

**VAASAN YLIOPISTO**

**TEKNILLINEN TIEDEKUNTA**

**SÄHKÖTEKNIikka**

Ilmari Mäntysalo

**MEGAWATTILUOKAN AURINKOVOIMALOIDEN MITOITUS JA AKKU-  
POHJAISEN ENERGIAVARASTON HYÖDYNTÄMINEN AURINKOSÄHKÖN  
TUOTANNOSSA**

Diplomityö, joka on jätetty tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten

Vaasassa 8.6.2017

Työn valvoja

Prof. Kimmo Kauhaniemi

Työn ohjaaja

DI Mika Jantunen

Työn tarkastaja

Prof. Timo Vekara

## ALKULAUSE

Tämä diplomityö on tehty toimeksiantona Vaasassa sijaitsevalle Ampner Oy:lle. Haluan kiittää Pasi Törmästä ja työn ohjaajaa Mika Jantusta erittäin mielenkiintoisesta ja ajan-kohtaisesta aiheesta. Ohjaajalleni Mika Jantuselle vielä kiitokset kaikesta avusta ja neuvoista joita sain aina, kun niitä tarvitsin työtä tehdessäni.

Kiitokset myös työn valvojalle professori Kimmo Kauhaniemelle asiantuntevista neuvoista ja palautteesta. Lisäksi haluan kiittää työn tarkastajaa Timo Vekaraa.

Haluan esittää suuret kiitokset vaimolleni Ritvalle ja perheelleni kaikesta tuesta ja kannustuksesta, jota olen saanut koko opiskelujeni ajan. Opiskelukavereille myös kiitokset yhteisistä opiskeluvuosista.

Vaasassa 8.6.2017

Ilmari Mäntysalo

## SISÄLLYSLUETTELO

ALKULAUSE	1
SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO	4
TIIVISTELMÄ	7
ABSTRACT	8
1 JOHDANTO	9
2 AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄT	11
2.1 Aurinkovoimalatyypit	11
2.1.1 Verkkoon kytkemätön järjestelmä	11
2.1.2 Verkkoon kytketty järjestelmä	11
2.2 Rakenneratkaisut	12
2.2.1 Mikroinvertteri	12
2.2.2 Ketjuinvertteri	13
2.2.3 Keskusinvertteri	14
2.3 Komponentit	15
2.3.1 Aurinkopaneelit	15
2.3.2 Kaapelit	22
2.3.3 Invertteri	24
2.3.4 Suojaus	27
2.3.5 Muuntaja	28
3 SÄHKÖN VARASTOINTI	31
3.1 Sähkövarastojen käyttötarkoitukset aurinkosähköjärjestelmässä	31
3.1.1 Tuotannon siirto ja tasaus	31
3.1.2 Taajuuden ja jännitteen säätö	32
3.2 Akut aurinkosähköjärjestelmässä	33
3.3 Akun hallintajärjestelmä	36
4 MITOITUS JA SIMULOINTIMALLI	38
4.1 DC-puolen mitoitus	40
4.1.1 Paneeliketjut	40
4.1.2 Paneelistojen tehot	41
4.1.3 Kytkenälaatikot	42
4.1.4 DC-kaapelointi	43
4.1.5 DC-puolen häviöt	45
4.1.6 DC-puolen jännitteenalenemat	47
4.2 AC-puolen mitoitus	48
4.2.1 AC-kaapelointi	48
4.2.2 Muuntaja	50
4.2.3 Keskijännitekaapeli	50
4.3 Simulointimallin rakentaminen	52
4.3.1 Energiantuotannon mallinnus	55

4.3.2	Tehonjakolaskenta	56
5	SIMULOINTIEN TULOKSET	57
5.1	Energiantuotannon simuloinnin tulokset	57
5.2	Tehonjakolaskennan tulokset	62
6	AKUSTON HYÖDYNTÄMINEN AURINKOSÄHKÖN TUOTANNOSSA	68
6.1	Akuston käytön tarkastelu vuosisasolla	68
6.2	Akuston käytön tarkastelu päivätasolla	72
7	JOHTOPÄÄTÖKSET	77
8	YHTEENVETO	80
	LÄHDELUETTELO	82
	LIITTEET	89

## SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

*Kreikkalaiset symbolit*

$\alpha$	Resistanssin lämpötilakerroin
$\gamma_{\text{Isc}}$	Aurinkopaneelin oikosulkuvirran lämpötilakerroin
$\gamma_{\text{pm}}$	Aurinkopaneelin tehon lämpötilakerroin
$\gamma_{U_{\text{oc}}}$	Aurinkopaneelin tyhjäkäyntijännitteen lämpötilakerroin
$\Delta T$	Lämpötilan muutos
$\Delta u$	Suhteellinen jännitteenalenema
$\Delta U_{\text{AC}}$	Jännitteenalenema AC-kaapelissa
$\Delta U_{\text{DC}}$	Jännitteenalenema DC-kaapelissa
$\eta$	Hyötysuhde
$\rho$	Kaapelin johdinmateriaalin resistiivisyys
$\varphi$	Vaihesiirtokulma

*Muut symbolit*

$A_k$	Kaapelin poikkipinta-ala
$A_p$	Aurinkopaneelin pinta-ala
$C$	Akun kapasiteetti
$c_{\text{inv}}$	Invertterin mitoituskerroin
$\cos\varphi$	Tehokerroin
$\cos\varphi_0$	Muuntajan tyhjäkäyntitehokerroin
$f$	Täytekerroin
$G$	Säteilyn intensiteetti
$I$	Virta
$I_0$	Muuntajan tyhjäkäyntivirta
$I_1$	Muuntajan ensiökäämin virta
$I_2$	Muuntajan toisiökäämin virta
$I_{\text{max}}$	Aurinkopaneelin maksimioikosulkuvirta
$I_{\text{max\_ocpr}}$	Aurinkopaneelin suurin ylivirtasuojaus
$I_{\text{mpp}}$	Aurinkopaneelin maksimitehopisteen virta

$I_n$	Ylivirtasuojauksen mitoitusvirta
$I_{sc}$	Aurinkopaneelin oikosulkuvirta
$P$	Pätöteho
$P_0$	Muuntajan tyhjäkäyntihäviö
$P_{inv}$	Invertterin nimellisteho
$P_k$	Muuntajan kuormitushäviö
$P_{lac}$	AC-kaapelin pätötehohäviö
$P_{ldc}$	DC-kaapelin häviö
$P_{max}$	Aurinkopaneelin maksimiteho
$P_{pv}$	Aurinkopaneeliston huipputeho
$r$	Kaapelin ominaisresistanssi
$R$	Resistanssi
$R_1$	Muuntajan ensiökäämin resistanssi
$R_2$	Muuntajan toisiokäämin resistanssi
$R_{20}$	Resistanssi 20 °C:n lämpötilassa
$R_{AC}$	Kaapelin vaihtovirtaresistanssi
$s$	Kaapelin pituus
$T_{max}$	Aurinkopaneelin maksimilämpötila
$T_{min}$	Aurinkopaneelin minimilämpötila
$T_{STC}$	Lämpötila testiolosuhteissa
$U$	Jännite
$U_1$	Muuntajan ensiöpuolen jännite
$U_2$	Muuntajan toisiopuolen jännite
$U_{max}$	Aurinkopaneelin maksimijännite
$U_{min}$	Aurinkopaneelin minimijännite
$U_{mpp}$	Aurinkopaneelin maksimitehopisteen jännite
$U_{oc}$	Aurinkopaneelin tyhjäkäyntijännite
$X$	Reaktanssi

*Lyhenteet*

AC	Alternating Current, vaihtovirta
AM	Air Mass, ilmassa
a-Si	Amorfinen pii
BMS	Battery Management System, akun hallintajärjestelmä
CdTe	Kadmiumtelluridi
CIS	Kupari-indiumdiselenidi
CSP	Concentrated Solar Power, keskittävä aurinkovoima
DC	Direct Current, tasavirta
DOD	Depth of Discharge, akun purkaustila
DSSC	Dye-Sensitized Solar Cell, väriaineaurinkokenno
EMI	Electromagnetic Interference, sähkömagneettinen häiriö
GaAs	Galliumarsenidi
I-V -käyrä	Virta-jännite -käyrä
KOH	Kaliumhydroksidi
MPP	Maximum Power Point, maksimitehopiste
MPPT	Maximum Power Point Tracking, maksimitehopisteen seuranta
NaS	Natrium-rikki
NiCd	Nikkeli-kadmium
NPC	Neutral Point Clamped, kolmitasoinen invertteritopologia
PV	Photovoltaics, valosähköinen
SOC	State of Charge, akun varaustila
STC	Standard Test Conditions, aurinkopaneelien testiolosuhteet
STE	Solar Thermal Energy, aurinkolämpö
THD	Total Harmonic Distortion, harmoninen kokonaissärö

---

**VAASAN YLIOPISTO****Teknillinen tiedekunta****Tekijä:**

Ilmari Mäntysalo

**Diplomityön nimi:**

Megawattiluokan aurinkovoimaloiden mitoitus ja akkupohjaisen energiavaraston hyödyntäminen aurinkosähkön tuotannossa

**Valvoja:**

Professori Kimmo Kauhaniemi

**Ohjaaja:**

DI Mika Jantunen

**Tarkastaja:**

Professori Timo Vekara

**Tutkinto:**

Diplomi- insinööri

**Oppiaine:**

Sähkötekniikka

**Opintojen aloitusvuosi:**

2010

**Diplomityön valmistumisvuosi:**

2017

**Sivumäärä: 94**

---

**TIIVISTELMÄ**

Kiinnostus aurinkosähkön tuotantoa kohtaan on lisääntynyt maailmalla. Suuri ongelma on kuitenkin tuotannon voimakas vaihtelu. Akut tarjoavat hyvän mahdollisuuden varastoida sähköenergiaa, jolloin sitä voidaan ottaa akuista silloin kun aurinkoenergiaa ei ole saatavilla.

Tämä diplomityö tehtiin toimeksiantona vaasalaiselle Ampner Oy:lle. Työssä mitoitettiin kolme megawattiluokan aurinkosähköjärjestelmää, jotka poikkesivat toisistaan jänniteiltään ja tehoiltaan. Tarkoituksena oli tutkia jännite- ja tehotason vaikutusta mitoitukseen, järjestelmän rakenteeseen, energiantuotantoon ja verkon eri suureisiin. Tarkoituksena oli myös tutkia mitä hyötyjä akuston käytöllä on osana aurinkovoimalaa tuotannon siirron näkökulmasta.

Työssä käsiteltiin erilaisia aurinkosähköjärjestelmien topologioita sekä niiden peruskomponentteja paneelilta aina muuntajalle asti. Samalla käytiin läpi komponenttien mitoitukseen liittyviä asioita. Lisäksi tarkasteltiin erilaisia akkuteknologioita ja tutkittiin niiden tuomia mahdollisuuksia aurinkosähkön yhteydessä.

Mitoituksien perusteella laadittiin DigSilent PowerFactory -ohjelmalla simulointimalli, jota käytettiin sähkön tuotannon mallinnuksessa ja tehonjakolaskennassa. Tuloksille tehtiin tarkempi teknillinen tarkastelu. Taloudellista puolta tarkasteltiin jonkin verran.

Akuston käyttöä aurinkosähköjärjestelmässä tarkasteltiin PV\*SOL -ohjelmalla. Käyttöä tarkasteltiin vuosi- ja päivätasolla. Vuositason simuloinnit tehtiin myös ilman akustoa ja tuloksia verrattiin järjestelmään, johon oli liitetty akusto.

Tutkimusten perusteella saatiin kattavasti tietoa teho- ja jännitetasojen vaikutuksesta järjestelmän mitoitukseen ja energiantuotantoon. Akustolla pystyttiin hyvin pienentämään verkosta otetun energian määrää. Akusto tarjoaakin ratkaisun aurinkosähkön suurimpaan ongelmaan, eli tuotannon vaihteluun.

---

**AVAINSANAT:** Aurinkosähkö, aurinkosähköjärjestelmä, mitoitus, akku

---

**UNIVERSITY OF VAASA****Faculty of technology**

<b>Author:</b>	Ilmari Mäntysalo
<b>Topic of the Thesis:</b>	Sizing of Megawatt-Scale Photovoltaic Systems and Utilization of Battery Energy Storage with Solar Power
<b>Supervisor:</b>	Professor Kimmo Kauhaniemi
<b>Instructor:</b>	M. Sc. Mika Jantunen
<b>Evaluator:</b>	Professor Timo Vekara
<b>Degree:</b>	Master of Science in Technology
<b>Major of Subject:</b>	Electrical Engineering
<b>Year of Entering the University:</b>	2010
<b>Year of Completing the Thesis:</b>	2017

**Pages: 94**

---

**ABSTRACT**

Interest towards solar power has increased worldwide. However, one of the biggest problem is the fluctuation of production. Batteries offer a good choice to store electricity so it can be taken from the batteries when solar electricity is not available.

This thesis was made to Ampner Oy. The company headquarters is located in Vaasa. Three different megawatt scale photovoltaic systems were sized. Purpose of this thesis was to study how different voltage and power levels affect to sizing process, system structure, energy production and load flow calculation results. Battery usage as a part of photovoltaic system was also studied.

Different topologies of photovoltaic systems were introduced. Components from solar panels to transformer and issues related to their sizing were also introduced. There was an introduction about different battery technologies and studies of possibilities that batteries can offer related to solar power.

Simulation model was made with DigSilent PowerFactory, based on the results of the sizing process. Energy production calculation and load flow studies were made with the model. Results were studied mainly from technical point of view but also some economical aspects were considered.

PV\*SOL simulation model was made to study battery usage as a part of photovoltaic system. Annual and daily simulations were made. Annual simulations were also made without battery, so it was possible to compare results of system with battery.

Based on the studies and simulations, comprehensive results of how different powers and voltages influence to sizing process and energy production were gained. Using a battery with photovoltaic system reduced the amount of energy taken from the grid. Batteries offer a good solution to the fluctuation of solar power.

---

**KEYWORDS:** Solar power, photovoltaic system, sizing, battery

## 1 JOHDANTO

Kiinnostus uusiutuvia energianlähteitä kohtaan on kasvanut vuosi vuodelta ilmastonmuutoksen takia ja samalla kasvavan energiantarpeen myötä. Aurinkovoimasta on tullut merkittävä uusiutuvan energian muoto. Aurinkosähkön käytön lisäämisen ongelmana on aikaisemmin ollut etenkin aurinkopaneelien kallis hinta, mutta viime vuosina tapahtuneen nopean hinnan alenemisen myötä aurinkosähkö on tullut yhä kannattavammaksi ja alkanut täten kiinnostaa yhä enemmän. Varsinkin kotitaloudet ympäri maailmaa ovat innostuneet aurinkosähköstä, mutta myös suuren kokoluokan, jopa satojen megawattien aurinkovoimaloita on alettu rakentamaan ympäri maailmaa. Aurinkovoiman ongelmana on kuitenkin riippuvuus säästä sekä päivän- ja vuodenajasta. Tätä pyritään ratkaisemaan sähköenergian varastoinnilla. Erilaiset akut tarjoavatkin hyvän mahdollisuuden päivällä tuotetun sähköenergian varastointiin. Useita erilaisia akkuteknologioita on jo käytössä ja uusia tutkitaan edelleen.

Tämän diplomityön tarkoituksena on mitoittaa kolme erilaista megawattiluokan aurinkosähköjärjestelmää. Mitoitettavat järjestelmät poikkeavat toisistaan tehoiltaan ja DC-puolen jännitetasoiltaan ja tarkoitus onkin tutkia erojen vaikutuksia mitoittamiseen, energiantuotantoon ja verkon eri suureiden käyttäytymiseen. Suurin osa häviöistä tapahtuu juurikin DC-puolella, joten DC-puolen jännitteen suuruudella on vaikutusta energiantuotantoon. Työssä esitellään myös eri akkuteknologioita ja tutkitaan akun hyödyntämismahdollisuuksia aurinkosähkön tuotannossa.

Työ käsittelee ainoastaan valosähköiseen (PV, Photovoltaics) ilmiöön perustuvaa aurinkosähkön tuotantoa. Keskitetty aurinkovoima (CSP, Concentrated Solar Power) ja aurinkolämpö (STE, Solar Thermal Energy) on jätetty työn ulkopuolelle. Aurinkovoiman tarkkaa layout-suunnittelua ei myöskään tehdä. Taloudelliset tarkastelut on jätetty vähemmälle huomiolle, esimerkiksi järjestelmien investointikustannuksia ei tarkastella. Simulointiosuudessa keskityttiin ainoastaan verkon tehonjakolaskentaan sekä energiantuotannon mallintamiseen, joten esimerkiksi erityyppisiä vikatilanteita ei tarkastella. Sähkön varastointipuoli keskittyy ainoastaan akkuihin, joten muut energiavarastot on jätetty huomiotta.

Työn toisessa luvussa esitellään erilaisia aurinkovoimalatyyppejä, sekä aurinkosähköjärjestelmän rakenneratkaisuja. Järjestelmän rakenteeseen vaikuttaa aurinkovoimalan teho, joka taas vaikuttaa käytettävään invertteriin. Luvussa esitellään myös aurinkosähköjärjestelmän eri komponentteja aurinkopaneelistä muuntajalle asti ja tarkastellaan asioita, joita niiden mitoituksessa täytyy ottaa huomioon.

Kolmannessa luvussa käsitellään sähköön varastoinnista akkua hyväksi käyttäen sekä tarkastellaan sen tarjoamia mahdollisuuksia aurinkosähköjärjestelmissä. Luvussa esitellään erilaisia akkutyyppejä, käydään läpi mitä asioita tulee huomioida akkua hankkiessa, sekä esitellään akun hallintajärjestelmä.

Neljännessä luvussa tehdään mitoitus kolmelle erilaiselle aurinkovoimalalle, sekä tarkastellaan etenkin tasasähköpuolella tapahtuvia häviöitä laskennallisesti. Samassa luvussa kuvaillaan myös DigSilent PowerFactory -mallin rakenne ja esitellään eri simuloititapaukset.

Viidennessä luvussa esitellään simuloinneista saadut tulokset ja vertaillaan eri järjestelmien aiheuttamia eroavaisuuksia teknillisestä näkökulmasta sekä jossain määrin myös taloudellisesta näkökulmasta. Simulointituloksia verrataan myös käsin laskettuihin arvoihin. Kuudennessa kappaleessa tarkastellaan akuston käyttöä osana aurinkosähköjärjestelmää simulointien avulla. Lopuksi johtopäätökset ja yhteenveto.

## 2 AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄT

### 2.1 Aurinkovoimalatyypit

#### 2.1.1 Verkkoon kytkemätön järjestelmä

Verkkoon kytkemättömiä (stand-alone tai off-grid) järjestelmiä käytetään pääasiallisesti sellaisilla alueilla, joihin ei ole mahdollista tai tarkoituksenmukaista rakentaa sähköverkkoa. Tällainen järjestelmä koostuu yleensä aurinkopaneelien lisäksi akustosta ja sen lataussäätimestä. Aurinkopaneelit tuottavat sähköä suoraan käyttöön ja lataavat samalla akkua. Kun aurinkopaneelit eivät tuota sähköä, sitä voidaan ottaa akusta. Tällaisia järjestelmiä käytetään paljon kehitysmaissa tai esimerkiksi kesämökeillä. Mikäli järjestelmässä on vaihtosähköllä toimivia laitteita, täytyy järjestelmässä olla invertteri edellä mainittujen komponenttien lisäksi. (Patel 2006: 235.)

#### 2.1.2 Verkkoon kytketty järjestelmä

Verkkoon kytketyt järjestelmät voidaan jakaa hajautettuihin ja keskitettyihin ratkaisuihin. Hajautettuja järjestelmiä käytetään asuinalueilla ja suuremmissa rakennuksissa, kuten tehtaissa, ostoskeskuksissa ja toimistorakennuksissa. Näissä kohteissa sähkö pyritään käyttämään suoraan tuotantopaikalla. Mikäli sähköä tuotetaan enemmän kuin kuluetaan, voidaan ylijäämä sähkö syöttää verkkoon. Verkkoon kytkettyihin järjestelmiin on mahdollista liittää myös energian varastointi, esimerkiksi akusto. Tätä aihetta käsitellään tässä työssä. (Stapleton & Neill 2012: 5–7.)

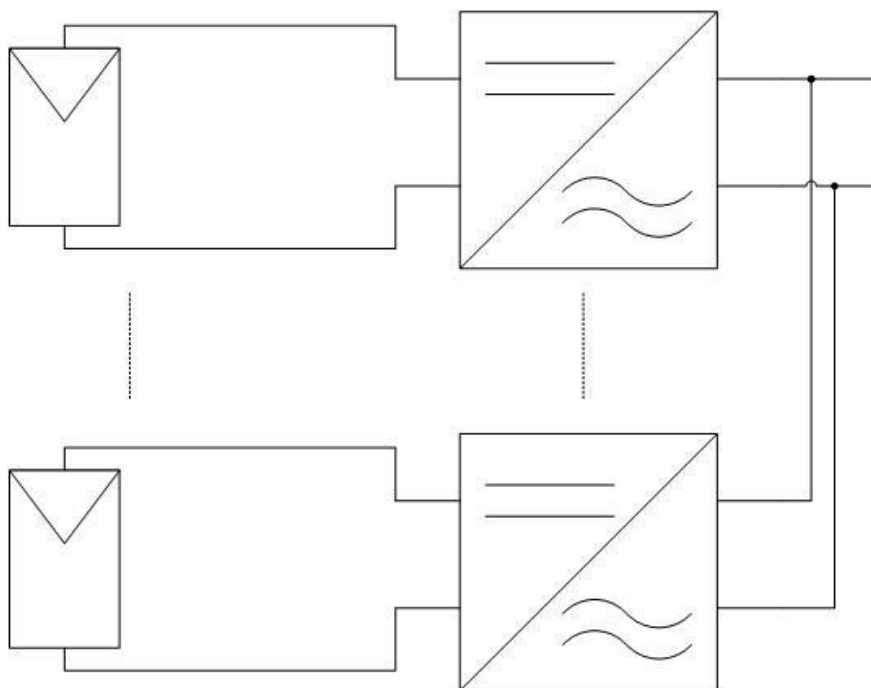
Keskitetyt voimalat ovat kokoluokaltaan erittäin suuria, yleensä useiden kymmenien, jopa satojen megawattien luokkaa. Jopa yli gigawatin suuruisia voimaloita suunnitellaan ja ollaan jopa toteuttamassa. Näiden kokoluokkien voimalaitokset vaativat paljon pinta-alaa, joten niitä rakennetaan yleensä syrjäisemmille seuduille, kuten esimerkiksi autioneille. Tässä työssä käsitellään suuren keskitetyn verkkoon liitettävän aurinkovoimalan mitoituksen liittyviä asioita. (Komoto, Breyer, Cunow, Megherbi, Faiman & van der Vleuten 2013: 27–28.)

## 2.2 Rakeneratkaisut

### 2.2.1 Mikroinvertteri

Mikroinvertterit ovat pieniä aurinkopaneelin taakse asennettavia inverttereitä. Niiden teholuokka on pieni (100–300 W) ja niitä käytetäänkin useimmiten pienissä aurinkosähköjärjestelmissä. Mikroinverttereillä toteutetun järjestelmän etuna on DC-kaapeloinnin tarpeettomuus. Inverttereiltä lähtevät AC-kaapelit voidaan yhdistää toisiinsa ja sitten kytkeä verkkoon. Toinen etu on järjestelmän helppo laajentaminen pienellä investoinnilla. (Stapleton & Neill 2012: 68.)

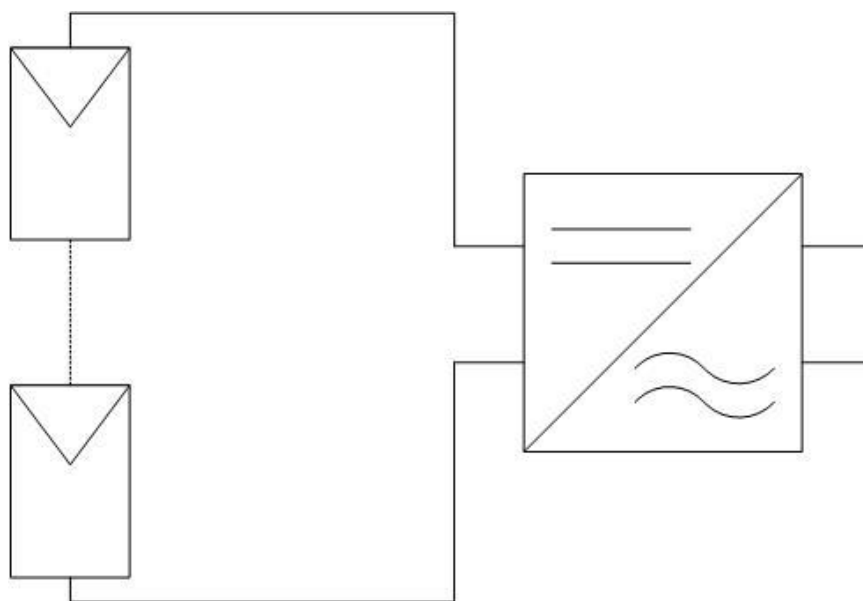
Toisaalta mikroinvertterillä toteutetun järjestelmän huono puoli on invertterin asennuspaikka. Invertterin vikaantuessa sen korjaaminen tai vaihtaminen on työlästä, koska paneeli täytyy ottaa pois ennen kuin invertteriin pääsee käsiksi. Erittäin kuumissa paikoissa mikroinvertterin käyttöä tulisi harkita. Aurinkopaneelin lämmitessä myös invertteri lämpenee, minkä seurauksena riski invertterin vikaantumisesta kasvaa. Kuvassa 1 on periaatekuva mikroinvertterillä toteutetusta järjestelmästä. (Stapleton & Neill 2012: 68–69.)



**Kuva 1.** Mikroinverttereillä toteutetun järjestelmän periaatekuva.

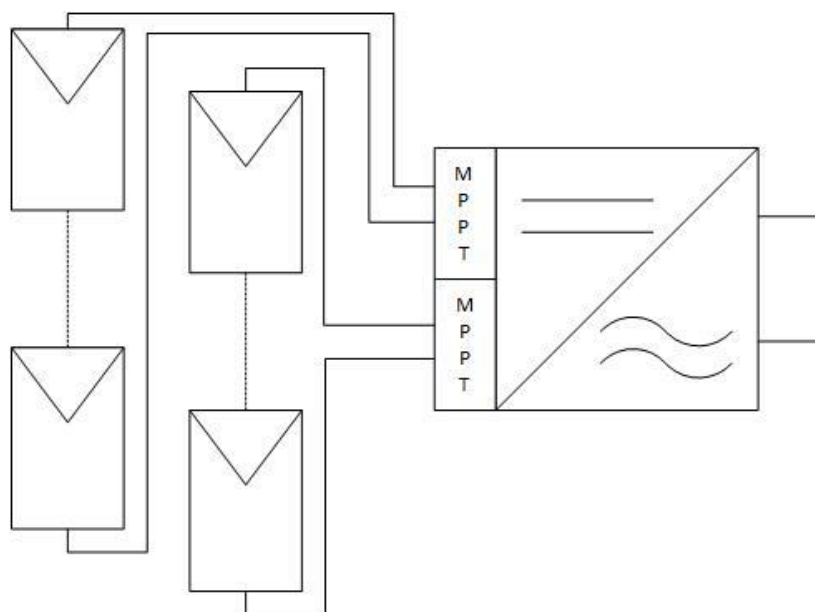
### 2.2.2 Ketjuinvertteri

Ketjuinvertterillä (eng. string inverter) toteutettu ratkaisu voidaan toteuttaa monella tavalla. Invertteriin voidaan liittää yksi tai useampi rinnankytketty paneeliketju, kunhan mitoitus otetaan huomioon. Tällöin invertterissä on yksi maksimitehopisteen seuranta. Kuvassa 2 on yksiketjuisen ketjuinvertterin periaatekuva. (Stapleton & Neill 2012: 64–66.)



**Kuva 2.** Yksinkertaistettu malli ketjuinvertterillä toteutetusta järjestelmästä.

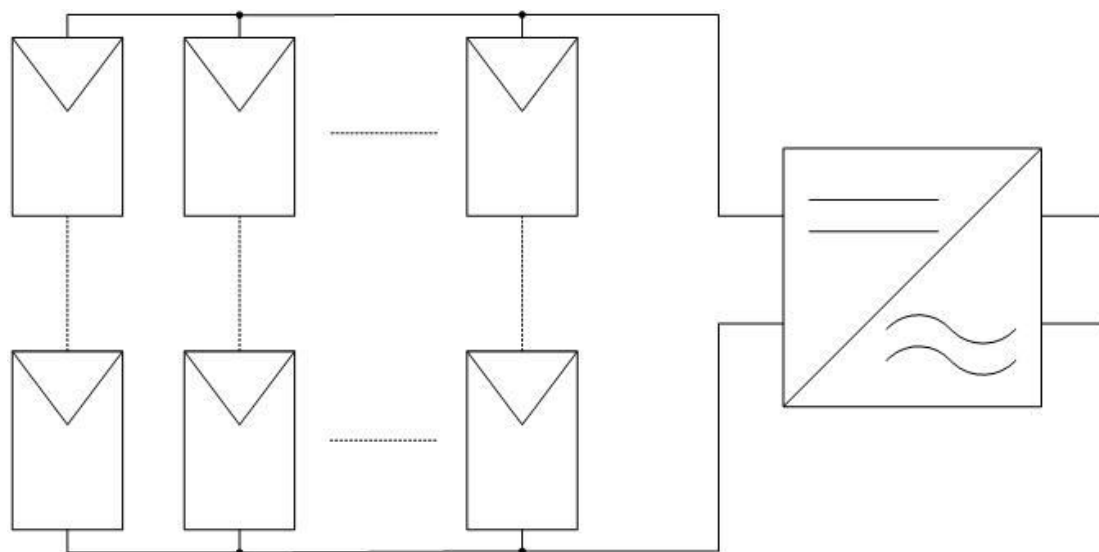
Ketjuinvertterissä voi olla myös useampi maksimitehopisteen seuranta (MPPT, Maximum Powerpoint Tracking). Tällöin kyseessä on moniketjuinvertteri. Moniketjuinvertteriä käytetään yleensä paikoissa, joissa paneeliketjut joudutaan asentamaan eri asentoihin tai suuntaamaan eri tavalla. Tällöin toisen paneeliketjun suuntaamisen vaikutus tai varjostuminen ei vaikuta toisen paneeliketjun energian tuotantoon. Kuvassa 3 on periaatekuva moniketjuinvertterillä toteutetusta järjestelmästä. (Stapleton & Neill 2012: 64–66, 69.)



**Kuva 3.** Moniketjuinvertterillä toteutettu järjestelmä, jossa on kaksi maksimitehopisteen seuraajaa.

### 2.2.3 Keskusinvertteri

Keskusinvertteri on rakenteeltaan hyvin samankaltainen kuin ketjuinvertteri, mutta keskusinvertteriä käytetään suuren kokoluokan aurinkovoimaloissa. Joissakin järjestelmissä käytetään yhtä suurta invertteriä koko järjestelmälle tai keskusinvertteri voi koostua monista pienemmistä inverttereistä. Tällöin voidaan käyttää myös nimitystä keskusinvertteriyksikkö. Keskusinvertteriyksikköä voidaan käyttää niin sanotussa ”master-slave” käytössä usean invertterin ansiosta. Tällöin osa keskusinvertterin inverttereistä sammuu, kun säteilyintensiteetti on pieni, jolloin muut invertterit voivat toimia lähempänä maksimitehopistettä (MPP, Maximum Power Point). Kun taas säteilyintensiteetti on suuri, kuorma jaetaan kaikille inverttereille. Kuvassa 4 on esitetty keskusinvertterillä toteutettu aurinkosähköjärjestelmä. Tässä työssä keskitytään keskusinvertterillä toteutettuun aurinkovoimalaan. (Stapleton & Neill 2012: 67; Komoto ym. 2013: 117; International Finance Corporation 2015: 36.)



**Kuva 4.** Keskusinverterillä toteutetun aurinkosähköjärjestelmän periaatekuva

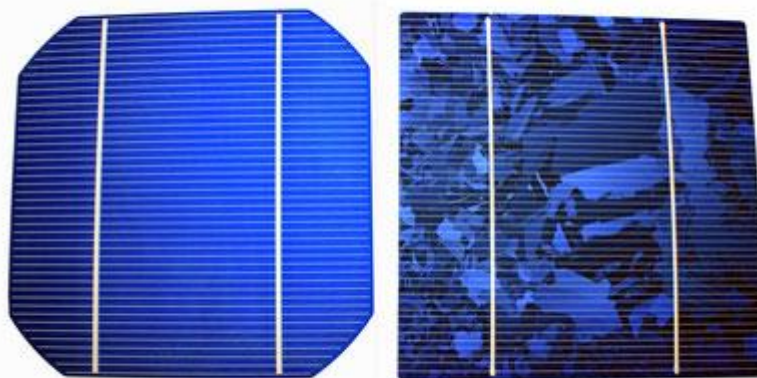
## 2.3 Komponentit

### 2.3.1 Aurinkopaneelit

Aurinkokennot ovat puolijohdekomponentteja, jotka tuottavat tasasähköä altistuessaan auringon säteilylle. Yleisin aurinkokennojen valmistusmateriaali on pii. Sähkön tuotanto perustuu valosähköiseen ilmiöön. Kenno on rakennettu kahdesta kerroksesta, joista toinen on n-tyyppin ja toinen p-tyyppin puolijohde. Puolijohdekerrosten välissä on niin sanottu rajapinta. Valon osuessa kennoon elektronit kasaantuvat toiselle puolelle, jonka seurauksena toiselle puolelle jää elektroni-aukko -pareja. Tällöin kerroksien yli syntyy sisäinen sähkökenttä, jonka vaikutuksesta elektroni-aukko -parit voidaan erottaa toisistaan. Tämän seurauksena syntyy tasavirtaa. (Erat, Erkkilä, Löfgren, Nyman, Peltola & Suokivi 2001: 128–129.)

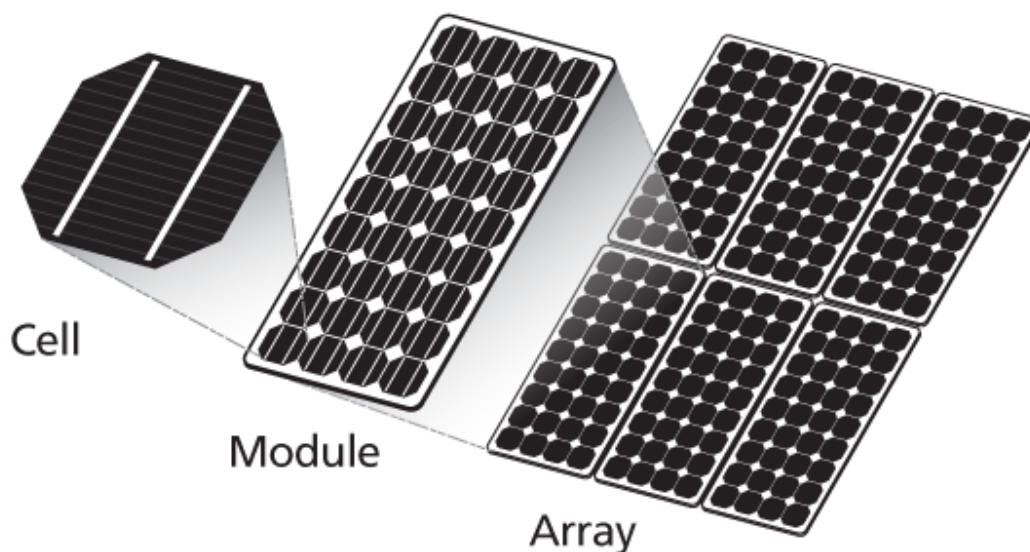
Tällä hetkellä aurinkokennotyyppisiä on monenlaisia. Ensimmäisen sukupolven aurinkokennot ovat piistä valmistetut yksi- ja monikiteiset kennot (ks. kuva 5), jotka hallitsevat edelleen markkinoita. Yksikiteinen kenno on hyötysuhteeltaan parempi kuin monikiteinen, mutta se on kalliimpi valmistaa, koska sen valmistustapa on monimutkaisempi. Toisen sukupolven aurinkokennoista puhuttaessa tarkoitetaan yleensä ohutkalvokenno-

ja. Ne ovat nimensä mukaisesti ohuita kalvoja, joiden paksuus on muutaman  $\mu\text{m}$ :n luokkaa. Valmistusmateriaaleja ovat esimerkiksi galliumarsenidi (GaAs), kadmiumtelluridi (CdTe), kupari-indiumdiselenidi (CIS) ja amorfinen pii (a-Si). Kolmannen sukupolven aurinkokennot perustuvat nanotekniikkaan ja näistä tutkituin on väriaineaurinkokenno (DSSC, dye-sensitized solar cell). Väriaineaurinkokenno toimii eri periaatteen la kuin normaalit puolijohdetekniikkaan perustuvat kennot. Väriaineaurinkokennot hyödyntävät kemiallisia reaktioita toiminnassaan. Valo absorboituu kennon väriainemolekyyleissä, josta elektronit siirtyvät puolijohdteeseen. Kolmannen sukupolven kennoihin voidaan lukea myös joustavat aurinkokennot, joissa valoherkkä aine on painettuna joustavalle pohjamateriaalille. Kolmannen sukupolven kennot ovat kuitenkin vielä tutkimus- ja kehitysvaiheessa. (Korpela 2011; Kovanen 2010; Motiva 2016.)



**Kuva 5.** Vasemmalla yksikiteinen ja oikealla monikiteinen aurinkokenno. (Solar-Quotes 2016)

Aurinkokennoista koostuvaa kokonaisuutta kutsutaan aurinkopaneeliksi, jossa on useita sarjaan- ja rinnankytkettyjä aurinkokennoja. Aurinkopaneelisto puolestaan koostuu sarjaan- ja rinnankytketyistä aurinkopaneeleista. Aurinkopaneeleja yhdistämällä ryhmäksi saadaan aurinkosähköjärjestelmän haluttu teho, virta ja jännite. Kuvassa 6 on havainnollistettu aurinkopaneeliston rakennetta. (Patel 2006: 164.)



**Kuva 6.** Esimerkki aurinkopaneeliston muodostamisesta. Vasemmalla kenno (Cell), keskellä paneeli (Module) ja oikealla paneelisto (Array). (Samlex Solar)

Noin 90 % kaikista aurinkopaneeleista on valmistettu piikiteestä. Yksikiteisestä piistä valmistettu aurinkopaneeli on yleisempi kuin monikiteinen (Motiva 2016). Noin 10 % markkinoilla olevista kennoista on ohutkalvokennoteknologiaan perustuvia paneeleja (IEA 2016). Yksikiteisten aurinkopaneelien hyötysuhde on 14–20 % ja monikiteisen 13–15 %. Ohutkalvokennojen hyötysuhteet ovat 6–12 % luokkaa (Stapleton & Neill 2012: 33).

Aurinkopaneeleja pystytään asentamaan lukuisilla eri tavoilla moniin eri paikkoihin: katolle, maahan, rakennusten julkisivuihin jne. Kolme tärkeintä seikkaa, jotka vaikuttavat aurinkopaneelien energiantuotantoon ovat sijainti, kallistuskulma ja suuntaus, eli atsimuuttikulma. Paneelin tuotto on parhaimmillaan silloin, kun auringon säteily osuu kohtisuoraan paneelin pintaan. Maantieteellinen sijainti ja vuodenaika vaikuttavat täten paneelin optimaaliseen kallistuskulmaan. Atsimuuttikulma määritetään ilmansuuntien mukaan. Pohjoisella pallonpuoliskolla paneelit asennetaan usein 0 asteen atsimuuttikulmaan (etelä), koska aurinko on tällöin korkeimmillaan. Kallistuskulmalla voidaan vaikuttaa energiantuotantoon kuukauden mukaan. Suurella kallistuskulmalla voidaan

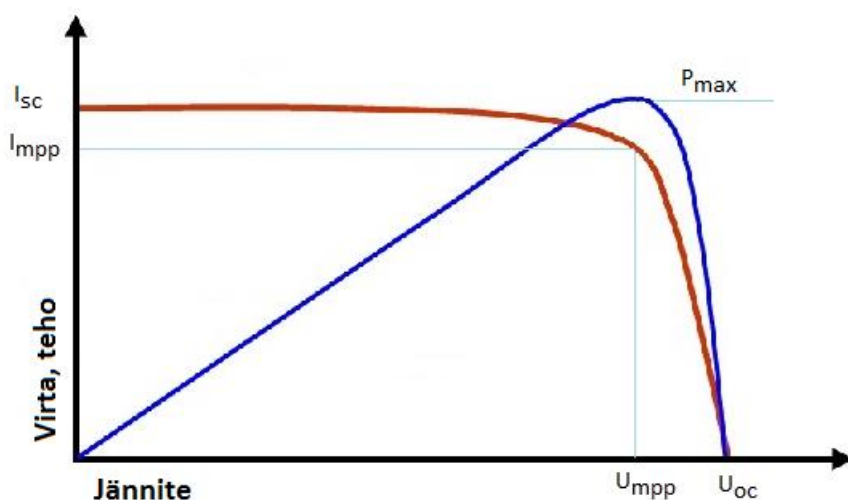
saada parempi tuotto talvikuukausina, koska tällöin aurinko paistaa matalammalta. Kesällä auringon paistaessa korkeammalta energian tuotto on kuitenkin pienempää. Tätä pitäisi aina löytää optimaalinen kallistuskulma, jolloin saadaan koko vuodelta paras kokonaistuotto. Kallistuskulmaa on mahdollista myös muuttaa, mikäli paneelit on asennettu sellaiselle telineelle, jossa kulman muuttaminen on mahdollista. (Isojunno 2014.)

Paneeli voidaan asentaa myös telineeseen, jossa on ns. auringon seuranta (sun tracker). Auringon seurannalla on olemassa kaksi erilaista ratkaisua: yksi-akselinen (one-axis tracker), joka säätää paneelin kallistuskulmaa tai atsimuuttikulmaa ja kaksi-akselinen (two-axis tracker), jossa nämä on yhdistetty. Auringon seurannalla voidaan saavuttaa jopa 40 % suurempi energian tuotanto. Auringon seurantajärjestelmä tosin monimutkaistaa järjestelmää, mikä taas nostaa investointikustannuksia. Monimutkaisempi järjestelmä lisää myös huoltokustannuksia, joten suuremmalla energiantuotannolla ei välttämättä pystytä kattamaan näitä lisäkuluja. (Patel 2006: 176–177.)

Aurinkopaneelien sähköisiä ominaisuuksia kuvataan virta-jännite -käyrällä (I-V -käyrä). Virran suurin arvo on oikosulkuvirta  $I_{sc}$ , joka saadaan oikosulkemalla paneelin liittimet, jolloin jännite on nolla. Suurin jännitteen arvo on tyhjäkäyntijännite  $U_{oc}$ , joka saadaan avaamalla liittimet, jolloin resistanssi on ääretön ja täten virta on nolla. Virta-jännite -käyrän avulla voidaan määrittää paneelin maksimitehopiste, jossa paneeli saa maksimitehon arvon. Laskennallisesti paneelin maksimiteho  $P_{max}$  voidaan laskea yhtälöllä

$$P_{max} = U_{mpp}I_{mpp} = fU_{oc}I_{sc}, \quad (1)$$

missä  $U_{mpp}$  on maksimitehopisteen jännite,  $I_{mpp}$  on maksimitehopisteen virta ja  $f$  on täyterroin. Aurinkopaneelin nimellistehoa voidaan kuvata myös yksiköllä Wp (Watt-peak). Kuvassa 7 on esitetty aurinkopaneelin teho-jännite -käyrä sekä virta-jännite -käyrä. (Korpela 2012.)



**Kuva 7.** Aurinkopaneeliston virta-jännite -käyrä (punainen) ja teho-jännite -käyrä (sininen). Kuvaajaan on merkitty maksimitehopisteen virta ( $I_{mpp}$ ) ja jännite ( $U_{mpp}$ ), jotka muodostavat maksimitehon  $P_{max}$ .  $I_{sc}$  on oikosulkuvirta, ja  $U_{oc}$  on avoimen piirin jännite. (MyElectrical Engineering 2013, muokattu)

Maksimitehon avulla voidaan laskea paneelin hyötysuhde  $\eta$

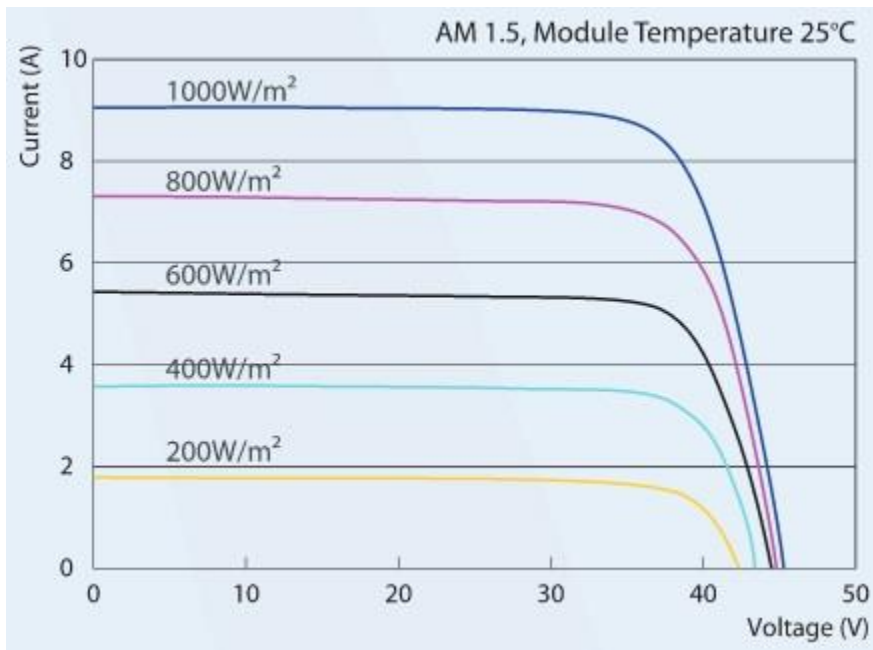
$$\eta = \frac{P_{max}}{GA_p}, \quad (2)$$

missä  $G$  on säteilyn intensiteetti ja  $A_p$  paneelin pinta-ala (Korpela 2012).

Aurinkopaneelin yksityiskohtaiset tiedot löytyvät valmistajan datalehdessä. Datalehti sisältää mm. paneelin fyysiset mitat, nimellistehon, oikosulkuvirran, tyhjäkäyntijännitteen, hyötysuhteen ja lämpötilakertoimet. Sähköiset arvot on mitattu testiolosuhteissa (STC, Standard Test Conditions). Tämän ansiosta eri valmistajien paneeleja pystytään vertailemaan keskenään. Laboratorio-olosuhteet on määritelty IEC-standardissa 61215:2005 ja siinä pätevät seuraavat ehdot (Sesko ry 2015: 17):

- Kennon lämpötila 25 °C
- Säteilyintensiteetti 1000 W/m<sup>2</sup>
- Ilmamassa (AM, Air Mass) 1,5.

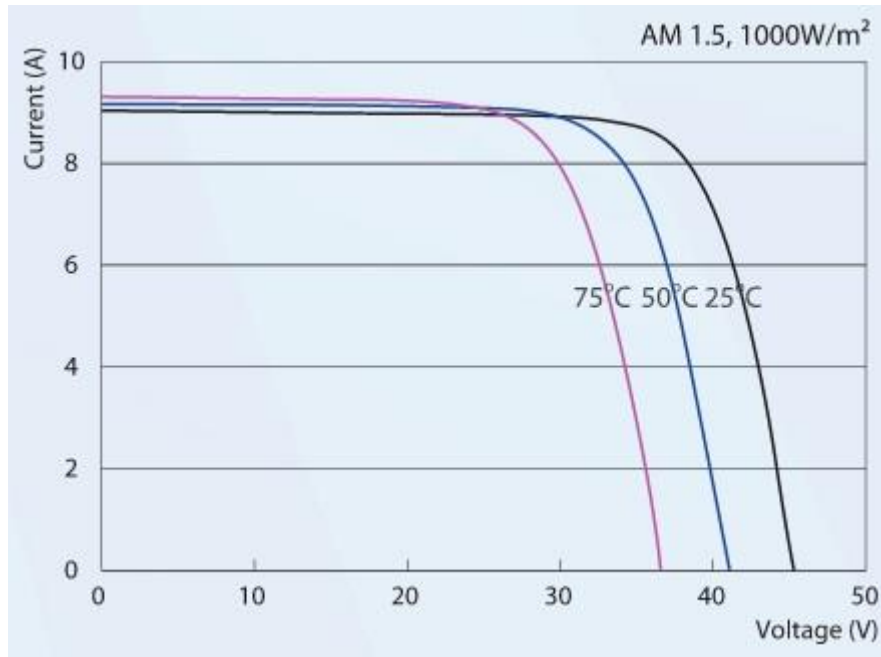
Aurinkopaneelin energiantuottoon vaikuttavat säteilyintensiteetti, kennon lämpötila ja säteilyn kulma. Matala säteilyintensiteetti laskee merkittävästi paneelin oikosulkuvirtaa. Tyhjäkäyntijännitteen pienentyminen on vähäisempää, kuten kuvasta 8 voidaan havaita. Paneeli voi varjostua jostain syystä myös osittain, jonka seurauksena varjostetut kennot menettävät jännitettä, mutta samalla niiden täytyy päästää koko paneelin virta läpi. Tällöin kenno käyttäytyy kuorman tavoin, jossa läpi kulkeva virta muuttuu lämmöksi, jolloin kenno saattaa vaurioitua. Tämä ongelma on ratkaistu jakamalla paneeli pienempiin osiin ja yhdistämällä ne diodeilla, jolloin virta kulkee diodin läpi, kun kenno varjostuu. Tämän ansiosta koko paneelin tehoa ei menetetä. (Patel 2006: 171–174.)



**Kuva 8.** Erään SaloSolarin aurinkopaneelin I-V -käyrä eri säteilyintensiteeteillä. (SaloSolar)

Paneelin lämpötilan nousu aiheuttaa merkittävän tyhjäkäyntijännitteen laskun ja samalla pienen oikosulkuvirran nousun. Piikenoista valmistettavissa paneeleissa saatu teho laskee noin 0,5 % aina, kun kennon lämpötila nousee yhdellä celsiusasteella. Näin ollen

aurinkopaneeli tuottaa energiaa paremmin matalissa lämpötiloissa. (Patel 2006: 174–175.) Kuvassa 9 on erään aurinkopaneelin I-V -käyrä eri lämpötiloissa.



**Kuva 9.** Erään SaloSolarin aurinkopaneelin I-V -käyrä eri lämpötiloissa. (SaloSolar)

Aurinkopaneelistoa suunniteltaessa täytyy huomioida ympäristöolosuhteet, aurinkopaneelien sähköiset ominaisuudet ja muut aurinkosähköjärjestelmän osien vaatimukset, kuten esimerkiksi järjestelmän jännitetaso. Paneelivalmistajat ilmoittavat paneelin datalehdessä sallitun maksimijännitteen. Aikaisemmin järjestelmien maksimijännitteet ovat olleet 600 V, josta on siirrytty 1000 V:n ja nykyään jo 1500 V:n jännitteisiin. Inverterin maksimijännite ja maksimitehopisteen seurannan alue tulee myös huomioida. Toinen tärkeä arvo mitoituksessa on virtaraja (Maximum Series Fuse Rating, Reverse Current Rating jne.), joka on suurin virta, joka saa kulkea paneelin läpi. Tämä suure täytyy huomioida myös suojausten suunnittelussa. (Stapleton & Neill 2012: 121, 125–127.)

Aurinkopaneelien mitat asettavat rajoituksia järjestelmän suunnittelussa. Etenkin kattoasennuksissa nämä rajoitteet täytyy ottaa huomioon. Suurissa järjestelmissä tämä ei

usein ole kuitenkin ongelma. Ympäristön lämpötilavaihtelut tulee myös huomioida, sillä kennon lämpötilalla on vaikutus etenkin tyhjäkäyntijännitteeseen, kuten aiemmin todettiin. (Stapleton & Neill 2012: 107, 127.)

### 2.3.2 Kaapelit

Tasasähkökaapelointi sisältää kaiken kaapeloinnin aina paneelilta invertterille. Mikäli paneeliketjuja on useita, niiden kaapelit yhdistetään usein kytkentälaatikossa, toiselta nimeltään liitäntärasiaassa, ennen invertteriä. Kytkentälaatikon ansiosta invertterille voidaan viedä vähemmän kaapeleita. Kytkentälaatikko voi sisältää erityyppisiä suojauslaitteita, kuten ylivirtasuojauksen, kytkimen tai erotuslaitteita. Suojauslaitteistoa käsitellään tarkemmin myöhemmin tässä työssä. (Sesko ry 2015: 16; Stapleton & Neill 2012: 73.)

Kaapelin poikkipinta-alalla on suuri merkitys aurinkosähköjärjestelmässä ja sen valintaan vaikuttavat paneelien ulostulovirta- ja jännite. Kaapelin poikkipinta-ala tulisi määrittää siten, että jännitteenalenema olisi mahdollisimman pieni, minkä ansiosta häviöt ovat vähäisemmät (Stapleton & Neill 2012: 72–73). DC-kaapelin häviöt  $P_{\text{dc}}$  lasketaan yhtälöstä

$$P_{\text{dc}} = \frac{\rho s I^2}{A_k}, \quad (3)$$

missä  $\rho$  on kaapelissa käytetyn johdinmateriaalin resistiivisyys,  $s$  on kaapelin pituus,  $I$  on virta ja  $A_k$  on kaapelin poikkipinta-ala. Tasajännitteellä jännitteenalenema  $\Delta U_{\text{DC}}$  lasketaan yhtälöstä

$$\Delta U_{\text{DC}} = I 2rs, \quad (4)$$

missä  $I$  on virta,  $r$  on kaapelin ominaisresistanssi ja  $s$  on kaapelin pituus. Suhteellinen jännitteenalenema  $\Delta u$  saadaan laskettua:

$$\Delta u = \frac{\Delta U_{\text{DC}}}{U} 100\%, \quad (5)$$

missä  $\Delta U_{\text{DC}}$  on tasajännitteen jännitteenalenema ja  $U$  on jännite. (Tiainen 2010: 111.)

Yleisesti käytössä oleva mitoitusperiaate on, että tasajännitepuolen jännitteenalenema ei ylittäisi 1 %:a. Eri maissa on kuitenkin säädetty maksimi-arvot jännitteenalenemalle ja esimerkiksi Australiassa sallitaan jopa 5 %:n jännitteenalenema. Aurinkosähköjärjestelmän muut komponentit, esimerkiksi sulakkeet, saattavat myös vaikuttaa jännitteenalenemaan. (Stapleton & Neill 2012: 148.)

AC-kaapelointia mitoittaessa täytyy huomioida invertterin AC-puolen jännite ja virta, sekä oikosulkuvirrat. Kaapeleissa ei saa tapahtua myöskään liian paljoa häviöitä tai jännitteenalenemaa. Eristys täytyy valita ympäristön mukaan sopivaksi. (International Finance Corporation 2015: 81)

Kolmivaiheiselle järjestelmälle kaapelien pätötehohäviö  $P_{lac}$  voidaan laskea yhtälöllä

$$P_{lac} = 3I^2R_{AC}, \quad (6)$$

missä  $I$  on virta ja  $R_{AC}$  kaapelin vaihtovirtaresistanssi. ABB:n (2000: 501) Teknisiä tietoja ja taulukoita -kirjassa vaihtosähkökaapelien vaihejännitteen alenema  $\Delta U_{AC}$  lasketaan yhtälöstä

$$\Delta U_{AC} = I(R_{AC}\cos\varphi + X\sin\varphi), \quad (7)$$

missä  $I$  on johtimen virta,  $R_{AC}$  on johtimen vaihtovirtaresistanssi,  $X$  on johtimen reaktanssi ja  $\varphi$  on vaihejännitteen ja -virran välinen vaihesiirtokulma. Yhtälö pätee lyhyehköille siirtoetäisyyksille. AC-puolen suhteellinen jännitteenalenema saadaan myös laskettua yhtälöllä 5 sijoittamalla vaihejännitteen alenema tasajännitteen aleneman tilalle.

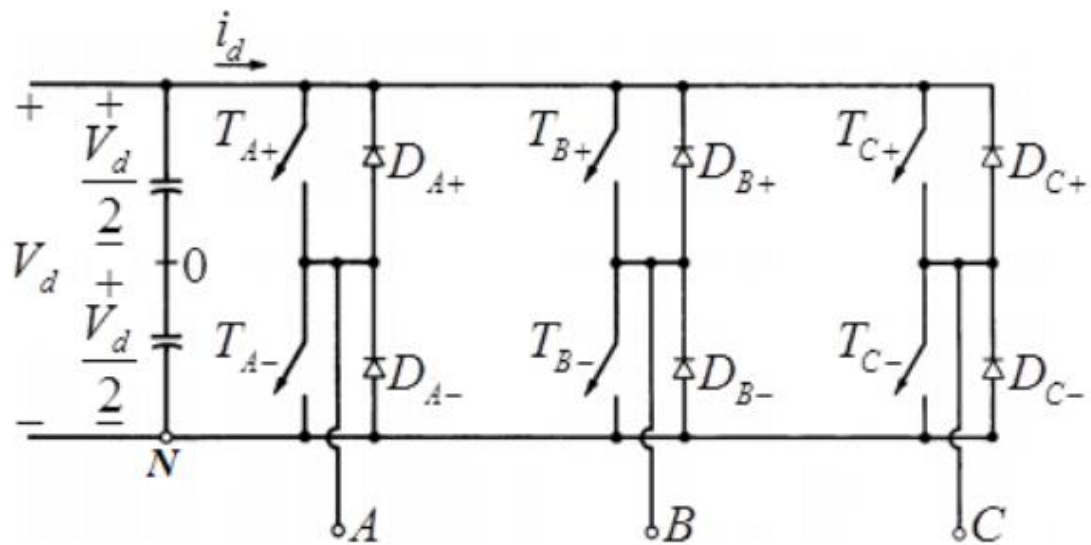
Kaapelin täytyy kestää myös ympäristön rasituksia, kuten kosteutta, tuulta ja lunta. Lisäksi kaapelin tulee kestää ultraviolettisäteilyä tai se tulee suojata soveltuvalla tavalla. Mikäli kaapeli altistuu suolalle, tulee sen johtimien olla monisäikeistä ja johtimien materiaaliltaan tinattua kuparia. Monilla kaapelivalmistajilla on varta vasten aurinkosähköjärjestelmille suunniteltua kaapelia, jossa on erityisesti huomioitu ulkoilman vaikutukset. Tämän kaltainen kaapeli on suunniteltu tasavirtakäyttöön ja se on usein taipuisaa, joten se on helppo asentaa. (Sesko ry 2015: 40; Stapleton & Neill 2012: 150.)

Aurinkosähköjärjestelmän kaapelointia mitoitettaessa tulee huomioida myös kaapelien kuormitettavuus, johon vaikuttavat esimerkiksi kaapelin rakenne, ympäristön lämpötila, maan lämpöresistiivisyys mikäli kaapeli upotetaan maahan, asennussyvyys ja asennustapa. Eri asennuspaikoissa on huomioitava korroosiokestoisuus ja erityyppiset mekaaniset vaatimukset. Kaapelivalmistajat ilmoittavat kuormitustaulukoilla, kuinka suurella virralla tiettyjä kaapeleita saa yhtäjaksoisesti kuormittaa ilman liiallista lämpenemistä. Kuormitettavuuden laskennassa määritetäänkin, kuinka suuri virta kaapelissa voi kulkea, jotta lämpötila säilyisi rajalämpötilan alapuolella tai vaihtoehtoisesti kuinka suuren lämpenemän tietty virta aiheuttaa kaapelille. (Elovaara & Haarla: 316.)

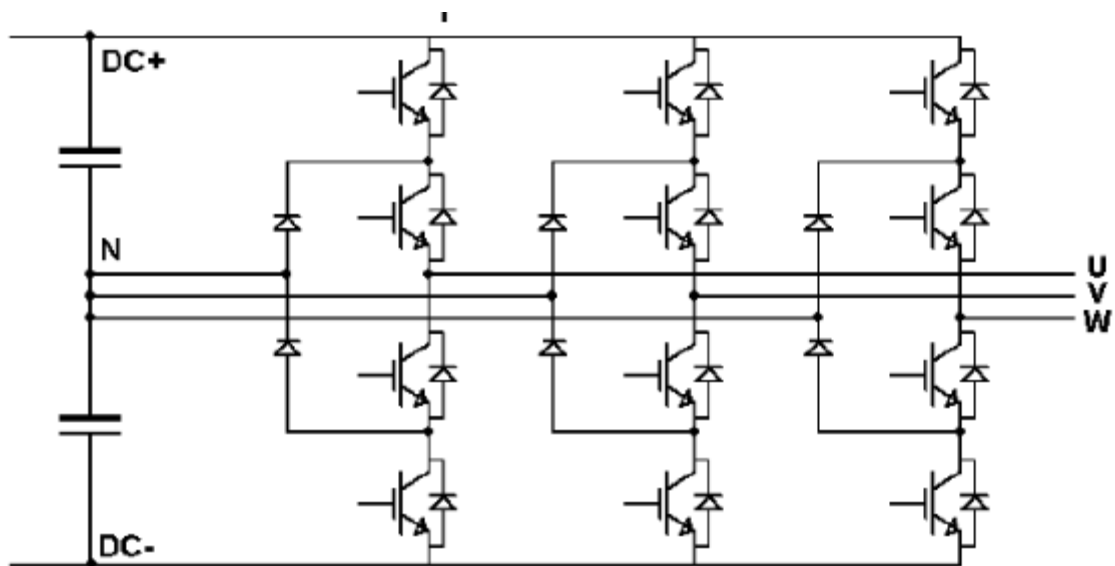
### 2.3.3 Invertteri

Invertteri, eli vaihtosuuntaaja, on aurinkosähköjärjestelmän osa, jonka pääasiallinen tehtävä on muuttaa aurinkopaneelien tuottama tasasähkö vaihtosähköksi, jota voidaan syöttää sähköverkkoon. Invertterit voivat olla yksi- tai kolmivaiheisia ja niissä voi olla sisäänrakennettu muuntaja. Nykyajan inverttereissä on MPPT, joka varmistaa, että paneelista saadaan suurin mahdollinen teho. Inverttereiden täytyy myös osallistua verkon hallintaan. Sen täytyy kyetä mm. syöttämään verkkoon loistehoa ja osallistua verkon taaajuuden säätöön. Tässä työssä käsitellään ainoastaan kolmivaiheisia invertteireitä. (Stapleton & Neill 2012: 60-61; Carlstedt 2014.)

Yleisimmät kolmivaiheinvertterin topologiat ovat kaksi- tai kolmitasoinen. Kaksitasoisessa invertterissä jokaisessa haarassa on kaksi kytkintä (ks. kuva 10). Vaihejännite voi vaihdella kaksitasoisessa invertterissä kahden arvon välillä. Kolmitasoisissa invertteireissä ulostulojännite voi taas vaihdella kolmen eri arvon välillä. Kolmitasoisista invertteireitä kutsutaan myös nimellä NPC-invertteri (Neutral Point Clamped) johtuen välipiirin jännitteen keskipisteen kytkentätavasta (ks. kuva 11). Kolmitasoisia invertteireitä käytetään erityisesti keski- ja suurjännitteillä ja niillä on suuri potentiaali myös aurinkovoi- makäytössä. (Keskinen 2014a; Keskinen 2014b.)



**Kuva 10.** Kaksitasoisen kolmivaiheisen invertterin pääpiirikaavio (Keskinen 2014a)



**Kuva 11.** Kolmitasoisen kolmivaiheisen invertterin pääpiirikaavio. (Keskinen 2014b)

Inverttereissä on sisäänrakennettuna suojausmenetelmiä erityyppisille vioille, kuten esimerkiksi ylikuumentumiselle, ylijännitteille ja -virroille ja oikosuluille. Suojauksia on

AC- ja DC-puolella. Invertterin täytyy kyetä irtautumaan verkosta, mikäli verkko on vikaantunut tai se toimii asetettujen arvojen ulkopuolella. Tällaisia tilanteita voivat olla verkon yli- ja alijännitteet, sekä yli- ja alitaajuudet. Muita invertterin suojuuksia ovat esimerkiksi saarekekäytön estosuojaus ja maasulkujen havainnointi. (ABB 2015; Stapleton & Neill 2012: 69–70.)

Invertterin mitoituksessa tulee huomioida mm. aurinkopaneeliston tuottama maksimiteho, jännite ja virta. Paneeliston maksimiteho voidaan ylimitoittaa invertteriin nähden. Aurinkopaneelien hintojen laskun myötä tämä on tullut kannattavaksi ja ylimitoitettu paneelisto tuottaa pienillä säteilyvoimakkuuksilla enemmän energiaa. Ylimitoitus ilmoitetaan DC:AC -suhteella (DC:AC ratio). Esimerkiksi jos paneeliston teho on 1,5 kW ja invertterin AC-teho on 1 kW, niin tällöin suhde on 1,5 (150 %). (Global Sustainable Energy Solutions.)

Toinen tapa ilmoittaa invertterin ja paneeliston tehon suhde on mitoituskerroin  $c_{inv}$ , joka määritellään yhtälöllä

$$c_{inv} = \frac{P_{inv}}{P_{pv}}, \quad (8)$$

missä  $P_{inv}$  on invertterin nimellisteho ja  $P_{pv}$  on invertteriin kytketyn aurinkopaneeliston huipputeho. Mitoituskertoimen oikeasta arvosta on olemassa erilaisia mielipiteitä ja suosituksia: Pohjois-Euroopassa suositellaan käytettäväksi 0,65–0,8, Keski-Euroopassa 0,75–0,9 ja Etelä-Euroopassa 0,85–1. Erään suosituksen mukaan inverttereitä ei pitäisi alimitoittaa yli kymmentä prosenttia paneelien nimellistehosta tai alimitoittamisesta tulisi luopua jopa kokonaan. (Carlstedt 2014.) Paavolan (2012) mukaan paneelit toimivat harvoin nimellistehollaan, joten tällöin invertterin alimitoittamisesta on hyötyä. Toisaalta jos invertteri on alimitoitettu, niin se toimii huipputehon aikaan rajoittavana tekijänä, eikä kaikkea mahdollista tehoa saada hyödynnettyä.

Liiallinen paneeliston ylimitoittaminen eli invertterin alimitoittaminen voi pienentää invertterin elinikää. Jotkin invertterivalmistajat ovatkin ilmoittaneet suurimman paneeliston ylimitoituskertoimen inverttereilleen. Esimerkiksi SolarEdge on ilmoittanut, että

paneelisto voidaan ylimitoittaa 135 % tai jopa 155 % invertterin AC-tehoon nähden, riippuen invertterimallista (SolarEdge 2016).

Paneeliston lämpötila vaikuttaa maksimitehopisteeseen, joten tämä tulisi huomioida myös invertteriä mitoittaessa. Inverttereillä on tietty MPPT-alue ja sen tulisi kattaa eri lämpötilojen I-V -käyrien maksimitehopisteen jännitteen pisteet. Kun invertteri toimii MPPT-alueella, niin koko järjestelmä toimii parhaalla mahdollisella hyötysuhteella. (Carlstedt 2014.)

Invertteri aiheuttaa verkkoon sähkömagneettisia häiriöitä (EMI, Electromagnetic Interference) ja harmonista kokonaissäröä (THD, Total Harmonic Distortion). THD kertoo särön suuruuden perustaajuiseen virtaan tai jännitteeseen nähden. Invertterin särö tarkoittaa ulostulojännitteen taajuuskomponenttien yhteisvaikutusta. Tähän ei lasketa perustaajuisia komponenttia. THD:n muodostumiseen vaikuttavat esim. käytetty modulaatitapa, kuollut aika, jännitteenalenemat invertterin kytkimissä, suodatus ja välipiirin jännite. (Patel 2006: 227; Keskinen 2014a; Oliva, A., Chiacchiarini, H., Aymonino, A. & Mandolesi, P.: 2005).

#### 2.3.4 Suojaus

Aurinkosähköjärjestelmän suojaus sisältää ylivirta- ja ylijännitesuojauksen, vikavirtasuojauksen sekä maadoituksen ja ukkossuojauksen. Ylivirtasuojauksessa käytetään sulakkeita tai katkaisijoita. Suojaus voidaan näillä toteuttaa sekä AC- että DC-puolella. Mikäli järjestelmässä on useita paneeliketjuja rinnankytkettynä, voidaan jokaiselle paneeliketjulle toteuttaa oma ylivirtasuojauksensa ja tämän jälkeen vielä koko paneelistolle. Ylivirtasuojaus sijoitetaan usein kytkentälaatikkoon. (Stapleton & Neill 2012: 75–78.)

Sulakkeiden ja katkaisijoiden lisäksi aurinkosähköjärjestelmässä on erottimet. DC-puolella erottimia voi olla ylivirtasuojauksen tapaan paneeliketjujen lisäksi myös koko paneeliryhmälle. AC-puolella on oltava myös oma erotin. (Stapleton & Neill 2012: 76.)

Ylivirtasuojauksen mitoituksessa tärkein huomioitava suure on paneelin oikosulkuvirta. Aurinkopaneeli on virtarajoitettu laite, joten sen suurin tuottama virta on oikosulkuvirta.

Oikosulkuvirtaan vaikuttavat lämpötila ja säteilyintensiteetti, joten nämä täytyy myös ottaa huomioon suojausta suunniteltaessa. Vikavirtasuojauksen mitoituksessa tulee huomioida paneelien virtaraja, josta kerrottiin aiemmin kappaleessa 2.3.1. Tämä tulee huomioida myös tilanteissa, joissa paneelistossa on useampi paneeliketju rinnankytkettynä, koska vikavirta on tällöin kaikkien ketjujen summa. (Stapleton & Neill 2012: 120–121.)

### 2.3.5 Muuntaja

Muuntajaa käytetään vaihtosähköjärjestelmissä jännitteen ja virran muuntamiseen. Muuntajalla voidaan muuttaa myös jännitteen vaihekulmaa. Invertteriltä tuleva vaihtosähköjännite on usein pieni, joten muuntajalla jännite nostetaan sen suuruiseksi, että aurinkosähköjärjestelmä voidaan liittää verkkoon.

Muuntajan käämit voidaan kytkeä tähteen (Y, y), kolmioon (D, d) ja jakelujännitteillä voidaan käyttää myös ns. hakatähtikytkentää (Z, z). Näiden lisäksi symbolit N ja n kertovat, mikäli tähtipiste on esillä muuntajan kannella. Yläjännitekäämille käytetään isoa kirjainsymbolia ja muille käämityksille pientä. Vaihekulman muutos ilmaistaan tunnusluvulla, joka on muodostettu 12-tuntisesta kellotaulusta siten, että 1 tunti vastaa 30 asteen vaihesiirtoa. Esimerkiksi tunnusluku 5 ilmaisee, että alajännite on 150 astetta yläjännitettä jäljessä. (Elovaara & Haarla 2011: 142.)

Elovaara ja Haarla (2011: 160) mainitsevat useita eri näkökohtia muuntajaa hankittaessa. Niitä ovat:

- Asennusolosuhteet
- Ympäristön tai jäähdytysväliaineen lämpötila
- Nimellistaajuus
- Mitoitusjännitteet
- Kunkin käämityksen mitoitus-teho eri jäähdytystavoilla

- Kytkentäryhmä
- Kuormitusjakson kuvaus
- Jäähdytystapa
- Oikosulkuimpedanssit ja nollavuoroiset impedanssit.

Mikäli muuntajia käytetään rinnakkain, täytyy varmistua siitä, että yksikään muuntajista ei ylikuormitu. Kaikilla muuntajilla täytyy olla sama kytkentäryhmä ja niiden muunto-suhteiden täytyy olla samat. Mitoitustehot eivät saa poiketa enempää kuin 1:3 suhteessa toisistaan ja suhteellisten oikosulkuimpedanssien on oltava lähellä toisiaan. (Elovaara & Haarla 2011: 150.)

Muuntajassa tapahtuvat häviöt voidaan luokitella kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöiksi. Näiden häviöiden tulisi olla mahdollisimman pienet. Kuormitushäviöt  $P_k$  voidaan laskea

$$P_k = I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2, \quad (9)$$

missä  $I_1$  on ensiökäämin virta,  $R_1$  on ensiökäämin resistanssi,  $I_2$  on toisiökäämin virta ja  $R_2$  on toisiökäämin resistanssi (Aura & Tonteri 1996: 22). Yhtälöstä huomataan, että virtojen kasvaessa myös kuormitushäviöt kasvavat. Tyhjäkäyntihäviöt  $P_0$  saadaan laske-  
kettua

$$P_0 = U_1 I_0 \cos \varphi_0, \quad (10)$$

missä  $U_1$  on ensiöpuolen jännite,  $I_0$  on tyhjäkäyntivirta ja  $\cos \varphi_0$  on tyhjäkäyntitehoker-  
roin (Aura & Tonteri 1996: 25).

Muuntaja sijaitsee usein sähköasemalla. Sähköasemat luokitellaan kytkinlaitoksiin, jois-  
sa yhdistetään ainoastaan saman jännitetason johtoja ja muuntoasemiin, jossa on yksi tai  
useampi muuntaja. Muuntajat ja johdot liitetään sähköasemalla ns. kokoojakiskoihin.  
Liittyminen tehdään kytkinlaitteiden (katkaisija tai erotin) avulla. Katkaisijan kautta lii-  
tetty kisko on pääkisko ja erottimen kautta liitetty kisko on apukisko. Sähköasemalla on

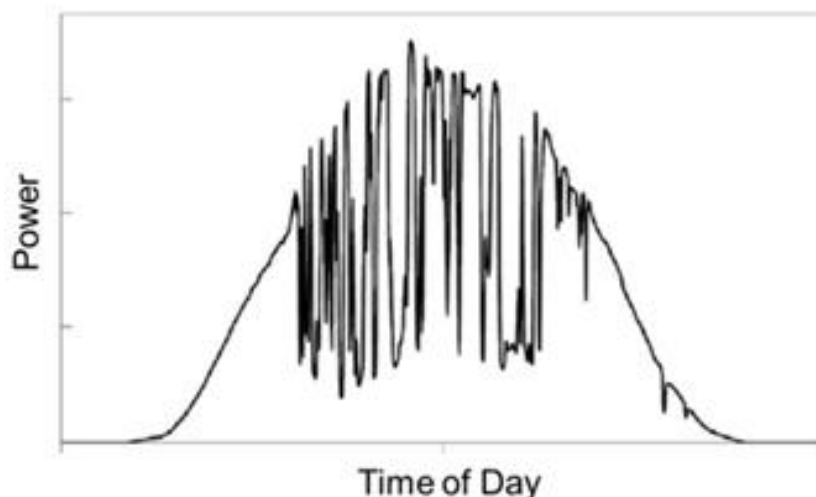
myös virta- ja jännitemuuntajia, jotka välittävät tietoa suojaus- ja valvontalaitteille.  
(Heikkilä 2004.)

### 3 SÄHKÖN VARASTOINTI

#### 3.1 Sähkövarastojen käyttötarkoitukset aurinkosähköjärjestelmässä

##### 3.1.1 Tuotannon siirto ja tasaus

Aurinkosähkön ongelmana on suuri tuotannon vaihtelu, joka riippuu säästä ja päivän- ja vuodenajasta. Esimerkiksi pilvisellä säällä paneelien vastaanottama säteily saattaa vaihdella hyvin voimakkaasti lyhyelläkin aikavälillä, joka vaikuttaa paneelien tuottamaan tehoon. Kuvassa 12 on esimerkkitapaus tuotannon päiväkohtaisesta vaihtelusta.

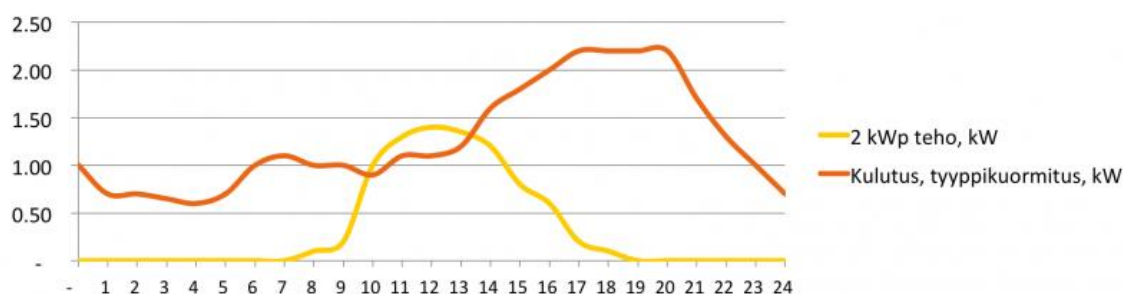


**Kuva 12.** Esimerkki urinkosähköjärjestelmän tuottaman tehon päiväkohtaisesta vaihtelusta. (Energy Storage Association 2016)

Kuvasta 12 havaitaan, että tuotannon vaihtelu saattaa olla todella suurta. Sähkön tuotannon ja kulutuksen tulee olla tasapainossa, että verkon taajuus pysyy mahdollisimman tasaisena. Tuotannon vaihtelu aiheuttaa tehonheilahteluja, jotka aiheuttavat taajuuden heilahteluja sähköverkossa. Tämä taas huonontaa sähkön laatua. Sähkövarastoilla pystytään tasaamaan aurinkosähköjärjestelmän verkkoon syöttämää tehoa. Mikäli järjestel-

män syöttämä teho alenee, sähkövarasto alkaa syöttää verkkoon sähköä. Kun järjestelmä tuottaa paljon tehoa, varastoa voidaan ladata. (Fingrid 2008.)

Aurinkosähköjärjestelmän tuotanto on korkeimmillaan keskipäivällä, kun aurinko on tällöin korkeimmillaan. Kulutushuippu osuu harvoin tähän ajankohtaan. Kuvassa 13 on esitetty 2 kW:n aurinkosähköjärjestelmän tuotto ja erään kahden hengen omakotitalon sähkön kulutus päivän aikana tunnin tarkkuudella.



**Kuva 13.** Aurinkosähköjärjestelmän tuotto (keltainen käyrä) ja omakotitalon kulutus (punainen käyrä). (Vanhanen 2015)

Kuvan tapauksessa sähkön tuotanto on suurempaa kuin kulutus noin klo 10–14 välillä ja tällöin ylijäämä sähkö myydään verkkoon. Ylijäämä sähköstä maksetaan karkeasti kolmasosa kulutuksessa korvatus sähkönn hinnasta. Sähkövarastolla voitaisiin mahdollistaa tässä tapauksessa tuotantohuipun siirto huippukulutushetkille ja ns. kalleimmille tunneille. Tuotannon siirto on mahdollista toteuttaa myös suuressa mittakaavassa. (Partanen 2016; Vanhanen 2015.)

### 3.1.2 Taajuuden ja jännitteen säätö

Mikäli sähköverkossa kulutus on tuotantoa suurempaa, verkon taajuus laskee ja tuotannon ollessa kulutusta suurempaa, verkon taajuus nousee. Esimerkiksi Suomessa verkon taajuus saa vaihdella normaalitilanteessa välillä 49,9–50,1 Hz. Verkossa täytyy olla taajuusohjattua käyttöreserviä sekä taajuusohjattua häiriöreserviä. Taajuusohjatut reservit

ovat nopeasti aktivoituvia pätötehoreservejä, jotka reagoivat automaattisesti taajuuden muutoksiin. Näiden täytyy reagoida sekunti- ja minuuttitasolla. Taajuusohjattuja reservejä voidaan kutsua myös ns. pyöriviksi reserveiksi. Akut pystyvät toimimaan taajuusohjattuna reserveinä nopean vasteajan ansiosta. Helenillä on pilottihanke Helsingin Suvilahdessa, jossa 1,2 MW:n tehoista akustoa käytetään osana taajuusohjattua käyttö- ja häiriöreserviä. Akusto koostuu 15000 litiumioni-akkukennosta ja sen energiakapasiteetti on 600 kWh. (Fingrid 2008; Helen 2016.)

Sähkövaraston verkkovaihtosuuntaajalla pystytään toteuttamaan myös jännitteensäätöä loistehokompensaation avulla. Loistehon nousu aiheuttaa verkossa jännitteen nousun ja loistehon pieneneminen vastaavasti laskee verkon jännitettä. Loistehon kompensointi sähkövarastoilla toteutetaan siten, että jännitteen laskiessa sähkövarasto syöttää verkkoon loistehoa. Tämän ansiosta verkon jännitevaihtelut tasoittuvat. (Nokelainen 2013.) Helenin Suvilahden sähkövarastoa käytetään myös loistehon kompensointiin (Helen 2015).

### 3.2 Akut aurinkosähköjärjestelmässä

Akut koostuvat kahdesta elektrodista ja elektrolyytistä. Toinen elektrodeista on anodi ja toinen katodi. Anodi on hapettava elektrodi, joka lähettää positiivisia ioneja, kun akkua puretaan. Samalla se varautuu negatiivisesti, joten sitä voidaan pitää ulkoisen virtapiirin elektronilähteenä. Samaan aikaan katodi käyttää ulkoisen virtapiirin elektroneja ja anodin lähettämiä positiivisia ioneita. Näin syntyy sähkövirtaa. Akun kapasiteetin tunnus on  $C$  ja yksikkö Ah, eli ampeeritunti. (Ter-Gazarian 2011: 135.)

Erityyppiset akut omaavat erilaisia ominaisuuksia. Seuraavaksi on lueteltu asioita, jotka ovat akkujen toiminnan kannalta tärkeitä (Alanen, Koljonen, Hukari & Saari 2003: 48–49):

- Energiatiheys
- Tehotiheys

- Ulostulojännite ja purkausprofiili
- Lataus-purkauskertojen lukumäärä
- Itsepurkautumisnopeus eli kuinka nopeasti akku menettää potentiaaliaan, kun se on käyttämättömänä ladatussa tilassa.
- Elinikä
- Turvallisuustekijät, vikatilanteiden luonne ja todennäköisyys, materiaalien myrkyllisyys, komponenttien reaktiivisuus, käyttäytyminen oikosulku- tai virran läpilyöntitilanteessa
- Ympäristölliset tekijät, materiaalien myrkyllisyys, materiaalien hävittäminen ja kierrätettävyys
- Toimintaolosuhteet, korkea- tai matalalämpötilakennot, kennojen umpinaisuus tai ilmatiiviyys, paineolosuhteet, mahdollinen biologinen yhteensopivuus
- Hinta.

Uusia akkuja kehitetään jatkuvasti ja kehitystyö keskittyy akkumateriaaleihin, toimintaolosuhteiden laajentamiseen, energia- ja tehotehden ja eliniän lisäykseen sekä valmistusprosesseihin. Akut voidaan jaotella tehoakkuihin ja energia-akkuihin riippuen niiden toimintaperiaatteesta. Tehoakut pystyvät varastoimaan ja tuottamaan suuria, mutta lyhyitä tehopuskureita. Energia-akut on tarkoitettu taas suurten energiamäärien varastointiin jolloin ne tuottavat energiaa pidemmäksi aikaa. (Alanen ym. 2003: 49.)

Lyijy Akku on nykypäivänä edullisin akkutyyppejä. Lyijyakkua käytetään eniten autoissa, mutta sitä voidaan käyttää myös sähkön laatuun liittyvissä sovelluksissa ja pyörivien reservien kanssa. Katodina käytetään lyijyoksidia, anodina lyijyä ja elektrolyytinä rikkihappoa. Lyijyakkun hyvänä puolena edullisuuden lisäksi voidaan pitää sen suurta tehotehettä (autoissa esim. 600 W/kg). Huonoja puolia ovat nopea itsepurkautuminen, pieni energiatehdeys, haitallisuus ympäristölle ja huono kylmäkestävyys. Lyijyakuilla on lisäksi lyhyt elinikä ja ne vaativat aika ajoin myös huoltoa. Lyijyakut ovat painavia, joten niitä käytetään suurimmaksi osaksi stationäärisovelluksissa. (Alanen ym. 2003: 50; Ter-Gazarian 2011: 137.)

Litium on keveytensä ansiosta erinomainen materiaali akuille. Litiumakuissa katodina käytetään metallioksidia, anodina hiiligrafiittia ja elektrolyyttinä esimerkiksi orgaanisia nesteitä tai kiinteitä polymeerejä. Vesiliuosta ei voida käyttää elektrolyyttinä, koska litiumilla on suuri reaktiivisuus. Litiumioniakkuja käytetään eniten kannettavissa sovelluksissa, kuten kännyköissä ja kannettavissa tietokoneissa. Litiumioniakuissa on korkea energiatiheys ja hyötysuhde ja ne ovat pitkäikäisiä. Litiumioniakkujen huonona puolena on ollut korkea hinta, mutta teknologian kehittyessä hinnat ovat alentuneet. Esimerkiksi sähköautoissa käytettävän litiumakun hinta on tutkimusten mukaan alentunut jopa 80 % viimeisten kuuden vuoden aikana. Hintojen laskun ansiosta suuret akut ovat yleistymässä. Yhdysvaltalaisyhtiö Tesla on pystyttänyt Kaliforniaan nimellisteholtaan 20 MW:n ja energiakapasiteetiltaan 80 MWh:n litiumioniakuista koostuvan sähkövaraston, josta riittää yrityksen mukaan sähköä noin 15000 kodille yli neljän tunnin ajaksi. (Alanen ym. 2003: 52–53; Kestävä Energiatalous 23.2.2017; The Guardian 31.1.2017)

Natrium-rikki -akuissa (NaS) anodina toimii nestemäinen natrium (Na) ja katodina nestemäinen rikki (S). Elektrodi erottamiseen on käytetty keraamista beta-alumiinia, joka toimii elektrolyyttinä. Natrium-rikki -akkuja käytetään eniten sähkön kysynnän- ja laadunhallinnassa. Ne ovat tehokkaita ja voivat hetkellisesti tuottaa jopa kuusinkertaisen tehon nimellistehoon verrattuna. (Alanen ym. 2003: 53.)

Nikkeli-kadmium (NiCd) -akut koostuvat nikkelioksidikatodista ja kadmiumanodista. Kaliumhydroksidiliuos (KOH) toimii elektrolyyttinä. Suurempia järjestelmiä voidaan käyttää sähkön kysynnänhallintaan ja häiriötilanteiden sattuessa varareservinä. Nikkeli-kadmium -akut ovat pitkäikäisiä, niissä on suuri purkausnopeus, pieni itsepurkautumisnopeus ja ne kestävät hyvin kylmää. Niiden huonoja puolia ovat pieni tehotiheys, korkea hinta ja käyttöön vaikuttava muistiefekti. Kadmium on lisäksi ympäristölle vaarallista ja myrkyllistä. (Alanen ym. 2003: 50–51.)

Yhdysvaltalainen Aquion Energy on kehittänyt akun, joka on yhtiön mukaan valmistettu täysin ympäristöystävällisistä materiaaleista. Katodina toimii mangaanioksidi ja anodina hiilititaanifosfaattiyhdiste (Carbon Titanium Phosphate Composite). Erikoisuutena on suolaveden (Alkali-ion Saltwater) käyttö elektrolyyttinä. Akkuja voidaan käyttää esimerkiksi kysynnänhallintaan. Yhtiön valmistama akku on täysin huoltovapaa ja pit-

käikäinen ja sen lataus- ja purkausaika on 4–20 tuntia. (Aquion Energy 2016a, Aquion Energy 2016b.)

Virtausakut poikkeavat rakenteeltaan tavanomaisista akuista. Teholähteenä on akkuyksikkö ja energiavarastona toimii elektrolyyttisäiliö. Elektrolyyttejä kierrätetään akkuyksikön ja säiliön välillä, joten elektrolyyttejä voidaan vaihtaa ja regeneroida. Virtausakutyyppejä ovat esimerkiksi redoksivirtausakku ja sinkki-bromi -virtausakku. Virtausakut ovat pitkäikäisiä ja niitä käytetään kuormitusten tasaukseen, varavoimana ja uusiutuvan energian tuotannontasaukseen. (Alanen ym. 2003: 59–65.)

### 3.3 Akun hallintajärjestelmä

Akun hallintajärjestelmä (BMS, Battery Management System), huolehtii akun monitoroinnista, latauksesta ja purkauksesta. Patelin (2006: 206) mukaan akun hallintajärjestelmä valvoo ja säätää seuraavia asioita akkujärjestelmässä:

- Jännite ja virta
- Akun lämpötila ja paine
- Akun varaustila (SOC, state of charge) ja purkaustila (DOD, depth of discharge)
- Lataus- ja purkausnopeus
- Lataus- ja purkauskertojen määrä.

Akun hallintajärjestelmä säätää akuille syötettävää jännitettä ja virtaa. Se katkaisee syötön akulle, mikäli jännite nousee liian korkeaksi tai laskee liian matalaksi. (The Pennsylvania State University 2015.)

Akun lataus- ja purkausnopeutta kuvataan omalla merkinnällä, esim.  $C/10$ . Merkintä kertoo, kuinka kauan akkua pitää ladata tai purkaa, että saavutetaan 100 %:n varaustila tai 100 %:n purkaustila. Esimerkiksi jos 100 Ah akun purkausnopeus on  $C/10$ , saadaan

purkausvirraksi 10 A, jos latausnopeus on  $C/2$ , latausvirta on 50 A jne. (Patel 2006: 186.)

Akun lataus voidaan jakaa kolmeen vaiheeseen:

- Bulkkilataus
- Pienenevän tehon lataus (Taper charge)
- Ylläpitolataus.

Bulkkilatauksen tarkoituksena on ladata akkua nopeasti. Tällä latauksella on tarkoitus saavuttaa yleensä 80–90 % akun varaustilasta. Pienenevän tehon latauksessa latausteho pienenee vähitellen, kunnes akun varaustila on saavutettu haluttuun arvoon. Ylläpitolatauksen tehtävänä on pitää akun varaustila halutulla tasolla, kun akusta ei haluta ottaa tehoa. Tällä estetään itsepurkautumisen vaikutus. (Patel 2006: 204.)

#### 4 MITOITUS JA SIMULOINTIMALLI

Tässä osuudessa tavoitteena on mitoittaa kolme erilaista aurinkosähköjärjestelmää. Ensimmäisen järjestelmän invertteri on ABB:n kolmitasoinen PVS980 2000 kVA ja sen tiedot on saatu valmistajan datalehdessä. Toisessa ja kolmannessa järjestelmässä käytetään kuvitteellista kaksitasoista invertteriä, jonka tiedot ovat arvioituja. Järjestelmä 2 koostuu kahdesta moduulista ja arvot ovat kuumalla jäähdytysnesteellä. Järjestelmä 3 koostuu yhdestä moduulista ja arvot ovat kylmällä jäähdytysnesteellä (Jantunen 2017). Taulukossa 1 on esitetty järjestelmien inverttereiden sähköiset arvot.

**Taulukko 1.** Inverttereiden sähköiset arvot kussakin tarkasteltavassa järjestelmässä. (ABB 2015; Jantunen 2017)

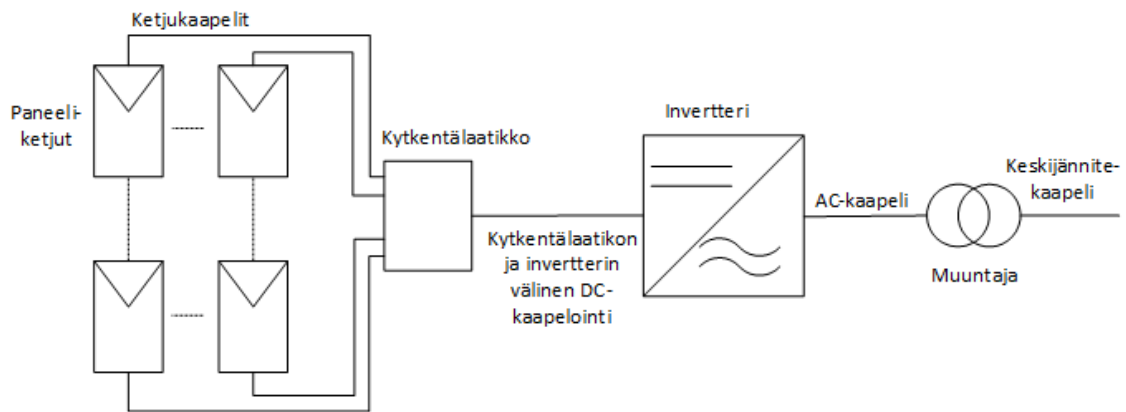
	<b>Järjestelmä 1</b>	<b>Järjestelmä 2</b>	<b>Järjestelmä 3</b>
DC-maksimijännite (V)	1500	1250	1250
MPPT-jännitealue (V)	935–1100	715–1100	715–1100
Näennäisteho (kVA)	2000	2000	1444,4
Päätöteho (kW), $\cos\varphi = 0,9$	1800	1800	1300
Virta (A)	1750	2180	1573
AC-jännite (V)	660	530	530
Hyötysuhde EU (%)	98,6	98	98

Järjestelmissä käytetään SaloSolarin monikidepiipaneelia, jonka malli on 4BB SS330P. Kyseinen paneeli valittiin käytettäväksi siksi, koska Ampnerilla on aikaisempaa yhteistyötä SaloSolarin kanssa. Datalehden mukaan suurin järjestelmäjännite on 1000 V, mutta paneeli valittiin kuitenkin käytettäväksi mitoitukseen suuren tehonsa vuoksi. Paneelin on todettu myös muilta osin soveltuvan mitoittaviin järjestelmiin ja ympäristöön. Taulukossa 2 on mitoituksessa käytetyt arvot, jotka löytyvät paneelin datalehdessä. Lämpötilakertoimet ilmoitettiin datalehdessä  $\%/^{\circ}\text{C}$ , mutta taulukkoon arvot on muutettu jännitteen osalta  $\text{V}/^{\circ}\text{C}$  ja virran osalta  $\text{A}/^{\circ}\text{C}$ .

**Taulukko 2.** Aurinkopaneelin tekniset tiedot. (SaloSolar)

	<b>Arvo</b>
Maksimiteho (W)	330
MPP jännite (V)	37,25
Tyhjäkäyntijännite (V)	45,94
MPP virta (A)	8,86
Oikosulkuvirta (A)	9,41
Tehon lämpötilakerroin (V/°C)	-0,1639
Tyhjäkäyntijännitteen lämpötilakerroin (V/°C)	-0,147
Oikosulkuvirran lämpötilakerroin (A/°C)	0,0052

Kuvassa 14 on havainnollistettu mitoittavien komponenttien sijoittuminen järjestelmässä. Ketjukaapeleihin sisältyvät myös paneelien väliset kaapelit.

**Kuva 14.** Mitoittavien järjestelmien rakenne.

## 4.1 DC-puolen mitoitus

### 4.1.1 Paneeliketjut

Järjestelmän jännite määräytyy sarjaan kytkettyjen aurinkopaneelien määrän mukaan ja koska paneelin jännite riippuu ympäristön lämpötilasta, tulee tämä huomioida paneeliketjua mitoitettaessa. Tässä työssä sijoituspaikaksi valittiin Pohjois-Afrikka. Tarkkoja lämpötilavaihteluita ei ollut saatavilla, joten mitoituksessa käytettiin lämpötilavaihtelua 0–50 °C:n välillä, jota Stapleton & Neill (2012: 129) käyttävät esimerkkilaskelmassaan Australiassa.

Ketjulle lasketaan minimi- ja maksimimäärä paneeleita, jotka invertterin jänniterajat sallivat eri lämpötiloissa. Korkeassa lämpötilassa paneelin jännite on pienimmillään, joten paneelin minimijännite  $U_{\min}$  lasketaan yhtälöstä

$$U_{\min} = U_{\text{mpp}} + (\gamma_{\text{pm}}(T_{\text{max}} - T_{\text{STC}})), \quad (11)$$

missä  $U_{\text{mpp}}$  on paneelin maksimitehopisteen jännite,  $\gamma_{\text{pm}}$  on paneelin tehon lämpötilakerroin,  $T_{\text{max}}$  on paneelin maksimilämpötila ja  $T_{\text{STC}}$  on lämpötila STC:ssä. Paneelin maksimilämpötilaan lisätään 25 °C, mikäli ympäristön lämpötila on suurempi kuin 25 °C. Tämä on standardoitu Australiassa, mutta ei esimerkiksi USA:ssa. (Stapleton & Neill 2012: 128–129.) Tässä tapauksessa lisäys on tehty. Paneelien datalehdissä ei usein kerrota lämpötilakerrointa maksimitehopisteen jännitteelle, joten laskuissa on käytetty maksimitehon lämpötilakerrointa.

Paneelin jännite on korkeimmillaan matalissa lämpötiloissa. Paneelin maksimijännite  $U_{\text{max}}$  lasketaan yhtälöstä

$$U_{\text{max}} = U_{\text{oc}} + (\gamma_{\text{Uoc}}(T_{\text{min}} - T_{\text{STC}})), \quad (12)$$

missä  $U_{\text{oc}}$  on paneelin avoimen piirin jännite,  $\gamma_{\text{Uoc}}$  on tyhjäkäyntijännitteen lämpötilakerroin,  $T_{\text{min}}$  on paneelin minimilämpötila ja  $T_{\text{STC}}$  on lämpötila STC:ssä. Paneelin minimilämpötila on sama, kuin ympäristön minimilämpötila, eli tässä tapauksessa 0 °C.

Paneelin minimijännitteen arvoksi saatiin 29,06 V ja maksimijännitteen arvoksi 49,62 V. Paneelien minimimäärä ketjussa saadaan jakamalla invertterin MPP:n minimijännite paneelin minimijännitteellä ja maksimimäärä saadaan jakamalla invertterin maksimijännite paneelin maksimijännitteellä. Taulukossa 3 on esitetty tulokset eri järjestelmille.

**Taulukko 3.** Paneelien minimi- ja maksimilukumäärät ketjussa eri järjestelmillä.

	Järjestelmä 1	Järjestelmä 2	Järjestelmä 3
Paneelien min. lkm.	33	25	25
Paneelien max. lkm.	30	25	25

Taulukon 3 tuloksista havaitaan, että ensimmäisessä järjestelmässä minimilukumäärä on suurempi kuin maksimilukumäärä. Tämä johtuu invertterin suuresta MPP-alueen minimijännitteestä ja suuresta lämpötilan vaihtelusta. Joidenkin inverttereiden datalehdistä löytyy erikseen minimi- tai käynnistysjännite, joka on usein pienempi kuin MPP-alueen minimijännite. Kyseisen invertterin datalehdessä tätä arvoa ei kuitenkaan ollut. Mitoitusta jatkettiin tässä tapauksessa siten, että paneelien lukumääräksi ketjua kohden valittiin 30, sillä invertterin maksimijännite ei saa ylittyä. Järjestelmissä 2 ja 3 käytetään 25 paneelia ketjussa. Järjestelmässä 1 jännite voi siis vaihdella välillä 872–1489 V ja järjestelmissä 2 ja 3 jännite voi vaihdella välillä 727–1241 V.

#### 4.1.2 Paneelistojen tehot

Järjestelmien tehoja on lähdetty tarkastelemaan invertterien pätötehon mukaan, kun  $\cos\varphi = 0,9$ . Tässä työssä paneelistojen tehot on ylimitoitettu. Paneelistoja lähdettiin mittaamaan siten, että tehot mitoitettiin 130 % invertterin tehosta. Järjestelmä 1:n tehoksi saatiin 2372,76 kW, kun huomioitiin kerroin 1,3 (130 %) ja invertterin maksimihyötysuhde (ks. taulukko 1, s. 38). Tämä jaettiin yhden ketjun teholla, joka tässä tapauksessa oli 30 kertaa yhden paneelin teho, jolloin ketjun tehoksi saatiin 9,9 kW. Koko järjestelmän teho jaettiin yhden ketjun teholla, jolla saatiin ketjujen lukumäärä invertteriä kohden. Tulokseksi saatiin 239,67 ketjua ja tämä pyöristettiin 240:een ketjuun. Paneelien lukumääräksi saatiin täten 7200. Kun tämä kerrotaan paneelin teholla, saadaan järjes-

telmän todellinen teho ja mitoituskerroin. Todelliseksi tehoksi saatiin täten 2,376 MW, joten paneeliston teho oli todellisuudessa 132 % invertterin tehosta.

Järjestelmässä 2 päätettiin käyttää samaa paneelimäärää, mutta pienemmän jännitteen takia ketjuja tarvitaan enemmän. Jakamalla paneelien kokonaislukumäärä yhdessä ketjussa olevien paneelien lukumäärällä saadaan tarvittava määrä ketjuja, joka tässä tapauksessa on 288. Samalla paneelimäärällä teho ja mitoituskerroin pysyivät samoina.

Järjestelmän 3 tulokset saatiin samaan tapaan kuin järjestelmä 1:n tapauksessa. Tässä tapauksessa ketjujen lukumääräksi saatiin 209, joten paneeleita on yhteensä 5225 kappaletta. Tällöin kokonaistehoksi saatiin noin 1,724 MW, jolloin paneeliston teho oli noin 133 % invertterin tehosta.

#### 4.1.3 Kytkentälaatikot

Jännite- ja tehotasojen poikkeavuudet toisistaan vaikuttavat DC-puolen suunnitteluun ja mitoitukseen. Järjestelmän 1 invertterissä on datalehden mukaan 8–32 DC-sisäänmenoa (ABB 2015). Oletetaan että järjestelmissä 2 ja 3 käytettävän invertterin sisäänmenojen lukumäärä on sama. Tällöin kaikkia ketjuja ei voi kytkeä suoraan invertteriin, joten paneeliketjuja täytyy yhdistää kytkentälaatikoissa.

Mitoituksissa käytetään ABB:n 1500 V:n kytkentälaatikkoa. Kytkentälaatikkoja on valittavana erikokoisia DC-sisäänmenojen lukumäärän perusteella. Järjestelmään 1 valitaan 32:n sisäänmenon kytkentälaatikko (ABB 2016), josta käytetään 30 sisäänmenoa. Datalehdessä ei löytynyt 30:n DC-sisäänmenon kytkentälaatikkoa, joten tämän takia valittiin 32:n malli. Tällöin järjestelmään 1 tulee kahdeksan kytkentälaatikkoa. Järjestelmään 2 valitaan myös 32:n sisäänmenon kytkentälaatikko, joista jokainen on käytössä. Tällöin järjestelmässä on yhdeksän kytkentälaatikkoa. Käytettävän kytkentälaatikon maksimiulostulovirta on 320 A (ABB 2016).

Järjestelmässä 3 ketjujen lukumäärä ei ole parillinen, joten vähintään yhteen kytkentälaatikkoon tulee eri määrä ketjuja kuin muihin. Tässä kohtaa päädyttiin valitsemaan kahdeksan kappaletta 28:n sisäänmenon kytkentälaatikkoa, joista seitsemään kytketään 26

ketjua ja yhteen 27 ketjua. Tämän kytkentälaatikon maksimiulostulovirta on 280 A (ABB 2016).

#### 4.1.4 DC-kaapelointi

ABB:n kytkentälaatikoissa jokaiselle ketjulle on toteutettu ylivirtasuojaus sulakkeella, jonka koko on 15 A (ABB 2016). Tätä virtaa on käytettävä mitoitusvirtana ketjukaapelia mitoitettaessa (Sesko Ry 2015: 39). Ylivirtasuojauksen mitoitusvirralle  $I_n$  täytyy lisäksi päteä

$$I_n > 1,5I_{sc} \text{ ja} \quad (13)$$

$$I_n < 2,4I_{sc} \text{ ja} \quad (14)$$

$$I_n \leq I_{\max\_ocpr}, \quad (15)$$

missä  $I_{sc}$  on paneelin oikosulkuvirta ja  $I_{\max\_ocpr}$  on paneelin suurin sallittu sulakkeen nimellisvirta (Sesko Ry 2015: 29). Käytettävän paneelin suurin sallittu sulakkeen nimellisvirta on paneelin datalehden mukaan 15 A (SaloSolar), jolloin yhtälö 15 pätee. Paneelin maksimioikosulkuvirran arvo  $I_{\max}$  50 °C:n lämpötilassa lasketaan:

$$I_{\max} = I_{sc} + (\gamma_{Isc}(T_{\max} - T_{STC})), \quad (16)$$

missä  $I_{sc}$  on paneelin oikosulkuvirta STC-olosuhteissa ja  $\gamma_{Isc}$  on oikosulkuvirran lämpötilakerroin. Sijoittamalla arvot yhtälöön 16 saadaan oikosulkuvirraksi 9,67 A. Sijoittamalla tämän kaavojen 13 ja 14 oikosulkuvirtojen ( $I_{sc}$ ) paikalle, voidaan todeta, että järjestelmän suojaus on toteutettu oikein.

Ketjukaapeliksi on valittu Leonin valmistama BETAflam Solar 125 flex 1500V DC. Asennustapa on ilmassa pinnan päällä siten, että johdot koskettavat toisiaan. Tarkasteltavaksi valittiin kaksi eri poikkipinta-alaista kaapelia. Taulukossa 4 on esitetty näiden kaapelien tekniset tiedot edellä mainitulle asennustavalle.

**Taulukko 4.** Ketjukaapelin tekniset tiedot eri poikkipinta-aloilla. (Leoni 2016)

	Poikkipinta-ala (mm <sup>2</sup> )	
	4	6
Resistanssi (mΩ/m)	5,09	3,39
Kuormitettavuus (A)	45	59

Otetaan huomioon vielä ympäristön lämpötilasta aiheutuva kerroin, joka on datalehden mukaan 50 °C:n lämpötilassa 0,88 (Leoni 2016). Kerrotaan virrat tällä kertoimella, jolloin kuormitettavuus 4 mm<sup>2</sup>:n kaapelille on 39,6 A ja 6 mm<sup>2</sup>:n kaapelille 51,9 A. Molemmat ovat selkeästi enemmän kuin vaadittava 15 A mitoitusvirta.

KytKentälaatikosta invertterille lähtevä virta on kaikkien kytKentälaatikkoihin kytkettyjen ketjujen virtojen summa. Paneelin maksimivirta 9,67 A, joka on koko ketjussa kulkeva virta. Tämä virta kerrottiin jokaisen järjestelmän kytKentälaatikkoihin liitettyjen ketjujen määrällä. Järjestelmässä 1 jokaisesta kytKentälaatikosta lähtevä virta on 290,1 A, järjestelmässä 2 se on 309,44 A ja järjestelmässä 3 seitsemässä 26:n sisäänmenon kytKentälaatikossa 251,42 A ja yhdessä 27:n sisäänmenon kytKentälaatikossa 261,09 A.

KytKentälaatikon ja invertterin väliseksi kaapeliksi valittiin Leonin SOLARpower Alu-ATA kaapeli. Tarkasteluun valittiin kolme eri poikkipinta-alaa. Kaapelin tekniset tiedot löytyvät taulukosta 5.

**Taulukko 5.** KytKentälaatikolta invertterille lähtevän DC-kaapelin tekniset tiedot eri poikkipinta-aloilla. (Leoni 2016)

	Poikkipinta-ala (mm <sup>2</sup> )		
	185	240	300
Resistanssi (mΩ/m)	0,164	0,125	0,1
Kuormitettavuus (A)	383	444	501

Kaapelin kuormitettavuus on ilmoitettu suoraan maahan asennetulle kaapelille. Johtimen lämpötila on tällöin 90 °C, maaperän lämpötila 20 °C ja asennussyvyys 1 m. (Leoni 2016)

Mitoitusvirta laskettiin jokaiselta kytkentälaatikolta lähtevän virran perusteella. Maaperän tyypiksi valittiin kuiva sora tai savi. Ympäroivän maan lämpötilan ollessa 20 °C korjauskerroin on 0,96 ja lämpöresistiivisyyden korjauskerroin kuivalla soralla on 0,85 (Tiainen 2010: 53–54). Mitoitusvirrat saatiin jakamalla kytkentälaatikoiden ulostulovirrat korjauskertoimien tulolla. Lasketut arvot on esitetty taulukossa 6. Järjestelmässä 3 mitoitusvirta on laskettu sen kytkentälaatikon virran perusteella, johon on kytketty 27 paneeliketjua.

**Taulukko 6.** Kytkentälaatikolta lähtevän kaapelin mitoitusvirrat kullekin järjestelmälle.

	<b>KytKentälaatikon kaapelin mitoitusvirta (A)</b>
Järjestelmä 1	355
Järjestelmä 2	379
Järjestelmä 3	320

Datalehdessä ilmoitetut kuormitettavuuden arvot (ks. taulukko 5) on laskettu IEC 60287-standardin mukaan, mutta siinä ei ilmoiteta, onko maaperän lämpöresistiivisyyden korjauskerrointa otettu huomioon (Leoni 2016). Oletetaan, että se on huomioitu, joten vertaamalla laskettuja mitoitusvirtoja datalehden kuormitettavuusvirtoihin jo 185 mm<sup>2</sup>:n kaapeli riittää kuormitettavuudeltaan jokaisessa järjestelmässä.

#### 4.1.5 DC-puolen häviöt

DC-puolen häviöissä on huomioitu ainoastaan kaapelihäviöt. Kaapelien datalehdissä ilmoitetut resistanssit olivat 20 °C:n lämpötilassa ja koska resistanssi on riippuvainen lämpötilasta, arvot muutettiin ketjukaapelille ensin 50 °C:een sopiviksi seuraavasti:

$$R = R_{20}(1 + \alpha\Delta T), \quad (17)$$

missä  $R$  on kaapelin resistanssi/metri,  $R_{20}$  kaapelin resistanssi metriä kohden  $20\text{ °C}$ :n lämpötilassa,  $\alpha$  resistanssin lämpötilakerroin ja  $\Delta T$  lämpötilan muutos. Resistanssin lämpötilakertoimen arvo ketjukaapelille, jonka johdin on kuparia, on  $0,0039\text{ 1/°C}$  (Tammertekniikka 2010: 177). Lämpötilan muutos on tässä tapauksessa  $30\text{ °C}$ , joten resistanssin arvoksi saatiin  $4\text{ mm}^2$ :n kaapelille  $5,67\text{ m}\Omega/\text{m}$  ja  $6\text{ mm}^2$ :n kaapelille  $3,79\text{ m}\Omega/\text{m}$ .

Kaapelien häviöt metriä kohden saatiin kertomalla kunkin kaapelin resistanssi kyseisessä kaapelissa kulkevan virran neliöllä. Puiston layout-suunnitelmaa ei otettu huomioon kaapeleiden pituuksia määritettäessä, joten pituus on jokaiselle ketjun kaapelille ja kytkentälaatikon kaapelille oletettu samaksi. Taulukossa 7 on esitetty tehohäviöt 100 metrin pituisille ketjukaapeleille ja 50 metrin pituisille kytkentälaatikon kaapeleille (Pääkaapeli) jokaisessa eri järjestelmässä eripaksuisilla kaapeleilla.

**Taulukko 7.** Tehohäviöt kullekin järjestelmälle eri poikkipinta-alaisilla DC-kaapeleilla.

Poikkipinta-ala ( $\text{mm}^2$ )		Tehohäviö (kW)		
Ketjukaapeli	Pääkaapeli	Järjestelmä 1	Järjestelmä 2	Järjestelmä 3
4	185	18,25	22,34	15,22
4	240	16,93	20,66	14,22
4	300	16,09	19,58	13,58
6	185	14,03	17,27	11,56
6	240	12,71	15,59	10,56
6	300	11,87	14,52	9,93

Tuloksista havaitaan, että kaapeleiden poikkipinta-alalla on suuri vaikutus järjestelmien tehohäviöihin. Järjestelmässä 1 on selvästi pienemmät häviöt verrattuna järjestelmään 2, koska järjestelmän 1 DC-puolen jännite on suurempi. Järjestelmän 3 tehohäviöt ovat luonnollisesti pienemmät, koska sen teho on selvästi pienempi kuin järjestelmissä 1 ja 2. Todellisuudessa pienemmän jännitteen järjestelmissä ketjukaapelit ovat lyhempiä, koska paneeleita on ketjussa vähemmän, joten niistä aiheutuvat häviöt olisivat pienempiä. Kaikissa järjestelmissä on kuitenkin käytetty samoja johtopituuksia.

#### 4.1.6 DC-puolen jännitteenalenemat

Jännitteenalenemat laskettiin samoilla johtopituuksilla kuin häviöt. Laskennassa käytetty jännitetaso on tässä tapauksessa kussakin järjestelmässä 1100 V, eli MPP-alueen korkein jännite. Tulokset on esitetty taulukossa 8.

**Taulukko 8.** Jännitteenalenemat kullekin järjestelmälle prosentteina eri poikkipinta-alaisilla DC-kaapeleilla.

Poikkipinta-ala (mm <sup>2</sup> )		Jännitteenalenema (%)		
Ketjukaapeli	Pääkaapeli	Järjestelmä 1	Järjestelmä 2	Järjestelmä 3
4	185	1,43	1,46	1,39
4	240	1,33	1,35	1,29
4	300	1,26	1,28	1,23
6	185	1,10	1,13	1,06
6	240	1,00	1,02	0,96
6	300	0,93	0,95	0,90

Jännitteenalenemat riippuvat erityisesti virrasta ja resistanssista, kuten häviötkin, joten poikkipinta-alaltaan suuremmilla kaapeleilla ja pienemmillä virroilla jännitteenalene-  
makin on pienempi. Järjestelmän 3 jännitteenalene-  
man laskuissa on käytetty suurimman  
virran omaavan kytkentälaatikon virtaa.

Käytettävän paneelin datalehdessä johdon paksuudeksi ilmoitetaan 4 mm<sup>2</sup> ja kytkentä-  
laatikon kaapelin suurin koko on ilmoitettu datalehdessä 240 mm<sup>2</sup> (ABB 2016; SaloSo-  
lar). Näillä perusteilla simulointeihin valittiin käytettäväksi kyseisiä kaapelikokoja,  
vaikka isommilla kaapeleilla häviöt ja jännitteenalenemat olisivat olleet pienempiä.

## 4.2 AC-puolen mitoitus

### 4.2.1 AC-kaapelointi

Invertteriltä lähtevän AC-kaapelin mitoitusvirtaa lähdettiin laskemaan invertteriltä lähtevän virran arvoa käyttäen. Järjestelmien paneelitehot ovat ylimitoitettuja invertterin tehoon nähden, mutta invertterit rajoittavat AC-puolen virran suuruutta niin, että maksimivirta ei ylitä. Kaapeliksi valittiin Prysmianin 1,9/3,3 kV yksijohdinkaapeli, jonka johdinmateriaali on kupari. Datalehdessä valittiin tarkasteluun koot 240 mm<sup>2</sup> ja 300 mm<sup>2</sup> ja näiden kaapelien tekniset tiedot on esitetty taulukossa 9.

**Taulukko 9.** Invertteriltä muuntajalle lähtevän AC-kaapelin tekniset tiedot eri poikkipinta-aloilla. (Prysmian 2014)

	<b>Poikkipinta-ala (mm<sup>2</sup>)</b>	
	240	300
Johtimen vaihtovirtaresistanssi (Ω/km)	0,0983	0,0794
Induktanssi (mH/km)	0,312	0,303
Kapasitanssi (μF/km)	0,742	0,824
Kuormitettavuus ilmassa (A)	560	645

Kaapelien kuormitettavuudet eivät ole läheskään riittäviä, kun tarkastellaan järjestelmien invertterien maksimivirtoja. Tästä johtuen jokaiselle vaiheelle päätettiin valita käytettäväksi useita kaapeleita. Tällöin invertterin virta pystyttiin jakamaan käytettävien kaapelien lukumäärällä vaihetta kohti. Järjestelmässä 1 päätettiin käyttää neljää kaapelia/vaihe, järjestelmässä 2 kolme kaapelia/vaihe ja järjestelmässä 3 neljä kaapelia/vaihe. Järjestelmä 2:ssa invertteri koostui kahdesta moduulista, joista lähtee omat kaapeloinnit muuntajalle. Tästä johtuen invertterin kokonaisvirta jaettiin kahdella. Yksittäisten kaapelien kuormitusvirrat kullekin järjestelmälle on esitetty taulukossa 10.

**Taulukko 10.** Invertteriltä lähtevän AC-kaapelin kuormitusvirrat kullekin järjestelmälle.

	<b>Invertteriltä lähtevän AC-kaapelin kuormitusvirta (A)</b>
Järjestelmä 1	437,5
Järjestelmä 2	363,3
Järjestelmä 3	393,3

Kaapelin datalehdessä ympäristön lämpötilakertoimen arvoksi on ilmoitettu 0,88, kun ympäristön lämpötila on 50 °C (Prysmian 2014). Kaapelin asennustavaksi valittiin kaapelitikkaat yhdessä kerroksessa. Kaapeleita on tässä tapauksessa 12 tai 9 vierekkäin jotka koskettavat toisiaan, mutta Tiainen (2010: 54) ei ilmoita korjauskerrointa 12 kaapelille. Kaikissa tapauksissa käytettiin yhdeksän kaapelin korjauskerrointa, joka on 0,78. Järjestelmän 2 laskuissa on oletettu, että kummankin moduulin kaapelit menevät omia reittejään muuntajalle, vaikka kaapeleita todellisuudessa lähtee invertteriltä yhteensä 18 kappaletta. Näillä kertoimilla saadut yksittäisten kaapelien mitoitusvirrat on esitetty taulukossa 11.

**Taulukko 11.** Invertteriltä lähtevän yksittäisen AC-kaapelin mitoitusvirrat kullekin järjestelmälle.

	<b>Invertteriltä lähtevän AC-kaapelin mitoitusvirta (A)</b>
Järjestelmä 1	637
Järjestelmä 2	539
Järjestelmä 3	573

Kuormitettavuuksien perusteella järjestelmiin 1 ja 3 valittiin poikkipinta-alaltaan 300 mm<sup>2</sup> kaapeli, jonka kuormitettavuus on datalehden mukaan 645 A ja järjestelmään 2 valittiin 240 mm<sup>2</sup> kaapeli, jonka kuormitettavuus on 560 A (ks taulukko 9, s. 49).

Taulukossa 12 on esitetty pätötehohäviöt invertterin ja muuntajan väliselle kaapeloinnille 10 metrin pituisella matkalla. Laskuissa on käytetty invertteriltä lähtevän maksimivirran arvoa.

**Taulukko 12.** Invertterin ja muuntajan välisten kaapeleiden poikkipinta-alat ja koko kaapeloinnin pätötehohäviöt kullekin järjestelmälle.

	<b>Yksittäisen kaapelin poikkipinta-ala (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Pätötehohäviö (kW)</b>
Järjestelmä 1	300	1,82
Järjestelmä 2	240	2,34
Järjestelmä 3	300	1,47

#### 4.2.2 Muuntaja

Vaikka järjestelmät ovat ylimitoitettuja, niin invertteri päästää ainoastaan datalehdessä ilmoitetun määrän tehoa verkkoon. Standardissa IEC60075-1 on ilmoitettu suositeltuja muuntajien vakiokokoja ja näihin teholuokkiin sopivat muuntajan tehot ovat 1600 kVA ja 2000 kVA, jotka valittiin käytettäväksi simuloinneissa. (Openelectrical 2012.) Järjestelmässä 1 alajännitepuolen jännite on 0,66 kV ja järjestelmissä 2 ja 3 alajännitepuolen jännite on 0,53 kV. Muuntajan yläjännitepuolen jännitteeksi valittiin kaikissa järjestelmissä 21 kV.

#### 4.2.3 Keskijännitekaapeli

Kullekin järjestelmälle laskettiin, virta joka kulkee keskijännitepuolen kaapelissa. Kyseessä on sama virta, kun muuntajan toisiopuolen virta  $I_2$ , joka saadaan muuntajan muuntosuhteesta

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1}, \quad (18)$$

missä  $U_1$  on muuntajan ensiöpuolen jännite,  $U_2$  on muuntajan toisiopuolen jännite ja  $I_1$  on muuntajan ensiöpuolen virta. Yhtälö ratkaisemalla ja arvot sijoittamalla saatiin kullekin järjestelmälle kuormitusvirta  $I_2$ . Tätä virtaa käytetään mitoitusvirran laskemiseen.

Järjestelmän 1 virran arvo on 55 A, järjestelmän 2 virran arvo on 55,02 A ja järjestelmän 3 virran arvo on 39,69 A. Asennustavaksi valittiin asennustapa D, eli monijohdin-kaapeli maassa ja asennussyvyys 0,7 m (Tiainen 2010: 46). Maaperäksi valittiin kuiva sora, jonka lämpöresistiivisyyden korjauskerroin on 0,85 ja maaperän lämpötilaksi 25 °C, jonka korjauskerroin PEX-eristeiselle kaapelille on 0,93 (Tiainen 2010: 53–54). Mitoitusvirrat kullekin järjestelmälle lasketaan jakamalla virta  $I_2$  korjauskertoimien tuloilla. Lasketut mitoitusvirrat on esitetty taulukossa 13.

**Taulukko 13.** Keskijännitekaapelin mitoitusvirta kullekin järjestelmälle.

	<b>Keskijännitekaapelin mitoitusvirta (A)</b>
Järjestelmä 1	69,6
Järjestelmä 2	69,6
Järjestelmä 3	50,2

Kaapeliksi valittiin Prysmianin 3-johdiminen AHXAMK-W 20 kV -kaapeli. Taulukossa 14 on kyseisen kaapelin tekniset tiedot kolmella eri poikkipinta-alalla.

**Taulukko 14.** Keskijännitekaapelin tekniset tiedot eri poikkipinta-aloilla. (Prysmian 2013)

	<b>Poikkipinta-ala (mm<sup>2</sup>)</b>		
	95	150	185
Vaihejohtimen vaihtovirtaresistanssi ( $\Omega/\text{km}$ )	0,41	0,27	0,21
Induktanssi vaihetta kohti (mH/km)	0,4	0,37	0,36
Kapasitanssi ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )	0,21	0,24	0,26
Kuormitettavuus maassa (A)	235	300	330

Vertaamalla taulukon 13 mitoitusvirran arvoja taulukon 14 kuormitettavuuteen, havaitaan, että jo 95 mm<sup>2</sup> kaapeli on kuormitettavuudeltaan riittävä jokaiseen järjestelmään. Tarkastellaan eri paksuisten kaapelien häviöitä eri järjestelmissä. Taulukossa 15 on laskettu pätötehohäviöt kunkin järjestelmän tapauksissa eripaksuisilla johdoilla. Häviöt on

laskettu 1 km johtopituudelle ja virtana käytetty kuormitusvirtaa  $I_2$ , joka on laskettu yhtälöllä 18.

**Taulukko 15.** Keskijännitekaapelin pätötehohäviöt eri poikkipinta-alaisilla johdoilla kussakin järjestelmässä.

Poikkipinta-ala (mm <sup>2</sup> )	Pätötehohäviö (kW)		
	Järjestelmä 1	Järjestelmä 2	Järjestelmä 3
95	3,72	3,72	1,94
150	2,45	2,45	1,28
185	1,91	1,91	0,99

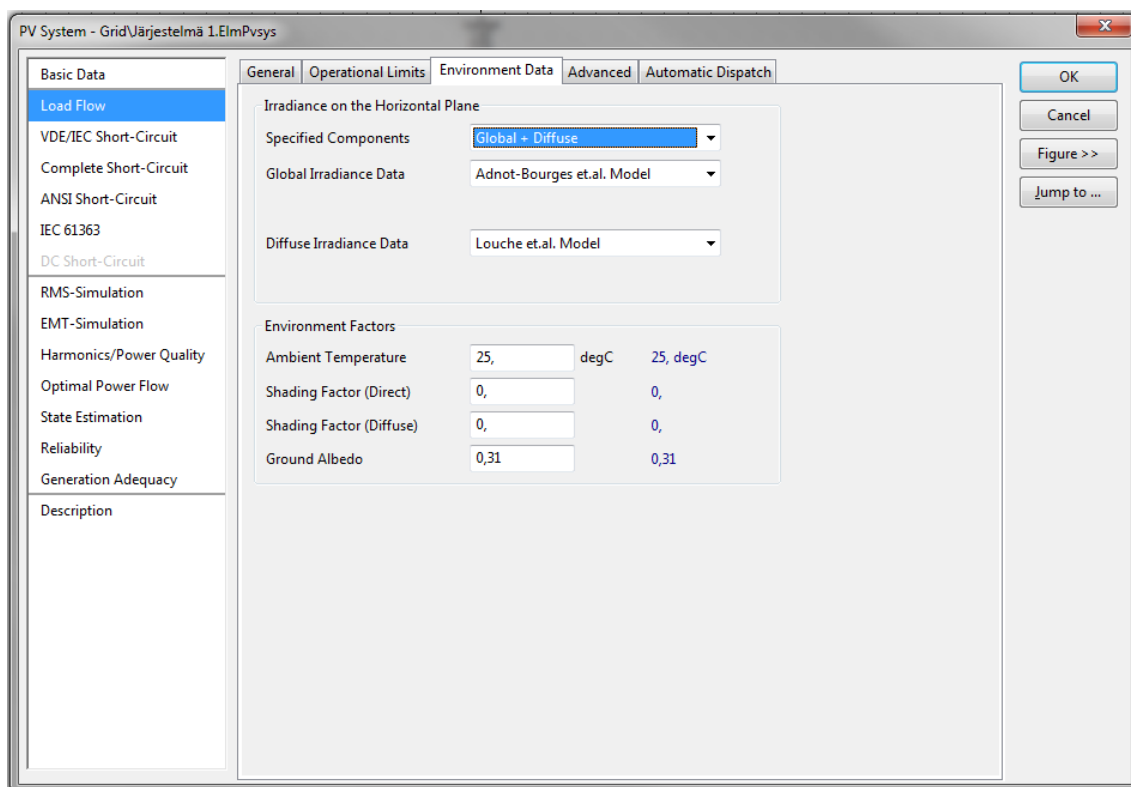
Häviölaskujen perusteella simulointeihin päätettiin valita poikkipinta-alaltaan 185 mm<sup>2</sup> kaapeli, koska tällöin häviöt ovat selvästi pienemmät verrattuna pienempiin kaapeleihin. Kyseistä kaapelia päätettiin käyttää jokaisessa järjestelmässä.

#### 4.3 Simulointimallin rakentaminen

Simulointimalli rakennettiin DigSilent PowerFactory-ohjelmalla. Aurinkosähköjärjestelmiä kuvattiin ohjelmasta löytyvällä valmiilla PV System -lohkolla. Lohkoon määritettiin ensin paneelityyppi. Ohjelmasta löytyi joitain valmiita paneelityyppejä, mutta mallia varten tehtiin uusi paneelityyppi, jonka arvot otettiin samasta SaloSolarin paneelista, jota käytettiin mitoitusosuudessa (ks. taulukko 2, sivu 39). Seuraavaksi määritettiin paneelien lukumäärät jokaiseen järjestelmään. Järjestelmässä 1 ja 2 oli siis 7200 paneelia ja järjestelmässä 3 paneeleita oli 5225. Välilehteen määritettiin myös rinnankytkettyjen inverttereiden lukumäärää (jokaisessa järjestelmässä yksi), sekä nimellisteho ja tehokerroin (ks. taulukko 1, s. 38). Nimellistehona käytettiin taulukosta 1 näennäistehon arvoa. Järjestelmien sijainniksi valittiin Pohjois-Afrikka (31° N, 7° E), joka valittiin satunnaisesti. Sijaintitiedot määritettiin PV System -lohkon jälkeiseen kiskoon. Atsimuutikulmaksi määritettiin 0 astetta ja kallistuskulmaksi 30 astetta. Ohjelman PV System-lohko ei huomioi DC-puolen häviöitä, joten ne huomioitiin, kun määritettiin lohkon in-

vertterin hyötysuhdetta. Järjestelmän 1 hyötysuhteeksi saatiin 97,8973 %, järjestelmän 2 hyötysuhteeksi 97,1480 % ja järjestelmän 3 hyötysuhteeksi 97,1918 %.

Kullekin järjestelmälle asetettiin samat ympäristötekijät PV System-lohkon Environment Data -välilehteen. Kuvassa 15 on esitetty määritellyt olosuhteet ja laskentamenetelmät.

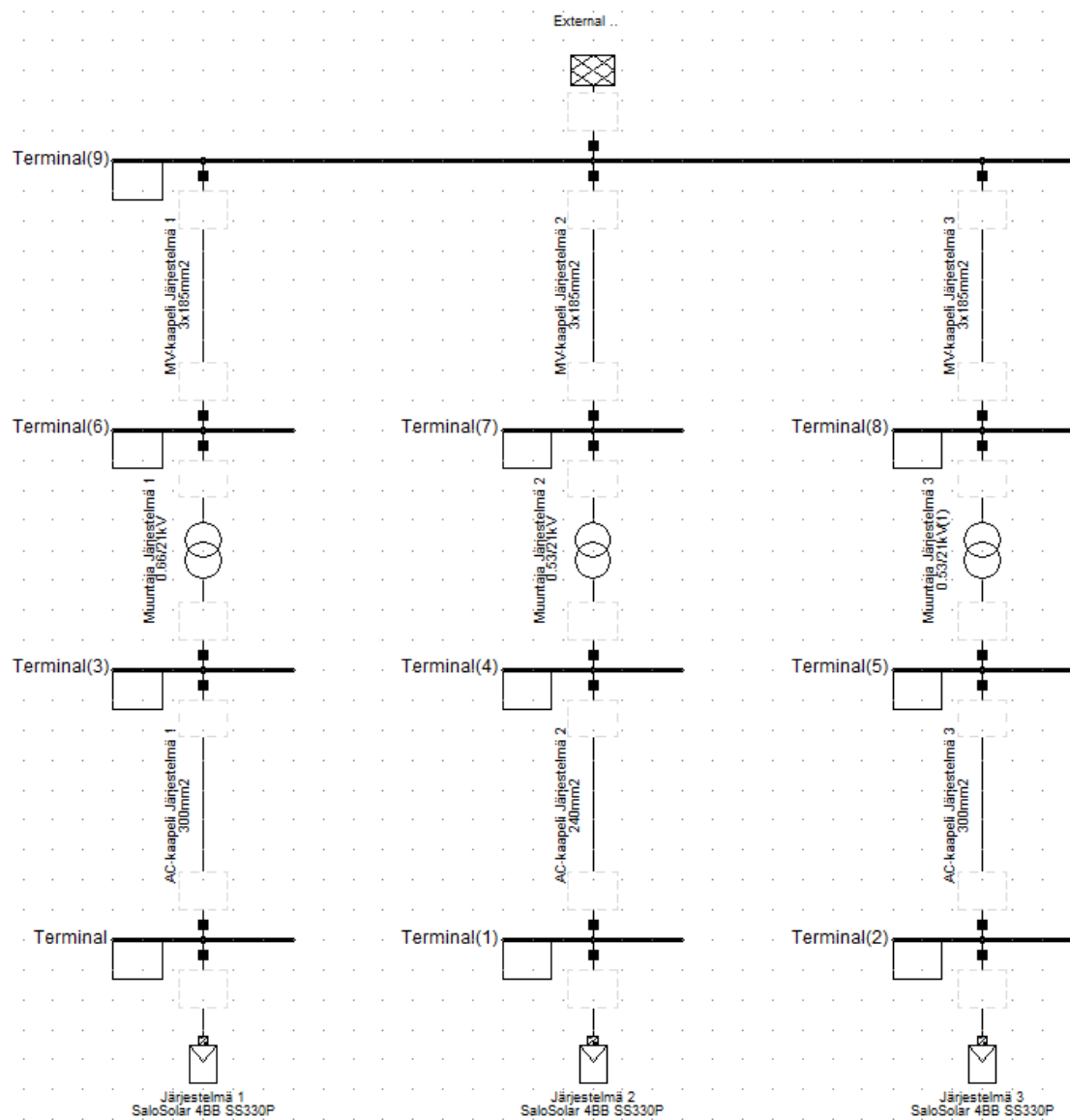


**Kuva 15.** PV-System lohkon Environment Data -välilehden tiedot simulointimallissa.

PV System -lohkolta malli jatkuu invertterin ja muuntajan välisellä AC-kaapelilla. Simulointimallia varten tehtiin kaksi uutta johtotyyppiä mitoitusosuudessa käytetyn Prysmianin 1,9/3 kV:n kaapelin datalehdien arvojen perusteella (ks. Taulukko 9, sivu 48). Kaapelien Basic Data -välilehdellä määritettiin jokaisen järjestelmän rinnakkaisten johtojen määrä vaihetta kohden. Järjestelmässä 1 lukumäärä oli neljä, järjestelmässä 2 kuusi ja järjestelmässä 3 neljä. Täten saatiin sama määrä johtimia kuin mitoitusosuudessa.

Eri järjestelmien muuntajien arvot poikkesivat toisistaan ainoastaan tehon ja alajännitepuolen kohdalla. Kaikkien muuntajien kytkentäryhmäksi valittiin Dyn11. Muuntajan Basic Data -välilehdelle muuntajan reaktanssin arvoksi määritettiin 0,06 p.u. ja resistanssin arvoksi 0,00875 p.u.. Load Flow -välilehdelle No Load Current:in arvoksi määritettiin 0,1 % ja No Load Losses:in arvoksi 2,25 kW.

Keskijännitekaapelille määritettiin ohjelmaan kaapelin datalehden tietojen perusteella (ks. taulukko 14, sivu 51). Kyseistä kaapelia käytettiin kaikkien järjestelmien kohdalla. Kussakin järjestelmässä kaapelin pituus oli 1 km ja asennustapa maassa. Kaikki järjestelmät yhdistettiin lopulta samaan kiskoon, joka kytkettiin External Grid -lohkoon. Kuvassa 16 on simulointia varten rakennettu malli kokonaisuudessaan.



**Kuva 16.** Simulointimallien rakenne DigSilent PowerFactory -ohjelmassa.

#### 4.3.1 Energiantuotannon mallinnus

Energian tuotantoa mallinnettiin ohjelman Quasi-Dynamic Simulation -menetelmällä, joka suorittaa tehonjakolaskelmia käyttäjän määrittelemällä ajanjaksolla ja aikavälillä. Jokaisen järjestelmän PV System -lohkoon määritettiin myös loistehon säätö External Station Controllerilla. Tämän tarkoitus oli säätää invertterin tuottamaa loistehoa siten, että jokaisessa järjestelmässä muuntajan jälkeisen 21 kV:n kiskon loistehon arvo on nol-

la. PV System-lohkossa määritettiin myös käytettäväksi Solar Calculation -menetelmää, joka huomioi Environment Data -välilehteen (ks. kuva 15) valitut laskentamallit ja ympäristötekijät.

#### 4.3.2 Tehonjakolaskenta

Tehonjakolaskentaa varten Solar Calculation -menetelmä vaihdettiin Active Power Input -menetelmään, jolloin järjestelmät eivät käytä Environment Data -välilehteen asetettuja laskentamalleja ja ympäristötekijöitä. Invertterin hyötysuhdetta ei myöskään tällöin huomioida simuloinnissa. Tällöin kukin järjestelmä syöttää verkkoon tasaisesti sen verran tehoa, kun lohkoissa on määritetty. Järjestelmien 1 ja 2 pätötehot ovat 1,8 MW ja järjestelmän 3 pätöteho on 1,3 MW. Ensimmäisessä tehonjaon laskennan tapauksessa loistehon säätö otettiin pois käytöstä ja toisessa tapauksessa se kytkettiin päälle. Loistehon säätö toteutettiin samalla tavalla kuin energiantuotannon simuloinnissa, eli muuntajan jälkeisen kiskon loistehon arvo oli nolla.

## 5 SIMULOINTIEN TULOKSET

### 5.1 Energiantuotannon simuloinnin tulokset

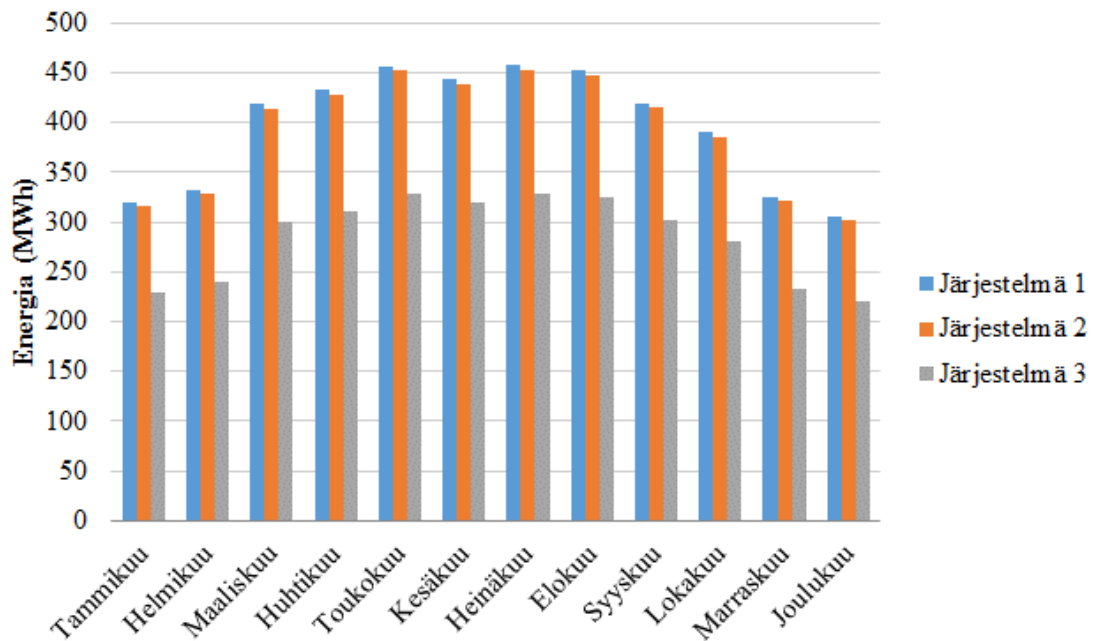
Tässä osuudessa kunkin järjestelmän energiantuotanto simuloitiin yhden kalenterivuoden ajan. Simuloinnin ajanjaksoksi valittiin 1.1.–31.12.2015 ja laskenta-aikaväliksi yksi tunti. Jokaisen järjestelmän invertteriltä lähtevät energiat kuukausittain on esitetty taulukossa 16.

**Taulukko 16.** Invertteriltä lähtevän energian määrät kullekin järjestelmälle.

	Energia (MWh)		
	Järjestelmä 1	Järjestelmä 2	Järjestelmä 3
Tammikuu	323,2	320,7	232,8
Helmikuu	335,7	333,1	241,9
Maaliskuu	422,5	419,7	304,5
Huhtikuu	436,8	434,3	314,9
Toukokuu	461,5	458,8	332,7
Kesäkuu	447,7	445,1	322,7
Heinäkuu	462,0	459,3	333,1
Elokuu	456,6	453,9	329,2
Syyskuu	423,5	421,1	305,3
Lokakuu	394,0	391	283,9
Marraskuu	327,9	325,4	236,2
Joulukuu	309,0	306,6	222,6
<b>Yhteensä</b>	<b>4800</b>	<b>4769</b>	<b>3460</b>

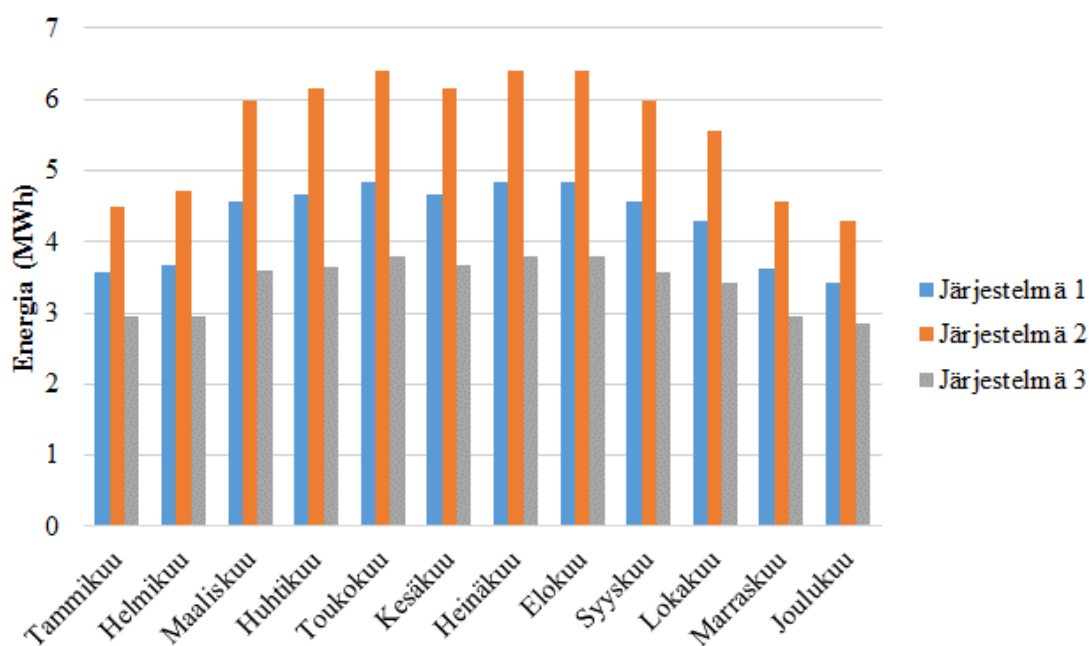
Tuloksista havaitaan, että suuremmalla järjestelmäjännitteellä energian tuotanto on parempaa. Aurinkovoimalan käyttöikä on kuitenkin pitkä, jopa 30 vuotta, ja paneelien energian tuotanto laskee vuosien kuluessa, joten pitkällä aikavälillä tarkasteltaessa vuosittainen energian tuotanto tulisi laskemaan. Kuvassa 17 on esitetty kunkin järjestelmän

tuottamat energiamäärät AC-puolen häviöt huomioituna. Samat tulokset on esitetty taulukon muodossa liitteessä 1.



**Kuva 17.** Järjestelmien tuottamat energiat kuukausittain AC-puolen häviöt huomioituna.

Taulukon 16 ja kuvan 17 energiamäärien perusteella laskettiin kunkin järjestelmän energiahäviöt invertterin ja keskijännitekaapelin loppupään välillä. Tulokset on esitetty kuvassa 18. Samat tulokset on esitetty taulukon muodossa liitteessä 2.



**Kuva 18.** Järjestelmien AC-puolen energiahäviöt kuukausittain.

Tulokset puoltavat teoriaa siitä, että suuremmalla jännitteellä energiahäviöt ovat pienemmät. Edellä mainitut energiahäviöt ovat ainoastaan AC-puolella tapahtuvia häviöitä, joten ne eivät ole missään järjestelmässä kovin suuria. DC-puolen jännitetason vaikutusta energiahäviöihin arvioitiin vielä karkeasti tekemällä energiantuotannon simulointi, kun inverttereiden hyötysuhteeksi määritettiin 100 %. Tällöin inverttereiltä lähtevän kokonaisenergian määrästä vähennettiin aikaisemmista tuloksista (ks. taulukko 16) saadut kokonaisenergiat, jonka avulla saatiin DC-puolen häviöt. Järjestelmän 1 tasajännitepuolen häviöt olivat noin 86 MWh ja järjestelmässä 2 tasajännitepuolen häviöt olivat noin 117 MWh ja järjestelmässä 3 noin 83 MWh. Kaikkien järjestelmien yhteenlasketut energiahäviöt on esitetty taulukossa 17.

**Taulukko 17.** Järjestelmien yhteenlasketut energiahäviöt vuoden aikana.

	<b>Energiahäviöt (MWh)</b>
Järjestelmä 1	137,6
Järjestelmä 2	184,1
Järjestelmä 3	124,0

Järjestelmän 3 energiahäviöt ovat prosentuaalisesti pienemmät verrattaessa järjestelmän 2 häviöihin. Tästä voidaan päätellä, että mikäli järjestelmässä käytetään pienempää jännitettä, niin paneeliston teho kannattaa pitää myös pienempänä.

Taulukon 17 perusteella voidaan laskea energiahäviöiden takia menetetty rahallinen hyöty. Nordpoolin mukaan sähköenergian keskihinta vuonna 2015 Suomessa oli 29,66 €/MWh (Nordpool 2016). Vaikka simulointien sijaintipaikka oli Pohjois-Afrikka, niin laskuissa käytettiin silti Nordpoolin ilmoittamaa keskihintaa. Taulukossa 18 on häviöiden aiheuttama rahallinen menetys kullekin järjestelmälle vuoden ajalta.

**Taulukko 18.** Energiahäviöistä aiheutuva rahallinen menetys kullekin järjestelmälle.

	<b>Rahallinen menetys</b>
Järjestelmä 1	4081 €
Järjestelmä 2	5460 €
Järjestelmä 3	3677 €

Taulukosta 18 havaitaan, että järjestelmässä 1 taloudelliset menetykset ovat pienemmät järjestelmään 2 verrattuna. Järjestelmän 3 taloudelliset menetykset ovat pienimmät, mutta tämä johtuu pienemmästä tehosta, jonka seurauksena häviöt ovat suuruudeltaan pienempiä. Näistä voidaan päätellä, että suuremmalla järjestelmäjännitteellä taloudelliset menetykset ovat pienemmät. Vuoden ajanjaksolla rahallinen menetys ei ole suuri näin pienillä järjestelmillä, mutta aurinkovoimalan käyttöikä saattaa olla kuitenkin jopa 30 vuotta, joten siihen suhteutettuna rahallinen menetys voi olla hyvinkin suuri. Tarkastellaan eri jännitetasojen kumulatiivisia kassavirtoja diskontattuna 20 MW:n järjes-

telmälle. Laskentakoroksi määritettiin 5 % ja vertailuun valittiin järjestelmä 1 ja järjestelmä 2. Energian tuotto on saatu simuloinneista ja oletetaan, että energian tuotanto pienenee 0,5 % vuodessa paneelien ikääntymisen seurauksena. Tilannetta on tarkasteltu kahdella eri sähkön myyntihinnalla ja kolmena eri ajanjaksona. Tulokset on esitetty taulukossa 19, kun myytävän sähkön hinta on 30 €/MWh. Taulukossa 20 on tulokset sähkön hinnan ollessa 90 €/MWh.

**Taulukko 19.** Kumulatiiviset tulot ja niiden erotukset eri järjestelmillä eri ajanjaksoilla sähkön myyntihinnan ollessa 30 €/MWh.

Ajanjakso	Järjestelmä 1	Järjestelmä 2	Erotus
20 vuotta	17,07 M€	16,90 M€	170 k€
25 vuotta	19,15 M€	18,97 M€	180 k€
30 vuotta	20,75 M€	20,54 M€	210 k€

**Taulukko 20.** Kumulatiiviset tulot ja niiden erotukset eri järjestelmillä eri ajanjaksoilla sähkön myyntihinnan ollessa 90 €/MWh.

Ajanjakso	Järjestelmä 1	Järjestelmä 2	Erotus
20 vuotta	51,21 M€	50,71 M€	500 k€
25 vuotta	57,46 M€	56,90 M€	560 k€
30 vuotta	62,24 M€	61,63 M€	610 k€

Taulukoiden 19 ja 20 tuloksista havaitaan, että suuremmalla jännitetasolla saavutetaan selkeästi suurempi taloudellinen hyöty verrattuna matalampaan jännitetasoon. Energian hinnan ollessa korkea, pitkällä aikavälillä pienemmän jännitetason käyttö aiheuttaa suuret taloudelliset menetykset. Tulokset puoltavat korkeamman jännitetason käyttöä.

## 5.2 Tehonjakolaskennan tulokset

Energian tuotannon mallintamisen jälkeen järjestelmille suoritettiin tehonjakolaskenta. Tehonjakolaskennassa saadut virrat, pätötehot, loistehot ja pätötehohäviöt kussakin järjestelmässä on esitetty taulukoissa 21, 22 ja 23.

**Taulukko 21.** Tehonjakolaskennan tulokset järjestelmässä 1.

	<b>Virta (A)</b>	<b>Pätöteho (MW)</b>	<b>Loisteho (Mvar)</b>	<b>Pätötehohäviö (kW)</b>
Järjestelmä 1 (PV System -lohko)	1692	1,8	0,872	-
AC-kaapeli	1692	1,798	0,87	1,71
Muuntaja	53	1,78	0,758	18,68
MV-kaapeli	53	1,778	0,757	1,78

**Taulukko 22.** Tehonjakolaskennan tulokset järjestelmässä 2.

	<b>Virta (A)</b>	<b>Pätöteho (MW)</b>	<b>Loisteho (Mvar)</b>	<b>Pätötehohäviö (kW)</b>
Järjestelmä 2 (PV System -lohko)	2098	1,8	0,872	-
AC-kaapeli	2099	1,798	0,870	2,17
Muuntaja	53	1,771	0,759	27,36
MV-kaapeli	53	1,769	0,758	1,76

**Taulukko 23.** Tehonjakolaskennan tulokset järjestelmässä 3.

	<b>Virta (A)</b>	<b>Pätöteho (MW)</b>	<b>Loisteho (Mvar)</b>	<b>Pätötehohäviö (kW)</b>
Järjestelmä 3 (PV System -lohko)	1526	1,3	0,630	-
AC-kaapeli	1526	1,299	0,628	1,39
Muuntaja	38	1,286	0,555	13,04
MV-kaapeli	38	1,285	0,554	0,93

Tehonjakolaskennan pätötehohäviöiden tulokset vastaavat suhteellisen hyvin edellä mitoituksen yhteydessä laskettuja arvoja. Suurimmat erot aiheutuivat invertterien virroista, koska simulointimallin virta poikkesi invertterin datalehden maksimivirrasta. Tehohäviölaskuissa käytettiin kunkin invertterin datalehdessä ilmoitettua maksimivirtaa. Koska virrat poikkeavat jo simulointimallin alussa lasketuista arvoista, aiheuttaa se muihinkin verkon osiin poikkeavuutta virroissa ja tehoissa. Taulukossa 24 on esitetty yhteenlasketut pätötehohäviöt kullekin järjestelmälle, kun simulointien tuloksiin on lisätty myös DC-puolen laskennalliset pätötehohäviöt (ks. taulukko 7, sivu 46).

**Taulukko 24.** Kokonaispätötehohäviöt jokaisessa järjestelmässä.

	<b>Pätötehohäviöt (kW)</b>
Järjestelmä 1	39,10
Järjestelmä 2	51,95
Järjestelmä 3	29,58

Taulukosta 24 voidaan havaita, että kokonaispätötehohäviöt ovat selvästi pienempiä järjestelmässä 1 verrattuna pienemmän jännitteen omaavaan järjestelmään 2. Järjestelmässä 3 pätötehohäviöt ovat prosentuaalisesti pienemmän verrattuna saman jännitetason omaavaan järjestelmään 2. Tämä puoltaa suuremman jännitetason käyttöä isommissa järjestelmissä.

Tehonjakolaskennassa tarkasteltiin myös kiskojen jännitteitä. Taulukoissa 25, 26 ja 27 on esitetty järjestelmien kiskojen nimellisjännitteet ja tehonjakolaskussa saadut jännitteiden arvot.

**Taulukko 25.** Järjestelmän 1 kiskojen jännitteet.

	<b>Nim. jännite (kV)</b>	<b>Jännite (kV)</b>
Terminal	0,66	0,682
Terminal (3)	0,66	0,682
Terminal (6)	21	21,022

**Taulukko 26.** Järjestelmän 2 kiskojen jännitteet.

	<b>Nim. jännite (kV)</b>	<b>Jännite (kV)</b>
Terminal (1)	0,53	0,55
Terminal (4)	0,53	0,55
Terminal (7)	21	21,022

**Taulukko 27.** Järjestelmän 3 kiskojen jännitteet.

	<b>Nim. jännite (kV)</b>	<b>Jännite (kV)</b>
Terminal (2)	0,53	0,546
Terminal (5)	0,53	0,546
Terminal (8)	21	21,016

Tuloksista huomataan, että jokaisessa kiskossa on pientä jännitteennousua. Tämä johtuu loistehosta, jota ei tehonjakolaskennan ensimmäisessä tapauksessa kompensoitu, kuten energian tuotannon mallinnuksessa. Toinen syy jännitteennousuun on aurinkosähköjärjestelmien verkkoon syöttämä teho.

Tehonjakolaskenta tehtiin vielä siten, että loistehon kompensointi kytkettiin päälle kullekin järjestelmälle. Järjestelmien virrat, pätötehot, loistehot ja pätötehohäviöt on esitetty taulukoissa 28, 29 ja 30 ja taulukossa 31 on esitetty kokonaispätötehohäviöt kullekin järjestelmälle, kun DC-puolen laskennalliset häviöt on myös huomioitu (ks. taulukko 7, sivu 46).

**Taulukko 28.** Tehonjakolaskennan tulokset järjestelmässä 1 loistehokompensoinnilla.

	<b>Virta (A)</b>	<b>Pätöteho (MW)</b>	<b>Loisteho (Mvar)</b>	<b>Pätötehohäviö (kW)</b>
Järjestelmä 1 (PV System -lohko)	1560	1,8	0,097	-
AC-kaapeli	1560	1,799	0,095	1,45
Muuntaja	49	1,782	0	16,17
MV-kaapeli	49	1,781	0,028	1,51

**Taulukko 29.** Tehonjakolaskennan tulokset järjestelmässä 2 loistehokompensoinnilla.

	<b>Virta (A)</b>	<b>Pätöteho (MW)</b>	<b>Loisteho (Mvar)</b>	<b>Pätötehohäviö (kW)</b>
Järjestelmä 1 (PV System -lohko)	1934	1,8	0,096	-
AC-kaapeli	1934	1,798	0,094	1,84
Muuntaja	49	1,775	0	23,53
MV-kaapeli	49	1,773	0,028	1,49

**Taulukko 30.** Tehonjakolaskennan tulokset järjestelmässä 3 loistehokompensoinnilla.

	<b>Virta (A)</b>	<b>Pätöteho (MW)</b>	<b>Loisteho (Mvar)</b>	<b>Pätötehohäviö (kW)</b>
Järjestelmä 3 (PV System -lohko)	1404	1,3	0,064	-
AC-kaapeli	1404	1,299	0,062	1,17
Muuntaja	35	1,288	0	11,34
MV-kaapeli	35	1,287	0,029	0,79

**Taulukko 31.** Kokonaispätötehohäviöt jokaisessa järjestelmässä loistehokompensoinnilla.

	<b>Pätötehohäviöt (kW)</b>
Järjestelmä 1	36,06
Järjestelmä 2	47,52
Järjestelmä 3	27,52

Tuloksista havaitaan, että loistehon kompensoinnin ansiosta pätötehohäviöt pienenevät selvästi kaikissa järjestelmissä. Myös virrat ja loistehot pienenevät. Muuntajan yläjännitepuolen kiskossa loisteho oli nolla kussakin järjestelmässä, joten loistehon säätö toimi oikein. Tarkastellaan kiskojen jännitteitä loistehokompensoinnilla. Taulukoissa 32, 33 ja 35 on esitetty kiskojen nimelliset jännitteet ja simulointien antamat jännitteet.

**Taulukko 32.** Järjestelmän 1 kiskojen jännitteet loistehokompensoinnilla.

	<b>Nim. jännite (kV)</b>	<b>Jännite (kV)</b>
Terminal	0,66	0,667
Terminal (3)	0,66	0,667
Terminal (6)	21	21,018

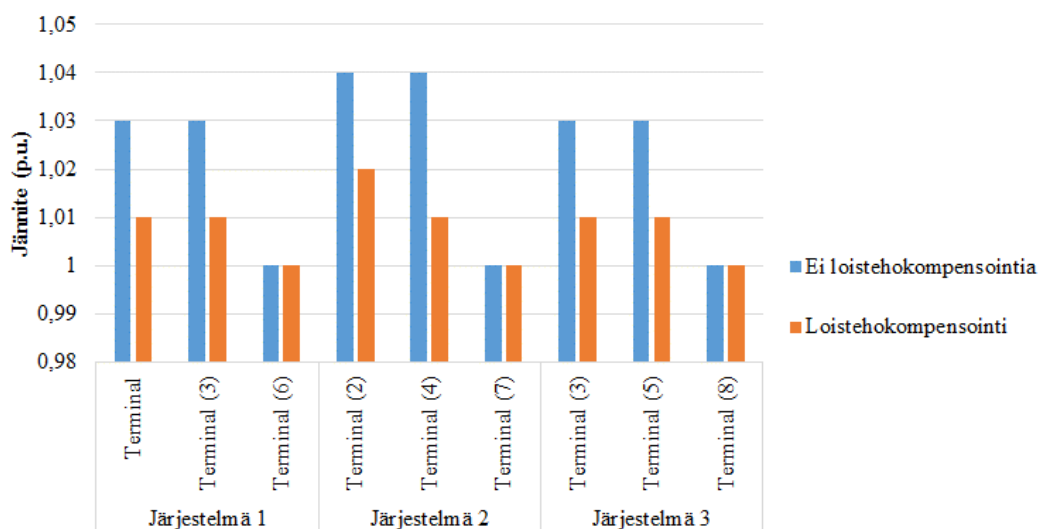
**Taulukko 33.** Järjestelmän 2 kiskojen jännitteet loistehokompensoinnilla.

	<b>Nim. jännite (kV)</b>	<b>Jännite (kV)</b>
Terminal (1)	0,53	0,538
Terminal (4)	0,53	0,538
Terminal (7)	21	21,018

**Taulukko 34.** Järjestelmän 3 kiskojen jännitteet loistehokompensoinnilla.

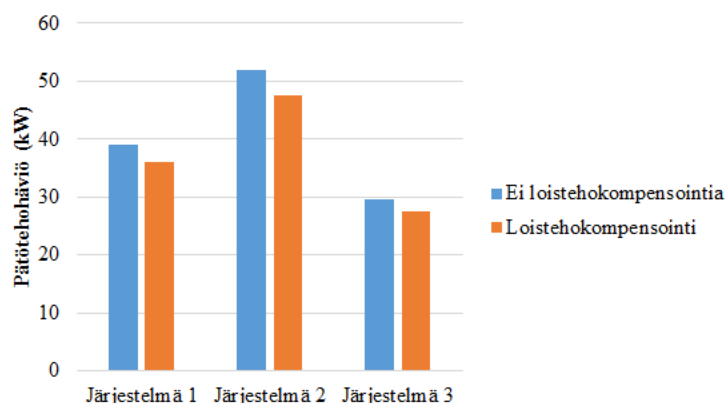
	<b>Nim. jännite (kV)</b>	<b>Jännite (kV)</b>
Terminal (2)	0,53	0,535
Terminal (5)	0,53	0,535
Terminal (8)	21	21,013

Taulukoiden tuloksista havaitaan, että loistehon pienenemisen ansiosta kiskojen jännitteiden nousu ei ollut niin suurta, kuin ilman loistehon kompensointia. Tämä päti kaikissa järjestelmissä. Kuvassa 19 on esitetty kiskojen jännitteet suhteellisina arvoina ilman loistehokompensointia ja loistehokompensoinnin kanssa.



**Kuva 19.** Järjestelmien kiskojen jännitteet suhteellisarvoina ilman loistehokompensointia ja loistehokompensoinnin kanssa.

Kuvasta 19 havaitaan, että jokaisessa järjestelmässä muuntajan yläjännitepuolen kiskojen jännitteet ovat suhteellisarvoiltaan samat riippumatta onko loistehokompensointi päällä. Tämä johtuu jännite-erojen suhteellisesta pienuudesta. Kuvassa 20 on vielä esitetty järjestelmien pätötehohäviöt ilman loistehokompensointia ja loistehokompensoinnin kanssa. Kuvaajissa on huomioitu myös DC-puolen häviöt.



**Kuva 20.** Eri järjestelmien pätötehohäviöt ilman loistehokompensointia ja loistehokompensoinnin kanssa

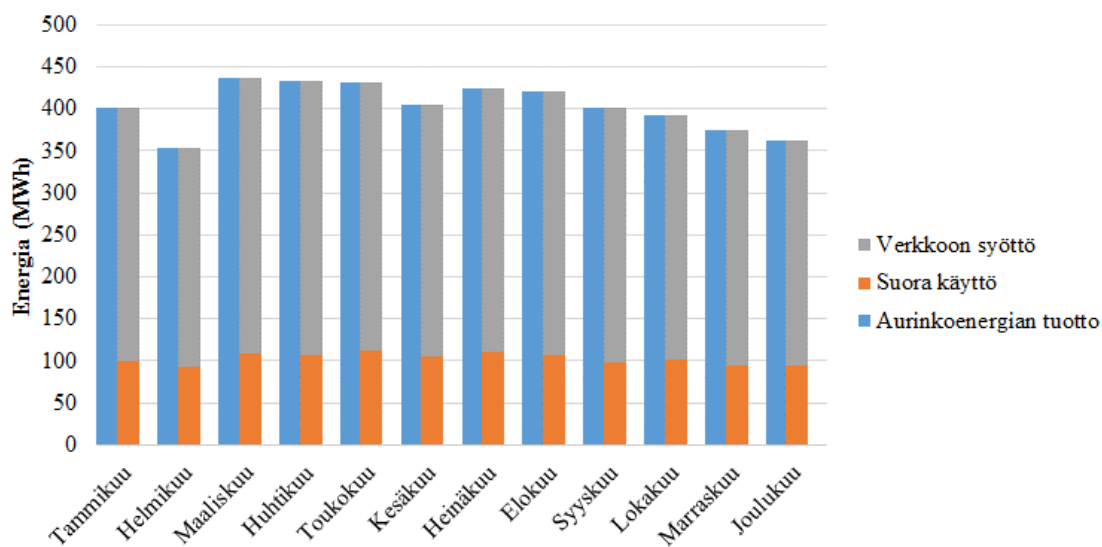
## 6 AKUSTON HYÖDYNTÄMINEN AURINKOSÄHKÖN TUOTANNOSSA

Tässä osuudessa tarkastellaan akuston käyttöä osana aurinkosähköjärjestelmää. Litiumioni-akusto liitettiin aiemmin työssä mitoitettuun aurinkosähköjärjestelmään, joka tässä tapauksessa on järjestelmä 1. Simuloinnissa käytettiin Valentin Softwaren PV\*SOL -ohjelmistoa. Ohjelmalla pystytään tarkasti mallintamaan aurinkosähköjärjestelmän energian tuotanto huomioiden kaapelihäviöt, paneelien mahdolliset varjostukset yms. PV\*SOL käyttää tallennettua säädataa energiantuotannon laskennassa, joten ohjelmasta valittiin paikka, joka on mahdollisimman lähellä aiemmin tehtyjä simuloitteja. Tässä tapauksessa lähin sijainti oli noin 31° N ja 9° E. Simuloinnit tehtiin ensin ilman akustoa, jonka jälkeen akuston kanssa. Näin akuston käytön hyötyjä pystyttiin tarkastelemaan vuositason tasolla. Tarkasteluun valittiin myös eräs heinäkuinen päivä, jolloin akuston käyttöä tutkittiin päivätasolla.

Aurinkosähköjärjestelmä oli jo aiemmin mitoitettu, joten simulointimalli rakennettiin sen mukaan. Käytettävän akuston energiakapasiteetiksi määritettiin noin 1,5 MWh ja akuston invertterin nimellistehoksi 1 MW. Ohjelmasta valittiin satunnaisesti valmiiksi määritetty teollisuuden kulutuskäyrä, jonka vuosittaiseksi energian kulutukseksi määritettiin 2000 MWh.

### 6.1 Akuston käytön tarkastelu vuositason tasolla

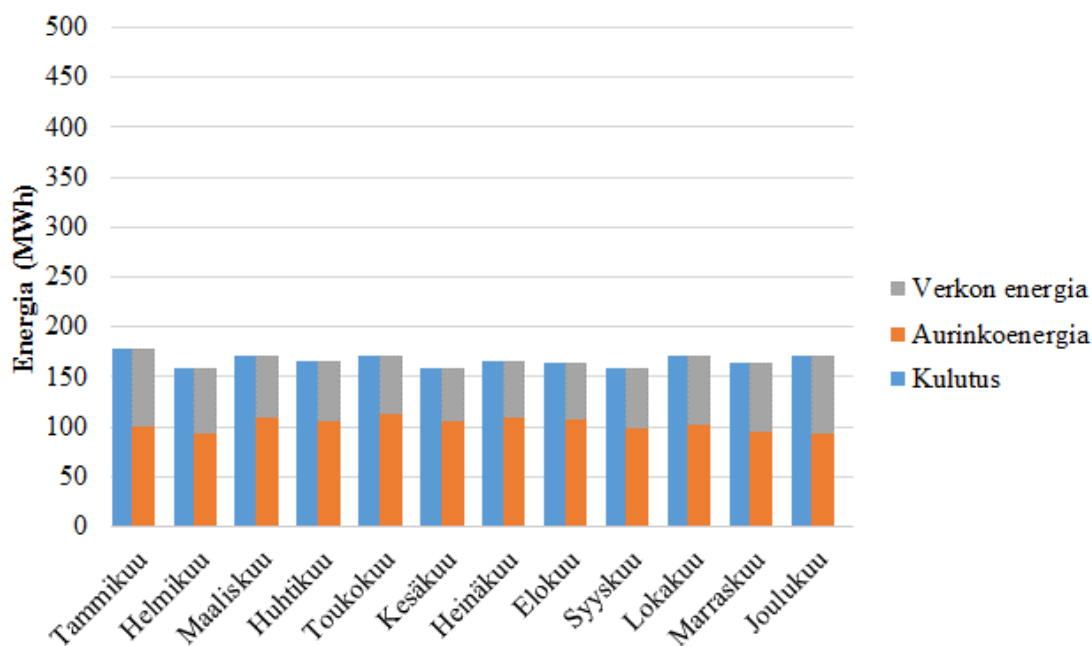
Ensin simuloitiin järjestelmän 1 sähköenergian tuotanto. Kuvassa 21 on esitetty aurinkosähköllä tuotettu energiamäärä kuukausittain, suoraan kulutukseen käytettävä energia (Suora käyttö) ja verkkoon syötettävä energia järjestelmässä jossa ei ole akustoa. Samat tulokset on esitetty taulukon muodossa liitteessä 3.



**Kuva 21.** Tuotettu aurinkoenergia järjestelmässä, jossa ei ole akkua. Kuvassa myös verkkoon syötetyn energian ja suoran käytön osuudet.

Simulointien tuloksista huomataan, että vuoden aikana tuotettu kokonaisenergia on lähestulkoon sama kuin aikaisemmissa simuloinneissa, vaikka kuukausittaiset tuotot poikkeavat DigSilent PowerFactoryllä tehdyistä simuloinneista (vrt. kuva 17, sivu 58). Tuloksista nähdään, että suuri osa tuotetusta energiasta syötetään verkkoon. Tämä johtuu järjestelmään määritetystä kokonaiskulutuksesta (2000 MWh), joka on aurinkosähköjärjestelmän kokoon nähden pieni.

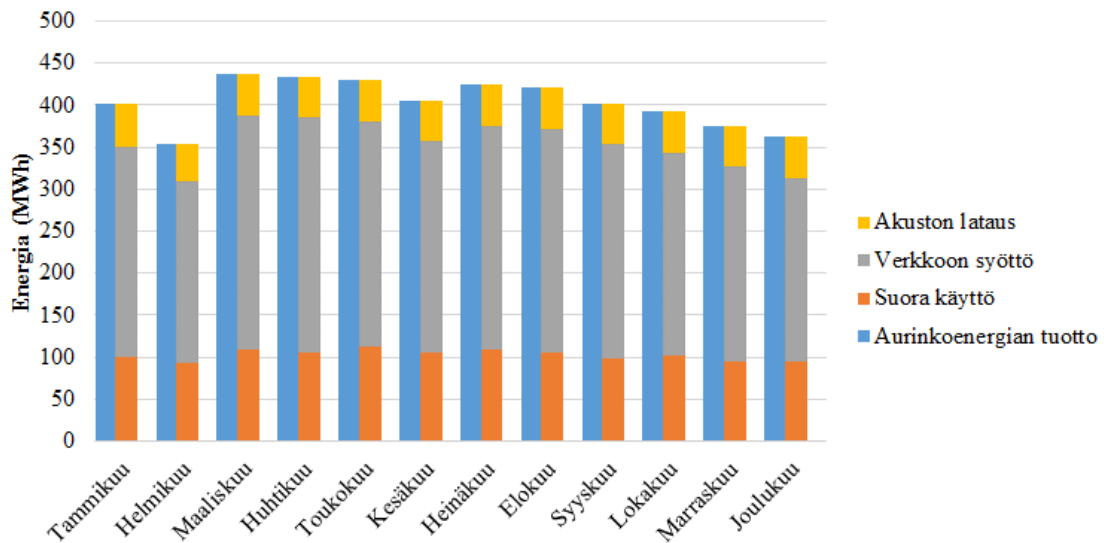
Kuvassa 22 on esitetty kokonaiskulutus sekä aurinkoenergian ja verkosta otetun energian osuudet kokonaiskulutuksesta järjestelmässä, jossa ei ole akustoa. Samat tulokset on esitetty taulukon muodossa liitteessä 4.



**Kuva 22.** Kulutus kuukausittain järjestelmässä, jossa ei ole akustoa. Kuvassa on myös esitetty verkon energian ja aurinkoenergian osuudet kulutuksesta.

Kuvasta 22 havaitaan, että aurinkoenergialla pystytään hyvin kattamaan järjestelmän energian kulutusta. Simulointiin määritetty energiankulutus on kuitenkin yli puolet pienempää, kuin aurinkosähköjärjestelmän tuottama energia vuodessa, joten osuus voisi olla suurempikin. Tästä voidaan päätellä, että tuotanto ja kulutus eivät vastaa kovin hyvin toisiaan.

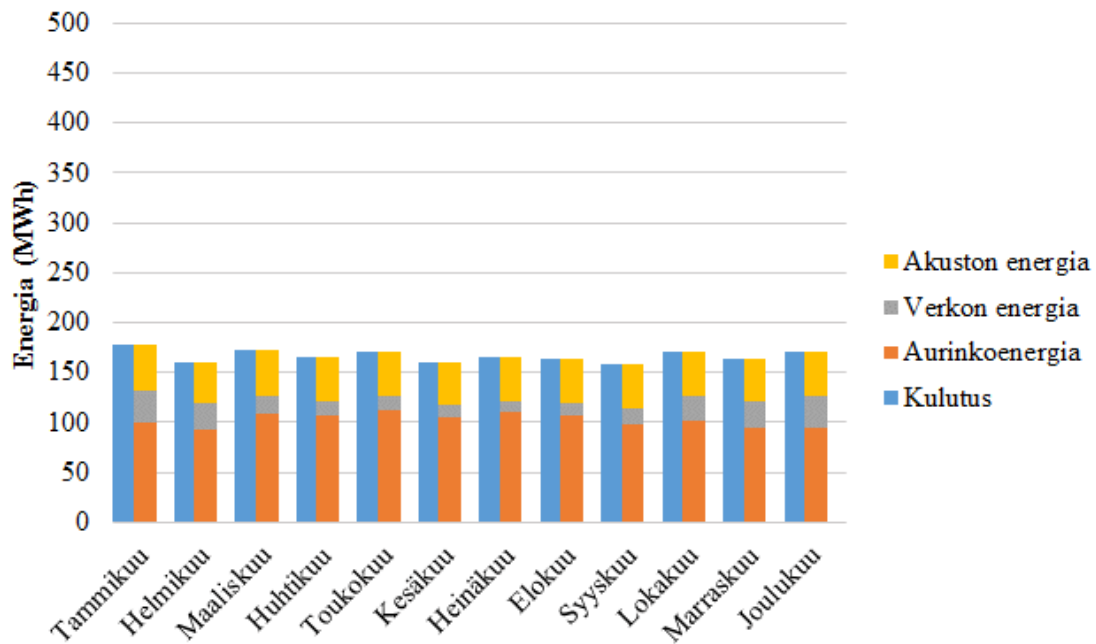
Tarkastellaan simulointituloksia järjestelmässä, johon on liitetty akusto. Kuvassa 23 on esitetty aurinkosähköllä tuotettu energiamäärä kuukausittain, suoraan kulutukseen käytettävä aurinkoenergia (Suora käyttö), verkkoon syötettävä energia sekä akuston lataukseen käytettävä energia. Akustoa ladataan ainoastaan aurinkosähköllä. Samat tulokset on esitetty liitteessä 5 taulukon muodossa.



**Kuva 23.** Tuotettu aurinkoenergia järjestelmässä, jossa on akusto. Kuvassa myös akuston lataukseen käytetyn energian, verkkoon syötetyn energian ja suoran käytön osuudet

Kuvasta 23 nähdään, että merkittävä osa tuotetusta aurinkoenergiasta voidaan käyttää akuston lataukseen. Verkkoon syötetään kuitenkin vielä suurin osa tuotetusta energiasta. Tätä osuutta voitaisiin pienentää kasvattamalla akuston energiakapasiteettia vieläkin suuremmaksi. Verkkoon syötettävää energiaa saatiin kuitenkin vuositasolla pienennettyä merkittävästi.

Kuvassa 24 on esitetty kokonaiskulutus sekä aurinkoenergian, verkosta otetun energian ja akustosta otetun energian osuudet kokonaiskulutuksesta kuukausittain. Samat tulokset on esitetty liitteessä 6 taulukon muodossa.

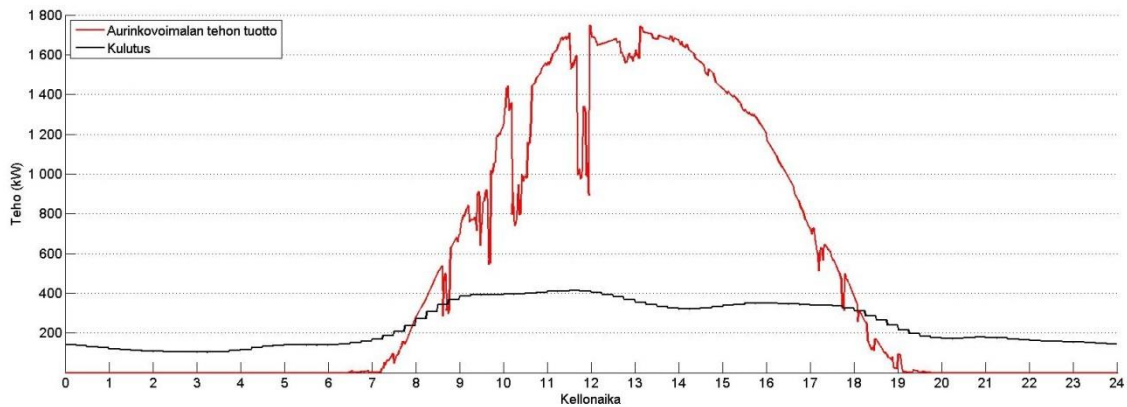


**Kuva 24.** Kulutus kuukausittain järjestelmässä, jossa on akusto. Kuvassa on myös esitetty akuston energian, verkon energian ja aurinkoenergian osuudet kulutuksesta.

Kuvan 24 perusteella voidaan nähdä, että akuston avulla tuotettua aurinkoenergiaa voidaan hyödyntää entistä paremmin. Etenkin kevät- ja kesäkuukausina akustolla pystytään kattamaan suurin osa energiantarpeesta, jota ei voida suoraan hyödyntää aurinkosähköjärjestelmästä ja syys- ja talvikuukausinakin noin puolet. Tulokset puoltavat akuston liittämisen etuja aurinkosähköjärjestelmään.

## 6.2 Akuston käytön tarkastelu päivätasolla

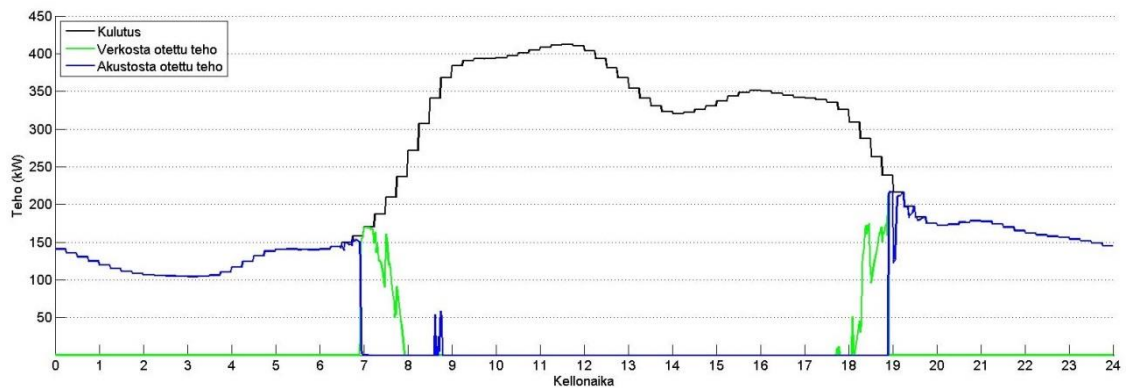
Otetaan tarkasteluun satunnainen päivä vuoden simulointijaksolta. Päivämääräksi valittiin 29. heinäkuuta. Päivakohtaisista tarkasteluista saatujen kuvaajien tehot on skaalattu eri tavalla. Kuvassa 25 on esitetty kyseisen päivän energian kulutus ja aurinkosähköjärjestelmän tuotanto.



**Kuva 25.** Kulutus ja aurinkovoimalan tehon tuotto tarkastelupäivänä.

Edellisestä kuvasta havaitaan, että aurinkosähköjärjestelmän tuottama energia pystytään käyttämään hyvin päiväsaikaan. Kulutus on kuitenkin jatkuvaa, joten kaikkea ei pystytä käyttämään suoraan aurinkosähköjärjestelmän tuottamalla energialla.

Tarvittava energia otetaan ensisijaisesti suoraan aurinkosähköjärjestelmästä, jos sitä on saatavilla. Mikäli järjestelmä ei tuota kulutukseen nähden tarpeeksi energiaa, otetaan tarvittava energia joko akusta tai verkosta. Akkujärjestelmän invertterin maksimipurkausteho on 1 MW, joten tätä suuremmalla teholla akustosta ei voida ottaa energiaa. Kuvassa 26 on esitetty akustosta ja verkosta otettu energia sekä kokonaiskulutus.

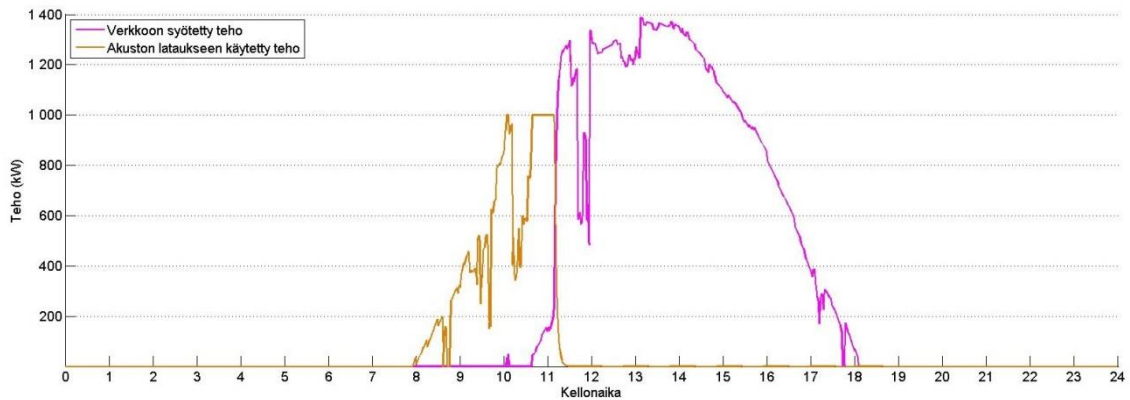


**Kuva 26.** Kulutus sekä verkosta ja akustosta otettu teho tarkastelupäivänä.

Kuvasta 26 havaitaan, että akustolla pystytään hyvin kattamaan kyseisen tarkastelupäivän energian kulutus, kun aurinkosähköä ei ole saatavilla. Aamulla noin klo 7 ja illalla noin klo 18 verkosta otetaan jonkin verran energiaa.

Mikäli aurinkosähköjärjestelmä tuottaa energiaa enemmän, kuin sitä kuluu, käytetään ylijäämäenergia ensisijaisesti akuston lataukseen. Akustoa voidaan ladata maksimissaan 1 MW:n teholla, joten jos aurinkosähköjärjestelmän tehon tuotto on tuota enemmän, syötetään ylijäämä verkkoon.

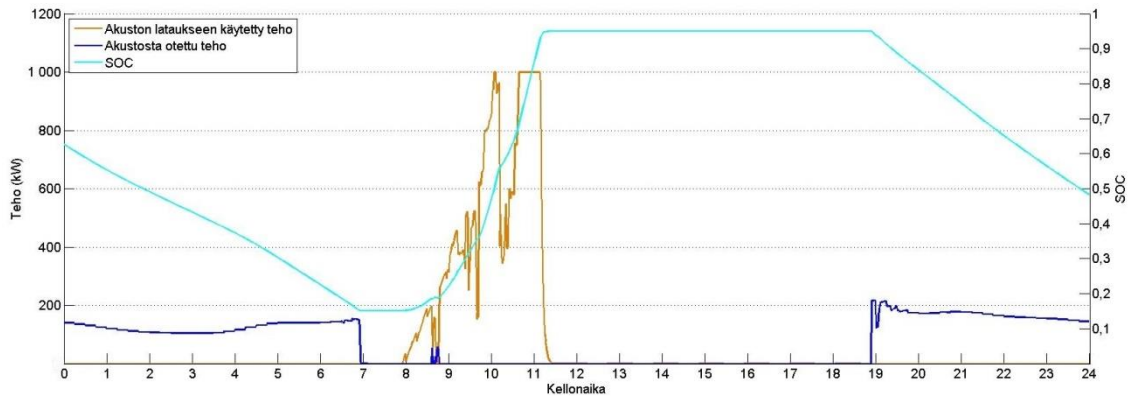
Tarkastellaan aurinkosähköjärjestelmän ylijäämäenergiaa päivätasolla. Kuvassa 27 on esitetty ylimääräisen energian käyttö.



**Kuva 27.** Verkkoon syötetty teho ja akuston lataukseen käytetty teho tarkastelupäivänä.

Kuvasta 27 voidaan päätellä, että akusto on latautunut täyteen noin klo 11. Noin klo 10 akun invertteri lataa akustoa täydellä teholla. Aurinkosähköjärjestelmän tuottaa tehoa kuitenkin enemmän, joten tuolloin osa tuotetusta energiasta syötetään verkkoon. Kun akusto on saavuttanut maksimivaraustilan, ylijäämäenergia syötetään verkkoon loppupäivän ajan.

Tarkastellaan akuston latausta, purkausta ja varaustilaa päiväkohtaisesti. Kuvassa 28 on esitetty akun lataustila, lataus- ja purkausenergiat.



**Kuva 28.** Akuston lataukseen käytetty teho, akustosta otettu teho sekä akuston SOC.

Kuvasta 28 havaitaan, että etenkin akuston lataustehon suuruus vaihtelee hyvinkin suurilla sykleillä. Akusto on täyteen latautunut noin klo 11, jolloin varaustila on 95 %, jonka jälkeen tuotettu energia syötetään verkkoon. Purkaustila ei laske 15 %:a alemmas. Varaustilan ja purkaustilan arvot määritettiin akuston simulointimallissa. Purkausteho ei vaihtele suuresti, koska kulutus on suhteellisen tasaista.

Päivätason simuloinnin tuloksista voidaan päätellä, että akuston energiakapasiteetti on kyseiselle järjestelmälle sopiva. Akustoon varastoitu energia riittää hyvin hetkille, jolloin aurinkosähkijärjestelmä ei tuota energiaa tarkastelupäivänä. Akustoon liitetyn invertterin teho on kuitenkin ylimitoitettu, sillä kulutuspiikit ovat selvästi alle 1 MW. Toisaalta suurella teholla akusto voidaan ladata nopeammin täyteen.

## 7 JOHTOPÄÄTÖKSET

Empiiriseen osuuteen valittiin mitoitettavaksi kolme erilaista aurinkosähköjärjestelmää. Järjestelmät poikkesivat DC-puolen jännitetasoiltaan ja tehoiltaan toisistaan. Tarkoituksena oli tutkia miten eroavaisuudet vaikuttavat mitoitukseen, järjestelmän rakenteeseen, energiantuotantoon ja verkon eri suureisiin. Mitoituksen jälkeen yhteen järjestelmään liitettiin akusto ja sen käyttöä energian siirtoon tutkittiin.

Mitoitusosuudessa järjestelmien rakenne pyrittiin pitämään mahdollisimman samankaltaisina. Eroavaisuuksia tuli kuitenkin esimerkiksi kytkentälaatikoiden, AC-kaapeloinnin ja muuntajien kohdalla. Järjestelmät 1 ja 2 päätettiin tehdä samalla paneelimäärällä, koska tällöin pystyttiin hyvin vertaamaan jännitetasoa aiheuttamia eroja. Järjestelmät 2 ja 3 olivat jännitteiltään samat, mutta erosivat tehoiltaan toisistaan. Tällä tavoin voitiin verrata eri tehojen aiheuttamia eroavaisuuksia järjestelmissä.

Aurinkosähköjärjestelmissä suurin osa häviöistä syntyivät DC-puolella. Kasvattamalla paneeliketjun pituutta pystyttiin nostamaan järjestelmän DC-puolen jännitetasoa. Tällä tavoin järjestelmässä 1 ei ollut niin montaa paneeliketjua kuin järjestelmässä 2, koska paneeliketjut olivat pitempiä. Koska järjestelmässä 2 oli enemmän paneeliketjuja, koko järjestelmän virta oli suurempi verrattuna järjestelmään 1. Suuremman virran seurauksena myös häviöt olivat suurempia järjestelmässä 2. Vertailtaessa järjestelmän 2 ja 3 häviöitä havaittiin, että pienemmällä teholla häviöt olivat prosentuaalisesti jonkin verran pienempiä. Aurinkosähköjärjestelmiä suunniteltaessa DC-puolen jännite ja teho tulisi optimoida siten, että häviöt jäisivät mahdollisimman vähäisiksi. Suurissa järjestelmissä häviöiden aiheuttamat taloudelliset menetykset saattavat olla aurinkosähköjärjestelmän elinkaaren aikana merkittäviä. Näiden asioiden takia megawattiluokan aurinkosähköjärjestelmissä DC-puolella kannattaisi käyttää 1500 V:n jännitettä.

Invertterin täytyy nykyään osallistua verkon jännitteen ja taajuuden säätöön. Tämän takia tehonjakolaskenta toteutettiin sekä loistehon säädöllä, että ilman loistehon säätöä. Loistehosäädön edut huomattiin pätötehohäviöiden, virtojen ja jännitteen nousun pienentymisenä.

Akuston hyödyntämisellä todettiin olevan suuri hyöty liitettynä aurinkosähköjärjestelmään. Simuloinnissa akuston ansiosta tuotetun aurinkoenergian käyttöä pystyttiin lisäämään merkittävästi vuositasolla. Päiväkohtaisessa tarkastelussa edellispäivänä varastoitua sähköä pystyttiin käyttämään pitkälle seuraavaan aamuun. Tarkastelupäivänä akusto pystyttiin myös lataamaan täyteen ja sitä alettiin käyttää, kun aurinkosähköä ei ollut enää saatavilla. Akuston liittäminen aurinkosähköjärjestelmään on täten järkevää ja sitä tulisikin harkita suunnitteluvaiheessa.

Työssä käytetyt simulointiohjelmat poikkesivat paljon toisistaan. DigSilent PowerFactorya käytetään ennemminkin sähköverkon simulointiin, kun taas PV\*SOL on tarkoitettu puhtaasti aurinkosähköjärjestelmien suunnitteluun. DigSilent PowerFactoryssa ei kovin tarkasti pystynyt määrittämään aurinkosähköjärjestelmän rakennetta. Käytännössä ainoat tarvittavat parametrit olivat paneelityyppi, paneelien lukumäärä, invertterin teho, hyötysuhde ja tehokerroin. PV\*SOLissa taas pystyttiin tarkasti määrittämään DC-puolen asioita esimerkiksi, kuinka monta paneelia on ketjussa, kaapelipituudet ja paksuudet jne. Lisäksi PV\*SOL käyttää simuloinneissa oikeita säätietoja, jotka on tallennettu useiden vuosien ajalta, joten simulointituloksista saadaan todenmukaisia. DigSilent PowerFactoryssa invertterin määritetty hyötysuhde pysyi koko ajan kiinteänä, mutta todellisuudessa hyötysuhde riippuu invertterin kuormasta. PV\*SOLissa tämä oli huomioitu. Näistä asioista voidaan päätellä, että PV\*SOLilla toteutettu energiantuotantomallinnus järjestelmälle 1 oli tarkempi verrattuna DigSilent PowerFactorylla tehtyyn simulointiin.

Työ tarjoaa monia jatkotutkimusmahdollisuuksia. Teknisestä näkökulmasta voitaisiin toteuttaa aurinkosähköjärjestelmän tarkempi layout-suunnittelu, jonka ansiosta kaapelien mitoitus voitaisiin toteuttaa tarkemmin. Nykyisin rakennettavat suuret aurinkosähköjärjestelmät ovat teholtaan useita kymmeniä tai jopa satoja megawatteja, joten mitoitus ja simulointi voitaisiin toteuttaa tällaisen projektin parissa. Tässä työssä mitoitettuja järjestelmiä voitaisiin tarkastella myös koko niiden elinkaaren ajalta. Paneelien energiantuotto heikkenee ikääntymisen myötä, joten pitkän aikavälin simulointi toisi lisäarvoa etenkin energiantuotantoa tarkasteltaessa. Lisäksi simulointien avulla voitaisiin tutkia, kuinka paljon auringonjäljitysjärjestelmä lisäisi energiantuottoa.

Sähkön varastointiin liittyvään jatkotutkimukseen voisi liittyä eri varastointitekniikoiden tarkastelua sekä niiden vertailua. Sähköä voidaan varastoida monilla eri tavoilla, ja erityyppiset varastot sopivat erilaisiin käyttötarkoituksiin paremmin kuin toiset. Akkusuuden simulointi keskittyi tuotannon siirtoon, joten sähkövaraston käyttöä sähkönladun hallinnassa voitaisiin myös tarkastella simulointien avulla.

Taloudellista puolta voitaisiin myös tutkia tarkemmin. Aurinkovoimalan rakentamiseen liittyy monia taloudellisia seikkoja kuten esimerkiksi investointikustannukset, järjestelmän takaisinmaksuaika, mahdollisen sähkövaraston hyödyntämisen vaikutukset investointeihin, huoltokustannukset, mahdolliset investointituet jne. Investoinnin kannattavuuden tarkastelu ja takaisinmaksuaika ovat merkittäviä tekijöitä aurinkosähköjärjestelmää suunniteltaessa ja rakennettaessa. Aurinkosähköjärjestelmän suurempi järjestelmäjännite ja akuston liittäminen tulisivat nostamaan investointikustannuksia.

Työssä käytetty DigSilent PowerFactory ei varsinaisesti ole suunniteltu aurinkosähköjärjestelmien tuotantomallinnukseen, vaan enemmänkin esimerkiksi verkon tehonjakolaskentaan ja vikatilanteiden tarkasteluun. Kattavammat tuotantomallinnukset ja layoutsuunnittelut jokaiselle järjestelmälle voitaisiin myös tehdä aurinkosähköjärjestelmien suunnitteluun tarkoitetulla ohjelmistolla, kuten esimerkiksi PV\*SOLilla. Kyseisellä ohjelmalla ei tosin pystytä mallintamaan sähköverkkoa, eikä täten suorittamaan esimerkiksi tehonjakolaskentaa, eikä tarkastelemaan verkon käyttäytymistä. Tämän takia energiantuotannon simuloinnit ja tehonjakolaskenta tehtiinkin juuri DigSilent PowerFactorylla.

## 8 YHTEENVETO

Tämä diplomityö tehtiin toimeksiantona Vaasassa sijaitsevalle Ampner Oy:lle. Työssä tutkittiin DC-puolen jännitetasojen ja tehojen vaikutusta aurinkosähköjärjestelmien mitoitukseen, rakenteeseen, energiantuotantoon ja verkon eri suureiden käyttäytymiseen. Erilaisia akkuteknologioita sekä akuston hyödyntämistä osana aurinkosähköjärjestelmää tarkasteltiin myös.

Työn alussa kerrottiin erityyppisistä aurinkosähköjärjestelmistä ja niiden rakenneratkaisuista sekä millaisiin olosuhteisiin kukin järjestelmä ja rakenneratkaisu sopivat parhaiten. Lisäksi tarkasteltiin aurinkosähköjärjestelmän komponentteja ja niiden mitoitukseen liittyviä asioita. Teoriaosuuden lopussa käsiteltiin erilaisia akkuteknologioita sekä akkujen hyödyntämismahdollisuuksia aurinkosähköjärjestelmissä.

Teoriaosuuden jälkeen mitoitettiin kolme erilaista aurinkosähköjärjestelmää. Mitoitus-ten perusteella rakennettiin DigSilent PowerFactory -simulointimalli. Ohjelmalla simuloitiin kullekin järjestelmälle energian tuotanto ja tehtiin tehonjakolaskenta. Tuloksia vertailtiin pääosin teknillisestä näkökulmasta, mutta taloudellista näkökulmaa tarkasteltiin myös jonkin verran. Lopuksi tarkasteltiin akuston käyttöä osana aurinkosähköjärjestelmää PV\*SOL -ohjelmalla. Akuston käyttöä tarkasteltiin vuosi- ja päivätasolla.

Diplomityön tuloksista voidaan todeta, että suuremmalla DC-puolen jännitteellä saatiin pienennettyä järjestelmän kokonaishäviöitä ja täten energian tuotto oli parempaa. Pienemmällä DC-jännitteellä paneeliston kokonaistehoa kannattaa pienentää, koska tällöin häviöt olivat prosentuaalisesti pienempiä verrattuna saman jännitetason, mutta isomman tehon järjestelmään. Vuoden tarkastelujaksolla taloudelliset menetykset häviöiden puitteissa eivät olleet kovin suuria, mutta pitkällä aikavälillä ja etenkin suurella järjestelmällä niistä muodostui hyvinkin merkittäviä. Nämä asiat huomioiden järjestelmäjännitettä kasvattamalla saavutetaan suuria hyötyjä megawattiluokan aurinkosähköjärjestelmissä.

Akkujärjestelmän liittäminen aurinkosähköjärjestelmään mahdollistaa tuotannon siirron ajankohdille, jolloin aurinkosähköä ei ole saatavilla. Akustolla pystytään ratkaisemaan aurinkosähkön olennaisin ongelma, joka on suuri tuotannon vaihtelevuus. Simuloinneis-

sa aurinkosähköjärjestelmään liitetty akusto lisäsi aurinkosähkön kattavuutta kokonaisenergiankulutuksesta verrattuna järjestelmään, jossa akustoa ei ole.

Diplomityössä on kattavasti esitelty aurinkosähköjärjestelmien eri komponentit ja kerrottu asioita joita niiden mitoituksessa tulee huomioida. Sähkön varastointi on yksi tulevaisuuden haasteista uusiutuvan energian saralla ja työssä onkin esitelty eri akkuteknologioita ja esitelty akuston hyötyjä liitettynä aurinkosähköjärjestelmään. Työ antaa tarkan kuvauksen megawattiluokan aurinkosähköjärjestelmien mitoitusprosessista ja miten eri jännitteet ja tehot vaikuttavat mitoitukseen, häviöihin ja verkon eri suureisiin.

## LÄHDELUETTELO

- ABB (2000). *Teknisiä tietoja ja taulukoita*. Vaasa: Ykkös-Offset Oy. ISBN 951-99366-0-2. 626 s.
- ABB (2015). *ABB central inverters, PVS980, 1818 to 2000 kVA* [online]. [20.2.2017] Saatavana: [https://library.e.abb.com/public/539c6918c2d646739c4b1896e8378d25/PVS980\\_central\\_inverters\\_flyer\\_3AXD50000027473\\_RevG\\_EN\\_low\\_res.pdf](https://library.e.abb.com/public/539c6918c2d646739c4b1896e8378d25/PVS980_central_inverters_flyer_3AXD50000027473_RevG_EN_low_res.pdf).
- ABB (2016). *String combiners for solar photovoltaic systems - Portfolio overview* [online]. [21.12.2016]. Saatavana: [https://library.e.abb.com/public/88b26a325da54220ba16d405fb59b6d2/1SLC009000B0201\\_BR\\_combiner\\_LR.pdf](https://library.e.abb.com/public/88b26a325da54220ba16d405fb59b6d2/1SLC009000B0201_BR_combiner_LR.pdf).
- Alanen, R., Koljonen, T., Hukari, S. & Saari, P. (2003). *Energian varastoinnin nykytila*. Espoo: VTT. ISBN 951-38-6160-0. 237 s.
- Aquion Energy (2016a). *Technology*. [Verkkosivu] Saatavissa: <http://aquionenergy.com/technology/deep-cycle-battery/>. Viitattu 25.10.2016.
- Aquion Energy (2016b). *Businesses & Utilities - Grid Energy Storage*. [Verkkosivu] Saatavissa: <http://aquionenergy.com/businesses-utilities/grid-energy-storage/>. Viitattu 25.10.2016.
- Aura, L. & Tonteri, A. J. (1996). *Sähkökoneet ja tehoelektroniikan perusteet*. Helsinki: WSOY. ISBN 951-0-20167-7. 544 s.
- Carlstedt, Ilkka (2014). *Järjestelmäjännitteen vaikutukset 1500 VDC-aurinkosähköjärjestelmässä*. Aalto yliopisto. Sähkötekniikan laitos. Diplomityö. 43 s.

Elovaara, J & Haarla, L. (2011). *Sähköverkot II: Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet*. Helsinki: Gaudeamus Helsinki University Press / Otatieto. ISBN 978-951-672-363-4. 551 s.

Energy Storage Association (2016). *Distributed Grid-Connected PV Integration*. [Verkkosivu] Saatavissa: <http://energystorage.org/energy-storage/technology-applications/distributed-grid-connected-pv-integration>. Viitattu 3.11.2016

Erat, B., Erkkilä, V., Löfgren, T., Nyman, C., Peltola, S. & Suokivi, H. (2001). *Aurinko-opas: Aurinkoenergiaa rakennuksiin*. Helsinki: Kustantajat Sarmala Oy, Rakennusalan kustantajat RAK. ISBN 951-664-072-9. 219 s.

Fingrid (2008). *Taajuuden ylläpito sähköjärjestelmässä*. [Verkkosivu] Saatavissa: [http://www.fingrid.fi/fi/verkkohankkeet/kantaverkonABC/Sivut/ABCtaajuuden\\_yllapito.aspx](http://www.fingrid.fi/fi/verkkohankkeet/kantaverkonABC/Sivut/ABCtaajuuden_yllapito.aspx). Viitattu 26.10.2016.

Global Sustainable Energy Solutions (2014). *Oversizing PV Arrays* [online]. [4.1.2017] Saatavana: [https://www.gses.com.au/wp-content/uploads/2016/03/GSES\\_Oversizing.pdf](https://www.gses.com.au/wp-content/uploads/2016/03/GSES_Oversizing.pdf).

Heikkilä, Jani (2004). Sähköasema ja sen tärkeimmät laitteet. *Fingrid-asiakaslehti* [Verkkodokumentti] 7:1, [8.12.2016] 25. Saatavissa: [http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/Ajankohtaista%20liitteet/Yrityislehdet/2004/fingrid\\_1\\_04.pdf](http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/Ajankohtaista%20liitteet/Yrityislehdet/2004/fingrid_1_04.pdf).

Helen (2015). *Helsinkiin Pohjoismaiden suurin sähkövarasto*. [Verkkosivu] <https://www.helen.fi/uutiset/2015/helsinkiin-pohjoismaiden-suurin-sahkovarasto/>. Viitattu 2.12.2016.

- Helen (2016). *Pohjoismaiden suurin sähkövarasto käyttöön Helsingissä*. [Verkkosivu] <https://www.helen.fi/uutiset/2016/sahkovarasto/>. Viitattu 2.12.2016.
- International Energy Agency (2016). *Solar*. [Verkkosivu] Saatavissa: <https://www.iea.org/topics/renewables/subtopics/solar/>. Viitattu 30.11.2016.
- International Finance Corporation (2015). *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project Developer's Guide* [online]. Washington: International Finance Corporation [1.9.2016]. Saatavana: [https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f05d3e00498e0841bb6fbbe54d141794/IFC+Solar+Report\\_Web+\\_08+05.pdf?MOD=AJPERES](https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f05d3e00498e0841bb6fbbe54d141794/IFC+Solar+Report_Web+_08+05.pdf?MOD=AJPERES).
- Isojunno, Veijo (2014). *Aurinkosähköjärjestelmän suunnittelu*. Metropolia Ammattikorkeakoulu. Sähkötekniikan koulutusohjelma. Insinööriyö. 41 s.
- Jantunen, Mika (2017). Vacon PV mitoitus. Sähköpostiviesti Ilmari Mäntyselälle 16.1.2017.
- Keskinen, Jarno (2014a). *SATE3080 Taajuusmuuttajat - Luento 3*. [online] Vaasa: Vaasan yliopisto [7.12.2016].
- Keskinen, Jarno (2014b). *SATE3080 Taajuusmuuttajat - Luento 10*. [online] Vaasa: Vaasan yliopisto [7.12.2016].
- Kestävä Energiatalous (23.2.2017). Tesla kertoo ”Gigafactory 1:n” pudottaneen akkuhintaa 35 %. [online] Saatavissa: <http://www.energiatalous.fi/?p=1108>.
- Komoto, K., Breyer, C., Cunow, E., Megherbi, K., Faiman, D. & van der Vleuten, P. (2013). *Energy From the Desert: Very Large Scale Photovoltaic Power - State of the Art and Into the Future*. Oxon: Earthscan. ISBN 978-0-415-63982-8. 225 s.

Korpela, Aki (2011). *SMG-4450 Aurinkosähkö: luento 8* [online]. Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto [12.9.2016]. Saatavana: <https://www.tut.fi/smg/tp/kurssit/SMG-4450/luennot/luento8.pdf>.

Korpela, Aki (2012). *SMG-4450 Aurinkosähkö: luento 3* [online]. Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto [12.9.2016]. Saatavana: <https://www.tut.fi/smg/tp/kurssit/SMG-4450/2012/luento3.pdf>.

Kovanen, Tuomas (2010). *Väriaineaurinkokenno (Dye-sensitized solar cell, DSSC)* [online]. Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto [7.4.2017] Opetusaineisto. Saatavana: <https://www.tut.fi/smg/tp/kurssit/SMG-4450/DSSC1.pdf>.

Leoni (2016). *LEONI photovoltaic DC-power system* [online]. [20.12.2016] Saatavana: [https://d3gx8i893xzz0e.cloudfront.net/fileadmin/solar\\_windpower/publications/brochures/leoni\\_photovoltaic\\_dc-power-system.pdf?1466420692](https://d3gx8i893xzz0e.cloudfront.net/fileadmin/solar_windpower/publications/brochures/leoni_photovoltaic_dc-power-system.pdf?1466420692).

Motiva (2016). *Aurinkosähköt teknologiat*. [Verkkosivu] Saatavissa: [http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva\\_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat](http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat). Viitattu 30.11.2016.

MyElectrical Engineering (2013). *Photovoltaic (PV) - Electrical Calculations*. [Verkkosivu] Saatavissa: <http://myelectrical.com/notes/entryid/225/photovoltaic-pv-electrical-calculations>. Viitattu 7.4.2017.

Nokelainen, Tomi (2013). *Akkupohjaisten energiavarastojen käyttösovellukset tulevaisuuden sähköverkoissa*. Metropolia ammattikorkeakoulu. Insinööriyö Sähkötekniikka. 46 s.

Nordpool (2016). *Elspot prices*. [Verkkosivu] Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/FI/Yearly/?view=table>. Viitattu 20.2.2017.

- Oliva, A., Chiacchiarini, H., Aymonino, A. & Mandolesi, P. (2005). *Reduction of Total Harmonic Distortion in Power Inverters*. [online] Latin American Applied Research. [7.12.2016] Saatavissa: [http://www.laar.uns.edu.ar/indexes/artic\\_v3502/vol35\\_2\\_p89.pdf](http://www.laar.uns.edu.ar/indexes/artic_v3502/vol35_2_p89.pdf).
- Openelectrical (2012). Standard IEC Ratings. [Verkkosivu] Saatavissa: [http://www.openelectrical.org/wiki/index.php?title=Standard\\_IEC\\_Ratings](http://www.openelectrical.org/wiki/index.php?title=Standard_IEC_Ratings). Viitattu 17.1.2017.
- Paavola, Minna (2012). *Verkkoon kytkettyjen aurinkosähköjärjestelmien potentiaali Tampereella*. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma. Diplomityö. 94 s.
- Partanen, Jarmo (2016). *Varastoinnin rooli energiajärjestelmässä* [online]. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto [31.10.2016]. Saatavana: [https://tapahtumat.tekes.fi/uploads/f4552847/Jarmo\\_Partanen-5700.pdf](https://tapahtumat.tekes.fi/uploads/f4552847/Jarmo_Partanen-5700.pdf).
- Patel, Mukund R. (2006). *Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis and Operation*. 2. painos. Broken Sound Parkway: CRC Press. ISBN 0-8493-1570-0. 448s.
- Prysmian (2013). *AHXAMK-W 20 kV 3-johtiminen* [online]. [20.1.2017] Saatavana: [http://fi.prysmiangroup.com/en/business\\_markets/markets/pd/download/datasheets/AHXAMK-W\\_20kv\\_3joht.pdf](http://fi.prysmiangroup.com/en/business_markets/markets/pd/download/datasheets/AHXAMK-W_20kv_3joht.pdf).
- Prysmian (2014). *Medium Voltage* [online]. [27.1.2016] Saatavana: [http://australia.prysmiangroup.com/en/business\\_markets/markets/pd/downloads/brochures/1.9\\_3.3kV\\_Copper.pdf](http://australia.prysmiangroup.com/en/business_markets/markets/pd/downloads/brochures/1.9_3.3kV_Copper.pdf).

SaloSolar. *4BB SS315P-SS330P Poly-Crystalline Silicon Module* [online]. [15.12.2016]. Saatavana: [http://www.areasolar.fi/sites/default/files/esite\\_salosolar\\_315.pdf](http://www.areasolar.fi/sites/default/files/esite_salosolar_315.pdf).

Samlex Solar (2016). *Solar (PV) Cell Module, Array*. [Verkkosivu] Saatavissa: <http://www.samlexsolar.com/learning-center/solar-cell-module-array.aspx>. Viitattu 30.11.2016.

Sesko ry (2015). *SFS-käsikirja 607: Aurinkosähkjärjestelmät*. 1. painos. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS ry. ISBN 978-952-242-325-2. 188 s.

SolarEdge (2016). *Oversizing of SolarEdge Inverters, Technical Note* [online]. [3.1.2017] Saatavana: [http://www.solaredge.com/sites/default/files/inverter\\_dc\\_oversizing\\_guide.pdf](http://www.solaredge.com/sites/default/files/inverter_dc_oversizing_guide.pdf).

Solarquotes (2016). *Monocrystalline vs Polycrystalline Solar Panels*. [Verkkosivu] Saatavissa: <https://www.solarquotes.com.au/panels/photovoltaic/monocrystalline-vs-polycrystalline/>. Viitattu 30.11.2016.

Stapleton, Geoff & Neill, Susan (2012). *Grid-Connected Solar Electric Systems: The Earthscan Expert Handbook for Planning, Design and Installation*. Oxon: Earthscan. ISBN 978-1-84971-344-3. 235 s.

Tammertekniikka (2010). *Tekniikan kaavasto*. Tampere: AMK-Kustannus Oy. ISBN 978-952-5491-48-7. 205 s.

Ter-Gazarian, A.G. (2011). *Energy Storage for Power Systems*. Lontoo: The Institution of Engineering and Technology. ISBN 978-1-84919-219-4. 276 s.

The Guardian (31.1.2017). Tesla moves beyond electric cars with new California battery farm. [online] Saatavissa: <https://www.theguardian.com/sustainable-business/2017/jan/31/tesla-battery-farm-california-energy-elon-musk>.

The Pennsylvania State University (2015). Utility Solar Power and Concentration - 6.2 Main components of the PV systems. [Verkkosivu] <https://www.e-education.psu.edu/eme812/node/681>. Viitattu 13.12.2016.

Tiainen, Esa (2010). *Johdon mitoitus ja suojaus*. Espoo: Sähköinfo Oy. ISBN 978-952-231-019-4. 123 s.

Vanhanen, Tuomas (2015). *Akku tuplaa aurinkopaneelit*. [Verkkosivu] Saatavissa: <http://www.tuomasvanhanen.fi/blogi/akku-tuplaa-aurinkopaneelit/>. Viitattu 1.12.2016.

## LIITTEET

**Liite 1.** Energiämäärät kullekin järjestelmälle keskijännitekaapelin loppupäässä.

	<b>Energia (MWh)</b>		
	<b>Järjestelmä 1</b>	<b>Järjestelmä 2</b>	<b>Järjestelmä 3</b>
Tammikuu	319,6	316,2	229,9
Helmikuu	332,0	328,4	238,9
Maaliskuu	417,9	413,8	300,9
Huhtikuu	432,1	428,1	311,3
Toukokuu	456,7	452,4	328,9
Kesäkuu	443,0	438,9	319,1
Heinäkuu	457,2	452,9	329,3
Elokuu	451,7	447,5	325,4
Syyskuu	419,0	415,1	301,7
Lokakuu	389,7	385,5	280,5
Marraskuu	324,3	320,8	233,3
Joulukuu	305,5	302,3	219,8
<b>Yhteensä</b>	<b>4749</b>	<b>4702</b>	<b>3419</b>

**Liite 2.** Kunkin järjestelmän AC-puolen energiahäviöt.

	<b>Energiahäviöt (MWh)</b>		
	<b>Järjestelmä 1</b>	<b>Järjestelmä 2</b>	<b>Järjestelmä 3</b>
Tammikuu	3,579	4,496	2,944
Helmikuu	3,672	4,709	2,954
Maaliskuu	4,565	5,975	3,607
Huhtikuu	4,659	6,150	3,647
Toukokuu	4,850	6,407	3,803
Kesäkuu	4,669	6,162	3,664
Heinäkuu	4,840	6,392	3,789
Elokuu	4,848	6,404	3,793
Syyskuu	4,554	5,992	3,575
Lokakuu	4,295	5,558	3,424
Marraskuu	3,615	4,576	2,952
Joulukuu	3,435	4,284	2,844
<b>Yhteensä</b>	<b>51,58</b>	<b>67,11</b>	<b>41,00</b>

**Liite 3.** Aurinkoenergian tuotto ja sen jakautuminen suoraan käyttöön ja verkkoon syöttöön järjestelmässä, jossa ei ole akustoa.

	<b>Aurinkoenergian tuotto (MWh)</b>	<b>Suora käyttö (MWh)</b>	<b>Verkkoon syöttö (MWh)</b>
Tammikuu	400,7	100,4	300,3
Helmikuu	352,9	93,0	259,9
Maaliskuu	437,3	109,1	328,2
Huhtikuu	433,4	106,2	327,2
Toukokuu	430,7	112,7	318,0
Kesäkuu	404,9	105,7	299,2
Heinäkuu	424,0	110,0	314,1
Elokuu	421,5	106,6	314,9
Syyskuu	401,0	97,9	303,0
Lokakuu	393,1	101,3	291,8
Marraskuu	375,1	94,2	280,9
Joulukuu	362,0	94,0	268,0
<b>Yhteensä</b>	<b>4837</b>	<b>1231</b>	<b>3606</b>

**Liite 4.** Aurinkoenergian ja verkon energian osuudet kulutuksesta järjestelmässä, jossa ei ole akustoa.

	<b>Kulutus (MWh)</b>	<b>Aurinkoenergia (MWh)</b>	<b>Verkon energia (MWh)</b>
Tammikuu	178,4	100,4	78,0
Helmikuu	159,4	93,0	66,4
Maaliskuu	171,8	109,1	62,8
Huhtikuu	165,3	106,2	59,1
Toukokuu	171,3	112,7	58,7
Kesäkuu	159,6	105,7	54,0
Heinäkuu	165,1	110,0	55,1
Elokuu	164,2	106,6	57,7
Syyskuu	158,4	97,9	60,5
Lokakuu	171,3	101,3	70,0
Marraskuu	164,4	94,2	70,3
Joulukuu	170,6	94,0	76,6
<b>Yhteensä</b>	<b>2000</b>	<b>1231</b>	<b>769</b>

**Liite 5.** Aurinkoenergian tuotto ja sen jakautuminen suoraan käyttöön, verkkoon syöttöön ja akuston lataukseen järjestelmässä, jossa on akusto.

	<b>Aurinkoenergian tuotto (MWh)</b>	<b>Suora käyttö (MWh)</b>	<b>Verkkoon syöttö (MWh)</b>	<b>Akuston lataus (MWh)</b>
Tammikuu	400,7	100,4	250,1	50,2
Helmikuu	352,9	93,0	216,2	43,8
Maaliskuu	437,3	109,1	278,0	50,2
Huhtikuu	433,4	106,2	279,1	48,1
Toukokuu	430,7	112,6	268,2	49,9
Kesäkuu	404,9	105,5	252,3	47,1
Heinäkuu	424,0	109,7	265,1	49,2
Elokuu	421,5	106,3	265,9	49,3
Syyskuu	401,0	97,9	255,2	47,9
Lokakuu	393,1	101,1	242,3	49,7
Marraskuu	375,1	94,2	233,0	47,9
Joulukuu	362,0	94,0	218,8	49,3
<b>Yhteensä</b>	<b>4837</b>	<b>1230</b>	<b>3024</b>	<b>583</b>

**Liite 6.** Aurinkoenergian, verkon energian ja akuston energian osuudet järjestelmässä, jossa on akusto.

	<b>Kulutus (MWh)</b>	<b>Aurinkoenergia (MWh)</b>	<b>Verkon ener- gia (MWh)</b>	<b>Akuston ener- gia (MWh)</b>
Tammikuu	178,4	100,4	31,6	46,4
Helmikuu	159,4	93,0	26,5	39,9
Maaliskuu	171,8	109,1	17,5	45,3
Huhtikuu	165,3	106,2	15,0	44,1
Toukokuu	171,3	112,6	13,5	45,2
Kesäkuu	159,6	105,5	11,7	42,4
Heinäkuu	165,1	109,7	10,8	44,6
Elokuu	164,2	106,3	13,2	44,7
Syyskuu	158,4	97,9	16,5	44,1
Lokakuu	171,3	101,1	25,0	45,2
Marraskuu	164,4	94,2	26,9	43,4
Joulukuu	170,6	94,0	31,7	44,9
<b>Yhteensä</b>	<b>2000</b>	<b>1230</b>	<b>240</b>	<b>530</b>