varokkeen läpi kulkema virta vikatilanteessa on 220 A:

$$220\ A = \frac{230\ V}{(0{,}07812 + j0{,}0206)\ \Omega + \frac{Z_g * (0{,}2464 + j0{,}1853)\ \Omega}{Z_g + (0{,}2464 + j0{,}1853)\ \Omega}}$$

$$* \frac{Z_g}{Z_g + (0{,}2464 + j0{,}1853)\ \Omega} \rightarrow Z_g = 0{,}0332\ \Omega$$

Lasketaan lopuksi vielä yhtälön 4.3. mukaisesti ratkaistun aurinkovoimalan oikosulkuimpedanssin Z_g avulla suurin mahdollinen johtolähdölle liitettävissä oleva aurinkovoimalan, pahimmassa tapauksessa eli 1,5 kertaisella vikavirran syötöllä:

$$Z_g = \frac{{U_N}^2}{S_g} = 0{,}0332\ \Omega = \frac{(0{,}4kV)^2}{1{,}5 * S_g} \rightarrow S_g = 3{,}2\ MVA$$

Muuntamon 6232 johtolähdölle numero yksi voisi siis maksimissaan liittää 3,2 MVA:n nimellisteholta aurinkovoimaa ennen kuin johtolähdön suojaus sokaistuisi. Tämän vuoksi sekä, koska molempien skenaarioiden aiheuttaman sokaistumisilmiön voimakkuus oli hyvin

vähäinen (yhteisvaikutuksenakin vain 0,28 %), niin aurinkovoimaloiden yhteistoiminta johtolähdöllä ei aiheuta suojauksen sokaistumista kohdealueella.

Suojauksen virhelaukaisu kohdealueella

Tässä alakappaleessa tarkastellaan kohdealueella mahdollisesti tapahtuvaa aurinkovoimalan aiheuttamaa suojauksen virhelaukaisua. Laskennassa selvitetään aurinkovoimalan aiheuttaman suojauksen virhelaukaisun riskiä kahdessa eri skenaariossa. Ensimmäinen skenaario on samanlainen, kuin suojauksen sokaistumisen tapauksessa, eli tehdään nykyisen aurinkovoimalan 5 kVA vaikutuksen tarkastelu. Toisessa skenaariossa tarkastellaan suojauksen virhelaukaisun kannalta pahempaa tilannetta, jossa aurinkovoimala 8 kVA on liitetty johtolähdölle numero yksi mahdollisimman lähellä jakelumuuntajaa. Aurinkovoimalan liittämispisteeksi valittiin käyttöpaikka, josta etäisyys jakelumuuntajalle on 347 metriä AMKA 3x120+95 riippukierrekaapelia. Aurinkovoimalan liittämispaikka on merkattu liitteen yksi muuntopiirin 6232 verkkokuvaan sinisellä ympyrällä.

Tarkastellaan ensin aurinkovoimalan aiheuttaman suojauksen virhelaukaisun mahdollisuutta skenaariossa yksi. Jakelumuuntajan ja aurinkovoimalan yhteisen pisteen (common feed point) välisen AMKA 3x120+95 riippukierrekaapelin impedanssi on sama kuin aiemmissa laskuissa eli $Z_j = (0{,}2080 + j0{,}0632)\ \Omega$. Aurinkovoimalan johto-osuuden impedanssi on myös sama eli $Z_{gj} = (0{,}3452 + j0{,}0751)\ \Omega$.

Lasketaan yhtälön 4.4. mukaisesti suurin mahdollinen aurinkovoimaloiden yhteenlaskettu nimellisteho, jolla suojauksen virhelaukaisua ei vielä tapahdu pitkässäkään ajassa 63 A varokkeella eli varokkeen läpi kulkeva virta on 100 A:

$$100\ A = \frac{\frac{400}{\sqrt{3}}}{\frac{400^2}{1{,}5 * S_g + (0{,}3452 + j0{,}0751)} + (0{,}2080 + j0{,}0632)\ \Omega} \rightarrow S_g = 50{,}7\ kVA$$

Skenaariossa yksi aurinkovoimalan nimellisteho voisi olla siis 50,7 kVA ennen kuin kohdealueen PJ-verkossa tapahtuisi virhelaukaisu.

Tarkastellaan seuraavaksi aurinkovoimalan aiheuttaman suojauksen virhelaukaisun mahdollisuutta skenaariossa kaksi. Lasketaan ensin AMKA 3x120+95 riippukierrekaapelin

resistanssit ja reaktanssit jakelumuuntajan ja valitun aurinkovoimalan liittymispisteen välillä. Tällöin matkan resistanssi ja reaktanssi on:

$$R_j = \left(0{,}347\ km * 0{,}31 \frac{\Omega}{km}\right) = 0{,}1016\ \Omega$$

$$X_j = \left(0{,}347\ km * \left(0{,}3 \frac{mH}{km} * 2\pi 50\ Hz\right)\right) = 0{,}0327\ \Omega$$

Riippukierrekaapelin impedanssi on tällöin $Z_j = (0{,}1016 + j0{,}0327)\ \Omega$.

Lopuksi lasketaan yhtälön 4.4. mukaisesti suurin mahdollinen aurinkovoimaloiden yhteenlaskettu nimellisteho, jolla suojauksen virhelaukaisua ei vielä tapahdu pitkässäkään ajassa 63 A varokkeella eli varokkeen läpi kulkeva virta on 100 A:

$$100\ A = \frac{\frac{400}{\sqrt{3}}}{\frac{400^2}{1{,}5 * S_g} + (0{,}1016 + j0{,}0327)\ \Omega} \rightarrow S_g = 48{,}3\ kVA$$

Skenaariossa kaksi aurinkovoimalan nimellisteho voisi siis olla 48,3 kVA ennen kuin kohdealueen PJ-verkossa tapahtuisi virhelaukaisu. Tulokset havainnollistavat hyvin sen, että haaste on vakavampi, kun aurinkovoimala on liitetty jakelumuuntajan läheisyyteen. Kohdealueella ei kuitenkaan aiheudu kummassakaan skenaariossa riskiä PJ-verkon suojauksen virhelaukaisulle aurinkovoimaloiden vaikutuksesta. Yhteenvetona kohdealueen suojauksen toiminnasta aurinkovoimaloiden vaikutuksen alaisena voidaan tarkastelujen perusteella todeta, että muuntopiiriin 6232 voidaan liittää varmuudella aurinkovoimaloita jakelumuuntajan nimellistehon 50 kVA verran, ilman että suojauksen oikealle ja luotettavalle toiminnalle aiheutuisi ongelmia. Kohdealuetarkastelun perusteella saadut tulokset suojauksen toiminnasta ovat yhteneväisiä työn kappaleessa 4.1.3 esitettyjen kirjallisuustutkimuksen avulla saatujen tietojen kanssa.

6.3 Teknis-taloudellisesti parhaat ratkaisut aurinkovoimaloiden aiheuttamiin haasteisiin JSE:n PJ-verkossa

Aurinkovoimaloiden Järvi-Suomen Energian PJ-verkolle aiheuttamista haasteista todennäköisimpiä ovat jännitteenmuutokset aurinkovoimalan verkosta irtoamisen seurauksena sekä tuotetun tehon virtauksesta verkkoon päin aiheutuva jännitteennousu johtolähdöllä, joka on voimakkaimmillaan aurinkovoimaloiden huipputuotannon ja

nollakuormituksen seurauksena. Aurinkovoimaloiden aiheuttama suojauksen sokaistuminen ja virhelaukaisu eivät ole työn kirjallisuustutkimuksen ja kappaleessa 6.2 tehdyn kohdealuetarkastelun perusteella suuressa määrin todennäköisiä JSE:n PJ-verkossa. Ne voivat kuitenkin otollisissa olosuhteissa tai virheellisesti suunnitellun ja määritetyn suojauksen seurauksena olla mahdollisia. Tämän vuoksi PJ-verkon suojauksen luotettava ja oikeanlainen toiminta tulee tarkastaa ja varmistaa jokaisen uuden aurinkovoimalan liittämisen yhteydessä ja kun verkkoon tehdään muutostöitä, jotka voivat vaikuttaa suojauksen toimintaan. Aurinkovoimaloiden sähkönlaatuun vaikuttavat haasteet eivät ole myöskään JSE:n PJ-verkossa merkittävä ongelma. Tästä pitää huolen verkkoliittymisehtojen vaatimat aiheen kannalta merkittävien standardien SFS-EN 50438, tämän vuoden maaliskuussa edellä mainitun standardin korvannut SFS-EN 50549 sekä vastaavat saksalaiset standardit VDE-AR-N 4105 ja sen samalla tavalla korvannut VDE-AR-N 4105:2018-11 noudattaminen Näiden standardien lisäksi myös liitettäviltä laitteistoilta tulee vaatia asianmukaisten EMC-standardien täyttäminen. PJ-verkon ja sen komponenttien ylikuormittuminen ei ole myöskään työn kirjallisuustutkimuksen perusteella suuri haaste JSE:n PJ-verkossa, mutta näitä haasteita voi kuitenkin joillain heikon ja vanhan PJ-verkon alueilla paikallisesti esiintyä. Ylikuormittumisriskin verkkoyhtiö pystyy selvittämään verkostolaskennan avulla.

Aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun sekä verkosta irtoamisen seurauksena tapahtuvan jännitteenmuutoksen mahdolliset ratkaisemismenetelmät on esitetty kappaleen 4.1.1 taulukossa 4.1. Työn kirjallisuustutkimuksen perusteella näistä parhaimmat ratkaisut ovat verkon laaja-alainen ohjaus, hajautettu loistehon hallinta invertterien avulla, rinnakkaisten johdinten asentaminen sekä jakelumuuntajien käämikytkimien säätäminen. Nämä ovat useimmissa tapauksissa käytännöllisimmät vaihtoehdot jännitteennousun hillitsemiseen. (Bayer et. al. 2017) Näiden ratkaisujen lisäksi soveltuvissa tapauksissa myös jännitteensäätimen asentaminen johtolähdölle, jakelumuuntajan vaihtaminen jännitteensäätöön kykenevään, verkon osiin jakaminen, johtimen poikkipinnan kasvattaminen sekä verkon topologian muuttaminen voivat olla taloudellisesti kannattavia ratkaisuja. Näistä ratkaisuista verkon topologian muuttaminen on erittäin kustannustehokas ratkaisu tilanteissa, joissa sitä pystytään hyödyntämään, kuten työn kappaleessa 4.1.1 todettiin.

Aurinkovoimaloiden aiheuttaman PJ-verkon ja sen komponenttien ylikuormittumisen mahdolliset ratkaisemismenetelmät on puolestaan esitetty kappaleen 4.1.2 taulukossa 4.2. Työn kirjallisuustutkimuksen perusteella näistä parhaimmat ratkaisut ovat perinteiset verkon vahvistustoimenpiteet eli jakelumuuntajan vaihtaminen sekä verkon jakaminen osiin ja soveltuvissa tilanteissa myös johtimen poikkipinnan kasvattaminen tai rinnakkaisen johtimen asentaminen. Verkon topologian muuttaminen on myös ylikuormittumisen kohdalla kustannustehokas ratkaisuvaihtoehto tilanteissa, joissa sitä pystytään hyödyntämään. (Bayer et. al. 2017) Yksittäisten komponenttien kohdalla paras menetelmä on vaihtaa ne kestävämpiin. Myös tuotannon hetkellistä rajausta voidaan hyödyntää hetkellisten tai lyhytaikaisten aurinkovoimaloiden verkostohaasteiden ratkaisemiseen. Tuotannon hetkellisen rajauksen kannattavuus voidaan määrittää arvioimalla ensin verkkoyhtiön korvauksen suuruus asiakkaalle tuottamatta jääneestä energiasta ja verrata tätä toisten mahdollisten ratkaisuvaihtoehtojen kustannuksiin. Jos tuotannon hetkellinen rajaus tulee määritetyn tarkkailuajan (esimerkiksi kahden vuoden aikana) kokonaisuudessaan edullisemmaksi kuin joku muu ratkaisu, niin sitä on kannattavaa käyttää. Samalla tavalla voidaan menetellä myös, kun halutaan lisäaikaa pysyvämpää ratkaisuvaihtoehtoa määritettäessä tai kun se halutaan ajoittaa toteutettavaksi esimerkiksi tulevan verkon saneerauksen yhteyteen. Tuotantotehon hetkellistä rajausta voidaan myös hyödyntää akuutisti ilmentyvissä aurinkovoimaloiden aiheuttamissa verkostovaikutuksissa ensimmäisenä toimenpiteenä. Tuotantotehon hetkellisen rajauksen laajamittaisesta käytössä verkkoyhtiölle voi kuitenkin aiheutua negatiivisia imagovaikutuksia asiakkaiden keskuudessa, mikä on myös hyvä huomioida ratkaisun valintaa harkittaessa.

Aurinkovoimaloiden aiheuttamiin suojauksen haasteisiin paras verkkoyhtiön ratkaisumenetelmä puolestaan on tehdä huolelliset vikavirta- ja virranjakautumislaskennat liittymistarkastelussa aina uuden aurinkovoimaloiden kohdalla sekä tarkastaa myös suojauksen toiminta uudelleen, jos tehdään siihen mahdollisesti vaikuttavia verkostomuutoksia. Jos tarkasteluissa ilmenee suojauksen haasteita, niin verkkoyhtiö voi esimerkiksi pienentää johtolähdön päävaroketta, jos kuormitusvirta sen mahdollistaa, asentaa johtolähdölle välivarokkeen, asentaa aurinkovoimalan johtohaaralle vikavirtarajoittimen (FCL) tai joissain verkkoinvestointien yhteydessä myös johtimen poikkipinnan kasvattamista, kuten kappaleessa 4.1.3 esitettiin. Jos aurinkovoimalat aiheuttavat verkkoyhtiölle ongelmia pikajälleenkytkennän yhteydessä vian aikaisella

syötöllä, niin verkkoyhtiö voi pidentää pikajälleenkytkentää 0,2 sekunnilla niissä ilmajohtoverkon osissa, joissa on aurinkovoimaloita liitettynä ja pikajälleenkytkentää käytetään.

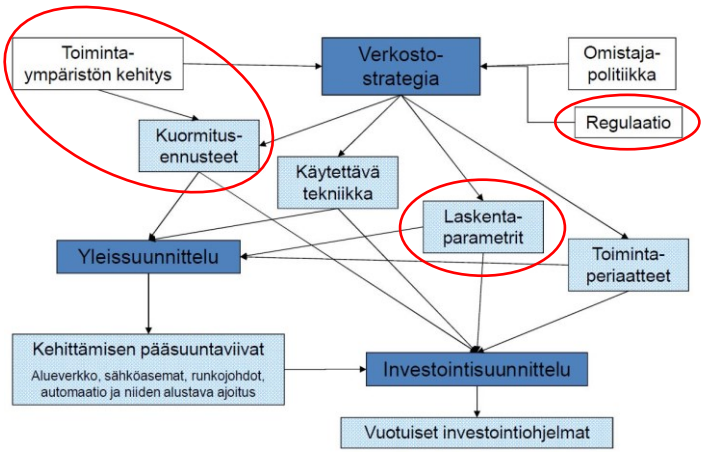
Nämä esitetyt ratkaisut ovat kirjallisuustutkimuksen, jossa painotettiin erityisesti saksalaisten verkkoyhtiöiden käytännön kokemuksia, perusteella tehokkaimmat ja käytännöllisimmät ratkaisut aurinkovoimaloiden aiheuttamiin PJ-verkon verkostohaasteisiin. Näiden ratkaisumenetelmien keskinäinen paremmuus kuitenkin riippuu useasta tekijästä, minkä vuoksi yhtä parasta ratkaisua ei jokaiseen haasteeseen pystytä valitsemaan, vaan ne joudutaan määrittämään aina tapauskohtaisesti. Ratkaisun paremmuuteen vaikuttavia asioita on tietenkin itse menetelmän soveltuvuus haasteen ratkaisemiseen, mutta myös ratkaisun kustannustehokkuus niin lyhyellä kuin pitkälläkin aikavälillä. Ratkaisun kustannustehokkuus sekä lyhyellä että pitkällä aikavälillä on puolestaan hyvin tapausriippuvainen, minkä vuoksi myös ratkaisujen kustannustehokkuus täytyy tarkastella aina tapauskohtaisesti. Ratkaisun kustannustehokkuuteen vaikuttavat muun muassa aurinkovoimalan aiheuttaman haasteen laajuus ja voimakkuus, ongelmallisen PJ-verkon osan ikä sekä nykykäyttöarvo, verkolle suunnitellut muut investoinnit, alueen asiakasmäärä ja sen kehittyminen sekä vallitseva korkotaso. Useimmissa tapauksissa pitkällä aikavälillä verkon vahvistamistoimenpiteet ovat todennäköisesti kustannustehokkaimpia ratkaisuja, koska aurinkovoimaloiden tulevaisuudessa entisestään yleistyessä niiden aiheuttamat verkostohaasteet nousevat joka tapauksessa esiin tulevaisuudessa, vaikka ne nykytilanteessa saataisiinkin hallintaan esimerkiksi asentamalla jännitteensäädin ongelmalliselle johtolähdölle (Bayer et. al. 2017). Tilanne kuitenkin muuttuu merkittävästi, jos aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamia haasteita esiintyy kuihtuvalla ja vähentyvän asutuksen verkkoalueella. Tällöin merkittäviä investointeja vaativat verkonvahvistustoimenpiteet voivat osoittautua helposti virheinvestoinneiksi, kun muutamaa tai huonoimmassa tapauksessa yhtäkään loppukäyttäjää ei ole enää lähitulevaisuudessa verkkoyhtiön asiakkaana kyseisellä johtolähdöllä. Tällaisessa tilanteessa verkkoyhtiölle aiheutuu virheinvestoinnista turhia kuluja, mikä heikentää verkkoyhtiön tehokkuutta ja siten regulaationmallin sallimaa voittoa. Useampien tai yksittäisen suuren virheinvestoinnin seurauksena koko verkkoyhtiön tulos voi heikentyä huomattavasti. Tällaisissa kuihtuvissa kohteissa verkonvahvistamista kustannustehokkaampia ratkaisuja ovat todennäköisesti älykkäät komponentit, kuten

jännitteensäädin tai älykäsjakelumuuntaja, joiden avulla haaste saadaan verkonvahvistustoimenpiteisiin verrattuna edullisemmin hallintaan. Lisäksi nämä laitteet voidaan johtolähdön asiakkaiden poistuttua siirtää toiselle samasta haasteesta kärsivälle johtolähdölle, jolloin ratkaisun kustannustehokkuus paranee uusiokäyttö mahdollisuuden seurauksena.

Vaikka yhtä parasta ratkaisua ei ole olemassa, niin virheinvestointien välttämiseksi ja kustannustehokkaimman ratkaisun selvittämiselle lisäaikaa saadakseen verkkoyhtiön kannattaa aina aurinkovoimaloiden verkostohaasteita kohdatessaan ensimmäisenä ratkaisumenetelmänä käyttää verkon optimointitoimenpiteitä tai tuotantotehon hetkellistä rajausta. Näitä ovat taulukoissa 4.1. ja 4.2. esitetyt jakelumuuntajien käämikytkimien säätäminen, verkon laaja-alainen ohjaus, invertterien avulla toteutettu loistehonhallinta sekä verkon topologian muuttaminen. Näiden menetelmien käyttöönottokustannukset sekä käyttöönottoajat ovat pieniä, minkä vuoksi ne ovat lähes kaikissa tapauksissa aina kustannustehokkaimmat ensitoimenpiteet. Aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamien haasteiden ratkaisujen kustannustehokkuuden voimakkaan tapauskohtaisen riippuvuuden takia verkkoyhtiön on kannattavaa kehittää tässä kappaleessa esitetyistä ratkaisuista oma käytettävien ratkaisujen portfolionsa. Tähän portfolioon verkkoyhtiö määrittelee oman harkintansa mukaan käytettävät ratkaisuvaihtoehdot jokaiseen aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamaan haasteeseen sekä määrittää näistä ensimmäisiksi tehtäviksi toimenpiteiksi soveltuvan verkon optimointi toimenpiteen. Näin kehitetyn ratkaisuportfolion avulla verkkoyhtiö pystyy selkeyttämään ja yksinkertaistamaan soveltuvan ratkaisun valintaprosessia. Erikoiskohteissa, kuten sähkömoottoreita hyödyntävän teollisuuden sekä sairaaloiden kohdalla, jotka ovat huomattavasti tavallista herkempiä sähkönlaadun poikkeamille, verkkoyhtiön kannattaa keskustella asianomaisten kanssa ja tehdä erityisen tarkka liittymistarkastelu, jotta riskien vakavuus sekä esiintymismahdollisuus saadaan luotettavasti selvitettyä. Aivan sähkönlaadun kannalta herkimpien asiakkaiden kanssa samalle johtolähdölle ei ole kannattavaa liittää ollenkaan aurinkovoimaloita, vaan ne tulisi mieluummin liittää omalla johtolähdöllä jakelumuuntajalle aina kun mahdollista.

Aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamien haasteiden ennalta ehkäisemiseksi verkkoyhtiön on kannattavaa tehostaa omaa pitkän aikavälin strategista suunnittelua ja ottaa aurinkovoimalat siinä huomioon yhtenä keskeisenä osa-alueena. Tällöin verkon

investoinneissa ja kehittämisessä otetaan jo lähtökohtaisesti huomioon aurinkovoimaloiden aiheuttamat verkostohaasteet, mikä vähentää akuuttien ja yllättävien haasteiden todennäköisyyttä sekä vähentää myös tarvetta pelkkien uusien liitettävien aurinkovoimaloiden vuoksi tehtäviä verkostoinvestointeja. Näin menetellen saadaankin pienennettyä sekä aurinkovoimaloiden aiheuttamia haasteita että parannettua niihin käytettävien ratkaisujen kustannustehokkuutta, kun ne toteutetaan muiden verkkoinvestointien yhteydessä suunnitellusti. Laadukkaalla ja syvällisesti aurinkovoimaloiden verkostovaikutukset huomioivalla suunnittelulla pystytään myös arvioimaan paremmin ja yksityiskohtaisemmin niiden vaikutukset, minkä seurauksena verkon turha ”varalta” ylimitoittaminen saadaan pidettyä minimaalisena ja verkkoa pystytään operoimaan turvallisesti mahdollisimman lähellä sen teknistä potentiaalia (Bayer et. al. 2017). Aurinkovoimalat tuovat sähkönjakeluverkkojen pitkän aikavälin strategiseen suunnitteluun täten oman merkittävän, mutta muun muassa alueellisia sekä ajallisia epävarmuuksia sisältävän lähtötiedon. Tämä omalta osaltaan tekee jo muutenkin haasteellisesta verkkoyhtiön strategisesta pitkän aikavälin suunnittelusta entistä haasteellisemman. Suunnittelun lähtötietojen sisältämien epävarmuustekijöiden kautta myös virheinvestointien mahdollisuus kasvaa. Verkkoyhtiö pystyy kuitenkin huolellisella uuden aurinkovoimalan liittymistarkastelulla pienentämään virheinvestointien riskiä. Huolellisella liittymistarkastelulla pystytään tunnistamaan tarkasti aurinkovoimaloiden aiheuttamien haasteellisten verkostovaikutusten riskit ja voimakkuudet, minkä seurauksena niihin pystytään varautumaan ja ratkaisemaan ne kustannustehokkaimmalla ratkaisuportfolion menetelmällä. Kuvassa 6.1. on havainnollistettu verkkoyhtiön pitkän aikavälin strategisen suunnittelun prosessia (Partanen b 2016). Aurinkovoimaloiden huomioiminen pitkän aikavälin suunnittelussa vaikuttaa kuvassa 6.1. punaisella ympyröityihin osioihin eli toimintaympäristön kehitykseen, kuormitusennusteisiin, laskentaparametreihin sekä regulaatioon. Tulevaisuudessa uusiutuvia energiantuotantomuotoja entistä vahvemmin tukevan energiapolitiikan seurauksena regulaation merkitys voi korostua huomattavasti nykyiseen verrattuna. Myös verkkoyhtiön verkostosuunnittelun laskentaparametreihin voi tulevaisuudessa tulla muutoksia muun muassa verkon mitoituksiin. Esimerkiksi nykyinen standardin SFS 8000-8-801 mukainen pienin mahdollinen suunnitteluoikosulkuvirta 250 A voi tiheillä aurinkovoimaloiden alueilla käydä liian pieneksi, minkä vuoksi verkkoyhtiön on myös hyvä pohtia tällaisten alueiden suunnitteluoikosulkuvirran nostamista esimerkiksi 280 ampeeriin tai suoraan 300 ampeeriin.



Kuva 6.1. Verkkoyhtiön pitkän aikavälin strateginen suunnitteluprosessi (muokattu lähteestä Partanen b 2016).

Pitkän aikavälin strategisessa suunnittelussa aurinkovoimaloiden vaikutuksesta korostuukin entisestään verkkoyhtiön ymmärrys sekä tarkkuus oman verkkoalueen väestöllisestä ja taloudellisesta sekä toimintaympäristön energiapoliittisesta kehityksestä. Tämä vaatii verkkoyhtiöltä näiden asioiden jatkuvaa seurantaa sekä hyviä yhteistyöverkostoja varsinkin kaupunkien ja kuntien mutta myös energiapolitiikan päättäjiin. Tiivistetysti sanottuna aurinkovoimaloiden PJ-verkkoon liittämisen suunnittelun tulisi kuulua kokonaisuudessaan osaksi verkkoyhtiön normaalia verkon pitkän aikavälin strategista sekä lyhyemmän aikavälin suunnittelua. Hajautetusti sijoittuneiden aurinkovoimaloiden vaikutus tulisi myös huomioida verkkoyhtiön säännöllisesti tekemissä verkostotutkimuksissa kuten tehonjakolaskelmissa.

Verkkoyhtiön käyttötoimintaan aurinkovoimaloilla ei ole hyvän suunnittelun ja kattavien liittymistarkastelujen seurauksena yhtä merkittävää vaikutusta, kuin mitä sillä on pitkän aikavälin strategiseen sekä lyhyen aikavälin suunnitteluun. Saksalaisten verkkoyhtiöiden käyttökokemusten mukaan keskijänniteverkon aktiivinen seuranta ja mittaukset ovat riittäviä lähtötietoja PJ-verkon tilatiedon muodostamiseen myös suurempien aurinkovoimaloiden määrien kanssa eikä vastaaville ole siksi välttämätöntä tarvetta PJ-verkossa (Bayer et. al. 2017). Näin ollen JSE:n PJ-verkolle ei ole tarvetta lisätä aktiivista seurantaa ja jännitemittauksia ainakaan vielä lähitulevaisuudessa, vaan KJ-verkon ajantasainen ja kattava aktiivinen seuranta riittää.

6.4 Järvi-Suomen Energialle kehitetty strategia aurinkovoimaloiden yleistymistä varten

Tässä kappaleessa esitellään työn aiempien osioihin eli kirjallisuustutkimukseen, Järvi-Suomen Energian PJ-verkon kvantitatiivisen nykytilatutkimukseen sekä muuntopiirin kohdealuetarkasteluun perustuen kehitetty strategia aurinkovoimaloiden yleistymistä varten. Tämä strategia on kehitetty saksalaisten jakeluverkkoyhtiöiden käyttökokemuksilla painotetun kirjallisuustutkimuksen sekä JSE:ltä saatujen empiiristen verkkotietojen analyysin yhteistuloksena. Kehitetyssä strategiassa on verkkotietojen avulla otettu huomioon JSE:n PJ-verkon topologia ja tyypilliset ominaisuudet sekä heidän verkkoalueensa monimuotoisuus. Strategiassa huomioidaan aurinkovoimaloiden yleistymisen seurauksena verkkoyhtiön kannalta tärkeät ja huomioita vaativat asiat tarkoituksenmukaisella tarkkuustasolla. Strategiasta pyrittiin kokonaisuutena tekemään esitysasultaan mahdollisimman yksiselitteinen ja selkeä, jotta sen käyttäminen Järvi-Suomen Energialla sekä koko Suur-Savon Sähkön organisaatiossa olisi mahdollisimman helppoa.

6.4.1 Strategian esittely

Kuten työn kappaleessa 6.1 esitettiin, niin Järvi-Suomen Energian suurimmaksi haasteeksi aurinkovoimaloiden vaikutuksesta muodostuu matala yksi-vaiheinen vikavirtataso I_k ja siitä seuraavat haasteet pääasiassa jännitteelle, mutta myös mahdollisesti pienemmissä määrin PJ-verkolle ja sen komponenteille ylikuormittumisena sekä suojauksen toiminnan heikentymisenä. Aurinkovoimaloiden verkosta irtoamisen seurauksena tapahtuva jännitteenmuutos sekä johtolähdön jännitteennousu tulevat olemaan suurin aurinkovoimaloiden aiheuttama haaste JSE:n PJ-verkossa. Näille haasteille riskialttiita PJ-verkon kohteita ovat alle 250 ampeerin ja vieläkin suuremmin alle 180 ampeerin yksi-vaiheisen vikavirran I_k kohteet. Tällaisia kohteita oli JSE:n PJ-verkossa yhteensä 19 070 kappaletta, joista 5 245 kappaleen yksi-vaiheinen vikavirta oli alle 180 A, kuten työn kappaleessa 6.1 esitettiin. Näistä heikon yksi-vaiheisen vikavirran ja sitä kautta myös heikon jännitejäykkyyden kohteista kaikki eivät välttämättä kuitenkaan ole lopulta haasteellisia, varsinkaan jos aurinkovoimaloita tulee vain yksi ja lähelle jakelumuuntajaa tai ne ovat nimellisteholtaan pieniä. Kuitenkin kaikki tällaiset kohteet vaativat huolellisen liittymistarkastelun toteuttamisen, jotta riskit saadaan luotettavasti selvitettyä. Suuri osa näistä heikon yksi-vaiheisen vikavirran PJ-verkon kohteista sijaitsee aurinkovoimaloiden

yleistymisen kannalta potentiaalisimmilla alueilla eli haja-asutus alueella, missä aurinkovoimaloiden todennäköisimmät hankkijat asuvat. Nämä potentiaalisimmat asiakasryhmät JSE:n PJ-verkossa ovat vapaa-ajan asunnon omistajat, omakotitaloasuntojen omistajat sekä maatilat, kuten kappaleessa 6.1 esitettiin. Näitä asiakasryhmiä oli liitettynä tarkasteluhetkellä JSE:n PJ-verkkoon yhteensä 71 352 kappaletta. Näistä tietenkään kaikki asiakkaat eivät olet heikon yksi-vaiheisen vikavirran verkkoalueella tai edes aurinkovoimalan hankkimisen mahdollistavalla sijainnilla, mutta luku kuvaa kuitenkin hyvin suuruusluokkaa mahdollisten aurinkovoimaloiden kannalta haasteellisten PJ-verkon kohteiden yleisyydestä. Kehitetyssä strategiassa on tunnistettu aurinkovoimaloiden aiheuttamat keskeisimmät verkostohaasteet sekä niille haavoittuvaiset PJ-verkon alueet. Näihin haasteisiin on sen jälkeen valittu teknis-taloudellisesti parhaat ratkaisut, jotka muodostavat yhdessä JSE:n käytettävien ratkaisujen portfolion. Näille ratkaisumenetelmille on määritelty alustava toteuttamisjärjestys, jossa ensimmäisenä toimenpiteinä hyödynnetään aina sopivaa verkon optimointi toimenpidettä, jos mahdollista. Myös tuotannon hetkellinen rajaus on määritelty ratkaisuportfoliossa ensitoimenpiteeksi, vaikka sitä voidaan soveltuvissa tapauksissa hyödyntää myös pidempiaikaisena ratkaisuna. Strategia sisältää myös ohjeistuksia verkkoyhtiön suunnittelutoiminnalle, joiden avulla pystytään varautumaan aurinkovoimaloiden haasteisiin kustannustehokkaammin ennalta ehkäisevästi. Näiden ohjeistusten tarkoituksena on myös ylipäätään helpottaa aurinkovoimaloiden huomiointia verkkoyhtiön suunnittelutoiminnassa. Näistä suunnittelun ohjeista ensimmäinen JSE:n on kannattavaa tarkastaa koko PJ-verkossa jo etukäteen, minkä avulla pystytään saamaan ennakkokäsitystä lukumäärällisesti sekä alueellisesti suojauksen mahdollisista haasteista. Näin menetellen pystytään mahdollisiin suojauksen haasteisiin varautumaan verkostosuunnittelussa ja -investoinneissa ennaltaehkäisevästi. Strategian toista suunnitteluohjetta JSE pystyy hyödyntämään sekä pitkän aikavälin strategisessa ja lyhyemmän aikavälin suunnittelussa, että uuden liitettävän aurinkovoimalan liittymistarkastelussa jännitteennousun haasteiden riskien selvittämisessä. Tämän ohjeen avulla JSE pystyy nopeasti määrittämään aurinkovoimaloiden aiheuttaman jännitteennousun riskin alueella sekä tunnistamaan jännitteennousun riskialueita lukumäärällisesti ja sijainnillisesti. Tässä suunnittelun toisessa ohjeessa tulee huomioida eroavaisuudet johtolähdön mitoittavan tehon eli kuormitusten huipputehon ja aurinkovoimaloiden yhteenlasketun nimellistehon välillä. Johtolähtöjen mitoittamiseen käytettävä kuormituksen huipputeho on tehojen risteilyn vuoksi todellisuudessa pienempi, kuin mitä kaikkien

kuormitusten yhteenlaskettu huipputeho todellisuudessa on. Aurinkovoimaloiden tuotantotehot eivät samalla tavalla risteile, vaan johtolähdöllä yhden aurinkovoimalan tuottaessa maksimaalisesti tehoa verkkoon, myös muut saman johtolähdön aurinkovoimalat tuottavat tehoa suurella todennäköisyydellä maksimaalisesti samaan aikaan. Tästä syystä aurinkovoimaloiden yhteenlaskettua tuotantotehoa tulee verrata jännitteennousu riskiä tarkasteltaessa johtolähdön mitoittavaan huipputehoon eikä kuormitusten yhteenlaskettuun tehoon. Tästä aiheutuu se, että aurinkovoimaloiden nimellistehoja ei pystytä tarkastelemaan vain liittymäkohtaisiin kuormituksen huipputehoihin verrattuna, koska useampien aurinkovoimaloiden tapauksessa johtolähdön mitoittavan huippukuormituksen arvo voi silti ylittyä, vaikka yksitellen liittymätasolla tarkastellessa ylitystä ei vielä tapahtuisi. Tämän seurauksena aurinkovoimaloiden aiheuttamaa jännitteennousua pitääkin tarkastella aina johtolähtötasolla pelkän liittymätason sijasta. Strategia sisältää myös verkkoyhtiön käyttötoiminnan kannalta hyödyllisen ohjeistuksen aurinkovoimaloihin ja PJ-verkon aktiivisiin mittauksiin liittyen. Työn lopputuloksena kehitetty strategia on esitetty pääpiirteissään alla olevassa kuvassa 6.2.

Kuva 6.2. Järvi-Suomen Energialle kehitetty strategia aurinkovoimaloiden yleistymistä varten.

Kuvassa 6.2. vasemman yläkulman oranssi laatikko kuvaa aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamia haasteellisia vaikutuksia sekä näille haasteille riskialtteimpia alueita Järvi-Suomen Energian PJ-verkon alueella. Oikean yläkulman vihreä laatikko kuvaa Järvi-Suomen Energialle kehitettyä ratkaisuportfoliota näihin haasteisiin. Vasemman alakulman vaalean sininen laatikko sisältää aurinkovoimaloihin liittyviä suunnitteluohjeistuksia Järvi-Suomen Energian suunnittelutoiminnoille. Oikean alakulman tumman sininen laatikko puolestaan sisältää Järvi-Suomen Energian käyttötoiminnalle aurinkovoimaloita koskevan ohjeistuksen PJ-verkon aktiivisen seurannan näkökulmasta.

6.4.2 Strategian hyödyt

Kehitetystä strategiasta aurinkovoimaloiden yleistymiseen Järvi-Suomen Energia saa itselleen useita hyötyjä. Strategian avulla JSE saa lisätietoa aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamista haasteellisista verkostovaikutuksista kirjallisuustutkimuksen sekä käytännön kokemuksien kautta saksalaisilta kollegoilta, joiden nykyinen tilanne on pääpiirteissään todennäköisesti myös Järvi-Suomen Energian tilanne tulevaisuudessa. Tämän lisäksi JSE saa strategian avulla käsitystä oman PJ-verkkonsa haavoittuvaisuudesta, haavoittuvaisuuksien laajuudesta sekä heillä todennäköisimmin esiintyvistä aurinkovoimaloiden aiheuttamista haasteista. Tätä käsitystä antavat työssä tehty PJ-verkon kvantitatiivinen nykytila-analyysi sekä todelliselle muuntopiirille tehty kohdealuetarkastelu. Strategian avulla JSE saa myös ajantasaista tietoa näihin aurinkovoimaloiden haasteisiin kehitetyistä ratkaisuvaihtoehdoista sekä niiden käytännön toimivuudesta, joiden pohjalta he voivat muokata työn ratkaisuportfoliosta heidän organisaatiolleen sopivimman kokonaisuuden. Lisäksi JSE saa strategiasta käsitystä näihin ongelmiin kehitettyjen älykkäiden komponenttien nykytilanteesta sekä pystyvät siten seuraamaan niistä saatuja käyttökokemuksia sekä jatkokehitystä. Kun näistä älykkäistä komponenteista on saatu lisää käyttökokemuksia ja ne alkavat olla siinä pisteessä, että ne muodostuvat alan vakioratkaisuiksi, voi JSE ottaa ne isompaan osaan omien käytettävien ratkaisujen portfoliotansa. Älykkäiden komponenttien käyttökokemuksia ja teknis-taloudellista kannattavuutta JSE voi myös halutessaan kerätä esimerkiksi omilla pilottiprojekteilla. Strategian avulla on myös saatu tarkennettua tutkimustietoon pohjautuen Järvi-Suomen Energialle, että mitä asioita aurinkovoimaloiden yleistymisen seurauksena kannattaa ottaa huomioon suunnittelu- ja käyttötoiminnassa. Kehitetty strategia toimiikin Järvi-Suomen

Energialle perustavanlaatuisena tietopakettina siitä, että mitä asioita aurinkovoimaloiden yleistyminen voi tuoda mukanaan ja kuinka näitä asioita verkkoyhtiön kannattaa huomioida.

6.4.3 Strategian jatkokehitys

Työssä kehitetyn strategian keskeisimpänä jatkokehitystoimenpiteenä Järvi-Suomen Energia voi päivittää sitä omien käyttökokemustensa aurinkovoimaloiden verkostovaikutuksista entisestään lisääntyessä. Näiden omien käyttökokemusten kasvaessa JSE pystyy muokkaamaan, päivittämään ja tarkentamaan strategiaa entistä enemmän juuri heidän organisaatiolleen ja tarpeisiinsa sopivaksi. Aurinkovoimaloiden yleistyminen kannattaakin ajatella jatkuvana ja ajan suhteen dynaamisena prosessina, johon liittyen verkkoyhtiön kannattaa aina hyödyllistä lisätietoa aiheesta saadessaan päivittää siihen liittyvää strategiaansa sekä toimintamallejaan. Työn tekemisen aikana havaittuja mielenkiintoisia jatkokehitys- ja tutkimuskohteita ovat erityisesti inverttereiden loistehonsäädön parametrisoinnin optimointi juuri Järvi-Suomen Energian PJ-verkkoon sekä aurinkovoimaloiden verkostovaikutukset kolmiportaisissa 1 kV:n jakeluverkoissa, joita JSE:llä on käytössään. Inverttereiden parametrisoinnin tutkimisessa voisi olla kannattavaa määrittää muutama yleinen tyyppitilanne, joihin optimaalisen parametrisoinnin löytämisen avulla voitaisiin ne monistaa käytettäväksi samantyyppisissä kohteissa, jottei jokaisen kohteen parametrisointia tarvitsisi selvittää aikaa vievästi aina yksitellen. Tyyppitilanteita voisivat olla esimerkiksi suuri ja pieni haja-asutusalueen aurinkovoimala, kaupunki- ja taajama-alueen vastaava sekä näistä useamman aurinkovoimalan samassa muuntopiirissä olevat versiot. Näin saataisiin selvitettyä parametrisoinnilla saavuttava hyöty ja voitaisiin antaa uuden aurinkovoimalan liittymistarkastelussa kohteelle parhaiten sopivat invertterin parametrisoinnit. Aurinkovoimaloiden verkostovaikutuksia 1 kV:n jakeluverkossa olisi myös mielenkiintoista tutkia, jotta selviäisi onko niissä merkittävästi eroa 0,4 kV jakeluverkkoon verrattuna. Oletettavasti verkostohaasteet ovat korkeintaan samanlaisia tai vähäisempiä, koska 1 kV:n jakeluverkon siirtokyky sekä terminen kuormitettavuus ovat selkeästi suurempia kuin 0,4 kV jakeluverkoissa. 1 kV:n jakeluverkkoihin ei kuitenkaan ole odotettavissa samanlaista aurinkovoimaloiden lisääntymistä, koska 1 kV:n jakeluverkkoon sopivia inverttereitä ei ole samalla tavalla kuluttajamarkkinoilla olemassa kuin 0,4 kV:n standardilaitteistoja. Myös tarkempia sähkönlaadun mittauksia voisi olla hyödyllistä toteuttaa, jotta saataisiin konkreettisia tuloksia aurinkovoimaloiden vaikutuksista sähkönlaatuun, koska tällä hetkellä se ei ole normaalissa käyttötoiminnassa mahdollista.

AMR-mittarilla pystytään tällä hetkellä saamaan vain karkean tasoista sähkönlaadun mittausdataa. Informatiivinen sähkönlaadun mittauspiste olisi sellainen, jossa olisi mahdollisimman monta aurinkovoimalaa samalla johtolähdöllä ja lähekkäin. Näin saatua mittauksiin perustuvaa sähkönlaatu informaatiota voitaisiin hyödyntää erityisesti, kun tehdään liittymistarkastelua aurinkovoimalalle, joka olisi tulossa liitettäväksi samalle johtolähdölle sähkönlaadun vaihteluille herkän asiakkaan, kuten teollisuuden kanssa.

7 JOHTOPÄÄTÖKSET JA YHTEENVETO

Loppukäyttäjien kulutuspisteisiinsä liittämä hajautettu aurinkovoimatuotanto on tärkeä osa uusiutuvia energiantuotantomuotoja ja siksi PJ-verkkoon liitettyjen aurinkovoimaloiden määrät ovat nousseet paljon Euroopassa, Suomessa sekä Järvi-Suomen Energian verkkoalueella. Liitettyjen aurinkovoimaloiden määrien lisääntyminen jatkuu hyvin suurella todennäköisyydellä myös tulevaisuudessa ja entisestään kiihtyvällä nopeudella. Aurinkovoimalat tulevat myös olemaan tärkeä osa älykkäitä sähköverkkoja sekä yhteiskunnan energiantehokkuuden kehittämisvaatimuksia. Työssä havaittiin, että aurinkovoimaloiden huomattava lisääntyminen PJ-verkossa ei muuta perustavanlaatuisesti PJ-verkkojen suunnittelua tai käyttötoimintaa. Aurinkovoimalat sen sijaan luovat omalta osaltaan verkkoyhtiöille uuden keskeisen tekijän, joka tulee ottaa huomioon varsinkin verkkoyhtiön suunnittelussa niin pitkällä kuin lyhyelläkin aikavälillä, mutta myös pienemmässä määrin käyttötoiminnassa. Aurinkovoimalat monimutkaistavat omalta osaltaan verkkoyhtiön pitkän aikavälin strategista suunnittelua tuomalla siihen uuden huomioitavan tekijän, joka sisältää paljon alueellisia ja ajallisia epävarmuustekijöitä. Tämä asettaa verkkoyhtiöille lisävaatimuksia ymmärtää syvällisemmin aurinkovoimaloiden haasteellisia verkostovaikutuksia ja niihin parhaiten soveltuvia ratkaisuja sekä oman PJ-verkkonsa aurinkovoimaloiden riskeille alttiiden alueiden tunnistamista. Lisäksi verkkoyhtiön tulee seurata ja ennakoida aktiivisesti oman verkkoalueensa yhteiskunnan kehittymistä sekä kansainvälistä ja kansallista energiapolitiikkaa, jotta todennäköisyys aurinkovoimaloiden seurauksena tehdyille virheellisille verkostoinvestoinneille minimoituisi.

Työssä havaittiin aurinkovoimaloiden PJ-verkolle mahdollisesti aiheuttamiksi haasteiksi jännitteenmuutos voimalan verkosta irtoamisen seurauksena, jännitteennousu johtolähdöllä voimalan vaikutuksesta, PJ-verkon sekä sen komponenttien ylikuormittuminen, suojauksen

sokaistuminen ja virhelaukaisu sekä vianaikainen syöttö. Näille haasteille alttiita PJ-verkon riskialueita ovat varsinkin heikon yksi-vaiheisen vikavirran $I_{k1} < 250\ A$ alueet, pitkät haja-asutusalueen säteittäiset johtolähdöt, joissa on heikko jännitejäykkyys sekä nimellisteholtaan suuren tai useamman aurinkovoimalan liittäminen kauas jakelumuuntajasta. Aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamia haasteita sekä niille alttiita PJ-verkon alueita ja niiden määriä on käsitelty syvällisemmin työn kappaleissa 3, 5 ja 6. Näihin aurinkovoimaloiden PJ-verkolla aiheuttamiin haasteellisiin verkostovaikutuksiin kehityt ratkaisut ovat pääsääntöisesti verkkoyhtiöille jo ennestään tuttuja toimenpiteitä, kuten verkon optimointitoimenpiteet ja perinteiset verkon vahvistamismenetelmät. Myös uusia älykkäitä verkostokomponentteja on kehitetty, mutta ne eivät ole vielä kehittyneet alalla vakioratkaisuiksi liian vähäisten käyttökokemusten takia. Näiden ratkaisujen keskinäinen teknis-taloudellinen paremmuus haasteeseen riippuu merkittävästi tapauksesta, joten yksittäistä parasta ratkaisua ei aurinkovoimaloiden aiheuttamiin haasteisiin voida esittää. Kuitenkin alustava ratkaisujen toteuttamisjärjestys voidaan esittää toimenpidetasolla perustuen ratkaisujen investointikustannuksiin sekä ratkaisun käyttöönottamisaikaan. Tämän vuoksi ensimmäisiksi toteutettaviksi ratkaisutoimenpiteiksi jännite- ja ylikuormitushaasteisiin voidaan esittää verkon optimointitoimenpiteet ja tuotantotehon hetkellinen rajaus, koska niiden investointikustannukset sekä käyttöönottamisajat ovat pienimpiä. Jatkotoimenpiteiden ja pysyvämpien pitkän aikavälin ratkaisujen teknis-taloudellisen paremmuuden selvittämiseksi verkkoyhtiön kannattaa tehdä tapauskohtaiset investointilaskelmat haasteen ratkaisemiseen soveltuvien perinteisten verkonvahvistustoimenpiteiden välillä, huomioiden myös muut investoinnin kannattavuuteen vaikuttavat tekijät, kuten verkon muut investointisuunnitelmat, verkkoalueen ikä ja nykykäyttöarvo, verkon alueen yhteiskunnan kehitys ja asiakasmäärät sekä vallitseva korkotaso. Aurinkovoimaloiden mahdollisesti aiheuttamiin suojauksen haasteisiin verkkoyhtiön teknis-taloudellisesti paras ratkaisu on tehdä huolellinen liittymistarkastelu uuden aurinkovoimalan liittämisprosessissa, jossa selvitetään aurinkovoimalan vaikutukset vikavirtoihin sekä niiden jakautumiseen ja varmistetaan varokkeiden vaatimustenmukaiset sulamisajat. Jos liittymistarkastelussa ilmenee suojauksen haasteita verkkoyhtiö voi ratkaista ne ennaltaehkäisevästi esimerkiksi varokkeen kokoa pienentämällä soveltuvissa kohteissa tai hyödyntämällä vikavirranrajoitinta (FCL). Suojauksen toiminta pitää tarkastaa aina uudelleen myös, jos verkkoalueella tehdään siihen mahdollisesti vaikuttavia verkostomuutoksia. Jos aurinkovoimalat aiheuttavat

pikajälleenkytkennän epäonnistumisen vianaikaisella syötöllään, voi verkkoyhtiö pidentää pikajälleenkytkennän aikaa 0,2 sekuntia. Verkkoyhtiö pystyy huolellisella liittymistarkastelulla myös selvittämään aurinkovoimaloiden mahdollisesti aiheuttamien jännite- sekä ylikuormitushaasteiden riskiä ja voimakkuutta, minkä seurauksena myös niihin voidaan puuttua kustannustehokkaammin ennalta ehkäisevästi. Työssä havaittiin myös, että aurinkovoimaloilla ja niiden inverttereillä ei ole merkittäviä vaikutuksia sähkönlaatuun, kun laitteet täyttävät verkkoon liittämiseen vaaditut standardit SFS-EN 50438 sekä korvaavan SFS-EN 50549 tai VDE-AR-N 4105:2018 sekä EMC-standardit. Aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamiin haasteisiin kehitettyjä ratkaisuja on käsitelty syvällisemmin työn kappaleissa 4, 5 ja 6.

Työn lopputuloksena kehitettiin Järvi-Suomen Energialle strategia aurinkovoimaloiden yleistymistä varten ja työn keskeisimpiä johtopäätöksiä JSE:n kannalta ovat:

1. Merkittävin haaste heidän PJ-verkossaan on aurinkovoimaloiden aiheuttama johtolähdön jännitteennousu sekä tuotantolaitteiston verkosta irtoamisen seurauksena tapahtuvat jännitteenmuutokset.
    i. Muita pienemmässä määrin mahdollisia verkostohaasteita ovat PJ-verkon ja sen komponenttien ylikuormittuminen, suojauksen sokaistuminen ja virhelaukaisu sekä vianaikaisen syötön aiheuttama pikajälleenkytkennän epäonnistuminen.
2. Heidän PJ-verkkonsa riskialueita aurinkovoimaloiden aiheuttamien haasteiden kannalta ovat:
    i. Heikon yksi-vaiheisen vikavirran verkkoalueet $I_{k1} < 250\ A$.
        a. Tällaisia liittymiä PJ-verkossa on yli 19 000 kpl tarkasteluhetkellä.
        b. Alle 180 A liittymiä näistä on yli 5 200 kpl tarkasteluhetkellä.
    ii. Pitkät haja-asutusalueen säteittäiset johtolähdöt, joissa on heikko jännitejäykkyys.
    iii. Nimellisteholtaan suuri liitettävä aurinkovoimala tai useampi ja liittämispiste kaukana jakelumuuntajasta.
3. Heidän PJ-verkkonsa haasteisiin kehitetty ratkaisuportfolio:
    i. Jännitehaasteet:
        a. Ensitoimenpiteet: Verkon optimointi eli verkon laaja-alainen ohjaus, hajautettu loistehonhallinta inverttereillä, verkon topologian

muuttaminen ja jakelumuuntajien käämikytkinten säätäminen. Myös tuotantotehon hetkellinen rajaus.

b. Jatkotoimenpiteet: Verkon vahvistaminen eli rinnakkaisen johtimen asentaminen, johtimen poikkipinnan kasvattaminen ja verkon jakaminen osiin. Mahdollisesti myös älykkäät komponentit, kuten johtolähdön jännitteensäädin tai jännitteensäätöön kykenevä jakelumuuntaja.

ii. Ylikuormittuminen:

a. Ensitoimenpide: Verkon optimointi eli verkon topologian muuttaminen.

b. Jatkotoimenpiteet: Verkon vahvistaminen eli jakelumuuntajan vaihtaminen, verkon osiin jakaminen, johtimen poikkipinnan kasvattaminen sekä rinnakkaisen johtimen asentaminen. PJ-verkon komponenttien kohdalla niiden vaihtaminen vahvempikestoisiin.

iii. Suojauksen haasteet:

a. Aurinkovoimaloiden ottaminen mukaan tehonjako- ja oikosulkuvirtalaskentaan.

b. Aurinkovoimaloiden huolellinen kohdealue tarkastelu vikavirta- ja virran jakautumislaskennoilla sekä varokkeiden sulamisaikojen varmistaminen liittymistarkastelussa.

4. Ohjeistuksia suunnitteluun aurinkovoimaloiden huomioimiseksi:

i. Suunnitellaan PJ-verkko standardin SFS 6000-8-801 mukaisesti, jolloin voidaan liittää aurinkovoimaloita vähintään syöttävän jakelumuuntajan nimellistehon verran ilman suojauksen haasteita.

ii. Jos aurinkovoimaloiden yhteenlaskettu nimellisteho ei ylitä johtolähdön mitoittavaa kuormituksen huipputehoa, pysyy jännitteennousu kaikissa tilanteissa standardin SFS-EN 50160 määrittämissä rajoissa ($< U_N + 10\%$).

5. Ohjeistus käyttötoimintaan aurinkovoimaloiden huomioimiseksi:

i. PJ-verkon kattaville mittauksille ja reaaliaikaiselle seurannalle ei ole tarvetta, kun KJ-verkon vastaavat toiminnot ovat kunnossa. Näin saaduista tiedoista pystytään muodostamaan riittävän tarkka tilannekuva PJ-verkosta myös aurinkovoimaloiden kanssa.

Työn lopputuloksena kehitetyn strategian avulla Järvi-Suomen Energia saa lisätietoa aurinkovoimaloiden haasteellisista verkostovaikutuksista ja ratkaisuista sekä oman PJ-verkkonsa nykytilanteesta ja riskialueista aurinkovoimaloiden sekä erityisesti niiden lisääntymisen näkökulmasta tarkasteltuna. Strategian sisältämien suunnitteluohjeiden avulla JSE pystyy kehittämään omaa suunnittelutoimintaansa huomioimaan aurinkovoimalat entistä paremmin. Lisäksi strategian sisältämä ohjeistus käyttötoiminnalle vähentää epävarmuutta aurinkovoimaloiden lisääntymisen seurauksena syntyvien PJ-verkon reaaliaikaisten mittausten ja seurannan tarpeellisuudesta. Näin JSE pystyy keskittymään kehittämään PJ-verkon mittauksia omien tarpeidensa ja harkintansa mukaisesti rauhallisemmalla nopeudella. Johtopäätöksenä strategian hyödyllisyydestä Järvi-Suomen Energialle voidaan todeta, että se toimii perustavanlaatuisena tietopakettina siitä, että mitä asioita aurinkovoimaloiden yleistyminen voi tuoda mukanaan ja kuinka näitä asioita verkkoyhtiön kannattaa huomioida. Tämän tietopaketin pohjalta JSE voi oman organisaationsa ammattitaidon sekä omien käytännönkokemusten aiheesta entisestään lisääntyessä kehittää omia toimintamallejaan entistä tehokkaammiksi ja paremmiksi. Tämä puolestaan näkyy ulospäin Järvi-Suomen Energian asiakkaille helpompana aurinkovoimalan verkkoon liittämisprosessina sekä parantuneena sähkön toimitusvarmuutena. Järvi-Suomen Energialle kehittyä strategiaa aurinkovoimaloiden yleistymistä varten, sen hyötyjä sekä jatkokehitystarpeita on käsitelty syvällisemmin työn kappaleessa 6.4 ja kehitetty strategia pääpiirteissään on esitetty kuvassa 6.2.

Työn yhteydessä ilmeni useita mielenkiintoisia aihepiiriin liittyviä jatkotutkimusaiheita. Järvi-Suomen Energian kannalta mielenkiintoisimmat näistä olisivat työn kappaleessa 6.4 esitetyt invertterin loistehonhallinnan optimaalinen parametrisointi ja aurinkovoimaloiden verkostovaikutusten tarkempi tutkiminen 1 kV:n sähkönjakelujärjestelmässä. Lisäksi myös uuden SFS-EN 50549 standardin tarjoamat mahdollisuudet PJ-verkon dynaamiseen tukemiseen häiriötilanteissa on mielenkiintoinen jatkotutkimusaihe. Näiden asioiden kattavalla tutkimisella aurinkovoimaloiden verkostovaikutuksista saataisiin entistä laajemmin ja syvällisemmin tietoa. Lisäksi myös tieto inverttereiden PJ-verkkoa tukevien ominaisuuksien maksimaalista hyödyntämistä verkkoyhtiön näkökulmasta paranisi. PJ-verkon reaaliaikaisten mittausten toteuttaminen esimerkiksi IoT-ratkaisujen avulla ja tämän hyötyjen sekä kustannusten tutkiminen olisi tulevaisuuden älykkäiden sähköverkkojen puitteissa myös mielenkiintoista, koska älykkäät sähköverkot mahdollistavat hajautettujen

aurinkovoimaloiden entistä luontevamman hyödyntämisen keskeisenä osana koko sähköenergiajärjestelmää.

Tässä diplomityössä tutkittiin kirjallisuustutkimuksena aurinkovoimaloiden PJ-verkolle aiheuttamia haasteellisia verkostovaikutuksia sekä ratkaisuja niihin. Työssä tarkasteltiin myös saksalaisten verkkoyhtiöiden käytännön kokemuksia näistä asioista. Työn empiirisessä osiossa tehtiin kvantitatiivinen PJ-verkon nykytilatutkimus sekä todellisen PJ-verkon osan tarkempi kohdealuetarkastelu. Työssä saatiin asetetuille tutkimuskysymyksille vastaukset sekä onnistuttiin työlle asetetussa tavoitteessa. Työn merkittävimpänä lopputuloksena kehitettiin Järvi-Suomen Energialle strategia loppukäyttäjien käyttöpaikoilleen liitettävien aurinkovoimaloiden yleistymistä varten. Strategiassa tunnistettiin Järvi-Suomen Energian PJ-verkon kannalta merkittävimmät haasteet sekä PJ-verkon riskialueet, kehitettiin haasteille ratkaisuportfolio ja laadittiin suunnittelu- sekä käyttötoiminnalle ohjeistuksia. Strategiasta Järvi-Suomen Energia saa hyvän ja perustavanlaatuisen tietopaketin aurinkovoimaloista ja niiden haasteista sekä heidän PJ-verkkonsa nykytilasta niiden kannalta. Strategian avulla Järvi-Suomen Energia pystyy varautumaan paremmin ja kustannustehokkaammin aurinkovoimaloiden lisääntymiseen omalla verkkoalueellaan.

LÄHDELUETTELO

ABB, 2007. TTT-käsikirja 2000-07. ABB Oy. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 18.1.2019]. Saatavilla: http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/

Adrianti -, Dysko A. & Graeme B., 2011. Probability Estimation of the Occurrence of Protection System Failures in Highly Distributed Generation Systems. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 17.1.2019]. Saatavilla: https://ieeexplore.ieee.org/document/6125581

Bayer B., Matschoss P., Heiko T. & Adela M., 2017. The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 18.12.2018]. Saatavilla: https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0960148117311461?token=15BB7A2E76560E67295D026DC71BDD8A31BCC83052A38094B8D8502312CF070F6D2E62466E01D8B49EC8C1E4EEB2B28F

Bletterie B., Kadam S., Bolgaryn R. & Zegers A., 2017. Voltage Control with PV Inverters in Low Voltage Networks—In Depth Analysis of Different Concepts and Parameterization Criteria. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 30.1.2019]. Saatavilla: https://ieeexplore.ieee.org/document/7452665

Energiateollisuus a, 2016. Mikrotuotantolaitteiston liittäminen jakeluverkkoon. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 17.12.2018]. Saatavilla: https://energia.fi/files/762/Mikrotuotannon_liittaminen_sahkonjakeluverkkoon_YA9_13_verkostosuositus_paivitetty_20160427.pdf

Energiateollisuus b, 2016. Tekninen liite 1 ohjeeseen sähköntuotantolaitteiston liittäminen jakeluverkkoon – nimellisteholtaan enintään 100 kVA laitoksen liittäminen. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 20.12.2018] Saatavilla: https://energia.fi/files/1249/tekninen_liite_1_-_enintaan_100_kVA_PAIVITETTY_20160427.pdf

Energiavirasto, 2018. Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut vuodelta 2017. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 4.1.2018]. Saatavilla: https://www.energiavirasto.fi/sahkoverkkotoiminnan-tunnusluvut-2017

Glinka F., Schmidt T. & Bennauer C., 2017. Challenges and Solutions fot MV & LV Protection in Grids with Large Amount of Distributed Generation – A Final Report from the German Research Project Profudis. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 28.3.2019]. Saatavilla: https://publications.rwth-aachen.de/record/711269/files/711269.pdf

IEA, International Energy Agency, 2018. Snapshot of global photovoltaic markets. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 19.12.2018]. Saatavilla: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2017.pdf

IEA, International Energy Agency, 2019. PVPS Annual Report 2018. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 26.5.2019]. Saatavilla: http://www.iea-pvps.org/index.php?id=6

Järvi-Suomen Energia a, 2018. Suur-Savon Sähkö -konserni. [Verkkosivu]. [Viitattu: 8.5.2019]. Saatavilla: https://www.jseoy.fi/tyttarena-konsernissa/suur-savon-sahko-konserni/

Järvi-Suomen Energia b, 2018. Sähkönjakelu Järvi-Suomen Energian verkkoalueella. [Verkkosivu]. [Viitattu 4.1.2018]. Saatavilla: https://www.jseoy.fi/sahkoverkko/verkkoalueemme/

Kaipia T., 2012. Aurinkosähköjärjestelmät jakeluverkon rinnalla – Sähkön käyttäjien turvallisuuteen ja sähkönlaatuun liittyvä standardointi. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 5.3.2019]. Saatavilla: https://www.slideshare.net/jeroahola/tero-kaipia-1892012

Karppanen J., 2012. Sähköntuotannon pienjänniteverkkoon liittäminen – määräykset ja sähköturvallisuus. Diplomityö. LUT-yliopisto. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 17.1.2019]. Saatavilla: http://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/77076/dippa_final.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Kauhaniemi K., Komulainen R., Kumpulainen L. & Samuelsson O., 2004. Distributed generation – new technical solutions in the distribution system. Nordac – Nordic Distribution an Asset Management Conference. [Konferenssijulkaisu].

Korpinen L., Mikkola M., Keikko T. & Falck E., 2008. Yliaalto-opus. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 6.2.2019]. Saatavilla: http://www.leenakorpinen.fi/archive/opukset/yliaalto-opus.pdf

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

Lassila L., 2018. BL20A1001 Sähköverkkojen suojaus luentomateriaalit. LUT-yliopisto.

Lassila J., Tikka V., Haapaniemi J., Child M., Breyer C. & Partanen J., 2016. Nationwide Photovoltaic Hosting Capacity in Finnish Electricity Distribution System. [Verkkodokumentti] [Viitattu 29.1.2019]. Saatavilla: https://www.researchgate.net/publication/304379758_Nationwide_Photovoltaic_Hosting_Capacity_in_the_Finnish_Electricity_Distribution_System

Lehto I., 2009. Mikrotuotannon liittäminen yleiseen sähkönjakeluverkkoon. TKK. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 4.1.2019]. Saatavilla: http://lib.tkk.fi/Dipl/2009/urn100081.pdf

Löf N., 2009. Pienjänniteverkon automaatioratkaisuiden kehitysnäkymät. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 14.1.2019]. Saatavilla: http://www.tut.fi/eee/research/inca-public/tiedostot/Raportit/Diplomityo_Lof_Niklas_final.pdf

Makkonen T., 2014. Jännitekuoppien vaikutus oikosulkumoottorien käyttäytymiseen. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 28.1.2019]. Saatavilla: http://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/73066/C10.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Mäki K., 2011. Aurinkojärjestelmien verkostovaikutukset. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 17.1.2019]. Saatavilla: https://docplayer.fi/16452358-Aurinkosahkojarjestelmien-verkostovaikutukset.html

Niemelä E., 2010. Kaupunkialueella toimivan sähkönjakeluverkkoyhtiön siirtohinnoittelun kehittäminen. Diplomityö. LUT-Yliopisto. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 20.5.2019]. Saatavilla: http://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/64326/nbnfi-fe201011052667.pdf?sequence=3

Papathanassiou S., Hatziargyriou N., Anagnostopoulos P., Aleixo L., Buchholz B., Carter-Brown C., Drossos N., Enayati B., Fan M., Gabrion V., Bok-Nam Ha., Karstenti L., Malý J., Namgung W., Pecas_lopes J., Pillai J. R., Solvang T. & Verma P., 2014. Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER. CIGRE. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 29.1.2019]. Saatavilla: https://www.cigreaustralia.org.au/assets/ITL-SEPT-2014/3.1-Capacity-of-Distribution-Feeders-for-hosting-Distributed-Energy-Resources-DER-abstract.pdf

Partanen J., a 2016. Älykäs sähköverkko ja pientuotanto. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 1.2.2019]. Saatavilla: https://energia.fi/files/1451/Pientuotanto_ja_alykas_sahkoverkko.pptx

Partanen J., b 2016. Suunnitteluperusteet, BL20A0500 Sähkönjakelutekniikka luentomateriaali. LUT-yliopisto.

Partanen J., Honkapuro S., Lassila J., Kaipia T., Verho P., Järventausta P., Strandén J. & Mäkinen A., 2010. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. LUT-yliopisto & Tampereen yliopisto. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 5.2.2019]. Saatavilla: https://energia.fi/files/734/Sahkonjakelun_toimitusvarmuuden_kriteeristo_ja_tavoitetasot.pdf

Peltoniemi P., 2005. Vektorimodulointimenetelmien ja verkkosuotimien vertailu jänniteväliпiiriverkkovaihtosuuntaajassa. Diplomityö. LUT-yliopisto.

PV-Magazine a, Enkhardt S., 2018. Germany deployed nearly 2 GW of PV so far this year. [Verkkosivu]. [Viitattu 19.12.2018]. Saatavilla: https://www.pv-magazine.com/2018/10/01/germany-deployed-nearly-2-gw-of-pv-so-far-this-year/

PV-Magazine b, Bellini E., 2018. Finland's 2017 PV market grows by over 100%. [Verkkosivu]. [Viitattu 3.1.2019]. Saatavilla: https://www.pv-magazine.com/2018/10/15/finlands-2017-pv-market-grows-by-over-100/

PV-Magazine, 2019. Germany installed almost 3 GW of solar in 2018. [Verkkosivu]. [Viitattu 7.3.2019]. Saatavilla: https://www.pv-magazine.com/2019/01/31/germany-installed-almost-3-gw-of-solar-in-2018/

SFS-6000-8-801:2017, 2017. Pienjännitesähköasennukset. Osa 8-801: Täydentävät vaatimukset. Jakeluverkot. Suomen standardisoimisliitto SFS ry, Sesko ry. [Standardi].

SFS-EN 50160, 2010. Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet. Suomen standardisoimisliitto SFS ry, Sesko ry. [Standardi].

SFS-EN 50438, 2015. Tekniset vaatimukset yleisen pienjännitejakeluverkon kanssa rinnan toimiville mikrogeneraattoreille. Suomen standardisoimisliitto SFS ry, Sesko ry. [Standardi].

Sähkömarkkinalaki 588/2013, Finlex, 2013. Sähkömarkkinalaki. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 15.1.2019]. Saatavilla: http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588#Pidp446666784

Tuunanen J., 2014. Modelling of Changes in Electricity End-Use and Their Impacts on Electricity Distribution. Väitöskirja. LUT-yliopisto. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 28.1.2019]. Saatavilla: https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/117565/Jussi%20Tuunanen%20A4.pdf?sequence=2&isAllowed=y

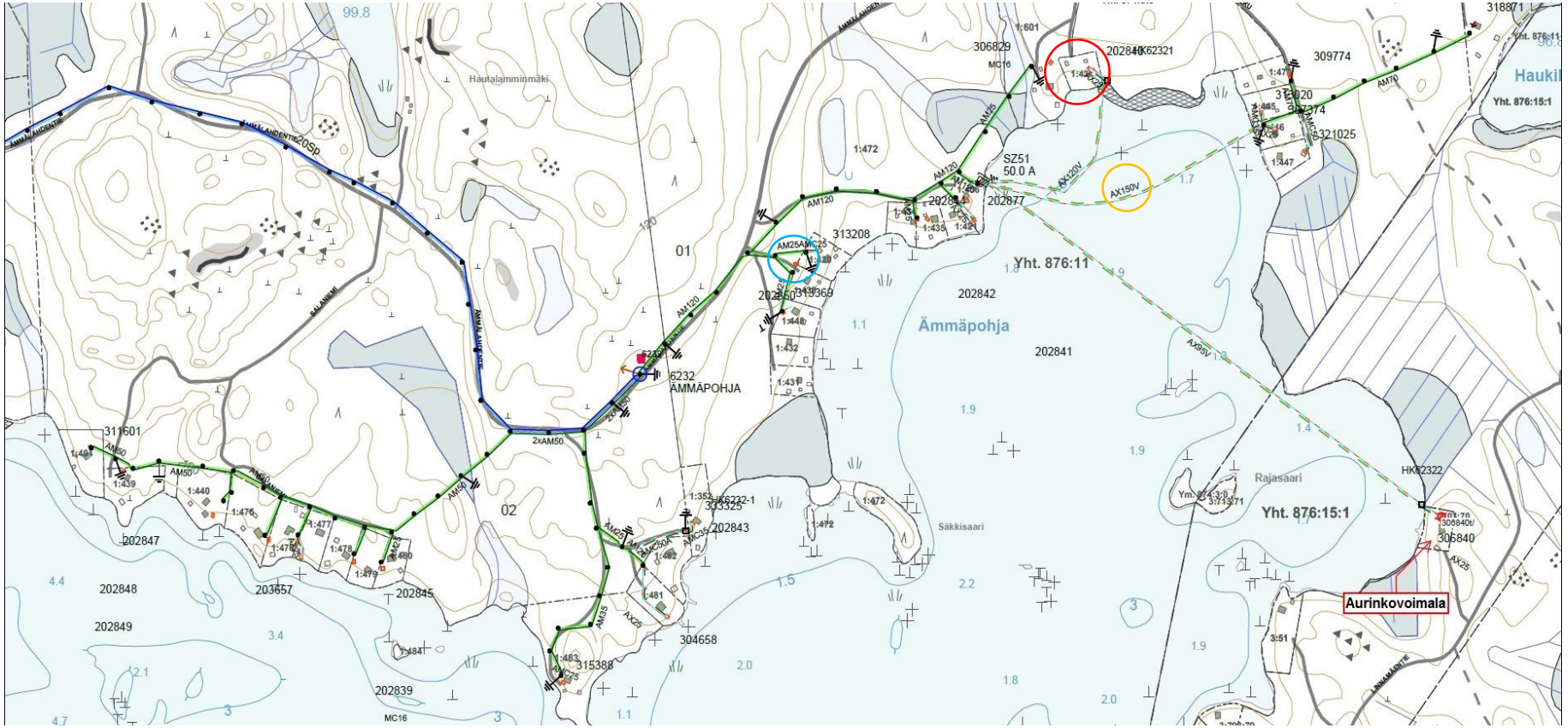
VDE-AR-N 4105:2018. Power generation systems connected to the low voltage distribution network. Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks. FNN. [Saksalainen standardi].

von Appen J., Braun M., Stetz T., Diwold K. & Geibel D., 2013. Time in the Sun – The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 7.2.2019]. Saatavilla: http://magazine.ieee-pes.org/files/2013/02/11mpe02-vonappen-2234407-x.pdf

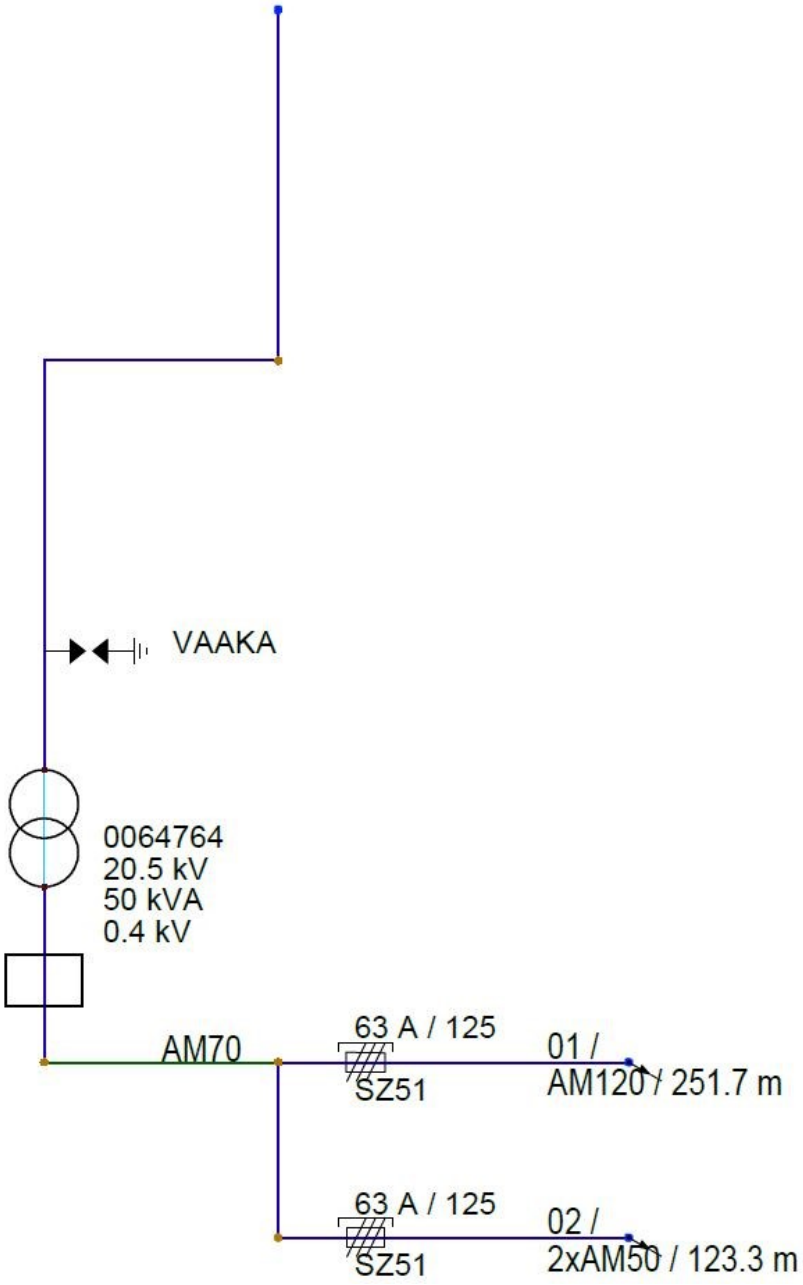
VTT, Alanen R. & Hätönen H., 2006. Sähkön laadun ja jakelun luotettavuuden hallinta – State of art -selvitys. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 10.1.2019]. Saatavilla: https://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2006/w52.pdf

Zhai J., Lin X. & Zhang Y., 2018. Reactive power and voltage control strategy based on dynamic and adaptive segment for DG inverter. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 21.2.2019]. Saatavilla: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/136/1/012012/pdf

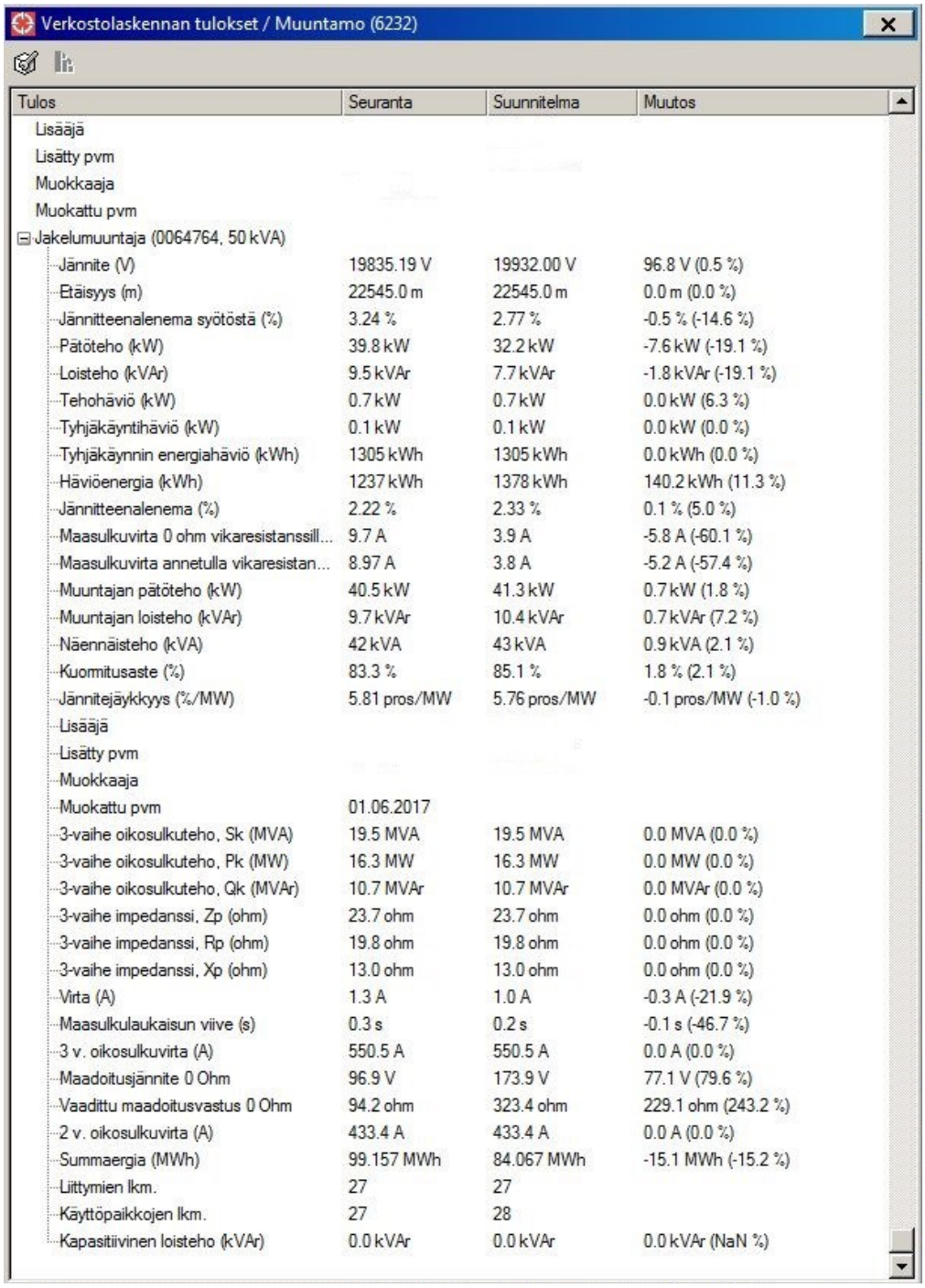
Muuntopiirin 6232 verkkokuva.



Muuntopiirin 6232 muuntamokaavio.



Muuntopiirin 6232 verkostolaskennan tulokset.



Verkostolaskennan tulokset / Muuntamo (6232)

Tulos	Seuranta	Suunnitelma	Muutos
Lisääjä			
Lisätty pvm			
Muokkaaja			
Muokattu pvm			
Jakelumuuntaja (0064764, 50 kVA)			
Jännite (V)	19835.19 V	19932.00 V	96.8 V (0.5 %)
Etäisyys (m)	22545.0 m	22545.0 m	0.0 m (0.0 %)
Jännitteenalenema syötöstä (%)	3.24 %	2.77 %	-0.5 % (-14.6 %)
Pätöteho (kW)	39.8 kW	32.2 kW	-7.6 kW (-19.1 %)
Loisteho (kVAr)	9.5 kVAr	7.7 kVAr	-1.8 kVAr (-19.1 %)
Tehohäviö (kW)	0.7 kW	0.7 kW	0.0 kW (6.3 %)
Tyhjäkäyntihäviö (kW)	0.1 kW	0.1 kW	0.0 kW (0.0 %)
Tyhjäkäynnin energiahäviö (kWh)	1305 kWh	1305 kWh	0.0 kWh (0.0 %)
Häviöenergia (kWh)	1237 kWh	1378 kWh	140.2 kWh (11.3 %)
Jännitteenalenema (%)	2.22 %	2.33 %	0.1 % (5.0 %)
Maasulkuvirta 0 ohm vikaresistanssill...	9.7 A	3.9 A	-5.8 A (-60.1 %)
Maasulkuvirta annetulla vikaresistan...	8.97 A	3.8 A	-5.2 A (-57.4 %)
Muuntajan pätöteho (kW)	40.5 kW	41.3 kW	0.7 kW (1.8 %)
Muuntajan loisteho (kVAr)	9.7 kVAr	10.4 kVAr	0.7 kVAr (7.2 %)
Näennäisteho (kVA)	42 kVA	43 kVA	0.9 kVA (2.1 %)
Kuormitusaste (%)	83.3 %	85.1 %	1.8 % (2.1 %)
Jännitejäykkyys (%/MW)	5.81 pros/MW	5.76 pros/MW	-0.1 pros/MW (-1.0 %)
Lisääjä			
Lisätty pvm			
Muokkaaja			
Muokattu pvm	01.06.2017		
3-vaihe oikosulkuteho, Sk (MVA)	19.5 MVA	19.5 MVA	0.0 MVA (0.0 %)
3-vaihe oikosulkuteho, Pk (MW)	16.3 MW	16.3 MW	0.0 MW (0.0 %)
3-vaihe oikosulkuteho, Qk (MVAr)	10.7 MVAr	10.7 MVAr	0.0 MVAr (0.0 %)
3-vaihe impedanssi, Zp (ohm)	23.7 ohm	23.7 ohm	0.0 ohm (0.0 %)
3-vaihe impedanssi, Rp (ohm)	19.8 ohm	19.8 ohm	0.0 ohm (0.0 %)
3-vaihe impedanssi, Xp (ohm)	13.0 ohm	13.0 ohm	0.0 ohm (0.0 %)
Virta (A)	1.3 A	1.0 A	-0.3 A (-21.9 %)
Maasulkulaukaisun viive (s)	0.3 s	0.2 s	-0.1 s (-46.7 %)
3 v. oikosulkuvirta (A)	550.5 A	550.5 A	0.0 A (0.0 %)
Maadoitusjännite 0 Ohm	96.9 V	173.9 V	77.1 V (79.6 %)
Vaadittu maadoitusvastus 0 Ohm	94.2 ohm	323.4 ohm	229.1 ohm (243.2 %)
2 v. oikosulkuvirta (A)	433.4 A	433.4 A	0.0 A (0.0 %)
Summaergia (MWh)	99.157 MWh	84.067 MWh	-15.1 MWh (-15.2 %)
Liittymien lkm.	27	27	
Käyttöpaikkojen lkm.	27	28	
Kapasitiivinen loisteho (kVAr)	0.0 kVAr	0.0 kVAr	0.0 kVAr (NaN %)

AMKA-riippukierrekaapelien sekä maakaapeleiden sähkötekniset tiedot.

Draka

Riippukierrekaapelit

PE-eristeinen 1 kV riippukierrekaapeli

AMKA 0,6/1 kV

OMINAISUUDET

Johtimien lukumäärä ja poikkipinta	Johtimien maks. resistanssi			Induktanssi
	Vaihejohdin		Kannatin	
n x mm²	20 °C, DC ohm/km	70 °C, AC ohm/km	20 °C, DC ohm/km	mH/km
AMKA 1x16+25 1kV	1,91	2,3	1,38	0,29
AMKA 1x16+35 1kV	1,91	2,3	0,986	0,29
AMKA 3x16+25 1kV	1,91	2,3	1,38	0,35
AMKA 3x16+35 1kV	1,91	2,3	0,986	0,35
AMKA 3x25+35 1kV	1,20	1,4	0,986	0,34
AMKA 3x35+50 1kV	0,868	1,0	0,720	0,34
AMKA 3x35+70 1kV	0,868	1,0	0,493	0,34
AMKA 3x50+70 1kV	0,641	0,77	0,493	0,33
AMKA 3x70+95 1kV	0,443	0,53	0,363	0,31
AMKA 3x95+95 1kV	0,320	0,39	0,363	0,31
AMKA 3x120+95 1kV	0,253	0,31	0,363	0,30

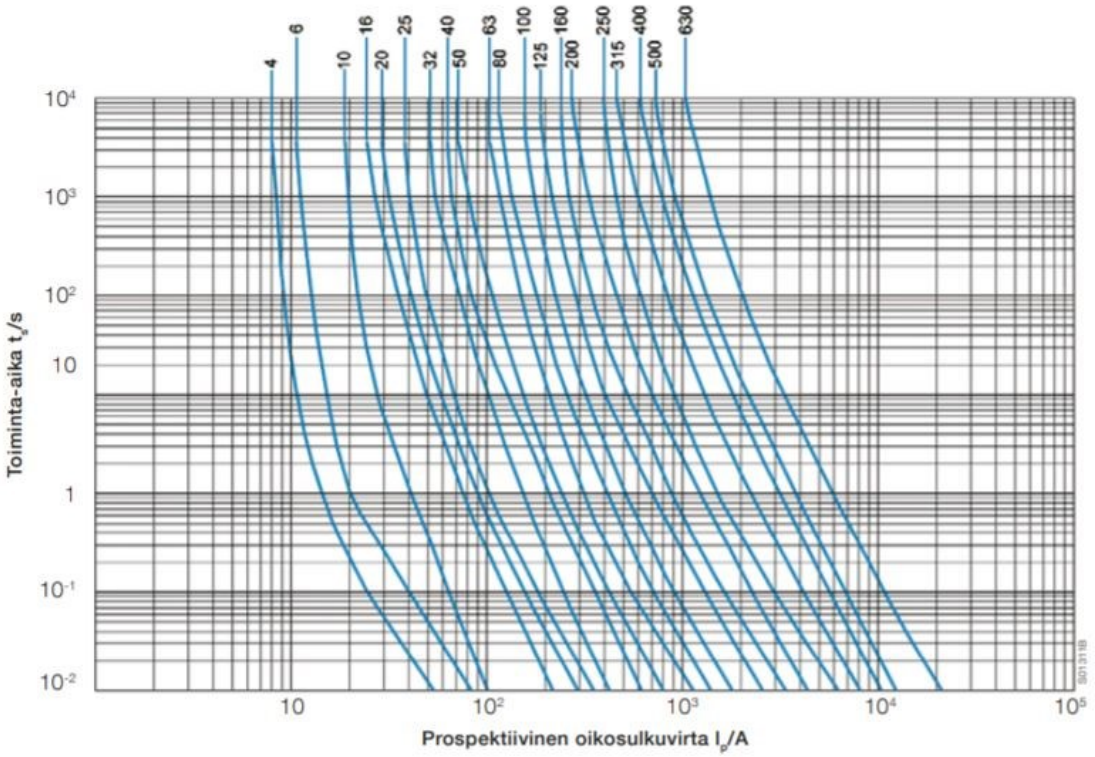
Draka

Voimakaapelit 0,6/1 kV alumiini

1 kV voimakaapeli

AXMK 0,6/1 kV

OMINAISUUDET

Johtimien lukumäärä ja poikkipinta	Johtimien maks. resistanssi			Induktanssi	Käyttö-kapasitanssi
	Vaihejohtimet		PEN-johdin		
n x mm²	20°C, DC ohm/km	70°C, AC ohm/km	20°C, DC ohm/km	2) mH/km	3) µF/km
AXMK 4x16 S AN 1 kV	1,91	2,3	1,91	0,29	0,30
AXMK 4x25 S AN 1 kV	1,20	1,5	1,20	0,28	0,29
AXMK 4x35 S AN 1 kV	0,868	1,0	0,868	0,28	0,29
AXMK 4x50 S AN 1 kV	0,641	0,77	0,641	0,28	0,29
AXMK 4x70 S AN 1 kV	0,443	0,53	0,443	0,27	0,29
AXMK 4x95 S AN 1 kV	0,320	0,39	0,320	0,27	0,29
AXMK 4x120 S AN 1 kV	0,253	0,31	0,253	0,26	0,28
AXMK 4x150 S AN 1 kV	0,206	0,25	0,206	0,26	0,28
AXMK 4x185 S AN 1 kV	0,164	0,20	0,164	0,26	0,28
AXMK 4x240 S AN 1 kV	0,125	0,16	0,125	0,25	0,27
AXMK 4x300 S AN 1 kV	0,100	0,13	0,100	0,25	0,26

Kahvavarokkeiden (gG) sulamiskäyrästö.