



# **AURINKOENERGIAN HYÖDYNTÄMINEN KASVIHUONETUOTANNOSSA**

Joni Räsänen

Opinnäytetyö  
Toukokuu 2015  
Sähkötekniikka  
Sähkövoimatekniikka

TAMPEREEN AMMATTIKORKEAKOULU  
Tampere University of Applied Sciences

## TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Sähkötekniikan koulutusohjelma  
Sähkövoimatekniikan suuntautumisvaihtoehto

RÄSÄNEN, JONI:

Aurinkoenergian hyödyntäminen kasvihuonetuotannossa

Opinnäytetyö 43 sivua, joista liitteitä 5 sivua

Toukokuu 2015

---

Opinnäytetyön tavoitteena oli tehdä kattava tutkimus aurinkoenergian mahdollisimman tehokkaasta hyödyntämisestä kasvihuonetuotannossa. Työn tarkoitus oli selvittää yritykselle teoriaa aurinkoenergiasta sekä luoda lisää yleistä tietämystä aurinkosähköjärjestelmissä käytettävistä tekniikoista, toimintaperiaatteista ja standardeista sekä sähköverkkoyhtiöiden sähköverkkoon liitettäville aurinkosähköjärjestelmille asettamista vaatimuksista. Tarkoituksena oli perehtyä erityisesti suoraan sähköverkkoon liitettäviin järjestelmiin, joten saarekekäyttöiset järjestelmät rajattiin aihealueen ulkopuolelle.

Opinnäytetyön alussa perehdyttiin kattavasti aurinkoenergian teoriaan ja aurinkosähköjärjestelmiin liittyviin komponentteihin. Lisäksi opinnäytetyössä käsiteltiin aurinkosähköjärjestelmän tekniseen mitoittamiseen liittyviä asioita kuten vaadittavaa tehoa ja aurinkosähköjärjestelmän sijoittamista. Teoriaosuuden jälkeen opinnäytetyön kohteeseen mitoitettiin tarvittavien tietojen pohjalta parhaiten soveltuva järjestelmä sekä aurinkopaneeleille määriteltiin sopiva asennuskulma. Opinnäytetyössä otettiin myös kantaa aurinkosähköjärjestelmän investointikustannuksiin sekä takaisinmaksuaikaan. Lopputuloksena 10 kWp:n järjestelmän takaisinmaksuajaksi kyseisessä kohteessa tulisi noin 40 vuotta, mikä ei tällä hetkellä ole yrityksen kannalta kannattavaa. Tällä hetkellä aurinkosähköjärjestelmään investoiminen olisi kannattavaa vain ekologisesta näkökulmasta.

Aurinkosähköjärjestelmien kehittyessä ja hintojen laskiessa järjestelmään investoiminen alkaa houkuttaa yksityisiä kuluttajia ja yrityksiä myös taloudellisesta näkökulmasta. Ekologisesta näkökulmasta aurinkosähköjärjestelmiin investoiminen on jo nyt kannattava erityisesti julkisten tahojen investoinneissa, koska EU:lta tulevat vaatimukset päästöjen vähentämisestä kiristyvät vuosittain.

---

Asiasanat: aurinkosähköjärjestelmä, aurinkoenergia, investointi, kannattavuus

## **ABSTRACT**

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Tampere University of Applied Sciences  
Degree Programme in Electrical Engineering  
Option of Electrical Power Engineering

RÄSÄNEN, JONI:  
Using Solar Energy in Greenhouse Production

Bachelor's thesis 43 pages, appendices 5 pages  
May 2015

---

The purpose of this thesis was to make a comprehensive research about using solar energy in greenhouse production. The aim was to collect an information package for the company about theory of solar power energy and also to create general knowledge about photovoltaic systems. The target was to focus on grid-connected systems.

The thesis begins with a theoretical part about solar energy and continues with information about the technology used in the photovoltaic systems. In addition the thesis includes information about technical dimensioning of photovoltaic system and take side to the repayment method and investment costs to have an understanding whether or not the system is profitable. The result is that a 10 kWp photovoltaic system starts to produce profit in 40 years, so at the moment it is not profitable for the company to invest in photovoltaic system.

As the photovoltaic systems are developed and the prices are getting lower, it is clear that interest in photovoltaic systems will increase even in Finland and this will further lowering the prices. An investment in a well designed photovoltaic system is already profitable from an ecological perspective to achieve the long-term objective of Finland to be a carbon-neutral society

---

Key words: photovoltaic system, solar energy, investment, profitability

## SISÄLLYS

1	JOHDANTO.....	6
2	AURINKO ENERGIANLÄHTEENÄ.....	7
2.1	Auringon säteilyintensiteetti .....	7
2.1.1	Auringon säteily maapallolla .....	8
2.1.2	Auringon säteily Suomessa .....	9
3	AURINKOPANEELIT .....	11
3.1	Aurinkokennon toimintaperiaate .....	11
3.2	Aurinkokennot .....	12
3.2.1	Aurinkokennojen sukupolvet .....	13
3.2.2	Ensimmäinen sukupolvi .....	14
3.2.3	Toinen sukupolvi.....	15
3.2.4	Kolmas sukupolvi .....	17
3.3	Aurinkokennon ominaiskäyrä.....	17
3.4	Aurinkopaneelien rakenne .....	18
4	AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄ.....	20
4.1	Invertteri.....	20
4.2	Kaapelointi ja suojaus .....	22
4.3	Paneelien kiinnitys- ja suuntausjärjestelmät .....	24
4.3.1	Yksiakselinen suuntausjärjestelmä .....	25
4.3.2	Kaksiakselinen suuntausjärjestelmä.....	26
4.4	Energian varastointi ja ylijäämäsähkön myynti .....	26
5	AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN SUUNNITTELU .....	28
5.1	Energian tuotto.....	29
5.2	Valaisinten energiantarve.....	29
5.3	Aurinkosähköjärjestelmän mitoittaminen.....	30
5.4	Järjestelmän sijoittaminen.....	31
6	KANNATTAVUUSLASKELMAT.....	32
6.1	Aurinkosähköjärjestelmän hankintakustannukset.....	32
6.2	Sähkön hinnan kehitys .....	33
6.3	Aurinkosähköjärjestelmien hinnan kehitys.....	34
6.4	Järjestelmän takaisinmaksuaika .....	35
6.4.1	Ylijäämän myynti.....	35
6.4.2	Oma käyttö .....	36
7	VAATIMUKSET VERKKOON LIITETYLLE JÄRJESTELMÄLLE.....	37
7.1	Yleiset säännökset.....	38
7.2	Sähköverkkoyhtiön edellytykset ja korvaukset .....	39

8 JOHTOPÄÄTÖKSET JA POHDINTA .....	42
LÄHTEET .....	43
LIITTEET .....	44
Liite 1. SOLARWATT Blue 60P – aurinkopaneelin datalehti.....	44
Liite 2. Sunny Tripower – invertterin datalehti .....	46

## 1 JOHDANTO

Tämän opinnäytetyön aihe on saatu keskisuomalaiselta Puutarha Suokukka AY:ltä syksyllä 2014. Opinnäytetyön tavoitteena on selvittää tutkimalla ja laskelmia tekemällä, olisiko kasvihuonetuotannossa järkevää hyödyntää auringosta saatavaa energiaa aurinkosähkön muodossa. Työssä selvitetään yleisesti aurinkosähköjärjestelmän suunnitteluun ja mitoittamiseen liittyviä asioita sekä käsitellään laajasti aurinkoenergiaan liittyvää teoriaa yleisymmärryksen saamiseksi. Lisäksi selvitetään verkkoon liitetyn järjestelmän vaatimuksia, järjestelmän kustannuksia sekä takaisinmaksuaikaa.

Toimeksiantajan kasvihuoneissa ei ole tehokkaita, paljon sähköä vaativia laitteita ja komponentteja, minkä vuoksi aurinkosähköä voisi olla järkevää hyödyntää. Suurimmat sähköä kuluttavat laitteet ovat tehokkaat valaisimet, jotka ovat päällä yöaikaan maaliskuun – toukokuun aikana, jotta kasvit saavat kasvamiseen tarvitsemansa valon myös silloin. Aurinkosähkön osalta pohditaan, suunnitellaan ja mitoitetaan järjestelmä, jolla voidaan hyödyntää auringosta saatavaa energiaa sähkön muodossa näiden kyseisten valaisimien käyttämiseen sekä pohditaan, mitä tuotetulle sähkölle tehdään, kun valaisimia ei käytetä.

Opinnäytetyön alku sisältää kattavasti yleistä teoriaa aurinkoenergiaan liittyvistä asioista ja suureista, jonka jälkeen käsitellään yleisesti erilaisten aurinkokennojen ominaisuuksia, toimintaperiaatetta sekä aurinkopaneelien rakennetta. Työ jatkuu perehtymällä itse aurinkosähköjärjestelmiin liittyviin seikkoihin ja niihin liittyviin komponentteihin sekä käsitellään erilaisia asennusjärjestelmiä. Työn loppuosa keskittyy aurinkosähköjärjestelmän mitoittamiseen itse opinnäytetyön kohteeseen sekä yleisiin vaatimuksiin verkkoon kytketyille aurinkosähköjärjestelmille.

## 2 AURINKO ENERGIANLÄHTEENÄ

Aurinko on suurin energianlähde, mitä maapallolla on käytettävissä. Aurinko tuottaa kaiken energian, minkä tarvitsemme ollaksemme olemassa ja se tukee luonnon säilymistä kaikissa muodoissa. Tämän lisäksi auringon valtavaa energiamäärää hyödynnetään yhä kasvavassa määrin energiantuotannossa, mm. aurinkosähkön muodossa. (Boxwell 2014, 5)

Aurinko on maasta katsottuna lähimpänä oleva tähti, joka sijaitsee 150 miljoonan kilometrin päässä maapallosta. Aurinko on halkaisijaltaan  $1,4 \times 10^6$  kilometriä ja massaltaan  $2 \times 10^{30}$  kilogrammaa painava kaasupallo. Auringon pintalämpötila on 5600 celsiusastetta ja ytimen lämpötila 15 miljoonaa celsius astetta. (Boxwell 2010, 1).

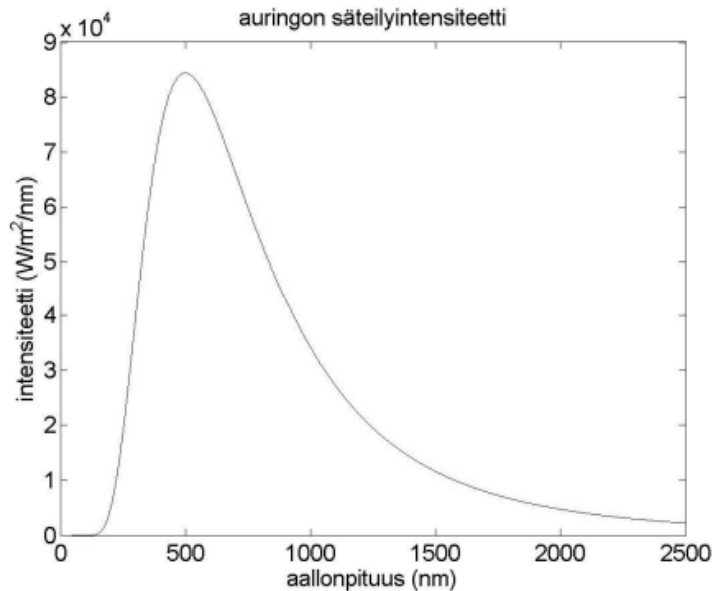
Auringossa kaksi vetyatomia ydintä, kaksi protonia ja kaksi neutronia yhtyvät heliumatomiksi vapauttaen samalla energiaa. Auringossa muuttuu joka sekunti noin 600 miljoonaa tonnia vetyä 596 miljoonaksi tonniksi heliumia. Prosessista jäävä erotus 4 miljoonaa tonnia muuttuu joka sekunti energiaksi. Yhden heliumkilon muodostaminen vedystä vapauttaa energiamäärän, joka vastaa 180 miljoonan kWh:n energiamäärää. Vapautuva energia antaa auringolle  $3,6 \times 10^{26}$  W:n kokonaistehon. Kyseinen energia vapautuu auringosta sähkömagneettisena säteilynä, josta osa päättyy lopulta maapallolle asti.

### 2.1 Auringon säteilyintensiteetti

Kappaleen lähettämä säteilyintensiteetti, eli säteilyteho pinta-alayksikköä kohti, riippuu kappaleen lämpötilasta. Kun sähkömagneettinen säteily osuu pinnalle, osa absorboituu aineeseen ja osa heijastuu takaisin. Musta pinta näyttää mustalta, koska se ei juuri heijasta valoa takaisin, vaan lähes kaikki näkyvän valon aallonpituudet absorboituvat. Mustaksi kappaleeksi kutsutaan sellaista kappaletta, joka absorboi kaiken siihen kohdistuvan sähkömagneettisen säteilyn millä tahansa aallonpituusalueella. Toisin sanoen musta kappale on ideaalinen sähkömagneettisen säteilyn absorboija ja myös samalla ideaalinen sähkömagneettisen säteilyn lähettäjä.

Tunnetusti aurinko voidaan hyvällä tarkkuudella olettaa mustaksi kappaleeksi, jonka pintalämpötila on 5800 K. Tästä syystä auringon säteilyintensiteetin mallintamiseen voidaan käyttää Planckin mustan kappaleen säteilylakia. (Korpela 2014)

Kuvasta 1 nähdään Planckin säteilylailla mallinnettu auringon säteilyintensiteetti, kun auringon pintalämpötilaksi oletetaan 5800 K.



Kuva 1. Auringon säteilyintensiteettijakauma (Korpela 2014)

### 2.1.1 Auringon säteily maapallolla

Aurinko säteilee energiaa siis edellisessä luvussa esitetyllä kuvan 1 intensiteetillä. Kun etäännyttään auringosta, niin säteilyn intensiteetti pienenee, koska kokonaissäteily jakautuu nyt suuremmalle alueelle.

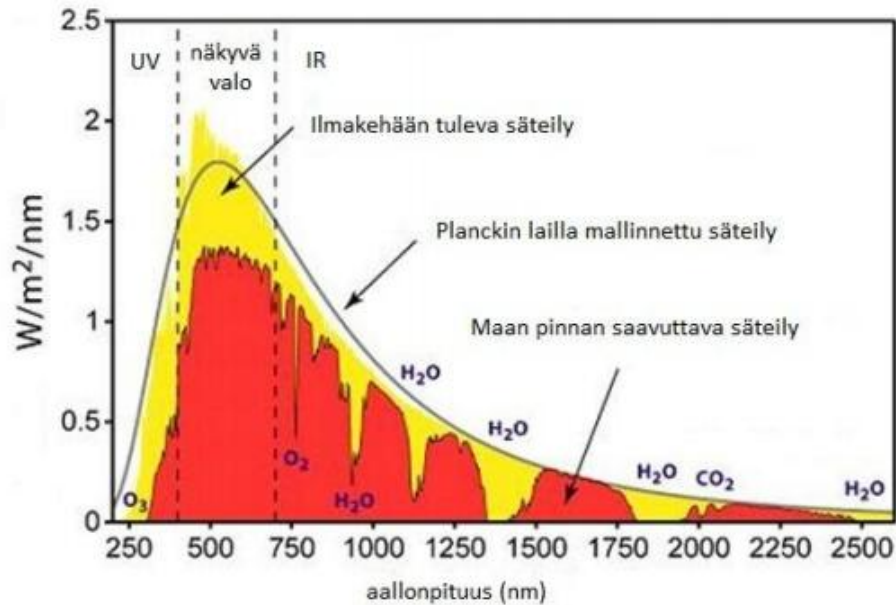
Auringon säteily maapallolla lasketaan aurinkovakion avulla. Aurinkovakio kertoo, kuinka suuri on kokonaissäteilyintensiteetti maan kiertoradalla eli se kertoo, kuinka suuri auringonsäteilyn kokonaisteho on pinta-alayksikköä kohti maan etäisyydellä auringosta.

Laskennallisesti maapallon ilmakehän saavuttaman säteilyn intensiteetiksi eli aurinkovakioksi on vakiintunut arvo  $1367 \text{ W/m}^2$ .



Ilmakehän heijastavasta ja absorboivasta vaikutuksesta johtuen suurin säteily määrä maan pinnalla on kuitenkin korkeintaan  $800 - 1\,000 \text{ W/m}^2$  eli noin 60 % aurinkovakios- ta.

Kuvasta 2 huomataan, että Planckin lailla mallinnettu ja todellinen mitattu intensiteetti- jakauma ovat hyvin lähellä toisiaan. Kuvasta huomataan myös intensiteetin heikkene- minen ilmakehään tulevan säteilyn ja maanpinnan saavuttavan säteilyn välillä.



Kuva 2. Auringonsäteilyn intensiteetti. (Korpela 2014)

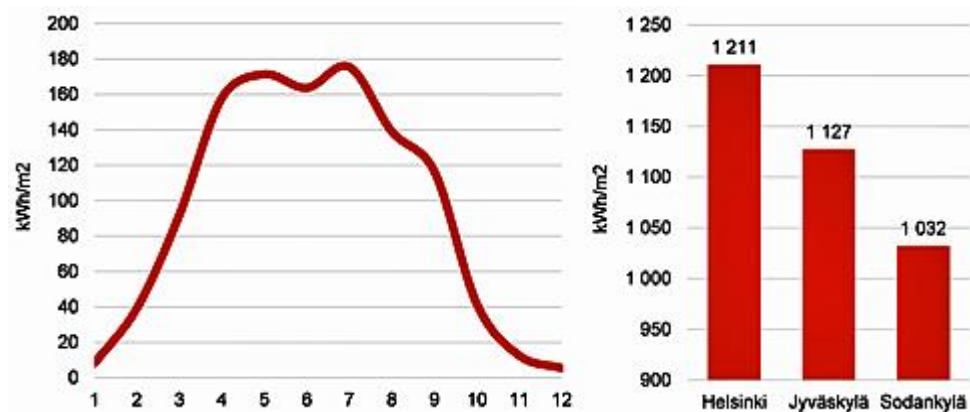
Kuvasta 2 nähdään myös, että suurin osa auringon säteilystä on näkyvän valon alueella. Jonkin verran vähemmän säteilystä on infrapunasäteilyä, jonka ihminen havaitsee lämpönä. Pieni osa auringon säteilystä on ultraviolettisäteilyä, joka havaitaan ihon rusket- tumisena tai palamisena. Syvät kuopat käyrässä aiheutuvat ilmakehässä olevista hapen, vesihöyryn ja hiilidioksidin absorptioista.

### 2.1.2 Auringon säteily Suomessa

Suomeen saapuvan auringonsäteilyn määrään vaikuttaa merkittävästi Suomen maantie- teellinen sijainti. Suomessa auringonsäteily on voimakkainta touko- heinäkuun välisenä aikana. Helsingissä saadaan auringon säteilyenergiaa kohtisuoralle pinnalle kuukaudes- sa keskimäärin  $160 - 170 \text{ kWh/m}^2$ , Jyväskylässä  $150 - 160 \text{ kWh/m}^2$  ja Sodankylässä  $140 - 150 \text{ kWh/m}^2$ . Tammi- ja helmikuussa sekä loka-joulukuun välisenä aikana sätei- lyenergian määrä on alle  $30 \text{ kWh/m}^2$ . Koko vuoden aikana saadaan Helsingistä auringon

säteilyenergiaa keskimäärin  $940 \text{ kWh/m}^2$ , Jyväskylässä  $870 \text{ kWh/m}^2$  ja Sodankylässä  $780 \text{ kWh/m}^2$ . (Suntekno 2010)

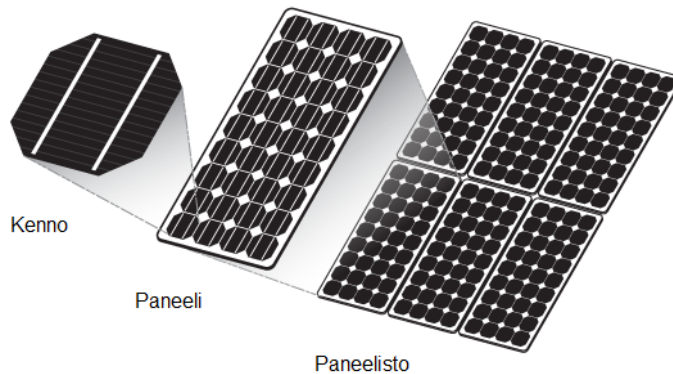
Alla olevassa kuvassa (kuva 3) on esitetty keskimääräiset kuukausittaiset säteilymäärät 45 asteen kulmassa etelään päin suunnatulle pinnalle Suomessa sekä erot vuotuisissa säteilymäärissä eri kaupungeissa.



Kuva 3. Keskimääräiset kuukausittaiset säteilymäärät Suomessa ja erot eri kaupunkien säteilymäärissä (Motiva 2014).

### 3 AURINKOPANEELIT

Aurinkosähköpaneelit muodostuvat useista aurinkokennoista, kennoja suojaavasta lasilevystä ja alumiinisesta kehyksestä. Paneelisto muodostetaan kytkemällä useita paneeleja sarjaan tai rinnan riippuen halutuista jännite- ja virtatasoista. Paneeleita sarjaan kytkemällä saadaan nostettua paneeliston jännitetasoa ja rinnan kytkemällä virtatasoa.



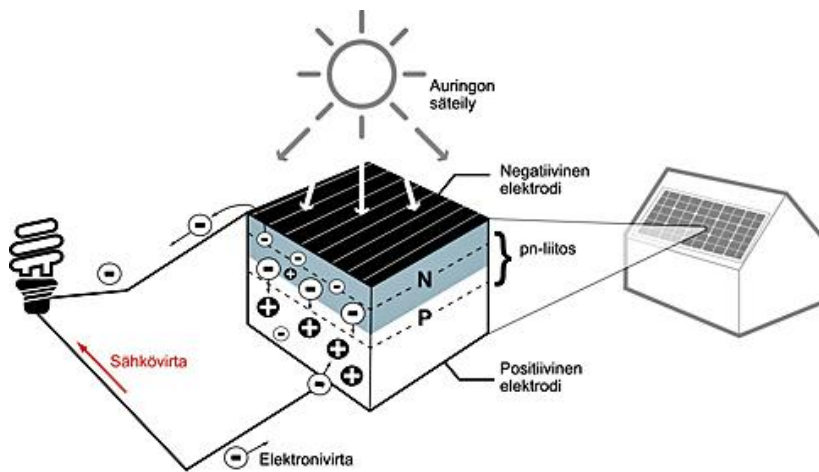
Kuva 4. Aurinkopaneeliston muodostuminen. (Samlex Solar, muokattu)

#### 3.1 Aurinkokennon toimintaperiaate

Auringonsäteily koostuu fotoneista, jotka vapauttavat puolijohdemateriaaliin osuessaan sen elektroneja. Tätä kutsutaan valosähköiseksi ilmiöksi. Aurinkosähkökenno on P-N -tyyppinen puolijohdekomponentti, jossa tiettyjen aallonpituuksien fotonit absorboituvat ja tuottavat sähköiset varauksenkuljettajat, elektronit ja aukot.

Kun p-tyyppin ja n-tyyppin puolijohdeasetetaan vierekkäin, n-puolen ylimääräiset elektronit kulkeutuvat p-puolen aukkoihin. Elektronien siirtyessä n-puolelta p-puolelle syntyy n-tyyppin puolijohdeeseen positiivinen varaus ja p-tyyppin puolijohdeeseen negatiivinen varaus.

Elektronit toimivat negatiivisen varauksen kuljettajina jättäen jälkeensä aukon, joka toimii positiivisen varauksen kuljettajana. Puolijohdeiden sähkönjohtavuus perustuu näin ollen vapaiden elektronien ja aukkojen liikkeeseen. Elektronit voivat kulkeutua takaisin p-puolelle vain ulkoisen johtavan piirin kautta, jolloin ne saavat aikaan sähkövirran. (Motiva, 2014)



Kuva 5. Aurinkopaneelin toimintaperiaate (Motiva,2014)

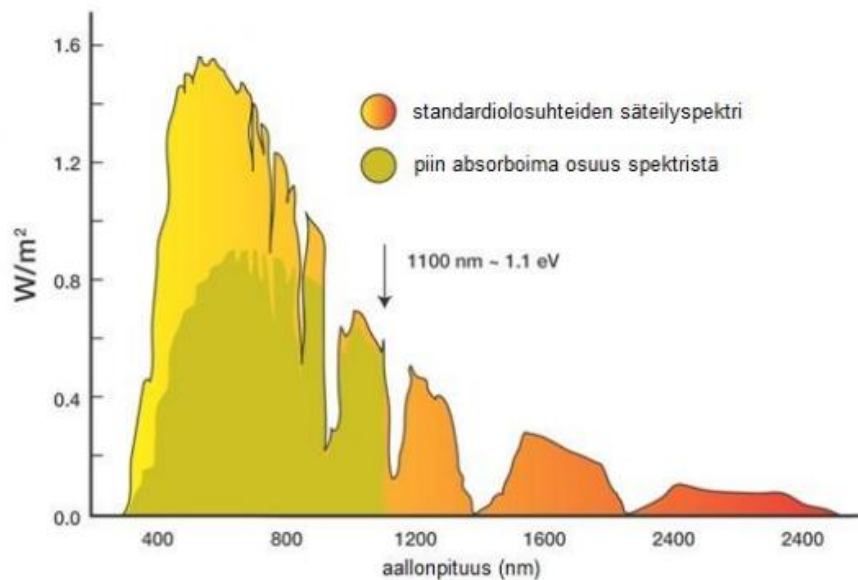
### 3.2 Aurinkokennot

Aurinkokennot siis hyödyntävät edellisessä luvussa käsitellyä auringon säteilyä, josta on käytettävissä kuvan 2 mukainen spektri aurinkosähkön tuottamiseksi.

Aurinkokennojen yleisin valmistusmateriaali on yksi- tai monikiteinen pii. Teknologia on vakiintunutta, ja noin 90 prosenttia tarjolla olevista aurinkokennoista on piikidekennoja.

Fotonien energiaa ja materiaalin mahdollisuutta absorboida energiaa tutkitaan elektroni-voltteina. Esimerkiksi puolijohdemateriaalin ollessa piitä, sen energian absorbointimahdollisuus on 1,1 eV, joka vastaa aallonpituutta 1100 nm. Toisin sanoen fotonilla on teoriassa riittävästi energiaa elektronin virittämiseen, kun sähkömagneettisen säteilyn aallonpituus on korkeintaan 1100 nm.

Piikennon hyödyntämää auringonsäteilyä voidaan havainnollistaa kuvalla 6, joka esittää standardiolosuhteiden ( $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) intensiteettijakaumaa. Kuvasta huomataan, että pii kattaa melko suuren osan säteily-spektristä, joka osaltaan vaikuttaa piin ylivoimaiseen markkinaosuuteen.



Kuva 6. Auringonsäteily spektri ja piin absorboima osuus säteilystä (Korpela 2014)

Kuten yläpuolella olevasta kuvasta 6 näkyy, jää piillä käyttämättä kaikki yli 1100 nm:n aallonpituudet, koska kyseiset valon fotonit eivät absorboidu. Fotonit, joilla energia taas on tarpeeksi suuri absorboitavaksi, eli aallonpituus on alle 1100 nm, tulisi jokaisen absorboidun fotonin tuottaa elektroni, joka voisi siirtyä tuottamaan jännitettä

Absorboinnin tuotto pitäisi olla yksi elektroni fotonia kohden, mutta todellisuudessa luku on kuitenkin tätä pienempi ja sitä kutsutaan kvanttihyötysuhteeksi. Puhtaissa yksikiteisissä materiaaleissa kvanttihyötysuhde on 90 prosenttia, kun taas monikiteisissä materiaaleissa se on alhaisempi. Tämän takia yksikiteiset puolijohdeet ovat tärkeä osa hyvän kokonaishyötysuhteen saavuttamiseksi. (Tammisto 2014).

Melko kapean hyödyntämisalueen laajentamiseksi ja parempien hyötysuhteiden saavuttamiseksi tulisi materiaaleina käyttää useampia eri aineita. Erilaiset materiaalit päällekkäin pystyvät absorboimaan enemmän fotoneita kuin pelkästään yksi materiaali.

### 3.2.1 Aurinkokennojen sukupolvet

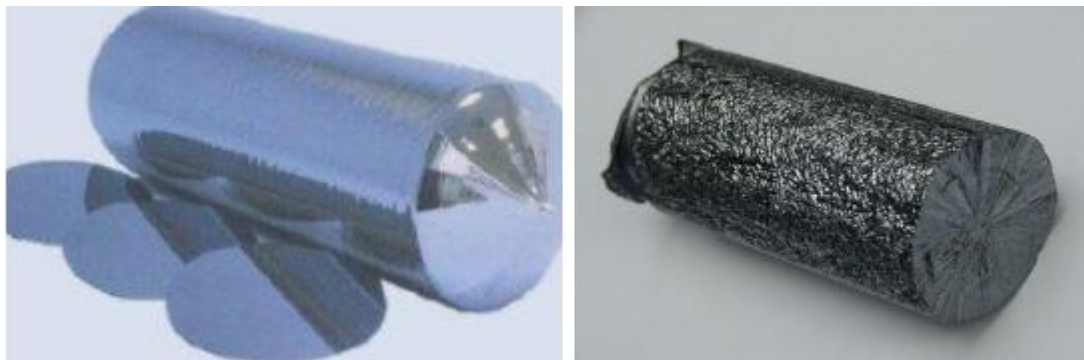
Yleisesti aurinkokennot jaetaan kolmeen sukupolveen. Ensimmäisen sukupolven aurinkokennoilla tarkoitetaan nykyään vahvimmassa markkina-asemassa olevia piikkennoja, joissa nimensä mukaisesti käytetään kennomateriaalina kiteistä piitä. Toisen sukupolven aurinkokennoilla tarkoitetaan ohutkalvotekniikalla toteutettuja kennoja, joiden puolijohdemateriaalina käytetään esimerkiksi kupari-indiumselenidia tai kadmiumtelluridia.

Monet niistä ovat jo tavallisen kuluttajankin saatavilla hintansa puolesta ja ovat valtaamassa markkina-alaa piikennoilta. Kolmanteen sukupolveen kuuluvat kaikki kehitysteella olevat aurinkokennot, joita ovat väriainekensojen lisäksi ainakin moniliitoskennot ja yleisimmin orgaaniset kennot. (Lynn 2010)

### 3.2.2 Ensimmäinen sukupolvi

Markkina-asemassa suurimmassa roolissa olevat ensimmäisen sukupolven aurinkokennot ovat puolijohdekennoja, joiden perusraaka-aineena käytetään piitä. Kennot ovat joko yksikiteisiä tai monikiteisiä. Yksikiteinen pii on valmistettu sulatetusta puhtaasta piistä tekemällä siitä tankoja. Näistä tangoista tehdään yleensä noin 15 senttimetrin halkaisijalla olevia, pyöristetyn neliön tai kuusikulmion muotoisia siivuja, jotka muodostavat kennot. Monikiteinen pii tehdään myös sulatetusta puhtaasta piistä, mutta sen valmistuksessa käytetään valutusmenetelmää. Tämä tarkoittaa, että piin jäätyessä se asettuu laajaksi epäsäännölliseksi monikiteiseksi pinnaksi, josta se leikataan yksikiteisen piin tapaan neliöiksi tai suorakulmaisiksi aurinkokennoiksi. (Lynn 2010)

Kuvassa 7 nähdään piiaihoita yksikiteisestä ja monikiteisestä rakenteesta, josta leikataan aurinkokennoja.



Kuva 7. Yksikiteinen ja monikiteinen piisauva (Saarensilta 2012)

Ensimmäisen sukupolven aurinkokennoilla on monia hyviä puolia. Ensimmäiseksi materiaalit ovat hyvin pitkäikäisiä, josta on myös näyttöä, koska kennoja on ollut käytössä hyvin pitkään. Piistä valmistetut aurinkokennot voivat tuottaa sähköä, jopa 50 vuoden ajan, mutta ajan myötä kennojen hyötysuhde kuitenkin pienenee. Tyypillisesti valmistajat lupaavat tuotteilleen 25 vuoden takuun hyötysuhteen säilymiselle.

Yksikiteisen piikennon hyötysuhde on luokkaa 12-16 % ja monikiteisellä hyötysuhde on luokkaa 11-15 %. Monikiteisen piin hyötysuhde on pienempi johtuen sen kiderakenteesta, joka on vähemmän ideaalinen verrattuna yksikiteiseen. Toisaalta huonompi hyötysuhde kuitenkin kompensoituu alhaisimmilla valmistuskustannuksilla. Lisäksi kennon lämpötilan kasvaessa hyötysuhde pienenee ja yksikiteisellä piikennolla hyötysuhteen heikkeneminen on vähäisempää. (Saarensilta 2012)

Toisena hyvänä puolena piikenoissa on niiden ympäristöystävällisyys. Vanhoja kennoja kierrätettäessä niistä ei vapaudu ympäristölle myrkyllisiä aineita kuten esimerkiksi ohutkalvopaneeleissa käytettävästä kadmiumista. (Saarensilta 2012)

Yksikidekennossa huonona puolena on raaka-aineen valmistuksen monimutkaisuus, jolloin valmistuskustannukset ovat kohtuullisen suuret verrattuna esimerkiksi monikidekennoon. Raaka-aineen pitää olla erittäin puhdasta ja valmistus on teknisesti todella haastavaa ja hidasta. Kuitenkin otettaessa huomioon koko elinkaari, on yksikidekenno kilpailukykyinen vaihtoehto sen pitkän elinkaaren vuoksi.

Monikiteisen kennon valmistaminen on huomattavasti yksinkertaisempaa kuin yksikidekennon, jolloin myös valmistuskustannukset jäävät matalammiksi. Monikiteisen kennon raaka-aineen valmistuksessa käydään valmistajien kesken kovaa kilpailua, joka edelleen laskee tuotteen kuluttajahintaa. (Saarensilta 2012)

### **3.2.3 Toinen sukupolvi**

Johtuen ensimmäisen sukupolven paneelien valmistuskustannusten suuruudesta on alettu kehittää uusia kustannustehokkaampia tapoja aurinkokennojen valmistukseen. Ensimmäisenä ratkaisuna ongelmaan päädyttiin amorfisen piin käyttöön. Myös tässä kennossa raaka-aineena käytetään piitä sekä muita materiaaleja, mutta raaka-ainetta tarvitaan vain murto-osa verrattuna ensimmäisen sukupolven kennoihin. Toiminnallisen osan paksuus on vain noin 10  $\mu\text{m}$ , josta myös kennojen nimitys ohutkalvokenno (thin film) tulee. (Lynn 2010)

Ohutkalvotekniikkaan perustuvia kennoja valmistetaan monista eri materiaaleista, joista kolme yleisimmin käytettyä ovat amorfinen pii (a-Si), kadmium-telluridi (CdTe) ja kupari-indium-(gallium)-diselenidi (CIS/CIGS). (Saarensilta 2012)

Kuvassa 8 nähdään ohutkalvopaneelin joustavuus.



Kuva 8. Ohutkalvopaneeli (Ek-automatic)

Etuina ohutkalvopaneeleissa on niiden monikäyttöisyys. Ne ovat ohuutensa vuoksi joustavia, eivätkä erotu rakenteista kuten ensimmäisen sukupolven paksut aurinkopaneelit, joten niitä on helppo asentaa erilaisille alustoille.

Toinen hyvä puoli ohutkalvopaneeleissa on niiden suhteellisen hyvä toimivuus myös hajavalossa, jolloin ei tarvita niin suoraa auringonpaistetta kuin ensimmäisen sukupolven paneeleissa. Kolmas hyvä puoli on se, että ohutkalvopaneelit eivät pudota hyötysuhdettaan niin paljon kennon lämpötilan noustessa verrattuna ensimmäisen sukupolven paneeleihin. (Lynn 2010)

Huonona puolena on se, että ohutkalvopaneelien hyötysuhde on noin puolet yksikiteisen kennon hyötysuhteesta. Lisäksi on huomattu, että ikääntyminen laskee ohutkalvopaneelien hyötysuhdetta jopa 15- 35 %. Kuitenkin ohutkalvotekniikka on vielä melko uusi asia, joten todellista käytännön kokemusta ja tietoa niiden käyttöiästä ei vielä ole. Koska hyötysuhde on vain noin puolet yksikiteisestä paneelista, niin ohutkalvopaneelita täytyy asentaa pinta-alaltaan kaksinkertainen määrä, jotta saadaan vastaava teho kuin yksikidepaneelilla. (Lynn 2010)

Pienemmän hyötysuhteen johdosta ohutkalvopaneeleita käytetään yleensä pienissä kohteissa kuten veneissä, joissa joustavasta tekniikasta on hyötyä, jotta saadaan veneen pienet tilat hyvin käytettyä hyödyksi. Lisäksi niitä käytetään kohteissa, joissa tarvitaan paneelien mukautumista pinnan muotoihin.

Ongelmana nykyisissä ohutkalvotekniikkaan perustuvissa aurinkopaneeleissa on niihin käytettävän telluridin (Te) vähyys maapallolla ja toisena ongelmana on niissä käytettävä kadmium, joka on ympäristölle ja terveydelle vaarallinen raskasmetalli.



### 3.2.4 Kolmas sukupolvi

Kolmannen sukupolven aurinkokennot ovat nanoteknologiaan perustuvia kennoja, jotka ovat suuren tuotekehityksen alla. Näihin lukeutuvat mm. väriainekennot, jotka eivät kuitenkaan enää tänä päivänä ole tutkimustyön kärkipäässä, koska koko ajan löytyy entistä parempia kennotyyppejä, joiden kehitystyöhön panostetaan enemmän.

Väriainekennot poikkeavat toimintaperiaatteeltaan merkittävästi aiempien sukupolvien kennoista, koska ne eivät sisällä lainkaan pn-liitosta, jolla taas on oleellinen rooli aiempien sukupolvien aurinkokennoissa. Kolmannen sukupolven aurinkokennon toiminta perustuu keinotekoiseen fotosynteesiin. (Korpela 2014)

Toinen tunnettu kolmannen sukupolven aurinkokenno on kvanttipistekenno. Siinä käytetään hyväksi aiempien sukupolvien kennojen tapaan valosähköistä ilmiötä, mutta ero on se, että kennoissa käytetään puolijohtavia nanopartikkeleita. Kolmantena tunnetuna kolmannen sukupolven kennona on moniliitoskenno, joilla on kehitystyön avulla saatu jopa 50 %:n hyötysuhteita ja se on väriainekennon ohella aktiivisen tutkimustyön kohteena.

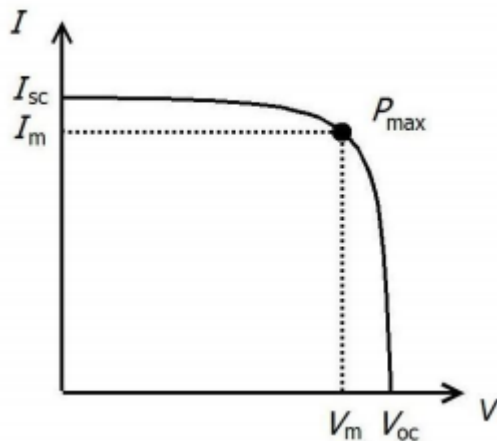
### 3.3 Aurinkokennon ominaiskäyrä

Aurinkokennon toimintaa voidaan tutkia virta-jännite-käyrän eli ominaiskäyrän avulla, joka kuvaa virran ( $I$ ) ja jännitteen ( $V$ ) suhdetta kennossa (kuva 9). Käyrästä nähdään, että kennon ollessa kytkemättä on virran arvo 0 A, jolloin kenno toimii tyhjäkäyntijännitteellä ( $V_{OC}$ ). Kyseinen tyhjäkäyntijännite on kennon korkein saavuttama jännite tietyllä valointensiteetillä.

Kennon n- ja p-puolen yhteen kytkeminen saa aikaan oikosulun, jolloin muodostuu tietyssä valointensiteetissä ja sen hetkisessä lämpötilassa suurin kennossa kulkeva virta, jota kutsutaan oikosulkuvirraksi ( $I_{SC}$ ).

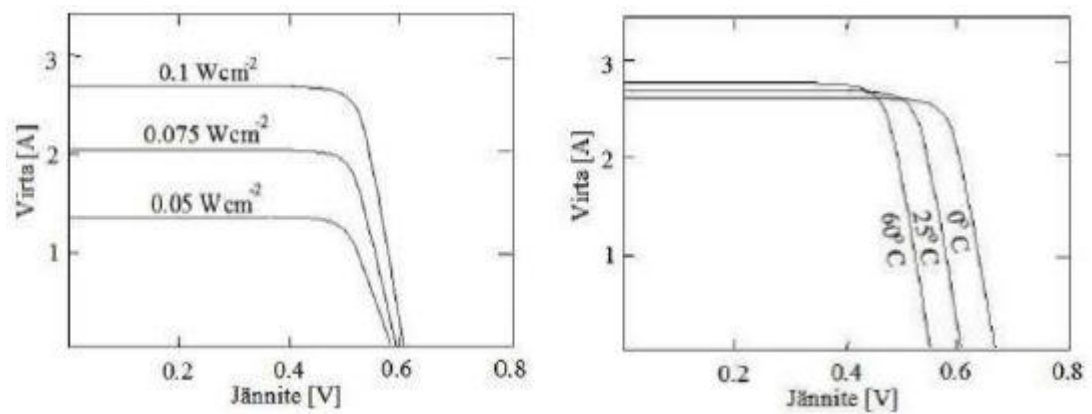
Virran tai jännitteen ollessa maksimissaan, tällöin kennon teho on nolla. Ominaiskäyrästä (kuva 9) nähdään paras virta-jännitearvopiste, jota kutsutaan myös maksimitehopisteeksi ( $P_{max}$ ).

Aurinkokenno ei toimi automaattisesti maksimitehopisteessään, joten optimaalinen toiminta edellyttää ohjausjärjestelmän käyttöä, joka on yleensä järjestelmän invertteriin integroituna. (Korpela 2014)



Kuva 9. Aurinkokennon ominaiskäyrä ja maksimitehopiste (Korpela 2014)

Kennon todelliset virran ja jännitteen arvot riippuvat valon intensiteetistä ja kennon lämpötilasta. Säteilyintensiteetin kasvu lisää virran suuruutta ja lämpötilan kasvu taas vähentää jännitteen suuruutta. Riippuvaisuutta on havainnollistettu kuvalla 10.



Kuva 10. Intensiteetin ja lämpötilan vaikutus virtaan ja jännitteeseen (Saarensilta 2012)

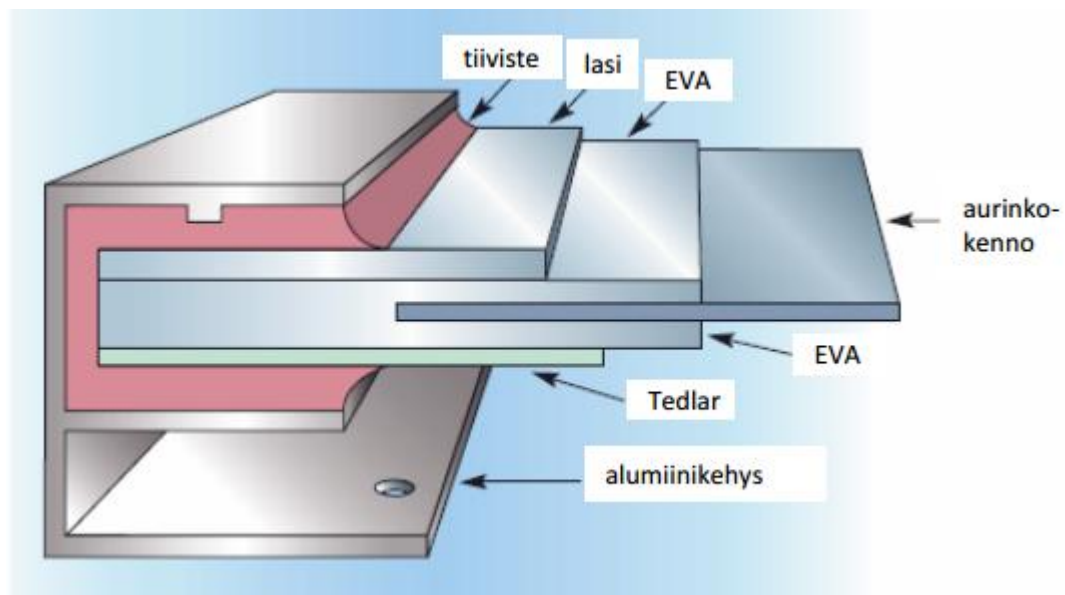
### 3.4 Aurinkopaneelien rakenne

Aurinkokennoista muodostuvat paneelit tarvitsevat hyvän koteloinnin mekaaniseksi suojaksi sekä suojan säästä johtuville rasituksille. Lisäksi sähköisten liitännöiden täytyy pysyä kunnossa ja suojattuna korroosiolta. Aurinkopaneeleissa käytetään yleisesti alu-

miinista kehystä, joka suojaa paneelia sekä lisäksi helpottaa paneelin kiinnittämistä esimerkiksi kattoon tai tukirakenteisiin.

Hauraat kennot suojataan käsittelyltä ja muilta rasituksilta ilmatiiviillä etyylivinyyliasettaattipinnoitteella. Pinnoitteen päällä on karkaistua lasia ja joissakin paneeleissa tämä lasi on käsitelty heijastuksenestopinnoitteella, jotta valon läpäisykyky paranisi. Kennon ja etyylivinyyliasettaattipinnoitteen alla on Tedlar-pinta, joka estää kosteuden ja muiden aineiden pääsyn kennoon. Tedlar-pinta on polyvinyylifluoridia, jota käytetään aurinkopaneelien lisäksi muun muassa lentokoneissa suojaamaan lentokoneen pintaa vaativissa olosuhteissa. Kaikki kerrokset on aseteltu alumiinikehyksen uraan, joka on tämän jälkeen suljettu tiivistäineellä. Rakenteet on suunniteltu kestämään 25 – 30 vuotta ulkoilmassa ja niiden tulisi kestää äärimmäisimmät olosuhdevaihtelut, joita vesi, lumi, tuuli ja lämpötilan vaihtelut aiheuttavat. (Lynn 2010)

Kuvassa 11 on esitetty periaatekuva aurinkopaneelin tyypillisestä rakenteesta.



Kuva 11. Tyypillinen aurinkopaneelin rakenne (Tammisto 2014)

## 4 AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄ

Aurinkosähköjärjestelmä koostuu aurinkopaneeleista, säätöelektronikasta, kaapeloinneista, järjestelmän suojauksista sekä mahdollisista asennustelineistä. Aurinkosähköjärjestelmä tarvitsee myös energiavaraston, joihin yleisimmin käytetään akkuja, joista energia tarvittaessa saadaan otettua käyttöön. Yhä useammin käytetään verkkoon kytkettyjä järjestelmiä, jolloin sähköverkkoa käytetään ns. virtuaalivarastona, koska tällä hetkellä akustojen hinnat ovat niin korkeat, että ne tekevät investoinneista yleensä kannattamattomat, varsinkin suuremmissa järjestelmissä.

Aurinkosähköjärjestelmiä on kahta tyyppiä, saarekekäyttöisiä ja yleiseen sähköverkkoon kytkettyjä järjestelmiä. Verkkoon kytketyn järjestelmän etuna on se, että kuormitus huippujen aikaan, kun auringosta saatava teho ei riitä, voidaan tarvittava sähkö ostaa sähköverkosta.

### 4.1 Invertteri

Invertterin eli vaihtosuuntaajan päätehtävä on muuttaa aurinkopaneeleista saatava tasajännite (DC) kuormalaitteiden käyttämälle vaihtojännitteelle (AC). Jos sähköä syötetään sähköverkkoon, niin tasasähkö muunnetaan elektronisesti sähköverkon taajuutta ja jännitettä vastaavaksi.

Inverttereitä on neljää eri tyyppiä:

#### 1. Mikroinvertteri

Aurinkosähköjärjestelmän jokaisella paneelilla on oma muista erillinen mikroinvertteri. Invertterin suurin etu on se, että yhden paneelin vikaantuessa, muiden mikroinverttereillä varustettujen aurinkopaneelien toiminta jatkuu normaalina. Erillisten mikroinverttereiden avulla käyttäjä saa myös tarkempaa tietoa aurinkojärjestelmänsä toiminnasta jopa paneelikohtaisesti.

#### 2. Stringi-invertteri

Stringi-invertteri on tällä hetkellä suosituin käytetyistä invertterityypeistä, sillä se sopii sekä pieniin, että suuriin aurinkosähköjärjestelmiin. Invertteriin kytketään eri määrä aurinkopaneeleita taajuusmuuntajan virran ja jännitteen keston

mukaan. Yhteen aurinkosähköjärjestelmään saattaa kuulua useita kymmeniä stringi-inverttereitä.

### **3. Off-Grid-invertteri**

Invertterillä on kaksi ominaisuutta, se muuttaa tasasähkön vaihtosähköksi, sekä lataa ja ylläpitää järjestelmään kuuluvia akustoja lataussäätimen avulla. Off-Grid-invertterit käytetään tavallisesti saarekekäytöissä valtakunnanverkon ulkopuolella. Lataussäädintä lukuun ottamatta invertterin toimintaperiaate on sama kuin stringi-invertterillä.

### **4. Keskusinvertteri**

Invertteriä käytetään tavanomaisesti suurissa aurinkosähköjärjestelmissä, jotka toimivat voimalakäytössä. Yhden keskusinvertterin teho vaihtelee tavallisesti 50 kW – 1 MW välillä.

Inverttereiden on pystyttävä käsittelemään paneelistolta saatava jännite kaikissa eri olosuhteissa. Yleensä se toteutetaan seuraamalla maksimitehopistettä MPPT- tekniikalla (engl. Maximum power point tracking), jolla pyritään siihen, että järjestelmä toimii jatkuvasti mahdollisimman lähellä optimaalista toimintapistettään. Maksimitehopiste vaihtelee jatkuvasti säteilyn intensiteetin ja paneelin lämpötilan vaihdellessa.

Myös invertterillä on oma hyötysuhteensa, joka vaikuttaa koko järjestelmän hyötysuhteeseen. Yleensä invertterin hyötysuhde on luokkaa 90 %, mutta parhaimmillaan se voi olla jopa 98 %. Hyötysuhde toteutuu, kun kuormituksen suuruus on 25 – 100 % invertterin tehosta, mutta mentäessä alle 25 %:n kuormituksen alkaa hyötysuhde laskea. Tästä syystä järjestelmien inverttereitä ei kannata ylivoimistaa, jotta säästytään hyötysuhteen rajulta putoamiselta. Yleensä valmistajat ilmoittavat tuotteista Euro ETA- hyötysuhteen, joka on painotettu hyötysuhde eli kuvaa paremmin todellista hyötysuhdetta aurinkosähköjärjestelmässä kuin toinen valmistajien ilmoittama hyötysuhde, joka kuvaa parhainta mahdollista hyötysuhdetta optimaalisissa olosuhteissa. Kuvassa 12 nähdään muutaman valmistajan ilmoittamat inverttereiden tehot ja hyötysuhteet.

Valmistaja ja tyyppi	Nimellinen teho (AC) [W]	Maksimi teho (DC) [W]	Maksimi hyötysuhde [%]	Euro ETA hyötysuhde [%]
Sunny Boy 3000TL-21 Single Tracker	3000	3200	97,0	96,0
ABB PVS300-TL-3300W-2	3300	3700	97,0	96,1
Danfoss DLX 2.9	2900	3750	97,0	96,2

Kuva 12. Valmistajien ilmoittamia hyötysuhteita ja tehoja (Tammisto 2014)

Invertterit eivät ole yhtä pitkäikäisiä aurinkopaneelien kanssa ja valmistajat antavatkin yleensä inverttereille 5 -10 vuoden takuita. Kuvassa 13 on esitetty yleisesti käytetty yksivaiheinen SMA Sunny boy 1100 – invertteri.



Kuva 13. SMA Sunny boy 1100-invertteri (Paavola 2012)

Invertterit ovat yksi- tai kolmivaiheisia riippuen tarvittavasta tehosta. Kapasiteetiltaan pienet järjestelmät kytketään yksivaiheisesti, mutta maksimitehon ollessa yli 3,7 kVA on järjestelmät kytkettävä kolmivaiheisesti. Kolmivaiheisessa järjestelmässä kullekin vaiheelle on oma yksivaiheinen invertteri tai vastaavasti voidaan käyttää yhtä kolmivaiheinvertteriä.

#### 4.2 Kaapelointi ja suojaus

Jotta järjestelmän kokonaishyötysuhde saadaan pidettyä mahdollisimman hyvänä, on tärkeää, että kaapelointi ja liitännät suunnitellaan ja toteutetaan huolellisesti. Johtimien resistanssin tulee olla mahdollisimman pieni eli johtimien paksuus on oltava riittävä sekä johtimien on oltava hyvin sähköä johtavia.

Tehohäviöt kasvavat aurinkosähköjärjestelmässä helposti kovinkin suuriksi pienen jännitteen vuoksi, joten on tärkeää, että johtimien jännitehäviöt saadaan minimoitua eli johtimet on mitoitettu oikein. Johtimet tulisi mitoittaa niin, että jännitehäviö olisi alle 2 %. Häviöt ovat suoraan verrannollisia virran neliöön, joten paneelit pitäisi kytkeä sarjaan niin, että jännite saataisiin nostettua mahdollisimman korkeaksi. (Lynn 2010)

Tasajännitepuolen kaapelit valitaan aurinkosähköjärjestelmän oikosulkuvirran perusteella. Standardissa SFS 6000-7-712 sanotaan, että kaapelin ylikuormitussuojaus voidaan jättää pois, jos kaapelin jatkuva kuormitettavuus on 1,25 kertaa oikosulkuvirta  $I_k$ . Vaihtosähköpuolen kaapelointi kannattaa toteuttaa häiriösuojatuilla kaapeleilla, koska inverttereiden tuottamat häiriöt voivat aiheuttaa virheitä järjestelmän tehon tuoton mittaamisessa pääkeskuksella. Vaihtosähköpuolen kaapeli mitoitetaan standardin SFS 6000 mukaisesti, eikä muita vaatimuksia mitoittamiselle ole. Lisäksi vaihtosähköpuolen kaapeli tulee suojata ylikuormitussuojalla. (Lynn 2010)

Kaikki kaapelit altistuvat tuulelle, lumelle, vedelle, lämpötilojen muutoksille ja aurin gon säteilylle, joten johtoreitit kannattaa suunnitella hyvin sekä käyttää kaapeleina UV-suojattuja kaksoiseristettyjä kaapeleita.

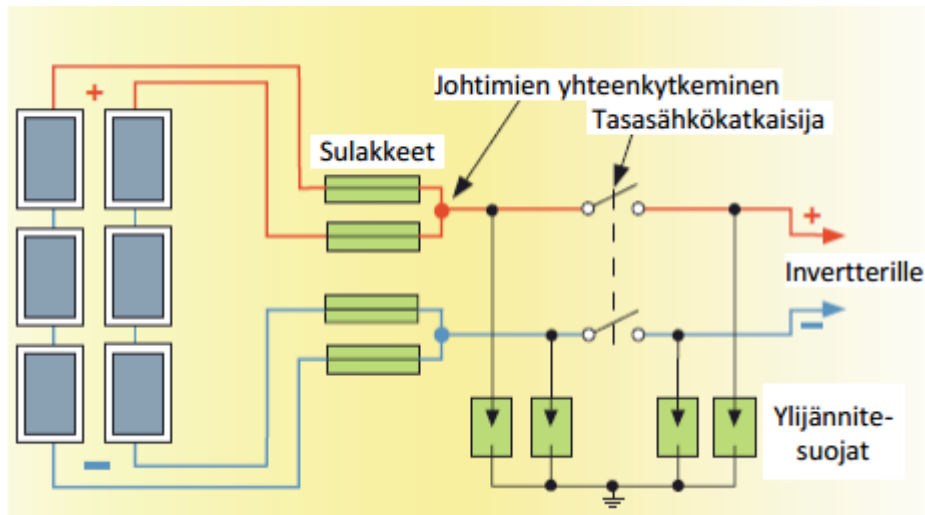
Järjestelmän ylijännitesuojausta suositellaan, koska mahdolliset ylijännitteet, joita aiheutuu muun muassa salamoinnista ja verkossa tehtävistä kytkentätoimenpiteistä, saattavat rikkoa invertterin tai aurinkopaneelin. Tästä aiheutuu ylimääräisiä korjauskustannuksia, jotka voidaan helposti välttää hyvin suunnitellulla ylijännitesuojauksella. Ylijännitesuojaus tehdään tasasähköpuolelta (DC) sekä vaihtosähköpuolelta (AC). (Lynn 2010)

Mikäli vaihtosuuntaaja ei ole varustettu yksinkertaisella erotuksella tasa- ja vaihtosähköosien välillä ja on mahdollista, että vaihtosuuntaaja pystyy syöttämään tasasähköä vaihtosähköverkkoon. Tällaisessa tilanteessa tulee järjestelmä varustaa B-tyypin vikavirtasuojalla, joka tulee sijoittaa vaihtosähköpuolen invertterin lähtöpäähän. (Lynn 2010)

Rinnakkain kytketyt paneelit voidaan yhdistää erillisessä yhdistinyksikössä, joka on samantapainen kuin jakorasia. Yhdistinyksikköä käytetään yleensä vain suurissa koh-teissa, joissa laitteistoa on paljon. Paneelien jokainen lähtö tulee suojata omilla sulak-

keilla yhdistinyksikössä. Yksiköt voivat sisältää myös ylijännitesuojat ja tasasähkökatkaisijan, jolla voidaan erottaa paneelit invertteriltä. Jos yhdistinyksikössä ei ole tasasähkökatkaisijaa, niin tulee sellainen liittää erikseen järjestelmään helposti käsiksi päästävään paikkaan, jotta aurinkopaneelit saadaan erotettua invertteristä huollon tai testauksen ajaksi. (Lynn 2010)

Periaatekuva yhdistinyksikön kytkennöistä on esitetty kuvassa 14.



Kuva 14. Yhdistinyksikön periaatekuva (Tammisto 2014)

### 4.3 Paneelien kiinnitys- ja suuntausjärjestelmät

Aurinkopaneelit vaativat kestävä ja lujan kiinnitysjärjestelmän riippumatta asennuspaikasta. Erilaisia kiinnitysjärjestelmiä on tarjolla alumiinista, ruostumattomasta teräksestä ja galvaanisesta teräksestä valmistettuja. Paneelien kiinnityksessä tulisi huomioida, että paneelien alle jäisi riittävästi ilmaa, jotta ilma pääsee kiertämään niiden alla. Kiinnitysjärjestelmän valinnassa tulee myös huomioida asennuskulmien muuntomahdollisuudet. (Lynn 2010)

Kiinnitysjärjestelmät on mahdollista automatisoida, jolloin paneelien kulma muuttuu auringon liikkuessa ja näin saadaan koko ajan maksimoitua tehon tuotto. Automaattiset järjestelmät ovat joko aktiivisia tai passiivisia.

Aktiivisessa järjestelmässä paneelia ohjataan elektronisesti ja ne kuluttavat todella pienen määrän sähköä. Passiivisessa järjestelmässä paneelien ohjaaminen tapahtuu hydraulisesti. Järjestelmässä käytetään nestettä, jolla on matala kiehumispiste. Auringon



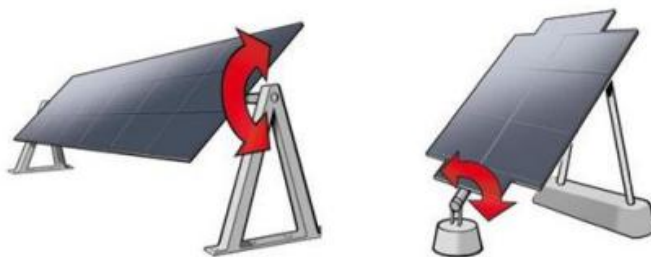
säteilyn osuessa nesteeseen muodostuva kaasun paine liikuttaa mekanismia, joka kääntää paneelit kohti aurinkoa. Automatisoidut järjestelmät kuitenkin lisäävät muuten yksinkertaisen aurinkosähköjärjestelmän huollontarvetta ja yleensä automatisoiduilla suuntausjärjestelmillä toteutetun aurinkosähköjärjestelmän lisäys energiantuottoon on varsin vaatimaton.

Aktiivinen järjestelmä on käytössä yleensä vain suurissa kohteissa kuten aurinkovoimaloissa, joissa pyritään koko ajan maksimaaliseen tehontuottoon. Passiiviset järjestelmät taas sopivat perustuotantoon. Järjestelmiä on niin sanottuja yksiakselisia ja kaksiakselisiä suuntausjärjestelmiä, joita on käsitelty omissa kappaleissaan seuraavaksi. (Lynn 2010)

#### 4.3.1 Yksiakselinen suuntausjärjestelmä

Yksiakseliset suuntausjärjestelmät ovat riittäviä perinteisille ja vähän tuottaville aurinkosähköjärjestelmille.

Yksiakselisilla suuntausjärjestelmillä voidaan säätää auringon korkeussuuntaista tuloa paneeliin tai atsimuuttikulmaa. Se kumpaa kulmaa ei säädetä, asetetaan kiinteään mahdollisimman optimaaliseen kulmaan auringon liikerataan nähden. Mitä lähempänä päiväntasaajaa ollaan, sitä parempiin tuloksiin päästään korkeussuuntaista tuloa säätämällä, koska aurinko nousee korkeammalle. Kauempana päiväntasaajasta taas atsimuuttikulman säätämisellä on suurempi vaikutus energiantuottoon, auringon paistaessa matalammalta.



Kuva 15. Yksiakseliset suuntausjärjestelmät, vasemmalla korkeussuunnattava ja oikealla atsimuuttikulman säätö. (Solar Choice)

### 4.3.2 Kaksiakselinen suuntausjärjestelmä

Kaksiakseliset suuntausjärjestelmät vastaavasti ovat tarpeellisia suurissa aurinkoenergi-  
aa tuottavissa kohteissa, joissa pyritään maksimoimaan koko ajan energian tuotto. Ky-  
seinen järjestelmä sopii hyvin esimerkiksi aurinkovoimaloihin. Kaksiakselisissa suun-  
tausjärjestelmissä pystytään säätämään auringon korkeussuuntaista tulokulmaa sekä  
atsimuuttikulmaa. Kyseinen suuntausjärjestelmä vaatii kuitenkin enemmän tilaa aurin-  
kopaneelleille, jotta ne mahtuvat kääntyilemään auringon säteilykulman mukaan.



Kuva 16. Kaksiakselinen suuntausjärjestelmä. (Solar Choice)

## 4.4 Energian varastointi ja ylijäämäsähkön myynti

Akustoja käytetään energian varastointiin silloin kun tuotantoa on enemmän kuin  
kulutusta. Akusto on merkittävä osa ns. saarekekäyttöisessä aurinkosähköjärjestelmässä,  
jolloin mahdollistetaan sähkön käyttö myös silloin kun aurinko ei paista, esimerkiksi  
yöaikaan. Teknisiltä ominaisuuksiltaan akustoilta vaaditaan aurinkosähköjärjestelmässä  
korkeaa laatuhyötysuhdetta, alhaista itsepurkausta, vähäistä huoltoa ja hyviä sykliomi-  
naisuuksia eli toimintaa tilanteessa, jossa akkua vuoron perään puretaan ja ladataan.  
Markkinoilla on saatavilla erityisesti aurinkosähköjärjestelmiin suunnattuja AGM- ak-  
kuja, joilla kyseiset ominaisuudet ovat huomattavasti paremmat kuin esimerkiksi taval-  
lisella lyijyakulla. (Erat 2008)

Vielä nykyään akkujen hinnat ovat kuitenkin todella korkeita, joten akuston osuus koko  
aurinkosähköjärjestelmän hinnasta on todella merkittävä. Akun valinnan tulisi perustua  
kokonaistaloudellisuuteen, joka koostuu akun hankintahinnasta, hyödynnettävissä ole-  
vasta kapasiteetista, huollontarpeesta, lataushyötysuhteesta ja odotettavasta eliniästä.  
Myös akustojen eliniät ovat vain viiden vuoden luokkaa, joten ne olisi vaihdettava use-  
aan kertaan koko aurinkosähköjärjestelmän elinkaaren aikana. (Erat 2008)



Kuva 17. Aurinkosähköjärjestelmään suunniteltu AGM-akku. (Naps Solar Systems)

Saarekekäyttöjä lukuun ottamatta on yleistä ns. verkkoon kytketty aurinkosähköjärjestelmä, jossa voidaan tarvittaessa ostaa lisää sähköä verkosta, kun auringon tuottama energia ei ole riittävää ja vastaavasti jos auringon tuottamaa energiaa on enemmän kuin kulutusta, voidaan ylijäämäenergia myydä energiayhtiölle sähköverkkoon käytettäväksi.

Mikrotuotantolaitoksista saadaankin suurin hyöty, kun korvataan omalla tuotannolla ostosähköä. Saattaa kuitenkin esiintyä tilanteita, joissa kohteessa sähkön kulutus on tuotantolaitoksen tuottoa pienempi. Tuotantolaitoksen liittymän ja mittauksen täyttäessä asetetut vaatimukset, on kenellä tahansa oikeus siirtää sähköä verkkoon silloin, kun sille on ostaja. Verkkoyhtiöt eivät saa ostaa sähköä, verkon häviöenergiaa lukuun ottamatta, vaan sähköntuottajan on tehtävä sähkönmyyjän kanssa sähkönmyyntisopimus. (Motiva 2014)

Energiaviraston sähkön hintavertailusivuilta löytyy yhtiöitä, jotka ovat valmiita ostamaan tuotetun sähkön. Sähköyhtiöt voivat sitoa sähkön oston halutessaan joihinkin sähkönmyyntituotteisiinsa ja yleisesti edellyttävät myös ostosopimuksen ehtona myyntisopimusta (Motiva 2014)

## 5 AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN SUUNNITTELU

Opinnäytetyössä mitoituksen kohteena on yhdessä kasvihuoneessa sijaitsevien 400 W:n valaisimien (kuva 18) sähköistäminen aurinkosähkön avulla yöaikaan maaliskuun - toukokuun aikana, kun tarvetta valaisimien käytölle on. Valaisimet ovat käytössä ainoastaan yöaikaan alkukeväällä, kun kasvit ovat vielä pieniä ja tarvitsevat paljon valoa myös yöaikaan kasvaakseen. Valaisimia on yhteensä 13 kpl, mutta yleensä käytössä niistä on 10 kpl ja jäljelle jäävät kolme ovat varalla.

Alunperin tarkoituksena oli tuottaa päiväsaikaan aurinkopaneeleilla sähköä ja varastoida se akustoihin, josta sitä olisi käytetty vastaavasti yöllä valojen käyttämiseen, kun aurinkopaneelit eivät tuota sähköä. Kuitenkin järjestelmän kohtuullisen suuresta koosta johtuen akuston koko olisi tullut niin isoksi, että järjestelmän kokonaishinta olisi noussut todella korkeaksi, minkä vuoksi päädyttiin sähköverkkoon kytkettyyn järjestelmään.

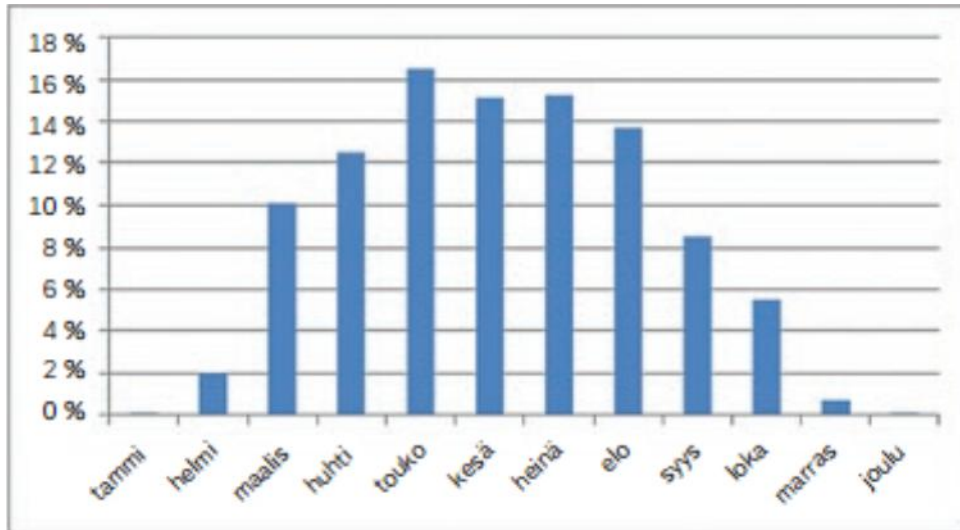
Tämä tarkoittaa sitä, että päivällä tuotettu sähkö myydään suoraan energiayhtiölle sähköverkkoon käytettäväksi, mistä se taas ostetaan takaisin yöaikaan.



Kuva 18. Kasvihuoneessa olevia 400 W:n valaisimia.

## 5.1 Energian tuotto

Hyvin suunnitellun ja toteutetun aurinkosähköjärjestelmän vuosittainen huipunkäyttöaika on noin 800 h. Kuvasta 19 nähdään keskimääräinen kuukausittainen energiantuotto vuosittain aurinkosähköjärjestelmällä huipunkäyttöajan ollessa 800 h.



Kuva 19. Keskimääräinen kuukausittainen energiantuotto vuosittain (Vattenfall [www sivut](http://www.vattenfall.fi))

Maaliskuussa – toukokuussa energiantuotto on 10 % - 17 % vuosittaisesta tuotannosta, jonka pohjalta aurinkosähköjärjestelmää kohteeseen lähdettiin osittain mitoittamaan. Mitoitetun järjestelmän koko piti olla sellainen, että valaisimien tarvitsema energiamäärä saatiin tuotettua myös maaliskuussa, kun energiantuotto on vielä varsin pientä.

## 5.2 Valaisinten energiantarve

Valaisinten energiantarve lasketaan 10:lle valaisimelle, koska kolme valaisinta ovat vain varalla eivätkä yleensä käytössä ollenkaan. Valaisimet ovat keskimäärin käytössä kuusi tuntia vuorokaudessa kolmen kuukauden ajan. Kymmenen valaisimen energiantarve kilowattitunteina vuorokaudessa saadaan seuraavalla sivulla olevalla kaavalla

$$E = p \cdot t = 0,4 \text{ kW} \cdot 6 \text{ h} \cdot 10 \text{ kpl} = 24 \text{ kWh},$$

jossa  $E$  on energia kilowattitunteina,  $p$  on teho kilowateissa ja  $t$  on aika tunneissa.

Valaisimia käytetään siis maaliskuun – toukokuun aikana, joten aurinkosähköjärjestelmää suunniteltaessa tarvitaan myös kuukausittainen energiantarve.

Maaliskuussa vuorokausia on 31 kpl, joten energiantarpeeksi valaisimille tulee näin ollen 756,4 kWh. Huhtikuussa (30 vrk) energiantarve on 732 kWh ja toukokuussa (31 vrk) 756,4 kWh.

### 5.3 Aurinkosähköjärjestelmän mitoittaminen

Aurinkosähköjärjestelmää mitoittaessa on syytä tietää melko tarkkaan tarvittava energiamäärä, jotta pystytään mitoittamaan kohteeseen juuri sopiva järjestelmä eikä näin ollen ylijäämäsähköä syntyisi liikaa ja myös investointikustannukset pysyvät pienempinä. Opinnäytetyön kohteeseen järjestelmä mitoitettiin maaliskuun energiantuotantoodotuksen ja kyseisen kuukauden tarvittavan energiamäärän mukaan. Valaisimia ei käytetä kuin maaliskuun – toukokuun aikana, joten lopun aikaa vuodesta tuotettu sähkö myydään energiayhtiölle, jolloin energiayhtiö hyvittää tuotetun sähkön sähkölaskussa.

Aiemmin käsitellyssä energian tuotto – luvussa mainittiin, että hyvin suunnitellun ja toteutetun aurinkosähköjärjestelmän vuosittainen huipunkäyttöaika on 800h.

Häviötehot mukaan luettuna aurinkosähköjärjestelmän kooksi valittiin 10 kW, jolloin pystytään tuottamaan myös maaliskuussa valaisinten tarvitsema energiamäärä ja lisäksi pystytään mikrotuotannon rajojen sisäpuolella ja pystytään tehokkaasti hyödyntämään järjestelmän kolmivaiheisuutta.

Kyseisellä järjestelmällä saadaan vuosittain 800h:n huipunkäyttöajalla 8000 kW:n energiantuotto. Maaliskuun energiantuotto on 10 % vuosittaisesta energiantuotosta, joten maaliskuun aikana aurinkopaneeleilla pystytään tuottamaan 800 kWh:n energiamäärä. Valaisinten tarvitsema energiamäärä maaliskuussa on 756,4 kWh, joten tarvittava energia saadaan hyvin tuotettua.

Huhtikuun energiantuotto on 13 % (1040 kWh) vuosittaisesta tuotannosta ja toukokuun energiantuotto 17 % (1360 kWh).

Aurinkosähköjärjestelmäksi valittiin valmis verkkoon kytkettävä paketti, johon kuuluu 40 kpl 250 W:n aurinkopaneeleita. Tekniset tiedot valitun järjestelmän aurinkopaneeleista ja invertteristä löytyvät liitteistä 1 ja 2.

#### 5.4 Järjestelmän sijoittaminen

Opinnäytetyön kohteeseen suunniteltu 10 kWp:n aurinkosähköjärjestelmä on pinta-alaltaan melko suuri. Järjestelmään kuuluu 40 aurinkopaneelia, joiden pinta-ala on noin 68 m<sup>2</sup>, joten järjestelmä vaatii paneelien osalta melko paljon tilaa. Suuren pinta-alan lisäksi aurinkopaneelit pitäisi saada suunnattua kohti etelää ja niin, että paneeleihin ei kohdistuisi missään vaiheessa varjostuksia rakennuksista tai puista.

Jos varjostuksia pääsee syntymään, niin energiantuotto romahtaa todella merkittävästi riippuen varjostukseen kuluneesta ajasta.

Kohteessa paras mahdollinen sijoituspaikka aurinkopaneeleille tulisi olemaan kuvassa 20 näkyvä punainen nelikulmio. Paneelit vaativat paljon pinta-alaa ja avonaisen paikan, joten kuvaan merkitty paikka voisi olla paras mahdollinen, jolloin paneelit eivät kärsisi varjostuksesta missään vaiheessa päivää. Paneelit tulisi suunnata etelään eli suoraan kohti kuvassa vasemmassa yläkulmassa näkyvää metsää, jota ei nykyään kuitenkaan enää ole joten varjostuksen vaaraa ei ole metsästäkään.

Optimaalisin asennuskulma aurinkopaneeleille parhaimmalla energiantuotolla on yleensä noin 45 astetta, joten paneelit asennetaan tähän kulmaan ja lisäksi järjestelmään tulee kulman käsisäättö, joten talvella auringon paistaessa matalammalta saadaan paneelien kulmaa käännettyä suuremmaksi ja energiantuottoa lisättyä.



Kuva 20. Aurinkopaneelien sijoituspaikka. (Puutarha Suokukka, muokattu)

## 6 KANNATTAVUUSLASKELMAT

Suunniteltaessa mahdollista investointia aurinkosähköjärjestelmään, on oleellista selvittää investoinnin kannattavuus jollain tavoin. Erittäin hyvä keino tähän on laskea hankittavan järjestelmän takaisinmaksuaika. Takaisinmaksuajalla tarkoitetaan aikaa, jonka jälkeen järjestelmästä syntyneet säästöt sähkön ostossa ylittävät hankintakustannukset. Takaisinmaksuajan jälkeen järjestelmä tuottaa säästöä koko elinkaarensa ajan. Jos syntyneet säästöt eivät ylitä investointihintaa missään vaiheessa järjestelmän elinkaaren aikana, ei investointi yleisesti ole kannattava.

### 6.1 Aurinkosähköjärjestelmän hankintakustannukset

Useasti aurinkosähköjärjestelmät myydään ns. ”avaimet käteen”-paketteina, erityisesti suuremman kokoluokan järjestelmät. Kohteeseen mitoitettu 10 kWp:n järjestelmä on jo niin suuri, että se myydään valmiina asennettuna pakettina. Pakettiin kuuluu kaikkien järjestelmän komponenttien lisäksi kaapeloinnit, suunnittelu sekä järjestelmän toimitus asennuksineen. Järjestelmä on järkevää ottaa valmiina pakettina, koska asennukset saa suorittaa vain sähköalan ammattihenkilö ja paketteja myyvillä yrityksillä on ammattitaitoisten asentajien lisäksi paljon tietoa ja taitoa järjestelmiin liittyen. Lisäksi valmiiden pakettien vuoksi erilaisten vaihtoehtojen hintavertailu on helppoa, koska hintaan sisältyy kaikki tarvittava toimivaan aurinkosähköjärjestelmään. Kohteeseen sopiva valmis aurinkosähköpaketti olisi esimerkiksi Finnwindin tarjoama paketti (kuva 21).



Kuva 21. 10 kWp:n valmis aurinkosähkö-paketti. (FinnWind, 2015)

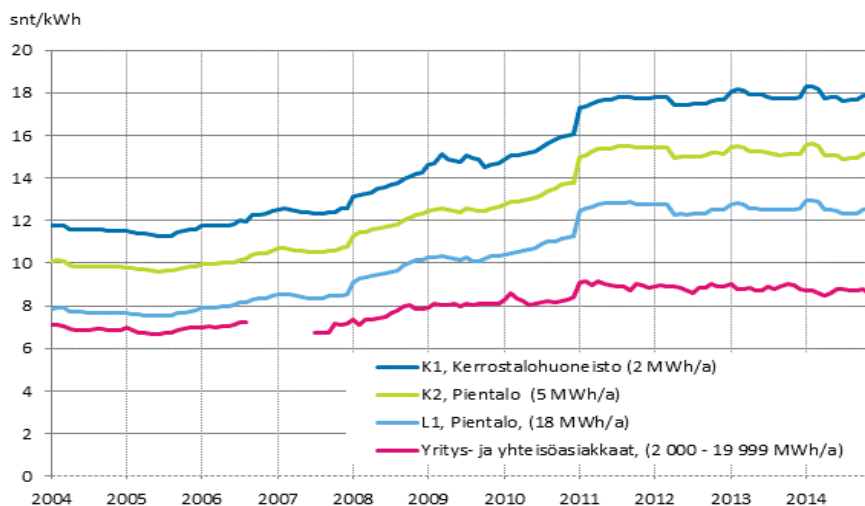


Järjestelmän arvonlisäveroton hinta on 15600 € ja asennukselle hintaa tulee noin 4000 €. Oletetaan, että invertteri on järjestelmän vikaherkin komponentti ja se tulee vaihtaa kerran koko järjestelmän elinkaaren aikana eikä muita huoltokustannuksia ole. Tällöin lisätään summaan vielä uuden invertterin hinta sekä siihen kuuluvat asennuskustannukset, jotka ovat yhteensä noin 4000 €. Kokonaishinnaksi koko järjestelmän elinkaarelle tulee noin 23600 € eli 2,36 €/W.

## 6.2 Sähkön hinnan kehitys

Investoinnin kannattavuutta laskettaessa oleellisena osana siihen kuuluu arvioida sähkön hinnan kehitys järjestelmän elinkaaren aikana, sillä järjestelmän tuotto riippuu vuotuisesta energiantuotannosta sekä sillä korvattavan ostosähkön hinnasta. Opinnäytetyön kohteessa käytetään sähkön kokonaisostohintana 10 snt/kWh, johon kuuluu sähkön myyntihinta, sähkön siirtohintaa sekä sähkövero. Tilastokeskuksen mukaan sähkön hinta on noussut kaikissa kuluttajatyypeissä viime vuosina.

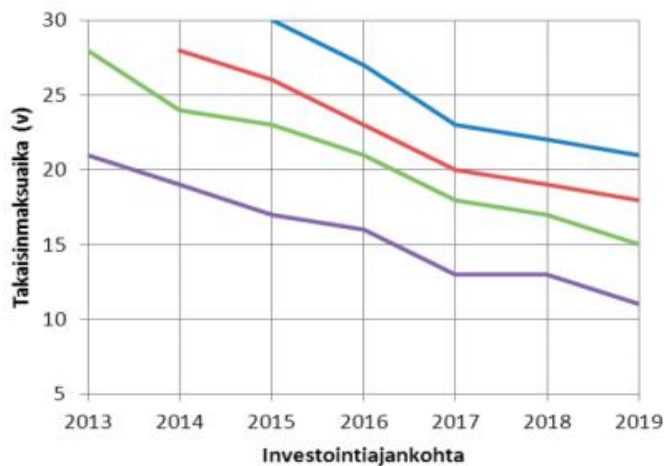
Tilastokeskuksen tekemästä kuvaajasta (kuva 22) nähdään, kuinka sähkön hinta on kehittynyt nousujohteisesti vuosien 2004 – 2014 aikana. Mitä suurempi on ostettavan sähkön hinta, niin sitä enemmän säästetään, jos sähköä tuotetaan itse esimerkiksi tässä tapauksessa aurinkoenergian avulla. Sähkön kokonaishinta on kasvanut keskimäärin 4 % vuositasolla 20 vuoden aikana. (Tilastokeskus 2015)



Kuva 22. Sähkön kokonaishinnan kehitys vuosina 2004 - 2014. Hinta sisältää sähkön myynnin, sähkön siirron sekä verot. (Tilastokeskus, 2015)

### 6.3 Aurinkosähköjärjestelmien hinnan kehitys

Aurinkosähköjärjestelmien hinnat ovat laskeneet rajusti viime vuosikymmenen aikana, johtuen pääosin kalliiden aurinkopaneelien hintojen laskusta. Hintojen odotetaan laskevan edelleen tulevien vuosien aikana. Sähkön jatkuvan hinnan nousun ja järjestelmien laskevan hinnan vuoksi aurinkosähköjärjestelmät ovat tulevaisuudessa entistä houkuttelevampi vaihtoehto ostettuun sähkөөn verrattuna. Mielenkiinnon lisääntyessä järjestelmien hinnat tulevat laskemaan entisestään, kun tuotantomääriä kasvatetaan suuremman kysynnän vuoksi. Kuvassa 23 nähdään pienen 1,2 kWp:n järjestelmän takaisinmaksuajan kehittyminen investointiajankohdasta riippuen erilaisilla sähkön hinnan muutoksilla.



<b>Skenaario 1</b>	Sähkön hinta pysyy nykyisellään
<b>Skenaario 2</b>	Sähkön hinta nousee 1 % vuodessa
<b>Skenaario 3</b>	Sähkön hinta nousee 2 % vuodessa
<b>Skenaario 4</b>	Sähkön hinta jatkaa vuotuista 5 % kasvua

Kuva 23. 1,2 kWp:n järjestelmän takaisinmaksuajan kehittyminen lähivuosina erilaisilla sähkön hinnan muutoksilla. (Paavola, 2013)

Pienellä järjestelmällä suunnittelun osuus koko järjestelmän hinnasta on suhteessa suurempi kuin esimerkiksi kohteeseen valitussa suuressa 10 kWp:n järjestelmässä, joten suurempien järjestelmien kokonaishinnan lasku on jyrkempää verrattuna pienempiin. Kuvasta nähdään, että investointiajankohdalla on suuri merkitys järjestelmän takaisinmaksu-aikaan, joten vielä parin vuoden sisällä ei järjestelmään ole välttämättä kannattavaa investoida.

## 6.4 Järjestelmän takaisinmaksuaika

Kohteeseen suunniteltu aurinkosähköjärjestelmä mitoitettiin kattamaan valaisimien energiantarve maaliskuun – toukokuun aikana, jonka jälkeen valaisimia ei loppuvuonna käytetä ollenkaan. Suurin energiantuotanto aurinkopaneeleilla saadaan kuitenkin siihen aikaan, kun valaisimet eivät ole käytössä, joten järjestelmää ei kannata pitää käyttämättömänä vaan loppuajan vuodesta tuotettu sähkö kannattaa myydä energiayhtiölle tai vastaavasti hyödyntää omassa käytössä, mikä lyhentää takaisinmaksuaikaa. Käsitellään seuraavaksi takaisinmaksuaikaa niin, että toisessa tilanteessa ylijäämänsähkö myydään energiayhtiölle ja toisessa taas hyödynnetään sitä omassa käytössä.

### 6.4.1 Ylijäämän myynti

Valaisimien ollessa käytössä on aurinkopaneelien energiantuotto 38 % vuosittaisesta energiantuotannosta. Energian tarve valaisinten osalta maaliskuussa – toukokuussa on 2208 kWh ja ostettuna energiayhtiöltä kyseinen energiamäärä olisi noin 110 €, johon lisätään vielä sähkön siirtomaksu.

Aurinkopaneeleilla tuotettu energiamäärä kyseisellä ajanjaksolla on noin 3120 kWh, josta energiayhtiö maksaa pörssisähkön mukaisen korvauksen ( $\approx 5$  snt /kWh). Saatu korvaus ajanjaksolta olisi noin 156 € eli voittoa ostettuun sähkөөn nähden tulisi noin 46 €.

Jos lopunajan vuodesta tuotettu sähkö (noin 4880 kWh) myytäisiin samaan hintaan energiayhtiölle, saataisiin siitä noin 250 €:n korvaus, joka hyvitetäisiin sähkölaskussa ja näin ollen hyödynnettäisiin aurinkopaneelien tuottama sähkö koko vuoden ajalta.

Yrityksen on mahdollista hakea Ely-keskukselta investointitukea, joka on suuruudeltaan 40 % investointikustannuksista. Myönnettävä tuki käsitellään aina tapauskohtaisesti. Jos yritys investoisi aiemmin mitoitettuun järjestelmään, niin yrityksen kokonaiskustannuksiksi tulisi koko järjestelmän elinkaaren ajaksi noin 14160 €.

Kun otetaan huomioon energiayhtiön vuosittaiset korvaukset (noin 300 €) tuotetusta sähköstä ja investointiin myönnetty tuki, niin järjestelmän takaisinmaksuajaksi tulisi noin 45 vuotta eli järjestelmä ei näin ollen tulisi maksamaan itseään takaisin elinkaarensa aikana. Energiantuotanto ei välttämättä ole vuosittain niin maksimaalista kuin odotukset ovat, mikä voi pidentää takaisinmaksuaikaa, mutta vastaavasti sähkön hinnan vuosittainen nouseminen taas laskee järjestelmän takaisinmaksuaikaa.

## 6.4.2 Oma käyttö

Toinen vaihtoehto tuotetun sähkön kuluttamiseksi olisi siirtää se muuhun omaan käyttöön silloin kun valaisimet eivät ole käytössä. Yrityksen omistajat asuvat samalla tontilla kuin yritys sijaitsee, joten tuotettua sähkön voisi käyttää esimerkiksi heidän omissa talouksissaan muun ajan vuodesta.

Sähkön ostohinta on noin 5 snt /kWh luokkaa, johon lisätään vielä sähkönsiirtomaksu. Jos järjestelmällä saataisiin tuotettua huipunkäyttöajan mukainen 8000 kWh:n energiamäärä ja kaikki tuotettu sähkö menisi omaan käyttöön ilman, että sitä myytäisiin energiayhtiölle, niin saatava hyöty olisi noin 400 € vuositasolla eli noin 100 € enemmän kuin edellisessä luvussa laskettu tapaus, jossa sähkö myytäisiin energiayhtiölle.

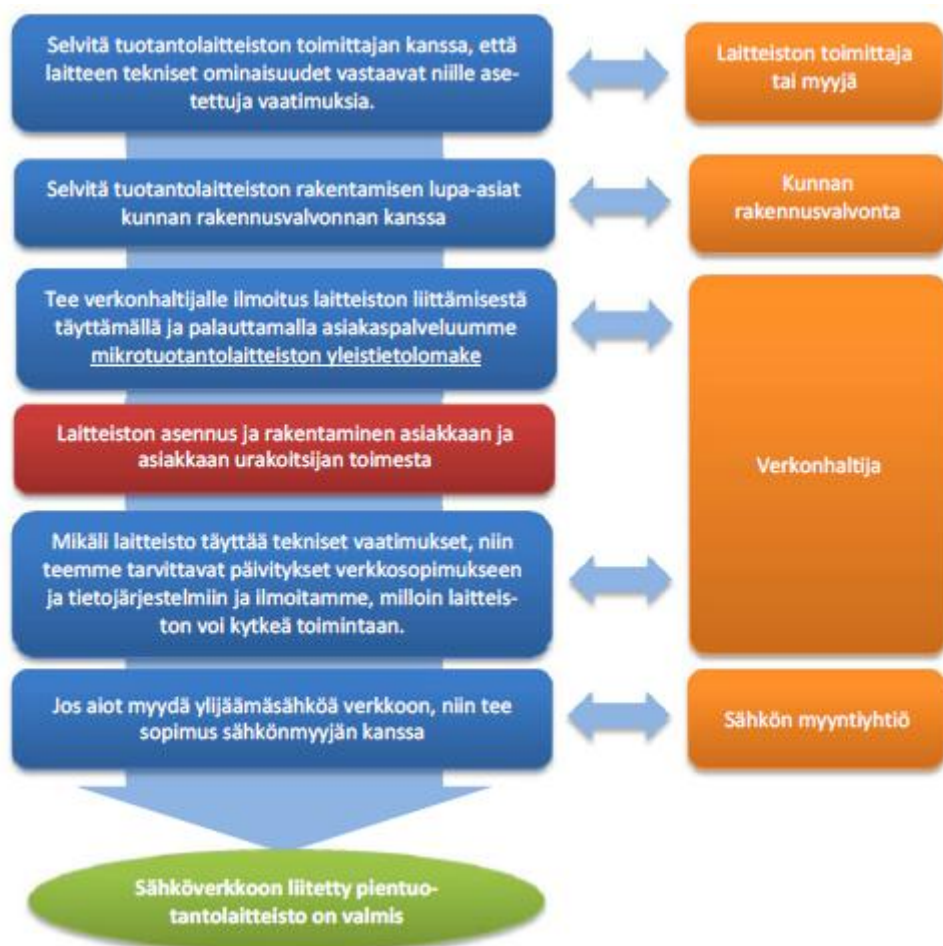
Tässä tapauksessa järjestelmän takaisinmaksuajaksi tulisi 35 vuotta, mikä on 10 vuotta vähemmän kuin edellisessä vaihtoehdossa, mutta takaisinmaksuaika on siltikin järjestelmän korkean hinnan vuoksi todella pitkä.

Laskelmien perusteella voidaan todeta, että vielä muutamien vuosien aikana ei yrityksen ole järkevää investoida aurinkosähköjärjestelmään, koska järjestelmä ei kummassakaan tapauksessa tule todennäköisesti maksamaan itseään takaisin. Kuitenkin tulevaisuudessa järjestelmään investoimisesta tulee todella paljon järkevämpi vaihtoehto, kun sähkön hinta nousee vuosittain ja vastaavasti aurinkosähköjärjestelmien hinnat laskevat.

## 7 VAATIMUKSET VERKKOON LIITETYLLE JÄRJESTELMÄLLE

Kasvihuoneeseen mitoitettua aurinkosähköjärjestelmää kutsutaan mikrotuotantolaitokseksi. Mikrotuotanto tarkoittaa nimellistehoaan enintään 50 kVA sähköntuotantoyksikköä, joka tulee ensisijaisesti omaan käyttöön ja sähkön syöttö verkonhaltijan jakeluverkkoon on vähäistä. Yleisimpiä mikrotuotantolaitoksia tällä hetkellä ovat tuulivoimalat, aurinkovoimalat ja pienet biopolttolaitokset. Nämä voidaan liittää asiakkaan olemassa olevaan sähköliittymään, jos nykyinen liittymisteho on riittävä. Myöskään energiamittausta ei tarvitse uusia vaan uusi etäluettava mittari ohjelmoidaan mittaamaan erikseen verkosta otetun sähkön ja verkkoon tuotetun sähkön määrää. (Vattenfall [www sivut](#))

Kuvassa 20 nähdään muistilista asioista, mitä on otettava huomioon omaa pientuotantoa suunniteltaessa.



Kuva 20. Muistilista pientuotantoa suunnittelevalle (Energiateollisuus, mikrotuotannon liittäminen sähköverkkoon PDF)

## 7.1 Yleiset säännökset

Liitettäessä tuotantolaitosta yleiseen sähköverkkoon ja käytettäessä sitä rinnan yleisen sähköverkon kanssa, on ensisijaisen tärkeää varmistua siitä, että tuotantolaitos on turvallinen eikä aiheuta häiriöitä verkkoon ja esimerkiksi riko muiden sähkönkäyttäjien sähkölaitteita. Näistä syistä tuotantolaitoksia koskevat tietyt tekniset vaatimukset. Tuotantolaitos ei saa kytkeytyä yleiseen sähköverkkoon, ellei sähköverkon jännite ja taajuus ole sovittujen asettelurajojen sisäpuolella. Tuotantolaitos ei saa jäädä syöttämään sähköverkkoa, kun verkkoa ei syötetä muualta. Kun verkkojännite palautuu, laitos voi kytkeytyä verkkoon automaattisesti, tai se voidaan kytkeä käsin takaisin verkkoon, mikäli verkonhaltijan kanssa näin on sovittu. (Energiateollisuus 2014)

Mikäli verkon kanssa rinnankäyvää tuotantolaitosta halutaan käyttää myös varavoimana sähkökatkoissa, tulee järjestelmään asentaa kaksoiskytkentämahdollisuus, jossa toisella kytkennällä tuotantolaitos toimii verkon kanssa rinnan ja toisella kytkennällä täysin verkosta erotetussa saarekkeessa. Tämä vaatii erillisen kytkimen ja lisälaitteiston. Kun sähköverkko on jännitteetön, saarekekäytössä oleva laitos ei saa olla yhteydessä sähköverkkoon. Tämä on ehdottoman välttämätöntä verkon viankorjaus- ja asennustöiden turvallisuuden takia. (Energiateollisuus 2014)

Mikään sähköä tuottava laitteisto ei saa aiheuttaa häiriöitä verkkoon eikä muihin sähköasennuksiin. Mikäli tuotantolaitoksessa ilmenee vika, sähköntuottajan vastuulla on kytkeä se irti verkosta mahdollisimman nopeasti vian havaittuaan. Mikäli verkkoon liitetty tuotantolaitos aiheuttaa häiriöitä muualle sähköverkkoon, tulee verkonhaltija puuttumaan tilanteeseen ja ääritapauksessa poistattaa laitteen verkosta. (Energiateollisuus 2014)

Tuotantolaitokset tulee varustaa soveltuvilla suojauslaitteilla. Suojauksen on tarkoitus varmistaa, ettei tuotantolaitos rikkoonnu sähköverkon mahdollisissa häiriötilanteissa. Lisäksi suojaus varmistaa sen, ettei tuotantolaitos syötä verkkoon huonolaatuista sähköä, joka voi rikkoa muiden verkonkäyttäjien laitteita ja pahimmillaan aiheuttaa vakavia turvallisuusriskejä ihmisille ja omaisuudelle.

Enintään 50 kVA:n suuruiset tuotantolaitokset on varustettava suojalaitteilla, jotka kytkevät tuotantolaitoksen tai tuotantolaitoksen syöttämän saarekkeen irti yleisestä sähköverkosta, jos verkkosyöttö katkeaa tai jännite tai taajuus laitteiston liitäntäkohdassa

poikkeaa sähköverkon normaaleista ilmoitetuista arvoista. Suojauksen asetteluarvot on esitetty taulukossa 1, joissa  $U_n$  tarkoittaa jakeluverkon normaalia nimellisjännitettä. (Energiateollisuus 2014)

Taulukko 1. Tuotantolaitosten suojauksen asetteluarvot (Energiateollisuus 2014)

Parametri	Toiminta-aika	Asetteluarvo
Ylijännite	0,2 s	$U_n + 10 \%$
Alijännite	0,2 s	$U_n - 15 \%$
Ylitaajuus	0,2 s	51 Hz
Alijtaajuus	0,2 s	48 Hz
Saarekekäyttö	Enintään 5 s	

## 7.2 Sähköverkkoyhtiön edellytykset ja korvaukset

Liitettäessä mikrotuotantolaitos verkkoon tulee huomioida seuraavat asiat:

- Sähköverkkoyhtiöön tulee ottaa yhteyttä mahdollisimman aikaisessa vaiheessa, kun tuotantolaitos halutaan liittää paikalliseen jakeluverkkoon. Siten tekniset vaatimukset liittämiseksi saadaan selvitettyä ja toimitettua tuotantolaitoksen suunnittelijalle, asentajalle ja toimittajalle mahdollisimman pian. Samoin verkonhaltija voi alkaa mahdollisimman aikaisessa vaiheessa suunnitella ja toteuttaa mahdollisia jakeluverkon muutostöitä, kuten relesuojauksen asettelujen tarkastamisia.
- Sähköntuottajan tulee laatia tai laadittua tarvittavat suunnitelmat verkkoon liittämiseksi, kuten pääkaaviot, suojaus- ja ohjauskaaviot, maadoituskaaviot sekä vikavirtalaskelmat.
- Sähköasennukset tulee tehdä voimassa olevien säädösten mukaisesti. Säädökset löytyvät standardista SFS 6000 sekä erityisstandardeista. Asennuksen saa suorittaa vain sähköpätevydet omaava ammattihenkilö.
- Verkkoyhtiön kanssa tulee varmistaa laitteistojen yhteensopivuus.
- Laitteille tulee tehdä käyttöönottotarkastus, josta tulee laatia tarkastuspöytäkirja. Tarkastuksen tekeminen on asennustyön tekevän urakoitsijan vastuulla.
- Ennen käyttöönottoa jakeluverkonhaltijalle tulee tehdä ilmoitus ja toimittaa koestus- ja käyttöönottopöytäkirjat.

- Myös irtikytkemiseen tai laitoksen muuttamiseen tarvitaan ilmoitus ja lupa jakeluverkonhaltijalta.

Lisäksi sähköntuottajan on toimitettava sähköverkkoyhtiölle seuraavat laitteistoa koskevat tiedot:

- Laitoksen yleiset tekniset tiedot kuten käyttötiedot, teholähde.
- Laitoksen verkkoon kytketymisjärjestelmän tiedot (kytkimet ja automaatiikka)
- Tiedot laitoksen sähköisestä suojauksesta (releet ja suojausasetukset)
- Laitoksen pää-, suojaus-, ja maadoituskaaviot sekä tarvittavat vikavirtalaskelmat

Opinnäytetyön kohde sijaitsee Keski-Suomessa, jossa sähköverkkoyhtiönä toimii Vattenfall. Vattenfall edellyttää edellä mainittujen lisäksi seuraavia asioita sähkön ostamiseksi pientuottajalta:

- Sähköntuottajalla on voimassaoleva tuotannon verkkopalvelusopimus ja (riippuen tuotantolaitoksen koosta ja liittämiskohdasta) tuotannon liittymissopimus paikallisen jakeluverkon haltijan kanssa.
- Sähköntuottajalla on voimassaoleva sähkönmyyntisopimus Vattenfallin kanssa. Kyseisellä sopimuksella pientuottaja ostaa Vattenfallilta sähköä silloin, kun oma mikrotuotanto ei riitä kattamaan kulutusta.
- Pientuottajalla on Vattenfallin kanssa voimassaoleva sopimus omatuotannon ylijäämän ostamisesta.
- Pientuottaja on sähkön nettokuluttaja eli vuositasolla Vattenfallilta pientuottajan ostama sähkön määrä on suurempi kuin pientuottajan Vattenfallille myydyn sähkön määrä.
- Kohteessa tulee olla tuntirekisteröivä etämittausta ja kaksisuuntainen mittalaite, joka mittaa erikseen verkkoon syötetyn ja sieltä otetun energian. Paikallisen jakeluverkonhaltijan tulee kyetä toimittamaan Vattenfallille verkkoon siirretyn sähkön määrä tunnin tarkkuudella.

Tällä hetkellä Vattenfall maksaa ylijäämäsähköstä pörssisähkön (Nord Pool Spot AS) Suomen hinta-alueen mukaista tuntihintaa, josta vähennetään välityspalkkio 0,3



snt/kWh. Lisäksi opinnäytetyön kohde on yritys, jolloin hintaan lisätään myös alv 24 %. Maksetuissa korvauksissa ja sähkön ostohinnassa on verkkoyhtiöiden välillä suurestikin eroa, joten paikallisen verkkoyhtiön ehtoihin on syytä tutustua aina erikseen.

## 8 JOHTOPÄÄTÖKSET JA POHDINTA

Tulevaisuudessa kiinnostus aurinkosähköjärjestelmiin todennäköisesti kasvaa todella paljon järjestelmien hintojen laskiessa tasaisesti ja vastaavasti sähkön ostohinnan kasvaessa nousujohteisesti. Järjestelmien kehittyessä voidaan entistä tehokkaammin hyödyntää auringosta saatavaa energiaa, jolloin voidaan korvata suuri osuus ostettavasta sähköstä omalla mikrotuotannolla. Tämä mahdollistaa suorat säästöt maksetun sähkön hinnasta ja vähennetään samalla riippuvuutta fossiilisista polttoaineista, jotka vähenevät maapalolta suurella vauhdilla.

Opinnäytetyön kohteeseen suunniteltu aurinkosähköjärjestelmä ei vielä nykyisillä järjestelmien hinnoilla ole kannattavaa, koska vaadittavan järjestelmän koko tulisi olemaan niin iso johtuen valaisinten tarvitsemasta suuresta energiamäärästä. Tulevaisuudessa järjestelmään investoiminen tulee kuitenkin kannattavammaksi ja saattaa myös olla varteen otettava vaihtoehto ostosähkölle. Kohteeseen suunnitellun järjestelmän voisi myös mitoittaa pienemmäksi, jolloin investointikustannukset laskisivat merkittävästi, mutta kuitenkin kaikkea valaisinten tarvitsemää ei pystyttäisi tällöin itse tuottamaan, mutta ainakin osan siitä. Järjestelmät kehittyvät tällä hetkellä niin huimaa vauhtia, että ainakaan tällä hetkellä yrityksen ei ole kannattavaa suunnitella aurinkosähköjärjestelmään investoimista.

Opinnäytetyön tekemisen aikana sain todella paljon lisää käsitystä auringosta saatavasta energiasta sekä järjestelmien suunnittelemiseen liittyvistä asioista. Uskon myös opinnäytetyön toimivan yritykselle hyvänä ja ajankohtaisena tietolähteenä, jonka pohjalta yritys voi lähteä tulevaisuudessa suunnittelemaan järjestelmään investoimista. Pidän opinnäytetyötä onnistuneena, vaikka itse järjestelmä ei tällä hetkellä olisi yritykselle kannattavaa kuin ekologisesta näkökulmasta.

## LÄHTEET

Boxwell, M. 2014. Solar Electricity Handbook 2014 Edition. Greenstream Publishing. United Kingdom

Korpela, Aki. 2014. Aurinkosähkön perusteet. [PDF].

Suntekno Oy. 2015. Aurinkopaneelin toimintaperiaate. [PDF]

Erat, B., Erkkilä, V., Nyman, C., Peippo, K., Peltola, S., Suokivi, H. 2008. Aurinko-opas: Aurinkoenergiaa rakennuksiin. Porvoo: Aurinkoteknillinen yhdistys ry

Lynn, P. A. 2010. Electricity from Sunlight. An Introduction to Photovoltaics. IsoBritannia, West Sussex. John Wiley & Sons Ltd.

Hellgren, M. Heikkinen, L. Suomalainen, L. Kala, J. 1999. Energia ja ympäristö. Opetushallitus. Helsinki

Findley, D. Solar Power for your home. United states

Naps Systems Oy 2014. Naps NSR-aurinkosähköljärjestelmät. [PDF]  
<http://www.napssystem.com/wordpress/fi/aurinkosahko-totta-vai-tarua>

Motiva 2015. Aurinkosähköljärjestelmien hinta. [www-sivu].  
[http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva\\_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/jarjestelman\\_valinta/aurinkosahkojarjestelmien\\_hinta](http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelmien_hinta)

Finnwind –verkkokauppa. [www-sivu].  
<http://www.verkkokauppa.finnwind.fi/>

Energiateollisuus Ry 2011. Verkostosuositus YA9:09. Mikrotuotannon liittäminen sähkönjakeluverkkoon. [PDF].  
[http://energia.fi/sites/default/files/mikrotuotannon\\_liittaminen\\_verkostosuositus\\_lopullinen\\_2009.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/mikrotuotannon_liittaminen_verkostosuositus_lopullinen_2009.pdf)

Erkki Lakervi & Jarmo Partanen. 2009. Sähkönjakelutekniikka. Otatieto.

Saarensilta, J. 2012. Aurinkosähkön hyödyntäminen. Opinnäytetyö. Metropolia ammattikorkeakoulu.

Tilastokeskus 2015. Sähkön hinta kuluttajatyypeittäin. [www-sivu].  
[http://tilastokeskus.fi/til/ehi/2014/04/ehi\\_2014\\_04\\_2015-03-19\\_kuv\\_005\\_fi.html](http://tilastokeskus.fi/til/ehi/2014/04/ehi_2014_04_2015-03-19_kuv_005_fi.html)

Vattenfall. Tuotannon liittämisehdot [PDF]  
[http://www.vattenfall.fi/fi/file/Tuotannon\\_liittamisehdot\\_TLE11\\_17988681.pdf](http://www.vattenfall.fi/fi/file/Tuotannon_liittamisehdot_TLE11_17988681.pdf)

Vattenfall, omatuotanto [www-sivut]  
<http://www.vattenfall.fi/fi/omatuotanto.htm>

## LIITTEET

### Liite 1. SOLARWATT Blue 60P – aurinkopaneelin datalehti



#### SOLARWATT PROMISE

##### Quality

Tested materials and thorough workmanship guarantee high yields, system longevity.

##### Made in Germany

SOLARWATT solar modules are exclusively produced in Germany.

##### Positive classification range (+0 Wp to +5 Wp)

The actual module output is guaranteed to be up to 5 Wp above the nominal value.

##### Application-oriented mechanical properties

Optimized for typical industrial applications with 11.4 kg/m<sup>2</sup> surface load.



#### SOLARWATT WARRANTY

##### Standard warranty

10 year product warranty  
staggered performance warranty covering 25 years

##### Extended warranty by purchasing SOLARWATT Full Coverage insurance

12 year product warranty  
linear performance warranty covering 25 years

According to the „Special warranty conditions for SOLARWATT solar modules“

#### SOLARWATT ADVANTAGES

- ▶ Clear identification provided by serial number engraved on front of frame
- ▶ Waste is prevented thanks to the patented, resource-saving QUICKSTAXX® packaging system
- ▶ Independent tests confirm resistance to hail, ammonia, flame, and more\*, PID-free
- ▶ Take-back service and module recycling



\* For further information visit us on [www.solarwatt.de](http://www.solarwatt.de)



**SOLARWATT GmbH**  
Maria-Reiche-Str. 2a  
01109 Dresden, Germany  
Tel. +49 351 8895-0  
Fax +49 351 8895-111  
[info@solarwatt.de](mailto:info@solarwatt.de)  
[www.solarwatt.de](http://www.solarwatt.de)

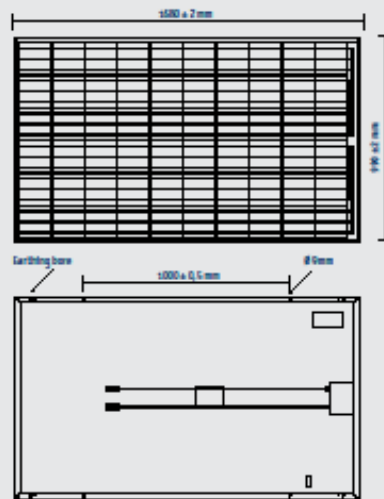
**Certified acc. to:**  
DIN EN ISO 9001 und 14001  
BS OHSAS 18001:2007

 **SOLARWATT®**

# SOLARWATT BLUE 60P

## Technical Data

### DIMENSIONS



### GENERAL DATA

<b>Module technology</b>	Glass-foil-laminated; aluminum frame
<b>Cover material</b>	High transparent solar glass (tempered), 3,2 mm
<b>Encapsulation</b>	EVA-solar cells-EVA
<b>Back material</b>	Multi-layer polymer sheet, white
<b>No. and type of cells</b>	60 polycrystalline solar cells
<b>Dimensions of cells</b>	156 x 156 mm
<b>Cables and connectors</b>	MC4/PV4 plug connector, cables 2 x 1,00 m/4 mm <sup>2</sup>
<b>Bypass-diodes</b>	3
<b>Application class</b>	Application class A (nach IEC 61730)
<b>Dimensions (LxWxH)</b>	1680 x 990 x 40 mm
<b>Weight</b>	19 kg
<b>Max. system voltage</b>	1000V (US 600 VDC)
<b>Mechanical Ratings</b>	Suction pressure of 2400 Pa approved (Wind speed 130 km/h with safety factor 3) Approved for applied loads up to 5,400 Pa Assessed under test conditions specified in IEC 61215, Ed. 2.
<b>Qualifications</b>	IEC 61215 Ed.2, IEC 61730 (Incl. Safety class II)

### ELECTRICAL DATA (STC)

STC: Standard Test Conditions; measurement conditions: Radiation strength 1000 W/m<sup>2</sup>, spectral distribution AM 1.5, temperature 25 ± 2 °C, in accordance with EN 60904-3

	230 Wp	235 Wp	240 Wp	245 Wp	250 Wp	255 Wp
<b>Nominal power <math>P_M</math></b>	230 Wp	235 Wp	240 Wp	245 Wp	250 Wp	255 Wp
<b>Nominal voltage <math>U_{MPP}</math></b>	29,4 V	29,7 V	29,9 V	30,1 V	30,2 V	30,4 V
<b>Nominal current <math>I_{MPP}</math></b>	7,83 A	7,92 A	8,03 A	8,14 A	8,28 A	8,39 A
<b>Open circuit voltage <math>U_{OC}</math></b>	36,7 V	36,9 V	37,2 V	37,4 V	37,6 V	37,8 V
<b>Short circuit current <math>I_{SC}</math></b>	8,27 A	8,40 A	8,50 A	8,57 A	8,69 A	8,77 A
<b>IR*</b>	20 A					

\*Measuring tolerance  $P_{MPP}$  ± 5%

\*Reverse current: power rating: Operation of the modules with an external power source is only permitted with a string fuse with a release current of < 20 A.

Reduction in the module efficiency with reduction in radiation strength of 1000 W/m<sup>2</sup> to 200 W/m<sup>2</sup> (25°C): -4% (relat./rel.) / -0,6% (absolute).

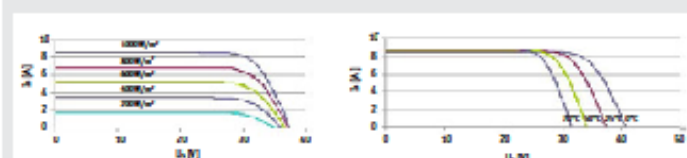
### ELECTRICAL DATA (NOCT)

NOCT: Normal Operation Cell Temperature; measurement conditions: Radiation strength 800 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, temperature 20 °C, wind speed 1m/s, electrical open-circuit operation

	173 W	176 W	180 W	182 W	185 W	188 W
<b>Nominal Power <math>P_M</math></b>	173 W	176 W	180 W	182 W	185 W	188 W
<b>Nominal voltage <math>U_{MPP}</math></b>	27,0 V	27,3 V	27,5 V	27,6 V	27,7 V	27,9 V
<b>Open circuit voltage <math>U_{OC}</math></b>	34,3 V	34,5 V	34,8 V	34,9 V	35,1 V	35,3 V
<b>Short circuit current <math>I_{SC}</math></b>	6,68 A	6,78 A	6,87 A	6,92 A	7,02 A	7,08 A

### CHARACTERISTIC LINES

Voltage charact. lines at different irradiances and temperatures



performance class 250 Wp

### THERMAL FEATURES

<b>Operating Temperature Range</b>	-40 ... +80 °C
<b>Ambients Temperature Range</b>	-40 ... +45 °C
<b>Temperature Coefficient of <math>P_M</math></b>	-0,38%/K
<b>Temperature Coefficient of <math>U_{OC}</math></b>	-0,33%/K
<b>Temperature Coefficient of <math>I_{SC}</math></b>	0,04%/K
<b>NOCT</b>	45°C

[This data sheet conforms to DIN EN 50380:2003; 2.0(3/12)]

## Liite 2. Sunny Tripower – invertterin datalehti

1(3)

## SUNNY TRIPOWER

### 5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL



#### Economical

- Maximum efficiency of 98 %
- Shade management with OptiTrac Global Peak
- Active temperature management with OptiCool

#### Flexible

- DC input voltage of up to 1,000 V
- Integrated grid management functions
- Reactive power supply
- Module-tailored plant design with Optiflex

#### Communicative

- SMA Webconnect Portal communication
- Bluetooth® communication
- Simple country configuration
- Multifunction relay as standard

#### Simple

- Three-phase feed-in
- Cable connection without tools
- SUNCLIX DC plugin system
- Integrated ESS DC switch-disconnector
- Easy wall mounting

## SUNNY TRIPOWER

### 5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

The three-phase inverter for your home

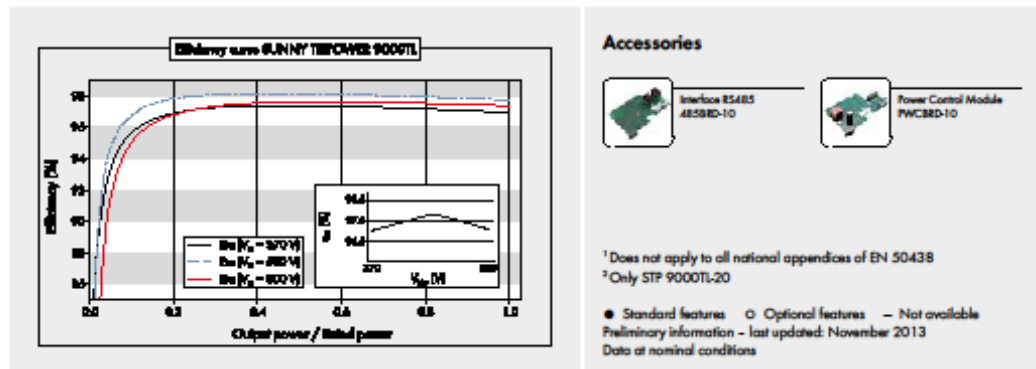
At home with leading-edge technology and top yields: The Sunny Tripower PV plant with 5 to 9 kW of power is setting new standards for home systems. It features an asymmetric multi-string and Optiflex technology to ensure the highest in flexibility while combining peak efficiency with the OptiTrac Global Peak system to generate the highest in yields. In addition to communication via the external Bluetooth-antenna, the PV plant comes with a direct Sunny Portal connection via SMA Webconnect as standard – and now for the first time without data loggers. In addition, the “small” Sunny Tripower comes with integrated grid management functions, is capable of reactive power supply and is suitable for operation with a 30 mA RCD.

2(3)

## SUNNY TRIPOWER

### 5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

Technical data	Sunny Tripower 5000TL	Sunny Tripower 6000TL
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$ )	5100 W	6125 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	245 V ... 800 V / 580 V	295 V ... 800 V / 580 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Max. input current per string input A / input B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	5000 W	6000 W
Max. apparent AC power	5000 VA	6000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V - 280 V	160 V - 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	7.3 A	8.7 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European Efficiency	98% / 97.1%	98% / 97.4%
<b>Protective devices</b>		
DC disconnect device	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
<b>General data</b>		
Dimensions (W/H/D)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inches)
Weight	37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)
Operating temperature range	-25 °C...+60 °C [-13 °F...+140 °F]	-25 °C...+60 °C [-13 °F...+140 °F]
Noise emission (typical)	40 dB(A)	40 dB(A)
Self-consumption (night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	100%
<b>Features</b>		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	● / ○	● / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (additional on request)	AS 4777, C10/11, CE, CEM 0-21 (>6 kWp), EN 50438 <sup>1</sup> , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA <sup>2</sup> , NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA <sup>3</sup> , PPC, PFD5, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1	
Type designation	STP 5000TL-20	STP 6000TL-20



**Accessories**



<sup>1</sup> Does not apply to all national appendices of EN 50438  
<sup>2</sup> Only STP 9000TL-20

● Standard features ○ Optional features – Not available  
 Preliminary information - last updated: November 2013  
 Data at nominal conditions

Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL	
7175 W	8200 W	9225 W	
1000 V	1000 V	1000 V	
290 V ... 800 V / 580 V	330 V ... 800 V / 580 V	370 V ... 800 V / 580 V	
150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
2 / A;2; B;2	2 / A;2; B;2	2 / A;2; B;2	
7000 W	8000 W	9000 W	
7000 VA	8000 VA	9000 VA	
3 / N / PE; 220 V / 380 V	3 / N / PE; 220 V / 380 V	3 / N / PE; 220 V / 380 V	
3 / N / PE; 230 V / 400 V	3 / N / PE; 230 V / 400 V	3 / N / PE; 230 V / 400 V	
3 / N / PE; 240 V / 415 V	3 / N / PE; 240 V / 415 V	3 / N / PE; 240 V / 415 V	
160 V - 280 V	160 V - 280 V	160 V - 280 V	
50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	
10.2 A	11.6 A	13.1 A	
1	1	1	
0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	
3 / 3	3 / 3	3 / 3	
98% / 97.5%	98% / 97.6%	98% / 97.6%	
●	●	●	
● / ●	● / ●	● / ●	
● / ● / -	● / ● / -	● / ● / -	
●	●	●	
1 / III	1 / III	1 / III	
470 / 730 / 240 mm [18.5 / 28.7 / 9.5 inches]	470 / 730 / 240 mm [18.5 / 28.7 / 9.5 inches]	470 / 730 / 240 mm [18.5 / 28.7 / 9.5 inches]	
37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)	37 kg (81.6 lb)	
-25°C...+60°C (-13°F...+140°F)	-25°C...+60°C (-13°F...+140°F)	-25°C...+60°C (-13°F...+140°F)	
40 dB(A)	40 dB(A)	40 dB(A)	
1 W	1 W	1 W	
Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool	
IP65	IP65	IP65	
4K4H	4K4H	4K4H	
100%	100%	100%	
SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal	SUNCLIX / Spring clamp terminal	
Graphic	Graphic	Graphic	
○ / ● / ●	○ / ● / ●	○ / ● / ●	
● / ○	● / ○	● / ○	
● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	
AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kWp), EN 50438 <sup>1</sup> , G59/2, G83/1-1, IEC 61727, MEA <sup>2</sup> , NEN EN 50438, NRS 097-2-1, FEA <sup>2</sup> , PPC, PFDG, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-ARN 4105, VDE0126-1-1			
STP 7000TL-20	STP 8000TL-20	STP 9000TL-20	



