Ilkka Carlstedt

# Järjestelmäjännitteen vaikutukset 1 500 VDC -aurinkosähköjärjestelmissä

**Sähkotekniikan korkeakoulu**

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 2.1.2014.

**Työn valvoja:**

Prof. Matti Lehtonen

**Työn ohjaaja:**

DI Jukka Tiittanen

Aalto-yliopisto
Sähkötekniikan korkeakoulu

AALTO-YLIOPISTO
SÄHKOTEKNIIKAN KORKEAKOULU

DIPLOMITYÖN
TIIVISTELMÄ

Tekijä: Ilkka Carlstedt

Työn nimi: Järjestelmäjännitteen vaikutukset
1 500 VDC -aurinkosähköjärjestelmissä

Päivämäärä: 2.1.2014 Kieli: Suomi Sivumäärä:9+43

Sähkötekniikan laitos

Professuuri: Sähköjärjestelmät Koodi: S-18

Valvoja: Prof. Matti Lehtonen

Ohjaaja: DI Jukka Tiittanen

Aurinkoenergian taloudellista kilpailukykyä energiantuottotapana määrittää sen energiantuottokustannukset suhteessa muihin energiantuottotapoihin. Alalla on tehty jatkuvaa kehitystyötä aurinkosähköjärjestelmien kustannusten pienentämiseksi. Eräs potentiaalinen kustannussäästöjä tuova tekijä on järjestelmäjännitteen nostaminen. Tämän työn tavoitteena oli tutkia aurinkosähköjärjestelmän DC-puolen jännitetason noston vaikutuksia järjestelmään ja päästä konkreettisiin taloudellisiin johtopäätelmiin järjestelmäjännitteen noston kannattavuudesta. Tutkittavana jännitetasona oli 1 500 VDC, jota vertailtiin suhteessa nykyiseen laajalti käytössä olevaan 1 000 VDC -jännitetasoon. Vertailu toteutettiin kahden tätä työtä varten suunnitellun aurinkosähköjärjestelmän välillä, jotka olivat jännitetasoa ja sen pakottamia muutoksia lukuunottamatta mahdollisimman samankaltaiset. Lopputulemana todettiin, että jännitetason nostolla saavutetaan selkeitä säästöjä. DC-kaapeloinnin kokonaispituus järjestelmässä lyhenee, kytkentälaatikoita tarvitaan vähemmän sekä kaapeloinnissa kuluvat häviöt pienenevät. Yksittäisen kytkentälaatikon hinta todennäköisesti kasvaa, mutta ei riittävästi vaikuttaakseen järjestelmäjännitteen noston kokonaiskannattavuuteen. Järjestelmäjännitteen nosto todettiin toteutukseltaan mahdolliseksi ja taloudellisesti kannattavaksi toimenpiteeksi aurinkosähköjärjestelmän elinkaarikustannusten pienentämiseksi.

Avainsanat: Aurinkosähköjärjestelmä, PV, 1 500 VDC, järjestelmäjännite

AALTO UNIVERSITY
SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING

ABSTRACT OF THE
MASTER'S THESIS

Author: Ilkka Carlstedt

Title: The effects of system voltage in 1 500 VDC solar power systems

Date: 2.1.2014 Language: Finnish Number of pages:9+43

Department of Electrical Engineering

Professorship: Electrical Systems Code: S-18

Supervisor: Prof. Matti Lehtonen

Advisor: M.Sc. (Tech.) Jukka Tiittanen

The economic competitiveness of solar energy is determined by its energy production costs relative to other energy generation methods. There has been continuous development in the solar photovoltaic field aimed to reduce system costs. The aim of this work was to study the effects of raising the DC-side voltage level of the solar power system. Objective was also to achieve numerical conclusions on the possible economic profits achieved. The new voltage level examined was 1 500 VDC, which was compared with the currently widely used 1 000 VDC voltage level. The comparison was carried out by examining two self-designed solar power plant designs, which were as identical as possible, except for the voltage level and the differences thus incurred. As a result, it was found that the raise in the system voltage level brought significant savings on DC-cabling due to shorter length of cables. Fewer junction boxes were also needed. Operation costs were also found to be reduced due to smaller power losses in the cabling. The price of a single junction box is likely to increase, but not enough to affect the overall profitability. Raising the voltage level was found to be possible to implement and was economically found to be a cost-effective measure to significantly reduce the life cycle costs of solar power systems.

Keywords: Solar power plant, PV, 1 500 VDC, system voltage level

# Alkusanat

Tämä diplomityö tehtiin ABB:n Power Conversion -yksikölle. ABB:llä ohjaajinani toimivat Kari Kovanen ja Jukka Tiittanen, joille suuret kiitokset. Kuin myös kaikille muille avustaneille henkilöille ABB:llä ja muualla. Valvojana toimi professori Matti Lehtonen, jota haluan kiittää sulavasta yhteistyöstä prosessin aikana.

Valtava kiitos tyttöystävälleni Niinalle, jolta olen saanut tukea ja voimaa niin tässä työssä, opinnoissa kuin elämässäkin. Kiitos myös vanhemmilleni tämän kaiken mahdollistamisesta. Askolle kiitos yhteisistä hetkistä sähkötekniikan syövereissä. Kiitolliset terveiset myös Rektorsgatan 1:n asukkaille siitä kaikesta muusta. Eikä syyttä!

Otaniemi, 2.1.2014

Ilkka Carlstedt

# Sisältö

**Tiivistelmä** **ii**

**Tiivistelmä (englanniksi)** **iii**

**Alkusanat** **iv**

**Sisällysluettelo** **v**

**Symbolit ja lyhenteet** **vii**

**1 Johdanto** **1**

**2 Aurinkosähköjärjestelmä** **2**

2.1 Paneelit . . . . . 3
2.2 Aurinkokennotyyppejä . . . . . 7
2.2.1 Piikidekennot . . . . . 7
2.2.2 Ohutkalvokennot . . . . . 9
2.2.3 III-V- ja monikerrosfotosähköparikennot . . . . . 10
2.2.4 Orgaaniset kennot . . . . . 11
2.3 Kaapelointi . . . . . 12
2.3.1 Optimaalisen kaapelin poikkipinta-alan valinta . . . . . 13
2.4 Invertteri . . . . . 15
2.5 Sähköasema . . . . . 19
2.6 Muuntaja . . . . . 20
2.7 Keskijännitekatkaisija . . . . . 21

**3 1 500 VDC -järjestelmäjännite** **23**

3.1 Järjestelmäjännitetilanne markkinoilla . . . . . 23
3.2 Järjestelmäjännitteen noston tuomat muutokset . . . . . 25
3.2.1 Paneelit . . . . . 25
3.2.2 DC-kaapelointi . . . . . 26
3.2.3 Kytkentälaatikko . . . . . 26
3.2.4 Invertteri . . . . . 27
3.2.5 AC-kaapelointi . . . . . 27
3.2.6 Muuntaja . . . . . 27
3.3 Taloudellinen kannattavuustarkastelu . . . . . 27
3.3.1 Elinkaarikustannusten laskenta . . . . . 29

3.3.2 1 000 VDC -järjestelmän elinkaarikustannukset . . . . . 31
3.3.3 1 500 VDC -järjestelmän elinkaarikustannukset . . . . . 35

**4 Johtopäätökset** **39**

**Viitteet** **41**

# Symbolit ja lyhenteet

## Symbolit

| | |
|---|---|
| A | johtimen poikkipinta-ala |
| $A_{kenno}$ | aurinkokennon pinta-ala |
| $c_{inv}$ | invertterin mitoituskerroin |
| $d_{li}$ | etäisyys kytkentälaatikolta invertterille |
| E | säteilyn irradianssi |
| FF | kennon täyttöaste |
| $H_k$ | kaapelin yksikköhinta |
| $H_{pan}$ | aurinkopaneelin hinta |
| $h_s$ | verkkoon myydyn sähkön hinta |
| I | virta |
| i | inflaatioprosentti |
| $I_{avg}$ | virran keskiarvo |
| $I_{max}$ | kaapelin huippuvirta |
| $I_{MPP}$ | huipputehopisteen virta |
| $I_{MPP_{max}}$ | aurinkopaneelin maksimitehopisteen virran maksimiarvo |
| $I_{SC}$ | oikosulkuvirta |
| $K_{inv}$ | kaapelin investointikustannus |
| $K_h$ | häviökustannukset kaapeleissa elinkaaren aikana |
| $K_{pan}$ | aurinkopaneelien kokonaisinvestointikustannus |
| $\overline{k}_{RMS}$ | neliöllinen keskiarvo |
| $\overline{k}_{sun}$ | aurinkoisten tuntien keskiarvo päivässä vuoden ajalta |
| $K_{tot}$ | kaapeleiden kokonaiselinkaarikustannus |
| $l_{im}$ | kaapelivedon pituus invertteriltä muuntajalle |
| $l_k$ | kaapelivetojen yhteispituus |
| $l_{kl_{1000}}$ | paneeliketjuilta kytkentälaatikoille vedettävien kaapelivetojen yhteispituus 1 000 VDC -järjestelmässä |
| $l_{kl_{1500}}$ | paneeliketjuilta kytkentälaatikoille vedettävien kaapelivetojen yhteispituus 1 500 VDC -järjestelmässä |
| $l_{li}$ | kytkentälaatikoilta inverttereille tarvittavien kaapelivetojen yhteispituus |

| | |
|---|---|
| $l_{li_{1000}}$ | kytkentälaatikoilta inverttereille vedettävien kaapelivetojen yhteispituus 1 000 VDC -järjestelmässä |
| $l_{li_{1500}}$ | kytkentälaatikoilta inverttereille vedettävien kaapelivetojen yhteispituus 1 500 VDC -järjestelmässä |
| n | aineiston datapisteiden määrä |
| $N_{inv}$ | invertterien lukumäärä järjestelmässä |
| $n_k$ | rinnakkaisten kaapelien määrä |
| $N_l$ | kytkentälaatikoiden määrä invertteriä kohden |
| $N_r$ | rinnan asennettavien paneeliketjujen määrä invertteriä kohden |
| $N_s$ | sarjaan asennettavien paneelien lukumäärä paneeliketjussa |
| $p_i$ | mitattu tehontuoton arvo hetkellä i |
| $P_{inv}$ | invertterin teholuokka |
| $P_l$ | häviöteho |
| $P_{MPP}$ | huipputehopisteen teho |
| $P_{pan}$ | aurinkopaneelin huipputeho |
| $P_{pv}$ | invertteriin kytkettyjen paneelien yhteenlaskettu huipputehontuotto |
| R | resistanssi |
| r | korko |
| T | kennon lämpötila |
| $t_{use}$ | järjestelmän käyttöikä |
| U | jännite |
| $U_{MPP}$ | huipputehopisteen jännite |
| $U_{MPP_{min}}$ | aurinkopaneelin maksimitehopisteen jännitteen minimiarvo |
| $U_{OC}$ | avoimen virtapiirin jännite |
| $U_{OC_{max}}$ | aurinkopaneelin avoimen virtapiirin maksimijännite |
| $W_p$ | huipputehon yksikkö |
| x | diskreetin jakauman yksittäinen datapiste |
| $\gamma_{t_{use}}$ | diskonttauskerroin järjestelmän käyttöiälle |
| $\Delta V$ | jännitteen muutos paneelissa suhteessa lämpötilan muutokseen |
| $\eta$ | aurinkokennon hyötysuhde |
| $\eta_{CEC}$ | Kalifornialainen invertterin hyötysuhde |
| $\eta_{EUR}$ | Eurooppalainen invertterin hyötysuhde |
| $\rho$ | resistiivisyys |

## Operaattorit

| | |
|---|---|
| $\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}$ | derivaatta muuttujan $t$ suhteen |
| $\sum_i$ | Summa indeksin $i$ yli |
| $sin\gamma$ | kulman $\gamma$ sini |
| $\tan\phi$ | kulman $\phi$ tangentti |

## Lyhenteet

| | |
|---|---|
| AC | vaihtovirta |
| a-Si | amorfinen pii |
| BOS | Balance Of System |
| CdTe | kadmiumtelluridi |
| CIGS | kupari-indium-gallium-selenidi |
| CIS | kupari-indiumdiselenidi |
| DC | tasavirta |
| DSSC | Dye Sensitized Solar Cell |
| GaAs | gallium-arsenidi |
| IEC | International Electrotechnical Commission |
| InP | indiumfosfaatti |
| I-V-käyrä | virta-jännite -käyrä |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking |
| NEC | National Electric Code |
| NESC | National Electrical Safety Code |
| OPV | Organic Photovoltaic Cell |
| PID | Potential Induced Degradation |
| PV | Photovoltaic |
| $SF_6$ | rikkiheksafluoridi |
| STC | Standard Test Conditions |
| UL | Underwriters Laboratories |
| UV | ultravioletti |

# 1 Johdanto

Uusiutuvan energian osuuden kasvattaminen maapallon energiantuotannossa on väistämätöntä. Eräs uusiutuvien energiamuotojen lupaavista tuotantotavoista on aurinkoenergia. Aurinkoenergian tasoitetun tuotantokustannuksen uskotaan olevan lähitulevaisuudessa kilpailukykyinen muihin energiantuottotapoihin verrattuna. Pyrkimys saada aurinkosähkölaitosten tuottavuus maksimiinsa on aiheuttanut painetta löytää uusia tapoja laitosten rakennus- ja toimintakustannusten minimoimiseksi. Eräs potentiaalinen kustannussäästöjä tuova tekijä on järjestelmäjännitteen nosto DC-puolella 1 500 V:iin. Tällä hetkellä markkinoiden yleisin järjestelmäjännitetaso Euroopan isoissa aurinkosähköjärjestelmissä on 1 000 VDC. Toistaiseksi 1 500 VDC -järjestelmäjännitteellä on toteutettu vasta yksi aurinkosähköjärjestelmä.

Työn tavoitteena on pohtia järjestelmäjännitteen noston vaikutuksia koko järjestelmään ja tulla taloudellisiin johtopäätöksiin mahdollisten säästöjen osalta. Työn ensimmäisessä osassa esitellään aurinkoenergian tuoton perusteita ja aurinkosähköjärjestelmän sähköisen toiminnan kannalta oleelliset osat. Toisessa osassa perehdytään järjestelmäjännitteen noston vaikutuksiin järjestelmän kussakin osiossa ja esitellään arvio saavutettavista investointi- sekä toimintakustannussäästöistä. Arvio säästöistä on saatu vertailemalla 1 500 VDC -jännitetason omaavan järjestelmän kustannuksia 1 000 VDC -järjestelmään. Vertailua varten tässä työssä suunniteltiin kaksi mahdollisimman samankaltaista aurinkosähköjärjestelmää, jotka poikkeavat toisistaan vain järjestelmäjännitteen muutoksen pakottamilta osin. Taloudelliseen vertailuun on sisällytetty ainoastaan ne kuluerät, jotka eivät pysyneet vakioina järjestelmäjännitteen muuttuessa.

# 2 Aurinkosähköjärjestelmä

Aurinkoenergia on lähtöisin auringossa tapahtuvista fuusioreaktioista, joiden tuottama säteilyenergia on ehtymätön energianlähde ja sitä on maapallolla tarjolla runsaasti. Maapallolle saapuvan auringon säteilyn energiamäärä on noin $1 \cdot 10^{18}$ kWh vuodessa, joka vastaa noin 10 000 -kertaisesti koko ihmiskunnan tämän hetkistä energiantarvetta [1]. Aurinkoenergiaa hyödyntäviä järjestelmiä on kahdenlaisia, lämpöä kerääviä (solar thermal) ja sähköä tuottavia (photovoltaic, PV). Tässä työssä keskitymme ainoastaan jälkimmäisiin, auringon säteilystä sähköenergiaa tuottaviin järjestelmiin. PV-järjestelmät voidaan vielä jakaa kahteen erilaiseen tyyppiin sen mukaan ovatko ne kytkettyinä jakeluverkkoon (grid-connected systems) vai ovatko ne osa erillistä yksittäistä sovellusta tai erillistä verkkoa (stand-alone systems). Erillistä sähköverkkoa syöttävissä järjestelmissä on lisäksi usein energiavarastoja, kuten akkuja sekä mahdollisesti muita energianlähteitä, kuten dieselgeneraattoreita tai tuulivoimaa. Niillä pyritään takaamaan keskeytymätön tehontuotto kuormaan. Tässä työssä aurinkosähköjärjestelmällä tarkoitetaan ensiksi mainittuja, verkkoon kytkettyjä järjestelmiä.

Aurinkosähköjärjestelmien tuoma haaste perinteiselle sähköverkolle on sen hajautettu tuotanto. Perinteinen jakeluverkko on suunniteltu siirtämään energiaa isoista keskitetyistä tuotantolaitoksista käyttäjille, mikä tarkoittaa että energia liikkuu vain yhteen suuntaan. Hajautetun tuotannon tehokas ja laajamittainen käyttöönotto edellyttää uudenlaisen "älykkään verkon" (smart grid) suunnittelua ja käyttöönottoa, joka osaa kommunikoida ja tehdä itsenäisiä päätöksiä mahdollistaen monimutkaisempia verkkorakenteita ja toimintoja. Näin energiaa voidaan kysynnän ja tarjonnan vaihdellessa siirtää aina optimaaliseen suuntaan ja tarkoitukseen. Aurinkoenergian käyttöönoton edelläkävijämaassa Saksassa, on VDE -instituutti luonut VDE-AR-N 4105 -standardin hajautetun energiantuotannon käyttöönottoon liittyen. Tämä standardi pitää sisällään monia Euroopan alueella laajalti käytössä olevia käytäntöjä aurinkosähköjärjestelmiin liittyen.

Tässä kappaleessa tarkastellaan verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän sähköisen toiminnan kannalta oleelliset osat aurinkopaneeleista verkkokytkentään.

## 2.1 Paneelit

Auringon säteilyn muuntaminen sähköenergiaksi tapahtuu aurinkokennossa. Aurinkokennon energiantuotto perustuu valojänniteilmiöön. Tämän ilmiön toteuttaa puolijohdemateriaaleista valmistettu siirtymävyöhyke, jossa toinen materiaali on seostettu sähkövaraukseltaan negatiiviseksi ja toinen positiiviseksi. Seostamiseen käytetään atomeja, joilla on yksi elektroni enemmän tai vähemmän uloimmalla elektronikuorellaan kuin puolijohdemateriaalilla. Positiivisesti seostettuun puolijohteeseen syntyy aukkoja, jotka vetävät puoleensa n-puolelta elektroneja. Näin syntyy siirtymävyöhykkeelle sähkökenttä. Edellä kuvailtua puolijohteista koostuvaa rakennetta kutsutaan aurinkokennoksi. Kun tämä kenno altistetaan valolle, elektronit absorboivat säteilyn fotoneja saaden riittävästi energiaa rikkoakseen elektronisidoksensa ja vapautuvat atominsa vaikutuspiiristä. Nämä vapautuneet elektronit siirtyvät sähkökentän vaikutuksesta p-puolelle. Vastaavasti n-puolelle syntyy näin positiivisia aukkoja. Varauksen kuljettajien diffuusioituminen sähköisille johtimille molemmin puolin kennoa saavat aikaan jännitteen kontaktien välillä. Sulkemalla virtapiiri saadaan kennoista virtaa. [1]

Yhden kennon aikaansaama avoimen virtapiirin jännite $U_{OC}$ on hyvin pieni, joten useita kennoja kytketään sarjaan jännitteen nostamiseksi. Samoin paneeliin kytketään tietty määrä kennoja rinnan, jotta sen oikosulkuvirta $I_{SC}$ saadaan käyttökelpoiselle tasolle. Sähköisten keskinäisliitäntöjen jälkeen kennoista muodostuvaa kokonaisuutta voidaan kutsua aurinkopaneeliksi. Mekaanisten rasitusten ja kosteuden torjumiseksi paneeli eristetään ja asennetaan kehikkoon. Lisäksi paneeleiden hyötysuhteen parantamiseksi paneelit voidaan pinnoittaa erilaisilla optisilta ominaisuuksiltaan sopivilla tekstuureilla, jotka lisäävät säteilyn määrää kennon pinnassa. Kun järjestelmäsuunnittelija ryhmittelee sopivat määrät paneeleja rinnakkain ja sarjaan lohkoiksi (solar array) saadaan aikaan lopullinen modulaarinen paneeleista koostuva aurinkosähkögeneraattori.

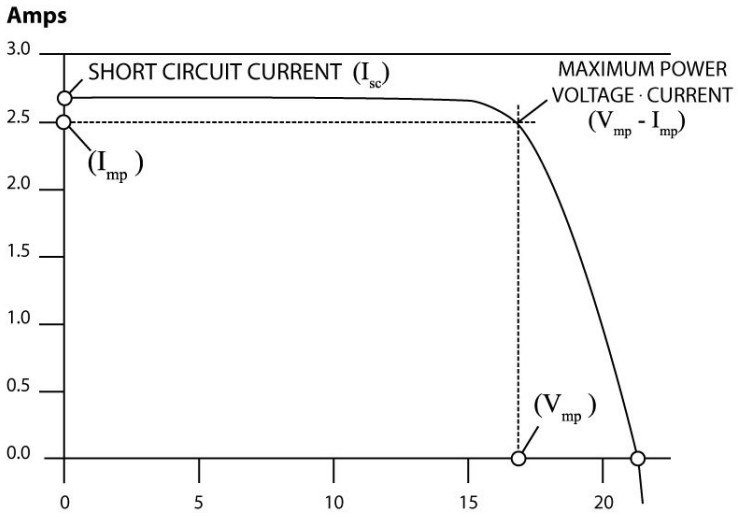
Tärkein aurinkokennon toimintaa kuvaava suure on sen hyötysuhde, joka määritellään seuraavasti:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{A_{kenno} \cdot E} = \frac{FF \cdot U_{OC} \cdot I_{SC}}{A_{kenno} \cdot E} \tag{1}$$

,jossa $P_{MPP}$ on kennon teho sen huipputehopisteessä, $A_{kenno}$ kennon pinta-ala, E säteilyn irradianssi ja FF kennon täyttöaste (fill factor). Hyötysuhde kertoo kuinka monta prosenttia kennon pinnalle saapuvasta säteilyenergiasta kenno kykenee muuntamaan sähköenergiaksi. Eri aurinkokennotyyppien mitattuja huippuhyötysuhteita

esitellään kappaleessa 2.2.

Aurinkokennon sähköisiä ominaisuuksia kuvataan virta-jänniteominaiskäyrällä (I-V -käyrä), josta esimerkki kuvassa 1. Tästä kuvaajasta nähdään kullekin kennolle ominaiset parametrit, kuten avoimen virtapiirin jännite, oikosulkuvirta sekä maksimitehopisteen $P_{MPP}$ jännite $U_{MPP}$ ja virta $I_{MPP}$. Maksimitehon yksikkö aurinkokennon tapauksessa on wattihuippu $W_p$, joka kertoo kennon tehontuoton huippuarvon. Kennosta saatava teho riippuu monesta tekijästä ja todellinen teho on käytännössä tätä arvoa pienempi.




Kuva 1: Esimerkki kuvitteellisen aurinkopaneelin I-V -käyrästä. [31]

Kennon maksimitehopiste $P_{MPP}$ on kaavan 2 mukaisesti kohdassa, jossa I-V -käyrän tangentti saa arvon 45°.

$$\frac{dU}{dI} = tan\varphi = 45° \tag{2}$$

Kennon täyttöaste (FF, fill factor) kuvaa kennon laatua. Se saa arvoja välillä 0-1 ja mitä suurempi luku on, sitä parempi kenno on. Se määritellään kennon huipputehopisteen, oikosulkuvirran ja avoimen piirin jännitteen avulla seuraavasti:

$$FF = \frac{P_{MPP}}{U_{OC} \cdot I_{SC}} = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_{OC} \cdot I_{SC}} \tag{3}$$

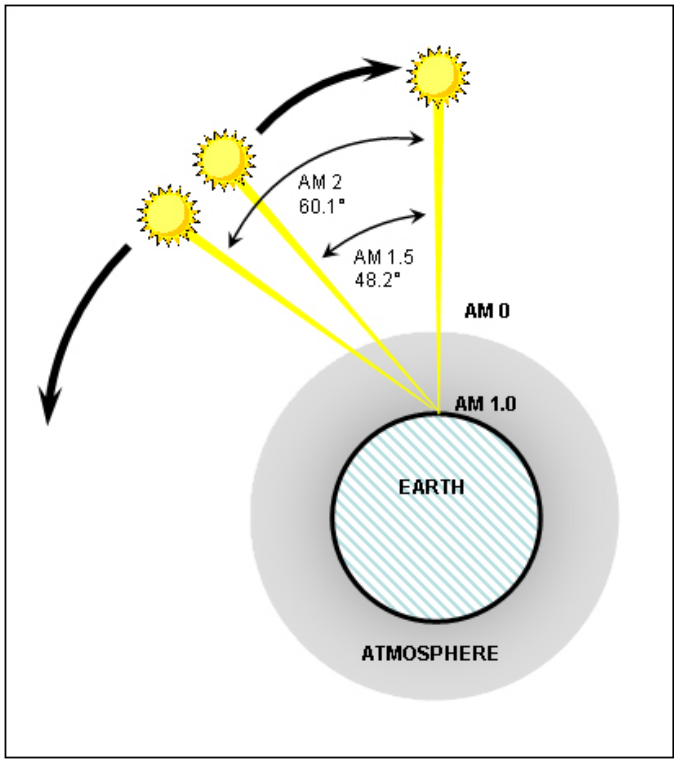
Jotta eri kennojen I-V -käyrät olisivat vertailukelpoisia, on IEC 60904 -standardiin kirjattu standarditestiolosuhteet (STC), jotka ovat:

1. Säteilyn vertikaalinen irradianssi E = 1 000 W/m$^2$
2. Kennon lämpötila T = 25 °C ± 2 °C
3. Määritelty valon spektri (IEC 60904-3) ilmamassalla AM = 1,5

Ilmamassa AM kertoo kuinka monen kohtisuoran ilmakehän paksuuden auringon säteily joutuu läpäisemään ennen saapumistaan paneelille. Ilmakehää läpäistessään osa säteilystä absorboituu ja siroaa, vähentäen paneelille asti saapuvan säteilyn määrää. Ilmamassan AM-arvo riippuu auringon kiertoradan kulmasta asteina suhteessa horisontaalitasoon seuraavasti:

$$AM = \frac{1}{sin\gamma_s} \tag{4}$$

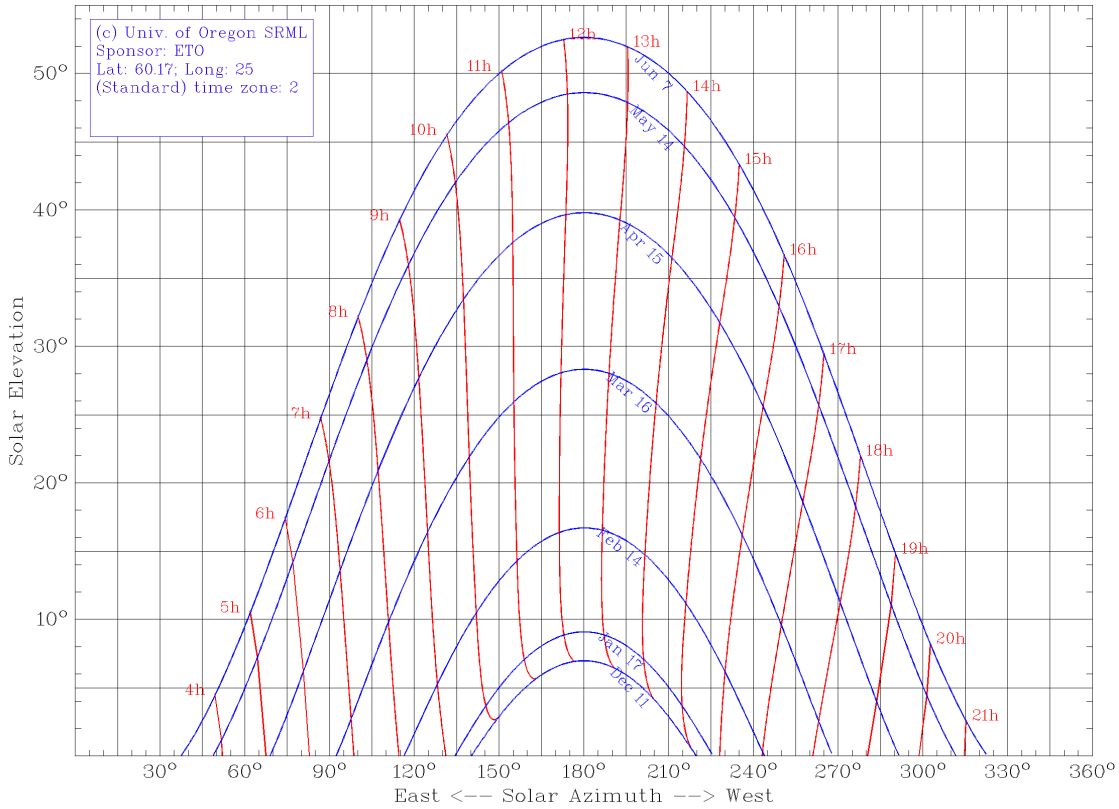
Kuvassa 2 on esitetty havainnekuva ilmamassan arvon määrittämisestä. Ilmakehän ulkopuolisessa avaruudessa ilmamassan arvo on AM0.




Kuva 2: Havainnekuva AM-arvon määrittämisestä. [37]

Kuvassa 3 on esitetty auringon säteilykulma asteina Helsingissä joulukuusta kesäkuuhun. Kuvaajasta nähdään myös säteilyn atsimuutti eli auringon kulma horisontin tasossa suhteessa pohjoiseen eri kuukausina ja kellonaikoina. Kuten nähdään,

Helsingissä auringon päivittäinen maksimikorkeuskulma vaihtelee noin välillä 7° (joulukuu) - 53° (heinäkuu). Vastaava AM-arvon vaihteluväli Helsingissä on siis 1,3 ... 8,2.




Kuva 3: Auringon säteilykulmia Helsingissä. [2]

Itse säteilyn määrän lisäksi aurinkopaneelin toimintaan vaikuttaa sen toimintalämpötila. Mitä korkeampi on paneelin lämpötila, sitä alhaisempi on sen huipputehopisteen jännite. Paneelin tuottamaan virtaan lämpötilan kasvu vaikuttaa hieman nostavasti, mutta ei lähellekään yhtä dramaattisesti kuin jännitteeseen. Vertailukohtana toimivat STC-olosuhteet, josta poikkeavien lämpötilojen vaikutuksia huipputehoon $P_{MPP}$ voi arvioida lineaarisesti valmistajan tarjoamalla kulmakertoimella, joka on yleensä luokkaa -0,45 %/°C [1]. Matalissa lämpötiloissa, kuten Suomessa talvella, paneelin tehontuotto voi kasvaa siis jopa yli 20 %. Samalla kasvavat koko järjestelmän jännitekestoisuusvaatimukset. Vastaavasti varsinkin lämpimissä ilmastoissa on hyödyllistä taata riittävä ilmanvaihto paneelien ympäristössä.

Paneelit asennetaan niille suunniteltuihin tukirunkoihin sopivin välein siten, että ne eivät varjosta toisiaan. Tämä paneelirivistön väli riippuu paneelien koosta ja au-

ringon säteilykulmasta. Paneelit tulee asentaa kohtisuoran auringon säteilyn maksimoimiseksi optimaaliseen kulmaan. Tärkein asennuskulma on paneelin korotuskulma suhteessa horisontaalitasoon. Tämän kulman tulisi vastata mahdollisimman hyvin auringon säteilykulmaa. Paneelit tulee kohdistaa pohjoisella pallonpuoliskolla horisontaalitasossa mahdollisimman hyvin kohti etelää. Paneelit on myös mahdollista asentaa ns. tracker-runkoihin, jotka voivat olla yksi- tai kaksiakselisia. Nämä rungot seuraavat auringon liikettä päivän mittaan ja kohdistavat paneelit aina suotuisassa kulmassa kohti aurinkoa, lisäten siten paneelien energiantuottoa. Yksiakselisilla on yksi vapausaste ja ne kiertyvät joko horisontaalisen tai vertikaalisen akselin ympäri. Kaksiakseliset pystyvät kiertymään kummankin akselin ympäri. Nämä auringon kulkua seuraavat lisäjärjestelmät tuovat taloudellista lisäarvoa kuitenkin vain sopivissa säteilyolosuhteissa. Suoran säteilyn määrä tulee olla huomattavan suuri ja hyötyä saadaan lähinnä vain maapallon korkeampia säteilytiheyksiä omaavilla alueilla. [7]

## 2.2 Aurinkokennotyyppejä

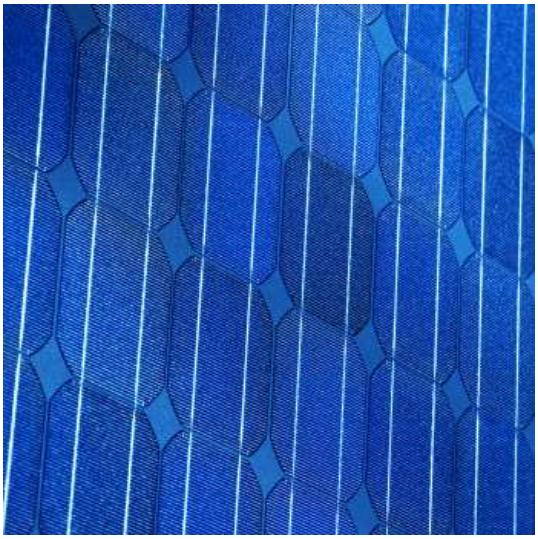
Tällä hetkellä aurinkosähkömarkkinoilla on laajalti käytössä kaksi eri päätyyppiä aurinkokennoja, piikide- ja ohutkalvokennot. Lisäksi jatkuvasti kehitetään useita muita toistaiseksi volyymiltään marginaalisia kennotyyppejä, joista esitellään tärkeimmät ja lupaavimmat. Eri kennotyyppien numeerista vertailua on esitetty yhteenvetona kappaleen lopussa taulukossa 3 [3, 7]. Hyötysuhteita tarkasteltaessa on huomattava, että markkinoilla tarjolla olevien paneelien hyötysuhteet ovat aina huomattavasti mainittuja kennotyyppien laboratorio-olosuhteissa mitattuja huippuhyötysuhteita alhaisempia.

### 2.2.1 Piikidekennot

Pii on yleisin aurinkosähkökennon rakennusmateriaali. Se on maapallon toiseksi yleisin alkuaine hapen jälkeen. Piikidekennoissa käytetty pii täytyy kuitenkin ensin jalostaa maaperästä löydetystä kvartsista tai hiekasta mekaanisin ja kemiallisin menetelmin mahdollisimman puhtaaksi piikiteeksi. Elektroniikan puolijohteiden vaatimukset piin puhtauden suhteen ovat vielä noin kymmenkertaiset aurinkokennojen vaadittuun laatutasoon nähden. Tästä syystä piiaurinkokennojen valmistukseen kelpaakin elektroniikkateollisuuden jätepii, jota ei kuitenkaan ole riittänyt vuoden 1998 jälkeen tarpeeksi kattamaan aurinkopaneeliteollisuuden tarpeita. [1].

Yksikidepiitä (mono-crystalline, single-crystal) valmistetaan monikidepiistä

Czochralski-prosessilla [1]. Prosessissa syntyneestä sylenterin muotoisesti piikiekosta voidaan leikata halutun muotoisia kennoja. Paneeliin vierekkäin ladottaessa käytössä olevan pinta-alan tehokkaimmin käyttävät neliönmuotoiset kennot, joten niistä valmistetut paneelit ovat halvimpia ja yleisimpiä. Yksikidekennojen tähän asti (kesäkuu 2013) suurin mitattu hyötysuhde on 25,0 ± 0,5 % [3]. Kuvassa 4 on näkyvissä yksikidepiipaneeli, jonka koostumus on silminnähtävän homogeeninen.



Kuva 4: Yksikidepiipaneelin pinta. [28]

Monikidekennot ovat hyötysuhteeltaan hieman yksikidekennoja heikompia, suurin todettu hyötysuhde on 20,4 ± 0,5 % [3]. Monikidekennoista kootut paneelit tunnistaa niiden yksikidepaneeleita vaaleamman sinisestä väristä. Niiden pinnasta on myös silmin havaittavissa yksittäisten kiteiden muotoja, joista koostuu huurretta muistuttavaa kuviota, kuten nähdään kuvasta 5.

Piikidekennoja suositaan ohutkalvokennojen ylitse sovelluksissa, joissa asennusala on niukka. Ne reagoivat herkimmin pidemmän aaltopituuden säteilyyn, joka siroaa lyhytaaltoista säteilyä herkemmin ilmakehässä ennen paneelille saapumistaan. Lisäksi osittainenkin varjostus paneelilla on epäedullista ja jopa haitallista yksikidepaneelille. Jos yksikidepaneelin yksikin kenno on varjostettu ja ei vastaanota säteilyä, tulee siitä muiden tehoatuottavien kennojen kanssa sarjaankytkettynä tehoa kuluttava osa virtapiiriä, joka voi kuumeta sulamispisteeseen saakka. Ilmeisenä haittavaikutuksena on myös kennossa lämpönä hukkunut teho. Näitä varjostumisen aiheuttamia häviöitä voidaan ehkäistä kytkemällä kennoketjun rinnalle tasaisin väliajoin diodeja, jotka ohittavat varjostetun kennoketjun tarvittaessa. Mitä tiheämmässä diodeja on, sitä parempi on paneelin toiminta varjostustilanteessa. [7]

Kuva 5: Monikidepiipaneelin pinta. [28]

### 2.2.2 Ohutkalvokennot

Ohutkalvokennojen valmistuksessa jonkin substraatin (yleensä lasin) pinnalle liitetään ohut kerros puolijohdemateriaalia. Tämä ohut kalvo on paksuudeltaan vain noin 1-6 $\mu$m (vrt. piikidekenno 200-300 $\mu$m). Puolijohdemateriaalina voidaan käyttää amorfista piitä (a-Si), kupari-indiumdiselenidia (CIS) tai kadmiumtelluridia (CdTe). Ohutkalvokennot ovat piikidekennoja halvempia valmistaa. Syitä ovat puolijohdekalvon ohuudesta koituvat materiaalikustannussäästöt sekä valmistusprosessin alhaisempi lämpötila, joka puolittaa valmistamiseen vaaditun energian. Ohutkalvokennoja voidaan teoriassa valmistaa mihin muotoon tahansa, mutta koska vain saman muotoisia kennoja voidaan yhdistää toisiinsa paneelia muodostettaessa, ovat neliön muotoiset kennot käytännössä yleisimmät. Ohutkalvokennot ovat herkkiä lyhyille ja keskipitkille säteilyn aallonpituuksille. Näin ollen ohutkalvopaneelit sopivat piikidekennoja paremmin alueille, joissa paneelille saapuu paljon heijastussäteilyä. Lisäksi ne toimivat piikidepaneeleita tehokkaammin tilanteissa, joissa säteilykulmaa paneelille ei saada asennuksessa optimiksi. Kennojen keskinäisten liitäntöjen puolesta ohutkalvokennot kestävät varjostumista piikidekennoja paremmin. Kuumissa olosuhteissa, kuten ilmanvaihdollisesti haastavissa kattoasennuksissa ohutkalvopaneelit ovat suositeltavia, koska niiden hyötysuhde heikkenee vähemmän suhteessa lämpötilan nousuun.

Amorfisesta piistä valmistettujen ohutkalvokennojen hyötysuhde on varsin heikko. Paras mitattu hyötysuhde on 10,1 $\pm$ 0,3 % [3]. Lisäksi Staebler-Wronski -ilmiön

Kuva 6: Ohutkalvopaneeli – Sharp Electronics. [29]

mukaisesti kennon hyötysuhde heikkenee hieman säteilyn vaikutuksesta ensimmäisten 6-12 käyttökuukauden aikana.

Kupari-indium-gallium-selenidikennojen (CIGS) hyötysuhteen mitattu laboratoriohuippuarvo on 19,6 ± 0,6 % [3]. CIGS-kennot eivät kärsi ensimmäisten käyttökuukausien aikaisesta hyötysuhteen heikkenemisestä kuten armofisesta piistä valmistetut kennot.

Kadmiumtelluridikennojen valmistuskustannukset ovat ohutkalvokennoista pienimmät. Kennojen suurin mitattu hyötysuhde on 19,6 ± 0,4 % [3]. Vaikka kenno sisältää kadmiumia, joka itsessään on ympäristölle haitallinen raskasmetalli, on kadmiumtelluridi hyvin vakaa yhdiste ja sen sulamispiste on korkeahko 1 000 °C. Näin ollen sen haitalliset ympäristövaikutukset ovat pienet.

### 2.2.3 III-V- ja monikerrosfotosähköparikennot

Kennojen nimi tulee siitä, että puolijohteen valmistuksessa käytetään alkuaineita, jotka ovat jaksollisen järjestelmän ryhmistä III ja V. Esimerkkiyhdisteitä ovat gallium-arsenidi (GaAs) ja indiumfosfaatti (InP). Näitä yhdisteitä voidaan asettaa monikerroksisiksi puolijohteiksi perinteisten ohutkalvo- tai piikidekennojen yhteyteen, mutta parhaat hyötysuhteet saavutetaan monikerrosfotosähköpari-kennoilla, joissa III-V -luokan yhdisteitä on kerrostettu päällekkäin. Nämä kennot tarjoa-

vat tällä hetkellä parhaan mahdollisen hyötysuhteen. Ne koostuvat useasta eri yhdisteestä valmistetuista puolijohteista päällekkäin asetettuina, esimerkiksi InGaP/GaAs/Ge. Näistä puolijohteista jokainen reagoi tehokkaimmin eri aallonpituiseen säteilyyn. Tällä tavoin pystytään hyödyntämään tehokkaammin ja laajemmin auringon säteilyn spektriä. Kennojen valmistus on toistaiseksi niin kallista, että näiden kennojen yhteyteen on kannattavaa asentaa valonkerääjiä, jotka kohdistavat optisesti valon laajemmalta alueelta pienelle kennolle. Teoriassa 100 -kertainen säteilymäärä kennolla nostaa kennon tehontuottoa 20 %. Tällä hetkellä massatuotantoon valmiina olevat kennot on saatu 500 -kertaisella säteilymäärällä hyötysuhteeseen 25 %. Jopa 37,9 ± 1,2 % hyötysuhde on saavutettu laboratorio-olosuhteissa. Korkean hyötysuhteensa takia näitä kennoja on käytetty avaruussovelluksissa. [3]

### 2.2.4 Orgaaniset kennot

Epäorgaaniset kennot hallitsevat tällä hetkellä kennomarkkinoita täysin, mutta tulevaisuudessa orgaanisista materiaaleista valmistetut kennot voivat olla varteenotettava vaihtoehto. Orgaaniset kennot voidaan jakaa kahteen ryhmään: orgaanisiin (Organic Photovoltaic cells, OPV) ja väriherkistettyihin (Dye Sensitized solar cells, DSSC). Erona on, että OPV:ssa orgaaniset molekyylit toimivat valon absorboimisen lisäksi varauksen kuljettajina, toisin kuin DSSC-kennoissa. Toistaiseksi parhaat saavutetut hyötysuhteet ovat vaatimattomia 10,7 ± 0,3 % (OPV) ja 11,9 ± 0,4 % (DSSC) [3]. Orgaanisten kennojen valmistus on kuitenkin houkuttelevan halpaa ja helppoa. Lisäksi käytetyt materiaalit ovat ympäristöystävällisiä ja niitä on runsaasti tarjolla. [4]

Taulukossa 3 on esitetty yhteenveto eri kennotyyppien ominaisuuksista.

| **Paneelityyppi** | **Paneelin hyötysuhde** [%] | **Kennon maksimihyötysuhde** [%] | **Vaadittu pinta-ala** [$m^2$/kWp] |
|---|---|---|---|
| Yksikidepii | 13 - 19 | 25,0 ± 0,5 | 5 - 8 |
| Monikidepii | 11 - 15 | 20,4 ± 0,5 | 7 - 9 |
| Ohutkalvo a-Si | 5 - 8 | 10,1 ± 0,3 | 13 - 20 |
| Ohutkalvo CIGS | 10 - 12 | 19,6 ± 0,6 | 8 - 10 |
| Ohutkalvo CdTe | 9 - 11 | 19,6 ± 0,4 | 9 - 11 |
| III-V GaAs (ohutkalvo) | - | 28,8 ± 0,9 | - |
| Monikerrosfotosähköpari (InGaP/GaAs/InGaAs) | - | 37,9 ± 1,2 | - |
| Orgaaniset kennot | - | 10,7 ± 0,3 | - |

Taulukko 3: Eri kennotyyppien ominaisuuksia

## 2.3 Kaapelointi

Aurinkosähköjärjestelmässä paneeleilla tuotettu energia siirretään kaapeloinnin avulla eteenpäin invertterille. PV-järjestelmille on kehitetty omia erikoiskaapeleita, jotka ottavat huomioon asennusolosuhteet. Tärkeitä ominaisuuksia aurinkokaapeleille ovat, että ne kestävät hyvin UV-säteilyä ja ulkoilman elementtejä sekä omaavat laajan käyttölämpötila-alueen (-50 °C ... 125 °C) [1]. Lisäksi jyrsijöiden torjunta on otettu huomioon. Sekä kupari että alumiinikaapeleita käytetään.

Suunniteltaessa aurinkosähköjärjestelmään sopivia kaapeleita, kolme kriteeriä tulee ottaa huomioon: kaapelin jännitteen mitoitusarvo, virrankestoisuus sekä kaapelihäviöiden minimointi. Jännitteen mitoitusarvo riippuu kaapelimallin eristeiden ominaisuuksista. Järjestelmäjännitteestä riippuen käyttöön tulee valita sopivan jännitteen mitoitusarvon omaava kaapeli.

Kaapelin virrankestoisuus riippuu sekä kaapelin ominaisuuksista, asennuksesta että ympäristöstä. Kaapeleiden reaalisen virrankestoisuuden laskemiseen tarvittavat asennuskohtaiset kertoimet löytää standardista SFS 6000. Vaikuttavia tekijöitä ovat kaapelin johtimen poikkipinta-ala, asennustapa (maassa, ilmassa, seinällä, kaapeli-

kourussa jne.), ympäristön lämpötila, vierekkäisten kaapeleiden määrä asennuksessa sekä maan lämpöresistiivisyys.

Kaapeleissa tapahtuvat häviöt ja jännitteen aleneminen pyritään minimoimaan valitsemalla sopivan paksuinen kaapeli (joka on usein paksumpi kuin virrankestoisuusvaatimukset vaatisivat). Saksalainen standardi VDE 0100 osa 712 suosittelee aurinkosähköjärjestelmien häviöistä seuraavaa: "Jännitteenaleneman tasajännitepiirissä ei tule olla yli yksi prosenttia PV-järjestelmän nimellisestä jännitteestä STC-olosuhteissa"[7]. Käytännössä käytettävien kaapeleiden paksuudet tulee optimoida tapauskohtaisesti, kuten on esitetty seuraavassa kappaleessa.

### 2.3.1 Optimaalisen kaapelin poikkipinta-alan valinta

Optimaalisen kaapelipaksuuden valinta on aurinkosähköjärjestelmien tehonsiirrossa tärkeää. Järjestelmän toiminnan kannalta kaapelin paksuuden tulisi olla iso, jotta kaavan 5 mukaiset virtahäviöt $P_l$ olisivat mahdollisimman pienet.

$$P_l = R \cdot I^2 \tag{5}$$

Toisaalta paksumpi kaapeli maksaa enemmän metriä kohden. Tämän seurauksena järjestelmän jokaiselle eri virtakuormituksen omaavalle kaapelivedolle on erikseen optimoitava sopivan johtimen poikkipinta-alan omaava kaapeli. Tavoitteena on minimoida koko elinkaaren aikana koituvat kustannukset $K_{tot}$, joka koostuu investoinneista $K_{inv}$ ja käytön aikaisista häviökustannuksista $K_h$ kaavan 6 mukaisesti.

$$K_{tot} = K_{inv} + K_h \tag{6}$$

Tarkastellaan ensin kaapeli-investointeja. Investoinnin suuruus määräytyy kaapelimallin hinnan $H_k$, rinnakkaisten kaapelien määrän $n_k$ sekä kaapelivetojen yhteispituuden $l_k$ kautta seuraavasti:

$$K_{kinv} = H_k \cdot n_k \cdot l_k \tag{7}$$

Rinnakkaisten kaapeleiden määrä $n_k$ määräytyy sen mukaan, onko kaapeli yksi- vai monijohtiminen. DC-vedoissa tarvitaan kaksi johdinta, jolloin yksijohtimisia kaapeleita tarvitaan kaksi rinnan. Vastaavasti kolmivaiheisissa AC-vedoissa tarvitaan kolmijohtimisia kaapeleita tai jokaiselle vaiheelle vähintään yksi yksijohtiminen kaapeli. Kaapelivetojen yhteispituus $l_k$ tarkoittaa kaikkien optimoitavana olevan virtatason kaapeleiden yhteispituutta järjestelmässä.

Kaapelihäviöiden laskemiseksi avataan ensin lausekkeen 5 resistanssi R seuraavasti:

$$P_l = \frac{\rho \cdot l_k \cdot I^2}{A} \tag{8}$$

Yllä $\rho$ on johdinmateriaalin resistiivisyys ja A johtimen poikkipinta-ala. Aurinkosähköjärjestelmän hetkellinen tehontuotto vaihtelee ympäristön olosuhteiden ja tarjolla olevan säteilyintensiteetin vaihdellessa riippuen vuorokaudenajasta. Päästäksemme todenmukaiseen arvioon kaapeloinnissa kuluvasta häviötehosta, tarvitsemme tämän tehontuoton vaihtelun huomioon ottavan arvon virralle I. Tätä varten on ABB:n tehdasrakennuksen (Hiomotie 13, 00380 Helsinki) katolla sijaitsevan aurinkosähköjärjestelmän päivän ajalta tallennetusta tehontuottodatasta laskettu neliöllisen keskiarvon menetelmällä kerroin, jolla voidaan mitoittaa kaapelin huippuvirtaa $I_{max}$. Neliöllinen keskiarvo diskreetisti jakautuneelle aineistolle lasketaan seuraavasti:

$$\overline{k}_{RMS} = \sqrt{\frac{\sum_{x=1}^{n} {p_x}^2}{n}} \tag{9}$$

,jossa n on aineiston datapisteiden määrä ja $p_x$ hetkellinen mitattu tehontuoton arvo hetkellä x, asteikolla nollasta yhteen suhteessa järjestelmän maksimitehoon. Näin tuloksena saatua kerrointa $\overline{k}_{RMS} = 0,6395$ voidaan suoraan käyttää kaapeleiden käyttöastetta mallintavana kertoimena kaapeleiden huippuvirralle $I_{max}$, jolloin saadaan kaapelia keskiarvoisesti kuormittava virta $I_{avg}$ kaavan 10 mukaisesti, kun tehontuotto on jaettu tasaisesti päivän jokaiselle tehontuotoltaan nollasta poikkeavalle hetkelle.

$$I_{avg} = I_{MPP_{max}} \cdot \overline{k}_{RMS} \tag{10}$$

Häviöiden taloudellisen tappion laskemiseen tarvitaan lisäksi keskiarvo päivän pituudelle vuoden tarkastelujaksolla tarkastelualueella. Kun neliöllisellä keskiarvolla saatu kerroin kerrotaan tällä aurinkoisten tuntien keskiarvolla, ottaa tulos huomioon kohdealueen pidemmän keskiarvoisen valoisan ajan päivässä, vaikka itse auringon säteilyintensiteetin jakauma on mitattu Helsingissä.

Järjestelmän käyttöiän $t_{use}$ aikana kuluneen häviötehon taloudellinen kustannus on kaavan 11 mukainen.

$$K_h = \frac{\rho \cdot l_k \cdot I_{avg}^2}{1000 \cdot A} \cdot h_s \cdot \overline{k}_{sun} \cdot 365 \cdot \gamma_{t_{use}} \tag{11}$$

Yllä jakaja 1 000 tulee muunnoksesta wattitunnista kilowattituntiin, $h_s$ on verkkoon myydyn sähkön hinta [€/kWh] sekä $\gamma_{t_{use}}$ diskonttauskerroin tulevien tappioiden diskonttaamiseksi nykyarvoon, joka on määritetty inflaation i ja koron r avulla seuraavasti:

$$\gamma_{t_{use}} = \frac{1 - (\frac{i}{r})^{t_{use}}}{1 - (\frac{i}{r})} (\frac{i}{r}) \tag{12}$$

Yhdistämällä kaavojen 7 ja 11 tulokset lausekkeeseen 6 saadaan kunkin yksittäisen kuormavirran omaavan kaapelivalinnan elinkaarikustannukset järjestelmässä. Tämän jälkeen voidaan taulukkolaskennan avulla valita vaihtoehdoista pienimmät kustannukset omaava poikkipinta-ala. Tämä optimointi toistetaan kullekin virtatasolle järjestelmässä ja valitaan jokaiseen sopivin kaapeli.

## 2.4 Invertteri

Aurinkosähköjärjestelmän keskeinen osa on vaihtosuuntaaja eli invertteri. Sen päätehtävä on muuntaa paneeleista saatava tasajännitteinen sähkö verkkoon ja kuormille sopivaksi vaihtojännitteeksi. Invertterin läpi kulkevasta tehosta riippuen invertterit voivat olla joko yksi- ($<$ 4,6 kVA) [7] tai kolmivaiheisia. Aurinkosähköjärjestelmässä invertteriltä odotetaan nykyään älykästä osallistumista verkon hallintaan ja toimintaan. Invertterin tulee pystyä syöttämään verkkoon loistehoa, osallistumaan verkon taajuuden säätöön ja reagoimaan verkon vikatiloihin. Aurinkosähkövaihtosuuntaajien erikoisominaisuus on myös niiden älykäs MPPT (Maximum Power Point Tracking) -ominaisuus. MPPT säätää paneeleille näkyvää kuormaa siten, että paneelit toimivat huipputehopisteessään vaihtuvissa lämpötila- ja säteilyolosuhteissa. Tulevaisuuden älykkäät sähköverkot asettavat myös inverttereille mahdollisuuden päättää tuotetun tehon käytöstä yksityisissä järjestelmissä. Tuotettu sähkö voidaan hetkellisestä markkinahinnasta riippuen käyttää taloudessa sisäisesti, ladata energiavarastoihin tai myydä verkkoon, mikä kulloinkin on käyttäjälle edullisinta.

Inverttereiden osalta järjestelmäsuunnittelussa on otettava huomioon niiden teholuokka ja jännitetaso. Kun on tiedossa suunniteltavan järjestelmän haluttu tehontuotto ja paneelityyppi, voidaan invertterien määrä mitoittaa niiden teholuokka huomioon ottaen järjestelmälle sopivaksi. AC-muunnos voidaan toteuttaa fyysisesti lähellä paneeleita mikroinverttereillä. Tällöin jokaisella paneelilla on oma mikroin-

vertterinsä. Näin DC-tehonsiirron tuottamat häviöt jäävät pieniksi. Samalla tarve kaapeleita kokoaville kytkentälaatikoille poistuu. Mikroinverttereiden etuna on pienempien yksiköiden MPP-seuranta, joka auttaa osaltaan hyötysuhdetta verrattuna isompiin yksiköihin siinä tapauksessa, että yksiköiden välillä on sähköntuotossa eroja vaikkapa varjostumisen takia. Mikroinverttereiden käyttö on rajaantunut lähinnä pieniin 3-5 kW:n järjestelmiin. Usein isot järjestelmät toteutetaan teholuokaltaan isommilla invertereillä, jotka tekevät AC-muunnoksen kauempana paneeleista keskitetysti (central inverters). Näiden laitteiden teholuokat ovat noin 100 kilowatista yhteen megawattiin. Tällöin paneeleilta tulevia kaapeliryppäitä joudutaan usein yhdistämään kytkentälaatikoissa invertterin rajallisesta sisääntuloterminaalien määrästä johtuen. Nämä isot invertterit sijoitetaan usein omaan sähkötilarakennukseensa. On myös olemassa edellisten välimuoto, ketjuinvertteri (string inverter), joiden avulla kyetään optimoimaan yksittäisen paneeliketjun maksimitehopiste. [7]

Käytettäessä keskitettyjä isoja invertereitä, tulee paneeleita yhtä invertteriä kohden niin monta, että näitä kaikkia ei pysty järkevästi kytkemään suoraan invertterin DC-sisääntuloihin. Tällöin käytetään järjestelmässä kytkentälaatikoita (junction box, string box, combiner box). Ne pitävät sisällään sulakesuojauksen mahdollisten paneelikentällä tapahtuvien oikosulkujen varalta. Jokaisen paneeliketjun tuottaman virran tarkkailu on myös mahdollista kytkentälaatikossa. Tätä kautta voidaan havaita ja korjata paneelien mahdollisia vikatiloja. Lisäominaisuus on DC-kytkin mahdollisella etähallinnalla, joka mahdollistaa pienten yksiköiden erottamisen järjestelmästä huoltotoimien ajaksi. [6]

Invertterin mitoituskerroin $c_{inv}$ määritellään invertterin teholuokan $P_{inv}$ ja tähän invertteriin kytkettyjen paneelien yhteenlasketun huipputehontuoton $P_{pv}$ avulla seuraavasti:

$$c_{inv} = \frac{P_{inv}}{P_{pv}} \tag{13}$$

Oikeasta mitoitussuhteesta on olemassa eriäviä mielipiteitä. Joidenkin lähteiden mukaan Pohjois-Euroopan olosuhteissa suositus mitoituskertoimen arvoksi on välillä 0,65 ... 0,8, Keski-Euroopassa 0,75 ... 0,9 ja Etelä-Euroopassa 0,85 ... 1 [5]. Jos invertteri toimii suuren osan ajasta matalilla tehotasoilla (kuten Pohjois-Euroopassa voi käydä) voi invertterin alimitoittamisesta olla hyötyä, sillä invertterin hyötysuhde on heikko alueella 5 - 20 % sen nimellistehosta. Toisaalta suuren säteilyintensiteetin aikaan voidaan hukata tehoa, jos invertteri joutuu kytkeytymään pois päältä lii-

Kuva 7: ABB PVS800 -invertteri. [30]

an suuren tehotason takia. Solarpraxis AG:n tuottaman Industry Guide 2013 [7] tarjoaman uuden suosituksen mukaan invertereitä ei tulisi alimitoittaa yli kymmentä prosenttia paneelien nimellisen tehontuoton alle. Samassa yhteydessä viitataan myös mielipiteisiin, joiden mukaan alimitoittamisesta tulisi luopua kokonaan, varsinkin koska tätä nykyä invertereiden vaaditaan tuottavan tarvittaessa verkkoon loistehoa.

Sopivan jännitetason löytäminen paneelijärjestelmän ja invertterin välillä on eräs kriteeri järjestelmäsuunnittelussa. Paneelilohkon jännitetaso määräytyy sarjaan kytkettyjen paneelien määrästä paneeliketjussa. Lisäksi täytyy ottaa huomioon jännitteen vaihtelu eri lämpötiloissa ja säteilyolosuhteissa. Invertterin täytyy siis kestää matalissa lämpötiloissa tuotetut huippujännitteet ja korkeissakin lämpötiloissa toimia matalalla jännitteellä hyvällä hyötysuhteella. Paneelivalmistajat antavat usein tiedon paneeleiden lämpötilaominaisuuksista muuttujalla $\Delta$V, joka antaa paneelin jännitteen muutoksen prosentteina tai millivoltteina jokaista kelvin-asteen muutosta kohti.

Invertterin MPPT -alueen tulisi kattaa paneelijärjestelmän eri lämpötilojen I-V-käyrien $U_{MPP}$ -pisteet, jotta järjestelmä toimisi aina parhaalla mahdollisella hyötysuhteella. Lisäksi jokaisella invertterimallilla on sille ominainen DC-jännitteen toiminta-alue, joka on laajempi kuin MPPT -alue. Toiminta-alueen alarajalla invertte-

rin toiminta lakkaa kokonaan ja ylärajalla on laitteistovaurion riski. Lisäksi invertterin toimintahyötysuhde riippuu sen tulon hetkellisestä DC-jännitetasosta. Järjestelmäsuunnittelussa on hyödyllistä käyttää jotakin suunnittelutyökalua, kuten PVsize tai PVsyst [26, 27]. Nämä laskevat muuttuvien olosuhteiden, kuten ympäristön lämpötilojen ja säteilyintensiteetin vaikutukset järjestelmän toimintaan ja ilmoittavat mahdollisista ongelmista valitun invertterin kanssa. Usein yli-/alijänniteongelmat voidaan korjata muokkaamalla paneelijärjestelmän kokoonpanoa, eli vaihtamalla paneeleita enemmän/vähemmän rinnakkain/sarjaan.

Inverttereissä tulee olla saarekekäytön (islanding) ehkäisevä toiminto, eli invertterin tulee havaita, mikäli se on verkon ainut tehontuottaja ja tällöin katkaista tehontuotto. Tällä vältetään verkon osien pysyminen jännitteisinä oletetun sähkökatkon aikana, mikä aiheuttaisi turvallisuusriskin huoltohenkilöstölle. Saarekekäytön ehkäisyn toteuttamiseen on olemassa monia tapoja, jotka vaihtelevat invertterivalmistajasta toiseen. Uudet vaatimukset invertterien verkkotukitoiminnoista edellyttävät invertterin kuitenkin pystyvän tukemaan verkkoa hetkellisten ongelmien aikana. Tämä tarkoittaa esimerkiksi, että invertterin ei tule sammua heti verkkojännitteen aletessa, vaan pyrkiä osaltaan tukemaan verkkoa syöttämällä reaktiivista tehoa verkkoon. Vasta jos verkko ei toimi muutamaan sekuntiin, tulee invertterin irrottaa järjestelmä verkosta. Reaktiivisen energian syötössä on se haaste, että se ei ole järjestelmän omistajalle mielekästä, sillä sitä ei yleensä energianostosopimuksessa mainita ja näin ollen myöskään korvata. Verkko-operaattorin kanssa järjestelmän liittämisestä verkkoon neuvoteltaessa mahdollisuus reaktiivisesta tehonsyötöstä voi kuitenkin olla neuvotteluetu. Tulevaisuudessa inverttereiden uskotaan ottavan vielä nykyistä enemmän roolia verkon tukitoimintojen suorittamisessa. Mahdollisia sovelluksia ovat mm. tehokertoimen hallinta ja kohdistettu harmonisten komponenttien syöttö sähkön laadun parantamiseksi. Nämä toiminnot kuitenkin vaativat ”älykkään verkon”mahdollistamaa kehittynyttä ja nopeaa kommunikointia verkon ja inverttereiden välillä. [7]

Inverttereiden hyötysuhteet ovat tätä nykyä korkealla tasolla (n. 97 - 99 %). Hyötysuhteeseen vaikuttaa se, onko invertterissä integroitu muuntaja sekä myös laskentatapa. Integroitu muuntaja heikentää invertterin hyötysuhdetta, jolloin ilmoitettu hyötysuhde ei ole suoraan verrattavissa muuntajattoman invertterin vastaavaan ilmoitettuun arvoon. Myös invertteriin syötetty teho vaikuttaa sen hyötysuhteeseen. Maksimihyötysuhde on invertterin paras mitattu hyötysuhde, joka yleensä saavutetaan, kun tehotaso invertterissä on noin 50 % sen nimellistehosta. Invertteri ei

kuitenkaan jatkuvassa toiminnassa säteilyn intensiteetin ja ympäristön lämpötilan muutosten vaikutuksesta toimi tässä maksimihyötysuhdepisteessä kuin hetkellisesti. Tästä syystä on kehitetty kaksi erilailla painotettua tapaa laskea invertterin toimintaa paremmin kuvaava hyötysuhde. Näitä kutsutaan Eurooppalaiseksi ja Kalifornialaiseksi hyötysuhteeksi. Näissä laskentatavoissa painotetaan eri toimintapisteitä erilaisilla kertoimilla. Eurooppalainen hyötysuhde painottaa pienempiä tehontuottotasoja ja soveltuu esimerkiksi Keski-Euroopan säteilytasoille. Eurooppalaisen hyötysuhteen painotukset ovat:

$$\eta_{EUR} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,1 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{100\%} \quad (14)$$

Kalifornialainen laskentatapa taas soveltuu paremmin korkean säteilyintensiteetin alueille (n. 1 200 kWh/m$^2$), kuten Etelä-Eurooppaan. Sen painotukset ovat:

$$\eta_{CEC} = 0,04 \cdot \eta_{10\%} + 0,05 \cdot \eta_{20\%} + 0,12 \cdot \eta_{30\%} + 0,21 \cdot \eta_{50\%} + 0,53 \cdot \eta_{75\%} + 0,05 \cdot \eta_{100\%} \quad (15)$$

Invertterien on todettu toimivan vioitta keskimäärin 10-12 vuotta, jonka jälkeen huolto tai varaosat ovat tarpeen. Jatkuva huolto, tarkistukset ja ylläpito lisäävät invertterin käyttöikää, mutta ne eivät yleensä kestä yhtä pitkään kuin paneelit, joiden toimintaikä voi olla yli 30 vuotta.

## 2.5 Sähköasema

Sähköasema on aurinkosähköjärjestelmissä käytetty rakennus, joka on suunniteltu helpottamaan inverttereiden huollettavuutta ja mahdollistamaan sisäilmaan suunniteltujen inverttereiden käyttö haastavissa olosuhteissa. Ne saattavat sisältää inverttereiden lisäksi keskijännitemuuntajan, keskijännitekytkinlaitoksen, monitorointilaitteistoja sekä mahdollisesti asiakkaan käyttöön varattuja pienjänniteliityntöjä. Kaikki asiakkaat eivät halua täysin integroitua asemaa, vaan voivat haluta tilata muuntajat ja kytkinlaitteet eri toimittajilta logistisista ja aikataulullisista syistä. [6]

Sähköasemia on metalli-, betoni- ja tiilirakenteisia. Esimerkiksi erikoisvarusteltu merikontti soveltuu sähköaseman kehikoksi. Aseman tulee selvitä tapauskohtaisesti haastavistakin olosuhteista, joita voivat olla esimerkiksi erittäin lämpimät ilmastot tai korroosioluokaltaan korkeat ilmastot. Merten rannikoilta löytyvän korrosoivan suolaisen ilmaston vaikutuksiin voidaan varautua sopivin pinnottein ja suodatti-

min. Suodattimet auttavat myös ilman runsaisiin hiukkaspitoisuuksiin, kuten tuulen mukana lentävään hiekkaan. Suodattimet tulee mitoittaa siten, että ilmanvaihto sähköaseman sisällä on riittävä ja invertterin toimintalämpötila pysyy määritellyissä rajoissa. [6]

Kuva 8: ABB Megawatt station -sähköasema. [30]

Vaihtoehtona sähköaseman rakentamiselle aurinkosähköjärjestelmässä on käyttää ulkoilmaan suunniteltuja invertereitä, joiden jäähdytys on toteutettu suljetulla järjestelmällä, jossa lämmönsiirtoon usein käytetään nestettä. Nämä invertterit eivät tarvitse sisäilmaa vastaavia olosuhteita ja voidaan asentaa itsenäisesti kohteeseen. Huollettavuus ja käyttömukavuus ei asiakkaalla ole kuitenkaan samaa luokkaa kuin sähköasemalla, jossa huoltotoimet voidaan tehdä sisätiloissa. Asiakkaiden preferenssit vaihtelevat tapauskohtaisesti, mikä on syynä markkinoilta tällä hetkellä löytyvien vaihtoehtojen moninaisuuteen. [6]

## 2.6 Muuntaja

Verkkoon kytkettävissä järjestelmissä invertterin jälkeen tarvitaan usein muuntaja ennen verkkoonkytkentää. Muuntaja tarvitaan nostamaan jännite sopivalle verkkojännitteen tasolle muuntajan muuntosuhteella. On myös olemassa muuntajia, joiden käämitystä voidaan vaihtaa käämikytkimen avulla siten, että niitä voi käyttää useilla eri muuntosuhteilla. Aurinkosähköjärjestelmän verkkoonkytkentä voi tapahtua pienjännite-, keskijännite- tai suurjänniteverkkoon.

Muuntajat voivat olla joko kuiva- tai nestejäähdytteisiä muuntajia. Kuivamuuntajissa jäähdytys toteutetaan ilman nestemäisiä väliaineita. Sen etuja ovat ekologisuus, paloturvallisuus ja huoltovapaa toiminta. Vanhempaa teknologiaa olevat öljymuuntajat tarvitsevat tiukemmat turvalaitteet ja järjestelyt, sillä öljy saattaa valua maahan tai syttyä kipinöiden vaikutuksesta ja näin olla turvallisuusriski.

Aurinkosähköjärjestelmän muuntaja tulee mitoittaa virrankestoisuudeltaan noin 10 % yli invertterin nimellisen AC-virran ylitse, sillä invertteri voi tuottaa nimellistä käyttölämpötilaa alemmissa lämpötiloissa hieman enemmän tehoa. Lisäksi muuntajan tulee kestää invertterin tuottamia nopeita jännitepulsseja, joista AC-käyrämuoto koostuu. Muuntajan eristysmitoituksen vaatimukset jännitteen maksimiarvolle ja jännitegradientille dV/dt suhteessa maahan löytyvät invertterin muuntajaspesifikaatioista. Muuntajan tuottama impedanssi verkkoonkytkentäpisteen ja invertterin välillä tulee olla määritellyissä rajoissa (noin kuusi prosenttia nimellisjännitteestä). Samoin muuntajan kahden pienjännitepuolen impedanssien ero tulee olla pieni: noin yksi prosentti. Muuntajan valinnassa tulee ottaa huomioon aluekohtaiset erot säädöksissä ja standardeissa sekä verkon taajuudessa. [9]

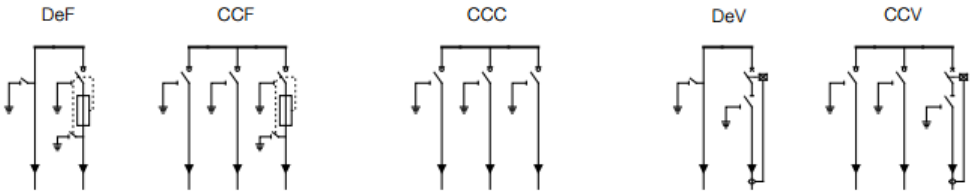
## 2.7 Keskijännitekatkaisija

Verkko-operaattorin vaatimusten mukaisesti aurinkosähköjärjestelmä tulee olla tarvittaessa irrotettavissa jakeluverkosta. Keskijänniteverkkoon liittyminen tapahtuu sähköasemaan integroidulla tai erillisellä keskijännitelaitoksella, joka koostuu keskijännitekatkaisijoista. Laitoksen tehtävänä on suojata laitteistoa mahdollisilta vioilta, kuten maasulku tai oikosulku. Nämä erikoistilanteet huomioon ottaen sen on pystyttävä katkaisemaan virtapiiri suurillakin vikatilanteissa esiintyvillä virroilla. Lisäksi maadoituskytkimet mahdollistavat järjestelmän manuaalisen erottamisen verkosta huoltotoimien ajaksi. Katkaisijakojeistoissa väliaineena voi olla joko kaasu (tyypillisesti rikkiheksafluoridi $SF_6$), ilma tai tyhjiö.

Kuvassa 9 on esitetty erilaisia aurinkosähköjärjestelmien keskijännitelaitoksissa käytettyjä moduulikonfiguraatioita. Nimitys riippuu käytetyistä moduuleista taulukon 5 mukaisesti. [10]

| | |
|---|---|
| C | Katkaisukytkin ja maadoituskytkin |
| De | Suora kaapelointi ja maadoituskytkin |
| F | Sulakekytkin ja maadoituskytkin |
| V | Releohjattu virrankatkaisija ja maadoituskytkin |

Taulukko 5: Keskijännitelaitoksen moduulinimityksiä

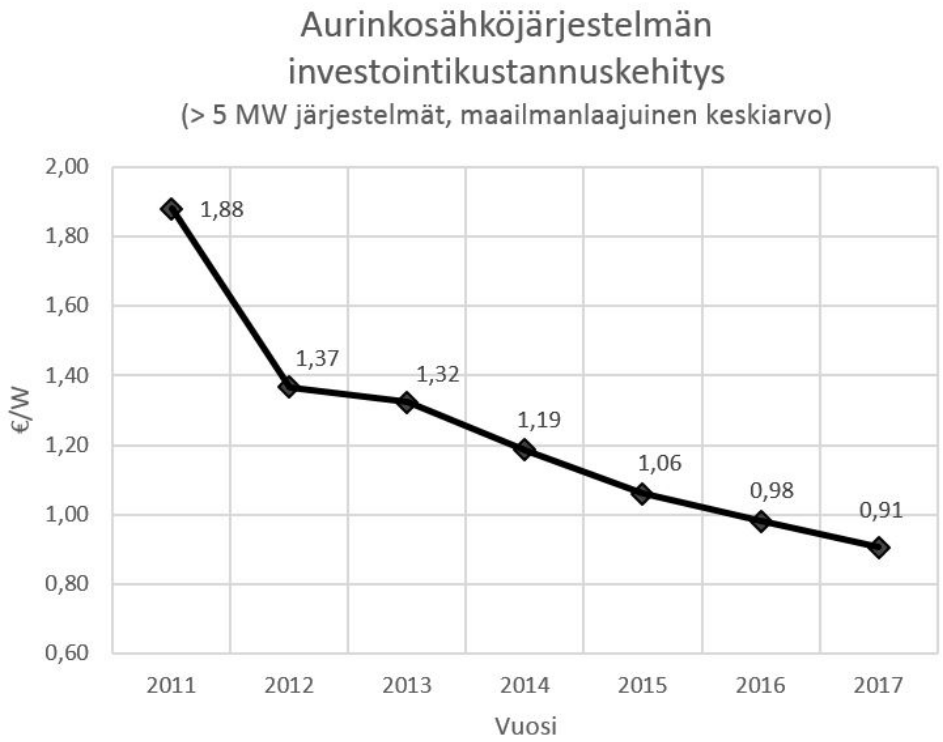



Kuva 9: Keskijännitekatkaisijayksikön eri konfiguraatioita. [10]

# 3 1 500 VDC -järjestelmäjännite

## 3.1 Järjestelmäjännitetilanne markkinoilla

Piikidepaneeleiden hinnat ovat olleet laskussa jo pitkään. Tästä syystä järjestelmän muiden investointikustannusten (Balance Of System cost, BOS) osuus kokonaisinvestoinneista on kasvanut. Näihin muihin kustannuksiin lukeutuvat kaikki kustannukset, jotka eivät ole paneelikustannuksia. Näitä ovat esimerkiksi työstä, suunnittelusta, mekaanisista rakenteista ja sähköisistä tarvikkeista, kuten inverttereistä ja kaapeleista koituvat kustannukset. Suurimmat odotukset kustannusleikkauksista kohdistuvatkin nyt paneeleiden sijasta näihin järjestelmän muihin osa-alueisiin. Aurinkosähköjärjestelmän tuottavuutta voidaan arvioida käytetyn investoinnin ja tuotetun huipputehon suhteena, esimerkiksi €/$W_p$. Kuvassa 10 on esitetty PV-järjestelmien hintakehitystä maailmanlaajuisena keskiarvona verkkoon kytketyissä yli 5 MW:n järjestelmissä [33]. Hinnoissa on tehty valuuttamuunnos 18.12.2013 muuntosuhteella dollarista euroon: 0,7266 [36]. Jos laskemme tämän lähteen antamalla hintakertoimella, paljonko 20 MW:n laitoksen tulisi keskimäärin maksaa vuonna 2013, päädymme lukuun 26 400 000 €.




Kuva 10: PV-järjestelmien hintakehitys maailmanlaajuisena keskiarvona > 5 MW:n järjestelmissä (2013 ja eteenpäin luvut ovat ennusteita)

Eräs mahdollinen tapa parantaa järjestelmässä tuotettua tehoa suhteessa investointikustannuksiin, on nostaa järjestelmän DC-jännitetasoa. Uusien asennettavien aurinkosähköjärjestelmien DC-puolen jännitetaso on Euroopassa nykypäivänä pääsääntöisesti 1 000 V. EU:n lainsäädännössä (Low Voltage Directive 2006/95/EC) matalajännitteeksi lasketaan 50 - 1 000 V vaihtojännitteenä ja 75 - 1 500 V tasajännitteenä. Näin ollen nykyisellä lainsäädännöllä järjestelmän DC-puolen jännitetasoa olisi matalajännitteen puitteissa mahdollista nostaa aina 1 500 V:iin saakka.

Globaalisti myös pienempiä jännitetasoja on käytössä, vaikkakin suunta on kaikkialla kohti isompia jännitteitä. Pohjois-Amerikassa, kuten myös Japanissa, on tähän asti käytetty 600 V jännitetasoa säännösten ja laitteiston saatavuuden takia. Tärkeimmät Pohjois-Amerikassa tehtäviä sähköasennuksia koskevat säännökset ovat NEC (National Electric Code) sekä NESC (National Electrical Safety Code). Näistä ensimmäistä sovelletaan julkisiin ja yksityisiin asennuksiin ja jälkimmäistä energiantuotantoon, siirtoon ja jakeluun liittyvissä sovelluksissa, jotka ovat sähkölaitosten hallinnassa. Uusimmat versiot näistä ovat NEC 2014 ja NESC 2012. Selvitettäessä syytä Pohjois-Amerikan markkinoiden muuta maailmaa alhaisemmalle jännitetasolle, täytyy lähteä jo vanhentuneen NEC 2008:n osiosta 690.7(B), jossa rajoitettiin yhden ja kahden perheen asuintaloissa aurinkosähköjärjestelmän jännitetaso 600 V:iin. Se sisälsi kuitenkin viittauksen artiklan 690 osaan IX, jota tuli noudattaa yli 600 V:n järjestelmissä. Tämä artikla lisättiin jo vuonna 1999 valmistautumisena järjestelmäjännitteen nostoon. Ongelman muodostaa se, että NEC:n kontekstissa on pakollista käyttää UL-listattua laitteistoa, siinä missä NESC antaa mahdollisuuden käyttää muidenkin standardien kuin UL:n mukaisia laitteita. Käytännössä järjestelmäsuunnittelijoilla ei ole ollut käytettävissään NEC:n määrämiä UL 1703 (paneelit) ja 1741 (invertterit) -standardien mukaista laitteistoa 1 000 V -jännitetasolla. UL 1703 -listattuja 1 000 V:n paneeleita on ollut saatavilla Pohjois-Amerikan markkinoilla vasta vuodesta 2012 lähtien. Ensimmäinen UL 1741 -merkitty 1 000 VDC -invertteri tuotiin markkinoille kesäkuussa 2010. [11]

Muita aurinkosähköjärjestelmiin liittyviä standardeja löytyy International Electrotechnical Commission:lta (IEC). IEC 61215 (piikide) ja IEC 61646 (ohutkalvo) käsittelevät paneeleita, lisäksi IEC 61730 on kansainvälinen paneeleiden turvallisuutta käsittelevä standardi. Inverttereiden turvallisuusstandardit ovat IEC 62109-1 ja IEC 62109-2.

1 500 VDC -järjestelmiä ei ole tiettävästi toteutettu toistaiseksi kuin yksi. Sen on

suunnitellut ja rakentanut saksalainen aurinkosähköalan yritys Belectric heinäkuussa 2012. Invertteriasema syntyi GE Energy:n Power Conversion -yksikön ja PADCON GmbH:n yhteistyönä. [34]

## 3.2 Järjestelmäjännitteen noston tuomat muutokset

Järjestelmän DC-puolen jännitteen nosto tuo mukanaan potentiaalisia etuja, mutta myös haasteita. Kappale käy lävitse muutokset järjestelmän laitteiston kannalta. Arvio taloudellisista vaikutuksista esitetään kappaleessa 3.3.

### 3.2.1 Paneelit

Järjestelmäjännitteen kasvaessa paneeleissa voimistuu jännitteen aiheuttama toiminnan heikkeneminen (Potential Induced Degradation - PID). Tässä sähkökemiallisessa ilmiössä ionit liikkuvat puolijohdemateriaalin ja paneelin rungon välillä, aiheuttaen paneelin tehontuoton heikkenemistä ajan myötä. PID:n vaikutukset voivat olla peruuttamattomia tai mahdollisesti toipuvia. Reaktioon vaikuttavat jännitteen lisäksi myös ympäristön tekijät, kuten lämpötila sekä kosteus. Lämpötilan ja/tai ilmankosteuden nousun on todettu kiihdyttävän PID:n vaikutusta. Toisaalta korkeiden lämpötilojen on havaittu myös helpottavan paneelien toipumista PID:stä [13]. Paneelien kotelointi ja rungossa käytetyt materiaalit ovat tärkeässä roolissa PID:n torjunnassa.

Peruuttamatonta vahinkoa paneelille aiheuttaa tyypillisesti ruostuminen tai laminoitujen osien keskinäinen osittainen irtoaminen. Näitä vaikutuksia on havaittu pääasiassa ohutkalvo-teknologioiden yhteydessä.

IEC 62804 -standardissa määritellään ehdot, joiden täyttyessä paneelia voidaan kutsua PID-kestäväksi (PID-resistant):

1. Tehohäviöt paneelissa ovat alle 5 %
2. Mitään vikoja ei ilmene IEC 61215 pykälien 10.1, 10.2, 10.7 ja 10.15 mukaisesti

1 500 VDC -järjestelmäjännitteelle suunniteltuja tai sertifioituja paneeleja ei kirjoittamishetkellä (12/2013) ollut markkinoilla yhtäkään. Kiinalainen paneelivalmistaja Suntech Power on kuitenkin tuomassa markkinoille kaksi 1 500 VDC -jännitteelle suunniteltua paneelimallia (STP255-20/Wdj sekä STP250-20/Wdj) vuoden 2014 ensimmäisellä kvartaalilla [14]. Kyseisten paneelien datalehtisestä paljastuu, että

paneeleiden ominaisuudeksi mainitaan, että ne ovat "PID-kestäviä". [19] Tämä on saavutettu valmistajan mukaan kehyksettömällä tekniikalla, jolla alumiiniset runkoosat on korvattu kokonaan lasista valmistetulla kehyksellä. Muita merkittäviä muutoksia paneelissa verrattuna vastaavaan saman valmistajan saman tehoiseen malliin (STP255-20/Wd & STP250-20/Wd), on ohuempi liitäntäkaapeli ja erikokoinen liitin [18]. Muutokset 1 500 V -mallissa näyttävät olevan lähinnä mekaanisia, sillä sähköisiltä ominaisuuksiltaan paneelit ovat lähes identtisiä.

Käytännössä järjestelmäjännitteen nosto toteutetaan kasvattamalla sarjaan asennettujen paneeleiden määrää. Näin paneeliketjut (strings) pitenevät, mikä tarkoittaa, että sama tehontuotto saadaan vähemmällä määrällä ketjuja. Tästä seuraa kaksi investointisäästöjä tuottavaa hyötyä järjestelmässä. DC-kaapelivetojen yhteenlaskettu pituus vähenee, koska yhdistettävien ketjujen määrä on pienempi. Samasta syystä laskee myös tarvittavien kytkentälaatikoiden määrä järjestelmässä.

### 3.2.2 DC-kaapelointi

Järjestelmäjännitteen nostolla voidaan saada kaapeloinnin osalta huomattavia säästöjä sekä investointeihin että elinkaarikustannuksiin. Kaapeloinnin määrä vähenee DC-puolella huomattavasti paneeliketjujen kokojen kasvaessa, koska invertteriin yhdistettävien ketjujen määrä pienenee. Tästä seuraa sekä investointisäästöjä että häviöiden vähenemisestä saatavia elinkaarisäästöjä.

### 3.2.3 Kytkentälaatikko

Kuten edellä on todettu, paneeliketjujen koon kasvattamisen seurauksena ketjuja tulee järjestelmään vähemmän, mikä vähentää myös kytkentälaatikoiden määrää, mikä puolestaan näkyy investointisäästöinä. Lisäksi kytkentälaatikon sisäisiin osiin tulee muutoksia, jotta ne vastaavat nousevan jännitetason vaatimuksiin. Sulakkeiden ja kontaktorien koot kasvavat, koska eristyksiin tarvittavat ilmavälit kasvavat. Tämä saattaa johtaa myös fyysisesti isompiin kytkinlaitteisiin. Tarvittavia 1 500 V -osia on kyllä saatavilla, mutta erikoissovellusasemansa ansiosta niiden hinnat ovat toistaiseksi korkeat. Tässä työssä ei selvitetty, mitä 1 500 V:n kytkentälaatikko tulisi maksamaan. [15, 16]

### 3.2.4 Invertteri

Kuten kytkentälaatikoiden tapauksessa, invertterikin muuttuu sisäisesti sopeutuessaan korkeampaan jännitetasoon. 1 500 V -jännitetasolla invertteressä voidaan soveltaa kolmitasoista suuntausta siksi, että kytkinkomponenttien estojännitekestoisuusvaatimukset ovat puolet pienemmät kuin vastaavilla kaksitasoisen topologian kytkimillä. Pienemmän estojännitekestoisuuden ja pienemmät jänniterasitukset omaavilla kytkinkomponenteilla on pienemmät kytkentähäviöt, josta seuraa hyötyä korkealla jännitetasolla toimittaessa. Kolmitasoinen topologia vaatii enemmän kytkinkomponentteja ja ohjauselektroniikkaa, jotka lisäävät invertterin hintaa. Toisaalta säästöä saadaan suodattimista, sillä kolmitasoinen suuntaus tuottaa vähemmän harmonisia yliaaltoja. Suurin etu aurinkoinvertterin kannalta kolmitasoisella topologialla on kuitenkin se, että vaihtosuuntaus tapahtuu korkealla hyötysuhteella myös nimellistä tehoa pienemmillä tehoilla. [15, 24] Tasajännitepuolen jännitetasoa nostettaessa invertterin AC-lähtöjännitettä voidaan myös nostaa. Tässä työssä on oletettu vastaava 33 %:n jännitetason nousu AC-puolelle, joka tarkoittaa nousua 400 V:sta 600 V:iin. [15]

### 3.2.5 AC-kaapelointi

Koska invertterin lähtöjännite nousee järjestelmäjännitettä nostettaessa ja tehotaso pysyy vakiona, pienenee vastaavasti lähtövirta. Tämä voi mahdollistaa kuormitettavuuden ja häviöoptimoinnin niin salliessa pienemmän johtimen poikkipinta-alan omaavan kaapelin käytön, mikä tuo investointisäästöjä. Myös häviöt pienenevät neliöllisesti virran pienentyessä kaavan 5 mukaisesti.

### 3.2.6 Muuntaja

DC-puolen jännitetason nostosta seuraa invertteriteknisistä syistä myös AC-jännitetason nousu, kuten edellä mainittiin. Tästä syystä myös järjestelmän muuntajan muuntosuhteen tulee olla eri, jotta verkkoonkytkentäjännite pysyisi vakiona. Muuntajan vaihto ei kuitenkaan aiheuta järjestelmälle lisäkustannuksia, sillä muuntajia eri jännitetasoille löytyy vaivatta ja muutos muuntosuhteessa on pieni. [15]

## 3.3 Taloudellinen kannattavuustarkastelu

Tavoitteena on selvittää konkreettinen, kvantifioitu ja mahdollisimman tarkka taloudellinen arvio järjestelmäjännitteen noston tuomista säästöistä/tappioista. Vertailun mahdollistamiseksi talouslaskelmissa, on tätä työtä varten suunniteltu kaksi

aurinkosähköjärjestelmää - toinen 1 000 V ja toinen 1 500 V -järjestelmäjännitteellä. Näiden kahden järjestelmän aiheuttamia kustannuksia vertaillaan niiden koko elinkaaren ajalta. Aurinkosähköjärjestelmän elinkaareksi on tässä laskelmassa valittu 25 vuotta. Järjestelmät ovat muutoin kuin DC-puolen jännitetasonsa puolesta pyritty pitämään mahdollisimman samankaltaisina, vain jännitteen noston tuomat pakolliset muutokset on otettu huomioon 1 500 V -järjestelmäsuunnittelussa.

Järjestelmän kooksi on valittu 20 MWp, joka vastaa isohkoa Keski-Euroopan järjestelmää. Sijoituspaikaksi on valittu Italian Milano, jonka kautta on määritetty paneeleiden asennuskulmaksi 35°, ympäristön lämpötilan vaihteluväliksi -10 °C ... +40 °C, sekä aurinkoisten tuntien keskiarvoksi päivässä $\overline{k}_{sun}$ = 12,18 tuntia. [20, 21]

Molemmissa järjestelmissä on käytetty Suntech Powerin paneeleita: 1 000 V -järjestelmässä mallia STP250S-20/Wd ja 1 500 V -järjestelmässä vastaavasti markkinoille Q1/2014 odotettua STP250-20/Wdj -mallia [18, 19]. Paneelit asennetaan 35° kulmaan rinnakkain siten, että pitkät sivut ovat vastakkain. Varjostumisen ehkäisemiseksi jokaisen paneelirivin väliin jätetään kahden metrin väli ennen seuraavaa. Kun otetaan huomioon asennuskulma sekä asennusvälit, on yhden paneelin viemä tila noin 1,00 m x 3,36 m.

Kaapeleiksi suunniteltuihin järjestelmiin valittiin Lapp Kabelin Ölflex -mallistosta seuraavat mallit: DC-puolelle Ölflex Solar XLSv ja AC-puolelle Ölflex Trafo XLv 1.8/3 kV. Kaapelivalintaan vaikutti se, että malli täyttää aurinkosähkösovelluksissa vaadittavat ominaisuudet ja siitä löytyy sopivan laaja valikoima eri poikkipinta-aloja omaavia kaapeleita. Lisäksi jännitteen mitoitusarvo sopi myös 1 500 V järjestelmässä käytettäväksi. [35, 32]

Invertterinä 1 000 V:n suunnitelmassa käytettiin ABB:n PVS800-57-1000 kW -mallia. 1 500 V -järjestelmäjännitteelle on toistaiseksi toteutettu vasta yksi invertterisovellus, joten suoraan käyttökelpoista invertteriä ei tätä vertailua varten ole mahdollista löytää eikä myöskään tarkasti määritellä. Tästä syystä 1 500 V -järjestelmässä on käytetty vertailtavuuden ylläpitämiseksi kuviteltua PVS800-57-630 kW -mallin pohjalta muokattua invertteriä, joka soveltuu tarvittavin osin järjestelmään. Tämän 1 500 V:n invertterin tuotantokustannusten euroina invertterin teholuokituksen kilowattia kohden mitattuna uskotaan olevan koko lailla samat kuin vastaavan 1 000 V -mallin, tai jopa hieman pienemmät [25]. Suunnittelussa on omaksuttu laajalti alalla käytössä oleva invertterien sijoitusoptimointi, jossa

jokainen invertteri on sijoitettu oman lohkonsa keskipisteeseen. Näin pitkät, suurihäviöiset DC-kaapelivedot saadaan minimoitua. Jokaista invertteriä siis ympäröi tähän invertteriin kytketyt paneelit neliön muotoisella alalla.

Aurinkosähköjärjestelmän viemän pinta-alan muotoon vaikuttaa yleensä ratkaisevimmin käyttävissä olevan maa-alan muoto ja ominaisuudet. Tässä suunnittelussa on yksinkertaisuuden ja helpotetun laskennan vuoksi oletettu käytössä olevan rajaton määrä soveltuvaa maa-alaa, jota kautta molemmat järjestelmät on vertailtavuuden maksimoimiseksi suunniteltu neliön muotoisiksi. Laitoksen kooksi tuli 543 m x 543 m eli noin 29,5 hehtaaria.

Suunnittelun sähköinen osuus 1 000 V -järjestelmälle on tehty ABB:n kehittämällä PVSize 2.0 -ohjelmistolla [27], jonka avulla on sovitettu paneeliketjujen pituudet ja rinnakkain asennettavien ketjujen määrä invertteriin sopiviksi. Ohjelmisto ottaa valmiiksi huomioon myös invertterin toimintarajat niin jännitteelle kuin virrallekin. Ohjelmisto ei toistaiseksi tue 1 500 V -laitteistoja, joten niiltä osin järjestelmän mitoituslaskenta on tehty käsin.

Järjestelmän elinkaarikustannuksia tarkasteltaessa lasketaan yhteen alkuinvestoinnit ja viiden prosentin korolla sekä prosentin inflaatiolla nykyhetkeen diskontatut elinkaaren aikana koituvat kustannukset. Näin tulevatkin kustannuserät saadaan vertailukelpoisiksi nykyhetkessä tehtävien päätösten tueksi ja koko elinkaaren kustannukset vaikuttavat todenmukaisesti jännitetasojen vertailun lopputulokseen.

### 3.3.1 Elinkaarikustannusten laskenta

Alkuinvestointeihin lasketaan mukaan hankintakustannukset paneeleista, DC-kaapeleista, AC-kaapeleista, inverttereistä sekä kytkentälaatikoista. Elinkaarikustannuksiin lasketaan diskontatusti mukaan käytön aikaisista energiahäviöistä koituvat kustannukset. Laskennasta on rajattu pois muuntajien, keskijännitekatkaisijoiden sekä sähköaseman kustannukset, sillä ne pysyvät vakioina DC-jännitetason muuttuessa. Samasta syystä on laskuista jätetty pois myös muita kustannuksia, kuten työt ja mekaniikka. Näin ollen tämän laskennan tuloksista ei voida päätellä mitään aurinkosähkön tasoitetuista tuotantokustannuksista - ainoastaan vertailu kahden eri järjestelmäjännitteen välillä on mahdollista.

Paneeleiden hinta $H_{pan}$ on määräytynyt markkinahinnan 0,69 €/$W_p$ [17] ja paneelin tehon $P_{pan}$ mukaan seuraavasti:

$$H_{pan} = P_{pan} \cdot 0,69\ €/W_p \tag{16}$$

Paneelien kokonaisinvestointikustannus $K_{pan}$ saadaan paneelin hinnan, ketjussa sarjassa olevien paneeleiden määrän $N_s$, rinnakkain asennettavien paneeliketjujen määrän per invertteri $N_r$ sekä invertterien määrän $N_{inv}$ avulla seuraavasti:

$$K_{pan} = H_{pan} \cdot N_s \cdot N_r \cdot N_{inv} \tag{17}$$

DC-kaapeleihin uppoavien investointikustannuksien laskemiseksi täytyy selvittää järjestelmän kaapelivetojen pituudet ja paksuudet. Kaapelipituudet on laskettava paneeleilta kytkentälaatikoille ja kytkentälaatikoilta invertterille erikseen, sillä niiden virtakuormitukset ovat erilaiset, jolloin niiden kaapeleiden paksuudet on optimoitava erikseen.

Lasketaan ensin kaapelivetojen pituudet. Kytkentälaatikot on sijoitettu invertterin läheisyyteen, sillä kytkentälaatikon ulostulossa on sisääntuloon kytkettyjen paneeliketjujen virtojen summa. Tämän takia kytkentälaatikon ja invertterin välisen kaapelin pituus on häviöiden minimoimiseksi suunniteltu mahdollisimman lyhyeksi. Kytkentälaatikoiden etäisyydeksi invertteristä $d_{li}$ on oletettu viisi metriä. Kytkentälaatikoiden ja invertterien väliseen kytkentään tarvitaan yhteensä kaavan 18 mukainen määrä kaapelia

$$l_{li} = d_{li} \cdot N_l \cdot N_{inv} \tag{18}$$

, jossa $N_l$ on kytkentälaatikoiden määrä invertteriä kohden.

Jokainen paneeliketju yhdistetään kytkentälaatikon yhteen kanavaan kaapelilla (paneeliketjun sisäiseen sähköiseen yhdistämiseen käytettyä kaapelia ei laskuissa oteta huomioon). Laskentaa on helpotettu siten, että sekä invertterin että kytkentälaatikoiden oletetaan olevan neliön muotoisen invertterilohkon keskipisteessä häviävän pienellä alalla, jota ei ole otettu järjestelmän fyysisten mittojen laskuissa huomioon. Lisäksi kaapelivedot paneeliketjuista kytkentälaatikoille on laskettu vedettävän jokaisesta paneeliketjusta suorinta reittiä lohkon keskipisteeseen. Tarkempi kuvaus paneeliketjuilta lähtevien vetojen pituuksien arviointiin käytetystä tavasta löytyy tulosten yhteydestä.

AC-kaapelivedon pituus invertteriltä muuntajalle $l_{im}$ on määritetty olevan vii-

si metriä. Kokonaispituus $l_{ac}$ AC-kaapeloinnille saadaan siten kaavan 19 mukaisesti kertomalla $l_{im}$ invertterien lukumäärällä $N_{inv}$. Kummankin järjestelmän AC-kaapelin tarve on siten 960 metriä. Muuntajan jälkeiset kaapeloinnit ovat molemmissa järjestelmissä samalla jännitetasolla, jolloin ne on jätetty pois laskuista vertailussa.

$$l_{ac} = l_{im} \cdot N_{inv} \tag{19}$$

Kaapeleiden optimaaliset paksuudet on laskettu kappaleessa 2.3.1 esitellyllä tavalla. Kun on tiedossa haluttu kaapelin paksuus, yhteensä tarvittava pituus ja käytettävän kaapelityypin yksikköhinta, saadaan selville kaapeli-investoinnin suuruus. Kaapeleiden yksikköhinnat on saatu Ölflex-kaapeleiden maahantuojalta, SKS-Automaatio Oy:ltä [32].

Virrankestoisuusmitoitus on määritetty SFS 6000:2007-5-52 -standardin kuormitettavuustaulukoiden avulla. Referenssiasennustapana on käytetty edellämainitun standardin taulukon A52-2 mukaista asennustapaa D: "Monijohdinkaapeli maassa". Lisäksi on käytetty korjauskertoimia taulukosta A.52-15 maan ympäröivälle lämpötilalle (20 °C) 0,95 ja taulukosta A.52-16 kuivemman maaperän isommalle lämpöresistiivisyydelle (1,5 Km/W, kuiva sora ja savi) 0,85. Yksittäisen paneeliketjun maksimivirta on määritetty olevan STC-olosuhteissa toimivan paneeliketjun maksimivirta 8,15 A. Molempien paneelimallien oikosulkuvirta on 8,63 A.

Kytkentälaatikoihin uppoavat investoinnit riippuvat käytetystä mallista ja asennettavien laatikoiden lukumäärästä. Useampikanavaiset kytkentälaatikot maksavat enemmän. Vertailua varten suunnitelluissa järjestelmissä käytetään molemmissa 16 -kanavaisia kytkentälaatikoita. 1 000 V:n kytkentälaatikon hinta on saatu haastattelusta [22]. 1 500 V:n jännitteelle suunnitellun kytkentälaatikon tarkkaa hintaa ei työssä selvitetty, mistä syystä kytkentälaatikoiden kustannustoteuma 1 500 V:n järjestelmässä ei ole tiedossa. Kytkentälaatikoiden kustannuserä on kuitenkin pieni suhteessa kaapeleiden kustannuksiin, mistä syystä yksittäisen kytkentälaatikon hinnan suurikaan nousu ei vaikuta ratkaisevasti 1 500 V:n järjestelmäjännitteen kannattavuuteen.

### 3.3.2 1 000 VDC -järjestelmän elinkaarikustannukset

Arvioidaan ensiksi 1 000 V -järjestelmän investointikustannuksia niiltä osin kuin ne ovat relevantteja vertailua varten. Taulukossa 7 on esitelty 1 000 V -järjestelmän

suunnitteluparametrejä.

| **Parametri** | **Suunniteltu arvo** |
|---|---|
| Paneeleja ketjussa $N_s$ | 24 |
| Ketjuja rinnakkain $N_r$ | 105 |
| PV-lohkon $U_{OC_{max}}$ | 973,95 V |
| PV-lohkon $U_{MPP_{min}}$ | 621,01 V |
| PV-lohkon $I_{MPP_{max}}$ | 855,75 A |
| Teho invertteriä kohden | 630 $kW_p$ |
| Tehosuhde $c_{inv}$ | 1 |
| Invertterien lukumäärä $N_{inv}$ | 32 |
| Järjestelmän teho | 20 160 $kW_p$ |
| Järjestelmän käyttöikä | 25 a |
| Korkoprosentti | 5 % |
| Inflaatioprosentti | 1 % |

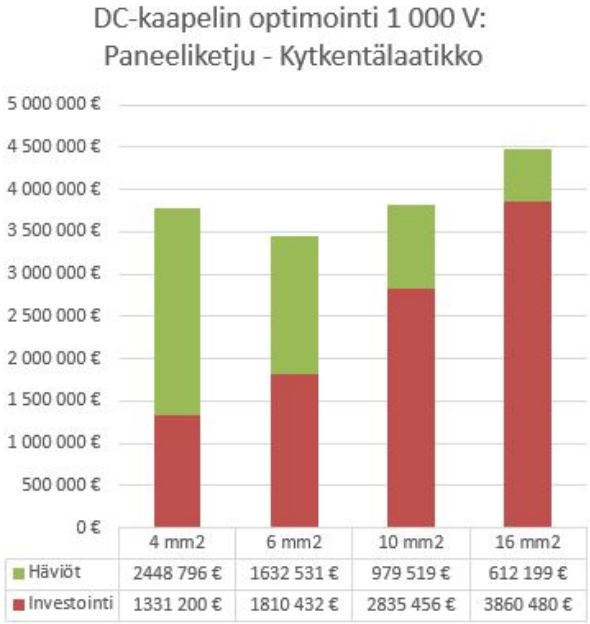
Taulukko 7: Suunnitteluparametrit arvoineen 1 000 V -järjestelmälle

Yhteen invertterilohkoon asennetaan 105 paneeliketjua, joissa jokaisessa on 24 paneelia sarjassa. Tämä tekee yhteensä 2 520 paneelia jokaista invertterilohkoa kohden. PVS800-57-630kW -mallin invertterissä on valittavana 4, 8 tai 12 DC-sisääntuloa. Valitaan 8 sisääntuloa omaava malli, jolloin 105 paneeliketjua saadaan kytkettyä seitsemällä kappaleella 16 -kanavaisia kytkentälaatikoita. Kytkentälaatikoihin investoitava summa on tällöin 358 400 €.

Paneeliketjujen etäisyyksiä invertterilohkon keskipisteestä on arvioitu jakamalla neliötä neljään neliön muotoiseen osaan ja taas jakamalla syntyneitä neliöitä neljäksi uudeksi neliöksi kolme kertaa, jolloin tuloksena saadaan 64 neliötä. Näistä neliöistä 41 on jaettu vielä kahtia, jolloin saadaan 105 aluetta, jotka edustavat paneeliketjuja. Kahtiajaon jälkeen syntyneiden 81:n alan kytkentäpituus alkuperäisen neliön keskipisteeseen on laskettu olevan kaikkien 105:n kytkentäpituuksien keskiarvo. Näiden 105:n alan keskipisteestä alkuperäisen invertterilohkon neliön keskipisteeseen vedettyjen suorien yhteenlaskettu pituus on noin 20 800 metriä. Koko laitoksen kaapelivetojen yhteispituus on edellä laskettu 20 800 metriä kerrottuna invertterien lukumäärällä 32. Näin ollen paneeliketjujen yhdistämiseksi kytkentälaatikoihin on ar-

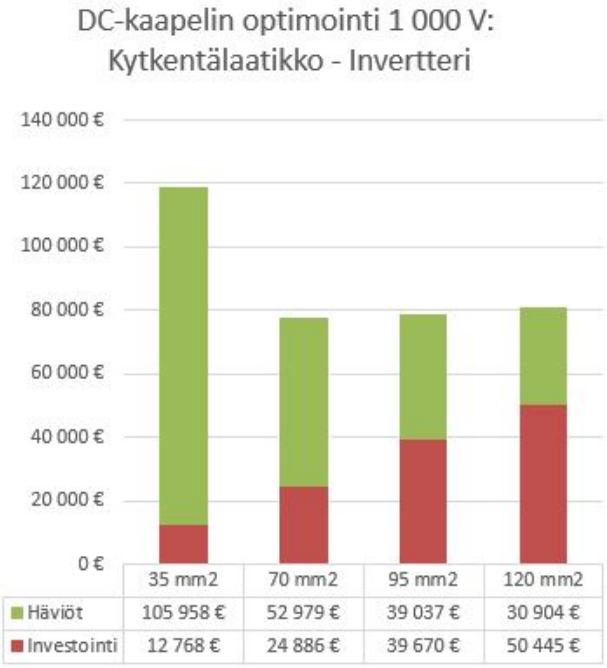
vioitu tarvittavan yhteensä noin $l_{kl_{1000}} = 665{,}6$ km pituiset kaapeloinnit. Kaavasta 18 saadaan vastaavasti ratkaistua kytkentälaatikoilta invertterille tarvittavan kaapelin määrä $l_{li_{1500}} = 1\ 120$ m.

Kaapeloinnin optimointi saaduilla kaapelivetojen pituuksilla johti 6 mm$^2$:n kaapelin valintaan paneeliketjuilta kytkentälaatikoille ja 70 mm$^2$:n kaapelin kytkentälaatikoilta invertterille. Näillä kaapeleilla saatiin minimoitua investointien ja käytön aikaisten häviökustannusten yhteenlaskettu vaikutus koko järjestelmän käyttöiän aikana. Kuvissa 11 ja 12 on esitetty kustannusarviot investoinneille ja diskontatuille häviöille DC-puolella.

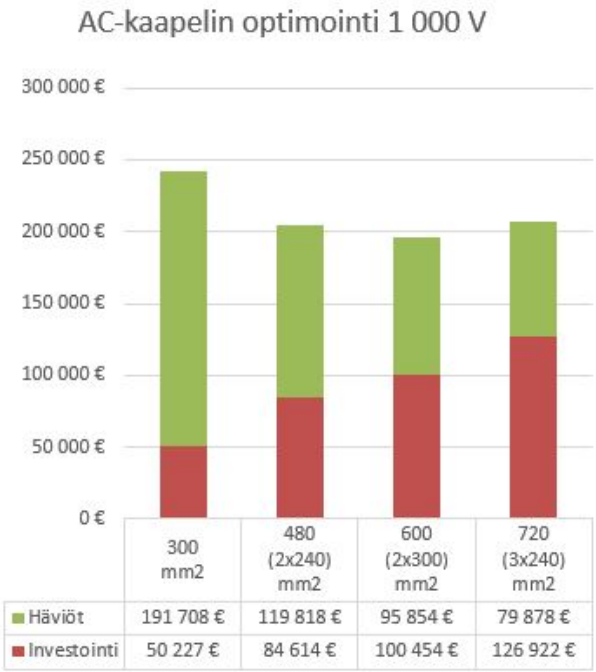



Kuva 11: DC-kaapeloinnin optimointi välille Paneeliketju - Kytkentälaatikko 1 000 VDC -järjestelmässä

AC-puolella järjestelmän korkeampi virta vaatii paksummat kaapelit, jotta häviöt pysyvät kohtuullisina. 1 000 V -invertterin nimellinen lähtövirta on 1 040 ampeeria, jolle on laskettu tarvittavan kaksi kappaletta 300 mm$^2$:n kaapelia vaihetta kohden. Optimointitulokset ja kustannusarviot löytyvät kuvasta 13. 1 000 V -järjestelmän kokonaiskustannukset vertailtavilta osin on esitetty taulukossa 9.




Kuva 12: DC-kaapeloinnin optimointi välille Kytkentälaatikko - Invertteri 1 000 VDC -järjestelmässä




Kuva 13: AC-kaapeloinnin optimointi ja kustannusarviot 1 000 VDC -järjestelmässä

| Investoinnit ja häviöt 1 000 V | |
|---|---|
| **Investoinnit** | |
| DC-kaapeli | 1 835 318 € |
| AC-kaapeli | 100 454 € |
| **Häviöt** | |
| DC-häviöt | 1 685 510 € |
| AC-häviöt | 95 854 € |
| **Yhteensä** | **3 717 137 €** |

Taulukko 9: Investointi- ja häviökustannuksia 1 000 VDC -järjestelmässä

### 3.3.3 1 500 VDC -järjestelmän elinkaarikustannukset

1 500 V -järjestelmän suunnittelun aluksi pitää määritellä järjestelmän invertterin ominaisuudet. Kuten edellä on todettu, suunnittelussa käytetään kuvitteellista, mahdollisimman vertailukelpoista invertteriä, jonka ominaisuudet on sovitettu 1 500 V -jännitetasolle. Käytännössä tämä tarkoittaa, että invertterin teholuokka ja sisääntulojen määrä on pidetty vakiona, mutta DC-puolen kestämä maksimijännitetaso on nostettu 1 500 V:iin. Samalla muuttuvat myös AC-lähdön arvot. Nimellisten arvojen on arvioitu olevan lähtöjännitteelle 600 V ja lähtövirralle 606 A. Taulukossa 11 on esitelty suunnitteluparametrejä 1 500 V -järjestelmälle.

Käytetään vertailtavuuden takia samaa 16 -kanavaista kytkentälaatikkoa, kuin 1 000 V -järjestelmässä. Nyt 72:n paneeliketjun kytkentään invertterin kahdeksaan sisääntuloon, tarvitaan vain viisi kappaletta kytkentälaatikoita, mikä on kaksi laatikkoa vähemmän jokaista invertterilohkoa kohden verrattuna 1 000 V -järjestelmään. Koko järjestelmän kannalta tämä tarkoittaa 64:ää kappaletta vähemmän kytkentälaatikoita. Kytkentälaatikkoinvestointi on tällöin 256 000 €, joka on 102 400 € vähemmän kuin 1 000 V -järjestelmässä.

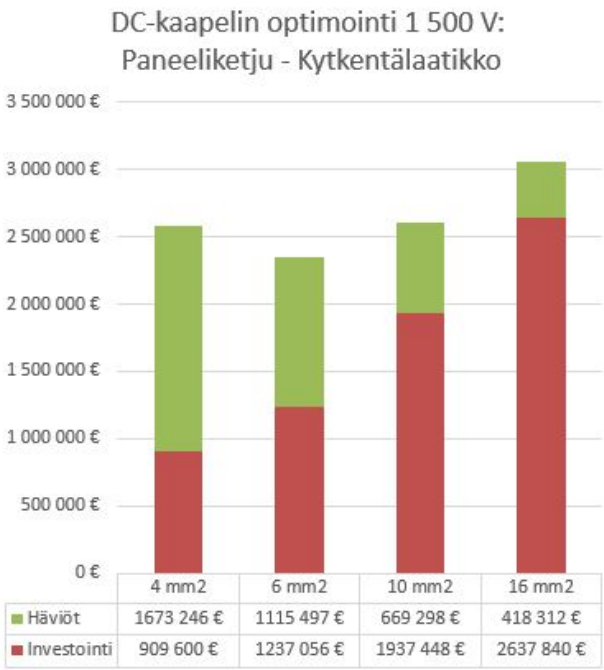
Kuten 1 000 V -järjestelmän kohdalla, paneeliketjujen etäisyyksiä invertterilohkon keskipisteestä on arvioitu jakamalla neliötä neljään neliön muotoiseen osaan ja taas jakamaan syntyneitä neliöitä neljäksi uudeksi neliöksi kolme kertaa, jolloin tuloksena saadaan 64 neliötä. Näistä neliöistä 8 on jaettu vielä kahtia, jolloin saadaan 72 aluetta, jotka edustavat paneeliketjuja. Näiden 72:n alan keskipisteestä al-

kuperäisen invertterilohkon neliön keskipisteeseen vedettyjen suorien yhteenlaskettu pituus on noin 14 216 metriä. Koko laitoksen kaapelivetojen yhteispituus on 14 216 metriä kerrottuna invertterien lukumäärällä 32. Näin ollen paneeliketjujen yhdistämiseksi kytkentälaatikoihin on arvioitu tarvittavan 1 500 V -järjestelmässä yhteensä noin $l_{kl_{1500}}$ = 454,9 km pituiset kaapeloinnit. Tämä on 210,7 kilometriä eli noin 32 % vähemmän kuin 1 000 V -tapauksessa. Kytkentälaatikoiden kytkeminen inverttereihin vie nyt myös hieman vähemmän kaapelia, sillä kytkentälaatikoita on vähemmän. Yhteenlaskettu kaapelin pituus $l_{li_{1500}}$ = 800 m, joka on 320 metriä vähemmän kuin 1 000 V -järjestelmässä.

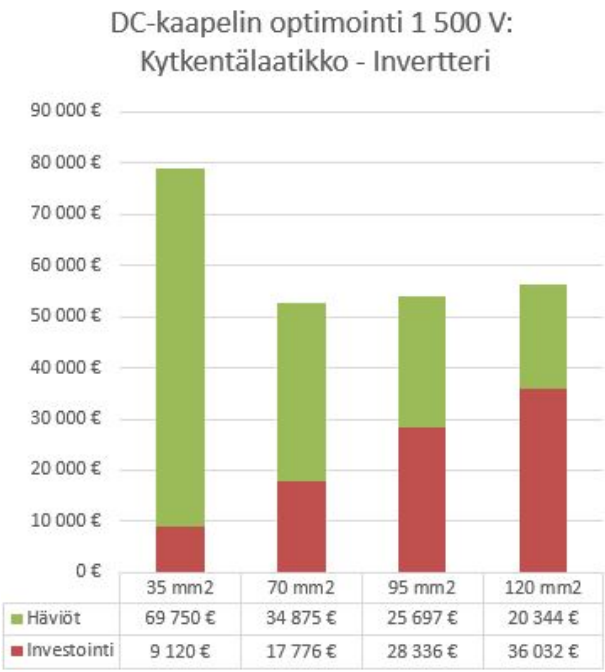
| **Parametri** | **Suunniteltu arvo** |
|---|---:|
| Paneeleja ketjussa | 24 |
| Ketjuja rinnakkain | 105 |
| PV-lohkon $U_{OC_{max}}$ | 973,95 V |
| PV-lohkon $U_{MPP_{min}}$ | 621,01 V |
| PV-lohkon $I_{MPP_{max}}$ | 855,75 A |
| Teho invertteriä kohden | 630 $kW_p$ |
| Tehosuhde $c_{inv}$ | 1 |
| Invertterien lukumäärä | 32 |
| Järjestelmän teho | 20 160 $kW_p$ |
| Järjestelmän käyttöikä | 25 a |
| Korkoprosentti | 5 % |
| Inflaatioprosentti | 1 % |

Taulukko 11: Suunnitteluparametrit arvoineen 1 500 V:n järjestelmälle

Samat kaapelipaksuudet 6 $mm^2$ ja 70 $mm^2$ valikoituvat käytettäviksi myös 1 500 V -järjestelmäjännitteellä. Kuvissa 14 ja 15 on esitetty kaapelointien kustannusoptimoinnit DC-puolella.

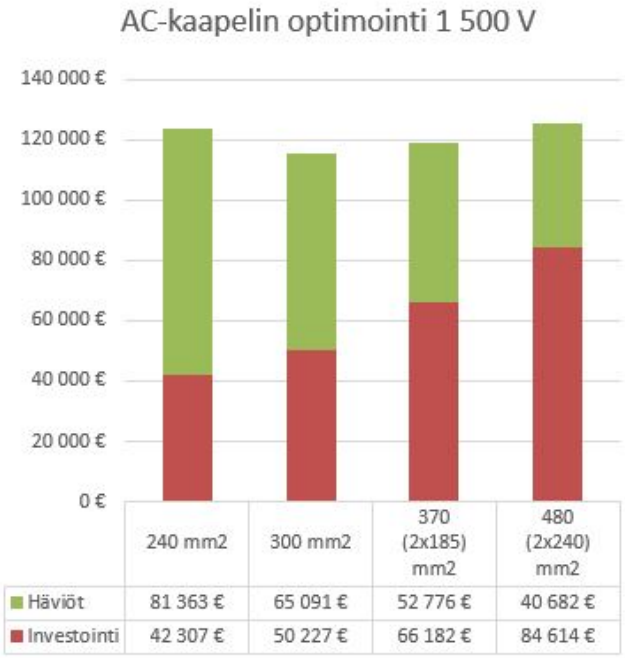



Kuva 14: DC-kaapeloinnin optimointi välille Paneeliketju - Kytkentälaatikko 1 500 VDC -järjestelmässä




Kuva 15: DC-kaapeloinnin optimointi välille Kytkentälaatikko - Invertteri 1 500 VDC -järjestelmässä

Invertterin lähtöjännitteen noustessa invertterin lähtövirta laskee. Tämän seurauksena tässä suunnitellussa järjestelmässä pystyttiin valitsemaan AC-kaapeloinniksi vain yksi 300 mm$^2$:n kaapeli vaihetta kohden, siinä missä 1 000 V -järjestelmässä tarvittiin jokaiseen vaiheeseen kaksi samanlaista kaapelia. Nämä säästöt on esitetty kuvassa 16. 1 500 V -järjestelmän elinkaarikustannusten yhteenveto on esitetty taulukossa 13.




Kuva 16: AC-kaapeloinnin optimointi 1 500 V -järjestelmälle

| **Investoinnit ja häviöt 1 500 V** | |
|---|---|
| **Investoinnit** | |
| DC-kaapeli | 1 133 273 € |
| AC-kaapeli | 52 227 € |
| **Häviöt** | |
| DC-häviöt | 1 150 373 € |
| AC-häviöt | 65 091 € |
| **Yhteensä** | **2 398 964 €** |

Taulukko 13: Investointi- ja häviökustannuksia 1 500 VDC-järjestelmässä

# 4 Johtopäätökset

Kootaan yhteen edellä esitellyt tulokset ja vedetään johtopäätökset järjestelmäjännitteen noston kannattavuudesta. Taulukossa 15 on esitetty järjestelmäjännitteen noston mukanaan tuomat säästöt kaapeli-investoinneissa ja kaapelihäviöissä vertailuna kahden järjestelmän välillä.

| **Kustannuspaikka** | **1 000 V** | **1 500 V** | **Säästö** | **Säästö%** |
|---|---|---|---|---|
| DC-kaapelit | 1 835 318 € | 1 133 273 € | 702 045 € | 38 |
| AC-kaapelit | 100 454 € | 50 227 € | 50 227 € | 50 |
| DC-häviöt | 1 685 510 € | 1 150 373 € | 535 137 € | 32 |
| AC-häviöt | 95 854 € | 65 091 € | 30 763 € | 32 |
| **Yhteensä** | **3 717 137 €** | **2 398 964 €** | **1 318 173 €** | **35** |

Taulukko 15: Taloudellisten laskentatulosten vertailua

Kuten taulukosta 15 nähdään, ovat säästöt prosentuaalisesti huomattavia niin DC- kuin AC-puolella. Suurin osa säästöistä (94 %) saadaan kuitenkin DC-puolelta. AC-puolella suuren investointisäästön aiheuttaa pienemmän AC-virran mahdollistama, pienemmän poikkipinta-alan omaava kaapelivalinta. DC-puolen kaapeli-investointien säästöt ovat seurausta paneeliketjujen koon kasvattamisesta, joka vähentää DC-kaapelivetojen määrää ja siten kokonaispituutta järjestelmässä. Häviöiden pienenemiset ovat seurausta DC-puolella kaapelivetojen yhteispituuden lyhenemisestä ja AC-puolella pienemmästä virrasta.

Kytkentälaatikoiden osalta tarkkaan numeraaliseen tulokseen ei päästä, koska 1 500 V:n kytkentälaatikoiden hinta ei ole tiedossa. Tiedämme kuitenkin, että 1 500 VDC -järjestelmässä kytkentälaatikoita tarvitaan 64 kappaletta eli noin 29 % vähemmän. Tämä osaltaan korvaa kytkentälaatikon nousseesta yksikköhinnasta koituvaa kustannusta.

Suhteutetaan vielä saatuja laskennallisia säästöjä koko järjestelmän investointikustannuksiin. Investointisäästöt olivat yhteensä 752 272 €. Tämä on IHS:n ennusteen avulla aiemmin laskettuun järjestelmän keskiarvoiseen kokonaishintaan 26 400 000 € suhteutettuna 2,85 % säästöpotentiaali investoinneissa [33]. Euroa per

watti -hinnassa tämä tarkoittaa laskua 1,32 €/W:sta arvoon 1,28 €/W. Lisäksi on hyvä laskea häviöt huomioiva säästöprosentti elinkaarikustannuksissa. Investointien ja diskontattujen häviökustannusten summa 1 000 V:n järjestelmässä on 28 085 510 €. Tähän suhteutettuna lasketut elinkaarikustannussäästöt 1 318 173 € ovat 4,69 %. Tätä prosenttilukemaa voidaan pitää parhaiten järjestelmäjännitteen noston taloudellisia vaikutuksia kuvaavana lukuna.

Työn lopputuloksena voidaan todeta, että 1 500 VDC -järjestelmäjännitteen omaavan PV-järjestelmän rakentaminen on teknisesti mahdollista. Taloudellisesta näkökulmasta tarkasteltuna saatu laskennallinen tulos osoittaa, että järjestelmäjännitteen nostolla on mahdollista saavuttaa selkeitä säästöjä järjestelmän elinkaarikustannuksissa.

# Viitteet


[1] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, *Photovoltaic Systems - Planning & Installing - A guide for installers, architects and engineers.* London, Earthscan, 2008

[2] University of Oregon - Solar Radiation Monitoring Laboratory, *Sun path chart program.* `http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html` 3.5.2007. [Viitattu 24.7.2013]

[3] Green, Martin A. et al., *Progress in Photovoltaics: Research and applications - Volume 21, Issue 5, Pages 827-837.* Wiley & Sons, 2013

[4] Reddy, P. Jayarama, *Solar Power Generation* CRC Press, 2012

[5] McEvoy, Augustin et al., *Practical Handbook of Photovoltaics - Fundamentals and Applications (2nd edition).* Elsevier, 2012

[6] Hyttinen, Jarkko, DI, Senior Project Manager. ABB Power Conversion Oy. Hiomotie 13, 00380 Helsinki. Haastattelu 25.9.2013

[7] Solarpraxis AG - Energy Industry Guides *Inverter, Storage and PV System Technology - Industry Guide 2013*, Berlin, Solarpraxis AG, 2013

[8] Bächler, Manfred, *Future Trends of PV Power Plants* InterSolar 2012 Presentation, PerVorm GmbH 2012

[9] SMA Solar Technology AG, *Transformer Requirements for Sunny Central inverters of the HE and CP series v3.0*

[10] ABB AS Power Products Division, *SF6-insulated Ring Main Unit type SafeRing 12-24 kV and SF6-insulated Compact Switchgear type SafePlus 12-24 kV*, ABB 2013

[11] Ball, Greg et al., *1,000 Vdc Utilization in Nonresidential PV Applications*, Solarpro, March 2013

[12] Parsons Brinckerhoff, *Solar PV cost update* `https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/43083/5381-solar-pv-cost-update.pdf`, Toukokuu 2012

[13] Rutschman, Ines, *Power Losses below the Surface* Photon International Magazine, November 2012

[14] PVTECH.org, *SPI 2013: Suntech launches 1500V frameless utility-scale solar module* http://www.pv-tech.org/news/spi_2013_suntech_launches_1500v_frameless_utility_scale_solar_module, Lokakuu 2013

[15] Kokkonen, Jesse, DI, Suunnitteluinsinööri. ABB Power Conversion Oy. Hiomotie 13, 00380 Helsinki. Haastattelu 24.10.2013

[16] Myller, Mikko, DI, Suunnitteluinsinööri. ABB Power Conversion Oy. Hiomotie 13, 00380 Helsinki. Haastattelu 24.10.2013

[17] Schachinger, Martin, *Module price index - October 2013: New low price suppliers*, http://www.pv-magazine.com/investors/module-price-index/#axzz2l5n4sgog, PV Magazine, Syyskuu 2013 [Viitattu 15.11.2013]

[18] Suntech Power, *EN-EUSTD-Wd-NO2.01-Rev 2011* http://eu.suntech-power.com/images/stories/pdf/datasheets_aug_2011/English/STP\%20245S_20Wd.pdf, 2011

[19] Suntech Power, *EN-Wdj-NO1.01-Rev 2013*, 2013

[20] BBC Weather - Milan, *Recorded minimum and maximum temperatures* http://www.bbc.co.uk/weather/3173435, 2013 [Viitattu 3.9.2013]

[21] ABB Power Conversion - PVSize 2.0, 2013

[22] Tiittanen, Jukka, DI, Sales Director. ABB Power Conversion Oy, Hiomotie 13, 00380 Helsinki. Haastattelu 5.12.2013.

[23] Whitmore, Chris *Activ Solar completes Europe's largest solar power plant* http://www.pv-tech.org/news/activ_solar_completes_europes_largest_solar_power_plant, PV-TECH.org 03.01.2012 [Viitattu 24.11.2013]

[24] Rekola, Jenni, *Kolmitasoiset suuntaajat tasasähkönjakelussa* Diplomityö, TTY 2009

[25] Kovanen, Kari, DI, Product Management Director. ABB Power Conversion Oy. Hiomotie 13, 00380 Helsinki. Haastattelu 16.10.2013

[26] PVsyst - Photovoltaic Software Tool, http://www.pvsyst.com/en/, 2013

[27] PVsize - PV System dimensioning and performance tool, http://www.abb.com/product/seitp322/42b0c65fe6ea0723c125789b004c1ca8.aspx, 2013

[28] Solarvis Energy Ltd., *Solar PV Panel Types*, http://www.solarvisenergy.co.uk/solar-panels/solar-pv-panel-types/, 2013

[29] Sharp Electronics, *Sharp Guarantees RoHS Conformity for Thin-Film Solar Modules* http://www.sharp-electronics.ie/cps/rde/xchg/ie/hs.xsl/-/html/45321.htm, 2013

[30] ABB Group, *ABB presenting new advances in solar inverters at Intersolar 2013*, http://www.abb.com/cawp/seitp202/9292a6f2fc2ad138c1257b8a004dc3ac.aspx, 2013 [Viitattu 3.10.2013]

[31] ETAP, ETAP Renewable energy software, http://etap.com/country/china/renewable-energy/photovoltaic-array-solar-panel.htm, 2013 [Viitattu 26.10.2013]

[32] Turunen, Johannes, SKS Automaatio. Haastattelu 16.12.2013

[33] Gilligan, Cormac et al., *PV Inverter - Premium Report - Q3'13 Update*, IHS Inc. 11.9.2013

[34] BELECTRIC Solarkraftwerke GmbH, Press Release *1500 Volt Operation - Belectric Connects World's First Solar Power Plant to the Grid*, http://www.belectric.com/fileadmin/MASTER/pdf/press_releases/pm_BEL_2012_0709_BEL_SKW1500V_EN.pdf, 2012 [Viitattu 19.11.2013]

[35] Lapp Group, *Ölflex Product Catalog*, http://products.lappgroup.com/online-catalogue/power-and-control-cables/special-applications/photovoltaic.html, 2013 [Viitattu 17.12.2013]

[36] Oanda Currency Converter, http://www.oanda.com/currency/converter/, 2013 [Viitattu 18.12.2013]

[37] Tippens, Scott *Emerging energy sources presentation* http://www.tippens.info/TKB/Presentation.php?pageid=145&view=show, 2007 [Viitattu 19.12.2013]