

Eljas Ylisirniö

AURINKOVOIMALAN VAIHTOSUUNTAAJIEN LOISTEHON KOMPENSOINTI JA HYÖDYNTÄMINEN

Diplomityö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Tomi Roinila, TkT & Henrik Alenius, DI
Huhtikuu 2020

TIIVISTELMÄ

Eljas Ylisirniö: Aurinkovoimalan vaihtosuuntaajien loistehon kompensointi ja hyödyntäminen
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Sähkötekniikan diplomi-insinööri tutkinto-ohjelma
Huhtikuu 2020

Jakeluverkkoyhtiöiden verkon kaapelointi säävarman sähköverkon takaamiseksi on kasvattanut verkkoyhtiöiden loistehon kompensointitarvetta. Ilman kompensointia jakeluverkkoyhtiöt joutuvat maksamaan Suomen kantaverkon haltijalle Fingridille huomattavia summia korotettujen loissähkömaksujen takia. Loissähkömaksut painostavat verkkoyhtiöitä investoimaan uusiin kompensointilaitteisiin tai hyödyntämään jo olemassa olevaa, hyödyntämätöntä loistehon kompensointikapasiteettia. Tässä työssä tutkitaan, kuinka aurinkovoimaloiden vaihtosuuntaajakapasiteettia voidaan hyödyntää loistehon kompensoinnissa.

Jakeluverkkoyhtiöt voivat kompensoida kaapeleiden tuottamaa loistehoa esimerkiksi reaktoreiden avulla. Työssä loistehon kompensointia vaihtosuuntaajien avulla tarkastellaan taloudellisesti kolmesta eri näkökulmasta: jakeluverkkoyhtiön näkökulmasta vaihtoehtoiskustannuslaskelman avulla reaktoriin investoimista verrataan vaihtosuuntaajakapasiteetin hyödyntämiseen, yhteiskäytön avulla tarkastellaan vaihtosuuntaajien ja reaktorin rinnakkaiskäyttöä ja lopuksi tarkastellaan vaihtosuuntaajakapasiteetin hyödyntämistä yksityisen asiakkaan näkökulmasta, jolloin asiakas voi pienentää jakeluverkkoyhtiön laskuttamia loissähkömaksuja. Kompensointitoiminnot validoitiin käyttämällä Solarigon aurinkovoimalan inverttereitä ja Excel-työkäulun avulla laskettiin kapasiteetin hyödyntämisestä saavutettavat hyödyt.

Validointi suoritettiin kahdella eri loistehon arvolla. Mittaustuloksista analysoitiin invertterin mittaamaa loistehoa, verkon mittaamaa loistehoa sekä yliaaltovirtoja. Tulokset osoittivat, ettei invertterien loistehon tuotanto aiheuttanut minkäänlaisia häiriöitä verkon näkökulmasta, mutta loistehon kulutuksella havaittiin merkittäviä yliaaltovirtapiikkejä. Yliaaltovirrat eivät kuitenkaan verkon impedanssin ansiosta aiheuttaneet verkkoon yliaaltojännitteitä, joten voidaan todeta, ettei invertterien loisteho aiheuttanut ongelmia testauskohteen verkolle.

Liiketoimintamallien luomiseksi vaihtosuuntaajakapasiteettia verrattiin reaktoriin vaihtoehtoiskustannuslaskelman avulla, tarkasteltiin reaktorin ja invertterien yhteiskäytön mahdollisuutta, jolloin puolet kompensoinnista toteutettaisiin reaktorilla ja puolet inverttereillä sekä tutkittiin, olisiko Solarigon kannattavaa tarjota loistehon kompensointia palveluna yksityiselle asiakkaalle. Vaihtoehtoiskustannuslaskelma osoitti, etteivät vaihtosuuntaajat pysty kilpailemaan reaktorien kanssa käyttöiän alhaisuuden takia. Yhteiskäytöllä alkuinvestointia saatiin pienennettyä, mutta saavutettu hyöty jäi alhaisemmaksi kuin suuremman reaktorin käyttö. Yksityisen asiakkaan näkökulmasta loistehon kompensoinnin hyödyntäminen vaihtosuuntaajilla huomattiin olevan tuottoisaa sekä asiakkaan, että Solarigon kannalta. Solarigon tarjoama palvelu pystyy kilpailemaan Suomen jakeluverkkoyhtiöiden loissähkömaksujen kanssa.

Avainsanat: loisteho, kompensointi, aurinkovoimala, vaihtosuuntaaja, liiketoimintamalli

Tämän diplomityön alkuperäisyys on tarkistettu Turnitin OriginalityCheck-ohjelmalla.

ABSTRACT

Eljas Ylisirniö: Solar power plant inverters' reactive power compensation and utilization
Master of Science thesis
Tampere University
Master's Degree Programme in Electrical Engineering
April 2020

To ensure weatherproof electrical grid, distribution network companies have started to replace their overhead power lines to underground cables, which increases their need to compensate reactive power. Without compensation, distribution network companies must pay significant fees to Finnish transmission system owner Fingrid due to tightened reactive power fees. Reactive power fees urge network companies to invest in new compensation equipment's or to utilize existing, unutilized reactive power capacity to compensate. This work examines, how solar power inverters can be utilized in reactive power compensation.

Distribution network companies can compensate reactive power produced by the cables for example with reactors. In this work, reactive power compensation with inverters is considered from three different aspects: from network companies' point of view with opportunity cost calculation comparing inverter and reactor utilization, simultaneous use, when inverters and reactor work together and split the compensation demand and from private customers point of view to utilize inverters' in compensation, whereby customer can reduce distribution network companies reactive power fees. Compensation functionality was validated with Solarigos' solar power plant inverters and achievable benefits were calculated with Excel.

Validation was performed with two different reactive power values. Analyzed values were inverters reactive power, grids reactive power and harmonic currents. Test results indicate that inverters reactive power production did not cause any issues to the grid, but reactive power consumption caused significant total harmonic currents. However, owing to grids impedance, harmonic currents did not create total harmonic voltages to the grid. Therefore, it is noticeable that inverters reactive power did not disturb testing locations electrical grid.

To create business models, inverter capacity was compared against reactor utilization with opportunity cost calculation, simultaneous use of inverter and reactor was examined and examination, how Solarigo could offer reactive power compensation as service to private customers was examined. Opportunity cost calculation indicated that inverters cannot compete with reactors due to their low operating life. With simultaneous use, starting investment could be reduced but utilization of larger reactor proved to be more beneficial. From private customers point of view, utilization of inverters in reactive power compensation was remarked profitable for both customer and Solarigo.

Keywords: reactive power, compensation, solar power plant, inverter, business model

The originality of this thesis has been checked with Turnitin OriginalityCheck service.

ALKUSANAT

Työ tehtiin Solarigo Systems Oy:lle ja sen tilaajina toimivat Suur-Savon Sähkö Oy sekä Järvi-Suomen Energia Oy. Jotta työ oli mahdollista toteuttaa, haluaisin kiittää Solarigo Systems Oy:n vanhempaa projektipäällikköä Ville Vairista, joka mahdollisti kesällä 2018 kesätyöpaikan aurinkopaneeliasentajana ja hänen kanssansa diplomityön aihetta ruvettiin miettimään syksyllä 2019. Työn testauksen osalta haluan kiittää energiaspesialistia Alekski Ojalaa, joka ohjeisti ja neuvoi invertterien käyttäjäliittymän käytössä. Erityiskiitos kuuluu Suur-Savon Sähkö Oy:n toimitusjohtajalle Markus Tykkyläiselle sekä Järvi-Suomen Energia Oy:n toimitusjohtajalle Arto Pajuselle, jotka toimivat työn ohjaajina. Heidän kommenttien ansiosta työhön saatiin asiantunteva ohjeistusta sähköverkon näkökulmasta ja he mahdollistivat useiden asiantuntijoiden avun työn toteuttamiseksi.

Kiitokset kuuluvat myös työn tarkastajalle Tomi Roinilalle, joka antoi kannustavaa kommentointia työn edetessä sekä työn toiselle tarkastajalle Henrik Aleniukselle, joka neuvoi invertterin teoreettisissa osuuksissa.

Lopuksi haluaisin kiittää lähisukulaisia, opiskelutovereita sekä tyttöystävääni. Teillä kaikilla on ollut kannustava vaikutus opintojeni etenemiseen sekä opintojeni loppuun saattamiseen!

Mikkeli, 14.4.2020

Eljas Ylisirniö

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
2. AURINKOENERGIA.....	4
2.1 Aurinkosähkön perusteet	4
2.2 Energian tuottaminen paneeleilla	5
3. NÄENNÄISTEHO JA LOISTEHO	8
3.1 Loistehon kompensoinnin tarve.....	9
3.2 Loistehon kompensointilaitteita	11
3.3 Loissähköikkuna	14
3.4 Loissähkömaksut	16
4. VAIHTOSUUNTAAJA	17
4.1 Vaihtosuuntaajatopologia	17
4.2 Vaihelukitusilmukka (PLL)	23
4.3 Loistehon kompensointi vaihtosuuntaajalla	28
5. LOISTEHON KOMPENSOINNIN HYÖDYNTÄMINEN	34
6. LOISTEHON KOMPENSOINNIN KOHDE.....	36
6.1 Aurinkovoimalan spesifikaatiot	36
6.2 Loistehon kompensoinnin testaaminen	38
6.3 Tuloksien analysointi.....	52
7. LIIKETOIMINTAMALLIT	54
7.1 Jakeluverkkoyhtiö	54
7.2 Yksityinen asiakas	58
8. YHTEENVETO.....	62
LÄHTEET	65

KUVALUETTELO

Kuva 1. Loistehon rahavirrat.	2
Kuva 2. Tuuli- ja aurinkovoiman kumulatiivinen kapasiteetti.	4
Kuva 3. Valosähköilmiö. [5].	5
Kuva 4. Aurinkopaneelin UI- ja tehokäyrät.	6
Kuva 5. Maan pinnalle osuva irradianssi ja paneelin tuottama energia huipputehoa kohden. [6].	7
Kuva 6. Näennäisteho jaettuna pätö- ja loistehoksi.	8
Kuva 7. STATCOM:in toiminta-alue.	13
Kuva 8. Loissähköikkuna. [12]	15
Kuva 9. VSI kytkentäkaavio. [3]	17
Kuva 10. Kytkimien S1-S6 ohjaus. [3]	18
Kuva 11. Vaihejännitteet va ja vb sekä pääjännite vab. [3].	19
Kuva 12. Clarken muunnoksen tulos aikatasossa. [3]	20
Kuva 13. Parkin muunnoksen tulos aikatasossa. [3]	21
Kuva 14. Tilavektoripinta kaksitasoisessa invertterissä. [14].	21
Kuva 15. PLL:n toimintaperiaate. [15]	24
Kuva 16. Konventionaalisen PLL-ohjauksen lohko-kaavio. [16]	24
Kuva 17. Koordinaatistojen välinen kulmaero. [16].	25
Kuva 18. Linearisoidun PLL-ohjauksen lohko-kaavio. [16]	27
Kuva 19. Kolmivaiheisen verkkoon kytketyn VSI:n ja verkon piirikaavio. [17].	28
Kuva 20. Ohjausjärjestelmän lohko-kaavio. [17].	29
Kuva 21. Invertterin tehodiagrammi. [18]	31
Kuva 22. Invertterin normaali toiminta-alue sekä loistehon tuotantokapasiteetti. [19].	32
Kuva 23. Kohteen työpiirustus. [21]	36
Kuva 24. Aurinkovoimalan pääpiirikaavio yhdelle invertterille. [22].	37
Kuva 25. Erään alueen kantaverkon liityntäpisteen loissähköikkuna. [23].	39
Kuva 26. Kohteen loistehon tarve yhdeltä päivältä.	40
Kuva 27. Kohteen invertterien tehotuotannot lähtötilanteessa.	41
Kuva 28. Kohteen invertterien tehotuotannot transienttilanteessa.	42
Kuva 29. Kohteen loisteho lähtötilanteessa.	43
Kuva 30. Kohteen invertterien loistehon tuotanto.	44
Kuva 31. Kohteen verkon mittaama loisteho invertterien tuottaessa loistehoa.	45
Kuva 32. Kohteen eri vaiheiden kapasitiivinen loisteho.	45
Kuva 33. Kohteen eri vaiheiden pätöteho kapasitiivisella loisteholla.	46
Kuva 34. Kohteen invertterien loistehon kulutus.	47
Kuva 35. Kohteen verkon mittaama loisteho invertterien kuluttaessa loistehoa.	47
Kuva 36. Kohteen eri vaiheiden induktiivinen loisteho.	48
Kuva 37. Kohteen verkon vaihejännitteet.	49
Kuva 38. Yliaaltomittarin mittaama kokonaisloisteho, perusaallon loisteho sekä TDI:n maksimi.	50
Kuva 39. Normeeratut TDI arvot eri vaiheilla sekä pätöteho.	51
Kuva 40. Yliaaltomittarin mittaama perusaallon loisteho vaiheittain.	52
Kuva 41. 3 MVA reaktorin sekä 3 MVA invertterikapasiteetin tuotto eri käyttöajoilla.	56
Kuva 42. Yhteiskäytön kumulatiivinen tuotto.	57
Kuva 43. Asiakkaan kumulatiivinen kustannus loissähköstä 15 vuoden ajalta.	59
Kuva 44. Solarigon kumulatiivinen tuotto 15 vuodessa.	60

LYHENTEET JA MERKINNÄT

AC	Vaihtovirta (alternating current)
DC	Tasavirta (direct current)
F	Suodatin
IGBT	Eristetty hila bipolaarinen transistori (insulated gate bipolar transistor)
MPPT	Maksimitehopisteen seuranta (maximum power point tracking)
PID	Proportionaalinen-integraalinen-derivaattainen (proportional-integral-derivative)
PLL	Vaihelukitusilmukka (phase-locked-loop)
STATCOM	Staattinen synkronikompensaattori
SFS-EN 50160	Yleisen sähkönjakeluverkon jännitteen ominaisuudet-standardi
SVPWM	Tilavektori plussin leveysmodulaatio (space vector pulse width modulation)
TDI	Yliaaltovirta
THD	Harmoninen kokonaissärö (total harmonic distortion)
UI-käyrä	Jännite-virta-käyrä
VCO	Jänniteohjattu oskillaattori (voltage-controlled oscillator)
VH	Vaihehavaintaja
VSI	Jännitelähde invertteri (voltage source inverter)
C	johdon käyttökapasitanssi
D_x	pulssisuhteen x-komponentti
d_x^c	ohjaussysteemin pulssisuhteen x-komponentin derivaatta
d_x'	verkon pulssisuhteen x-komponentin derivaatta
E	STATCOM:in jännite
f	nimellistaajuus
f_{res}	resonanssitaajuus
G_{c-pll}	PLL-ohjauksen siirtofunktio
I	virta
i_d	virran d-komponentti
i_q	virran q-komponentti
I	loissähkön antorajan raja-arvo
I_c	kapasitiivinen loisvirta
I_{ox}	verkon virran x-komponentti
\hat{i}_{ox}	verkon virran derivaatan x-komponentti
I_{sc}	oikosulkuvirta
I_{mpp}	maksimitehopisteen virta
I_r	STATCOM:in loisvirta
L	induktanssi
L_{pll}	ohjaussilmukan vahvistus
M_{pp}	maksimitehopiste
P	pätöteho
P_{max}	maksimiteho
P_{min}	voimalaitosten alhaisin päteho tuotannon taso
P_{netto}	voimalaitosten nettosähkötehojen summa
Q	loisteho
Q_c	reaktorin loisteho
Q_G	loistehon ottoraja päteho tuotettaessa
Q_{G1}	loistehon antoraja päteho tuotettaessa
Q_D	loistehon ottoraja päteho kuluttaessa

Q_{D1}	loistehon antoraja pätötehoa kuluttaessa
Q_{johdin}	johtimen tuottava/kuluttava loisteho
$Q_{kulutus}$	johtimen induktanssissa kuluva loisteho
$Q_{tuotanto}$	johtimen kapasitanssissa tuottava loisteho
Q_t	reaktorin loisteho
Q_0	reaktorin avoimen piirin loisteho
S	näennäisteho
S_r	reaktorin nimellisteho
t_k	huipunkäyttöaika
t	aika
T_{offset}	OFF-aika
T_{gx}	x-vaiheen PWM generaattorille lähettämä vertailusignaali
T_x	x-vaiheen jännitteen kohdistamisaika
T_{xs}	x-vaihejännitteen vastaava aika
u_k	reaktorin impedanssin jännite
U	jännite
U_x	induktiivinen jännitehäviö
U_{ox}	verkon jännitteen x-komponentti
\hat{u}_{ox}	sähköverkon jännitteen x-komponentin derivaatta
\hat{u}_{ox}^c	ohjaussysteemin jännitteen x-komponentin derivaatta
V_{mpp}	maksimitehopisteen jännite
V_α	jännitteen alpha-osuus
V_β	jännitteen beta-osuus
V_d	jännitteen reaali-osa
V_{dc}	DC-linkin jännite
V_{in}	sisäänmeno jännite
V_{ref}	vertausjännite
V_q	jännitteen imaginääriosa
V_{xN}	x vaiheen jännite
W_{otto}	liittymispisteen kuluttama pätöteho vuodessa
X'	STATCOM:in induktiivinen reaktanssi
ω	kulmataajuus
ω_e	koordinaatiston pyörimistaajuus
θ_c	ohjaus koordinaatiston ja x-akselin välinen kulma
Θ_c	ohjaus koordinaatiston ja x-akselin välinen kulma tasaisissa olosuhteissa
θ_Δ	koordinaatistojen välinen kulmaero
θ_c'	piensignaalikulma
$\cos \varphi$	tehokerroin

1. JOHDANTO

Maailman energiantuotanto on siirtymässä kasvavassa määrin kohti uusiutuvien energialähteiden hyödyntämistä. Uusiutuvilla energialähteillä pystytään hillitsemään kasvihuoneilmiön vaikutuksia, joihin kuuluvat kasvihuonekaasujen lisääntyminen sekä ilmaston lämpeneminen. Suurimmat hyödynnettävissä olevat uusiutuvat energialähteet ovat tuuli- ja aurinkoenergia, joista aurinkoenergia on suurimmassa kasvussa. [1] Aurinkoenergialla on merkittävä potentiaali energiantuotannossa. Jos kahden tunnin ajalta kaikki auringon maan pinnalle säteilemä energia voitaisiin varastoida hyödynnettäväksi energiaksi, se riittäisi kattamaan koko maailman vuosittaisen energiankulutuksen. [2]

Auringon tuottamaa energiaa voidaan hyödyntää kahdella eri tavalla: keräämällä auringon tuottama lämpöenergia tai tuottamalla auringon valosta sähköenergiaa puolijohdemateriaaleista rakennettavien aurinkopaneelien avulla. Aurinkopaneelien tuottamaa jännitettä kutsutaan tasajännitteeksi eli DC-jännitteeksi. DC-jännitettä ei voida kuitenkaan hyödyntää suurimmassa osassa pohjoismaista sähköverkkoa. Jotta jännitettä voidaan hyödyntää, voidaan aurinkopaneelin tuottama tasajännite muuntaa vaihtosuuntaajan eli invertterin avulla vaihtojännitteeksi eli AC-jännitteeksi. Jännitteen muuntoprosessi invertterillä perustuu kytkimien käyttöön, joita ohjaamalla tasajännitteestä saadaan muodostettua sinimuotoista vaihtojännitettä. [3]

Invertterin avulla tuotettua sähkötehoa voidaan ohjata mielivaltaisesti tuottamaan näennäistehoa, joka voidaan jakaa pätötehoon ja loistehoon. Pätöteholla tarkoitetaan näennäistehonkomponenttia, joka konkreettisesti lämmittää sähkökiuasta tai pyörittää pesukonetta. Loisteho on tehonkomponentti, joka värähtelee edes takaisin tuotannon ja kulutuksen välillä, mutta sitä ei voida hyödyntää samalla tavalla kuin pätötehoa, vaan se varaa sähköverkon pätötehon siirtokapasiteettia. Tätä varten loistehoa voidaan kompensoida eri laitteilla, kuten invertterillä. [4]

Sähköverkon loistehon kulutuksen ja tuotannon tarve muuttuu vaihtelevan kuormituksen takia. Kapasitiivinen loisteho eli loistehon tuotanto on riippuvainen jännitteestä, joka pyritään pitämään vakiona sähköverkossa, mutta induktiivinen loisteho eli kulutus on neliöllisesti riippuvainen kuormitusvirrasta. Täten päiväsaikaan, kun verkolla on kohtalainen kuormitus, eivät verkon kaapelit tuota tai kuluta juurikaan loistehoa, sillä verkon kaapelit pyritään mitoittamaan toimimaan luonnollisella tehollaan, jolloin loistehon tuotanto on

yhtä suuri kuin loistehon kulutus. Alhaisella kuormitusasteella, esimerkiksi kesäoinä, kaapelit tuottavat verkkoon loistehoa. Tällöin invertteriä voidaan hyödyntää kuin passiivista kuristinta, joka tuottaa vastakkaisen loistehon komponentin verkkoon ja täten kompensoi kaapeleiden tuottaman loistehon. Jos siirtokapasiteettia käytetään maksimaalisella kuormituksella, esimerkiksi kovilla pakkasilla, kulutavat kaapelit loistehoa virran kasvun takia. Ohjattavuuden ansiosta invertteriä voidaan talvisin käyttää passiivisena kondensaattorina, joka tuottaa verkkoon loistehoa kompensoimaan kaapeleiden kuluttaman loistehon.

Suurien sähkön kuluttajien ja tuottajien näkökulmasta loistehon kompensointi on taloudellisesti järkevää, sillä Suomen kantaverkonhaltija Fingrid Oyj on asettanut loistehomaksun käytetylle ja tuotetulle loisteholle. Loissähkömaksujen asettaminen ei kuitenkaan velvoita kompensointiin, vaan toimii motiivina loistehon kompensointiin. Sähkönjakeluverkkoyhtiöt joutuvat joko vuosittain maksamaan kymmeniä tuhansia euroja loistehon kompensointimaksuja kantaverkkoyhtiölle tai tekemään uusia investointeja kompensointilaitteiden hankkimiseen. Vastaavasti jakeluverkkoyhtiöt veloittavat asiakkailtaan oman hinnastonsa mukaisesti loistehosta. Kuvassa 1 on esitetty loistehoon liittyvät toimijat sekä rahavirrat.



Kuva 1. Loistehon rahavirrat.

Työn tarkoituksena on tarkastella mahdollisuutta, kuinka asennettua invertterikapasiteettia voidaan hyödyntää loistehon kompensoinnissa. Vuosittain kasvavan invertterikapasiteetin ansiosta invertterien hyödyntäminen on noussut erittäin ajankohtaiseksi puheaiheeksi. Hyödyntämällä invertterien kompensointikapasiteettia verkkoyhtiöt sekä yksityiset asiakkaat voivat saada huomattavia säästöjä korotettujen loissähkömaksujen takia.

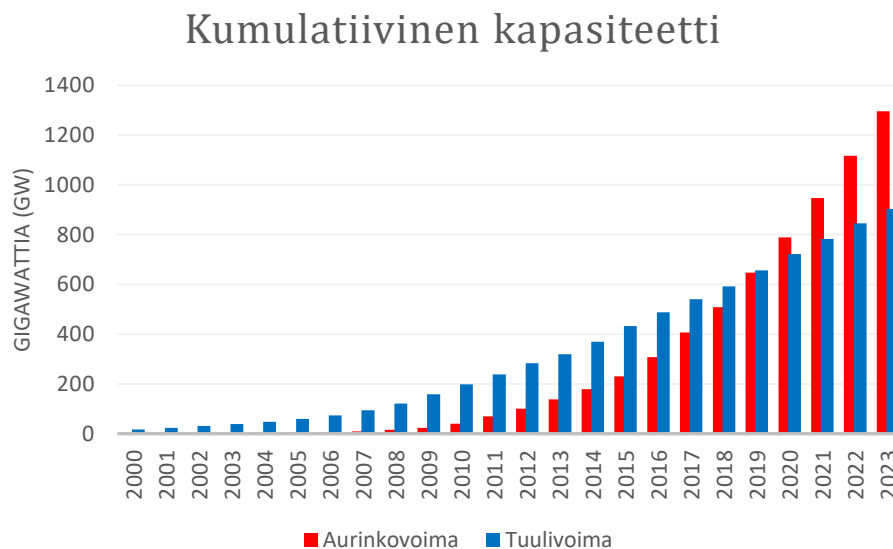
Diplomityö tehdään Solarigo Systems Oy:lle, joka on Suomen johtava aurinkoenergian myyjä. Työn tilaajina toimivat Suur-Savon Sähkö Oy sekä Järvi-Suomen Energia Oy. Solarigon pääasiallinen liiketoiminta syntyy aurinkosähkön myynnistä, jolloin asiakas ei

itse maksa aurinkosähköjärjestelmästä, vaan tarjoaa asennuspinta-alaa voimalalle ja ostaa voimalan tuottaman energian.

Työn toisessa luvussa käydään läpi aurinkoenergian perusteita sekä kuinka aurinkopaneeleilla tuotetaan sähköenergiaa. Kolmannessa luvussa perehdytään näennäistehon perusteisiin ja siihen, kuinka se voidaan jakaa pätö- ja loistehoksi. Kyseisessä luvussa käydään myös läpi loistehon kompensoinnin tarvetta ja siihen johtavia syitä, perinteisiä loistehon kompensointilaitteita, loissähköikkunan muodostumista sekä loissähkömaksuja. Neljännessä luvussa esitetään invertteri yleisesti ja tutkitaan tarkemmin yhtä invertteritopologiaa, joka on yleisesti käytössä. Luvussa tutkitaan lisäksi, kuinka invertteriä ohjataan, jotta loistehon kompensointi on mahdollista ja kuinka se toteutetaan. Viidennessä luvussa tarkastellaan, kuinka loistehon kompensointia voidaan kaupallisesti hyödyntää ja pohditaan, millaisia toimintamalleja Solarigo voisi hyödyntää tarjoamalla kompensointikapasiteettia. Kuudennessa luvussa esitellään aurinkovoimala, jolla loistehon kompensointia testataan sekä esitetään mittaustulokset testaamisesta ja analysoidaan niitä. Lopuksi seitsemännessä luvussa tehdään tulostulokset invertterien loistehon kompensoinnin eri käyttötavoille. Tulostulokset toimivat mallina sille, kuinka invertterikapasiteettia voidaan hyödyntää kaupallisesti loistehon kompensoinnissa.

2. AURINKOENERGIA

Tässä luvussa käydään läpi, kuinka aurinkoenergiaa voidaan hyödyntää sähköenergian tuotannossa aurinkopaneelien avulla. Aurinkoenergian hyödyntäminen on yksi nopeinten kasvava energiantuotantomuoto globaalisti. [1] Kuva 2 esittää aurinko- ja tuulivoimakapasiteetin kasvua ja ennustetta.



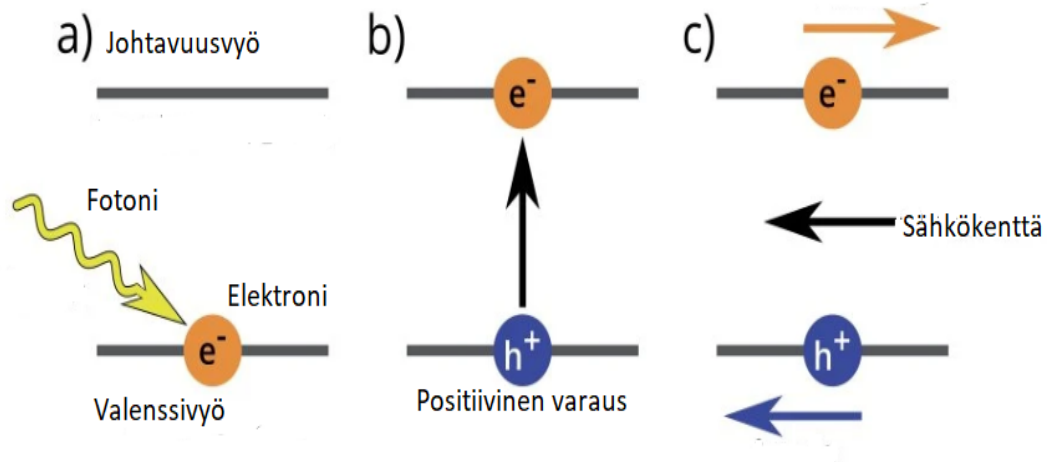
Kuva 2. Tuuli- ja aurinkovoiman kumulatiivinen kapasiteetti.

Kuvasta 2 huomataan, että vuonna 2019 tuuli- ja aurinkovoimaa oli asennettu kumulatiivisesti saman verran, mutta ennuste vuosille 2020-2023 osoittaa, että aurinkovoiman kumulatiivinen kapasiteetti tulee ylittämään tuulivoiman kapasiteetin.

2.1 Aurinkosähkön perusteet

Aurinkosähkön tuottaminen perustuu pohjimmiltaan kvanttimekaniikkaan. Aurinkokennojen tärkein komponentti on puolijohdemateriaali, jonka avulla auringonvalo voidaan muuntaa sähköenergiaksi. Puolijohdemateriaaleilla on kyky muuntaa valon emittoima energia sähköenergiaksi niiden elektronienergiatasojen ansiosta. Energiatasot voidaan jakaa kahteen vyöhön, valenssivyöhön ja johtavuusvyöhön. Valenssivyöllä esiintyy tiheästi elektroneja ja johtavuusvyöllä ei käytännössä esiinny elektroneja ollenkaan. Valenssivyön ja johtavuusvyön välistä etäisyyttä kutsutaan energiaväliksi. Jotta aurinkokenno voi tuottaa sähköenergiaa, täytyy auringonsäteiden fotonilla olla riittävästi energiaa irrotta-

maan valenssivyöltä elektroni. Fotonin törmäyksen seurauksena elektroni irtoaa valenssivyöltä ja "nousee" johtavuusvyölle. Kun energiamäärällisesti sopiva foton osuu elektroniin ja se "nousee" johtavuusvyölle, jättää se jälkeensä "reiän", jota voidaan ajatella positiivisena varauksena. Kun negatiivinen elektroni on johtavuusvyöllä ja positiivinen "reikä" valenssivyöllä, syntyy varauksien välille sähkökenttä. Kyseistä tapahtumaketjua kutsutaan valosähköilmiöksi. Kuva 3 havainnollistaa valosähköilmiötä. [5]

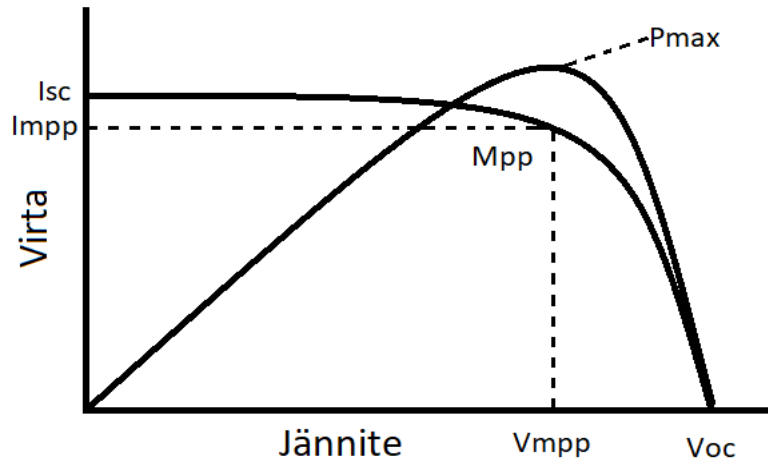


Kuva 3. Valosähköilmiö. [5]

Valosähköilmiön takia aurinkokenno on aina jännitteellinen, kun siihen osuu auringon emittoimia fotoneja. Valosähköilmiön luoman sähkökentän ansiosta, kun kenno kytetään ulkoiseen kuormaan, synnyttää elektronien liike sähkövirran ulkoiseen kuormaan. [5]

2.2 Energian tuottaminen paneeleilla

Kun valitusta puolijohdemateriaalista on valmistettu haluttu määrä aurinkokennoja, voidaan kennot kytkeä sarjaan toisiinsa, jolloin ne muodostavat aurinkopaneelin. Kytke-mällä kennoja sarjaan saadaan kasvatettua kennojen tuottamaa jännitettä halutulle tasolle. Paneelin tehoa voidaan tulkita jännite-virta-käyrien eli UI-käyrien avulla. Kuva 4 havainnollistaa paneelin UI-käyrää sekä tehokäyrää.



Kuva 4. Aurinkopaneelin UI- ja tehokäyrä.

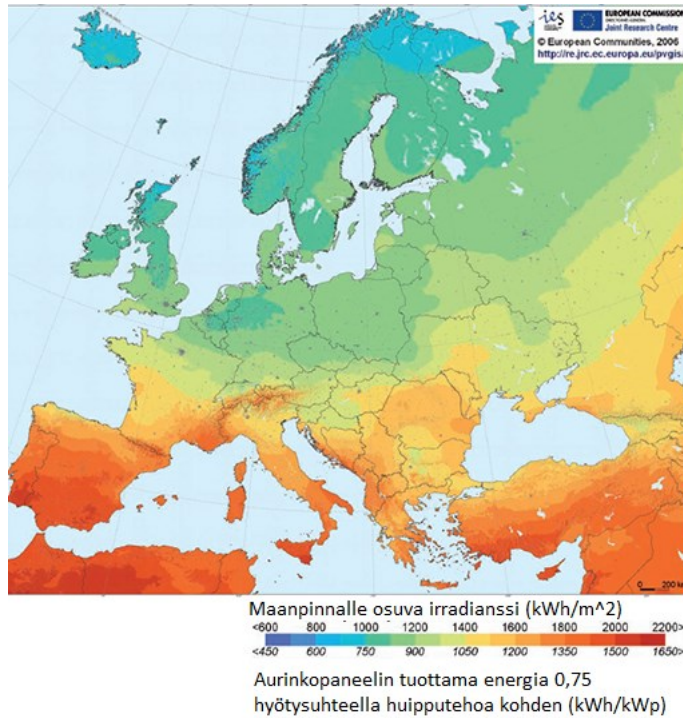
Kuvassa 4 I_{sc} tarkoittaa paneelin oikosulkuvirtaa, V_{oc} tarkoittaa avoimen piirin jännitettä, M_{pp} tarkoittaa maksimitehopistettä, I_{mpp} ja V_{mpp} tarkoittavat maksimitehopisteen virtaa ja jännitettä sekä P_{max} tarkoittaa maksimitehoa. Oikosulkuvirran ja avoimen piirin jännitteen avulla paneelin spesifikaatiot voidaan määrittellä standardi testaus olosuhteissa. Kytettäessä paneeleita sarjaan keskenään on tärkeää varmistaa, että kaikilla paneeleilla on lähes samat spesifikaatiot, jottei yksittäinen paneeli rajoita sarjan tehontuotantoa, sillä ”huonoimman” paneelin oikosulkuvirta määrittää koko sarjan maksimivirran.

Kytkemällä paneeleita sarjaan saavutetaan haluttu jännitetaso yhdelle paneelisarjalle, esimerkiksi 700 V per paneelisarja. Jännitetaso määritellään paneelien avoimen piirin jännitteen avulla. Jos paneelikentän tuottamaa tehoa halutaan entisestään kasvattaa, voidaan paneelisarjoja kytkeä rinnan keskenään, jolloin jokaisessa paneelisarjassa on sama jännite, mutta rinnankytkettynä paneelisarjojen virrat summautuvat.

Kun sopiva kohde paneelien asentamiselle on löydetty, voidaan asennustyöt aloittaa. Jos paneelit asennetaan katolle, on asentamisessa otettava huomioon katon kaadot ja niiden perusteella valittava oikean korkeinen kannake paneeleille, jotta kesällä keskipäivän aurinko paistaa lähes kohtisuoraan paneelien pintaan nähden. Näin suurin mahdollinen auringon irradianssi osuu optimaalisessa kulmassa paneeleihin.

Aurinkopaneelin tuottama teho on riippuvainen siitä, kuinka paljon auringon irradianssia paneelin pinta-alalle kohdistuu. Kuvassa 5 on esitelty auringon emittoima irradianssi

maanpinnalle Euroopan alueella sekä kuinka paljon energiaa 0,75 hyötysuhteen omaavalla järjestelmällä saadaan tuotettua.



Kuva 5. Maan pinnalle osuva irradianssi ja paneelin tuottama energia huipputehoa kohden. [6]

Kuvasta 5 on huomattavissa, että Suomessa ovat samat aurinkosähkön hyödyntämismahdollisuudet kuin Pohjois-Saksassakin, minne on asennettu suuri määrä aurinkovoimaloita. Aurinkosähkön tuottamasta tehosta saadaan aurinkoenergiaa kertomalla teho ajalla. Näin voidaan arvioida, kuinka paljon aurinkovoimala tuottaa energiaa vuosittaisella tasolla ja tarkastella, onko investointi kannattava sekä laskea aurinkovoimalan takaisinmaksuaika. Suomen leveyspiirillä vuosittaiseksi käyttöhuippuajaksi eli ajaksi, jolla voimala toimii maksimitehollaan, voidaan arvioida noin 800-900h. Voimalat ovat täten käytännössä käyttämättömiä yli 90% ajasta. Aurinkovoimalan tuottavuutta voidaan kasvattaa hyödyntämällä voimaloiden yhteydessä asennettavien vaihtosuuntaajien loistehon kompensointi mahdollisuutta, jota käsitellään luvussa 4.3.

3. NÄENNÄISTEHO JA LOISTEHO

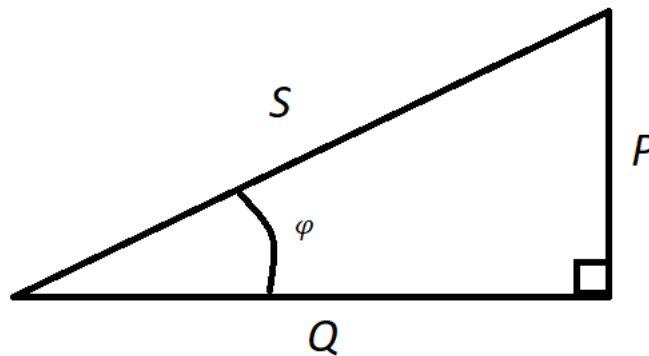
Näennäisteholla tarkoitetaan vaihtovirtajärjestelmässä siirtyvää tehoa. Näennäisteho saadaan laskettua kaavalla

$$S = \underline{U} \underline{I} \quad (1)$$

jossa \underline{U} on jännitteen vektorisuure ja \underline{I} on virran vektorisuure. Teho voidaan jakaa kahteen eri osaan, pätötehoon ja loistehoon. Mikäli jännitteen ja virran välillä ei ole vaihesiirtoa, siirtyy verkossa pelkästään pätötehoa. Jos vaihesiirtoa esiintyy vektoreiden välillä, esiintyy verkossa myös loistehoa. Näennäisteho S voidaan jakaa Pythagoraan lauseen mukaisesti kahteen osaan kaavalla

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (2)$$

jossa P on pätöteho ja Q on loisteho. Kuvassa 6 esitetään pätö- ja loistehon vaikutus näennäistehon suuruuteen. [4]



Kuva 6. Näennäisteho jaettuna pätö- ja loistehoksi.

Kuvassa 6 kulman φ avulla voidaan laskea tehokerroin kaavalla

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}. \quad (3)$$

Tehokertoimen avulla voidaan laskea, kuinka suuri osa näennäistehosta on pätötehoa. Kertoimen maksimiarvo on 1, jolloin verkossa esiintyy pelkästään pätötehoa.

Jos vaihtovirtaverkossa esiintyy virran ja jännitteen välillä vaihesiirtoa, esiintyy verkossa tällöin pätötehon lisäksi myös loistehoa. Loisteho voidaan määritellä joko kapasitiiviseksi loistehoksi tai induktiiviseksi loistehoksi. Induktiivista loistehoa esiintyy sähköverkossa, kun virta on vaihesiirrotaan jännitettä jäljessä. Vastaavasti kapasitiivista loistehoa esiintyy verkossa, kun virta on vaihesiirrotaan jännitettä edellä. [4] Seuraavissa luvuissa käydään läpi virtajohtimien ja kaapeleiden loistehon kompensoinnin tarvetta, perinteisiä loistehon kompensointilaitteita, loissähköikkunan muodostumista ja Fingridin loissähkömaksujen perusteita.

3.1 Loistehon kompensoinnin tarve

Loistehon kompensoinnin tarve on lisääntynyt viime vuosien aikana runsaasti. Kompensoinnin tarvetta ovat kasvattaneet tehoelektronisten komponenttien yleistyminen sähköverkossa sekä sähköverkon ilmajohtimien vaihtaminen maakaapeleihin säävarman verkon takaamiseksi. Maakaapelointi tulee tulevaisuudessa lisääntymään, joka kasvattaa kompensoinnin tarvetta entisestään. Yleisimpiä induktiivisen loistehon lähteitä ovat induktiomootorit, muuntajat sekä maksimikuormituksella käytettävät johtimet. Kapasitiivisen loistehon lähteitä ovat ylimagnetoidut moottorit sekä maakaapelit. Tässä luvussa keskitytään tarkastelemaan johtimien ja kaapeleiden aiheuttamaa kompensoinnin tarvetta.

Johtimen induktanssi aiheutuu sähkövirran luomasta, johtimen ulkopuolelle syntyvästä magneettivuosta. Kun johtimen syötetään vaihtovirtaa, synnyttää johdin ympärilleen sinimuotoisesti vaihtuvan magneettivuon, joka indusoi virtapiirissä kulkevalle virran muodostamalle sähkömotoriselle voimalle päinvastaisen sähkömotorisen voiman. Indusoima sähkömotorinen voima on 90° astetta virtapiirissä kulkevaa virtaa jäljessä. Sähkömotorisen voiman kumoamiseksi tarvitaan saman suuruinen vastakkainen jännite, jota kutsutaan johtimen induktiiviseksi jännitehäviöksi. Jännitehäviö \underline{U}_x voidaan laskea kaavalla

$$\underline{U}_x = j\underline{I}\omega L \quad (4)$$

jossa \underline{I} on johtimen virta, ω virran kulmataajuus ja L johtimen induktanssi. [7] Johtimen induktanssi on suoraan verrannollinen johtimen pituuteen sekä myös johtimien väliseen etäisyyteen. Täten ilmajohtimissa induktanssi on suurempi, luokkaa $0,3 - 0,4 \Omega/\text{km}$, kuin

maakaapelissa, joissa johtimet ovat lähempänä toisiaan ja induktanssi on luokkaa 0,1 Ω/km . [8]

Kolmivaihejärjestelmässä johtimien sekä johtimien ja maan välissä on eristettä, joka on luonteeltaan kapasitiivista eli sähkövarausta varastoivaa. Johtimien välistä kapasitanssia kutsutaan keskinäiskapasitanssiksi ja jokaisen johtimen ja maan välistä kapasitanssia kutsutaan maakapasitanssiksi, jotka yhdessä muodostavat johtimen käyttökapasitanssin. Johtimeen syötetty vaihtovirta synnyttää käyttökapasitanssin jännitettä 90° edellä olevan, luonteeltaan kapasitiivisen loisvirran. Yksinkertaistamisen vuoksi oletetaan, että sähköverkon johtimella on koko matkaltaan sama jännite. Nyt kapasitiivinen loisvirta I_c voidaan laskea kaavalla

$$I_c = U \frac{1}{-j\omega C} = jU\omega C \quad (5)$$

jossa U on johtimen jännite, ω jännitteen kulmataajuus ja C johtimen käyttökapasitanssi. Ilmajohtimilla käyttökapasitanssi on verrattain pieni, sillä johtimien eristeestä valtaosa on ilmaa, jonka permittiivisyys on pieni ja johtimien keskinäiset sekä johtimen ja maan väliset etäisyydet ovat suuria. Kaapeleiden tapauksessa kaapeleita ympäröi eristysaine, jonka permittiivisyys on suurempi kuin ilmalla sekä lyhyet etäisyydet kaapeleiden välillä kasvattavat käyttökapasitanssia paljon suuremmaksi ilmajohtimiin verrattuna. [7], [8]

Kaavoista 4 ja 5 on nähtävissä, että induktiivinen jännite on suoraan verrannollinen johtimessa kulkevaan virtaan ja kapasitiivinen loisvirta on suoraan verrannollinen jännitteeseen. Sähköverkon tavoitteena on pitää jännite nimellisellä tasollaan, sallien pieni vaihteluväli, esimerkiksi $\pm 10\%$ normaalitilanteessa pienjänniteverkossa standardin SFS-EN 50160 mukaan. [9] Johtimen virta puolestaan vaihtelee kuormitustilanteen mukaan nolasta ampeerista aina johtimen maksimikuormitettavuuteen, joka voi olla useita satoja ampeereja, joten loisteho vaihtelee kapasitiivisesta induktiiviseksi kuormitustilanteen mukaan. Johtimen induktanssissa kuluva loisteho $Q_{kulutus}$ saadaan laskettua kaavalla

$$Q_{kulutus} = j3\omega LI^2. \quad [8] \quad (6)$$

Johtimen kapasitanssissa kuluva loisteho $Q_{tuotanto}$ saadaan vastaavasti laskettua kaavalla

$$Q_{tuotanto} = -j\omega U^2 C. \quad [8] \quad (7)$$

Kaavasta 6 on syytä huomata, että johtimen kuluttama induktiivinen loisteho on positiivista, jolloin johtimen loistehoa tarkastellessa induktanssissa kuluva loisteho merkitään negatiivisena, jolloin se saadaan vastaamaan kulutusta. Vastaavasti kaavasta 7

huomataan, että johtimessa kuluva kapasitiivinen loisteho on negatiivista, jolloin johdinta tarkastellessa kapasitiivista loistehoa merkitään positiiviseksi, jolloin se saadaan vastamaan tuotantoa. Kaavojen 6 ja 7 avulla saadaan laskettua johtimen tuottama tai kuluttama loisteho

$$Q_{johdin} = Q_{tuotanto} - Q_{kulutus} = \omega CU^2 - 3\omega LI^2. \quad [8], [10] \quad (8)$$

Kaavasta 8 nähdään, että alhaisilla kuormitusasteilla johdin tuottaa loistehoa eli toimii kapasitiivisena loistehon lähteenä ja suurilla kuormitusasteilla johdin kuluttaa loistehoa eli toimii induktiivisena loistehon lähteenä. Pätötehon arvoa, jolla johtimen loistehon kulutus ja tuotanto ovat yhtä suuret kutsutaan johtimen luonnolliseksi tehoksi. [8], [10]

Verkon loistehon tarve vaihtelee vuodenaikojen mukaan. Korkeilla pakkasilla verkon kuormitusaste on korkealla, jolloin induktiivisen loistehon kompensoinnille on tarvetta, kun taas kesäisin verkon kuormitusaste on matalalla ja kapasitiiviselle kompensoinnille on tarvetta. Tämä on tärkeä huomio loistehon kompensointia suunniteltaessa.

3.2 Loistehon kompensointilaitteita

Sähköverkon loistehon kompensointi toteutetaan erinäisiä induktiivisia ja kapasitiivisia tehonlähteitä hyödyntäen. Tehonlähteet voivat olla joko passiivisia tai aktiivisia laitteita. Passiivisilla laitteilla tarkoitetaan laitteita, jotka tuottavat vakio määrän loistehoa verkkoon, esimerkiksi reaktorit sekä kondensaattoriparistot. Aktiivisilla laitteilla tarkoitetaan laitteita, joiden syöttämää loistehoa voidaan ohjata kuten esimerkiksi staattinen synkronikompensoattori (STATCOM). Tässä luvussa perehdytään reaktorin ja STATCOM:in toimintaperiaatteisiin. Työn kannalta oleellisinta kompensointilaitetta vaihtosuuntaajaa tarkastellaan luvussa 4.

3.2.1 Reaktori

Reaktori koostuu rautasydäimestä sekä käämityksistä sydämen sivuilla. Kun reaktorin käämitykseen ohjataan vaihtovirtaa, aiheuttaa syntyvä magneettivuo induktiivisen jännitehäviön samalla periaatteella kuten on esitetty luvussa 3.1. Tämän takia reaktorien voidaan ajatella tuottavan puhtaasti induktiivista loistehoa verkkoon, eli toisin sanoen kuluttavat verkon loistehoa. Reaktorien avulla voidaan kompensoida verkossa esiintyvää kapasitiivista loistehoa, jota muun muassa verkon kaapelit tuottavat. Reaktorin loistehon kulutus Q_t voidaan laskea kaavalla

$$Q_t = Q_0 + \frac{u_k}{100} \left(\frac{S}{S_r} \right)^2 S_r \quad (9)$$

jossa Q_0 on avoimen piirin loisteho, u_k on reaktorin impedanssin jännite, S on kuormitus-teho ja S_r on reaktorin nimellisteho. [4]

Jos verkkoon on asennettu kondensaattoriparistoja ennen kuin reaktori liitetään verkkoon, on tärkeää laskea niiden yhteinen resonanssitaajuus, ettei laitteiden yhteinen toiminta vahvasta verkossa mahdollisesti esiintyviä harmonisia yliaaltoja, jotka ovat perustaajuuden monikertoja. Harmonisia yliaaltovirtoja syntyy verkossa epälineaaristen kuormien, kuten teholähteiden sekä purkauslampujen takia. Yliaaltovirrat aiheuttavat verkon impedanssin kanssa yliaaltojännitteitä. Yksittäisten yliaaltojännitteiden yhteisvaikutusta jännitteen peruskomponenttiin voidaan kuvata harmonisella kokonaissäröllä (THD), joka saadaan laskettua kaavalla

$$THD = \sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} V_i^2} * \frac{1}{V_1} \quad (10)$$

jossa V_1 on jännitteen peruskomponentin rms-arvo ja V_i harmonisen jännitteen rms-arvo. Jakelujännitteen THD-arvo saa olla maksimissaan 8%, kun laskennassa otetaan huomioon yliaaltojännitteet järjestysluvultaan 40. asti. [9]

Resonanssitaajuus voidaan laskea kaavalla

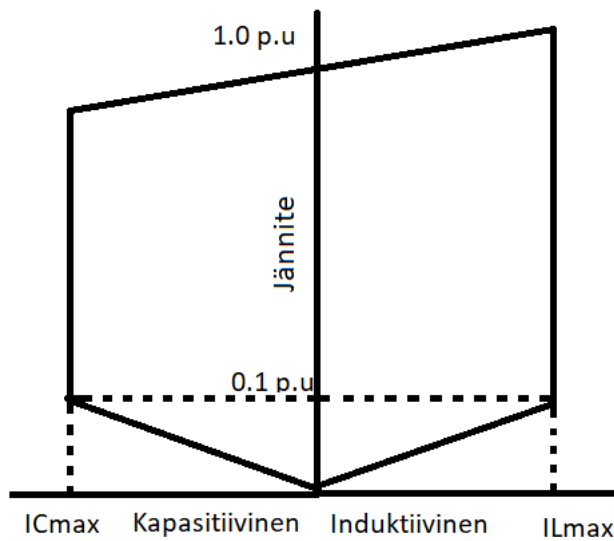
$$f_{res} = f \sqrt{\frac{S_r 100}{Q_c u_k}} \quad (11)$$

jossa f on verkon nimellistaajuus ja Q_c on kondensaattorin loisteho. Resonanssitaajuus tulee olla mahdollisimman kaukana kaikkein merkittävimmistä harmonisista taajuuksista kuten 3., 5., 7. ja 11. [4]

Reaktorit ovat hyödynnettävissä, mikäli verkon alueella tarvitaan jatkuvasti kapasitiivisen loistehon kompensointia. Niiden tuottamaa loistehoa voidaan hyödyntää loistehon pohjatuotantona, mutta niiden avulla loistehon kompensointia ei voida dynaamisesti ohjata, vaan ohjaus tapahtuu portaittain esimerkiksi käämikytkimiä hyödyntämällä.

3.2.2 STATCOM

Loistehon kompensoinnissa voidaan käyttää aktiivisia laitteita, kuten STATCOM:ia, jonka avulla loistehon induktiivista sekä kapasitiivista komponenttia voidaan kompensoida. STATCOM:in toiminta perustuu jännitekonvertertiin, jonka avulla verkon jännitettä voidaan muuntaa. STATCOM sisältää DC-jännitelähteen, joka on yleensä kondensaattori. [11] Kuvassa 7 on esitetty STATCOM:in toiminta-alue jännite – ja virtakoordinaatissa.



Kuva 7. STATCOM:in toiminta-alue.

Kuten kuvasta 7 nähdään, STATCOM kykenee tuottamaan loistehoa täydellä kapasiteetilla hyvinkin alhaisilla jännitetasoilla. Laitteen loisvirtaa I_r voidaan mallintaa kaavalla

$$I_r = \frac{V-E}{X'} \quad (12)$$

jossa V on verkon jännite, E on STATCOM:in jännitelähteen jännite ja X' on STATCOM:in induktiivinen reaktanssi. Laitteen verkkoon syöttämä loisteho riippuu verkon ja laitteen jännite-erosta. Jos verkon jännite on suurempi kuin jännitelähteen, kuluttaa laite verkon induktiivista loistehoa ja jos jännitelähteen jännite on suurempi kuin verkon, tuottaa laite kapasitiivista loistehoa verkkoon. Mikäli $V = E$, ei laite tuota eikä kuluta loistehoa. [11]

3.3 Loissähköikkuna

Suomen kantaverkonhaltija Fingrid säättää sähköverkon asiakkaiden liittymispisteiden loissähkömaksut loissähköikkunan perusteella. Loissähkön otto- ja antorajat määritellään liittymispisteen vuosittaisen pätötehon ottoenergian ja mahdollisten liittymispisteen takana olevien voimalaitosten nettosähkötehon summan perusteella normaaleissa käyttö- ja kytkentätilanteissa. Loissähkön otolla tarkoitetaan induktiivista loistehoa ja antolla kapasitiivista loistehoa. Loissähköikkunan rajat määritellään sen perusteella, kulutetaanko liittymispisteessä pätötehoa vai tuotetaanko. [12]

Jos liittymispisteessä kulutetaan pätötehoa, voidaan loissähkön ottoraja Q_D (MVAR) määritellä kaavalla

$$Q_D = 0,16 \frac{W_{otto}}{t_k} + 0,1 \frac{P_{netto}}{0,9} \quad (13)$$

jossa W_{otto} on liittymispisteen kuluttama pätöteho vuodessa (MWh), t_k on huipunkäyttöaika (7000h prosessiteollisuudelle ja 5000h muulle kulutukselle) ja P_{netto} on voimalaitosten nettosähkötehojen summa (MW). Voimalaitoksen tehon ollessa enintään 1 MW, sen nettosähköteho on 0 ja jos liittymispisteen takaisten voimalaitosten yhteenlaskettu teho on enemmän kuin 450 MW, ei ylitys vaikuta loissähköikkunaan, jolloin maksimi nettotehoksi saadaan 50 MVAR ($0,1 \cdot 450 / 0,9$). [12]

Vastaavasti loistehon antoraja Q_{D1} saadaan kaavalla

$$Q_{D1} = -0,25 Q_D \quad (14)$$

jossa Q_D on liittymispisteen loistehon ottoraja. [12]

Loissähkörajat määritetään tuotannolle, mikäli seuraavat ehdot eivät täyty: Liittymispisteeseen on liitetty voimalaitos tai -laitoksia enintään 15 kilometrin johtimella, laitoksia käytetään kantaverkon jännitteensäädössä ja liittynnän takainen vuosienenergiantuotto on $\frac{1}{4}$ liittynnän tuotannon vuosittaisesta energiasta. [12]

Kaavan 15 mukaisesti saadaan laskettua loissähkön ottoraja Q_G (MVAR)

$$Q_G = 0,1 \frac{P_{netto}}{0,9} \quad (15)$$

jossa P_{netto} on liittymispisteeseen kytkettyjen voimalaitosten nettosähkötehojen yhteenlaskettu määrä (MW). Loissähköikkunan minimiarvo loistehon otolle voimajohtoliitynnässä on 2 MVAR ja sähköasemalle liitettäessä 4 MVAR. Ottorajan maksimi on enintään

3.4 Loissähkömaksut

Fingrid on vaiheittain nostanut loissähkömaksuja vuodesta 2017 lähtien. Taulukkoon 1 on kerätty vuosittaisten korotusten muutokset.

Taulukko 1. *Loissähkömaksujen vaiheittainen nostaminen. [13]*

	2016	2017	2018	2019
Loistehomaksu	-	333,00€ MVAr/kk	666,00€ MVAr/kk	1000,00€ MVAr/kk
Loisenergiamaksu, otto	-	5,00€ MVArh	5,00€ MVArh	5,00€ MVArh
Loisenergiamaksu, anto	-	5,00€ MVArh	5,00€ MVArh	5,00€ MVArh

Sähköverkon maakaapelointi säävarman verkon takaamiseksi on kasvattanut verkossa esiintyvää loistehoa ja siksi Fingrid on vuosina 2017-2019 vaiheittain nostanut loissähkömaksuja. Tehomaksun laskutus perustuu asiakkaan kuukauden suurimpaan loissähköikkunan ylitykseen. Laskutukseen ei oteta huomioon 50 suurinta kuukausittaista ylitystuntia. Energiamaksun osalta asiakasta laskutetaan loissähköikkunan loisenergian ilmaisosuuden ylittävältä osalta. Laskutuksessa ei oteta huomioon 50 suurinta ylitystä. [13] Loisteho – ja energiamaksut eivät velvoita asiakasta huolehtimaan loistehon kompensoinnistaan, vaan tarkoituksena on motivoida asiakkaita kompensoimaan.

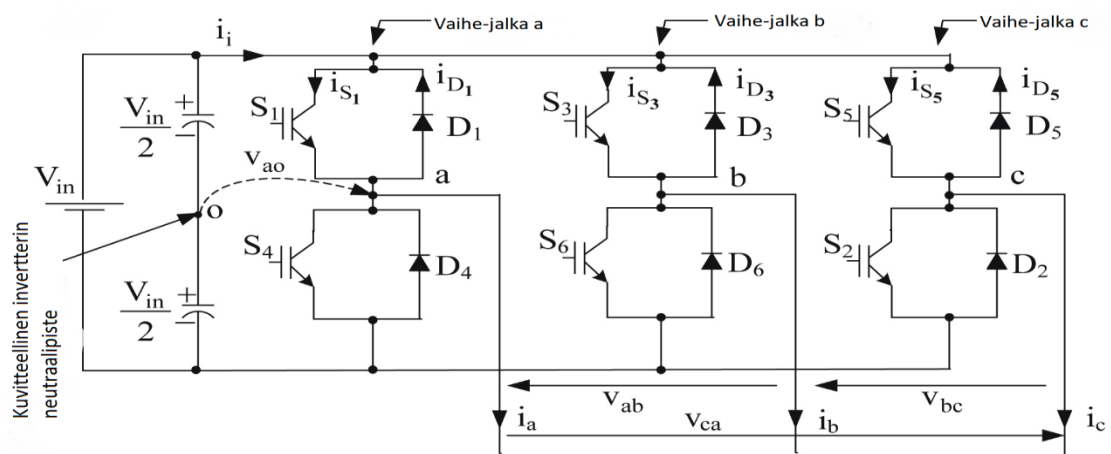
4. VAIHTOSUUNTAAJA

Aurinkopaneelien tuottama DC-jännite saadaan muutettua vaihtosuuntaajan eli invertterin avulla AC-jännitteeksi. Invertterin toiminta perustuu kytkimien ohjaamiseen. Tässä luvussa käydään läpi verkkoon kytketyn, kolmivaiheisen jännitelähde invertterin topologia. Invertterin kytkimien ohjaussignaaleja varten tarkastellaan SVPWM (space vector pulse width modulation) -algoritmia, joka antaa kytkimille ohjaussignaaleja niiden avautumiseen ja sulkeutumiseen. Luvussa tarkastellaan myös, miksi PLL (phase-locked-loop) -ohjaus on oleellinen osa invertterin ohjausta sekä lopuksi esitetään, kuinka loistehon kompensointi toteutetaan invertterillä.

4.1 Vaihtosuuntaajatopologia

3-vaiheinen jännitelähde invertteri VSI (voltage source inverter) on yksi yleisimmistä invertteritopologioista. Invertteriä ei kytketä suoraan aurinkopaneelientään, vaan kentän ja invertterin välissä on jännitelähteinen DC-DC konvertteri, jolla paneelien tuottamaa DC-jännitettä voidaan ohjata. Työn kannalta ei ole oleellista tarkastella DC-DC-konvertteria tarkemmin.

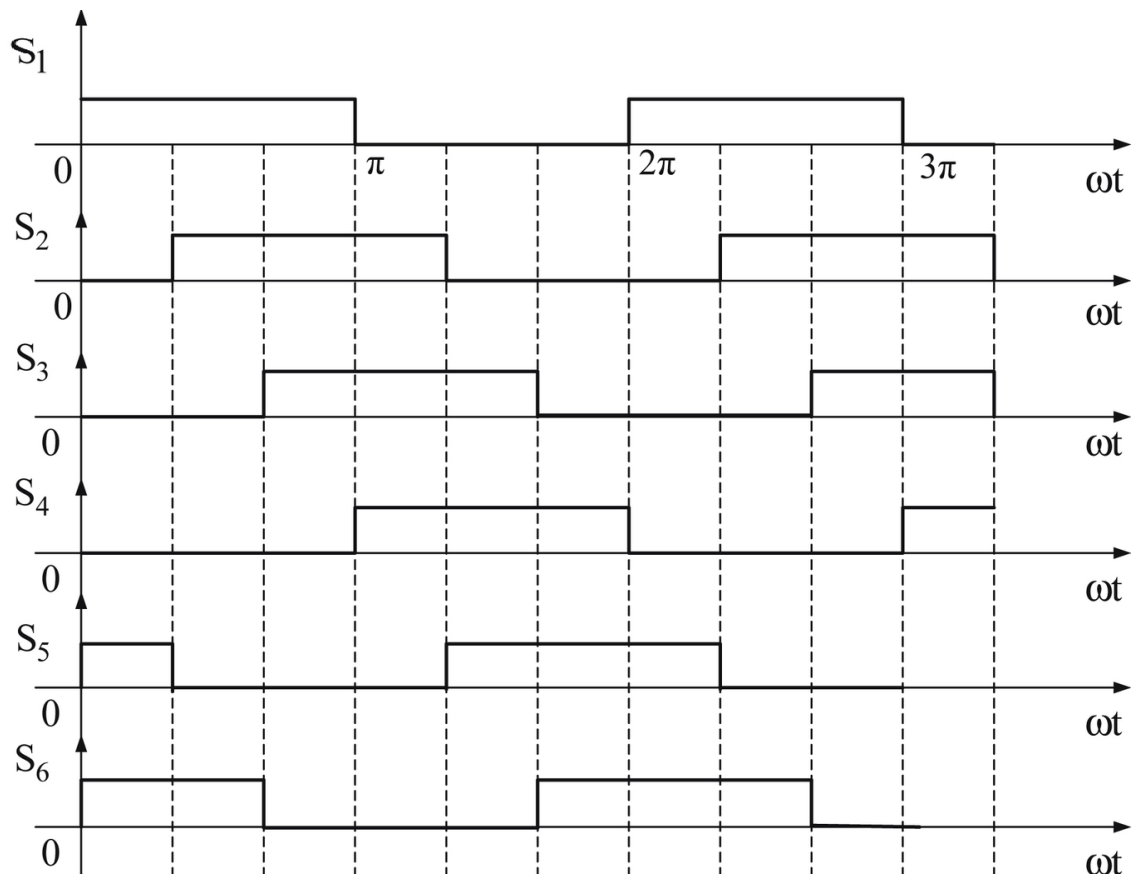
VSI:n tapauksessa invertterin ohjauskytkiminä yleensä käytetään IGBT (insulated gate bipolar transistor) -kytkimiä, mutta muita kytkimiä voidaan käyttää riippuen tehosta sekä kytkinpiirteistä. VSI koostuu kolmesta rinnakkain kytketystä puolisolusta invertteristä, joilla on keskenään 120° vaihesiirto, jotta invertteri voidaan kytkeä kolmivaiheiseen sähköverkkoon. [3] Kuva 9 esittää VSI:n kytkentäkaaviota.



Kuva 9. VSI kytkentäkaavio. [3]

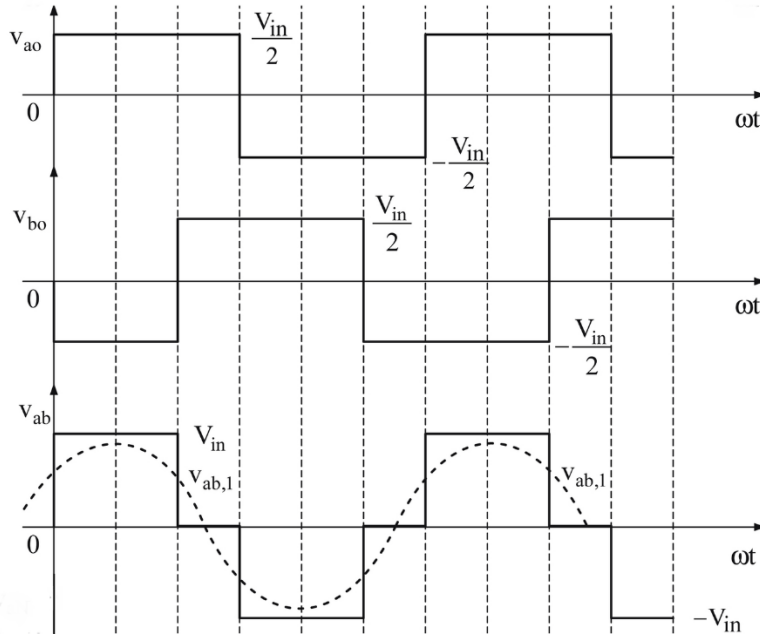
Kuvassa 9 V_{in} tarkoittaa sisäänmenojännitettä, S tarkoittaa IGBT-kytkintä, D tarkoittaa diodia, i tarkoittaa virtaa ja V_{ab} vaiheiden a ja b välistä jännitettä, sama pätee kaikkiin vaiheiden välisiin jännitteisiin. Näitä jännitteitä kutsutaan pääjännitteiksi. Kuvasta 9 on nähtävissä, että jokainen puolisiilta invertteri koostuu kahdesta IGBT-kytkimestä sekä kahdesta diodista. Kytkin-diodi-parien avulla virta saadaan kulkemaan piirissä halutulla tavalla. [3]

Kun kytkimiä ohjataan 60° vaihesiirrolla toisiinsa nähden 180° pulsseilla, saadaan DC-jännite muistuttamaan AC-jännitettä. Tässä vaiheessa on syytä huomata, että kytkentäkaaviossa vastakkaiset kytkinparit (S1, S4 / S3, S6 / S5, S2) eivät saa missään olosuhteissa johtaa samaan aikaan, koska tällöin tasajännite puoli oikosulkeutuu ja se voi johtaa kytkimien hajoamiseen. [3] Kuvat 10 ja 11 esittävät, kuinka kytkimiä ohjaamalla DC-jännite saadaan muistuttamaan AC-jännitettä.



Kuva 10. Kytkimien S1-S6 ohjaus. [3]

Kuvassa 10 esitetään kytkimien S1-S6 ohjaussignaalit, esimerkiksi kytkin S1 johtaa π ajan, jonka jälkeen kytkin ei johda $\pi-2\pi$ aikana.



Kuva 11. Vaihejännitteet v_a ja v_b sekä pääjännite v_{ab} . [3]

Kuvassa 11 esitetään, millaiset vaihejännitteet v_a ja v_b syntyvät kuvan 10 osoittamalla kytkimien ohjauksella. Vähentämällä vaihejännitteet toisistaan saadaan pääjännite v_{ab} . Kuvasta 11 on huomattavissa, että ulostulon jännitteessä v_{ab} on kaksi tasoa, V_{in} ja $-V_{in}$. Invertteriä, jonka ulostulossa on kaksitasoa, kutsutaan kaksitasoiseksi invertteriksi. Useampia jännitetasoa saataisiin kasvattamalla kytkimien määrää invertterissä.

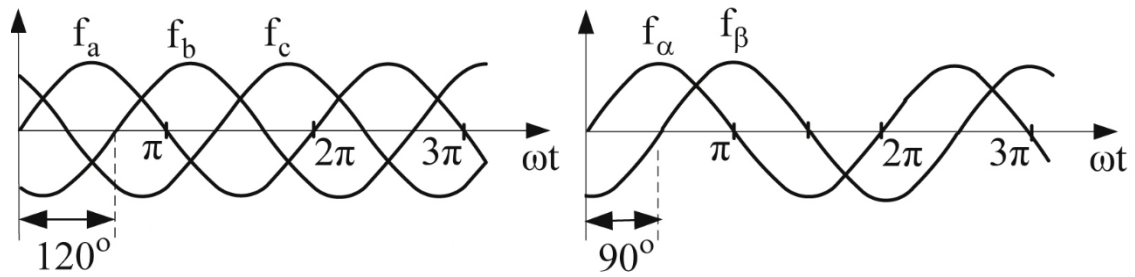
Tässä esimerkissä korostetaan invertterin toimintaa yksinkertaisesti. Nopeuttamalla kytkinten taajuutta saadaan ulostulo muistuttamaan enemmän sinimuotoista aaltoa.

4.1.1 Clarcken ja Parkin muunnokset

Invertteri tuottaa sinimuotoista aaltoa ulostuloon, mutta näiden aaltojen ohjaaminen on hyvin hankalaa. Ohjausta voidaan helpottaa Clarcken ja Parkin muunnoksilla. Vakaassa kolmivaiheisessa järjestelmässä vaiheiden välillä on 120° vaihe-ero. Clarcken muunnoksen avulla kolmivaiheinen koordinaatisto saadaan muutettua stationaariseksi kaksivaiheiseksi koordinaatioksi, jossa vaiheiden välillä on 90° vaihe-ero. Tätä kaksivaiheista koordinaatistoa kutsutaan alpha-beeta-koordinaatioksi ja se saadaan laskettua kaavalla

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{aN} \\ V_{bN} \\ V_{cN} \end{bmatrix} \quad (18)$$

jossa V_{xN} tarkoittaa x-vaiheen vaihejännitettä, V_α tarkoittaa jännitteen alpha-osuutta ja V_β jännitteen beeta-osuutta. [3] Kuva 12 esittää Clarken muunnosta aikatasossa.



Kuva 12. Clarken muunnoksen tulos aikatasossa. [3]

Kuva 12 esittää Clarken muunnosta yleisessä tapauksessa stabiileille kolmivaiheisille suureille. Nyt ohjaus olisi helpompi implementoida, kun yhdestä sinimuotoisesta suureesta on päästy eroon, mutta Parkin muunnoksen avulla jäljelle jääneistä kahdesta sinimuotoisesta suureesta päästään eroon, jolloin ohjauksen toteuttaminen helpottuu entisestään.

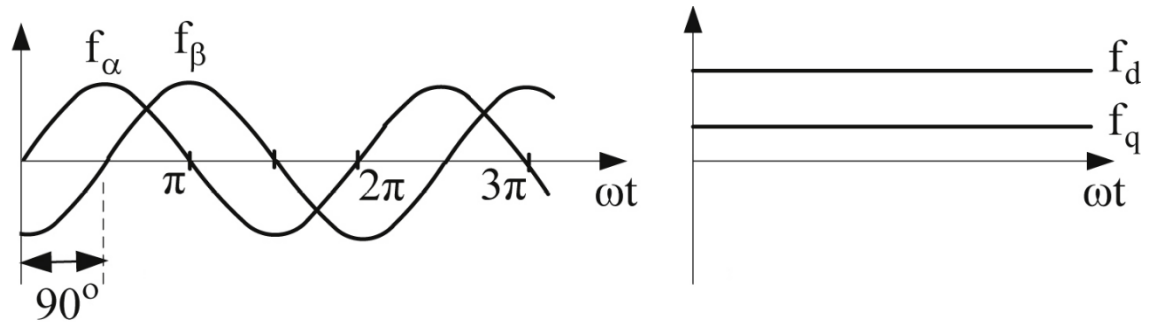
Parkin muunnoksen avulla stationaarinen kaksivaiheinen alpha-beeta-koordinaatisto tai kolmivaiheinen koordinaatisto saadaan muutettua synkronisesti pyöriväksi d-q-koordinaatiksi. Muunnosten avulla sinimuotoiset suureet muuntuvat DC-suureiksi, jolloin ohjauksessa voidaan hyödyntää PID (proportional-integral-derivative) -säätimiä. Parkin muunnos saadaan laskettua alpha-beeta-koordinaatistosta kaavalla

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \omega_e t & \sin \omega_e t \\ -\sin \omega_e t & \cos \omega_e t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} \quad (19)$$

jossa V_d on jännitteen reaaliosa, V_q on jännitteen imaginaariosa, ω_e on koordinaatiston pyörimistaajuus ja t on aika. Kun pyörimistaajuus valitaan sopivaksi, d-q-koordinaatiston suureet eivät ole ajasta riippuvaisia. Samaan tapaan d-q-koordinaatiston suureet saadaan vakaasta kolmivaiheisesta koordinaatistosta kaavalla

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \omega_e t & \cos(\omega_e t - 120^\circ) & \cos(\omega_e t - 240^\circ) \\ -\sin \omega_e t & -\sin(\omega_e t - 120^\circ) & -\sin(\omega_e t - 240^\circ) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (20)$$

jossa V_x on x-vaiheen jännite. [3] Kuva 13 esittää Parkin muunnosta alpha-beeta-koordinaatistosta d-q-koordinaatistoon.



Kuva 13. Parkin muunnoksen tulos aikatasossa. [3]

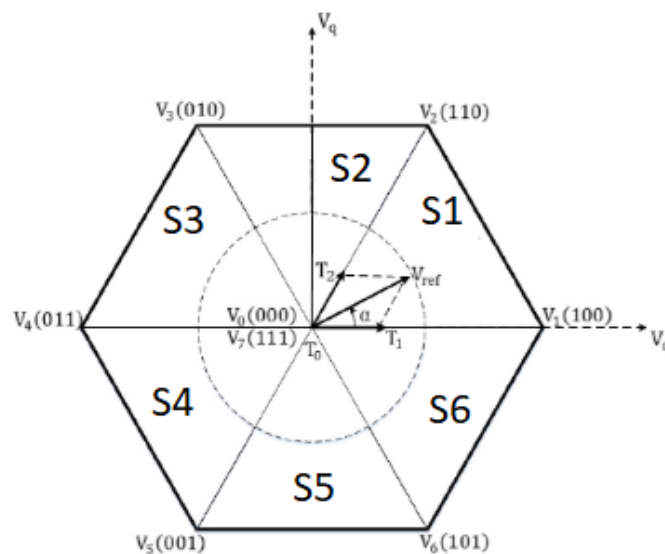
Kuvasta 13 nähdään, että sinimuotoiset suureet ovat muuttuneet ajasta riippumattomiksi suureiksi. Nyt inverterin ohjaus voidaan implementoida helpoimmalla mahdollisella tavalla.

4.1.2 Tilavektori pulssinleveysmodulaatio (SVPWM)

Inverterin kytkimiä ohjataan pulsseilla, joilla kytkimet avautuvat ja sulkeutuvat. Tässä luvussa tarkastellaan SVPWM-ohjausalgoritmia sekä kuinka kytkimien ohjaustaajuudet lasketaan.

SVPWM-ohjauksessa hyödynnetään Parkin muunnosta, jonka avulla sinimuotoista jännitettä voidaan käsitellä kuin tasajännitettä, joka pyörii tasaisella taajuudella. Ohjausta varten luodaan vertausjännite V_{ref} , jota verrataan vaihejännitteisiin korkealla taajuudella koko vektoripinnan ympäri. Jotta SVPWM-ohjaus voidaan implementoida kytkimien ohjausta varten, luodaan kahdeksankulmainen tilavektoripinta d-q-koordinaatistoon. [14]

Kuva 14 esittää tilavektoripintaa.



Kuva 14. Tilavektoripinta kaksitasoisessa invertterissä. [14]

Vektoripinta jaetaan kuuteen sektoriin, joiden koko on 60° . Kuvassa 14 vertausjännite V_{ref} pyörii keskellä olevan ympyrän mukaisesti vastapäivään. SVPWM-ohjaus perustuu jokaisen vaiheen hetkelliseen vertausjännitteeseen. Vertausjännitteelle voidaan antaa jokin arvo ja ohjaus pyrkii säätämään vaihejännitteet samalla tasolle. Vertausjännitteen tarkkaa sijaintia vektoripinnalla ei tarvita, pelkästään vertausjännitteen sektori ja jännitteen amplitudi riittävät. [14]

SVPWM-metodilla saadaan laskettua kytkimien ohjaustaujuudet. Jos esimerkiksi tiedetään, että vertausjännite on sektorilla 1, kuten kuvassa 14, voidaan ajan jaksot laskea jännitteille kaavoilla

$$T_1 = \frac{T_s V_{ref} \sin(60-\alpha)}{V_{dc} \sin(60)} \quad (21)$$

$$T_2 = \frac{T_s V_{ref} \sin(\alpha)}{V_{dc} \sin(60)} \quad (22)$$

$$T_0 = T_s - T_1 - T_2 \quad (23)$$

jossa α on x-akselin ja V_{ref} välinen kulma, T_s on näyteaika, V_{dc} on paneelien tuottama jännite, T_0, T_1 ja T_2 ovat ajat, kuinka kauan jännitteitä V_0, V_1 ja V_2 kohdistetaan tietylle näytteelle. [14]

Muuntamalla kolmivaiheiset suureet DC-suureiksi Parkin muunnoksella, voidaan vertausjännite jakaa d-q-koordinaatistossa reaali- ja imaginaari-osaan kaavoilla

$$V_d = V_{ref} \cos \alpha \quad (24)$$

$$V_q = V_{ref} \sin \alpha \quad (25)$$

jossa

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{V_q}{V_d}. \quad [14] \quad (26)$$

Nyt aiemmin lasketut ajat T_1 ja T_2 voidaan yksinkertaistaa muotoon

$$T_1 = \left(\frac{T_s}{V_{dc}}\right) V_{an} - \left(\frac{T_s}{V_{dc}}\right) V_{bn} = T_{as} - T_{bs} \quad (27)$$

$$T_2 = \left(\frac{T_s}{V_{dc}}\right) V_{bn} - \left(\frac{T_s}{V_{dc}}\right) V_{cn} = T_{bs} - T_{cs} \quad (28)$$

jossa T_{xs} on x-vaihejännitteen kohdistusaika. [14]

Metodiin, joka käyttää hetkellisiä arvoja vaihejännitteen vertaamiseen, tulee seuraavia askeleita käyttää ohjauksen luomiseksi:

- Lasketaan kohdistusajat vaihejännitteille
- Lasketaan T_{offset} , joka on kytkimen sulkeutumisaika
- Lasketaan kytkimille lähetettävät ohjaussignaalit.

Sulkeutumisaika saadaan laskettua kaavalla

$$T_{offset} = 0.5T_s - 0.5(T_{max} - T_{min}) \quad (29)$$

jossa T_{max} on aikojen T_{as} , T_{bs} ja T_{cs} maksimi ja T_{min} on aikojen minimi. Täten, kytkimille lähetettävien pulssien ajat saadaan laskettua kaavoilla

$$T_{ga} = T_{as} + T_{offset} \quad (30)$$

$$T_{gb} = T_{bs} + T_{offset} \quad (31)$$

$$T_{gc} = T_{cs} + T_{offset} \quad (32)$$

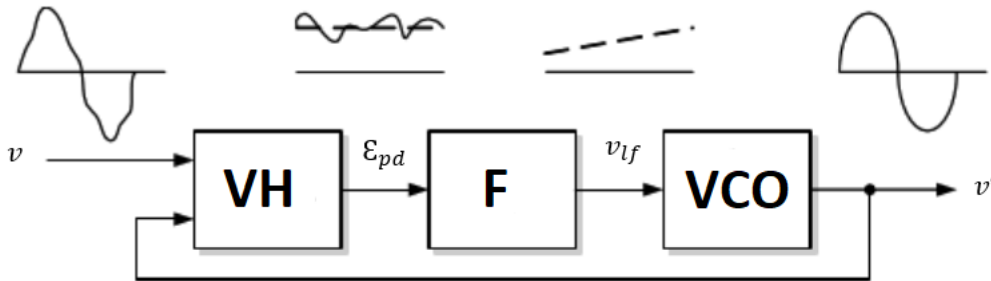
jossa T_{gx} on x-vaiheen signaali, jota verrataan PWM generaattorin luomaan korkea taajuiseen kolmionmuotoiseen signaaliin, josta saadaan invertterin kuudelle kytkimelle lähetettävät signaalipulssit. [14]

4.2 Vaihelukitusilmukka (PLL)

Invertterin ohjauksjärjestelmän kannalta tärkein osa on vaihelukitusilmukka (PLL) -ohjaus. PLL:n avulla invertteri havaitsee verkon muuttujien kulmaerot ja pystyy sen avulla syöttämään näennäistehoa verkkoon häiritsemättä verkon toimintaa. PLL-ohjaus koostuu kolmesta eri komponentista: vaiheen havaitisijasta, suodattimesta sekä jänniteohjauksesta oskillaattorista VCO:sta (voltage-controlled oscillator). PLL:n tarkoituksena on synkronoida invertterin ulostulosuureet verkon suureiden kanssa. Tässä luvussa käydään läpi, kuinka PLL toimii ja kuinka se voidaan matemaattisesti mallintaa.

PLL-ohjauksen avulla invertterin ulostulosuureet saadaan synkronoitua verkon suureiden kanssa. Ohjauksessa vaiheen havaitisijaan syötetään verkon jännitteen q-komponentti. Mikäli q-komponentti on jotain muuta kuin 0, generoi havaitisija häiriösignaalin,

joka syötetään suodattimen. Suodatin ohjaa häiriösignaalin nollaan, jonka jälkeen jänniteohjattu oskillaattori synnyttää häiriöttömän sinimuotoisen signaalin. [15] Kuva 15 esittää PLL:n toimintaa.

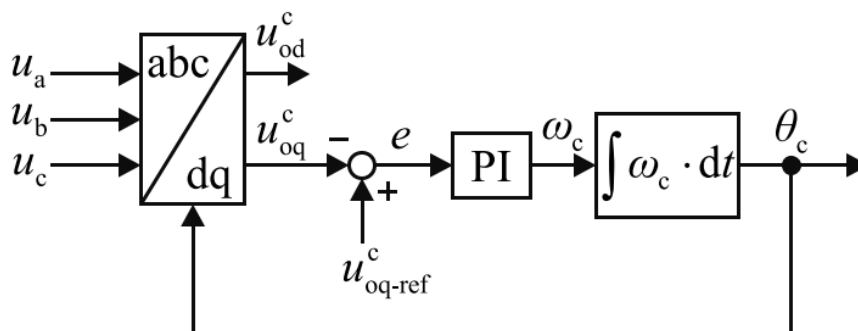


Kuva 15. PLL:n toimintaperiaate. [15]

Kuvassa 15 VH:lla tarkoitetaan vaiheen havaittajaa ja F:llä suodatinta. PLL voidaan implementoida synkroniseen d-q-koordinaatistoon Parkin muunnoksen avulla.

4.2.1 Konventionaalinen PLL-ohjaus

Samalla tavalla kuin sinimuotoisten signaalien ohjauksessa, synkronoidussa d-q-koordinaatistossa suodatin (PI-säädin) havaitsee häiriösignaalin ja ohjaa häiriön arvoon 0. Suodattimeen syötetään ohjaussysteemin ulostulojännitteen q-komponentti negatiivisena ja siihen summataan ohjaussysteemin q-komponentin vertausjännite. Ulostulona PI-säätimestä saadaan häiriökulmataajuus. Häiriökulmataajuus ohjataan integraattoriin, jolloin ulostulona saadaan häiriökulma, joka takaisinkytkennän avulla syötetään takaisin ohjauksen alkuun. Kuvassa 16 on esitetty konventionaalinen PLL synkronoidussa koordinaatistossa jännitteen ohjaamiselle.



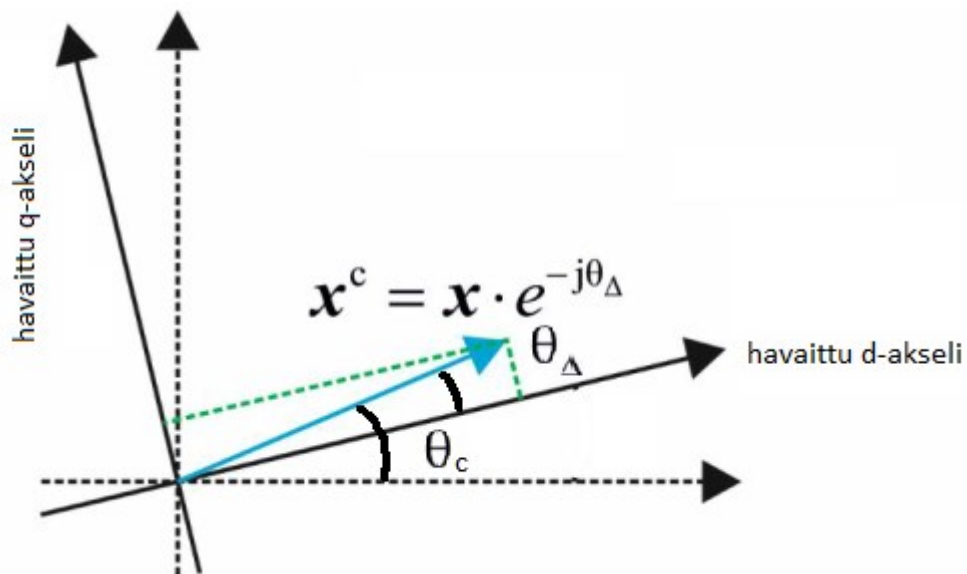
Kuva 16. Konventionaalisen PLL-ohjauksen lohkoavaio. [16]

Kuvassa 16 u_{oq}^c on ohjaussysteemin ulostulojännitteen q-komponentti, u_{od}^c on jännitteen d-komponentti ja u_{oq-ref}^c on ohjaussysteemin q-komponentin vertausjännite. PI-säädin

ohjaa häiriösignaalin nollaan, joten ideaalilanteessa myös häiriökulma on nolla. Konventionaalista PLL:n ohjausta tarkasteltaessa verkon jännitteessä ei ole q-komponenttia ja verkon vaihekulmat ovat tiedossa. Reaalitilanteessa vaihekulmien laskemiseen tulee ottaa huomioon myös piensignaalien aiheuttamat kulmahäiriöt. Tätä varten konventionaalinen PLL-ohjaus täytyy linearisoida.

4.2.2 Linearisoitu PLL-ohjaus

Aiemmissa tarkasteluissa on oletettu, että verkon muuttujien vaihekulmat synkronoitu d-q-koordinaatiston mukaisesti. Todellisuudessa verkon kulmat eivät ole täsmälleen samat kuin d-q-koordinaatiston kulmat, vaan verkon koordinaatiston ja d-q-koordinaatiston välillä on pieni kulmaero. Piensignaalin avulla kulmaero voidaan ratkaista. [16] Kuva 17 havainnollistaa ohjaussysteemin koordinaatiston sekä verkon koordinaatiston välistä eroa muuttujalle x , joka voi olla esimerkiksi jännite tai virta.



Kuva 17. Koordinaatistojen välinen kulmaero. [16]

Kuvassa 17 havaituilla akseleilla tarkoitetaan verkon koordinaatistoa, x^c on ohjaussysteemin muuttuja, θ_Δ on verkon koordinaatiston ja ohjaussysteemin välinen kulma ja θ_c on ohjaussysteemin ja d-akselin välinen kulma. Vektori x^c voidaan jakaa reaali- ja imaginäärikomponentteihin verkon koordinaatiston avulla

$$x^c = x_d^c + jx_q^c = x e^{-j\theta_\Delta} = (x_d + jx_q) e^{-j\theta_\Delta} \quad (33)$$

jossa x on verkon muuttuja. [16] Eulerin-kaavan avulla eksponentiaali-termi saadaan

jaettua sini- ja kosinifunktioiksi, joten ohjaussysteemin koordinaatiston d- ja q-komponentit voidaan esittää seuraavilla kaavoilla

$$x_d^c = x_d \cos \theta_\Delta + x_q \sin \theta_\Delta \quad (34)$$

$$x_q^c = x_q \cos \theta_\Delta - x_d \sin \theta_\Delta. [16] \quad (35)$$

Tasaisissa olosuhteissa ohjaussysteemin ja verkon koordinaatistojen välinen kulmaero θ_Δ on 0° . Täten kosinifunktio saa arvon 1 ja sinifunktion arvo on sama kuin kulma radianeina, kun kyseessä on pieni kulma. Kaavat 34 ja 35 saadaan approksimoitua muotoon

$$x_d^c \approx x_d + x_q \theta_c \quad (36)$$

$$x_q^c \approx x_q - x_d \theta_c \quad (37)$$

jossa θ_c on ohjaus koordinaatiston ja d-akselin välinen kulma. [16]

Ohjaussysteemin d- ja q-komponentit voidaan linearisoida kehittämällä kaavoista 36 ja 37 ensimmäisen asteen osittaisderivaatat jokaisen muuttujan suhteen. Lineaarisaatio voidaan esittää kaavoina

$$\dot{x}_d^c = \dot{x}_d + \theta_c \dot{x}_q + X_q \theta_c' \quad (38)$$

$$\dot{x}_q^c = \dot{x}_q - \theta_c \dot{x}_d - X_d \theta_c' \quad (39)$$

jossa θ_c on d-akselin ja ohjaus koordinaatiston välinen kulma tasaisissa olosuhteissa, X_d ja X_q ovat muuttujan d- ja q-komponenttien arvot tasaisissa olosuhteissa, \dot{x} on muuttujan derivaatta ja θ_c' on piensignaalikulma. [16]

Nyt ohjaussysteemin ulostulojännitteelle, -virralle sekä pulssisuhteelle voidaan luoda kaavojen 38 ja 39 avulla funktiot verkon koordinaatiston muuttujilla

$$\hat{u}_{od}^c = \hat{u}_{od} + \theta_c \hat{u}_{oq} + U_{oq} \theta_c' \quad (40)$$

$$\hat{u}_{oq}^c = \hat{u}_{oq} - \theta_c \hat{u}_{od} - U_{od} \theta_c' \quad (41)$$

$$\hat{i}_{od}^c = \hat{i}_{od} + \theta_c \hat{i}_{oq} + I_{oq} \theta_c' \quad (42)$$

$$\hat{i}_{oq}^c = \hat{i}_{oq} - \theta_c \hat{i}_{od} - I_{od} \theta_c' \quad (43)$$

$$d'_d{}^c = d'_d + \theta_c d'_d + D_q \theta'_c \quad (44)$$

$$d'_q{}^c = d'_q - \theta_c d'_d - D_d \theta'_c \quad (45)$$

jossa D_x on verkon pulssisuhteen x-komponentti tasaisissa olosuhteissa, U_{ox} on verkon jännitteen x-komponentti tasaisissa olosuhteissa, I_{ox} on verkon virran x-komponentti tasaisissa olosuhteissa, \hat{u}_{ox} on verkon jännitteen piensignaalin x-komponentti, \hat{i}_{ox} on verkon virran piensignaalin x-komponentti, d'_x on verkon pulssisuhteen piensignaalin x-komponentti, \hat{u}_{ox}^c on ohjaussysteemin jännitteen piensignaalin x-komponentti, \hat{i}_{ox}^c on ohjaussysteemin virran piensignaalin x-komponentti ja $d'_x{}^c$ on ohjaussysteemin pulssisuhteen piensignaalin x-komponentti. Kaavoja 40-45 saadaan sievennettyä, sillä tasaisissa olosuhteissa θ_c , verkon jännitteen q-komponentti U_{oq} ja virran q-komponentti I_{oq} ovat nollia. Lisäksi pulssisuhteen q-komponentti D_q on yleensä hyvin pieni ja voidaan jättää huomioidmatta. [16] Nyt kaavat voidaan kirjoittaa seuraavanlaisesti

$$\hat{u}_{od}^c = \hat{u}_d \quad (46)$$

$$\hat{u}_{oq}^c = \hat{u}_{oq} - U_{od} \theta'_c \quad (47)$$

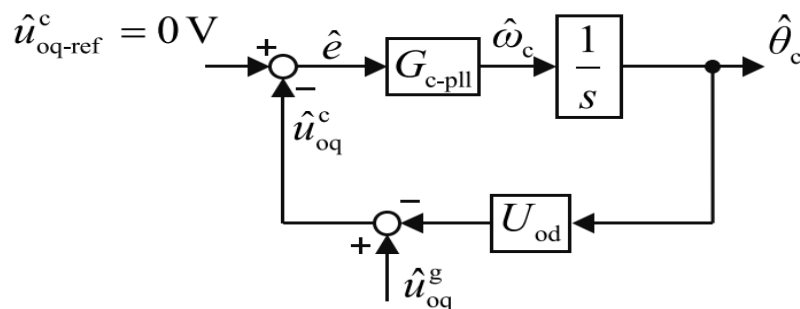
$$\hat{i}_{od}^c = \hat{i}_{od} \quad (48)$$

$$\hat{i}_{oq}^c = \hat{i}_{oq} - I_{od} \theta'_c \quad (49)$$

$$d'_d{}^c = d'_d \quad (50)$$

$$d'_q{}^c = d'_q - D_d \theta'_c \quad (51)$$

Kaavoista 46-51 kaikki muut muuttujat tunnetaan paitsi piensignaalikulma θ'_c . Kaavojen avulla voidaan piirtää uusi ohjauslohkokaavio ja ratkaista siitä θ'_c . [16] Kuva 18 esittää linearisoidun PLL:n ohjauslohkokaaviota.



Kuva 18. Linearisoidun PLL-ohjauksen lohkoakaavio. [16]

Kuvassa 18 \hat{u}_{oq-ref}^c on ohjausjännitteen vertausarvo. Piensignaalikulma θ'_c saadaan kaavalla

$$\theta'_c = \frac{1}{U_{od}} \frac{L_{PLL}}{1+L_{PLL}} \hat{u}_{oq} \quad (52)$$

jossa

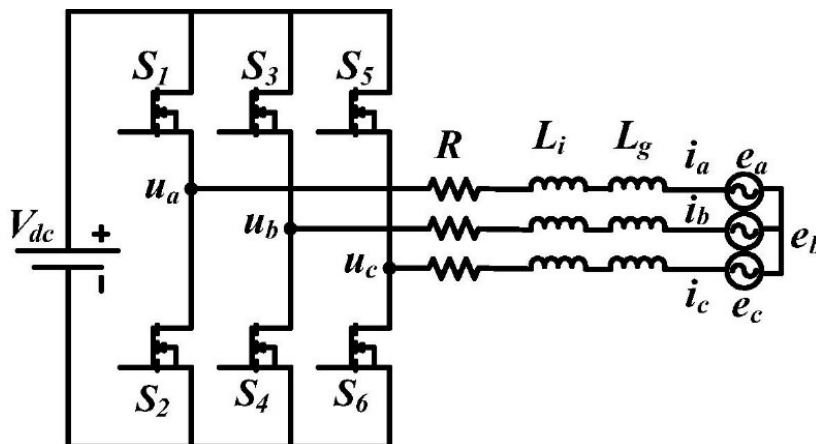
$$L_{PLL} = -\frac{G_{c-pll} U_{od}}{s} \quad (53)$$

jossa G_{c-pll} on PLL-ohjauksen siirtofunktio. [16]

Implementoimalla linearisoitu PLL-ohjaus järjestelmän ohjaukseen saadaan systeemi tietoiseksi verkon muuttujien kulmista, jolloin invertterin verkkoon syöttämää tehoa voidaan ohjata halutulla tavalla. PLL-ohjauksen implementoinnissa tulee noudattaa varovaisuutta, sillä ohjaus muuttaa ohjausjärjestelmän siirtofunktioita ja voi aiheuttaa stabiilisuus ongelmia, jos stabiilisuuden tarkastaminen jätetään huomioimatta. [16]

4.3 Loistehon kompensointi vaihtosuuntaajalla

Invertterin tuottamaa näennäistehoa voidaan mielivaltaisesti ohjata valitsemalla sopivat ohjausalgoritmit. Yksi tapa on valita ohjausjärjestelmään SVPWM, joka toimii kytkimien ohjauksessa, PLL, jonka avulla invertteri sekä sähköverkko saadaan synkronoitua keskenään sekä käyttää PI-säätimiä ulostulosuureiden ohjaamisessa. [17] Tässä luvussa käydään läpi, miten PI-säätimien avulla voidaan ohjata invertterin pätötehoa ja loistehoa. Ohjaus toteutetaan ohjaamalla invertterin virtakomponentteja. Kuvassa 19 on esitetty verkkoon kytketyn, kolmivaiheisen VSI:n ja verkon piirikaavio. [17]



Kuva 19. Kolmivaiheisen verkkoon kytketyn VSI:n ja verkon piirikaavio. [17]

Kuvassa 19 u_x on invertterin vaihejännite x, e_x on verkon vaihejännite x, L_i on suodattimen induktanssi, L_g on verkon induktanssi ja R kuvaa järjestelmän resistanssia. Kokonaisinduktanssi L saadaan summaamalla suodattimen ja verkon induktanssit. Induktanssin yli oleva jännite saadaan differentiaaliyhtälöllä

$$L \left[\frac{di}{dt} \right]_{abc} = [u]_{abc} - [e]_{abc} - R[i]_{abc}. \quad [17] \quad (54)$$

Parkin muunnoksen avulla kaava 54 saadaan muutettua synkroniseen d-q-koordinaatioon. Invertterin ulostulojännite voidaan esittää muodossa

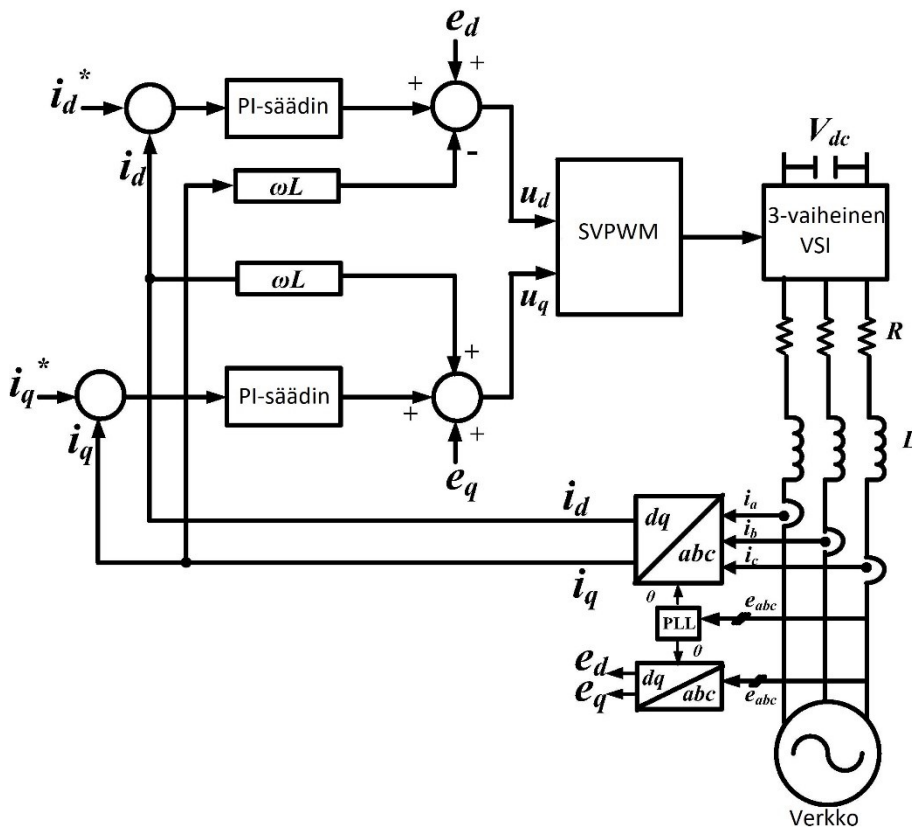
$$u_{dq} = L \frac{di_{dq}}{dt} + (R + j\omega L)i_{dq} + e_{dq} \quad (55)$$

joka voidaan edelleen jakaa d- ja q-komponentteihin

$$u_d = L \frac{di_d}{dt} + Ri_d - \omega Li_q + e_d \quad (56)$$

$$u_q = L \frac{di_q}{dt} + Ri_q + \omega Li_d + e_q. \quad [17] \quad (57)$$

Kaavojen 56 ja 57 avulla voidaan esittää koko systeemin ohjausjärjestelmä lohkokaaviona, joka on esitetty kuvassa 20.



Kuva 20. Ohjausjärjestelmän lohkokaavio. [17]

Kuvassa 20 i_d^* ja i_q^* ovat virtakomponenttien referenssiarvot. Jännitekomponenttien yhtälöt voidaan esittää muodossa

$$u_d = e_d - \omega L i_q + (k_p + \frac{k_i}{s})(i_d^* - i_d) \quad (58)$$

$$u_q = e_q + \omega L i_d + (k_p + \frac{k_i}{s})(i_q^* - i_q) \quad (59)$$

jossa k_p on PI-säätimen P-osan vahvistus ja k_i on integraattorin vahvistus.

Kaavoista 58 ja 59 nähdään, että jännitteen d-komponentti on riippuvainen virran q-komponentista ja jännitteen q-komponentti on riippuvainen virran d-komponentista. Tätä kutsutaan ristikkäin kytkennäksi, mutta se saadaan poistettua summaamalla jännitteen d-komponenttiin $\omega L i_q$ -termi ja vähentämällä $\omega L i_d$ -termi jännitteen q-komponentista. [17]

Synkronisen koordinaatiston pätöteho ja loisteho voidaan esittää hetkellisen tehon teorian mukaan kaavoilla

$$P = \frac{3}{2}(u_d i_d + u_q i_q) \quad (60)$$

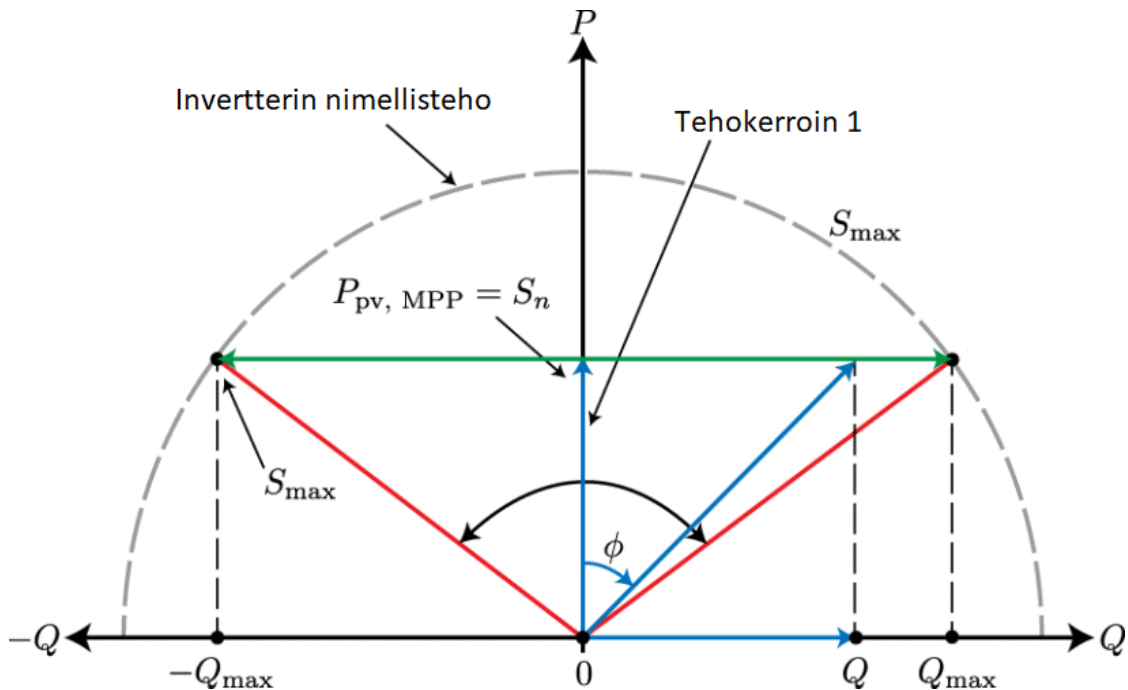
$$Q = \frac{3}{2}(u_d i_q - u_q i_d). \quad [17] \quad (61)$$

Jotta tehoja voidaan ohjata itsenäisesti, ohjataan jännitteen q-komponentti noltaan, jolloin kaavat 60 ja 61 yksinkertaistuvat muotoon

$$P = \frac{3}{2} u_d i_d \quad (62)$$

$$Q = \frac{3}{2} u_d i_q \quad (63)$$

jolloin invertterin pätötehon tuotanto on riippuvainen pelkästään virran reaalikomponentista ja loistehon tuotanto tai kulutus virran imaginäärikomponentista. [17] Muuttamalla virran q-komponentin vertausvirtaa voidaan invertterillä tuottaa loistehoa pätötehosta riippumatta. Virran polaarisuuden muuttamisella vaikutetaan siihen, tuottaako invertteri loistehoa vai kuluttaako. Kuvassa 21 on esitetty invertterin loistehon kompensointikapasiteetti.



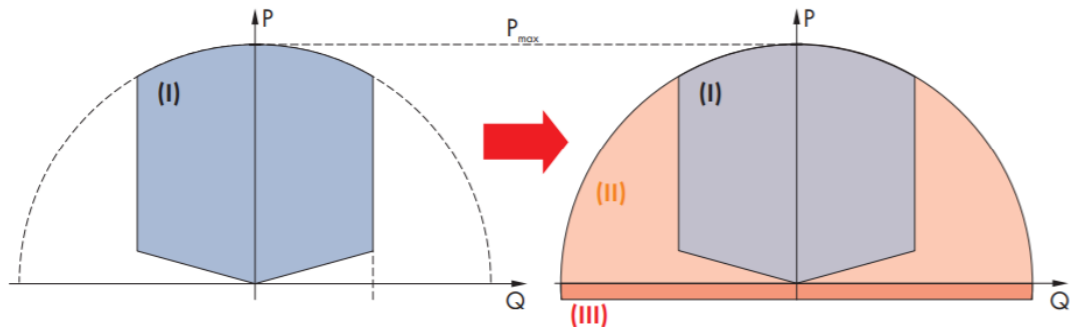
Kuva 21. Invertterin tehodiagrammi. [18]

Kuvassa 21 positiivisella loisteholla tarkoitetaan loistehon tuotantoa eli kapasitiivista loistehoa ja negatiivisella loisteholla loistehon kulutusta eli induktiivista loistehoa. Kuten luvussa 3 määriteltiin, invertterin pätötehon ollessa nolla, on invertterin loistehon tuotannon tai kulutuksen maksimi on yhtä suuri kuin invertterin nimellisteho S .

Aurinkovoimalalle asennettujen invertterien datalehdeltä huomataan (ks. liite B), että inverttereihin on standardina ohjelmoitu kaksi eri tapaa säätää loistehoa: "integrated plant control" sekä "Q on demand 24/7". Integroidussa voimalan ohjauksessa invertteri automaattisesti kompensoi laitteiden loistehoa, jotka ovat kytketty invertterin ja sähköverkon liittymispisteen väliin. Monissa tapauksissa jakeluverkkoyhtiöt haluavat, että loistehoa ohjataan $Q(V)$ -käyrän avulla. $Q(V)$ -käyrä tarkoittaa loistehokäyrää jännitteen suhteen. SMA:n inverttereillä on kyky tuottaa $Q(V)$ -käyrä ilman ylimääräisiä mittauksia päiväsaikaan. Ohjaus ei pysty kuitenkaan reagoimaan epäsäännöllisiin loistehon muutoksiin, kuten esimerkiksi moottorin käynnistämiseen, joten tässä tapauksessa tarvitaan erillinen mittaus verkon loistehosta ja se voidaan syöttää ohjaukseen, jotta ohjaus saadaan reagoimaan hetkellisiin loistehon tarpeisiin. [19] Toiminto kykenee tuottamaan loistehoa verkkoon vain, kun paneelit tuottavat tehoa invertterille.

Toinen vaihtoehto on tuottaa loistehoa tarpeen mukaan 24/7. Säätö varaa invertterin nimellistehokapasiteetin tuottamaan loistehoa aina kun verkko sitä tarvitsee vuorokauden ympäri. Tämä toiminto haittaa pätötehon tuotantoa päiväsaikaan, mutta yöaikaan

toiminto on erittäin hyödyllinen. Kuva 22 esittää invertterin normaalia toiminta-aluetta sekä loistehon tuotantokapasiteettia.



Kuva 22. Invertterin normaali toiminta-alue sekä loistehon tuotantokapasiteetti. [19]

Kuvassa 22 (I) esittää normaalia toiminta-aluetta, esimerkiksi $0,95_{kap}$ ja $0,95_{ind}$ tehoker-toimilla, jotka voidaan olla määritelty invertterille verkkoyhtiön toimesta, (II) tarkoittaa invertterin loistehon tuotantokapasiteettia päiväsaikaan ja (III) invertterin loistehon tuotantokapasiteettia yöaikaan. Yöaikaan invertteri joutuu ottamaan vähäisen määrän pätötehoa verkosta, jotta invertterin komponentit voivat toimia loistehon kompensoinnissa. [19]

Loistehon hyödyntämisellä on kuitenkin yksi erittäin varteenotettava haittapuoli. Käytet-täessä invertteriä loistehon kompensointiin yöaikaan, joutuu invertteri ottamaan tehoa sähköverkosta, jotta komponentit toimivat. Termisesti loistehon tuottaminen tai kulutta-minen kuluttaa invertterin kytkimiä yhtä paljon, kuin invertteri tuottaisi pätötehoa. Tämä lyhentää invertteri elinikää huomattavasti, riippuen loistehon hyödyntämisajasta. Teori-assa voidaan ajatella, että jos invertterin huipunkäyttöaika kaksinkertaistetaan, lyhenee invertterin elinikä puolella. [18]

4.3.1 Vaihtosuuntaaja vs. perinteiset kompensointilaitteet

Invertterin hyödyntäminen loistehon kompensoinnissa on tehokkaampaa kuin aiemmin luvussa 3.2 esitettyjen laitteiden käyttäminen, sillä invertterin loistehokapasiteettia voi-daan ohjata paremmin kuin kyseisten laitteiden kapasiteettia. Reaktoriin verrattuna yli-voimainen etu invertterille on laajempi ohjausmahdollisuus, jonka avulla niin induktiivisen kuin kapasitiivisen loistehon kompensointi on täysin ohjattavissa.

STATCOM:iin verrattuna molemmat laitteet toimivat hyvin loistehon kompensoinnissa, mutta invertterin loisteho ei ole riippuvainen verkon jännitteestä. Ohjausjärjestelmän avulla voidaan loistehon käyttäytymistä muuttaa tarpeen mukaan halutuksi.

Hinnaltaan perinteiset kompensointilaitteet ovat kuitenkin halvempia verrattuna invertterin hintaan. On kuitenkin huomioitava, ettei invertterien pääasiallinen toimintatarkoitus ole tuottaa pelkästään loistehoa, vaan muuntaa aurinkopaneeleista saatava DC-teho verkossa hyödynnettäväksi AC-tehoksi. Myös invertterin käyttöikä on alhaisempi kuin muiden laitteiden. Muiden laitteiden käyttöikä on pidempi, sillä niitä huolletaan aika ajoin, kun taas invertterit ovat käytännössä huoltovapaita. Reaktorin käyttöiäksi voidaan arvioida 40-50 vuotta, STATCOM:in käyttöiäksi 20-25 vuotta ja invertterin käyttöiäksi 10-15 vuotta.

5. LOISTEHON KOMPENSOINNIN HYÖDYNTÄMINEN

Sähkömarkkinoilla ei ole loisteholle omaa markkinapaikkaa vielä määritelty, vaan loistehon kaupallinen hyödyntäminen perustuu loistehon kompensointiin, jolloin vältetään Fingridin ja jakeluverkkoyhtiöiden loissähkösäksuilta. Mikäli loistehoa ei kompensoida, veloittavat verkkoyhtiöt siitä tarpeen mukaan. Tässä luvussa tarkastellaan, kuinka loistehoa kaupallisesti hyödynnetään ja kuinka invertterikapasiteettia voitaisiin hyödyntää.

Verkkoyhtiöt saavat itse määrittää loistehomaksunsa loistehon otolle sekä annolle. Fingrid laskuttaa verkkoyhtiöiltä tai suurilta teollisuusasiakkailta loissähkösäksunsa, joten verkkoyhtiöiden vastuulle jää jakeluverkon asiakkaiden laskuttaminen. Taulukkoon 2 on kerätty kahdeksan eri verkkoyhtiön keskijänniteverkon loistehomaksut.

Taulukko 2. Kahdeksan eri verkkoyhtiön KJ loistehomaksut. [20]

Verkkoyhtiö	Antomaksu	Ottomaksu	Ilmaisosuus päätötehoon nähden
Caruna Oy	6,89 €/kVAr, kk	6,89 €/kVAr, kk	20%
Elenia Oy	5,37 €/kVAr, kk	5,37 €/kVAr, kk	16%
Helen Sähköverkko Oy	2,29 €/kVAr, kk	2,29 €/kVAr, kk	Otto:40%, min 50 kVAr Anto: 10%
Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy	6,51 €/kVAr, kk	6,51 €/kVAr, kk	-
Järvi-Suomen Energia Oy	4,45 €/kVAr, kk	4,45 €/kVAr, kk	20%
Rauman Energia Sähköverkko Oy	14,13 €/kVAr, kk	3,51 €/kVAr, kk	Otto:20%, min 30 kVAr Anto:5%, min 15 kVAr
Tampereen Sähköverkko Oy	1,25 €/kVAr, kk	1,25 €/kVAr, kk	20%, min 50 kVAr
Vantaan Energia Sähköverkot Oy	2,50 €/kVAr, kk	2,50 €/kVAr, kk	Otto: 20% Anto: 10%

Hinnastossa on huomattavissa paljon vaihtelua. Halvimmillaan otolle ja annolle hinta on 1,25 €/kVAr kuukaudessa Tampereen Sähköverkko Oy:llä ja kalleimmillaan annolle hinta on jopa 14,13 €/kVAr kuukaudessa Rauman Energia Sähköverkko Oy:llä. Kun halvinta

loistehon hintaa verrataan taulukon 1 Fingridin loistehomaksuihin, on kyseisen verkkoyhtiön maksu 25% korkeampi kuin Fingridin, kun taas kallein maksu on 1400% korkeampi. Verkkoyhtiöiden loistehomaksuihin voi vaikuttaa, kuinka paljon verkkoyhtiön alueella on kompensointiin osallistuvaa tuotantoa tai kulutusta.

Yhtiöiden keskiarvollinen loistehonantomaksu on 5,42 €/kVAr kuukaudessa ja loistehon ottomaksu on 4,10 €/kVAr kuukaudessa. Loistehomaksujen eroista voidaan päätellä, että verkkoyhtiöillä ei ole tarvetta kapasitiiviselle loisteholle, mikä voi johtua yleistyvistä kaapeloinnista, joka lisää kapasitiivisen loistehon osuutta verkossa.

Verkkoyhtiöt saavat itse määrittää loistehon ilmaisosuudet päätötehoon nähden. Useat yhtiöt tarjoavat 20% ilmaisosuuden sekä annolle että otolle, mutta vaihteluakin on paljon. Esimerkiksi Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy ei tarjoa ollenkaan ilmaisosuutta, kun taas Helen Sähköverkko Oy tarjoaa 40% ilmaisosuuden loissähkön otolle.

Aurinkovoimalan invertterikapasiteettia voidaan hyödyntää kahdella eri tavalla: loistehon kompensointiin tai loistehon avulla jännitteensäätöön. Loistehon kompensointia voidaan tutkia jakeluverkkoyhtiön sekä yksityisen asiakkaan näkökulmasta. Verkkoyhtiö voi hyödyntää invertterikapasiteettia välttääkseen Fingridin asettamat loissähkömaksut sekä mahdollisesti välttää investoinnit uusiin kompensointilaitteisiin. Yksityiselle asiakkaalle loistehon kompensointia voidaan tarjota palveluna, jolloin asiakas välttää jakeluverkkoyhtiön asettamat loistehomaksut. Molempia mahdollisuuksia tarkastellaan taloudellisesti luvussa 7.

Jännitteensäädölle on olemassa oma markkinapaikkansa sähkömarkkinoilla, mihin myös Solarigon yli 20 MVA:n invertterikapasiteetti voisi osallistua. Kapasiteetti on kuitenkin hajautettu eri jakeluverkkojen alueille, vaihdellen kymmenistä kVA:sta jopa useaan MVA:n. Pienempien voimaloiden tapauksessa jakeluverkon jännitteensäätöön ei käytännössä voida vaikuttaa, mutta esimerkiksi tulevaisuudessa rakennettavat usean MVA:n aurinkovoimapuistot, jotka kytketään suoraan jakeluverkkoon, voisivat osallistua jännitteensäätömarkkinoille.

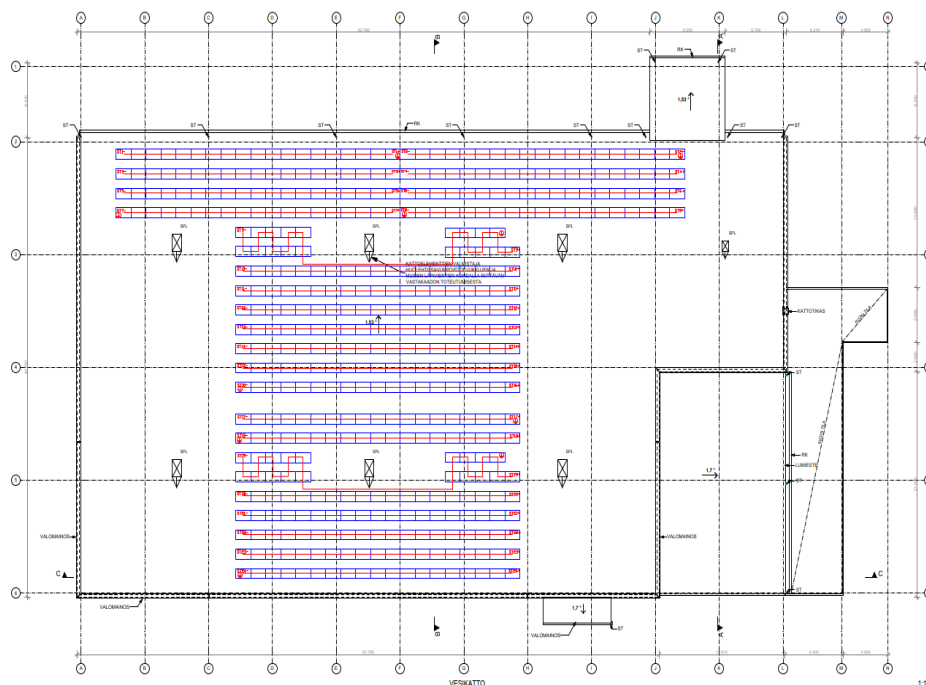
Loistehon kompensoinnin ja jännitteensäädön tapauksissa on kuitenkin tärkeä muistaa, että toiminnot eivät saa häiritä Solarigon asiakkaan sähköverkkoa eikä myöskään alentaa asiakkaalle syötetyn päätötehon määrää. Edellä mainitut tavat voivat olla hyödynnettävissä voimalan kokonaiskannattavuuden lisäämiseksi, mutta tällä hetkellä kannattavuuden laskentaan ei ole järkevää ottaa huomioon kyseisiä tapoja. Tulevaisuudessa Solarigo voisi tarjota asiakkaille varioitavissa olevia tehontuotantopaketteja.

6. LOISTEHON KOMPENSOINNIN KOHDE

Työn empiirinen osuus toteutetaan eräällä Järvi-Suomen Energian verkkoalueelle asennetulla aurinkovoimalalla. Kohteen katolle on asennettu 125 kWp edestä aurinkopaneeleita sekä kaksi SMA:n Sunny Tripower Core1 STP50-invertteriä, joiden nimellistehot ovat 50 kVA, yhteensä invertterikapasiteettia on siis 100 kVA verran. Aurinkovoimala on asennettu kohteeseen kesällä 2017. Tässä luvussa käydään läpi aurinkovoimalan piirustuksia ja spesifikaatioita. Lisäksi luvussa esitetään kohteen loistehon tarve, kohteella suoritettut testaukset sekä niiden analysointi.

6.1 Aurinkovoimalan spesifikaatiot

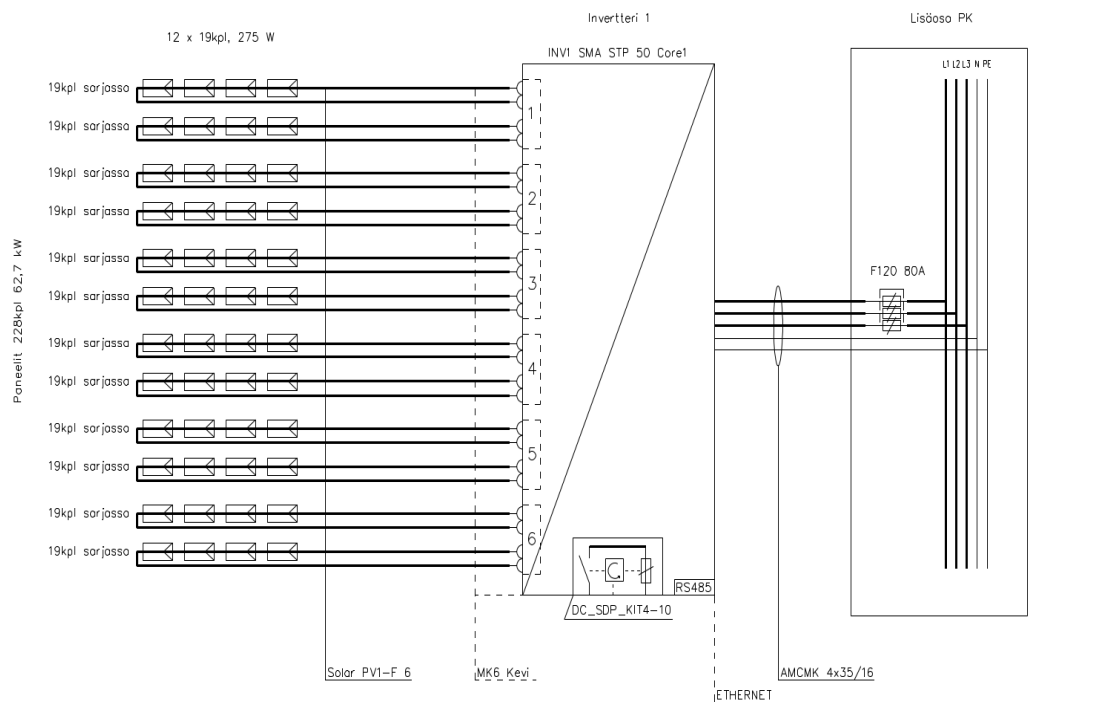
Aurinkovoimala koostuu 456:sta, 275 wattisesta Sharpin valmistamasta monikiteisestä piipaneelistä. Paneelit ovat kytketty 19 paneelin sarjoihin ja 12 paneelisarjaa on kytketty yhteen invertteriin. Sharpin ilmoittamassa datalehdessä yhden paneelin avoimen piirin jännitteeksi V_{oc} on annettu 35,6 V kennojen nimellisessä operointi lämpötilassa, jolloin yhden paneelisarjan avoimen piirin jännitteeksi saadaan 676,4 V (ks. liite A). Kuvassa 23 on esitetty paneelien sijoittelu katolla.



Kuva 23. Kohteen työpiirustus. [21]

Kuvaan 23 on piirretty myös paneelien sarjakytkennät punaisilla viivoilla. Kuvasta 23 on huomattavissa, ettei paneeleita ole asennettu koko katon pinta-alalle. Rakennuksen sisäiset riippukuormat sekä kiinteistön sähkönkulutus rajoittavat voimalan koon kasvattamista. Voimala on optimoitu kiinteistön sähkönkulutuksen mukaan, jotta mahdollisimman suuri osa voimalan tuottamasta sähköstä käytetään kiinteistössä.

Kuvassa 24 on esitetty aurinkovoimalan yhden invertterin verkkoon kytkennän pääpiirikaavio.



Kuva 24. Aurinkovoimalan pääpiirikaavio yhdelle invertterille. [22]

Kuvasta 24 nähdään, että aurinkopaneelikenttä on erikseen maadoitettu MK6 Kevi-johdolla. Erillisen maadoituksen tarkoituksena on varmistaa vikavirrälle kulkureitti, mikäli häiriötilanteessa paneelien tuottama virta pääsee vuotamaan paneelien johtimista tukirakenteisiin.

Aurinkopaneelien tuottaman DC-jännitteen muuntamiseksi AC-jännitteeksi käytetään kahta SMA:n Sunny Tripower Core1 STP50-invertteriä. Invertterin datalehdessä nimellisäänmenojänniterajat määrittävät, kuinka korkea paneelisarjan tuottama jännite voi olla. Kyseisessä invertterissä nimellisäänmenojännite vaihtelee 500-800 V välillä, joten paneelien tuottama avoimen piirin jännite sopii hyvin rajojen sisälle (ks. liite B).

Datalehdellä näkyy myös invertterin lohkokaaavio. Lohkokaaaviosta nähdään, että kaksi paneelisarjaa kytketty per MPPT (maximum power point tracking) -ohjaus (ks. liite B).

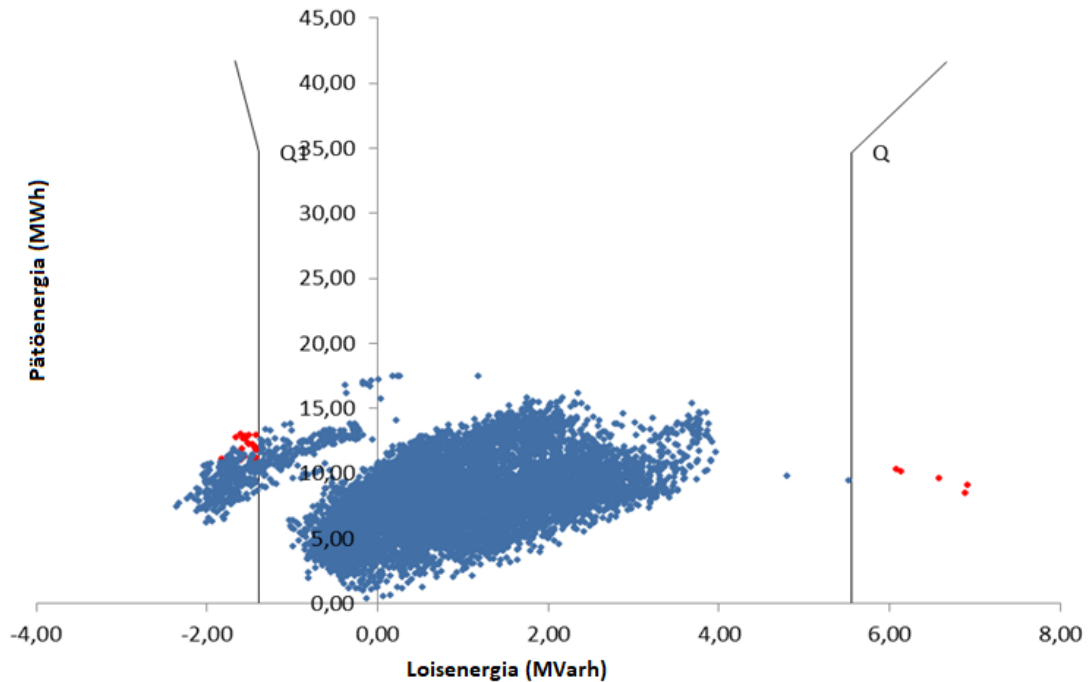
Ohjauksen avulla invertterin tuottama kokonaisteho saadaan maksimoitua, sillä osa invertteriin kytketyistä paneelisarjoista voi olla varjostunut, jolloin MPPT-ohjaus etsii kyseisten paneelisarjojen maksimitehopisteen ja muissa sarjoissa, jotka eivät ole varjostuneita, etsii ohjaus niille oman maksimitehopisteen jännitettä tai virtaa muuttamalla.

Paneelien tuottama tehokapasiteetti on ylimitoitettu inverttereihin nähden tehotuotannollisesta syystä. Invertterikapasiteetti on 100 kVA ja paneelien tehokapasiteetti on 125 kWp, joten voimalan paneelien ylimitoitus on 25%. Ylimitoitus on järkevää asennettavien voimaloiden kannalta, sillä voimala toimii harvoin nimellistehollaan. Invertterin datalehdessä on esitetty hyötysuhdekäyrä ulostuloteho per nimellisteho suhteena. Käyrästä huomataan, että suurin hyötysuhde saavutetaan 30% kohdalla, jonka jälkeen hyötysuhde laskee maksimissaan 0,5%, kun saavutetaan invertterin nimellisteho. Jos paneelien tuottama teho laskee alle 20% invertterin tehosta, hyötysuhde romahtaa nopeasti. (ks. liite B) Tämän takia, kun paneelien tehokapasiteetti ylimitoitetaan, toimivat invertterit hieman paremmalla hyötysuhteella heikon irradianssin aikana.

6.2 Loistehon kompensoinnin testaaminen

Loistehon kompensointia testataan eräällä Järvi-Suomen Energian verkon alueelle asennetulla aurinkovoimalalla. Kompensoinnin testaamisessa tarkastellaan ensin verkon ja kohteen loistehon tarvetta. Sen jälkeen tarkastellaan invertterien loistehon käyttäytymistä lähtötilanteessa, jolloin invertterit ovat asetettu pätötehon tuotannolle tehokerroimella 1. Tämän jälkeen loistehon käyttäytymistä tutkitaan asettamalla inverttereille eri loistehon arvoja ja lopuksi invertterien loistehomittauksia vertaillaan verkon loistehomittauksen kanssa sekä tutkitaan verkon harmonisten yliaaltovirtojen käyttäytymistä transienttilanteissa. Luvussa 4.3 esiteltyjä invertterin loistehon kompensointitapoja ei voida testata, sillä kohteessa ei ole ulkoista energiamittausta "Q on demand 24/7"-ohjaukselle eikä invertterien ohjausyksikköön SMA Data Manageriin ole ohjelmoitu voimalan käyttöönoton yhteydessä "integrated plant control"-ohjausta.

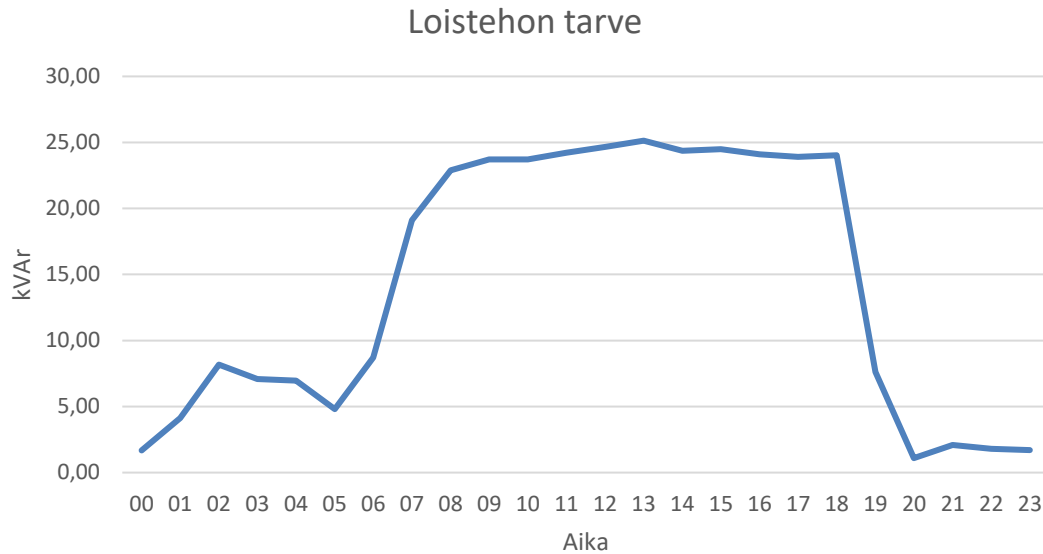
Kuvassa 25 on esitetty erään Järvi-Suomen Energian verkon alueen kantaverkon liittytapisteen loissähköikkuna aikavälillä 1.1.2019-31.12.2019.



Kuva 25. Erään alueen kantaverkon liityntäpisteen loissähköikkuna. [23]

Kuvasta 25 on laskettu loistehon annolle ja otolle rajat pätötehon kulutuksen aikana, jotka ovat $Q_D = 5,55$ MVarh ja $Q_{D1} = -1,39$ MVarh. Tuotannolle vastaavat rajat liitännäpisteessä ovat $Q_G = 4,0$ MVarh ja $Q_{G1} = -4,0$ MVarh. Liitännäpisteen kompensointi on tällä hetkellä optimaalinen, sillä loistehomaksuja ei jouduttu maksamaan ollenkaan kantaverkolle. Kuvasta on huomattavissa, että loistehon antoraja Q_{D1} ylitetään useammin kuin ottoraja Q_D . Ylityksiä jätetään kuitenkin 50 suurinta huomioimatta, joten loistehon tuotanto säilyy ilmaisosuuden rajoissa. [23] Mikäli antorajan ylityksiä tulee tulevaisuudessa enemmän, tulisi kapasitiivisen loistehon kompensointia lisätä alueella maksujen välttämiseksi.

Tarkastellessa tarkemmin kohteen loissähkön tarvetta mittauksista huomataan, että myös kohteen loistehon kompensointi on hyvin hoidettu, sillä valtaosasta vuoden tunteista loisteholle ei ollut ollenkaan tarvetta. Kuvassa 26 on esitetty kesän 2019 erään päivän kohteen verkosta tarvitsema loisteho.



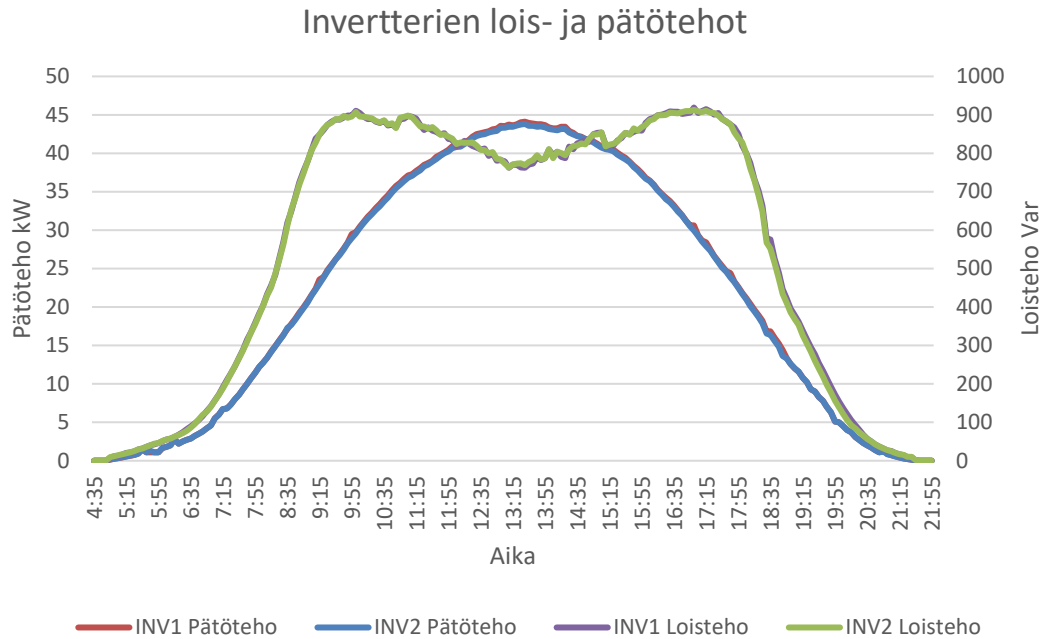
Kuva 26. Kohteen loistehon tarve yhdeltä päivältä.

Kuva 26 on poikkeus kohteen loistehon tarpeelle, sillä samankaltaisia päiviä kohteessa oli vain muutamia ja suurin keskiloistehon tarve tuntia kohden koko mittauskaudelta oli noin 25 kVAR. Mittaukset osoittavat, että yli 10 kVAR loistehotunteja oli vain noin 200 koko vuoden aikana. Kohteen loisenergian tarve yhteensä koko vuodelta oli noin 9 MVARh. Jos kohteessa käytettäisiin Fingridin loissähköhinnoittelua, vuoden loisenergiamaksu olisi vain 45€, mikäli koko loisenergiasta laskutettaisiin.

Tutkimalla kohteen jakeluverkkoyhtiön loistehon mittausdataa huomataan, että kohteen loistehon kulutus kasvaa kesää kohden. Kasvua voidaan perusteella kohteen jäähdytysjärjestelmällä, jonka koneet kuluttavat loistehoa. Vaikka kohteella ei ole loistehon kompensoinnille suurta tarvetta, testataan inverttereillä loistehon kompensoinnin toimivuutta.

6.2.1 Lähtötilanne

Testaamisen toimivuuden varmistamiseksi tarkastellaan aluksi lähtötilannetta, jolloin invertterit on asetettu tuottamaan pätötehoa tehokertoimella 1. Kuvassa 27 on esitetty kohteen erään kesän 2019 päivän invertterien tuottamat pätö- ja loistehot.

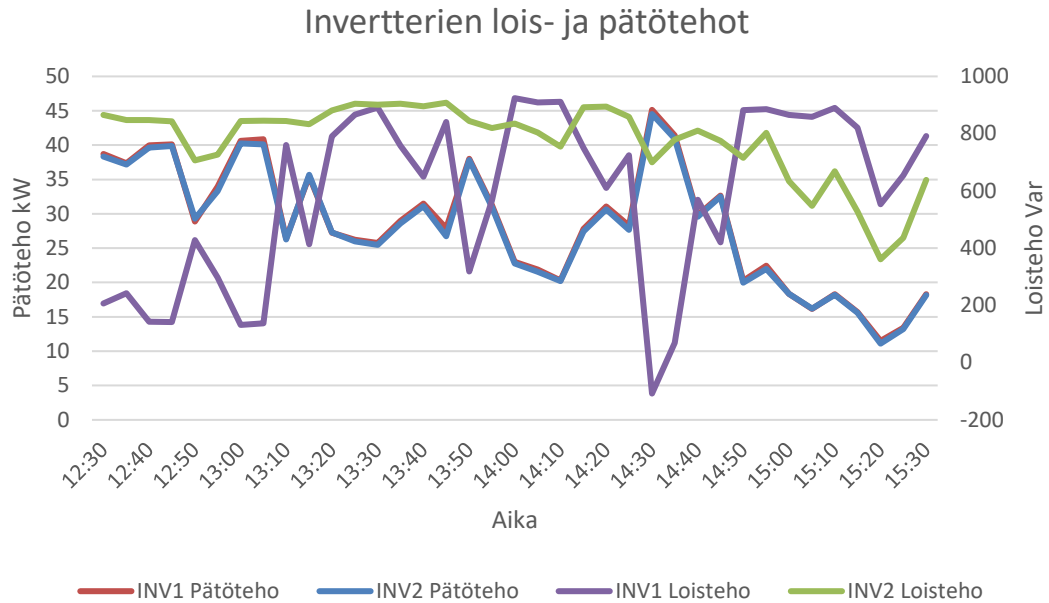


Kuva 27. Kohteen invertterien tehotuotannot lähtötilanteessa.

Kuvasta 27 huomataan, että invertterit tuottavat vähäisen määrän loistehoa, vaikka invertterit on asetettu toimimaan tehokertoimella 1. Invertterin mitaama loistehon tuotanto voi johtua invertterien suodattimien loistehon tuotannosta. Suoraan verrattavissa olevaa yhteyttä pätö- ja loistehon tuotannolle ei voida määrittää, sillä maksimi pätötehon tuotannolla kuvasta 27 huomataan, että loistehon tuotanto laskee hieman.

Kuvasta 27 huomioitavaa ovat tehojen yksiköt. Pätötehon tuotannossa tarkastellaan kilowatteja, kun taas loistehon tuotannossa tarkastellaan Vareja. Lasketaan yhden invertterin tehokerroin kellon ajalla 9:45, jolloin pätötehon tuotanto oli noin 27,5 kW ja loistehon tuotanto noin 900 Varia. Kaavalla 2 näennäistehon arvoksi saadaan 27,515 kVA ja kaavalla 3 tehokertoimeksi saadaan 0,9995 kapasitiivista, joka käytännössä indikoi tehokerroimen arvoa 1. Loisteho ei täten käytännössä vaikuta mitenkään invertterien pätötehon tuotantoon.

Tarkastelemalla eri ajankohtien loistehon tarvetta huomataan, että aika-ajoin toinen inverttereistä kuluttaakin loistehoa ja toinen tuottaa. Kuvassa 28 on esitetty invertterien erään ajankohdan lois- ja pätötehot, jossa esiintyy myös loistehon kulutusta.

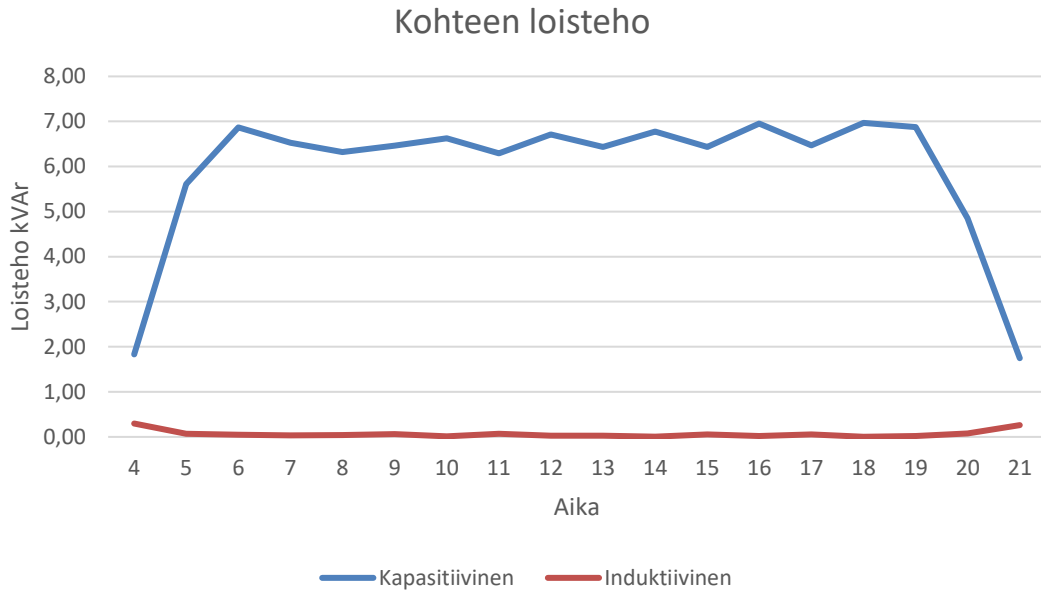


Kuva 28. Kohteen invertterien tehotuotannot transienttilanteessa.

Kuvasta 28 huomataan, että invertteri 1 kulutti hetkellisesti loistehoa kellon ajalla 14:30. Kuvassa esiintyvien transienttilanteiden loistehojen muutosta on vaikea selittää ilman tarkkaa tietoa säätöjärjestelmän rakenteesta sekä säädinten toiminnasta. Muutokset voivat johtua PLL:n kulman muutoksesta, jolloin invertterin dq-taso ei vastaa enää verkon dq-tasoa. Tämä aiheuttaa pätötehoksi tarkoitettuun tehoon loistehokomponentin.

Toisena vaihtoehtona voi olla virtasäädinten "hitaus" transienttilanteessa, jolloin virran q-komponentti saattaa käydä negatiivisena hakiessa arvoaan. Negatiivinen q-komponentin arvo aiheuttaa hetkellisen loistehon kulutuksen. Transienttilanteiden muutosten suuruus on kuitenkin invertterin toiminnan kannalta vähäistä, joten tarkempi perehtyminen asiaan ei ole työn kannalta relevanttia.

Kuvassa 29 on esitetty lähtötilanteen verkon mittaama loisteho yhden tunnin resoluutiolla. Kuvan 29 loisteho on samalta viikolta, kuin milloin loistehon testaukset on suoritettu.

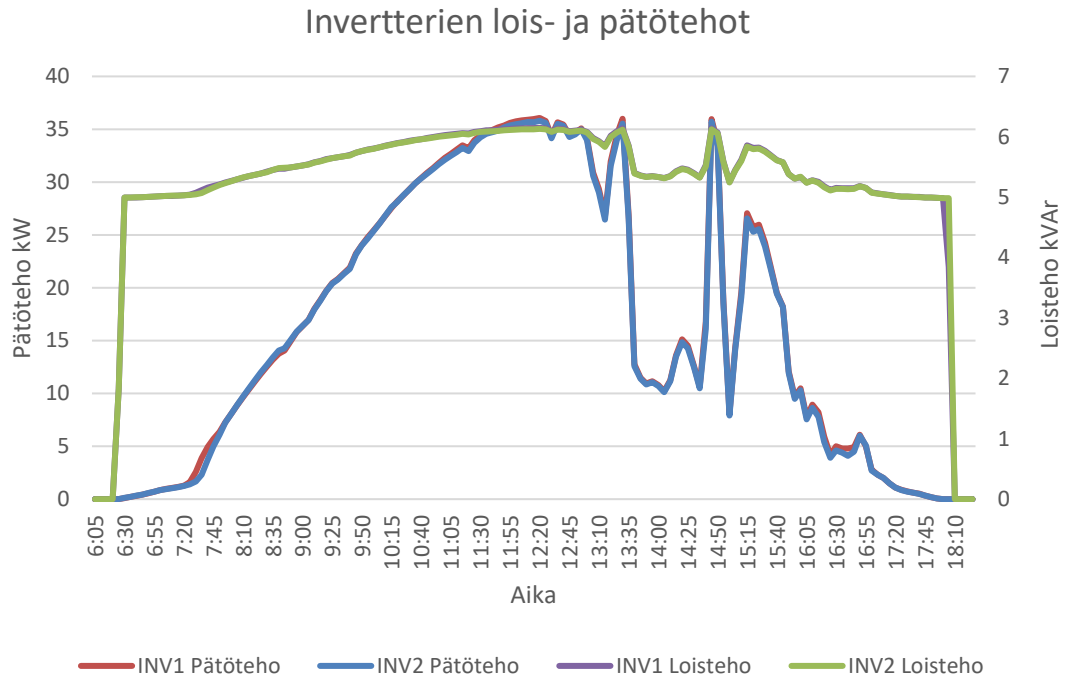


Kuva 29. Kohteen loisteho lähtötilanteessa.

Kuvasta 29 huomataan, että kohteen mittauspisteessä loistehoa syötetään verkkoon noin 6,5 kVAR päiväsaikaan, joten kohteen loisteho on siis kapasitiivista verkon näkökulmasta. Kyseisenä päivänä invertterien suodattimien loistehon tuotanto oli hyvin alhaista, joten loistehon tuotanto johtuu pelkästään kohteen loistehon käyttäytymisestä eikä invertterit vaikuta siihen. Täten saadaan hyvä vertailukohde loistehon testauskenaariolle.

6.2.2 Ensimmäinen testauskenaario

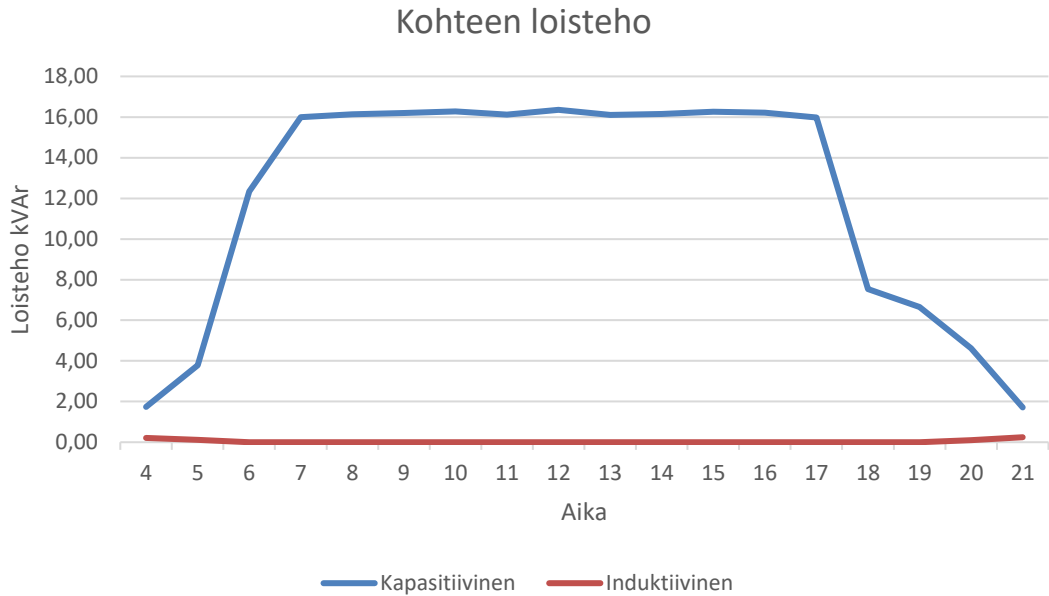
Loistehon testaamisen ensimmäisessä skenaariossa loisteholle on annettu manuaalisesti 10% tuottavuusarvo invertterien nimellistehosta, joka vastaa 5 kVAR loistehon tuotantoa invertteriä kohden. 10 kVAR:in tuotannolla invertterien maksimi pätötehon tuotanto heikkenee vain 0,5%:lla eli 500 watilla. Invertterien mittaus osoittaa, että loistehon tuotanto on hieman suurempi kuin 5 kVAR, sillä mahdollisesti suodattimien tuottamat loistehot ovat mittauksessa mukana. Loistehon tuotanto käynnistyy heti, kun aurinkopaneelien DC-teho riittää aktivoimaan invertterit. Kuvassa 30 on esitetty invertterien mitaamat loistehot 5 minuutin resoluutiolla.



Kuva 30. Kohteen invertterien loistehon tuotanto.

Kuvasta 30 huomataan, että loistehon prosentuaalisen osuuden lisäksi loistehossa esiintyy myös suodattimien tuottama loisteho. Verrattaessa kuvaa 30 kuvaan 27 nähdään, että kuvassa 30 suodattimien loistehon tuotanto ylittää 1 kVAR:in rajan, kun taas kuvassa 27 tuotanto ei ylitä 1 kVAR:in rajaa missään vaiheessa. Sitä, miksi testausajankohdalla suodattimet tuottavat suuremman määrän loistehoa lähtötilanteeseen verrattaessa on vaikeaa tarkastella tuntematta ohjausjärjestelmää tarkemmin. Ero voi johtua invertterien suodattimien toleranssirajoista. Ero on kuitenkin maksimissaan vain 200 Varia, joten tarkempaa tarkastelua ei ole mielekästä suorittaa.

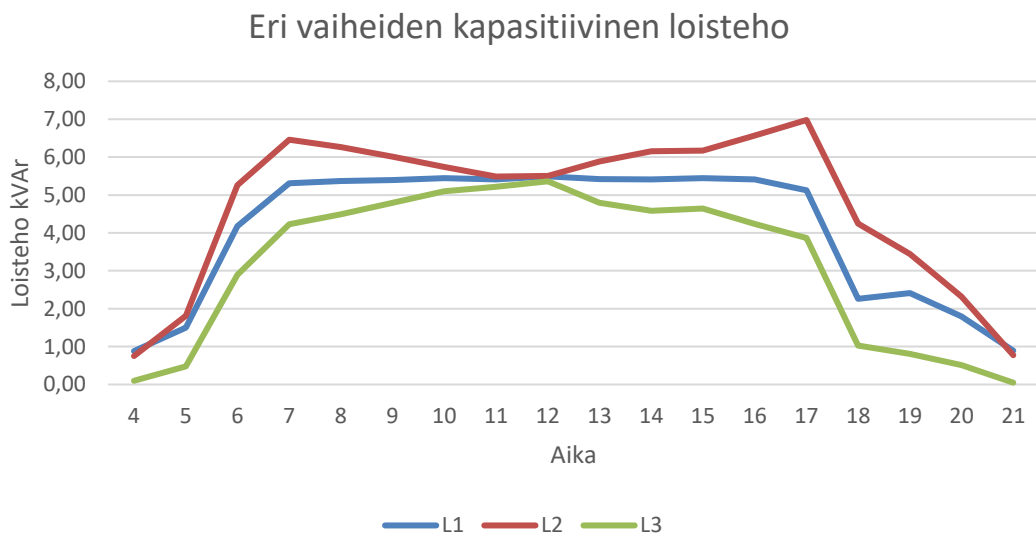
Kuvassa 31 on esitetty jakeluverkkoyhtiön mittaama loisteho yhden tunnin resoluutiolla. Resoluutio eroavuuden takia dataa on hankala vertailla keskenään, mutta niiden avulla saadaan kuitenkin varmennettua, että loistehon tuotanto on nähtävissä myös verkon puolella.



Kuva 31. Kohteen verkon mittaama loisteho invertterien tuottaessa loistehoa.

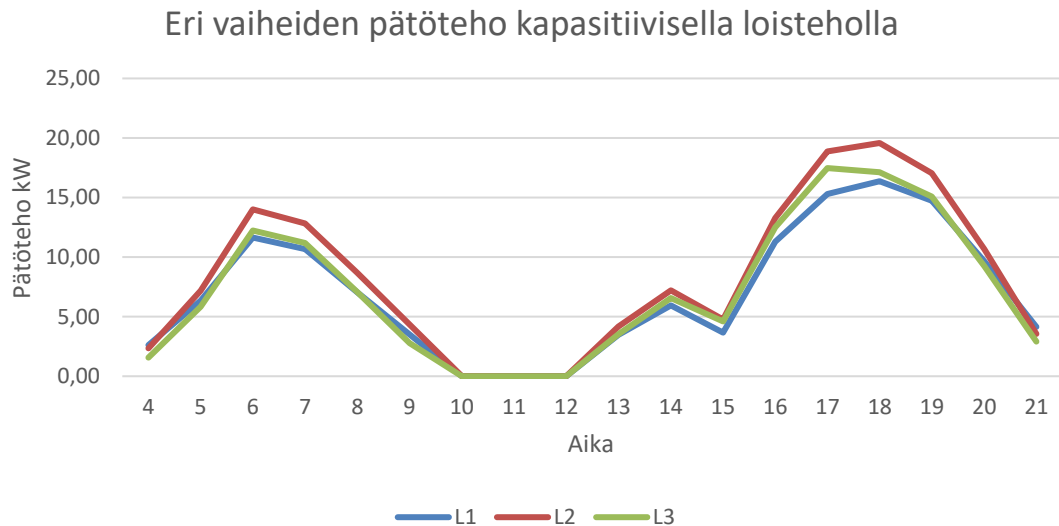
Vertailemalla kuvia 29 ja 31 huomataan, että noin 10 kVAR:in lisäys loistehon tuotannossa on huomattavissa verkon puolella. Mielenkiintoista on, että invertterien mittaama loisteho ei täysin vastaa verkon mittaamaa loistehoa. Eroavaisuus on enintään joitakin satoja Vareja, joten eroavaisuus voi johtua esimerkiksi mittausepä tarkkuudesta.

Kuvassa 32 on esitetty eri vaiheiden kapasitiivinen loisteho invertterien tuottaessa loistehoa.



Kuva 32. Kohteen eri vaiheiden kapasitiivinen loisteho.

Tarkasteltaessa eri vaiheiden kapasitiivista loistehoa huomataan, että loistehon tuotannon alkaessa ja päättyessä käyttäytyvät vaiheet eri tavoilla. Tuotannon alkaessa vaiheiden L2 ja L3 välillä loistehon vaihtelu on noin 2,2 kVAR. Päivän aikana suurimmat vaihtelut ovat havaittavissa vaiheissa L2 ja L3, mutta vaiheen L1 loisteho pysyy tasaisena koko loistehon tuotannon ajan. Loisteho eroavaisuuksia voidaan tarkastella pätötehon avulla. Kuvassa 33 on esitetty mittausajankohdan verkon mittaama pätöteho.

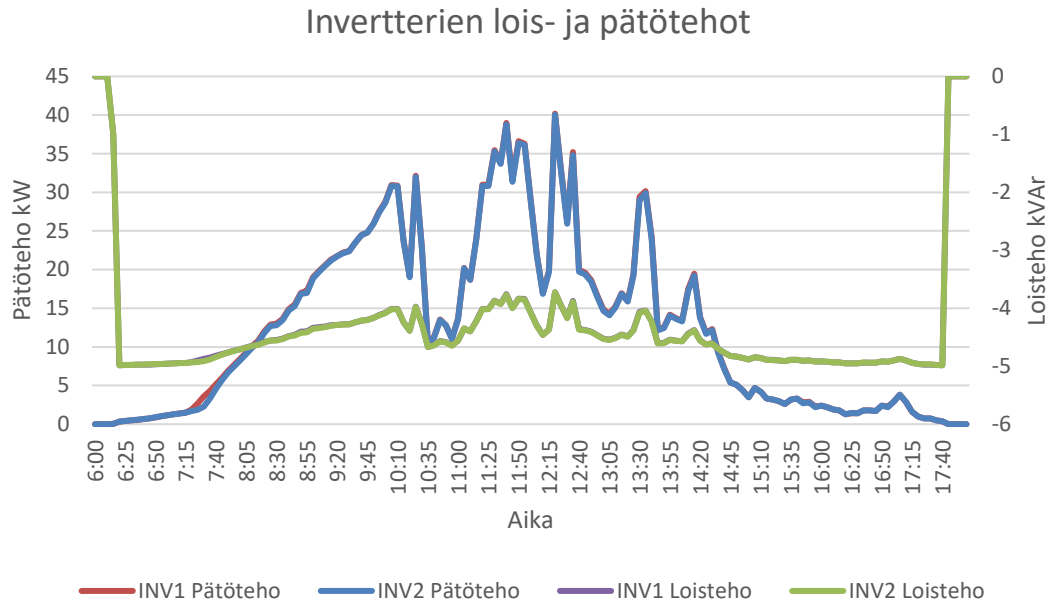


Kuva 33. Kohteen eri vaiheiden pätöteho kapasitiivisella loisteholla.

Kuvia 32 ja 33 vertaamalla huomataan, että suurin loisteho on havaittavissa samassa vaiheessa, jossa esiintyy eniten pätötehoa. Invertterin tuottama virta on sama jokaisessa vaiheessa, joten pienikin epäbalanssi verkon vaihejännitteissä aiheuttaa suuremman pätö- ja loistehon vaiheissa. Kun invertterin tuottama pätöteho riittää kattamaan kohteen kulutuksen huomataan, että loistehon vaihekohtaiset eroavaisuudet tasaantuvat.

6.2.3 Toinen testausskenaario

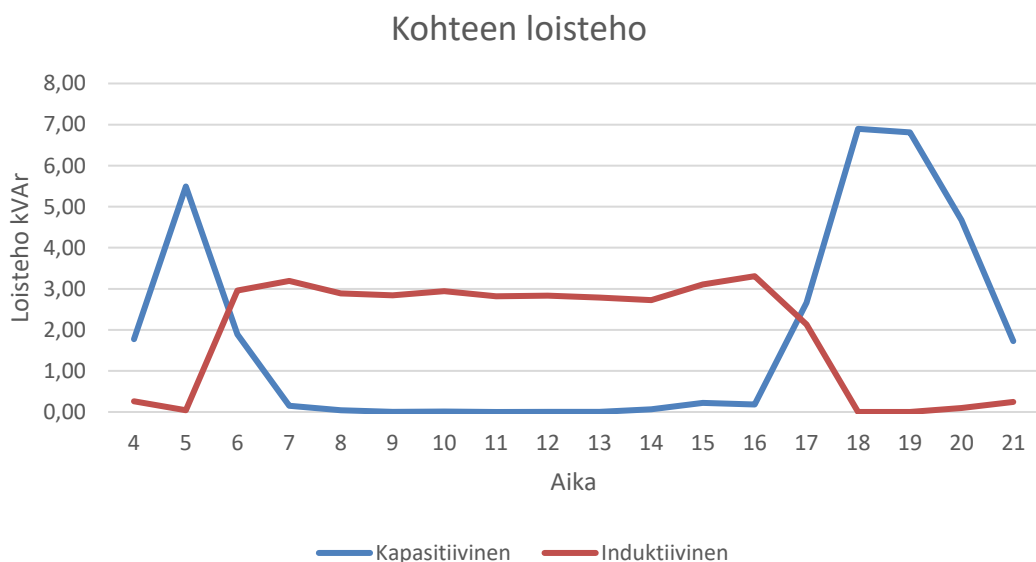
Toisessa testausskenaariossa loisteholle on manuaalisesti asetettu -10% tuottavuusarvo nimellistehosta, joka vastaa 5 kVAR loistehon kulutusta invertteriä kohden. Suodatimien loistehon tuotannot ovat tässäkin tapauksessa mukana invertterien mittauksessa, joten mitattu arvo on hieman alhaisempi. Kuvassa 34 on esitetty invertterien mitaamat lois- ja pätötehot.



Kuva 34. Kohteen invertterien loistehon kulutus.

Kuvasta 34 huomataan, että loistehon kulutus alkaa 5 kVAR:sta per inverteri invertterien aktivoituessa, mutta loistehon kulutus pienenee pätötehon tuotannon kasvaessa.

Kuvassa 35 on esitetty verkon mittaama loisteho invertterien kuluttaessa loistehoa.

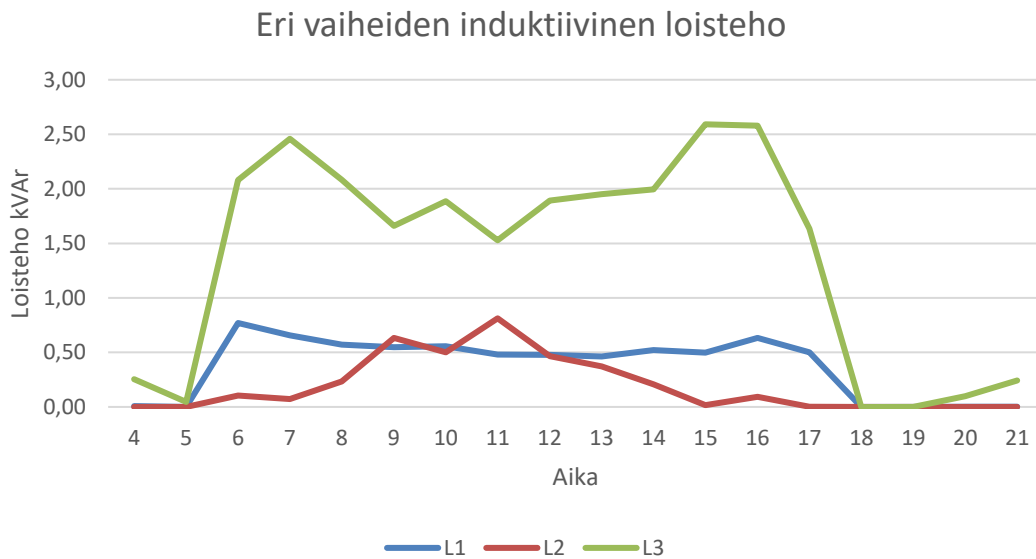


Kuva 35. Kohteen verkon mittaama loisteho invertterien kuluttaessa loistehoa.

Kuvasta 35 huomataan, että loistehon kulutuksella verkon kapasitiivinen osuus saadaan kompensoitua kokonaan, mutta loistehon induktiivinen osuus kasvaa noin 3 kVAR:iin. Kello 18 mitatulla loisteholla voidaan arvioida, että verkon loistehon kapasitiivinen osuus ilman invertterien loistehon kulutusta olisi luokkaa 7 kVAR. Arvion ja mitatun induktiivisen

loistehon avulla voidaan laskea invertterien kuluttavan 10 kVAR. Verrattaessa kuvia 34 ja 35 huomataan, että invertterien mittaamaksi loistehon kulutukseksi saadaan noin 8 kVAR ja verkon mittaamaksi loistehoksi noin 10 kVAR. Täten voidaan päätellä, ettei invertterien suodattamien loistehon käyttäytyminen näy verkon loistehossa.

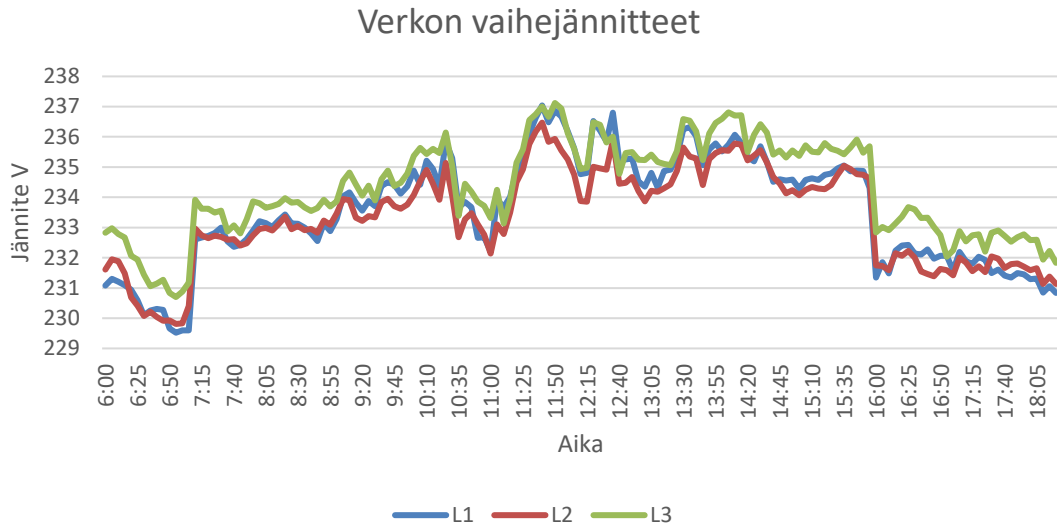
Kuvassa 36 on esitetty induktiivinen loisteho eri vaiheissa invertterien kuluttaessa loistehoa.



Kuva 36. Kohteen eri vaiheiden induktiivinen loisteho.

Kuvasta 36 huomataan, että kulutettaessa loistehoa inverttereillä vaiheessa L3 kuluu eniten loistehoa. Tästä voidaan päätellä, että kohteen verkossa vaiheessa L3 esiintyy eniten kapasitiivista loistehon tuotantoa. Vaiheiden välillä on havaittavissa suhteellisesti merkittävää eroavaisuutta. Suurimmillaan vaiheiden L2 ja L3 välinen loisteho ero on noin 2,4 kVAR, jolloin vaiheen L2 induktiivinen loisteho on lähes 0 kVAR. Suurin vaihtelu päivän aikana on havaittavissa myös vaiheissa L2 ja L3. Samalla tapaa kuin kapasitiivista loistehoa tarkastelleessa, vaiheen L1 loisteho käyttäytyy melko tasaisesti koko loistehon kulutuksen ajan.

Loistehon kulutuksen tapauksessa kohteen pätötehojen avulla ei voida perustella loistehon käyttäytymistä, sillä nyt invertterit kuluttavat loistehoa, jolloin invertterien pätöteho ei vaikuta loistehon kulutukseen. Sen sijaan loistehon eroavaisuuksia voidaan tarkastella verkon vaihejännitteiden avulla. Kuvassa 37 on esitetty yhden invertterin mittaamat verkon vaihejännitteet mittausajankohdalta.



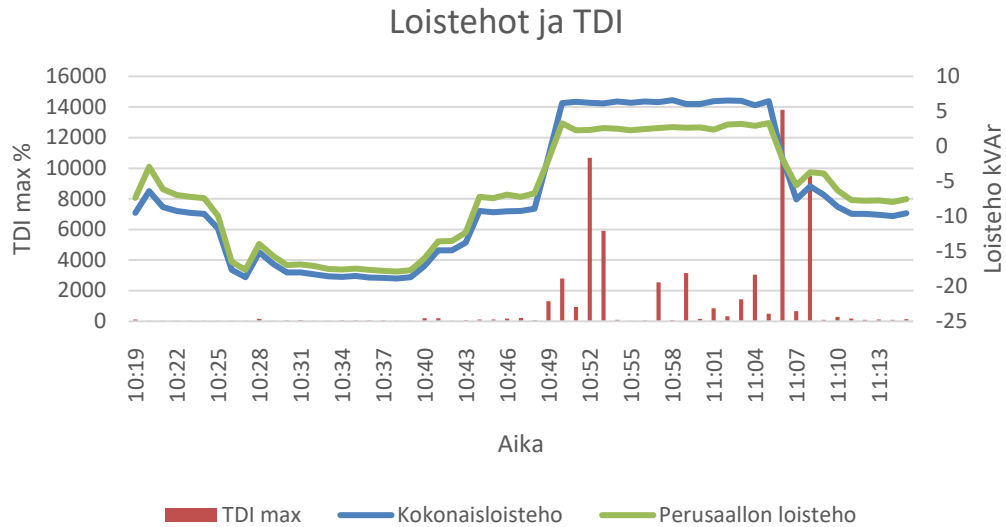
Kuva 37. Kohteen verkon vaihejännitteet.

Kuvia 36 ja 37 vertailemalla huomataan, että vaiheessa L3 esiintyy lähes koko mittausajalta suurin jännite, jolloin kohteen verkossa vaiheessa L3 kuluu eniten loistehoa. Tätä voidaan perusteella vaiheessa L3 esiintyvällä kapasitiivisella loisteholla, joka kasvattaa vaihejännitteen arvoa.

6.2.4 Yliaaltomittarin tulokset

Teknisten ongelmien takia yliaaltomittarin tuloksia ei voida suoraan vertailla testauskennarioiden tulosten kanssa, sillä mittarin data on eri ajankohdalta kuin aikaisemmat mittaukset. Yliaaltomittarin dataa tarkastellessa data on saatu yhden tunnin testausjaksolta, kun taas aiempien skenaarioiden mittausdata on useiden päivien ajalta, joista on valittu mielenkiintoisimmat ajankohdat. Mittarin tuloksien tarkastelussa otetaan huomioon kokonaisloisteho, perusaallon loisteho sekä harmoniset yliaaltovirrat (TDI).

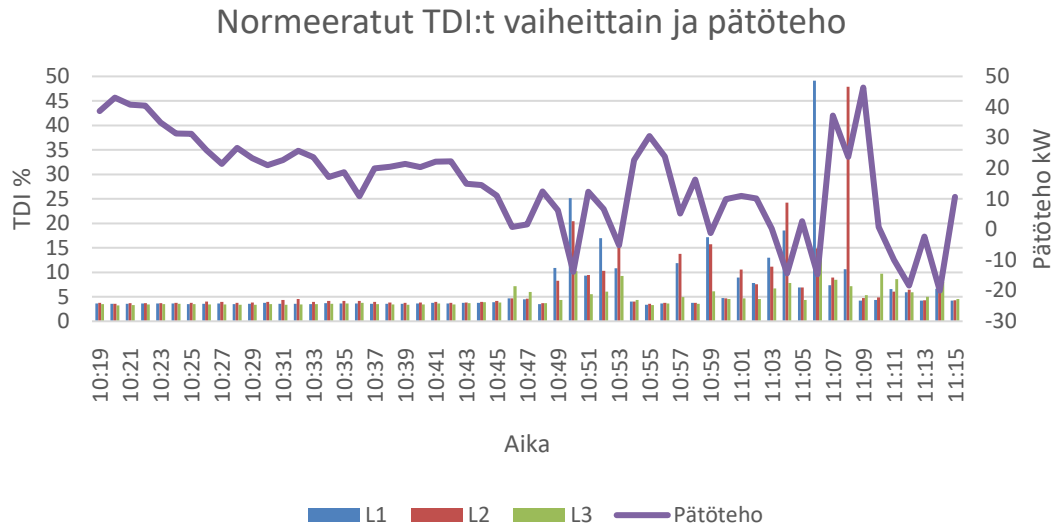
Kuvassa 38 on esitetty yliaaltomittarin mittaama kokonaisloisteho, perusaallon loisteho sekä TDI:n maksimi. TDI:n maksimi on yhden 20 ms jakson suurin arvo, joka on esiintynyt yhden minuutin aikana.



Kuva 38. Yliaaltomittarin mittaama kokonaisloisteho, perusaallon loisteho sekä TDI:n maksimi.

Kuvassa 38 negatiivisella loisteholla tarkoitetaan kapasitiivista loistehoa ja positiivisella induktiivista loistehoa. Vertaillessa kokonaisloistehoa perusaallon loistehoon huomataan, että loistehon tuotannolla loistehot vastaavat lähes kokonaan toisiaan, mutta loistehon kulutuksella kokonaisloisteho on noin 3,5 kVAR suurempi kuin perusaallon mitattu loisteho. Eroavaisuus voi johtua loistehon kulutuksella kasvaneesta yliaaltovirtojen osuudesta, joka on havaittavissa myös TDI:n maksimiarvojen kasvulla. Varsinkin loistehon kulutuksen transienttitilanteissa TDI:n maksimiarvoissa esiintyy huomattavia piikkejä.

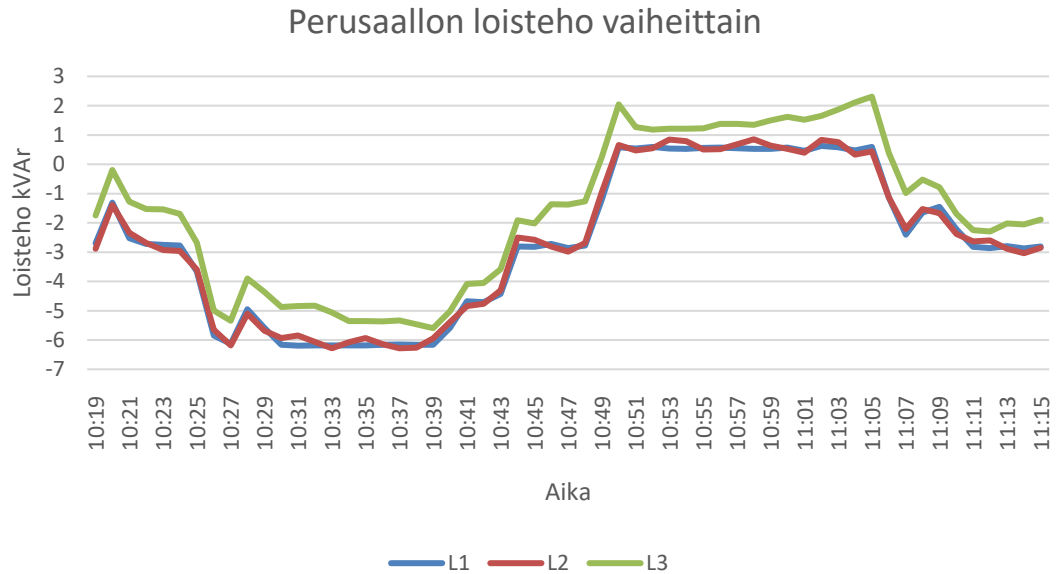
TDI-arvoja voidaan tarkastella tarkemmin normeeraamalla vaiheissa esiintyvät TDI-arvot, jotka kerrotaan vaihekohtaisen kuormitusvirran ja sulakekoon suhteella. Vaihekohtaiset TDI-arvot ovat yhden minuutin rms-arvoja. Kohteessa sulakekokona on käytetty 250 A. Kuvassa 39 on esitetty normeeratut TDI-arvot vaiheittain sekä pätöteho. Pätöteho kuvastaa kohteen pätötehoa, jossa esiintyy kulutusta ja tuotantoa. Positiivisella pätöteholla kuvataan pätötehon kulutusta ja negatiivisella pätötehon tuotantoa.



Kuva 39. Normeeratut TDI arvot eri vaiheilla sekä pätöteho.

Kuvasta 39 nähdään, että loistehon tuotannolla ei TDI-arvoissa ole havaittavissa merkittäviä eroavaisuuksia ja TDI-arvot pysyvät tasaisena noin 3,5% arvossa. Ajanhetkestä 10:58 eteenpäin invertterit toimivat induktiivisella loisteholla, joten 10:50 esiintyvät TDI piikit voidaan selittää invertterien pätötehon tuotannolla. Invertterien kuluttaessa loistehoa TDI piikkejä on vaikeampi tulkita johtuvatko ne pätötehon tuotannon muutoksesta vai loistehon transientista. Kuvista 38 ja 39 nähdään, että ajanhetkellä 11:06 invertterin induktiivinen loisteho on lakkautettu ja samalla ajanhetkellä vaiheessa L1 on huomattavissa 50% TDI-arvo. Kyseinen arvo ei johdu pelkästään pätötehotuotannosta, sillä ajanhetkellä 11:04 on mitattu saman suuruinen pätötehon muutos, mutta TDI-arvo vaiheessa L2 on tällöin 24%.

Tarkastellessa perusaallon loistehoa vaiheittain on huomattavissa samankaltaista loistehon käyttäytymistä kuin aikaisemmissa testauskenaarioissa. Kuvassa 40 on esitetty perusaallon loistehot vaiheittain yliaaltomittarin mittaamalta testausajalta.



Kuva 40. Yliaaltomittarin mittaama perusaallon loisteho vaiheittain.

Kuvasta 40 havaitaan, että loistehon tuotannolla vaiheen L3 loisteho on hieman alhaisempi muihin vaiheisiin verrattaessa ja loistehon kulutuksella vaiheessa L3 havaitaan suurin loistehon kulutus. Eroavaisuus loistehon kulutuksessa ei ole yhtä merkittävä kuin kuvassa 36. Suora mittaustulosten vertailu ei anna kuitenkaan kovin tarkkaa analyysia tuloksista, sillä aikaisemmissa testaus tuloksissa on käytetty yhden tunnin keskiarvollaista loistehoa, kun taas mittarilla saavutetaan yhden minuutin tarkkuus.

6.3 Tuloksien analysointi

Testausskenaariot validoivat, että loistehon kompensointi on mahdollista toteuttaa inverttereillä. Loistehon käyttäytymistä tarkasteltiin kokonaisuudessaan vaihekohtaisesti sekä loistehon kulutuksella että tuotannolla. Tuloksia tarkastellessa havaittiin, ettei invertterien suodattimien loistehon tuotanto vaikuta verkon loistehon käyttäytymiseen. Loistehon käyttäytymisestä havaittiin myös, että loisteho käyttäytyy eri tavoilla eri vaiheissa.

Vaihekohtainen tarkastelu osoitti, että suhteellisesti loistehoa esiintyi tasaisemmin vaiheiden välillä tuotettaessa kuin kulutettaessa, jolloin vaiheessa L3 esiintyi eniten loistehoa. Yliaaltomittarin datan mukaan myös vaihe L3 kuluttaa eniten loistehoa, mutta vaiheessa L3 ei kuitenkaan esiinny merkittäviä TDI-arvoja.

Mielenkiintoinen havainto yliaaltomittarin datasta on, ettei loistehon tuotanto vaikuta vaihekohtaisesti TDI-arvoihin millään tavalla. Vaikka kulutuksen osalta suuriakin TDI-arvoja

on havaittavissa, ei verkon impedanssin ansiosta yliaaltovirrat aiheuta merkittäviä yliaaltojännitteitä verkkoon ja täten voidaan todeta, ettei invertterien loisteho häiritse kohteen verkon toimintaa.

TDI-maksimiarvojen piikkejä voidaan perustella pätötehossa havaittavissa olevista transienttitilanteista. Näissä tilanteissa invertterien ohjausalgoritmi MPPT saattaa reagoida muuttuneeseen pätötehon muutokseen, jonka seurauksena MPPT aiheuttaa virta-askeleen invertterien ulostulovirtaan, joka näkyy vääristymänä TDI mittauksissa. Normeerattuja ja maksimi TDI-arvoja vertaillen normeerattujen arvojen suurin arvo on noin 50% kun suurin maksimiarvo on lähes 14000%, joten MPPT:n aiheuttama vääristymä voisi hyvin selittää suuret yksittäiset TDI-maksimi piikit mittauksessa.

7. LIIKETOIMINTAMALLIT

Loistehon kompensoinnin hyödyntämistä tarkastellaan jakeluverkkoyhtiön sekä yksityisen asiakkaan näkökulmista. Eri näkökulmista tarkasteltaessa tulee ottaa eri hyödyntämismahdollisuudet huomioon. Verkkoyhtiön hyödyntämismahdollisuutena on käyttää loistehokapasiteettia kuten perinteisiä kompensointilaitteita, mistä sovitaan verkkoyhtiön sekä kompensoijan kanssa erillissopimus. Täten verkkoyhtiö voi hyödyntää invertterien kompensointikapasiteettia ja välttää Fingridin loissähkömaksut.

Loppuasiakkaan näkökulmasta taloudellinen hyöty saavutetaan kompensoimalla oma loistehon tuotanto tai kulutus, jolloin asiakas välttyy jakeluverkkoyhtiön loistehomaksuilta. Tässä luvussa tarkastellaan Excel-työkalun avulla laskettuja tuottavuuksia jakeluverkkoyhtiön vaihtoehtoiskustannuslaskelman sekä invertterikapasiteetin ja reaktorin yhteiskäytön näkökulmista ja yksityisen asiakkaan loistehon kompensoinnin näkökulmasta. Tapauksissa tarkastellaan pelkästään loistehon kompensointia eikä invertterien päätöshon tuotantoa oteta huomioon. Tarkastelut toteutetaan suuntaa antavilla lähtötiedoilla.

7.1 Jakeluverkkoyhtiö

Loistehon tuottavuutta tarkasteltaessa jakeluverkon näkökulmasta toteutetaan tarkastelu vaihtoehtoiskustannuslaskelman avulla sekä kompensointilaitteiden yhteiskäytöllä. Vaihtoehtoiskustannuksessa vertaillaan invertterikapasiteettia reaktorin hyödyntämiseen, yhteiskäytössä laitteita käytetään rinnakkain ja kompensointiaste jaetaan puoliksi laitteiden kesken.

7.1.1 Vaihtoehtoiskustannuslaskelma

Aurinkovoimalan invertterikapasiteetin nimellistehoksi valitaan 3 MVA. Kyseinen nimellisteho valitaan siksi, jotta tulokset ovat vertailtavissa 3 MVAr käämikytkimellisen reaktorin hyödyntämiseen. Tarkastelussa tuotosta puhuttaessa tarkoitetaan hyötyä, joka saavutetaan Fingridin loissähkömaksujen välttämällä. Tulostarkastelu toteutetaan hypoteettisella verkolla, jonka vuosittaiset loissähkömaksut on kerätty taulukkoon 3.

Taulukko 3. *Hypoteettisen verkon loissähkömaksut.*

Tehomaksu	11500 €
Energiamaksu	15000 €
Laskutus yhteensä	26500 €

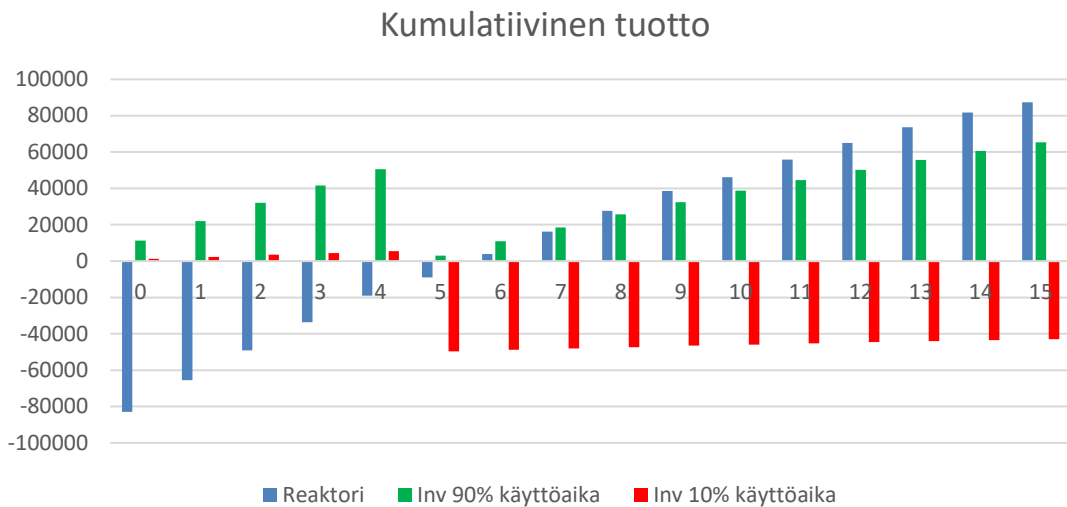
Tarkastelussa oletetaan, että kompensointikapasiteetti on riittävä, jotta täydellä kompensoinnilla vältetään kaikki loissähkömaksut. Reaktorin tapauksessa laskelmiin otetaan huomioon reaktorin investointihinta, loistehon kompensoinnilla saavutettava hyöty, reaktorin huoltokustannukset sekä reaktorin pätötehohäviöt. Pätötehohäviöiden prosentuaaliseksi osuudeksi valitaan 0,6% nimellistehosta ja huoltokustannuksiksi 200€ vuodessa sekä 5000€ 5 vuoden välein. [10] Reaktorin investointihintana käytetään Energiaviraston määrittelemää hintaa, joka oli vuonna 2018 101 300€ 3 MVAr reaktorille. [24] Käämikytkimellisen reaktorin hinta on hieman korkeampi, mutta tarkastelussa käytetään Energiaviraston ilmoittamaa hintaa. Todellisuudessa investointihinta on noin 20-30% pienempi verkkoyhtiöille.

Invertterikapasiteetin laskelmiin otetaan huomioon loistehon kompensoinnilla saavutettava hyöty, invertterien takuumaksut sekä invertterien pätötehohäviöt. Invertterikapasiteetin pätötehohäviöiden prosentuaaliseksi osuudeksi valitaan 1,06% nimellistehosta, joka on saatu lähteen [25] tuottaman tarkastelun keskiarvoista. Inverttereille on myönnetty tehdastakuu 5 vuodeksi, jonka lisäksi voidaan ostaa 5-15 vuoden pidennetty takuu. Valitaan ostettavaksi takuuajaksi 10 vuotta, jolloin 5 vuoden käytön jälkeen tehdään investointi takuun pidentämiseksi. Takuun hinta on noin 1500€ per invertteri, joten kun viiteenkymmeneen 60 kVA invertteriin ostetaan pidennetty takuu, tulee investoinnin hinnaksi 75 000€ 5 vuoden jälkeen. [26]

Tarkastelussa oletetaan, että reaktori kykenee kompensoimaan loistehoa jokaiselta vuoden tunnilta ja invertterikapasiteetin tapauksessa esitetään kaksi eri käyttöaikaa. Invertterikapasiteetin maksimijaksi valitaan aika, jolloin invertterit eivät toimi huipunkäyttöajalla pätötehon tuotannossa eli 7860 tuntia, joka on 90% vuoden tunneista. Täten myös kompensoinnista saavutettava hyöty on 10% pienempi kuin reaktorilla. Toiseksi ajaksi valitaan 900 tuntia, joka on noin 10% vuoden tunneista, joten hyöty on 90% pienempi.

Vuosittaiset tuotot, häviöt ja investoinnit ovat diskontattu nykyarvoonsa. Häviöiden hintakomponenttina käytetään 50 €/MWh. Tarkastelun aikaväliksi valitaan 15 vuotta ja saavutettavan hyödyn korkokantana käytetään 6%.

Kuva 41 esittää kumulatiivista tuottoa eri tapauksissa.



Kuva 41. 3 MVar reaktorin sekä 3 MVA invertterikapasiteetin tuotto eri käyttöajoilla.

Kuvasta 41 nähdään, että reaktorin takaisinmaksuaika on noin 6 vuotta. Lisäksi huomataan, että 8 vuoden jälkeen reaktorin kumulatiivinen tuotto ylittää 90% käyttöajalla toimivien invertterien tuoton. Käytännössä on hyvin epätodennäköistä, että inverttereitä voitaisiin hyödyntää 15 vuoden ajan 8760 tuntia vuodessa ilman invertterien uusimista. Takuun avulla invertterien uusimiskustannukset kohdistuvat kuitenkin takuun tarjoajalle, eikä invertterien omistajalle. Mahdollisista invertterien uusimisista aiheutuneita huoltokatkoja ei ole otettu huomioon laskelmassa.

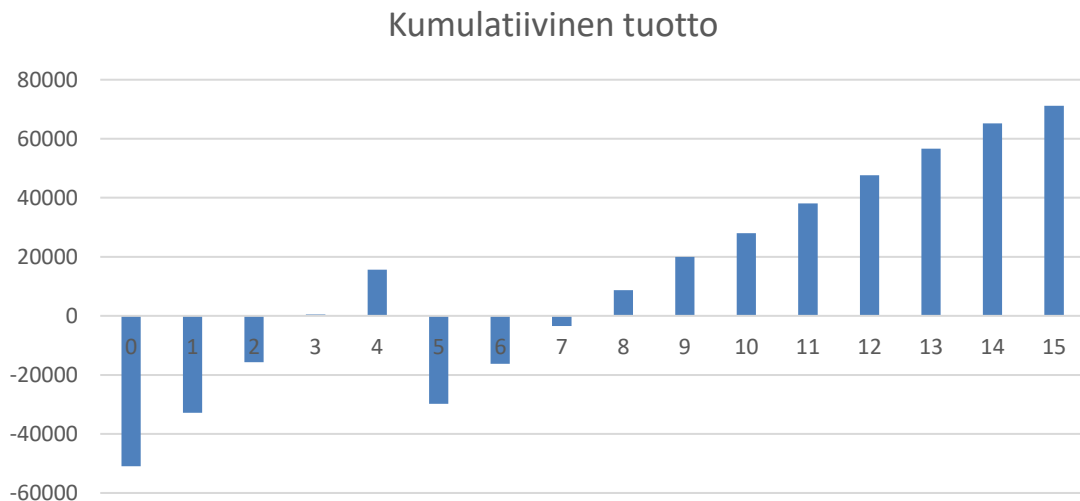
10% käyttöajalla toimivia inverttereitä ei ole mielekästä hyödyntää loistehon kompensoinnissa, sillä 5 vuoden jälkeen investoitava takuuhinta on suurempi kuin kompensoinnilla saavutettava hyöty 15 vuoden aikana.

7.1.2 Yhteiskäyttö

Invertterien ja reaktorin yhteiskäytöllä kompensointi tarve jaetaan puoliksi laitteiden kanssa. Valitaan reaktorin kooksi 1,5 MVar ja invertterikapasiteetin kooksi 3 MVA. Aikaisemmassa tarkastelussa invertterikapasiteetti toimi pätötehon tuotannolla pelkästään käytönhuippuajan verran eli 900 tuntia vuodessa ja lopun aikaa kapasiteettia hyödynnet-

tiin täydellä kapasiteetilla loistehon kompensointiin ottaen aktivointiteho verkosta. Yhteiskäytön avulla reaktorin investointi pienenee ja invertterikapasiteettia voidaan hyödyntää pidempi aika pätötehon tuotantoon.

1,5 MVAR reaktoria ei ole hinnoiteltu Energiaviraston hinnastossa, mutta hinta voidaan arvioida 1 MVAR ja 2 MVAR reaktoreiden hintojen avulla ja hinnaksi saadaan 70 200€. [24] Reaktoria hyödynnetään täydellä kapasiteetilla kompensoinnissa, jolloin puolet tuotoista saavutetaan reaktorin avulla ja puolet saavutetaan invertterien avulla. Aikaisemmassa tarkastelussa oletettiin, että invertterit toimivat 900 tuntia vuodessa tuottaen pätötehoa ja lopun aikaa loistehon tuotannossa. Tarkastelu on siis hyvin teoreettinen, sillä loistehoa voidaan tuottaa ilman pätötehohäviöitä aina kun aurinkopaneelien tuottama teho riittää aktivoimaan invertterit. Ainoa aika, jolloin invertterit tuottavat pätötehohäviöitä on siis öisin, jolloin aktivointiteho joudutaan ottamaan verkosta. Tässä tarkastelussa tehdään arvio pätötehohäviöiden osalta siten, että pätötehohäviöt puolitetaan invertterien osalta. Kuvassa 42 on esitetty yhteiskäytöllä saavutettu tuotto.



Kuva 42. Yhteiskäytön kumulatiivinen tuotto.

Kuvasta 42 huomataan, että yhteiskäytöllä saavutettava hyöty on noin 71 000€ 15 vuoden jälkeen. Investoinnit huomioon ottaen yhteiskäytön takaisinmaksuaika on noin 8 vuotta. Tarkastelussa kaikki investoinnit on kohdistettu yhdelle tekijälle. Vertaillen 3 MVAR reaktorin tuottoa ja yhteiskäytöllä saavutettavaa tuottoa, tuottaa 3 MVAR reaktori

noin 15 000€ enemmän kuin yhteiskäyttö. 15 vuodesta eteenpäin yhteiskäytön lisäinvestoinnit kasvavat entisestään, sillä takuun umpeutumisen jälkeen invertterien uusimiskustannukset kohdistuvat omistajalle.

Vaihtoehtoiskustannuslaskelma osoittaa, että reaktori on kannattavampi pitkällä aikavälillä kuin suoraan jakeluverkkoon kytketyn aurinkovoimalan invertterikapasiteetin hyödyntäminen pelkästään loistehon kompensoinnissa. Yhteiskäytön avulla reaktorin investointikustannus pienenee, mutta saavutettava hyöty jää pienemmäksi kuin suuremman reaktorin tapauksessa. Vertailut eivät pois sulje mahdollisuutta, etteikö jakeluverkkoyhtiöillä olisi kiinnostusta hyödyntää invertterikapasiteettia, sillä kaikenlainen invertterikapasiteetin hyödyntäminen mahdollistaa verkkoyhtiöille loissähkösäntöjen pienentymisen. Yhtenä mahdollisuutena on hyödyntää invertterikapasiteettia yksittäisten loissähkösäntöjen ylitysten kompensointiin, jolloin invertteriä käytettäisiin joitakin kymmeniä tai satoja tunteja vuodessa eikä pidennettyä takuuta välttämättä tarvitse hankkia.

7.2 Yksityinen asiakas

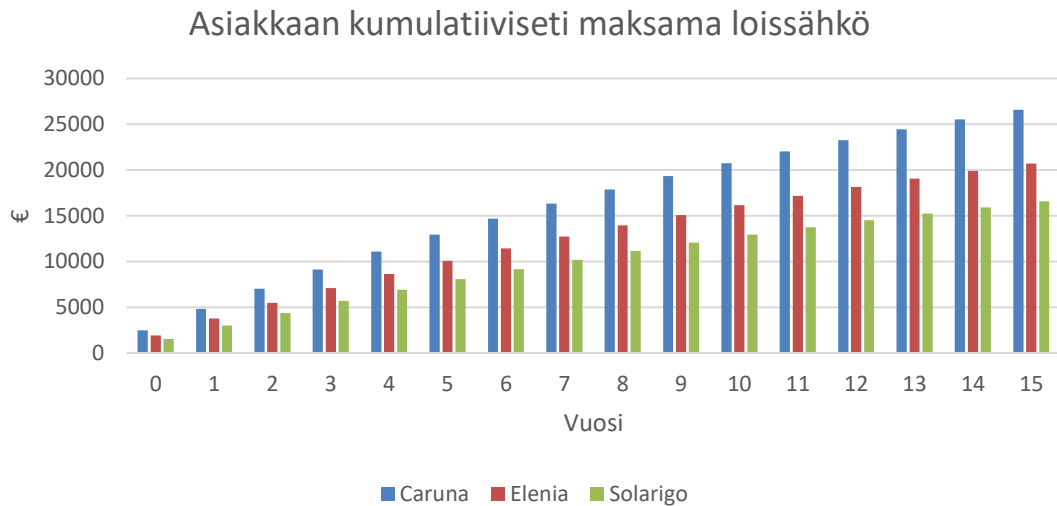
Tarkasteltaessa invertterikapasiteetin hyödyntämistä yksityisen asiakkaan näkökulmasta asiakkaan saavuttama hyöty saavutetaan välttämällä jakeluverkkoyhtiön perimiä loistehomaksuja. Tarkastelussa vertaillaan Carunan ja Elenian loistehomaksuja Solarigon mahdolliseen loistehomaksuun. Vertailussa käytetään 100 kVA invertterikapasiteettia. Taulukkoon 4 on kerätty Carunan ja Elenian loistehomaksut.

Taulukko 4. *Carunan ja Elenian loistehomaksut*

Verkkoyhtiö	Antomaksu	Ottomaksu	Ilmaisosuus pätötehoon nähden
Caruna Oy	6,89 €/kVAr, kk	6,89 €/kVAr, kk	20%
Elenia Oy	5,37 €/kVAr, kk	5,37 €/kVAr, kk	16%

Tarkastelu suoritetaan hypoteettisen asiakkaan näkökulmasta, jonka suurin kuukausittainen loiskeskiteho on 30 kVAr yli ilmaisosuuden. Tällöin Carunan verkossa oleva asiakas joutuu vuosittain maksamaan 2480,4 € ja Elenian verkossa oleva asiakas 1933,2 €. Valitaan Solarigon kompensoiman loissähkön hinnaksi 80% Elenian loissähkön hinnasta, jolloin vuosittaiseksi loissähkön hinnaksi saadaan 1546,6€. Hintojen perusteella voidaan laskea, että asiakas saavuttaa 20% hyödyn Elenian loissähkö hintaan verrattuna ja 38% hyödyn Carunan hintaan verrattuna. Asiakkaan saavuttamaa hyötyä tarkas-

tellaan 15 vuoden ajalta sekä lasketaan, kuinka paljon Solarigo hyötyy tarjoamalla palvelua. Kuvassa 43 on esitetty asiakkaan kumulatiivisesti maksama loissähkö 15 vuoden ajalta diskontattuna nykyarvoon 6% korkokannalla.



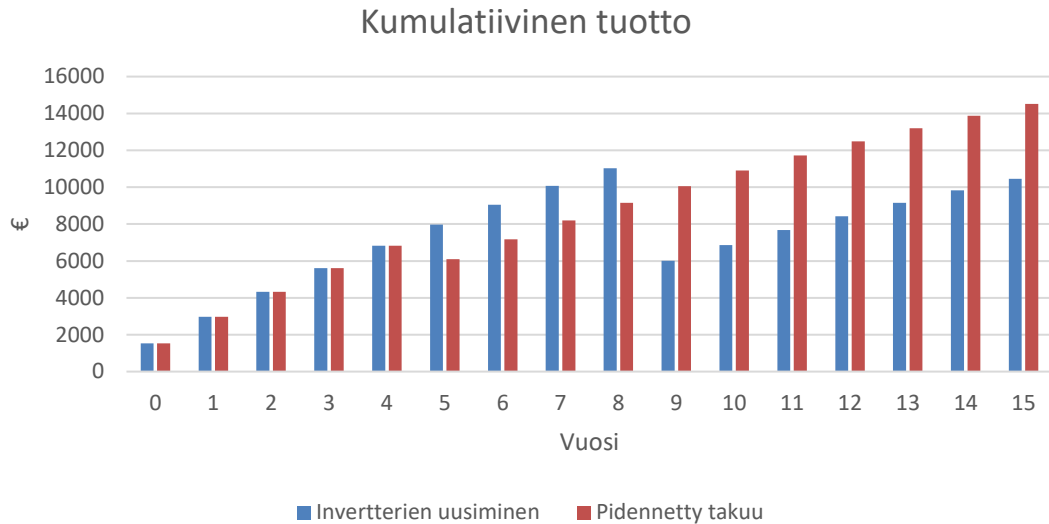
Kuva 43. Asiakkaan kumulatiivinen kustannus loissähköstä 15 vuoden ajalta.

Kuvasta 43 nähdään, että Elenian verkon asiakas voisi säästää 15 vuodessa noin 4000 euroa ja Carunan verkon asiakas noin 10 000 euroa hyödyntämällä Solarigon tarjoamaa palvelua.

Solarigon tuottoa laskettaessa oletetaan, että asiakas tarvitsee keskiarvoisesti loistehoa 30 kVAr kolmen tunnin ajan vuorokaudessa, jolloin asiakkaan vuosittainen loisenergian tarve on 32,85 MVarh. Invertterien kannalta loistehon tarve tarkoittaa käyttötuntien lisäämistä 1095 tunnilla. Inverttereistä tarvittava loisteho on kuitenkin 30% invertterin nimellistehosta, joten tehdään oletus, että invertterin huipunkäyttöaika kasvaa 328,5 tunnilla eli noin 37 %:lla. Invertterin eliniäksi oletetaan 15 vuotta, joten kasvattamalla 37 %:lla huipunkäyttöaika menetetään 5,5 vuotta invertterien iästä, olettaen, että huipunkäyttöajan kasvattaminen on suoraan verrannollinen elinikään, joten 9 vuoden jälkeen invertterit uusitaan. Toisena mahdollisuutena käytetään pidennetyn takuun hyödyntämistä.

Kuvassa 44 on esitetty Solarigon saavuttama tuotto 15 vuoden ajalta ottaen huomioon invertterien uusiminen 9 vuoden jälkeen sekä tuotto, jos hyödynnetään invertterien pidennettyä takuuta, johon investoidaan 5 vuoden jälkeen. Invertterien päteohäviöinä

käytetään samaa prosentuaalista osuutta kuin luvussa 7.1 ja invertterien hinnaksi arvioidaan 5000 e/kpl, joten uusimisinvestointi on 10 000€ ja takuun hinta on 2500€. [26],[27] Kuvassa 44 tuotot, häviöt sekä investointikustannukset ovat diskontattu nykyarvoon.



Kuva 44. Solarigon kumulatiivinen tuotto 15 vuodessa.

Kuvasta 44 huomataan, että loistehon kompensointi tuottaa kohtuullisesti verrattuna pätötehon tuotantoon, joka on noin 7200 €/vuosi 80 €/MWh hinnastolla, kun voimalan pätötehon huipunkäyttöaika on 900 tuntia. Takuun hyödyntäminen osoittautuu kumulatiivisesti tuottavammaksi kuin invertterien uusiminen. Takuun avulla saavutetaan noin 4000€ enemmän tuottoa kuin invertterien uusimisella. Kyseistä toimintamallia voidaan hyödyntää valmiiksi asennetuissa kohteissa. Asennusvuoden mukaan takuun pidentämisen investointihinta saattaa vaihdella hieman nykyarvossa. Jos toimintamalli halutaan implementoida tuleville kohteille, on aurinkovoimalan pätötehon tuotannosta johtuva kiinteistön loistehon ilmaisosuuden pieneneminen otettava huomioon, jotta loisteho voidaan kompensoida kokonaan inverttereillä.

Excel-työkalun avulla voidaan laskea alhaisin hinta, jolloin invertterien pidennetty takuu huomioiden loistehon kompensoinnin tuotto on Solarigon kannalta nollassa edellä esitellyssä esimerkkitilanteessa ja tulokseksi saadaan 0,6 €/kVAr. Alhaisemmalla hinnalla loistehon kompensointi ei ole kannattavaa. Täten loistehon kompensointi on kilpailukyistä Suomen jakeluverkkoyhtiöiden alueella.

Loistehon kompensoinnin hyödyntämisen tuottavuutta voidaan arvioida myös sisäisen korkoprosentin avulla. Oletetaan aurinkovoimalan investointihinnaksi 1 €/Wp, jolloin 100 kWp aurinkovoimala maksaa 100 000 €. Jos loistehon kompensointia ei hyödynnetä, saadaan sisäiseksi korkoprosentiksi 15 vuoden ajalta 1% ilman valtionavustuksia. Jos

kompensointia hyödynnetään samalla tavalla kuin esimerkkitilanteessa, saadaan sisäinen korkoprosentti kasvatettua 3,3%:iin pidennettyä takuuta hyödyntäen.

Mikäli loistehon kompensointi saadaan dynaamisesti implementoitua inverttereihin, kannattaa Solarigon näkökulmasta miettiä invertterikapasiteetin ylimitoittamista paneelitehoon nähden. Hinnallisesti 50 kVA ja 75 kVA invertterillä ei ole juurikaan eroa, eikä invertterien kohtuullisella ylimitoittamisella ole juurikaan merkitystä päätötehon tuotantoon. [27], [28] Kapasiteetin kasvattamisella saataisiin kuitenkin 25% enemmän loistehon kompensointikapasiteettia 100 kVA voimalalla, jos toinen inverttereistä vaihdettaisiin asennushetkellä 75 kVA invertteriin. Jos paneelien maksimiteho olisi 100 kWp, olisi inverttereillä joka hetki 25 kVA:in kompensointi mahdollisuus, joka esimerkiksi riittäisi täyteen kompensointiin luvussa 6 esitetyssä testauskohteessa.

8. YHTEENVETO

Loistehon kompensoinnin tarve on lisääntynyt kasvavan maakaapeloinnin takia jakeluverkkoyhtiöillä. Kantaverkkoyhtiö Fingrid on kasvattanut loissähkömaksuja motivoitakseen jakeluverkkoyhtiöitä optimaaliseen kompensointiin. Verkkoyhtiöiden kannalta tilanne on kuitenkin pulmallinen. Kaapeloinnin avulla sähköverkosta saadaan luotua säävarmempi, mutta kaapelointi lisää kompensoinnin tarvetta, joka lisää investointien tarvetta. Perinteisesti verkkoyhtiöt toteuttavat loistehon kompensointinsa reaktorien avulla, kun halutaan kompensoida kapasitiivista loistehoa. Työssä tarkastellaan vaihtoehtoja lähestymistapaa loistehon kompensointiin, jossa aurinkovoimaloiden invertterikapasiteettia hyödynnetään loistehon kompensoinnissa.

Invertterien älykkäiden ohjausjärjestelmien ansiosta invertterit voivat kompensoida loistehoa pätötehon tuotannon lisäksi. Loistehon kompensoinnin toimivuutta testattiin eräällä Solarigon omistamalla aurinkovoimalalla. Loistehon tuotantoa ja kulutusta muutettiin manuaalisesti asetettavalla prosentuaalisella arvolla. Mittaustuloksista tarkasteltiin invertterin mittaamaa loistehoa, jakeluverkkoyhtiön mittaamaa loistehoa sekä kohteen harmonisten yliaaltovirtojen käyttäytymistä testauksen aikana. Tulokset osoittivat, että invertterien loistehot eivät aiheuttanut testauskohteen verkolle minkäänlaisia ongelmia. Loistehon kulutuksen yhteydessä havaittiin suuria yliaaltovirtojen arvoja, mutta verkon impedanssin ansiosta merkittäviä yliaaltojännitteitä ei aiheutunut virroista.

Dynaamisen loistehon kompensoinnin testaamiseksi kohteessa olisi pitänyt olla ulkoinen energiamittari, josta data olisi siirretty invertterien ohjausyksikölle. Kohteen jakeluverkon loistehomittauksia tarkasteltaessa osoittautui kuitenkin, ettei mittausajanjaksolla ole viime vuoden aikana ollut tarvetta loistehon kompensoinnille, joten dynaamisella kompensoinnilla ei todennäköisesti olisi saatu analysoitavia tuloksia. Jatkokehityksenä tälle työlle on implementoida dynaaminen kompensointi työn valmistumisen jälkeen, jolloin dynaamisen kompensoinnin toimivuus voidaan validoida kohteessa, jotta sitä voidaan alkaa hyödyntää myös muissa kohteissa.

Työssä loistehon hyödyntämistä inverttereillä tutkittiin kahdesta eri näkökulmasta: jakeluverkkoyhtiön näkökulmasta sekä yksityisen asiakkaan näkökulmasta. Molemmista näkökulmista tehtiin liiketoimintamallit sekä taloudelliset tarkastelut. Jakeluverkkoyhtiön näkökulmasta taloudellinen tarkastelu tehtiin vaihtoehtoiskustannuslaskelman avulla, jossa olemassa olevan 3 MVA:n invertterikapasiteetin hyödyntämistä verrattiin uuden 3 MVAR reaktorin investoimiseen sekä yhteiskäytön avulla, jolloin tarvittava kompensointi jaettiin

puoliksi reaktorin ja invertterikapasiteetin kesken, jolloin reaktorin koko voidaan puolittaa. Tarkasteluissa otettiin huomioon pelkästään loistehon kompensoinnista saavutettava hyöty eikä pätötehon tuotannosta saatavia tuottoja huomioitu. Laskelmissa oletettiin, että invertterien käyttöikä on 15 vuotta pelkällä pätötehon tuotannolla ja loistehon tuotannon hyödyntäminen on suoraan verrannollinen invertterien käyttöiän lyhentymiseen. Oletuksen perusteella huipunkäyttöajan tuplaaminen lyhentää invertterin käyttöikää puolella. Laskelmissa otettiin kuitenkin huomioon invertterien pidennetty takuu, jolloin invertterien uusimiskustannukset voidaan välttää.

Vaihtoehtokustannus laskettiin kahdella eri käyttöajalla. Ensimmäisessä inverttereitä käytetään käyttöajalla, josta on vähennetty pätötehon huipunkäyttöaika eli kompensointiin käytetään 7860 tuntia vuodessa ja toisessa tapauksessa inverttereitä käytetään 900 tuntia vuodessa loistehon kompensointiin. Kustannuslaskelma osoitti, ettei invertterien käyttäminen ole kannattavampaa tarkasteluajavälillä verrattuna reaktorin käyttöön. Invertterikapasiteettia voitaisiin kuitenkin hyödyntää muun muassa yksittäisten loissähkökkunan ylitysten kompensoimiseen jakeluverkoissa, jolloin erillisiä investointeja inverttereihin ei tarvitsisi tehdä.

Yhteiskäyttöä tarkasteltaessa kompensointi jaettiin reaktorille ja inverttereille puoliksi. Reaktorin kooksi valitaan 1,5 MVA, jolloin alkuinvestointi pienenee sekä reaktorin pätötehohäviöt. Vaihtoehtokustannuslaskelmassa oletettiin, että invertterit toimivat 900 tuntia pätötehotuotannossa ja lopun aikaa loistehon kompensoinnissa ottaen aktivointitehon verkosta. Yhteiskäytössä invertterit toimivat 1,5 MVA kapasiteetilla loistehon kompensoinnissa ja kokonaisnimellistehoksi valitaan 3 MVA. Invertterit aktivoituvat aurinkopaneelien tuottaman tehon avulla, jolloin pätötehohäviöitä ei tule kuin pelkästään yöllä toteutetusta kompensoinnista. Täten yhteiskäytön laskelmassa arvioitiin, että pätötehohäviöiden osuus voidaan puolittaa invertterien osalta. Vaihtoehtokustannuksen ja yhteiskäytön vertailu osoittaa, että suuremmalla reaktorilla saavutetaan silti suurempi tuotto kuin yhteiskäytön avulla.

Yksityisen asiakkaan näkökulmasta liiketoimintamalli perustuu palvelun tarjoamiseen, jolla asiakas voi pienentää jakeluverkkoyhtiön laskuttamaa loistehoa. Esimerkkilaskelmassa palvelua verrattiin Carunan ja Elenian loistehomaksuihin ja invertterikapasiteetin kokona käytettiin 100 kVA. Solarigon tarjoaman palvelun hinnaksi valittiin 80% Elenian loistehomaksusta ja laskelma osoitti, että palvelun avulla Elenian sähköverkon asiakas

voisi säästää noin 4000 euroa 15 vuodessa ja Carunan sähköverkon asiakas voisi säästää noin 10 000 euroa.

Palvelun tarjoaminen osoittautui tuottavaksi myös Solarigon näkökulmasta. Solarigo voi hyötyä palvelun tarjoamisesta kumulatiivisesti noin 15 000 euroa 15 vuodessa pidennettyä takuuta hyödyntäen esimerkkitapauksessa. Teoreettiseksi loistehon minimihinnaksi esimerkkitapauksessa saatiin 0,6 €/kVAr, jotta loistehon kompensoinnin tuottavuus olisi nollassa 15 vuoden jälkeen invertterien takuuinvestointi huomioiden. Solarigon tarjoama palvelu osoittautui erittäin kilpailukykyiseksi Suomen jakeluverkkoyhtiöiden alueella. Diplomityön tulosten perusteella invertterien hyödyntäminen loistehon kompensoinnissa on nopeasti kaupallistettavissa.

LÄHTEET

- [1] IEA, *Renewables 2018*, Paris, 2018.
- [2] Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, *Solar Energy Technology Basics*, 2013.
- [3] Stefanos Manias, *Power Electronics and Motor Drive Systems*, 1st edn, Elsevier Science, San Diego, CA, USA, 2016.
- [4] Hofmann, W. Just, W. Schlabbach, J. Schlabbach, *Reactive Power Compensation: A Practical Guide*, John Wiley & Sons, Incorporated, New York, 2012.
- [5] Osilla enabling materials science, *Solar Cells: A Guide to Theory and Measurement*, 2020.
- [6] OpenLearn & Free learning from the Open University, *Solar radiation map of Europe showing annual energy yields of optimally oriented PV arrays in various European locations*, 2012.
- [7] Wadhwa C.L., *Electrical Power Systems*, New Academic Science, Kent, 2009.
- [8] Lakervi E. & Partanen J., *Sähköjaketekniikka*, Otatieto Helsinki University Press, Helsinki, 2008.
- [9] Energiatoteellisuus, *Sähkötoimituksen laatu- ja toimitustapavirheen sovellusohje*, 2014.
- [10] Tomi Niemelä, *Loistehon kompensointi Rovaniemen Verkko Oy:ssä*, Diplomityö, Tampereen Yliopisto, 2019.
- [11] Padiyar K.R., *Facts Controllers in Power Transmission and Distribution*, New Age International Ltd, Daryaganj, 2007.
- [12] Fingrid, *Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito*, 2017.
- [13] Fingrid, *Kantaverkkopalvelumaksut*, 2016.
- [14] Sahu D.S., *Space vector pulse width modulation based two level inverter*, Research Journal of Engineering Sciences, Vol. 6(8), s. 8-9, 2017.
- [15] Remus Teodorescu, Marco Liserre & Pedro Rodriguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, Wiley, 2007.
- [16] Tuomas Messo, *Factors Affecting Stable Operation of Grid-Connected Three-Phase Photovoltaic Inverters*, Väitöskirja, Tampereen teknillinen yliopisto, 2014.
- [17] Vijayakumari A., Devarajan A.T. & Devarajan N., *Decoupled control of grid connected inverter with dynamic online grid impedance measurements for micro grid applications*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 68, s. 1-14, 2015.

- [18] A. Anurag, Y. Yang & F. Blaabjerg, *Thermal Performance and Reliability Analysis of Single-Phase PV Inverters With Reactive Power Injection Outside Feed-In Operating Hours*, IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, Vol 3(4), s. 870-880, 2015.
- [19] SMA Solar Technology AG, *Integrated Plant Control and Q on Demand 24/7, Sunny Tripower / Sunny Highpower*, 2017.
- [20] Suvi Takala, *Loistehon kaupallinen hallinta jakeluverkkoyhtiössä*, Diplomityö, Aalto Yliopisto, 2018.
- [21] Markus Lyytikäinen, *Työpiirustus aurinkovoimalan paneeli sijoittelu*, ei julkisesti saatavilla, 2017.
- [22] M.N., *Aurinkovoimalan pääpiirikaavio*, ei julkisesti saatavilla, 2017.
- [23] Arto Pajunen, *Järvi-Suomen Energian kantaverkon erään liityntäpisteen loissähköikkuna*, ei julkisesti saatavilla, 2019.
- [24] Energiavirasto, *Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla*, 2018.
- [25] L. Ma, Y. Xu & A. Q., Huang A., *Study of Physical Limitation of Reactive Power Output Capability of Modern PV Inverters*, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), Denver, CO, USA, s. 1-9, 2018.
- [26] SMA Solar Technology AG, *SMA Extended Warranty*, 2019.
- [27] Europe-Solarstore, *SMA Sunny Tripower CORE1*, 2020.
- [28] Europe-Solarstore, *SMA Sunny Highpower Peak1 SHP 75-10*, 2020.

LIITE A: SHARP-PANEELIN DATALEHTI

Electrical data (STC)		ND-RB275	ND-RB270	
Maximum power	P_{max}	275	270	W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	38.5	38.4	V
Short-circuit current	I_{sc}	9.25	9.18	A
Voltage at point of maximum power	V_{mp}	31.1	30.9	V
Current at point of maximum power	I_{mp}	8.84	8.73	A
Module efficiency	η_m	16.8	16.5	%

STC = Standard Test Conditions: irradiance 1,000W/m², AM 1.5, cell temperature 25°C.
Rated electrical characteristics are within ±10% of the indicated values of I_{sc} , V_{oc} and 0 to +5% of P_{max} (power measurement tolerance ±3%).

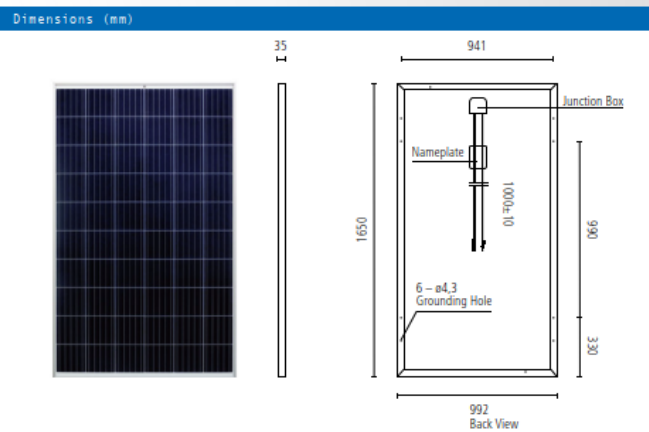
Electrical data (NOCT)		ND-RB275	ND-RB270	
Maximum power	P_{max}	204	200	W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	35.6	35.5	V
Short-circuit current	I_{sc}	7.47	7.41	A
Voltage at point of maximum power	V_{mp}	29.0	28.7	V
Current at point of maximum power	I_{mp}	7.03	6.97	A

Electrical values measured under nominal operating conditions of cells: 800 W/m² irradiance, air temperature of 20 °C, wind speed of 1 m/s.
NOCT: 44°C (nominal operating cell temperature)

Mechanical data	
Length	1,650 mm
Width	992 mm
Depth	35 mm
Weight	18.6 kg

Temperature coefficient	
P_{max}	-0.41 %/°C
V_{oc}	-0.32 %/°C
I_{sc}	0.05 %/°C

Limit values	
Maximum system voltage	1,000 V_{oc}
Over-current protection	20 A
Temperature range	-40 to +85° C
Max. mechanical load (snow/wind)	2,400 Pa
Tested snow load (IEC61215 test pass*)	5,400 Pa



General data	
Cells	polycrystalline Si, 156 mm x 156 mm, 60 cells in series
Front glass	low iron tempered glass, 3.2 mm AR coated
Frame	anodized aluminium alloy, silver
Connection box	PPE+PS resin, IP68 Rating, 3 bypass diodes
Cable	H1ZZZ2-K 4.0 mm ² , length 1,000 mm
Connector	MC4

Packaging data	
Modules per pallet	30 pcs
Pallet size (L x W x H)	1.70 m x 1.1 m x 1.18 m
Pallet weight	600 kg

 **Empower yourself**

www.sharp.eu

SHARP

Contact Sharp
SHARP ELECTRONICS GMBH
ENERGY SOLUTIONS
NAGELSWEG 33 - 35
20097 HAMBURG
GERMANY
T: +49 (0) 40/2376-2436
F: +49 (0) 40/2376-2193

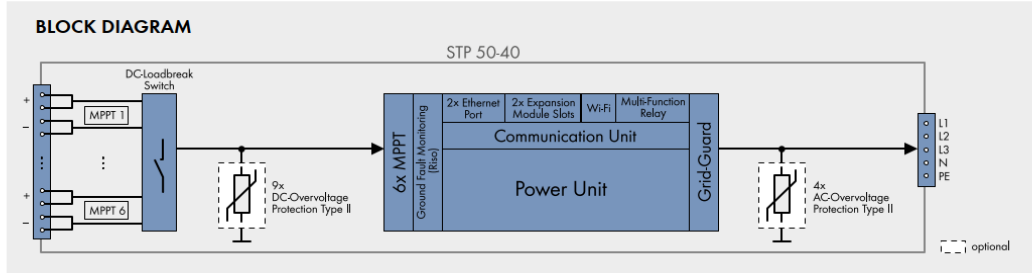
Contact Installer

Local responsibility: **Benelux** SolarInfo.seb@sharp.eu, **France** SolarInfo.fr@sharp.eu, **Germany** SolarInfo.de@sharp.eu, **Poland** energy-info.pl@sharp.eu
Spain & Portugal SolarInfo.es@sharp.eu, **United Kingdom** SolarInfo.uk@sharp.eu, **Other countries** SolarInfo.Europe@sharp.eu

Note: Technical data is subject to change without prior notice. Before using Sharp products, please request the latest data sheets from Sharp. Sharp accepts no responsibility for damage to devices which have been equipped with Sharp products on the basis of unverified information. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed. Installation and operating instructions are to be found in the corresponding handbooks, or can be downloaded from www.sharp.eu/solar. This module should not be directly connected to a load.

NDRB75_04ITEN

LIITE B: SMA SUNNY TRIPOWER CORE1 STP 50-40-DATALEHTI



Technical Data (preliminary)	Sunny Tripower CORE1	Technical Data (preliminary)	Sunny Tripower CORE1
Input (DC)		Efficiency	
Max. DC power (at $\cos \varphi = 1$) / DC rated power	51000 W / 51000 W	Max. efficiency / European efficiency	>98.0% / >98.0%
Max. input voltage	1000 V	General data	
MPP voltage range / rated input voltage	150 V to 1000 V / 500 V to 800 V	Dimensions (W/H/D)	621 mm / 733 mm / 569 mm (24.4 in / 28.8 in / 22.4 in)
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	Weight	82 kg (180 lb)
Max. operating input current / per MPPT	120 A / 20 A	Operating temperature range	-25°C to +60°C [-13°F to +140°F]
Max. short circuit current per MPPT / per string input	30A / 30A	Noise emission (typical)	<60 dB(A)
Number of independent MPPT inputs / strings per MPP input	6 / 2	Self-consumption (at night)	<5 W
Output (AC)		Topology / Cooling concept	Transformerless / OptiCool
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	50000 W	Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65
Max. apparent AC power	50000 VA	Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H
AC nominal voltage	3 / N / PE, 220 V / 380 V 3 / N / PE, 230 V / 400 V 3 / N / PE, 240 V / 415 V	Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%
AC voltage range	180 V to 280 V	Features / functions / accessories	
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	DC connection / AC connection	SUNCLIX / screw terminal
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	LED indicators (status / fault / communication)	●
Max. output current / Rated output current	72.5 A / 72.5 A	Interface: Ethernet / WLAN / RS485	● [2 ports] / ● / ○
Output phases / line connections	3 / 3	Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire, Webconnect	● / ● / ●
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0.0 leading ... 0.0 lagging	Multi-Function relay / Expansion Module Slots	● / ● [2 ports]
THD	3%	OptiTrac: Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Protective devices		Off-grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●
Input-side disconnection device	●	Guarantee: 5/10/15/20 years	● / ○ / ○ / ○
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	Certificates and permits (more available on request)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11/2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 62117, IEC 62118, IEC 62119-1, IEC 62120-1, IEC 62121, IEC 62122, IEC 62123, IEC 62124, IEC 62125, IEC 62126, IEC 62127, IEC 62128, IEC 62129, IEC 62130, IEC 62131, IEC 62132, IEC 62133, IEC 62134, IEC 62135, IEC 62136, IEC 62137, IEC 62138, IEC 62139, IEC 62140, IEC 62141, IEC 62142, IEC 62143, IEC 62144, IEC 62145, IEC 62146, IEC 62147, IEC 62148, IEC 62149, IEC 62150, IEC 62151, IEC 62152, IEC 62153, IEC 62154, IEC 62155, IEC 62156, IEC 62157, IEC 62158, IEC 62159, IEC 62160, IEC 62161, IEC 62162, IEC 62163, IEC 62164, IEC 62165, IEC 62166, IEC 62167, IEC 62168, IEC 62169, IEC 62170, IEC 62171, IEC 62172, IEC 62173, IEC 62174, IEC 62175, IEC 62176, IEC 62177, IEC 62178, IEC 62179, IEC 62180, IEC 62181, IEC 62182, IEC 62183, IEC 62184, IEC 62185, IEC 62186, IEC 62187, IEC 62188, IEC 62189, IEC 62190, IEC 62191, IEC 62192, IEC 62193, IEC 62194, IEC 62195, IEC 62196, IEC 62197, IEC 62198, IEC 62199, IEC 62200, IEC 62201, IEC 62202, IEC 62203, IEC 62204, IEC 62205, IEC 62206, IEC 62207, IEC 62208, IEC 62209, IEC 62210, IEC 62211, IEC 62212, IEC 62213, IEC 62214, IEC 62215, IEC 62216, IEC 62217, IEC 62218, IEC 62219, IEC 62220, IEC 62221, IEC 62222, IEC 62223, IEC 62224, IEC 62225, IEC 62226, IEC 62227, IEC 62228, IEC 62229, IEC 62230, IEC 62231, IEC 62232, IEC 62233, IEC 62234, IEC 62235, IEC 62236, IEC 62237, IEC 62238, IEC 62239, IEC 62240, IEC 62241, IEC 62242, IEC 62243, IEC 62244, IEC 62245, IEC 62246, IEC 62247, IEC 62248, IEC 62249, IEC 62250, IEC 62251, IEC 62252, IEC 62253, IEC 62254, IEC 62255, IEC 62256, IEC 62257, IEC 62258, IEC 62259, IEC 62260, IEC 62261, IEC 62262, IEC 62263, IEC 62264, IEC 62265, IEC 62266, IEC 62267, IEC 62268, IEC 62269, IEC 62270, IEC 62271, IEC 62272, IEC 62273, IEC 62274, IEC 62275, IEC 62276, IEC 62277, IEC 62278, IEC 62279, IEC 62280, IEC 62281, IEC 62282, IEC 62283, IEC 62284, IEC 62285, IEC 62286, IEC 62287, IEC 62288, IEC 62289, IEC 62290, IEC 62291, IEC 62292, IEC 62293, IEC 62294, IEC 62295, IEC 62296, IEC 62297, IEC 62298, IEC 62299, IEC 62300, IEC 62301, IEC 62302, IEC 62303, IEC 62304, IEC 62305, IEC 62306, IEC 62307, IEC 62308, IEC 62309, IEC 62310, IEC 62311, IEC 62312, IEC 62313, IEC 62314, IEC 62315, IEC 62316, IEC 62317, IEC 62318, IEC 62319, IEC 62320, IEC 62321, IEC 62322, IEC 62323, IEC 62324, IEC 62325, IEC 62326, IEC 62327, IEC 62328, IEC 62329, IEC 62330, IEC 62331, IEC 62332, IEC 62333, IEC 62334, IEC 62335, IEC 62336, IEC 62337, IEC 62338, IEC 62339, IEC 62340, IEC 62341, IEC 62342, IEC 62343, IEC 62344, IEC 62345, IEC 62346, IEC 62347, IEC 62348, IEC 62349, IEC 62350, IEC 62351, IEC 62352, IEC 62353, IEC 62354, IEC 62355, IEC 62356, IEC 62357, IEC 62358, IEC 62359, IEC 62360, IEC 62361, IEC 62362, IEC 62363, IEC 62364, IEC 62365, IEC 62366, IEC 62367, IEC 62368, IEC 62369, IEC 62370, IEC 62371, IEC 62372, IEC 62373, IEC 62374, IEC 62375, IEC 62376, IEC 62377, IEC 62378, IEC 62379, IEC 62380, IEC 62381, IEC 62382, IEC 62383, IEC 62384, IEC 62385, IEC 62386, IEC 62387, IEC 62388, IEC 62389, IEC 62390, IEC 62391, IEC 62392, IEC 62393, IEC 62394, IEC 62395, IEC 62396, IEC 62397, IEC 62398, IEC 62399, IEC 62400, IEC 62401, IEC 62402, IEC 62403, IEC 62404, IEC 62405, IEC 62406, IEC 62407, IEC 62408, IEC 62409, IEC 62410, IEC 62411, IEC 62412, IEC 62413, IEC 62414, IEC 62415, IEC 62416, IEC 62417, IEC 62418, IEC 62419, IEC 62420, IEC 62421, IEC 62422, IEC 62423, IEC 62424, IEC 62425, IEC 62426, IEC 62427, IEC 62428, IEC 62429, IEC 62430, IEC 62431, IEC 62432, IEC 62433, IEC 62434, IEC 62435, IEC 62436, IEC 62437, IEC 62438, IEC 62439, IEC 62440, IEC 62441, IEC 62442, IEC 62443, IEC 62444, IEC 62445, IEC 62446, IEC 62447, IEC 62448, IEC 62449, IEC 62450, IEC 62451, IEC 62452, IEC 62453, IEC 62454, IEC 62455, IEC 62456, IEC 62457, IEC 62458, IEC 62459, IEC 62460, IEC 62461, IEC 62462, IEC 62463, IEC 62464, IEC 62465, IEC 62466, IEC 62467, IEC 62468, IEC 62469, IEC 62470, IEC 62471, IEC 62472, IEC 62473, IEC 62474, IEC 62475, IEC 62476, IEC 62477, IEC 62478, IEC 62479, IEC 62480, IEC 62481, IEC 62482, IEC 62483, IEC 62484, IEC 62485, IEC 62486, IEC 62487, IEC 62488, IEC 62489, IEC 62490, IEC 62491, IEC 62492, IEC 62493, IEC 62494, IEC 62495, IEC 62496, IEC 62497, IEC 62498, IEC 62499, IEC 62500, IEC 62501, IEC 62502, IEC 62503, IEC 62504, IEC 62505, IEC 62506, IEC 62507, IEC 62508, IEC 62509, IEC 62510, IEC 62511, IEC 62512, IEC 62513, IEC 62514, IEC 62515, IEC 62516, IEC 62517, IEC 62518, IEC 62519, IEC 62520, IEC 62521, IEC 62522, IEC 62523, IEC 62524, IEC 62525, IEC 62526, IEC 62527, IEC 62528, IEC 62529, IEC 62530, IEC 62531, IEC 62532, IEC 62533, IEC 62534, IEC 62535, IEC 62536, IEC 62537, IEC 62538, IEC 62539, IEC 62540, IEC 62541, IEC 62542, IEC 62543, IEC 62544, IEC 62545, IEC 62546, IEC 62547, IEC 62548, IEC 62549, IEC 62550, IEC 62551, IEC 62552, IEC 62553, IEC 62554, IEC 62555, IEC 62556, IEC 62557, IEC 62558, IEC 62559, IEC 62560, IEC 62561, IEC 62562, IEC 62563, IEC 62564, IEC 62565, IEC 62566, IEC 62567, IEC 62568, IEC 62569, IEC 62570, IEC 62571, IEC 62572, IEC 62573, IEC 62574, IEC 62575, IEC 62576, IEC 62577, IEC 62578, IEC 62579, IEC 62580, IEC 62581, IEC 62582, IEC 62583, IEC 62584, IEC 62585, IEC 62586, IEC 62587, IEC 62588, IEC 62589, IEC 62590, IEC 62591, IEC 62592, IEC 62593, IEC 62594, IEC 62595, IEC 62596, IEC 62597, IEC 62598, IEC 62599, IEC 62600, IEC 62601, IEC 62602, IEC 62603, IEC 62604, IEC 62605, IEC 62606, IEC 62607, IEC 62608, IEC 62609, IEC 62610, IEC 62611, IEC 62612, IEC 62613, IEC 62614, IEC 62615, IEC 62616, IEC 62617, IEC 62618, IEC 62619, IEC 62620, IEC 62621, IEC 62622, IEC 62623, IEC 62624, IEC 62625, IEC 62626, IEC 62627, IEC 62628, IEC 62629, IEC 62630, IEC 62631, IEC 62632, IEC 62633, IEC 62634, IEC 62635, IEC 62636, IEC 62637, IEC 62638, IEC 62639, IEC 62640, IEC 62641, IEC 62642, IEC 62643, IEC 62644, IEC 62645, IEC 62646, IEC 62647, IEC 62648, IEC 62649, IEC 62650, IEC 62651, IEC 62652, IEC 62653, IEC 62654, IEC 62655, IEC 62656, IEC 62657, IEC 62658, IEC 62659, IEC 62660, IEC 62661, IEC 62662, IEC 62663, IEC 62664, IEC 62665, IEC 62666, IEC 62667, IEC 62668, IEC 62669, IEC 62670, IEC 62671, IEC 62672, IEC 62673, IEC 62674, IEC 62675, IEC 62676, IEC 62677, IEC 62678, IEC 62679, IEC 62680, IEC 62681, IEC 62682, IEC 62683, IEC 62684, IEC 62685, IEC 62686, IEC 62687, IEC 62688, IEC 62689, IEC 62690, IEC 62691, IEC 62692, IEC 62693, IEC 62694, IEC 62695, IEC 62696, IEC 62697, IEC 62698, IEC 62699, IEC 62700, IEC 62701, IEC 62702, IEC 62703, IEC 62704, IEC 62705, IEC 62706, IEC 62707, IEC 62708, IEC 62709, IEC 62710, IEC 62711, IEC 62712, IEC 62713, IEC 62714, IEC 62715, IEC 62716, IEC 62717, IEC 62718, IEC 62719, IEC 62720, IEC 62721, IEC 62722, IEC 62723, IEC 62724, IEC 62725, IEC 62726, IEC 62727, IEC 62728, IEC 62729, IEC 62730, IEC 62731, IEC 62732, IEC 62733, IEC 62734, IEC 62735, IEC 62736, IEC 62737, IEC 62738, IEC 62739, IEC 62740, IEC 62741, IEC 62742, IEC 62743, IEC 62744, IEC 62745, IEC 62746, IEC 62747, IEC 62748, IEC 62749, IEC 62750, IEC 62751, IEC 62752, IEC 62753, IEC 62754, IEC 62755, IEC 62756, IEC 62757, IEC 62758, IEC 62759, IEC 62760, IEC 62761, IEC 62762, IEC 62763, IEC 62764, IEC 62765, IEC 62766, IEC 62767, IEC 62768, IEC 62769, IEC 62770, IEC 62771, IEC 62772, IEC 62773, IEC 62774, IEC 62775, IEC 62776, IEC 62777, IEC 62778, IEC 62779, IEC 62780, IEC 62781, IEC 62782, IEC 62783, IEC 62784, IEC 62785, IEC 62786, IEC 62787, IEC 62788, IEC 62789, IEC 62790, IEC 62791, IEC 62792, IEC 62793, IEC 62794, IEC 62795, IEC 62796, IEC 62797, IEC 62798, IEC 62799, IEC 62800, IEC 62801, IEC 62802, IEC 62803, IEC 62804, IEC 62805, IEC 62806, IEC 62807, IEC 62808, IEC 62809, IEC 62810, IEC 62811, IEC 62812, IEC 62813, IEC 62814, IEC 62815, IEC 62816, IEC 62817, IEC 62818, IEC 62819, IEC 62820, IEC 62821, IEC 62822, IEC 62823, IEC 62824, IEC 62825, IEC 62826, IEC 62827, IEC 62828, IEC 62829, IEC 62830, IEC 62831, IEC 62832, IEC 62833, IEC 62834, IEC 62835, IEC 62836, IEC 62837, IEC 62838, IEC 62839, IEC 62840, IEC 62841, IEC 62842, IEC 62843, IEC 62844, IEC 62845, IEC 62846, IEC 62847, IEC 62848, IEC 62849, IEC 62850, IEC 62851, IEC 62852, IEC 62853, IEC 62854, IEC 62855, IEC 62856, IEC 62857, IEC 62858, IEC 62859, IEC 62860, IEC 62861, IEC 62862, IEC 62863, IEC 62864, IEC 62865, IEC 62866, IEC 62867, IEC 62868, IEC 62869, IEC 62870, IEC 62871, IEC 62872, IEC 62873, IEC 62874, IEC 62875, IEC 62876, IEC 62877, IEC 62878, IEC 62879, IEC 62880, IEC 62881, IEC 62882, IEC 62883, IEC 62884, IEC 62885, IEC 62886, IEC 62887, IEC 62888, IEC 62889, IEC 62890, IEC 62891, IEC 62892, IEC 62893, IEC 62894, IEC 62895, IEC 62896, IEC 62897, IEC 62898, IEC 62899, IEC 62900, IEC 62901, IEC 62902, IEC 62903, IEC 62904, IEC 62905, IEC 62906, IEC 62907, IEC 62908, IEC 62909, IEC 62910, IEC 62911, IEC 62912, IEC 62913, IEC 62914, IEC 62915, IEC 62916, IEC 62917, IEC 62918, IEC 62919, IEC 62920, IEC 62921, IEC 62922, IEC 62923, IEC 62924, IEC 62925, IEC 62926, IEC 62927, IEC 62928, IEC 62929, IEC 62930, IEC 62931, IEC 62932, IEC 62933, IEC 62934, IEC 62935, IEC 62936, IEC 62937, IEC 62938, IEC 62939, IEC 62940, IEC 62941, IEC 62942, IEC 62943, IEC 62944, IEC 62945, IEC 62946, IEC 62947, IEC 62948, IEC 62949, IEC 62950, IEC 62951, IEC 62952, IEC 62953, IEC 62954, IEC 62955, IEC 62956, IEC 62957, IEC 62958, IEC 62959, IEC 62960, IEC 62961, IEC 62962, IEC 62963, IEC 62964, IEC 62965, IEC 62966, IEC 62967, IEC 62968, IEC 62969, IEC 62970, IEC 62971, IEC 62972, IEC 62973, IEC 62974, IEC 62975, IEC 62976, IEC 62977, IEC 62978, IEC 62979, IEC 62980, IEC 62981, IEC 62982, IEC 62983, IEC 62984, IEC 62985, IEC 62986, IEC 62987, IEC 62988, IEC 62989, IEC 62990, IEC 62991, IEC 62992, IEC 62993, IEC 62994, IEC 62995, IEC 62996, IEC 62997, IEC 62998, IEC 62999, IEC 63000, IEC 63001, IEC 63002, IEC 63003, IEC 63004, IEC 63005, IEC 63006, IEC 63007, IEC 63008, IEC 63009, IEC 63010, IEC 63011, IEC 63012, IEC 63013, IEC 63014, IEC 63015, IEC 63016, IEC 63017, IEC 63018, IEC 63019, IEC 63020, IEC 63021, IEC 63022, IEC 63023, IEC 63024, IEC 63025, IEC 63026, IEC 63027, IEC 63028, IEC 63029, IEC 63030, IEC 63031, IEC 63032, IEC 63033, IEC 63034, IEC 63035, IEC 63036, IEC 63037, IEC 63038, IEC 63039, IEC 63040, IEC 63041, IEC 63042, IEC 63043, IEC 63044, IEC 63045, IEC 63046, IEC 63047, IEC 63048, IEC 63049, IEC 63050, IEC 63051, IEC 63052, IEC 63053, IEC 63054, IEC 63055, IEC 63056, IEC 63057, IEC 63058, IEC 63059, IEC 63060, IEC 63061, IEC 63062, IEC 63063, IEC 63064, IEC 63065, IEC 63066, IEC 63067, IEC 63068, IEC 63069, IEC 63070, IEC 63071, IEC 63072, IEC 63073, IEC 63074, IEC 63075, IEC 63076, IEC 63077, IEC 63078, IEC 63079, IEC 63080, IEC 63081, IEC 63082, IEC 63083, IEC 63084, IEC 63085, IEC 63086, IEC 63087, IEC 63088, IEC 63089, IEC 63090, IEC 63091, IEC 63092, IEC 63093, IEC 63094, IEC 63095, IEC 63096, IEC 63097, IEC 63098, IEC 63099, IEC 63100, IEC 63101, IEC 63102, IEC 63103, IEC 63104, IEC 63105, IEC 63106, IEC 63107, IEC 63108, IEC 63109, IEC 63110, IEC 63111, IEC 63112, IEC 63113, IEC 63114, IEC 63115, IEC 63116, IEC 63117, IEC 63118, IEC 63119, IEC 63120, IEC 63121, IEC 63122, IEC 63123, IEC 63124, IEC 63125, IEC 63126, IEC 63127, IEC 63128, IEC 63129, IEC 63130, IEC 63131, IEC 63132, IEC 63133, IEC 63134, IEC 63135, IEC 63136, IEC 63137, IEC 63138, IEC 63139, IEC 63140, IEC 63141, IEC 63142, IEC 63143, IEC 63144, IEC 63145, IEC 63146, IEC 63147, IEC 63148, IEC 63149, IEC 63150, IEC 63151, IEC 63152, IEC 63153, IEC 63154, IEC 63155, IEC 63156, IEC 63157, IEC 63158, IEC 63159, IEC 63160, IEC 63161, IEC 63162, IEC 63163, IEC 63164, IEC 63165, IEC 63166, IEC 63167, IEC 63168, IEC 63169, IEC 63170, IEC 63171, IEC 63172, IEC 63173, IEC 63174, IEC 63175, IEC 63176, IEC 63177, IEC 63178, IEC 63179, IEC 63180, IEC 63181, IEC 63182, IEC 63183, IEC 63184, IEC 63185, IEC 63186, IEC 63187, IEC 63188, IEC 63189, IEC 63190, IEC 63191, IEC 63192, IEC 63193, IEC 63194, IEC 63195, IEC 63196, IEC 63197, IEC 63198, IEC 63199, IEC 63200, IEC 63201, IEC 63202, IEC 63203, IEC 63204, IEC 63205, IEC 63206, IEC 63207, IEC 63208, IEC 63209, IEC 63210, IEC 63211, IEC 63212, IEC 63213, IEC 63214, IEC 63215, IEC 63216, IEC 63217, IEC 63218, IEC 63219, IEC 63220, IEC 63221, IEC 63222, IEC 63223, IEC 63224, IEC 63225, IEC 63226, IEC 63227, IEC 63228, IEC 63229, IEC 63230, IEC 63231, IEC 63232, IEC 63233, IEC 63234, IEC 63235, IEC 63236, IEC 63237, IEC 63238, IEC 63239, IEC 63240, IEC 63241, IEC 63242, IEC 63243, IEC 63244, IEC 63245, IEC 63246, IEC 63247, IEC 63248, IEC 63249, IEC 63250, IEC 63251, IEC 63252, IEC 63253, IEC 63254, IEC 63255, IEC 63256, IEC 63257, IEC 63258, IEC 63259, IEC 63260, IEC 63261, IEC 63262, IEC 63263, IEC 63264, IEC 63265, IEC 63266, IEC 63267, IEC 63268, IEC 63269, IEC 63270, IEC 63271, IEC 63272, IEC 63273, IEC 63274, IEC 63275, IEC 63276, IEC 63277, IEC 63278, IEC 63279, IEC 63280, IEC 63281