



AURINKOSÄHKÖSELVITYS KASARMIRAKENNUKSEEN

Verkkoon liitetty järjestelmä

Arttu Norrbacka

Opinnäytetyö
Huhtikuu 2015
Sähkötekniikka
Sähkövoimatekniikka

TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu
Sähkötekniikka
Sähkövoimatekniikka

NORRBACKA, ARTTU:
Aurinkosähköselvitys kasarmirakennukseen
Verkkoon liitetty järjestelmä

Opinnäytetyö 45 sivua, joista liitteitä 6 sivua
Huhtikuu 2015

Vasta viime vuosina pienemmänkin kokoluokan aurinkosähköjärjestelmiin investoinneista on tullut taloudellisesti kannattavia, ja hintojen jatkaessa laskuaan niiden suosio edelleen kasvaa. Tämän työn tavoitteena olikin tehdä kattava tietopaketti aurinkosähköjärjestelmien potentiaalista rakennuksien lisäenergianlähteenä Puolustushallinnon rakennuslaitokselle erityisesti Tampereen alueella, sillä aikaisempaa tietoa ja käytännön esimerkkiä aiheesta ei yrityksellä vielä laajemmin ollut. Tarkoituksena oli perehtyä erityisesti suoraan sähköverkkoon liitettäviin järjestelmiin, joten saarekekäyttöiset järjestelmät rajattiin aihealueen ulkopuolelle.

Opinnäytetyön alussa tutustuttiin kattavasti auringon säteilystä saatavan energian periaatteisiin ja aurinkosähköjärjestelmän komponentteihin. Näiden lisäksi työssä käsiteltiin aurinkosähköjärjestelmän teknistä mitoittamista ja selvitettiin keskiarvot rakennuksen sijainnin vuotuisille auringonsäteilyarvoille PVGIS-ohjelman avulla. Teoriaosuuden jälkeen rakennukselle mitoitettiin kasarmirakennuksen energiatietojen pohjalta rakennukselle ylijäämänsäähkötön järjestelmä ja laskettiin sijainnin perusteella paneeleille sopiva kallistuskulma. Työssä tutustuttiin myös aurinkosähköjärjestelmän teknis-taloudelliseen mitoittamiseen ja tehtävien investointien kannattavuuden laskentamenetelmiin, kuten annuiteettiin ja takaisinmaksuaikaan. Lopputuloksena 10 kWp:n järjestelmän takaisinmaksuajaksi saatiin noin 22 vuotta, jos se asennetaan rakennuksen katolle 40 asteen kulmaan. Siten järjestelmä on pitoajallaan kannattava.

Aurinkopaneelijärjestelmien kehittyessä ja hintojen lasiessa järjestelmään investointista tulee yhä houkuttelevampi vaihtoehto. Investointi on vihreiden arvojen kannalta kannattava erityisesti julkisten tahojen hankinnoissa, sillä vuosi vuodelta korostuva päästöjen vähentäminen saa EU:n puolelta koko ajan tiukempia vaatimuksia. Jokainen järkevästi mitoitettu aurinkopaneelijärjestelmä tuo sekä säästöä energian ostossa että vähentää haitallista hiilijalanjälkeä.

ABSTRACT

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

NORRBACKA, ARTTU:
A Solar Energy Survey for a Barrack Building
A Grid-Connected System
Bachelor's thesis 45 pages, appendices 6 pages
April 2015

Only in recent years the smaller photovoltaic systems have become profitable investments in Finland due to the lowered prices of solar panels. The purpose of this thesis was to make an information package for the Construction Establishment of Defence Administration about the growing potential of solar power systems as additional energy, especially as a grid-connected system. The target was to gather enough information about photovoltaic technology and average yearly amounts of solar energy in the barrack building and Tampere region to design an optimal solar power system for the building.

The thesis begins with a theoretical part about solar energy and the absorbing effects of the atmosphere on solar radiation and continues with information about the technology used in the systems. In addition, the technical dimensioning of photovoltaic systems is also dealt with after getting the solar radiation information of the region with a system called PVGIS provided by the European Commission. This thesis also explores the economical aspects of the photovoltaic system designed using means such as annual installments and the repayment period method 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 22 years if it is installed on the roof of the barrack building on a 40 degree angle, so therefore it is a profitable investment.

As the photovoltaic systems are developed and the prices are getting lower, it is clear that the number of smaller photovoltaic systems is going to increase even in Finland and further lowering the prices. An investment in a well designed photovoltaic system is, not only energy saving and profitable moneywise, but also environmentally friendly by helping to achieve the long-term objective of Finland to be a carbon-neutral society.

Key words: solar energy, grid-tied system, solar panel, profitability.

SISÄLLYS

1	JOHDANTO	6
2	PUOLUSTUSHALLINNON RAKENNUSLAITOS	7
3	AURINGON SÄTEILY	8
3.1	Maan pinnalle saapuva energia	8
3.2	Ilmakehän kaasujen vaikutus	10
3.2.1	Ilmamassa	10
3.2.2	Auringon korkeus- ja atsimuuttikulma	11
3.2.3	Hajasäteily	13
3.3	Auringon säteily Suomessa	14
4	AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄT	15
4.1	Aurinkopaneeli	16
4.1.1	Aurinkokennotyypit	17
4.1.2	Aurinkopaneelin ominaiskäyrä	19
4.1.3	Invertteri	20
4.1.4	Yhdistinyksikkö	21
5	VERKKOON LIITETYN JÄRJESTELMÄN SUUNNITTELU	22
5.1	Sijainti	22
5.2	Mitoitus	23
5.3	Ennuste energiantuotannolle ja asennuskulma	25
6	KANNATTAVUUSLASKELMAT	28
6.1	Järjestelmän hankintahinta	28
6.2	Annuiteettimenetelmä	29
6.3	Järjestelmän pitoajan energiantuotanto	29
6.4	Sähkön hinnan kehitys	30
6.5	Takaisinmaksuaika	31
6.6	Aurinkopaneelijärjestelmien hinnan kehitys	32
7	ILMASTOTAVOITTEET JA HIILIJALANJÄLKI	33
8	VAATIMUKSET VERKKOON LIITETYLLE JÄRJESTELMÄLLE	34
8.1	Yleiset säännökset	34
8.2	Sähköverkkoyhtiön vaatimukset ja korvaukset	35
9	JOHTOPÄÄTÖKSET	37
	LÄHTEET	38
	LIITTEET	40
	Liite 1. Keskimääräinen auringon vuotuinen säteily Euroopassa	40

Liite 2. Verkkoon kytketyn järjestelmän rakenne	41
Liite 3. Sunny Tripower -invertterin datalehti	42
Liite 4. SOLARWATT Blue 60P –aurinkopaneelin datalehti.....	44

1 JOHDANTO

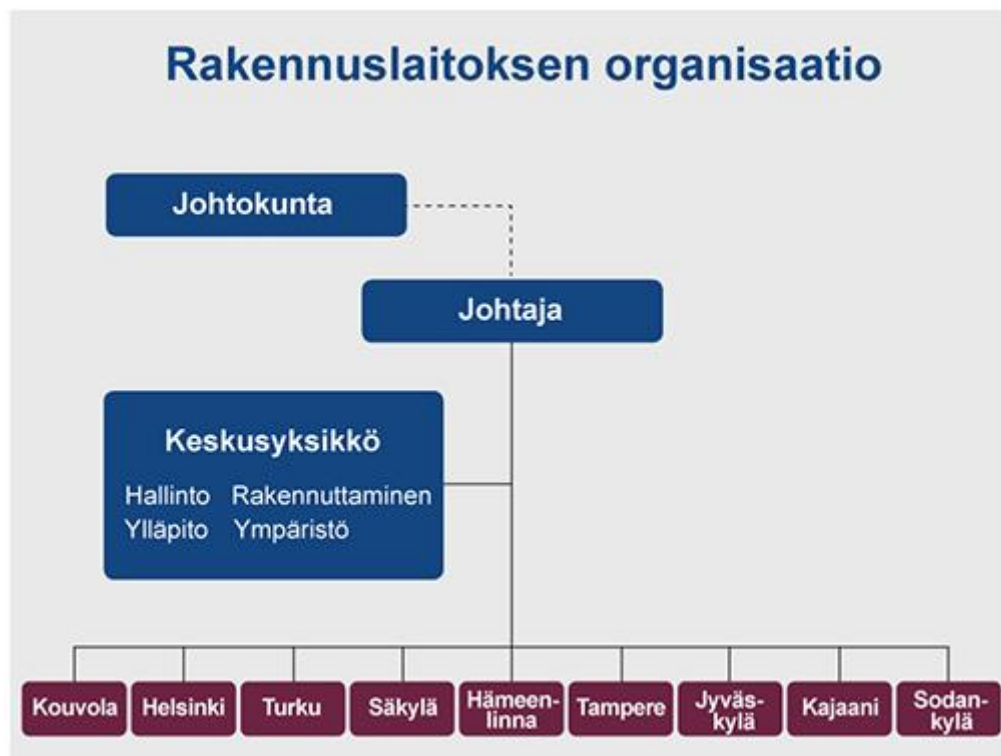
Tämän opinnäytetyön tarkoitus on tarjota Puolustushallinnon Rakennuslaitokselle tietopaketti aurinkosähköjärjestelmän potentiaalista Tampereen alueella mitoittamalla verkkoon kytketty aurinkosähköjärjestelmä kasarmirakennuksen lisäenergianlähteeksi. Työssä selvitetään mitoituksen ja paneelien suuntaamisen takana vaikuttavia seikkoja sekä käsitellään kattavasti järjestelmiin liittyvää teoriaa yleisymmärryksen saavuttamiseksi. Työssä tullaan samalla selventämään aurinkosähköjärjestelmän suunnitteluun ja verkkoon liittämiseen liittyviä asioita, mukaan lukien järjestelmän takaisinmaksuaika sekä arvioidut hyödyt. Siten opinnäytetyö on hyödynnettävissä käytännön aurinkosähköinvestointien kannattavuutta mietittäessä.

Opinnäytetyössä tarkasteltava rakennus on Satakunnan Lennoston kasarmirakennus Pirkkalassa, joten rakennuksen koordinaateille lasketut keskimääräiset aurinkoenergia-arvot ovat hyödynnettävissä lähes suoraan muillekin lähialueen rakennuksille. Rakennus on Puolustushallinnon rakennuslaitoksen ylläpitämä ja tarkoituksena on mitoittaa rakennuksen kokoon nähden sopivan tehoinen sekä teknis-taloudellisesti järkevä järjestelmä.

Luvussa kaksi esitellään Puolustushallinnon Rakennuslaitosta. Luvut kolme ja neljä ovat teoriakappaleita keskittyen auringon säteilyyn ja aurinkosähköjärjestelmiin yleisesti. Luvussa viisi keskitytään kasarmirakennukseen ja siihen sopivan järjestelmän tekniseen mitoittamiseen, ja luvussa kuusi puolestaan tarkastellaan järjestelmän hankintaa taloudellisesta näkökulmasta. Luvussa seitsemän kerrotaan paneelijärjestelmän hyödyistä hiilijalanjäljen kannalta ja luku kahdeksan käsittelee aurinkopaneelijärjestelmiin liittyviä standardeja ja määräyksiä. Opinnäytetyön päättää luvun yhdeksän johtopäätökset.

2 PUOLUSTUSHALLINNON RAKENNUSLAITOS

Puolustushallinnon rakennuslaitos (PhRakL) on puolustusministeriön alainen laitos. Rakennuslaitoksen tehtävänä on puolustuskiinteistöjen, eli puolustusvoimien käytössä olevien rakennusten, hankesuunnittelu ja rakennuttaminen sekä kiinteistöjen ylläpito ja energiapalvelut rauhan aikana ja poikkeusoloissa. Puolustushallinnon rakennuslaitoksella työskentelee 866 työntekijää ympäri Suomea. PhRakL:n organisaatio koostuu vuoden 2015 alusta lähtien Haminan keskusyksiköstä ja yhdeksästä palveluyksiköstä, jotka ovat esitettyinä kuvassa 1. (PhRakL: Rakennuslaitos 2015)



KUVA 1. Puolustushallinnon rakennuslaitoksen organisaatio (PhRakL 2015)

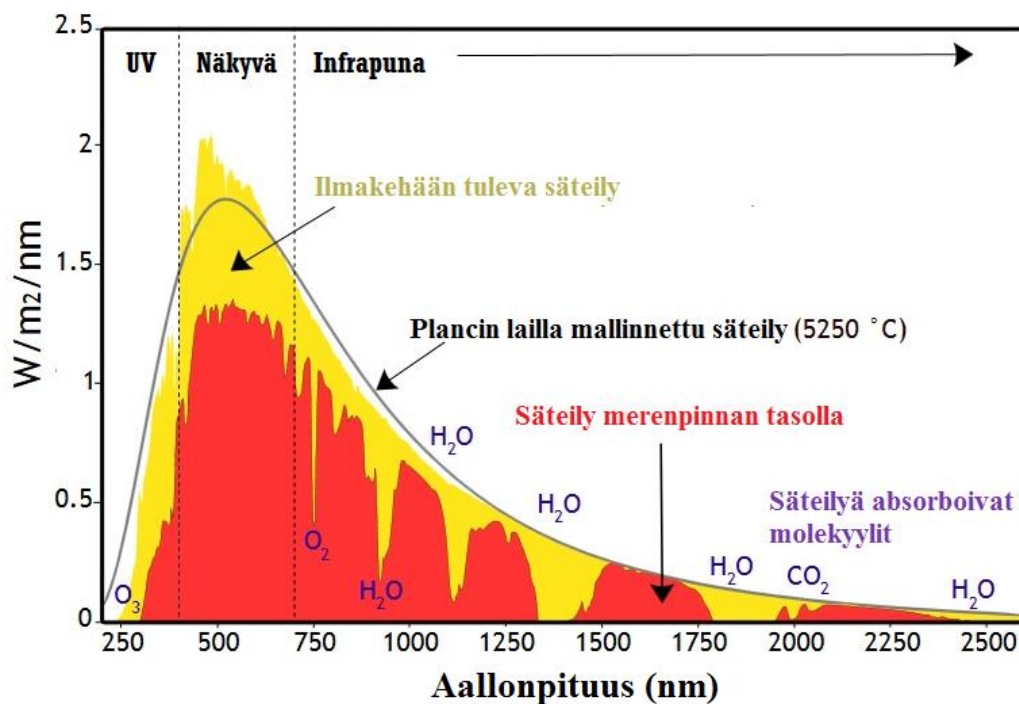
Laitoksen kokonaisliikevaihto vuonna 2013 oli 173,1 miljoonaa euroa. Hallittavia puolustuskiinteistöjä on yhteensä noin 8000 erillistä rakennusta yhteispinta-alaltaan noin 3,3 miljoonaa neliötä. Rakennuslaitoksen tehtävänä on rakennuttaa ja ylläpitää myös eri aselajien luolat, johtokeskukset, tutka-asemat, polttoaineiden jakelupisteet ja suojarakenteet. (PhRakL: Palvelut 2015)

3 AURINGON SÄTEILY

Aurinko on pääosin vedystä ja heliumista koostuva kaasupallo, joka fuusioreaktiollaan tuottaa jatkuvasti energiaa noin $3,8 \cdot 10^{26}$ W:n teholla. Maapallo vastaanottaa tästä tehosta vain murto-osan, noin $1,7 \cdot 10^{10}$ W. Kokonaistehon sijaan hyödyllisempi suure laskennassa on kuitenkin teho pinta-alayksikköä kohden ja sitä kutsutaan säteilyintensiteetiksi G . Säteilyintensiteetti maapallon etäisyydellä auringosta, juuri ilmankehän yläpuolella säteilyä vastaan kohtisuoralla pinnalla on suuruudeltaan noin 1367 W/m^2 . Se saadaan käsitteestä auringovakio S , jolla tarkoitetaan sitä energiamäärää, joka tulee auringosta yhdessä sekunnissa 1 m^2 :n pinnalle. (Erat, B., Erkkilä, V., Nyman, C., Peippo, K., Peltola, S., Suokivi, H. 2008)

3.1 Maan pinnalle saapuva energia

Maan pinnalle saapuva säteily absorboituu ja heijastuu ilmakehän molekyyleistä niin, että merenpinnan tasolla auringovakion suuruisesta intensiteetistä on pilvettömänä päivänä jäljellä enää noin 60–70 %. Kuvasta 1 nähdään auringon säteilystä muodostuva säteilyintensiteettijakauma ilmakehän yläpuolella ja merenpinnan tasolla sekä ilmakehän kaasujen vaikutus intensiteettiin. (Korpela 2014)



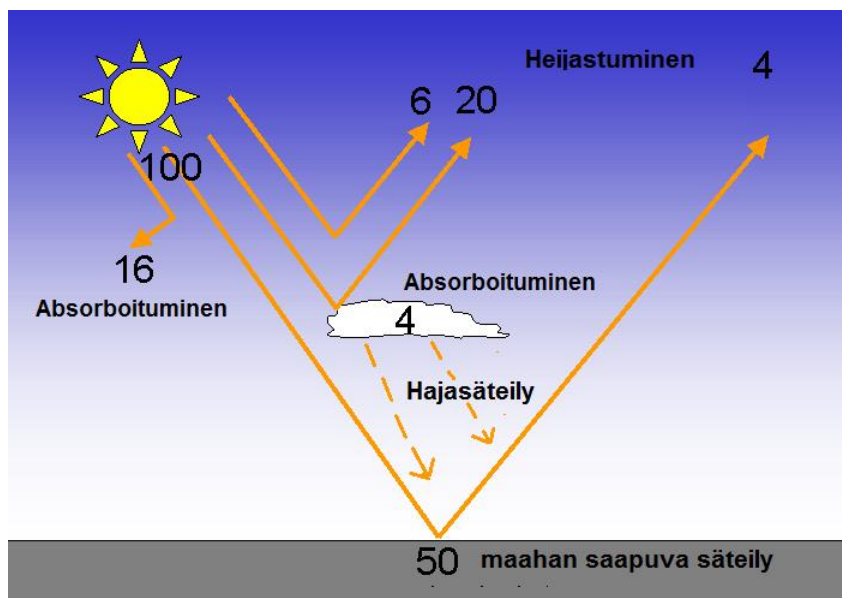
KUVA 1. Auringon säteilyintensiteettijakauma (Nick84 2015, muokattu)

Kuvassa on mustalla viivalla esitetty teoreettisesti määritelty säteilyintensiteettijakauma, jos aurinko oletetaan mustaksi kappaleeksi, jonka pintalämpötila on 5250 °C. Ilmakehään tuleva säteily noudattaakin kuvaajaa varsin tarkasti, poikkeuksena näkyvän valon alueelle tuleva suurempi intensiteetti ja korkean taajuuden UV-säteilyn alueella puolestaan pienempi intensiteetti.

Punaisella merkityssä maanpinnan saavuttavassa säteilyintensiteettijakaumassa voidaan havaita sekä yleistä vaimenemista että erityisiä intensiteetin leikkautumisia tietyillä aallonpituuksilla. Auringonsäteilyn lopulliseen intensiteettiin merenpinnan tasolla vaikuttavat

- ilmakehän kaasut
- säteilyn ilmakehässä kulkema matka (ilmamassa)
- pilvipeite (hajasäteily)
- heijastuminen.

Maanpinnalle tuleva kokonaissäteily on suoran säteilyn ja hajasäteilyn summa. Kuvassa 2 on kuvattu keskiarvallisesti koko maan pinta-alalta auringon intensiteetin heikkenemistä ilmakehän vaikutuksesta.



KUVA 2. Auringon intensiteetin heikkeneminen ilmakehässä. (ATMO 336 2015, muokattu)

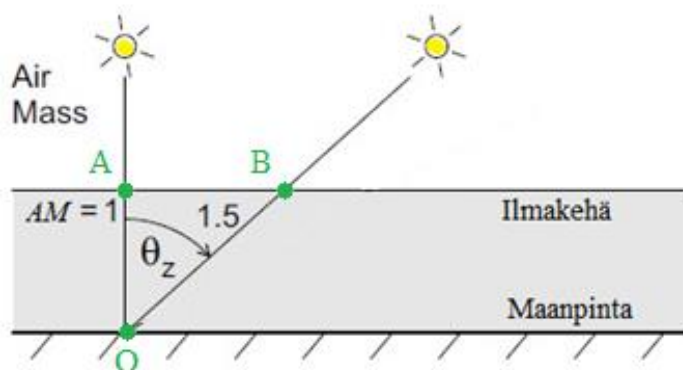
Paikalliset prosenttiosuudet ovat luonnollisesti suuresti pilvisyydestä ja vuodenajasta riippuvaisia, erityisesti mitä kauemmas liikutaan päiväntasaajasta.

3.2 Ilmakehän kaasujen vaikutus

Pilvettömässä ilmakehässä esiintyvät kaasut vaimentavat maahan tulevaa säteilyä pääosin absorptiolla, jossa auringon sähkömagneettinen säteily luovuttaa osan energiastaan ilmakehän molekyyleille. Kuvasta 1 voidaan nähdä otsonikerroksen (O_3) vaikutuksen olevan suurin UV-alueella esiintyvälle korkeataajuiselle säteilylle, kun taas vesihöyryn (H_2O) vaikutus voidaan todeta laajemmalla aallonpituusalueella. Intensiteettiä vaimentavat osaltaan myös happi (O_2) ja hiilidioksidi (CO_2).

3.2.1 Ilmamassa

Auringonsäteilyn heikentyminen sen matkatessa maan ilmakehän halki riippuu sen ilmakehässä kulkeman matkan pituudesta. Tätä ilmiötä kuvaa suure ilmamassa AM (Air Mass). Se määritellään säteilyn ilmakehässä kulkeman matkan ja ilmakehän paksuuden osamääränä. Ilmamassa on siis yksi, kun aurinko on havainnoijasta nähden zeniitissä eli kohtisuoraan ilmakehää kohti kuvan 3 mukaisesti.



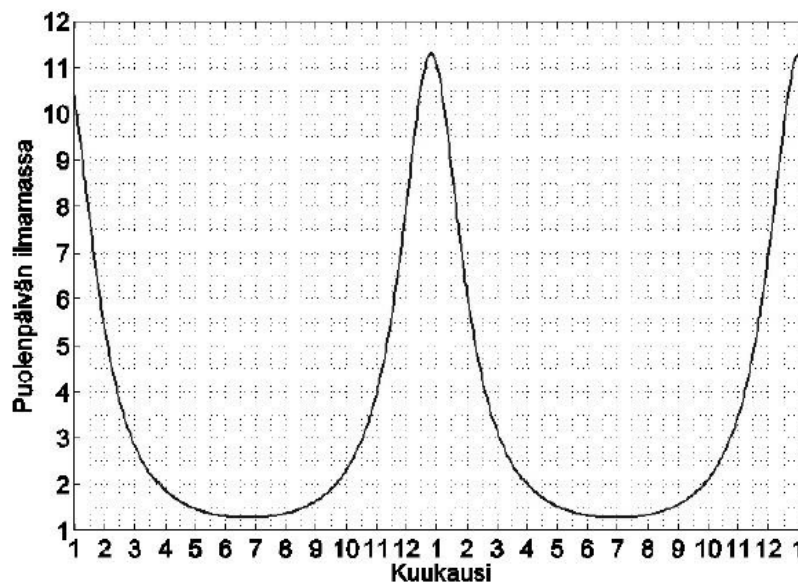
KUVA 3. Ilmamassan määrittäminen (AssignmentPoint 2015, muokattu)

Kuvaan merkitty ilmamassan arvo 1.5 (merkitään tyypillisesti $AM1.5$) on arvo, jota käytetään testattaessa aurinkopaneelia ns. standardimittausolosuhteissa. Kun säteilyintensiteetille, ilmamassalle ja paneelin lämpötilalle käytetään testattaessa standardiarvoja (1000 W/m^2 , $25 \text{ }^\circ\text{C}$, $AM1.5$), on eri valmistajien paneelien vertailu selkeämpää. Standardiolosuhteet ovat kuitenkin varsin kaukana käytännön tilanteesta, sillä paneeli lämpenee 1000 W/m^2 intensiteetillä usein reilusti yli 25 asteen.

Ilmakehän ja avaruuden rajapinnalle ei ole ilmakehän kerroksittaisesta luonteesta johtuen yksiselitteistä kilometrirajaa, joten tarkka paksuuden määrittäminen on hankalaa. Ilmamassalle voidaan kuitenkin määrittää arvo esimerkiksi pystysuorassa olevan kappaleen varjon pituutta hyväksi käyttäen Pythagoran lauseella (kaava 1). Jos kappaleen korkeus on h ja varjon pituus x , saadaan ilmamassaksi

$$AM = \frac{\sqrt{h^2 + x^2}}{h} = \sqrt{\frac{h^2 + x^2}{h^2}} = \sqrt{1 + \left(\frac{x}{h}\right)^2}. \quad (1)$$

Maapallon akselin kallistuneisuudesta ja pohjoisesta sijainnistamme johtuen ilmamassa Suomessa vaihtelee suuresti maapallon kiertäessä auringon ympäri. Tämän voi todeta kuvasta 4, jossa on kuvattuna Tampereen kuukausittainen ilmamassa puolenpäivän aikaan.



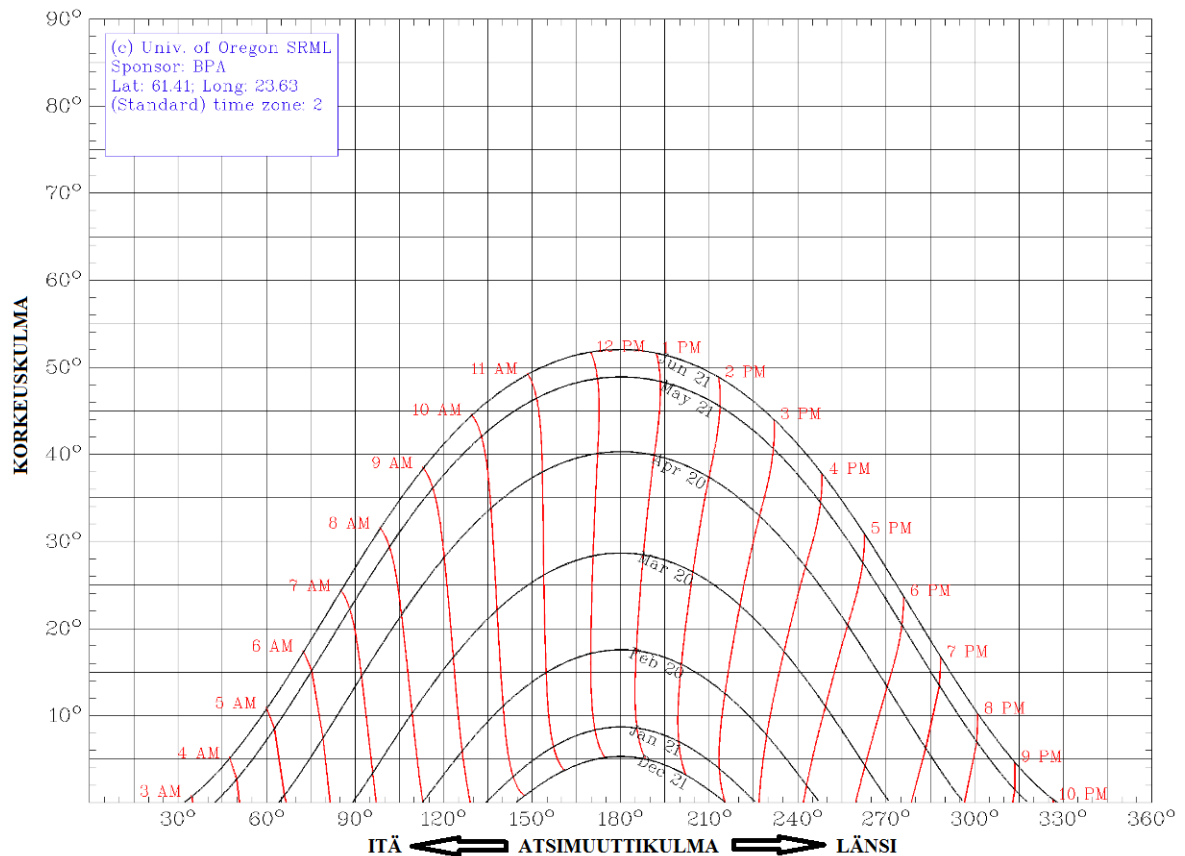
KUVA 4. Tampereen ilmamassa puolenpäivän aikaan (Korpela 2014)

Kuvasta nähdään ilmamassan olevan kesä-heinäkuussa puolenpäivän aikaan 1,3:n luokkaa, mutta nousevan talvipäivänseisauksen aikaan lähes kymmenkertaiseksi.

3.2.2 Auringon korkeus- ja atsimuuttikulma

Ilmamassan suuruus on yhteydessä korkeuskulmaan α , joka kertoo auringon vertikaalisen sijainnin tarkasteliijaan nähden. Auringonsäteilyn intensiteetti on pienimmillään

aurion noustessa (korkeuskulma $\alpha \sim 0^\circ$) ja suurimmillaan auringon ollessa ratansa lakipisteessä tarkasteliiaan nähden. Horisontaalista komponenttia tarkastelusuunnasta kuvaa auringon atsimuuttikulma. Kuvaan 5 on piirretty Oregonin yliopiston laskurin avulla auringon korkeus- ja atsimuuttikulma vuorokauden aikana kesäkuusta joulukuuhun Pirkkalassa kohteen koordinaateissa.

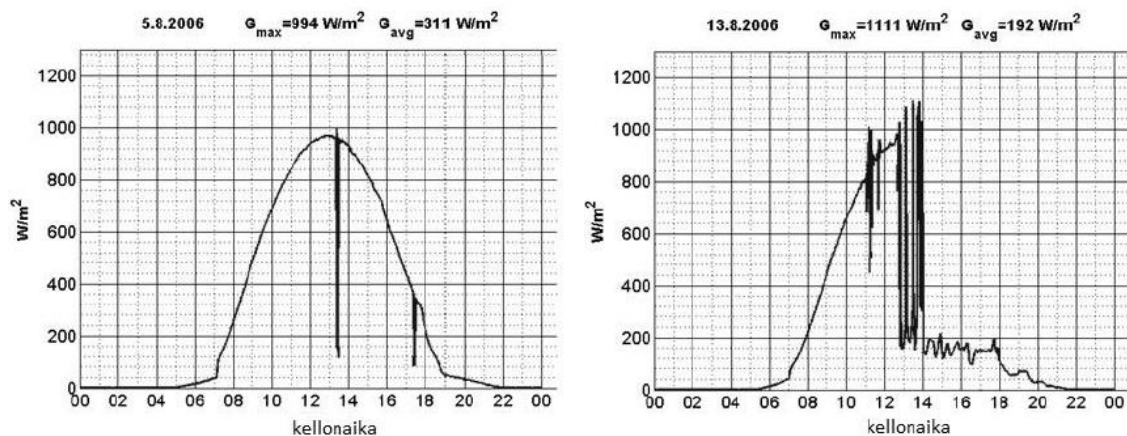


KUVA 5. Auringon korkeus- ja atsimuuttikulma Pirkkalassa joulukuusta kesäkuuhun (University of Oregon 2015, muokattu)

Kuvasta nähdään, että atsimuuttikulman ollessa hieman puolenpäivän jälkeen 180° , aurinko on suoraan etelässä ja ratansa lakipisteessä. Tällöin voidaan päätellä myös intensiteetin olevan suurimmillaan, mikäli taivas oletetaan pilvettömäksi. Auringon teoreettisia paistetunteja saadaan kesäkuussa vuorokauden aikana noin 19 ja aurinko on korkeimmillaan noin 53° kulmassa. Joulukuussa vastaavasti auringon noususta auringon laskuun kestää noin viisi tuntia ja aurinko saavuttaa maksimissaan korkeuskulman 6° . Koska korkeuskulma ja atsimuuttikulma ovat oleellisia aurinkopaneelin tehon tuoton kannalta, käytetään kiinteiden aurinkopaneelien suuntauksessa yleensä ns. optimikulmaa. Optimikulmalla tarkoitetaan sitä, että paneeli suunnataan mahdollisimman tarkasti etelää kohti ja korkeuskulmaksi valitaan se kulma, jolla saadaan keskimääräisesti suurin teho vuoden aikana paneelin pinnalle. Tampereen leveysasteilla optimaalinen kulma on n. 42° . (PVGIS 2015)

3.2.3 Hajasäteily

Sen lisäksi, että auringon säteily sekä heijastuu pilvistä takaisin avaruuteen että absorboituu niihin, pilvet ja ilmakehän molekyylit aiheuttavat säteiden siroamista aikaansaaden hajasäteilyä. Hajasäteilyksi luetaan myös vedestä, lumesta tai muusta ympäristöstä paneeliin heijastunut säteily. Kirkkaana päivänä hajasäteilyn osuuden voidaan sanoa olevan luokkaa 10 - 20 %, kun taas maanpinnan saavuttavasta säteilystä voi pilvisenä päivänä yli 90 % olla sironnutta säteilyä. Kuvasta 6 voidaan nähdä pilvien vaikutus säteilyn intensiteettiin. (Korpela 2014)

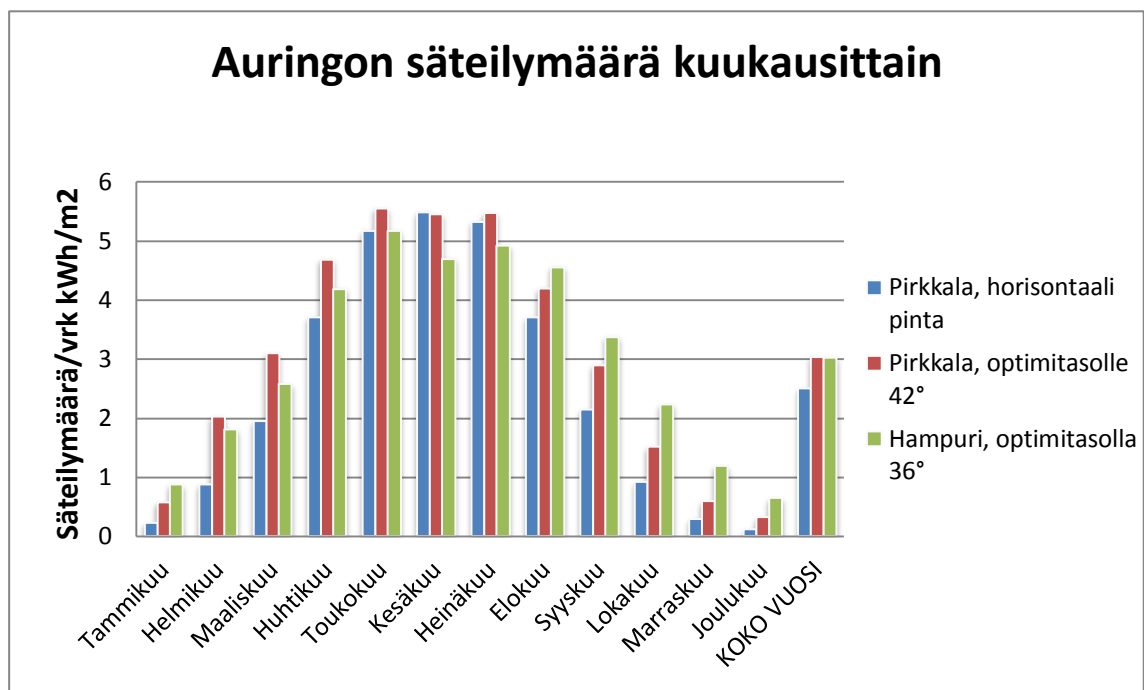


KUVA 6. Tampereella mitatut säteilyintensiteettikuvaajat 5. ja 13.8.2006.

Vasemmanpuoleisessa kuvassa pilvi on vain pari kertaa varjostanut paneelia, joten intensiteettikäyrä käyttäytyy vain suhteellisen kulmansa mukaisesti aurinkoon nähden saavuttaen maksimi-intensiteettinsä auringon ollessa zenitissä. Oikeanpuoleisessa viikkoa myöhemmin mitatussa kuvassa on pilvipeite varjostanut paneelin. Paneelin tehontuoton voidaan todeta pudonneen noin viidesosaan kirkkaan sään vastaavasta. Luonnollisesti pilvipeitteen paksuudella on suuri merkitys intensiteetin putoamisen määrään. Kuvassa näkyvät tehopiikit johtuvat auringonsäteilyn heijastumisesta pilven reunasta juuri ennen varjostumista, jolloin teho kasvaa hetkellisesti jopa suoraa säteilyä suuremmaksi. Suomessa keskimäärin puolet säteilystä on hajasäteilyä. (Erat ym. 2008, 12)

3.3 Auringon säteily Suomessa

Suomessa auringosta saatava säteily painottuu kesälle talven auringonpaisteen jäädessä vähäisemmäksi matalan korkeuskulman vuoksi, mutta vuoden aikana kertyvä kokonais-säteily määrä neliometriä kohden vaakasuoralle pinnalle on Etelä-Suomessa samaa luokkaa Keski-Euroopan maiden kanssa (liite 1). Auringon vuotuinen säteily määrä Tampereella on keskimäärin noin 1000 kWh/m^2 vaakasuoralle pinnalle ja pienenee pohjoisemmaksi mentäessä. Kuvaan 7 on koottu keskimääräinen päivittäinen säteily määrä Pirkkalan mitoitettavalla kohteella ja Hampurissa käyttäen avuksi Euroopan komission PVGIS-paikkatietojärjestelmää. Säteily määrissä on otettu huomioon myös paikallisen pilvisyyden keskimääräiset vaikutukset. (PVGIS 2015)

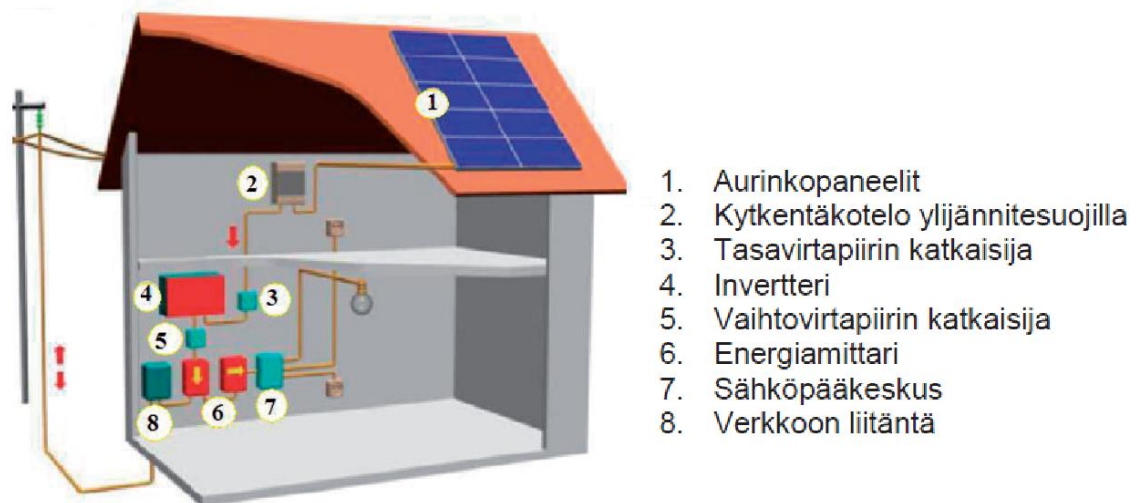


KUVA 7. Auringon keskimääräinen säteily neliometriä kohden vuorokaudessa vaakasuoralle pinnalle ja optimisuuntaan. (PVGIS 2015)

Diagrammista nähdään, ettei aurinkopaneeleilla vielä mahdollisteta täyttää läpivuotista omavaraisuutta järkevässä mittakaavassa, mutta kesällä siitä on mahdollista saada jopa Keski-Euroopan maita enemmän energiaa. Talven vähäinen auringonpaiste korvautuu siis osittain kesän suuremmilla intensiteeteillä, jolloin koko vuoden säteily määrä Tampereella on samaa luokkaa esimerkiksi Hampurin kanssa. Aurinkosähkö onkin oivallinen valinta esimerkiksi erilaisiin jäähdytystarpeisiin. Kuvassa näkyvät arvot ovat auringon säteily määriä maanpinnan tasolla. Varsinaiseen aurinkopaneelilla tuotettuun energiaan vaikuttavat sekä aurinkopaneelin että koko järjestelmän hyötysuhde.

4 AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄT

Aurinkosähköjärjestelmä on pääosiltaan paneelistosta, invertteristä ja suojalaitteista koostuva kokonaisuus (kuva 8). Aurinkopaneelit tuottavat tasajännitettä valosähköisen ilmiön avulla ja invertteri muuttaa sähkön edelleen 230 V:n vaihtojännitteeksi. (Erat ym. 2008, 12)



KUVA 8. Aurinkosähköjärjestelmän pääosat (Naps Systems Oy 2014)

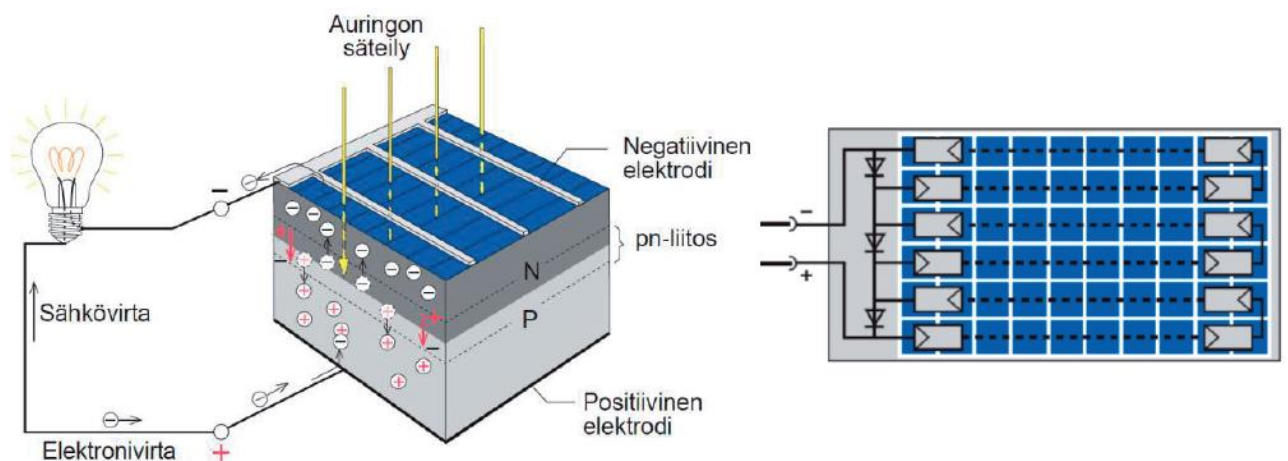
Aurinkosähköjärjestelmät voidaan luokitella kahteen eri luokkaan niiden käyttötapojen mukaan: Omavaraisiin järjestelmiin ja verkkoon kytkettyihin järjestelmiin. Omavaraisien järjestelmien tehtävänä on tuottaa kaikki kohteessa tarvittava sähkö auringon energialla. Tällaisia järjestelmiä käytetään, jos esimerkiksi yleisen jakeluverkon sähköä ei ole saatavilla. Olennaisena osana omavaraisiin järjestelmiin kuuluukin lisäksi omat akustonsa, joihin päivän aikana kertyvä energia saadaan varastoitua yöllä tapahtuvaa kulu- tusta varten. (Erat ym. 2008, 134)

Verkkoon kytketyt järjestelmät on nimensä mukaisesti kytketty jakeluverkon kanssa rinnan, jolloin aurinkopaneelien tuottama ylijäämä sähkö saadaan luovutettua jakeluverkolle ja pilvisinä päivinä sekä talviaikaan, aurinkoenergian ollessa riittämätöntä, sähköä saadaan otettua jakeluverkosta. Yleensä tällaisessa lisäenergisovelluksessa ei käytetä akustoja, sillä ne nostavat selvästi järjestelmän investointi- ja huoltokustannuksia. (Erat ym. 2008, 134)

Luonnollisesti on mahdollista käyttää myös molempien käyttötapojen yhdistelmää, jolloin akustoilla ja paneeleilla saadaan turvattua sähkönsaanti myös jakeluverkossa esiintyvän katkon aikana. Tällöin varavoiman määrä riippuu pitkälti akkujen kapasiteetista, sillä kirkkaalla säällä auringon paistaessa sähkökatkot ovat hyvin harvinaisia.

4.1 Aurinkopaneeli

Aurinkopaneelit ovat järjestelmän pääosia ja ne koostuvat suojaavasta lasilevystä, kehikosta ja sähköisesti toisiinsa kytketyistä aurinkokennoista. Aurinkokennon toiminta perustuu valosähköiseen ilmiöön. Siinä auringonsäteilyn fotonit luovuttavat energiaa aurinkokennon pn-puolijohdeliitoksen elektroneille ja liitoksen eri puolijohteiden välinen sähkökenttä aikaansaa elektronien siirtymisen paneelin n-tyypin puolijohteeseen jättäen p-puolelle elektroniaukkoja (kuva 9). (Erat ym. 2008, 121)



KUVA 9. Aurinkokennon toimintaperiaate ja sarjaan kytketyistä kennoista muodostettu paneeli. (Ahoranta, J. 2015)

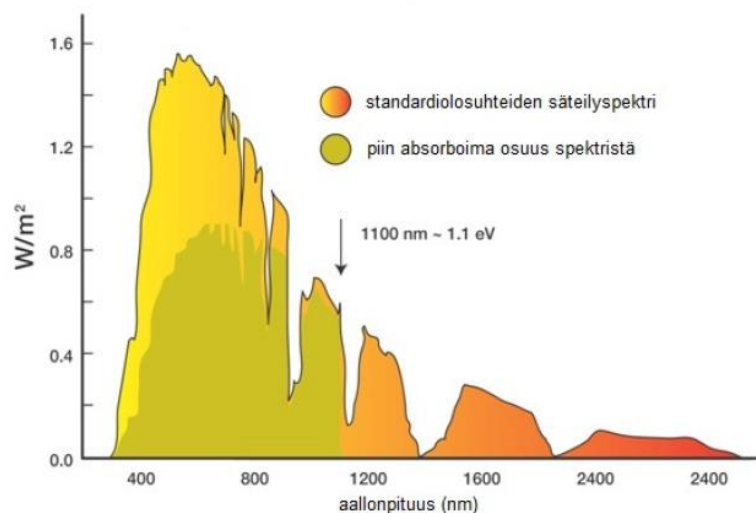
Pn-liitokseen syntyvästä sähkökentästä johtuen elektronien on mahdollista kulkeutua positiiviselle aukko-puolelle vain ulkoista piiriä pitkin ja tämä elektronien kerääntyminen saa aikaan jännitteen. Kenno muodostaa siis tasajännitelähteen, jonka energia voidaan hyödyntää kytkemällä eri puolet toisiinsa ulkoisen piirin kautta. Toimintaperiaatteeltaan sähköntuotanto on varsin yksinkertaista, jolloin paneeli on käyttövarma ja huollontarve vähäistä. (Erat ym. 2008, 121)

Kuvan 9 oikealla puolella nähdään, kuinka kennot voidaan kytkeä sarjaan halutun jännitteen aikaansaamiseksi. Käytettyjä jännitteitä ovat pienissä järjestelmissä 12 V ja suurimmissa 24 V. Yhden paneelin ulostuloteho kiinteistöjen energianlähteenä on

tyypillisesti joitain satoja watteja. Muodostuneet sarjat kytketään puolestaan ohitusdiodilla toisiinsa rinnan, jotta mahdollisen osavarjostuksen vaikutus saadaan minimoitua. Näin menetellään, koska varjon varjostaessa vain yhtä sarjan kennoa huononee koko sarjan energiantuotto. Kennoja ja paneeleita voidaan kytkeä toisiinsa rinnan ja sarjaan haluttujen jännite- ja virtatasojen saavuttamiseksi. Modulaarisuus aurinkosähköjärjestelmissä kuuluukin sen suurimpiin etuihin. Samoilla peruspaneelilla voidaan koota pieni mökkipaketti ja suuri teollisuuslaitoksen aurinkosähköjärjestelmäkin, jolloin massatuotannolla mahdollistetaan matalampi paneelin hinta. (Erat ym. 2008, 127)

4.1.1 Aurinkokennotyypit

Aurinkokennojen yleisin valmistusmateriaali on pii (Si), jota käytetään sekä yksi- että monikiteisenä ja myös amorfisessa muodossa ohutkalvopaneelissa. Piin käyttäminen kennomateriaalina perustuu osittain sen kykyyn absorboida auringon säteilyä tehokkaasti laajalta alueelta intensiteettispektriä (kuva 10). Yksi- ja monikiteisten kennojen hyötysuhde on tyypillisesti 11 - 18 %:n luokkaa. Yksikiteisen paneelin hyötysuhde on hieman monikiteistä parempi. Yli 20 %:n hyötysuhteisiinkin voidaan pii-pohjaisilla paneelilla päästä, mutta silloin paneelien hinta kohoaa merkittävästi. (Pure Energies 2015)



KUVA 10. Piin absorboima osuus säteilyspektristä. (Korpela 2014)

Monikiteinen pii on pitkään ollut suosituin kennotyyppi. Väriltään sinertävämmät monikiteiset kennot valmistetaan valamalla, jolloin ne eivät vaadi yhtä tarkkaa työtä kuin yksikiteiset kennot. Monikiteinen kenno on siten halvempi, mutta hieman huonompia hyötysuhteeltaan kuin yksikiteiset kennot. Kenno voidaan valaa suoraan

nelikulmaiseksi, jolloin raaka-aine saadaan tehokkaammin käytettyä samalla pinta-alalla. (Suntekno Oy 2015)

Yksikiteinen pii on monikiteisen piin jälkeen toiseksi yleisin paneelityyppi. Piikide kasvatetaan tankomuotoisesti ja sahataan n. 0,2-0,4 mm paksuisiksi kennoiksi. Raaka-aineen ollessa kallista valmistuksen hitaudesta johtuen kennot saatetaan jättää pyöreiksi. Tällöin nelikulmaista paneelia ei saada pinta-alaltaan optimaalisesti hyödynnettyä. (Suntekno Oy 2015)

Piipohjaisten kennojen lisäksi on kehitetty myös muita materiaaleja hyödyntäviä uudemman sukupolven ohutkalvokennoja. Ohutkalvokennojen hyötysuhde on hieman piipohjaisia kennoja alhaisempi. Huonoa hyötysuhdetta parantaa kuitenkin niiden kyky absorboida auringon säteilyä laajemmalla osaa spektriä, jolloin kenno saadaan paremmin hyödyntämään pilvisen sään sironnutta säteilyä. Tämä ominaisuus on omiaan parantamaan tuottoa juurikin Suomen pilvisissä olosuhteissa. Kennot voidaan tehdä ohuutensa ansiosta myös taipuisiksi ja läpinäkyviksi, jolloin niillä voidaan päällystää esimerkiksi ikkunoita estämään osittain lämmittävän auringonvalon pääsemistä rakennukseen ja samalla valjastaa tuottamaan energiaa. Ohutkalvoteknologialla saadaankin hyödynnettyä piikenneja monipuolisemmat käyttökohteet. (Energy Informative 2015)

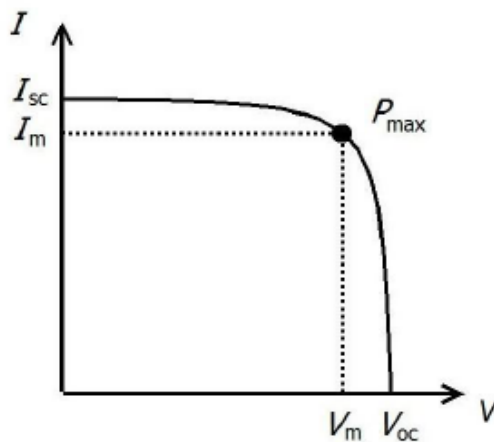
Käytännössä kuitenkin materiaalista riippumatta paneeleja myydään paketin kokonaistehon mukaisesti. Tällöin huonomman hyötysuhteen paneeleissa pinta-ala on vain suurempi kuin paremman hyötysuhteen kennoissa. Suuremmasta pinta-alasta on kuitenkin mahdollisissa osavarjostustilanteissa jopa hyötyä negatiivisten vaikutusten jäädessä pienemmiksi. Taulukossa 1 on koottuna eri kennotyyppien hyötysuhteita. Hyötysuhteet ovat suuntaa-antavia, sillä niissä on runsaasti valmistajakohtaisia eroja ja ne ovat erilaisia lämpenemis- ja varjostusominaisuuksiltaan.

TAULUKKO 1. Aurinkopaneelimateriaalien hyötysuhdevertailu (Epia 2015).

Kennotyyppien hyötysuhteita						
	Piikennot		Ohutkalvokennot			
	Yksikide	Monikide	a-Si	CdTe	Cl(G)S	a-Si/ μ c-Si
Kennon hyötysuhde (%)	16–22	14–18	5,4–7,7	9–12,5	7,3–12,7	7,5–9,8
Paneelin hyötysuhde (%)	13–19,7	11–15	–	–	–	–
Paneelien tarvitsema pinta-ala (m^2/kW)	~7	~8	~15	~10	~10	~12

4.1.2 Aurinkopaneelin ominaiskäyrä

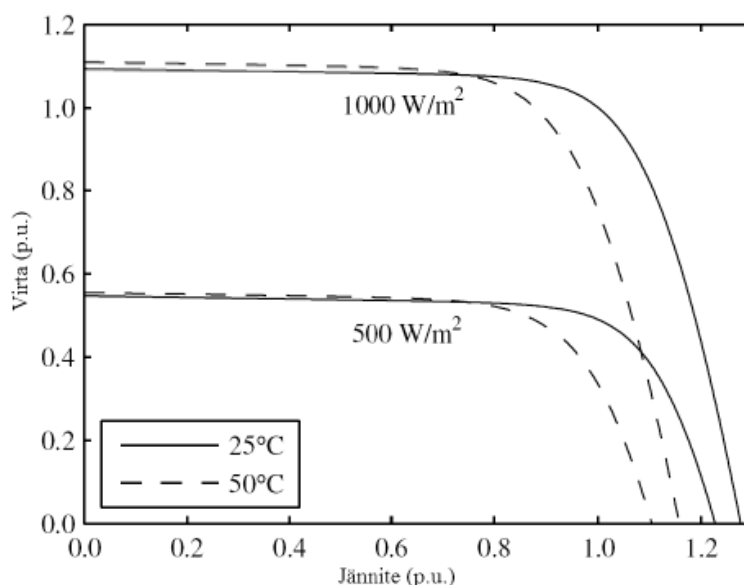
Paneelin virta-jännite –ominaiskäyrä (IV-käyrä) ilmoittaa ne virran ja jännitteen arvot, joilla aurinkopaneeli voi toimia. Paneelin kannalta tärkeitä suureita ovat oikosulkuvirta I_{sc} ja tyhjäkäyntijännite V_{oc} . Oikosulkuvirralla I_{sc} tarkoitetaan paneelin tuottamaa enimmäisvirtaa, kun sen navat on kytketty oikosulkuun. Tyhjäkäyntijännite V_{oc} puolestaan on jännite napojen välillä, kun niiden välinen resistanssi on ääretön. Ominaiskäyristä saadaan laskettua paneelin maksimitehopiste P_{max} eli piste niillä jännitteen ja virran arvoilla, joilla paneelista saadaan ulos suurin teho (kuva 11). (Korpela 2014)



KUVA 11. Kennon hetkellinen virta jännitteen funktiona suhteellisarvoina (p.u.) ja maksimitehopiste. (Nousiainen 2012)

Aurinkokenno ei automaattisesti toimi maksimitehopisteessään, vaan optimaalinen toiminta edellyttää ohjausjärjestelmän käyttöä. Maksimitehopisteen seurannan hoitaa järjestelmän invertteri ja se on olennainen tekijä järjestelmän hyötysuhteen kannalta. Maksimitehopisteen seurantaan liittyvän tehoelektroniikan kehittäminen onkin ollut viime vuosina aurinkosähköalaan liittyvistä tutkimuskohteista aktiivisimpia.

Sekä oikosulkuvirran että tyhjäkäyntijännitteen arvot muuttuvat olosuhteiden muuttuessa. Eniten aurinkopaneelista saatavaan ulostulotehoon vaikuttaa säteilyintensiteetti, mutta myös kennon lämpötilalla on merkitystä. Kuva 12 havainnollistaa IV-käyrää eri säteilyintensiteetin arvoilla ja kennon eri lämpötiloilla.



KUVA 12. Aurinkopaneelin virran ja jännitteen käyttäytyminen eri säteilyintensiteetin arvoilla ja lämpötilan muuttuessa. (Nousiainen 2012)

Kuvasta voidaan todeta intensiteetin muutoksen vaikuttavan paneelin virtaan suoraan verrannollisesti, kun taas lämpötilan muutos vaikuttaa paneelin tuottamaan jännitteeseen. Kennon hyötysuhde on siis matalammissa lämpötiloissa tai pohjoisen pakkassäässä parempi kuin kesällä, mutta positiivinen vaikutus on lähestulkoon merkityksetön Suomen talvessa puuttuvan auringonsäteilyn johdosta. Lopulliseen paneelista saatavaan tehoon vaikuttavat myös kaapeleissa ja invertterissä syntyvät häviöt, jotka tulee ottaa huomioon asennuksen suunnittelussa.

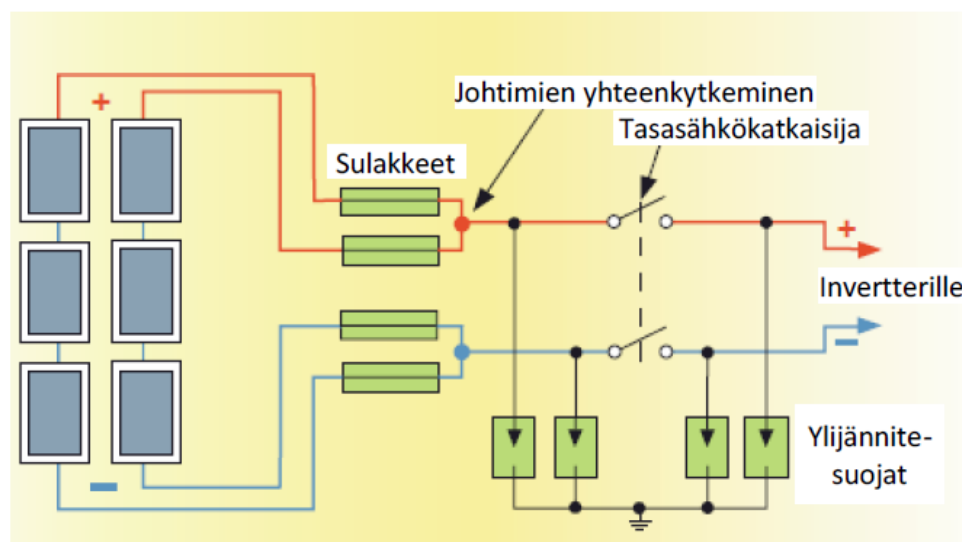
4.1.3 Invertteri

Invertteri vastaa jännitteen vaihtosuuntaamisen ja maksimitehopisteen seurannan lisäksi usein myös järjestelmän suojauksesta niin tasa- kuin vaihtojännitepuolellakin. Nykyaikaisesta invertteristä löytyy yleensä myös laskuri, joka mittaa tuotetun kokonaisenergian sekä mahdollisuus etälukuun internetyhteyden avulla. Invertterin teho pyritään mitoittamaan vastaamaan paneelien tuottamaa maksimitehoa, sillä invertterin hyötysuhde on korkeimmillaan käytettäessä sitä lähellä nimellistehoansa. Verkkoinvertterien hyötysuhteet ovat yleensä nimellistehollaan 97 %:n luokkaa ja 0,1-kertaisella nimellistehoalankin vielä yli 95 %. (Finnwind 2015)

Invertteri on aurinkopaneelijärjestelmässä vikaherkin osa ja se täytyy usein vaihtaa ainakin kerran järjestelmän käyttöiän aikana. Inverttereille annetaan yleensä noin 5 - 10 vuoden takuita. Uutena ostetun invertterin hinta on noin 0,4 – 0,8 €/W. (Finnwind 2015)

4.1.4 Yhdistinyksikkö

Paneelien yhteyteen asennetaan yleensä yhdistinyksikkö. Yhdistinyksikkö on katolla tai invertterin läheisyydessä sijaitseva pieni laatikko, joka sisältää paneeleita suojaavat sulakkeet ja suuremmissa järjestelmissä myös tasasähkökatkaisijan ja ylijännitesuojat. Jokainen lähtö paneeleille tulee suojata omilla sulakkeilla (kuva 13). Riippuen invertterin maksimitehopisteen seuraajien määrästä saatetaan laatikossa myös samalla yhdistää paneelit rinnan.



KUVA 13. Paneelien kaapelointi-, kytkentä- ja suojausperiaate yhdistinyksikössä. (Lynn 2010, 113, muokattu)

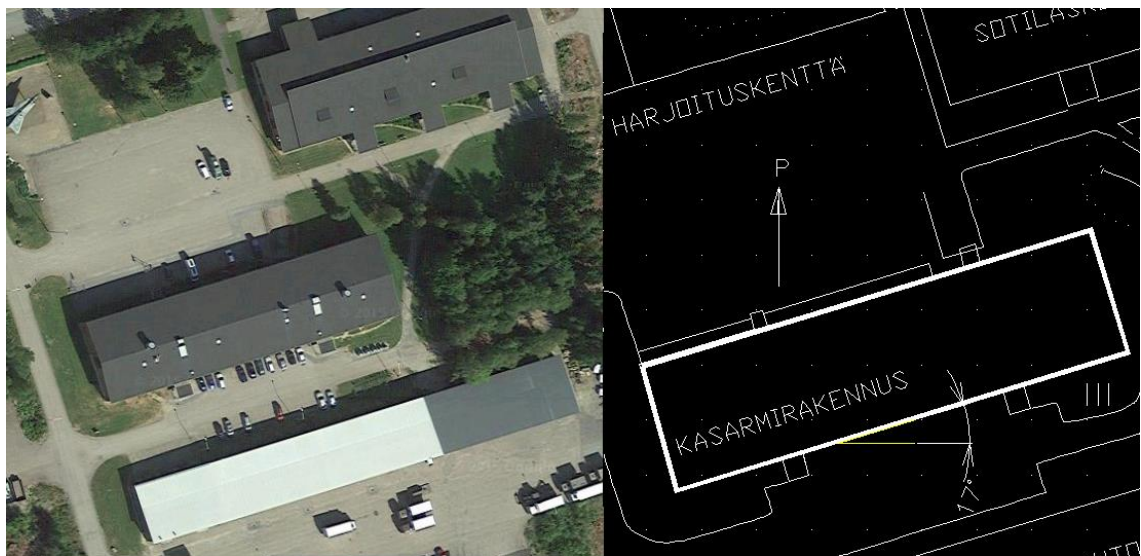
Mikäli yhdistinyksikköön ei kuulu tasasähkökatkaisijaa, tulee tasasähkökatkaisija asentaa erikseen helposti käsiksi päästävään paikkaan. Aurinkopaneelien tuottaessa aina sähköä auringonvalosta, on ne pystyttävä luotettavasti erottamaan inverttereistä huollon ajaksi. (Lynn 2010, 113)

5 VERKKOON LIITETYN JÄRJESTELMÄN SUUNNITTELU

Tässä opinnäytetyössä mitoituksen kohteena oleva rakennus on suuri kaksikerroksinen kasarmirakennus Pirkkalassa. Rakennuksen ensimmäisessä kerroksessa on ilmastoitu kuntosali, suuri 25 m²:n sauna peseytymistiloihin, luokka- ja toimistotiloja sekä auditorio. Toisesta kerroksesta löytyy puolestaan varusmiesten asuin- ja peseytymistilat. Oletettavasti siis rakennuksen kulutushuippu kohdistuu juuri auringonpaisteeltakin ihanneellisimmille toimistotunneille, rakennuksen alakerran ollessa tehokkaasti käytössä. Rakennus on käytössä ympäri vuoden ja lämmitys on toteutettu kaukolämmöllä. Sähkölämmityksen puuttuessa IV-laitteistot, saunan kiukaat ja alueen valonheittimet muodostavat suurimmat yksittäiset kuormat kasarmirakennuksessa.

5.1 Sijainti

Suunnittelua aloittaessa on syytä tarkastella kohteen soveltuvuus paneelijärjestelmää varten esimerkiksi ympäristön varjostusten varalta. Näennäisesti vähäiset varjostustekijät saattavat vaikuttaa suuresti auringon paistaessa matalalta talvella tai sen noustessa ja laskiessa. Kuvassa 14 on kasarmirakennus ilmasta kuvattuna sekä asemapiirustuksessa. Molemmissa kuvissa etelä on kohtisuoraan alaspäin.



KUVA 14. Kasarmirakennus ilmakuvassa sekä asemapiirustuksessa. (Google Maps 2015)

Google Earthin avulla saadun kuvan pohjois-etelä – näyttämää voidaan pitää luotettavana, sillä se vastaa hyvin oikeanpuoleisen asemapiirroksen kulmaa. CADSillä asemapiirustuksesta atsimuuttikulmaa määriteltäessä nähdään, että kasarmirakennuksen katon suunta poikkeaa vain noin 17° etelästä. Tällöin atsimuuttikulmaksi muodostuu $180^\circ - 17^\circ = 163^\circ$.

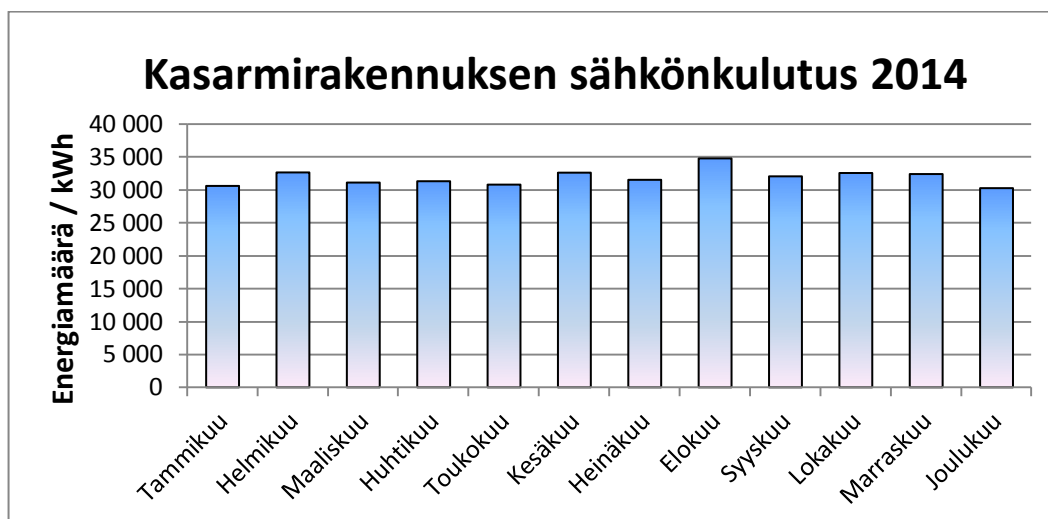
Katon toisen lappeen ollessa lähes suoraan etelää kohti, voidaan paneelit todennäköisesti asentaa katon suuntaisesti ilman tehontuotannon merkittävää heikkenemistä. Tehontuoton huippu kohdistuu vain aavistuksen keskipäivää aikaisempaan ajankohtaan. Kesäpäivän edetessä paneelien ja ympäristön lämpötila nousee, jolloin paneelin hyötysuhde hiukan huononee iltaa kohden. Lisäksi jos huomioidaan, että hellepäivinä tilastollisesti pilvien ja pienhiukkasten määrä lisääntyy iltapäivällä, voi paneelien kaakkoon suuntaaminen olla jopa perustellumpaa kuin suoraan etelään päin. Suunnittelussa tulee muistaa tuotannon olevan hyvin olosuhderiippuvaista, jolloin tuotannon tarkka ennustaminen on vaikeaa. (Suntekno 2015)

Kuvassa näkyvä eteläisempi rakennus on kasarmirakennusta matalampi, joten siitä ei synny missään vaiheessa varjostusta kasarmirakennuksen katolle. Katosta itsestäänkään ei löydy suuria varjostavia elementtejä ilmastointikanavien lisäksi, kun jättää niihin riittävästi etäisyyttä. Rakennuksen idän puoleiset puut nousevat muutaman metrin rakennuksen kattoa korkeammalle. Niiden aiheuttama mahdollinen varjostus rajoittuu kuitenkin aivan auringonnousun alkuhetkiin, jolloin tuotanto on vielä vähäistä. Varjostavien puiden osalta voidaan harkita niiden karsimista tuotannon maksimoimiseksi.

5.2 Mitoitus

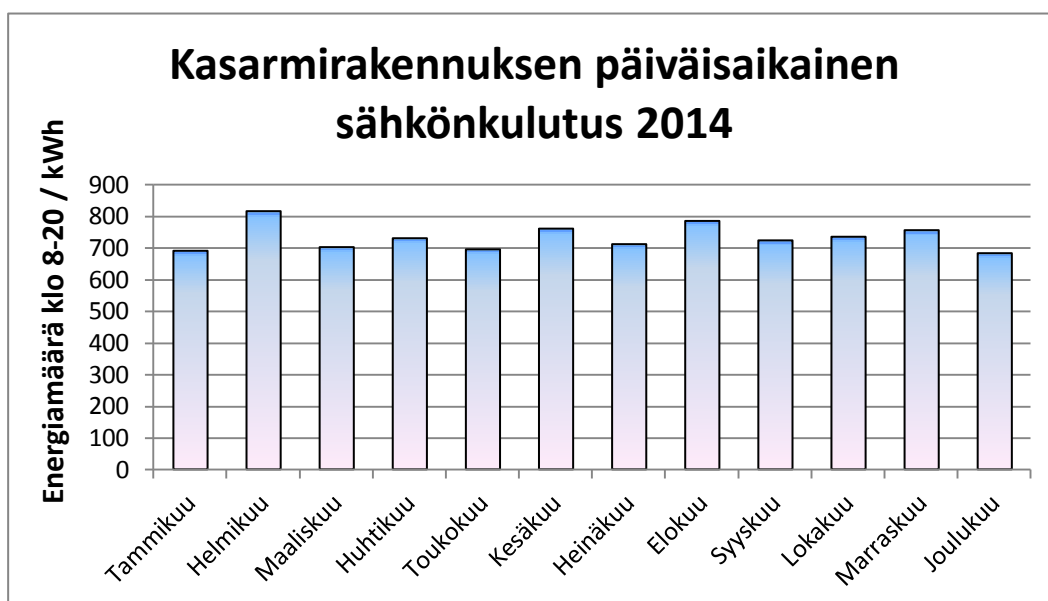
Mietittäessä verkkoon kytketyn aurinkopaneelijärjestelmän suuruutta on oleellista tietää rakennuksen sähkönkulutustiedot eri kuukausien ajalta, mielummin useamman vuoden ajalta. Järjestelmä kannattaa mitoittaa pienimmän mahdollisen kuormatason, eli pohjakuorman mukaan. Tällä tavoin mahdollista ylijäämäsähköä syntyy mahdollisimman vähän ja vältetään ylimitoittaminen, jolloin järjestelmään investoitaessa ei makseta sähköstä, jota ei pystytä käyttämään. Akuttomassa järjestelmässä otetaan huomioon päiväs-aikainen pohjakuorma, sillä yöllä tehontuotanto on nollassa.

Rakennuslaitoksen energiatietojärjestelmästä on luettavissa jokaisesta rakennuksesta vain koko kuukauden yhteiskulutus, joten päivittäiset keskiarvot tulee arvioida niiden avulla laskennallisesti. Suuressa asuinkäyttöisessä rakennuksessa on kuitenkin usein myös suuri pohjakuorma, joten keskiarvollinen määrittely tuottaa tarpeeksi tarkan tuloksen järjestelmän mitoittamista varten. Kuvassa 15 on kasarmirakennuksen sähkönkulutus vuonna 2014.



KUVA 15. Kasarmirakennuksen sähkönkulutus vuonna 2014 (PhRakL 2014)

Kuten kuvasta nähdään, keskimääräinen kuukausittainen kulutus on noin 30 MWh. Kun kuukauden energiamäärä jaetaan kuukaudessa olevilla päivillä ja oletetaan päiväsaikaan klo 8-20 kuluvan 70 % vuorokauden kulutuksesta, saadaan kuvan 16 kaltainen arvio päivittäisestä pohjakuormasta.



KUVA 16. Arvio kasarmirakennuksen päiväsaikaisesta kokonaiskulutuksesta eri kuukausien aikana.

Kuten kuvasta voidaan todeta, on rakennuksen päivittäinen kulutus varsin merkittävää ja voidaan olettaa kulutushuipun osuvan päivälle, tilojen ollessa alakertaa myöten tehokkaasti käytössä. Eroa tavanomaisen toimistorakennuksen kulutukseen tuo kasarmi-rakennuksen kookas kiuas sekä rakennuksesta ohjattavat ympäristön valonheittimet, joita tosin tuskin aurinkoisina hetkinä käytetäänkään. Näin suureen rakennukseen voisi mitoittaa vaikkapa 50 kWp:n järjestelmän ilman, että tuotanto nousisi suuremmin kulu-tusta suuremmaksi, joten ylimitoittaminen tuskin muodostuu ongelmaksi. Rajoittavaksi tekijäksi nousee tässä tapauksessa lähinnä katolla oleva tila.

Kuvasta 14 voidaan nähdä mm. IV-laitteistojen komponenttien vievän tilaa katolla lu-kuunottamatta katon keskellä olevaa vapaata tilaa kooltaan 17 x 10 metriä, eli noin 170 m². Mikrotuotannon rajoissa pysymiseksi ja kuitenkin tehokkaasti kolmivaiheisuutta hyödyntäen mitoitetaan rakennukselle huipputeholtaan 10 kWp:n aurinkopaneelijärjes-telmä. Pakettiin kuuluu 40 x 250 W:n paneelia, jolloin paneelit vievät yhteensä noin 68 m² tilan katolla eli laajennusvaraakin jää. Esimerkki järjestelmän kytkennästä on liit-teessä 2 sekä tekniset tiedot Finnwindin tarjoaman paketin aurinkopaneeleista ja invert-teristä liitteissä 3 ja 4. (Finnwind 2015)

5.3 Ennuste energiantuotannolle ja asennuskulma

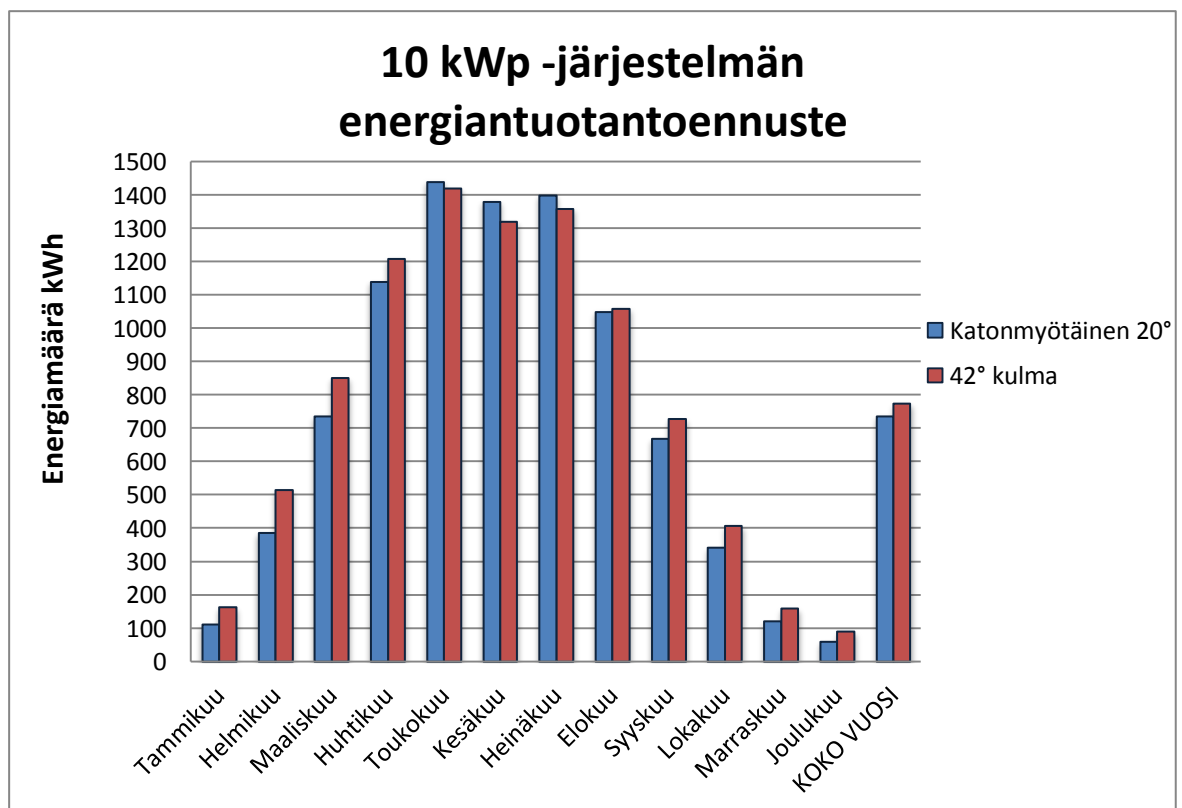
Työkaluja paneelien tuotantoennusteiden tekemiseen löytyy internetistä varsin paljon. Paneelivalmistajien ja –myyjien omilla laskureilla saa tyypillisesti jonkin verran opti-mistisemmän tuloksen, kuin esimerkiksi NASAn avoimeen dataan perustuvilla lasku-reilla. Tässä työssä käytetään PVGIS-paikkatietojärjestelmää (engl. Photovoltaic Geo-graphical Information Systems) tuotantoennusteiden tekemiseen.

PVGIS on Euroopan komission yhteisen tutkimuskeskuksen tarjoama ilmainen verkko-työkalu, jolla on mahdollista arvioida pinnalle kohdistuvaa säteilyenergiaa (kWh/m²) sekä aurinkoenergian tuottoa (kWh/kWp) eri kennomateriaaleilla. Suomen osuudelta ohjelma käyttää säteilyn keskiarvoja 10 vuoden ajalta eri sääasemilta vuosilta 1981 – 1990. Säteilyarvojen lisäksi tuotantolaskelmissa otetaan huomioon myös kuukausittai-sen lämpötilan keskiarvo, joka vaikuttaa kennojen hyötysuhteeseen. Keskiarvollisesti auringon säteily on varsin vakiota, joten tietokannan avulla päästään samansuuruisiin

tuloksiin kuin NASAn tuoreemman (1986 - 2006) sateellittien avulla kerätyn datan keskiarvojen avulla. (NASA 2015)

PVGIS-ohjelmaan syötetään aurinkosähköjärjestelmän maantieteellinen sijainti, kennotyyppi (piikenno vai ohutkalvokenno), paneelien nimellisteho, prosentuaalinen arvio tehohäviöistä ja paneelien kallistus- ja suuntakulma.

Valitaan kennotyypiksi piipohjainen niiden hyvän tarjonnan vuoksi ja arvioidaan, että noin viisi prosenttia paneelien tuottamasta tehosta jää kaapeleiden, liitoksien ja invertterin häviöiksi. Paneelit ovat tyypiltään monikiteisiä. Katon lappeet ovat 20° kulmassa. Pirkkalan alueella aikasemmin määritetty teoreettinen optimikulma ympärivuotisen tuotannon maksimoimiseksi on kuitenkin 42° . Kun asetetaan suuntakulmaksi rakennuksen -17° atsimuuttikulma ja lasketaan tulokset sekä katonmyötäisellä että optimiasentoisella kallistuskulmalla, saadaan kuvan 17 kaltaiset energiantuotantoennusteet eri kuukausille.

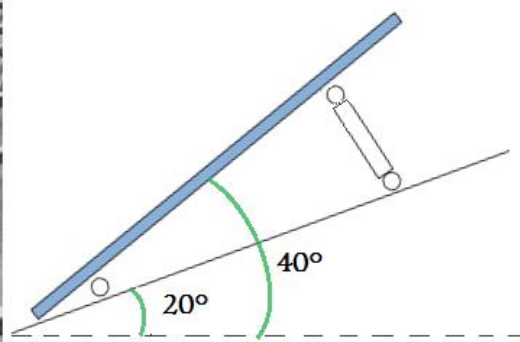


KUVA 17. 10 kWp –aurinkopaneelijärjestelmän tuotantoennuste kasarmirakennuksen koordinaatteihin. (PVGIS 2015)

Kuvan oikeasta reunasta voidaan todeta, että katonmyötäisellä kallistuskulmalla päästään lähes samaan vuosittaiseen tuottoon kuin optimikulmaisella asennuksella, koko vuoden keskiarvon jäädessä noin 5 % pienemmäksi. Katonmyötäisen asennuksen tapa-

uksessa hyödynnetään paremmin kesäpäivien paistetunnit auringon paistaessa korkeammalta, kun taas talven tuotto jää optimikulmaa pienemmäksi. Eroon asennuskulmien välillä vaikuttavat kuitenkin paistekulman lisäksi muutkin seikat, joita ei laskurin avulla pystytä tarkasti ennustamaan.

Esimerkiksi kesällä katonmyötäisesti asennetut paneelit lämpenevät hieman kulmaan nostettuja enemmän, sillä tuuli ei viilennä niitä yhtä tehokkaasti. Tämä saattaa johtaa jopa 10 % huonompaan jännitteen tuottoon ja sitä myöten myös tuotetun tehon alenemiseen. Lisäksi jyrkemmässä kulmassa olevat paneelit puhdistuvat lumesta painovoiman vaikutuksesta tehokkaammin, jolloin talven tuottoihin asennuskulmien välillä saattaa syntyä kuvan 16 tuloksia radikaalimpi ero. Kasarmirakennuksen tapauksessa onkin hyvä ottaa huomioon, että useissa asennusjärjestelmissä on mahdollisuus säätää kallistuskulmaa 10° - 20° lisäpalalla pienellä lisähinnalla. Kuvassa 18 on esimerkkinä Finnwindin asennusjärjestelmä. (Finnwind Oy 2015).



KUVA 18. Aurinkopaneelien asennusputket (Finnwind Oy 2015)

Finnwindin tarjoamassa asennusjärjestelmässä katonsuuntaisessakin asennuksessa jää paneelien alle noin 100 mm:n tuuletustila, mutta parempi tuuletus saadaan edelleen kulmaa kasvattamalla. Ellei paneeliston esteettisyyttä aseteta etusijalle, kasarmirakennuksen kohdalla kulman kasvattamisella saavutetaan lisäpalan aiheuttamia kustannuksia suurempi hyöty ympärivuotisessa tuotannossa.

6 KANNATTAVUUSLASKELMAT

Aurinkopaneelijärjestelmään investoitaessa on oleellista selvittää investoinnin kannattavuus jollain keinoin. Hyvä keino tähän on selvittää investoinnin takaisinmaksuaika. Takaisinmaksuajalla tarkoitetaan sitä aikaa, jonka jälkeen järjestelmästä syntyneet nettosäästöt sähkön ostossa ylittävät hankintakustannukset. Tästä eteenpäin järjestelmä tuottaa säästöjä elinkaarensa loppuun asti. Jos järjestelmästä syntyneet säästöt eivät ylitä investointihintaa komponenttien elinkaaren aikana, ei hankintaa kannata yleisesti tehdä. Joissain tapauksissa kuitenkin saattaa paneelijärjestelmään sijoittamisesta syntyä välillisiä hyötyjä, esimerkiksi imagon nostatuksena, vaikka järjestelmä teknis-taloudellisesti olisi kannattamaton. Kasarmirakennukseen pyritään kuitenkin mitoittamaan järjestelmä, joka tuottaa säästöjä suoraan sähkön ostamisesta. Järjestelmän ostohinnoista käytetään tässä tapauksessa arvonlisäverottomia hintoja.

6.1 Järjestelmän hankintahinta

Aurinkopaneelijärjestelmiä myydään usein ns. ”avaimet käteen”-paketteina, etenkin suuremmat järjestelmät, kuten työhön mitoitettu 10 kWp:n järjestelmä. Paketteihin kuuluu koko järjestelmän komponenttien ja kaapeleiden lisäksi myös suunnittelu ja toimitus asennuksineen. Valmiit paketit tekevät myös hintavertailusta helppoa. Otetaan esimerkiksi Finnwindin tarjoama edullisempaan hintaluokkaan kuuluva paketti verkkoon liitettävästä 10 kWp:n järjestelmästä (kuva 19).



KUVA 19. 10 kWp:n aurinkopaneelijärjestelmä.(Finnwind 2015)

Järjestelmän arvonlisäveroton hinta on 12800 € ja asennukselle tulee hintaa noin 4500 €. Jos oletetaan, että vikaherkimpänä osana invertteri joudutaan vaihtamaan ainakin kerran järjestelmän 30 vuoden elinkaaren aikana eikä muita huoltokustannuksia synny, lisätään summaan vielä uuden invertterin vaihtamisesta syntyvät kulut 4300 €. Kokonaishinnaksi laskentaa varten saadaan silloin 21600 € eli 2,16 €/W. (Finnwind 2015)

6.2 Annuiteettimenetelmä

Annuiteettimenetelmällä voidaan jakaa kertaluonteinen kustannus, esim. investointi, vuosikustannuksiksi esimerkiksi pitoajalle. Annuiteetti tarkoittaa tasasuuruista vuotuista kustannuserää, joka tarvitaan pääoman kuolettamiseksi ja vuosittaisten korkokulujen maksamiseksi pitoajan aikana. Lasketaan annuiteettimenetelmällä investoinnille annuiteetitekijä ε järjestelmän pitoajalle kaavalla 2

$$\varepsilon = \frac{\frac{p}{100}}{1 - 1/\left(1 + \frac{p}{100}\right)^t}, \quad (2)$$

jossa p on korko prosentteina ja t investoinnin tarkastelu aika vuosina. (Lakervi & Partanen 2009, 43)

Jos korkoprosentiksi valitaan lähinnä inflaatiota tai korkoa kuvaava kaksi prosenttia, niin annuiteetitekijäksi 30 vuoden pitoajalle saadaan 0,04465. Vuosikustannuksiksi syntyy siten $21600 \text{ €} * 0,04465 = 964,4 \text{ €}$. Kokonaissummaksi 30 vuoden aikana tulee 28933 €.

6.3 Järjestelmän pitoajan energiantuotanto

Kannattavuustarkasteluissa oletetaan aurinkosähköjärjestelmän käyttöiäksi 30 vuotta siten, että paneelit tuottavat sähköä standardin vaatimusten mukaisesti ensimmäiset 5 vuotta nimellistehollaan, jonka jälkeen 5 vuotta 90 %, siitä seuraavat 15 vuotta 80 % ja loput 5 vuotta 70 % nimellistehostaan. Odotukset järjestelmän vuosittaiselle tehontuotannolle elinkaaren eri vaiheissa oletetaan siten taulukon 2 mukaisiksi, kun ylimääräisiä varjostuksia ja vikoja ei oleteta tapahtuvan. Todellisuudessa paneelien vuosittainen tuotto vähenee lineaarisemmin, mutta takaisinmaksuaikaa arvioidessa taulukon arvoilla päästään lähelle todellisuutta.

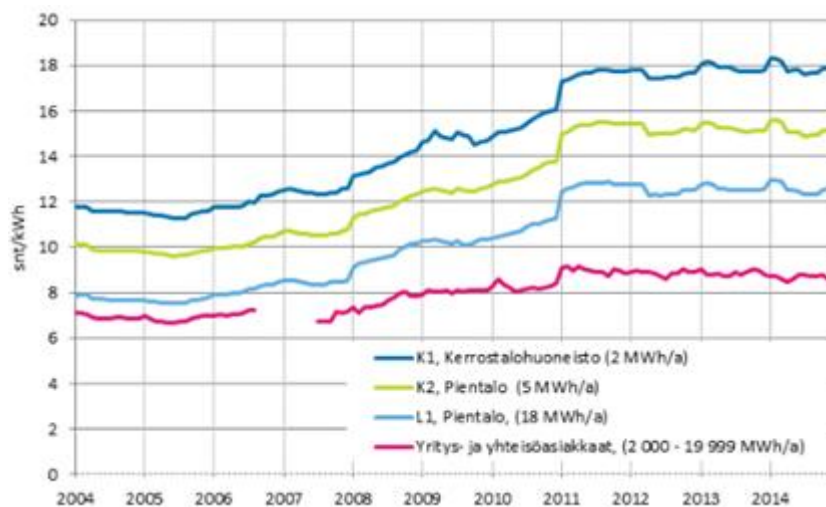
TAULUKKO 2. Vuotuiset energiantuotanto-odotukset 10 kWh järjestelmälle.

Järjestelmän ikä	Energian vuosittainen tuotto / kWh
1 - 5 vuotta	9300
6 - 10 vuotta	8370
11 - 25 vuotta	7440
26 - 30 vuotta	6510
Yhteensä pitoajalta	232500

Kokonaistuotanto koko järjestelmän pitoajalta on siis 230 MWh:n luokkaa. Tarkkaa koko pitoajan kattavaa energiantuottoennustetta on luonnollisesti mahdotonta tehdä, sillä vuosittainen energiantuotto voi olosuhteista riippuen vaihdella kymmenenkin prosenttia.

6.4 Sähkön hinnan kehitys

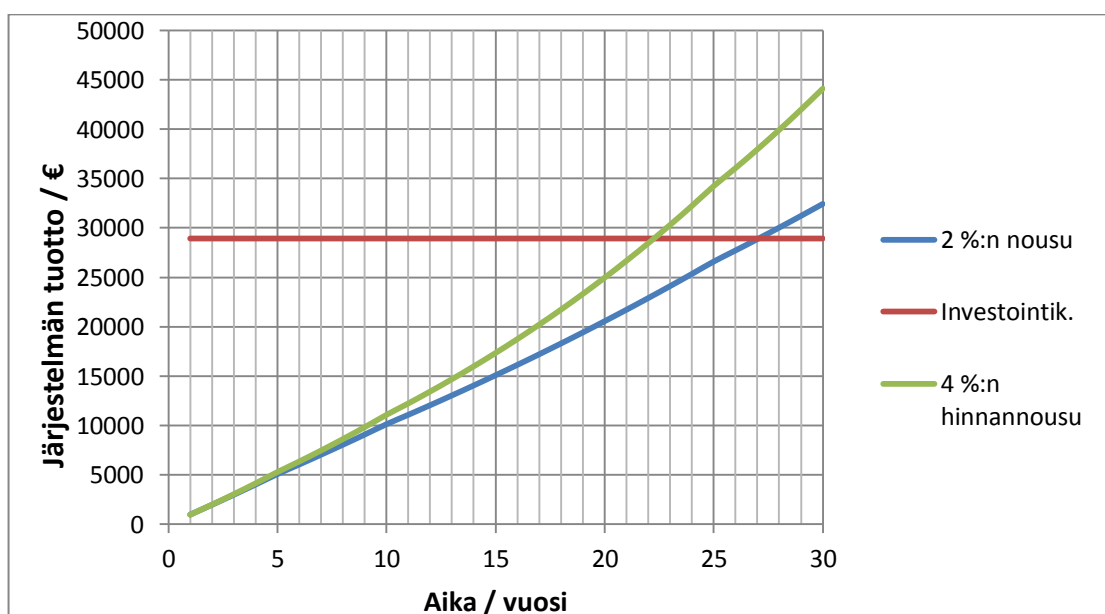
Oleellinen asia kannattavuutta laskettaessa on arvioida myös sähkön hinnan kehitys järjestelmän pitoaikana, sillä järjestelmän nettotuotto riippuu vuotuisesta energiantuotannosta sekä sillä korvattavan ostosähkön hinnasta. Kasarmirakennuksen tapauksessa käytetään sähkön kokonaishintana 10,5 snt/kWh. Kuluttajien sähkön hinta on noussut tilastokeskuksen (2015) mukaan kaikissa kuluttajatyypeissä. Kuvaajasta (kuva 20) nähdään, kuinka sähkön hinnat ovat kehittyneet nousujohteisesti vuosina 2004 – 2014. Mitä suurempi on ostosähkön hinta, sitä enemmän säästetään itse tuotetussa sähkössä. Keskimäärin sähkön kokonaishinta on kasvanut noin 4 % vuodessa 20 vuoden aikana. (Tilastokeskus 2015)



KUVA 20. Sähkön kokonaishinnan kehitys vuosina 2004-2014. Hinta sisältää sähkön myynnin, sähkön siirron sekä verot. (Tilastokeskus 2015)

6.5 Takaisinmaksuaika

Järjestelmälle saadaan laskettua takaisinmaksuaika, kun otetaan aikaisemmin arvioitu järjestelmän tuottama energiamäärä järjestelmän pitoaikana ja verrataan sitä verkosta ostetun sähkön hintaan ottamalla huomioon sähkön hinnan todennäköinen nousu sekä investoinnin korkoprosentti. Kuvasta 21 nähdään järjestelmästä syntyvät arvioidut kokonaistuotot, mikäli sähkön hinta jatkaa neljän prosentin kasvuaan ja maltillisemmalla kahden prosentin hinnannousulla. Kahden prosentin vuotuisella kasvulla olisi ostosähkön hinta 30 vuoden kuluttua yhtä suuri kuin se on jo nyt joissain Euroopan maissa. Järjestelmä alkaa säästää ostosähkössä vasta tuottojen ylittäessä investointikustannukset.



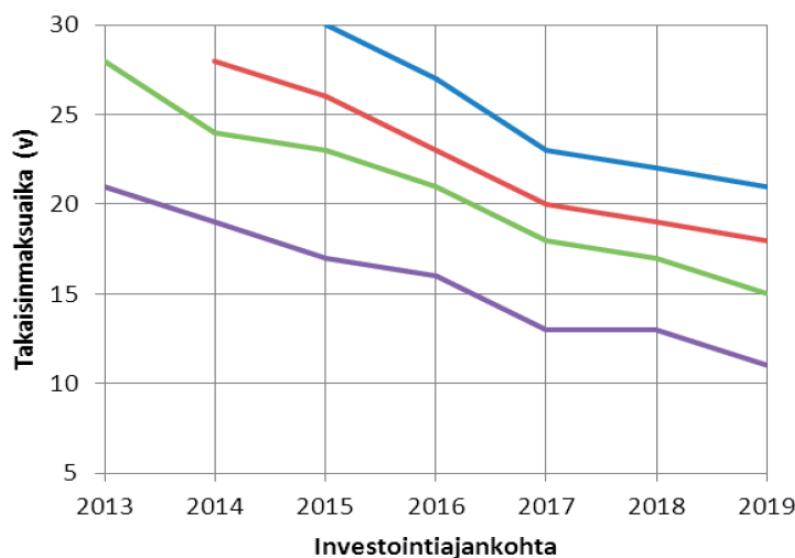
KUVA 21. 10 kWp järjestelmän takaisinmaksuaika ja syntyvät säästöt eri vuosittaisilla sähkön hinnan korotuksilla.

Kuvaajasta voidaan nähdä takaisinmaksuajan olevan neljän prosentin vuosittaisen hinnankorotuksen tapauksessa noin 22 vuotta ja kahden prosentin nousulla 27. Molemmissa tapauksissa järjestelmä on kannattava, olettaen järjestelmän kestävän koko arvioidun pitoaikansa yhdellä invertterin vaihdolla. Jos invertteriä ei tarvitse vaihtaa, takaisinmaksuaika on noin neljä vuotta lyhyempi.

Todelliseen takaisinmaksuaikaan liittyy niin monta ennustamatonta seikkaa, että heittoa syntyy helposti parikin vuotta suuntaan tai toiseen. Hyvällä varmuudella voidaan kuitenkin sanoa, että tämän kokoinen järjestelmä tulee lopulta kannattavaksi investoinniksi, etenkin kun laskee mukaan tulevaisuudessa yhä enemmän korostuvat vihreät arvot sekä hiilidioksidipäästöt.

6.6 Aurinkopaneelijärjestelmien hinnan kehitys

Aurinkopaneelijärjestelmien hinnat ovat laskeneet noin 80 % kuluneen vuosikymmenen aikana, johtuen pääosin aurinkopaneelien hintojen laskusta. Hintojen voi odottaa tulevaisuudessa jatkavan tasaista 10 – 15 % laskua. Sähkön hinnan tasainen nouseminen ja järjestelmien hinnan lasku kannustaakin tulevaisuudessa innokkaampaan järjestelmiin investointiin, mikä edelleen edesauttaa hintojen laskua tuotantomäärien kasvaessa. Kuvassa 22 on arvioidut takaisinmaksuaikojen kehittyminen lähivuosina investointiajan kohdasta riippuen pienelle 1,2 kWp:n järjestelmälle.



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

KUVA 22. 1,2 kW:n järjestelmän takaisinmaksuajan kehittyminen lähivuosina eri skenaarioilla ostosähkön hinnan kehittymisestä. (Paavola 2013)

1,2 kWp:n järjestelmässä asennuksen ja suunnittelun osuus on suhteessa suurempi (~25 %), mutta niiden hinta ei todennäköisesti tule tulevaisuudessa suuresti muuttumaan. Tästä johtuen suuremmilla järjestelmillä, asennuksen osuuden ollessa pienempi, takaisinmaksuajat laskevat hieman jyrkemmin. (Motiva 2014)

7 ILMASTOTAVOITTEET JA HIILIJALANJÄLKI

Suomi on hyvää matkaa saavuttamassa EU:n vuonna 2008 asettamat ilmastotavoitteet vähentää kasvihuonekaasuja 20 %:lla, nostaa uusiutuvan energian osuus keskimäärin 20 %:iin kokonaiskulutuksesta (Suomen osalta 38 %) ja parantaa energiatehokkuutta 20 %:lla vuoteen 2020 mennessä. EU:n komissio päätti tammikuussa 2014 ehdot uusille ilmastotavoitteille. Jäsenmaat sopivat Brysselissä, että niiden täytyy vähentää vuoteen 2030 mennessä kasvihuonekaasupäästöjä vähintään 40 prosenttia verrattuna vuoteen 1990. EU:n tavoitteena on myös lisätä uusiutuvan energian osuus 27 prosenttiin sekä parantaa energiatehokkuutta 27 prosenttia koko EU:n alueelle yhteisesti. (TEM 2015)

Suomen pitkän aikavälin tavoitteena on täysin hiilineutraali yhteiskunta. Haaste on erityisen suuri energia-alalle, sillä 80 prosenttia kasvihuonekaasupäästöistämme syntyy energian tuotannosta ja kulutuksesta, kun mukaan lasketaan myös liikenteen käyttämä energia. Lisäksi valtion ja kuntien tulee kaikessa toiminnassaan kokonaisvaltaisesti sitoutua vähähiilitalouden edistämiseen. Muun muassa nämä asiat mainitaan lokakuussa 2014 julkistetussa ”Energia- ja ilmastotiekartta 2050” – nimisessä Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisussa. Aurinkosähköjärjestelmiin liittyviin investointeihin etenkin valtion laitosten osalta liittyikin siis ehkäpä energiantuottovaateitakin merkittävämpiä asioita. (TEM 2015)

Aurinkopaneelit tuottavat keskimäärin kahdessa vuodessa niiden valmistukseen vaaditun energiamäärän. Jäljellä olevan 28 vuoden aikana järjestelmä tuottaisi noin 214 MWh sähköä. Energiantuotannon keskimääräiset CO₂-päästöt Suomessa vuonna 2013 olivat puolestaan noin 250 g/kWh. Tämä tarkoittaa, että aurinkopaneelin jäljellä olevana aikana välttyttäisiin tuottamasta $0,250 \text{ kg/kWh} * 214\,000 \text{ kWh} = 53500 \text{ kg}$:aa eli 53,5 tonnia hiilidioksidipäästöjä. Otetaan vertailuarvoksi keskimääräinen vuonna 2013 ensirekisteröidyn auton hiilidioksidipäästö 140 g/km. Autolla saisi huristella noin 380 000 km samansuuruisien hiilidioksidipäästöjen synnyttämiseksi.

Hiilidioksidipäästöjen vähentäminen nousee vuosi vuodelta suurempaan osaan ilmaston lämmetessä ja vaatimusten tiukentuessa, joten paneelijärjestelmän hiilijalanjälkeä pienentävällä vaikutuksella on korostuva merkitys niin yksityisissä kuin julkisissakin hankinnoissa.

8 VAATIMUKSET VERKKOON LIITETYLLE JÄRJESTELMÄLLE

Pirkkalan kasarmirakennuksen paneelijärjestelmän kaltaista tuotantolaitosta kutsutaan mikrotuotantolaitokseksi. Mikrotuotantolaitoksiksi lasketaan aurinko-, tuuli- tai biovoimalat, jotka ovat nimellisteholtaan alle 50 kVA ja jotka on kytketty kulutuskohteen yhteyteen ensisijaisena tarkoituksenaan tuottaa sähköä kulutuskohteeseen, eli verkkoon syöttö on satunnaista tai vähäistä. (Energiateollisuus 2011)

8.1 Yleiset säännökset

Mikro- / pientuotantolaitoksen tulee asennuksineen täyttää pienjännitteisiä sähköasennuksia koskevan standardin SFS 6000 vaatimukset ja kansainvälisen standardin SFS-EN 50438 Suomen tekniset vaatimukset yleisen pienjännitejakeluverkon kanssa rinnan toimiville mikrogeneraattoreille. EU:n ja USA:n sähkönlaatuvaatimuksista löytyy eroavaisuuksia, joten järjestelmää EU:n ulkopuolelta hankittaessa tulee erityisesti kiinnittää huomiota standardien täyttymiseen. Suomalaisissa verkkoyhtiössä hyväksytään laajalti saksalaisen mikrotuotantonormin VDE-AR-N 4105 mukaisesti valmistetut järjestelmät, joten saksalaista järjestelmää hankittaessa voidaan pääosin olla luottavaisin mielin. (Tampereen Sähkölaitos 2015)

Työturvallisuusstandardissa SFS 6002 on kuvattu muun muassa laitteiston turvallista erottamista koskevia määräyksiä. Tuotantolaitoksella on oltava riittävät suojalaitteet ehkäisemään takaisinsyöttöriski. Tällä tarkoitetaan, että tuotantolaitoksen on irrottava verkosta riittävän nopeasti Loss of Mains –tilanteessa (LoM), eli silloin kun syöttöverkon jännite katoaa. Suojaus on tärkeä sähköverkkoasentajien työturvallisuuden kannalta. Käytännössä järjestelmän invertteri huolehtii tästä automaattisesti. Suomessa noudatettavat EN-standardista Energialiitto Ry:n käytäntöön korjaamat asetteluarvot on koottu taulukkoon 3. Yleensä suojauksen toimivuus varmistetaan toimittamalla verkkoyhtiölle invertterin valmistajalta saatu standardien mukainen tyyppikoestuspöytäkirja. (Tampereen Sähkölaitos 2015)

TAULUKKO 3. SFS-EN 50438 standardin valtakunnalliset suojausten asetteluarvot.

Parametri	Katkaisuaika	Asetteluarvo
Ylijännite	0,2 s	$U_n + 10 \%$
Alijännite	0,2 s	$U_n - 15 \%$
Ylitaajuus	0,2 s	51 Hz
Alitaajuus	0,2 s	48 Hz
Verkojännitteen katoaminen	enintään 5 s	

Sähköturvallisuusstandardien mukaan sähköntuotantolaitos tulee olla erotettavissa verkosta. Erotuslaitteessa on oltava näkyvä ilmajälki tai selkeä asennonosoitus. Erotin pitää olla selkeästi merkitty ja sen käyttömekanismin tulee olla lukittavissa. Lisäksi jakeluverkon haltijalla on oltava esteetön pääsy erottimelle tai kaukokytkeämahdollisuus. Suositeltavaa olisi käyttää lukittavaa turvakytintä. Sen voi asentaa kiinteistön ulkoseinään tai erilliseen tekniseen tilaan, johon sähkölaitoksella on sisäänpääsy. (SFS 6000)

8.2 Sähköverkkoyhtiön vaatimukset ja korvaukset

Paikallisen sähköverkkoyhtiön tulee olla tietoinen sähköverkkoon liitetystä järjestelmästä etenkin työturvallisuuden, mutta myös sähkön laadun säilyvyyden kannalta. Verkkoon liitetyn järjestelmän tulee täyttää sekä standardin, että mahdollisesti verkkoyhtiön omat vaatimukset sähkön laadun, verkosta erotettavuuden ja esimerkiksi varoitusmerkkintöjen suhteen. Siksi sähköverkkoyhtiöt suosittelevatkin, että niihin otettaisiin yhteyttä jo ennen hankintaa. Siten voidaan varmistua tuotantolaitoksen liittämiskelpoisuudesta yleiseen sähköverkkoon.

Sähköliittymään voidaan liittää tuotantoa liittymissopimuksessa määritellyn tehon mukaisesti, jos tuotantolaitoksen käynnistyminen tai verkosta pois putoaminen ei aiheuta yli neljän prosentin jännitteen muutosta ja sähkön laatu liittämiskohdassa pysyy aina SFS-EN 50160:en rajoissa.

Ennen tuotantolaitoksen liittämistä verkkoon tulee verkonhaltijalle toimittaa keskeiset laitosta koskevat dokumentit ja tiedot. Esimerkiksi Tampereen Sähkölaitokselle on toimitettava kaavake, josta löytyy perustiedot laitteistosta (generaattorityyppi, nimellisteho, nimellisvirta) sekä tiedot liitälaitteena käytettävästä vaihtosuuntaajasta (suuntaajan tyyppitiedot ja asetteluarvot). Lisäksi on toimitettava tiedot saarekekäytön estosuojauksen toteutuksesta (menetelmä ja toiminta-aika). Nämä on suositeltavaa

toimittaa verkonhaltijalle riittävän aikaisessa vaiheessa, mieluiten ennen tuotantolaitoksen hankkimista. (Tampereen Sähkölaitos 2015)

Tampereen Sähköverkko Oy maksaa tällä hetkellä tuotannon käyttöönoton ilmoittamisesta kertakorvauksen, jonka suuruus riippuu liitetyn järjestelmän tehosta. Alle 2 kW:n järjestelmistä 30 €, 2-5 kW:n järjestelmistä 80 € ja yli 5 kW:n järjestelmistä 130 €. Tampereen Sähköverkko voi myös 50 euron aloitusmaksulla ostaa ylijäämäsähköä. Mahdollisesta ylijäämäsähköstä Tampereen Sähköverkko maksaa pörssisähkön (Nord Pool Spot AS) Suomen hinta-alueen mukaisen tuntihinnan vähennettynä välityspalkkiolla 0,3 snt/kWh. Aloitusmaksu välityspalkkioineen edelleen laskee ylijäämäsähkön myynnistä saatuja tuottoja, mikä edelleen korostaa ylimitoittamisen minimoinnin tärkeyttä. Maksetuissa korvauksissa ja sähkön ostohinnassa on verkkoyhtiöiden välillä suu-
restikin eroa, joten paikallisen verkkoyhtiön ehtoihin on syytä tutustua aina erikseen. (Tampereen Sähkölaitos 2015)

9 JOHTOPÄÄTÖKSET JA POHDINTA

Aurinkosähköjärjestelmien hintojen tasaisesti laskiessa on aurinkosähkön mikrotuotannon hyödyntäminen tulossa kannattavaksi myös Suomen leveyspiireillä. Aurinkoenergiaa voidaankin tehokkaasti hyödyntää myös sähköverkon rinnalla toimivalla järjestelmällä, jonka avulla korvataan osuus verkosta ostettavasta sähköstä. Tällöin mahdollistetaan suora säästö maksetun sähkön hinnassa ja vähennetään samalla riippuvuutta fossiilisista polttoaineista kasvattaen omavaraisuutta. Aurinkosähköjärjestelmät nousevat houkutteleviksi energianlähteiksi erityisesti tulevaisuudessa järjestelmien ja sähköverkkojen kehittyessä sekä järjestelmien hintojen laskiessa.

Aurinkosähkö sopii hyvin Pirkkalan kasarmirakennuksen tyyppiseen suuren pohjakuorman rakennukseen lisäenergian tuojana ja varaa olisi ollut mitoittaa sekä tilan että pohjakuorman perusteella 10 kWp:n järjestelmää suurempikin paneelisto rakennuksen katolle. Suuremmissa järjestelmissä kokonaisinvestointisumma on suurempi, mutta tuotettua kilowattia kohden euromääräinen hinta saadaan pienemmäksi, jolloin pitoajalla saavutettu kokonaishyötykin on suurempi. 40 asteen kulmaan asennetuista 40 paneelistä muodostuvalle järjestelmälle saatu 22 vuoden takaisinmaksuaika on varsin tyyppillinen nykyisillä aurinkopaneelien hinnoilla. Tulevina vuosina, hintojen tasaisesti laskiessa, voidaan takaisinmaksuaikojen olettaa myös lyhenevän. Osaltaan investointeja hidastaa-kin juuri ajankohdan lykkäämisestä saavutettu etu, sillä järjestelmien kehitys on nopeaa.

Katolle mitoitettun 10 kWp:n paneelijärjestelmän hiilijalanjäljen kumotessa karkeasti arvioiden nykyaikaisen henkilöauton ajoaikanaan tuottamat hiilidioksidipäästöt, ei sen vaikutus itsessään ole vielä kovin merkittävä Suomen kokonaispäästöjen mittakaavassa. Aurinkopaneelien ja tuulivoimaloiden yleistyessä alkaa niiden hiilijalanjäljellä olla kuitenkin jo merkittävää käytännön vaikutusta ja ne vievät Suomea tasaisesti kohti sen hiilineutraaleja tavoitteita sekä osaltaan ehkäisevät haitallisen kasvihuoneilmiön laajenemista.

Oman kehittymiseni lisäksi uskon opinnäytetyön toimivan hyvänä ja ajankohtaisena tietolähteenä rakennuslaitokselle verkkoon liitetyn aurinkopaneelijärjestelmän suunnitteluun liittyvissä seikoissa, joten työtä voidaan pitää onnistuneena.

LÄHTEET

PhRakL, Puolustushallinnon rakennuslaitos. RAKENNUSLAITOS. Viitattu 9.1.2015.
[http://www.phrakl.fi/phrakl/Publish.nsf/\\$all/29E9D8BF8EA83C04C2256FC50042E0EF](http://www.phrakl.fi/phrakl/Publish.nsf/$all/29E9D8BF8EA83C04C2256FC50042E0EF)

PhRakL, Puolustushallinnon rakennuslaitos. ORGANISAATIO. Viitattu 9.1.2015.
[http://www.phrakl.fi/phrakl/Publish.nsf/\\$all/4893ECCEFB08E53C2256FC50042B92D](http://www.phrakl.fi/phrakl/Publish.nsf/$all/4893ECCEFB08E53C2256FC50042B92D)

PhRakL, Puolustushallinnon rakennuslaitos. PALVELUT. Viitattu 9.1.2015.
[http://www.phrakl.fi/phrakl/Publish.nsf/\\$all/B66205203EBD001FC2256FC50042D01C](http://www.phrakl.fi/phrakl/Publish.nsf/$all/B66205203EBD001FC2256FC50042D01C)

Hietalahti, L. 2013. Sähkövoimatekniikan perusteet. AMK-Kustannus Oy Tammer-
 tekniikka

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

University of Oregon. 2007. Solar radiation monitoring laboratory. Luettu 26.1.2015.
<http://solarat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>

Euroopan komission www-sivut. 2014. PVGIS aurinkosähkölaskuri. Viitattu 28.1.2015.
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>

Naps Systems Oy 2014. Naps NSR-aurinkosähköjärjestelmät. [PDF] Viitattu 2.2.2015.
<http://www.napssystems.com/wordpress/fi/aurinkosahko-totta-vai-tarua>

Korpela, Aki. 2014. Aurinkosähkön perusteet. [PDF]. Viitattu 27.1.2015.

Suntekno Oy. 2015. Aurinkopaneelin toimintaperiaate. [PDF]. Viitattu 8.2.2015

Pure Energies 2015. Solar Panel Efficiency. [www-sivu]. Viitattu 12.2.2015
<http://pureenergies.com/us/how-solar-works/solar-panel-efficiency/>

Energy informative 2015. Which Solar Panel Type is Best?. Viitattu 17.2.2015.
<http://energyinformative.org/best-solar-panel-monocrystalline-polycrystalline-thin-film/>

Nousiainen, L. Issues on Analysis and Design of Single-Phase Grid-Connected
 Photovoltaic Inverters. Väitöskirja. Tampere 2012. Tampereen teknillinen yliopisto.
 Julkaisu 1087. 125 s.

European Photovoltaic Industry Association. Solar PV [www-sivu]. Viitattu 20.2.2015.
<http://www.epia.org/solar-pv/pv-technologies-cells-and-modules.html>

Finnwind –verkkokauppa. [www-sivu]. Viitattu 25.2.2015.
<http://www.verkkokauppa.finnwind.fi/>

NASA 2015. Surface meteorology and Solar Energy. [www-sivu]. Viitattu 8.3.2015.
<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>

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

Tilastokeskus 2015. Sähkön hinta kuluttajatyypeittäin. [www-sivu]. Viitattu 22.3.2015.
http://tilastokeskus.fi/til/ehi/2014/04/ehi_2014_04_2015-03-19_kuv_005_fi.html

Tampereen Sähkölaitos 2015. Pientuotannon liittäminen jakeluverkkoon. [www-sivu]. Viitattu 28.3.2015.

<https://www.tampereensahkolaitos.fi/sahkoverkkopalvelut/TSV-pientuotanto/Pientuotanto/Sivut/default.aspx#.VRaiceHs9xA>

Energiateollisuus Ry 2011. Verkostosuositus YA9:09. Mikrotuotannon liittäminen sähkönjakeluverkkoon. [PDF]. Ladattu 28.3.2015

http://energia.fi/sites/default/files/mikrotuotannon_liittaminen_verkostosuositus_lopullinen_2009.pdf

Tampereen kaupunki 2015. Aurinkosähköopas tamperelaisille. [PDF]. Ladattu 31.3.2015

http://www.tampere.fi/material/attachments/a/6Gkg9C2MG/Aurinkosahkoopas_36660_vedos.pdf

Motiva 2015. Aurinkosähköjärjestelmien hinta. [www-sivu]. Viitattu 31.3.2015

http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelmien_hinta

TEM, Työ- ja elinkeinoministeriö 2015. Energia ja ilmastotiekartta 2050. [www-sivu]. Viitattu 31.3.2015.

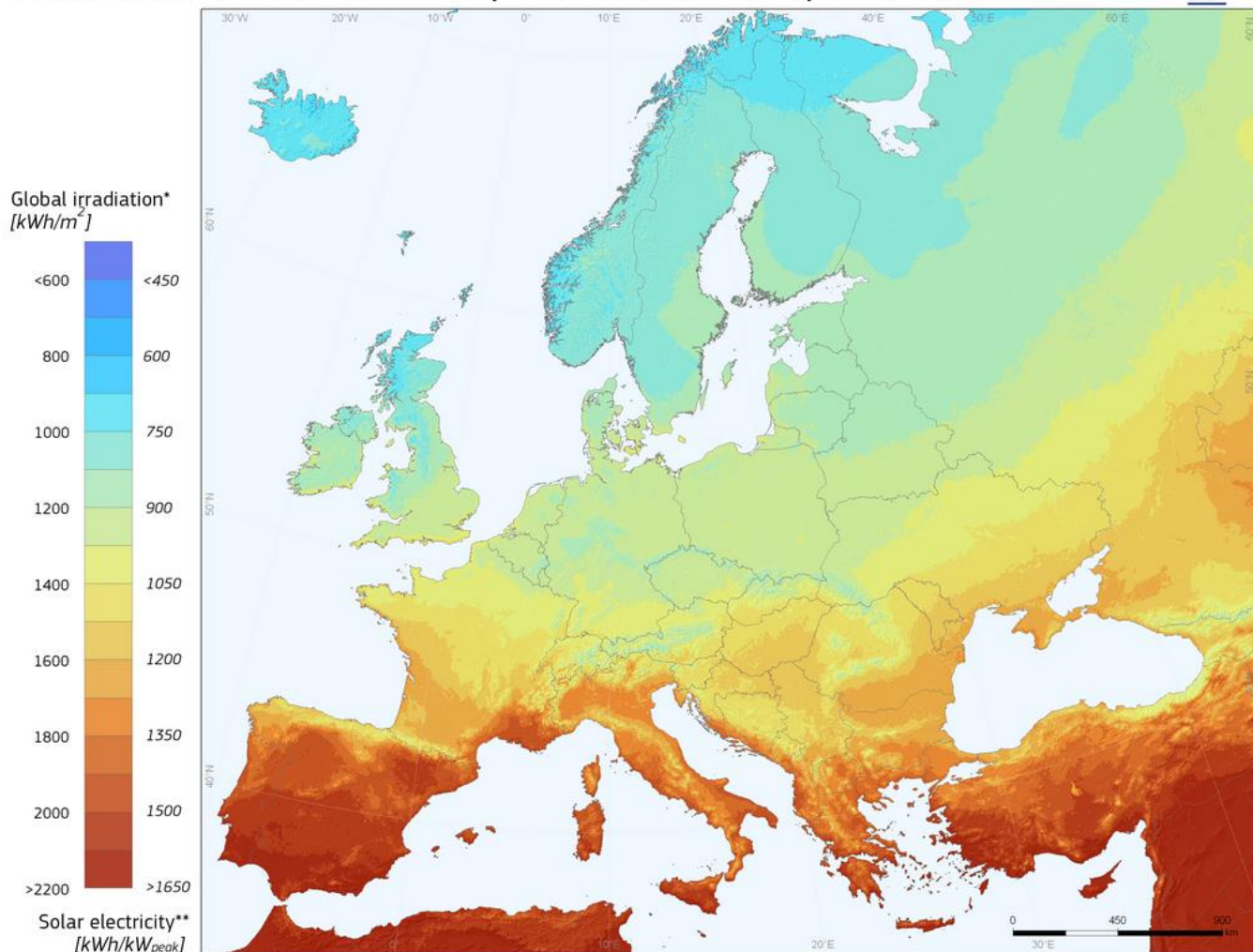
https://www.tem.fi/ajankohtaista/vireilla/strategiset_ohjelmat_ja_karkihankkeet/energia-_ja_ilmastotiekartta_2050

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

LIITTEET

Liite 1. Keskimääräinen auringon vuotuinen säteily Euroopassa

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries



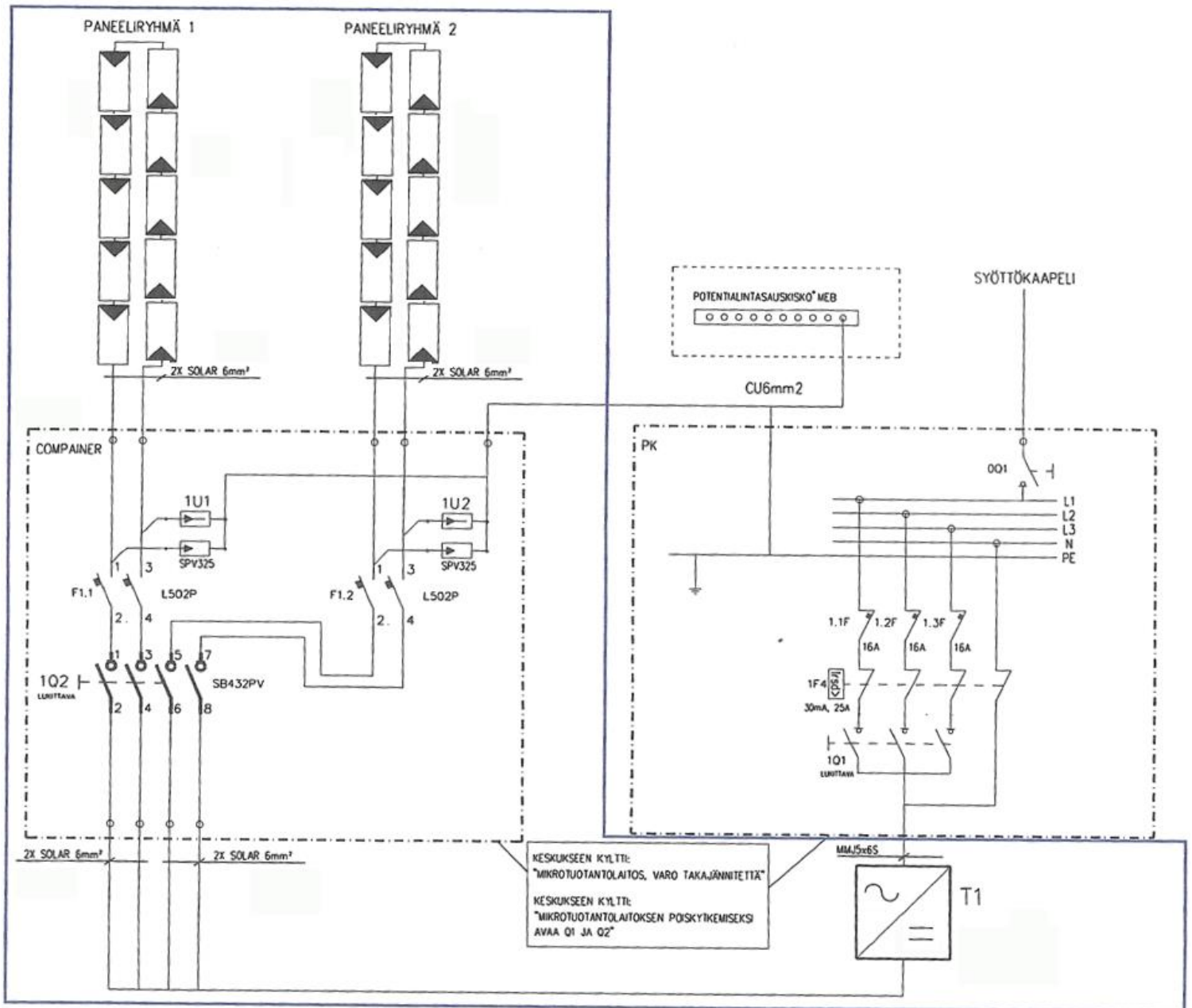
* Yearly sum of global irradiation incident on optimally-inclined south-oriented photovoltaic modules

**Yearly sum of solar electricity generated by optimally-inclined 1kW_p system with a performance ratio of 0.75

© European Union, 2012
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
EC - Joint Research Centre
In collaboration with: CM SAF, www.cmsaf.eu

Liite 2. Verkkoon kytketyn järjestelmän rakenne



Liite 3. Sunny Tripower -invertterin datalehti



Efficient

- Maximum efficiency of 98.1 %
- OptiTrac-Global Peak for best tracking efficiency*
- Bluetooth Communication

Safe

- Electronic string fuse and failure detection
- Integrable DC overvoltage protector (Type II)
- String current monitoring

Flexible

- DC input voltage up to 1,000 V
- Integrated grid management functions
- Tailor made plant design with Optiflex

Simple

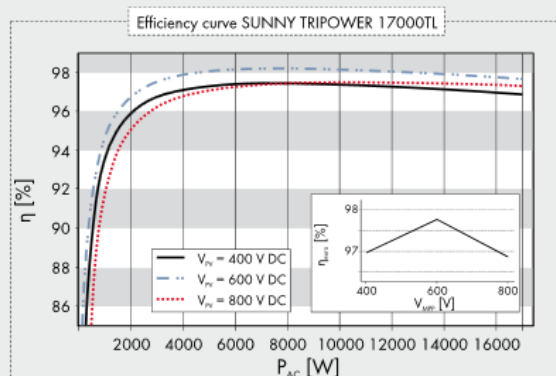
- Three-phase feed-in
- Cable connection without tools
- DC plug system SUNCLIX
- Easily accessible connection area

SUNNY TRIPOWER 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

The three-phase inverter for easy system design

Packed full of pioneering technology: thanks to the new Optiflex technology with two MPP inputs and its very broad input voltage range, the three-phase Sunny Tripower is suited to almost any module configuration. In addition, it is highly flexible in terms of the plant design – right up to the megawatt range. The Sunny Tripower meets all the requirements for reactive power supply, utility interaction management and grid support, thus making a reliable contribution to grid management. The extensive Optiprotect safety concept, with its self-learning string failure detection, electronic string fuse and integrable DC overvoltage protector Type II, ensures maximum availability.

Technical data	Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 12000TL	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 17000TL
Input (DC)				
Max. DC power (@ cos φ = 1)	10200 W	12250 W	15340 W	17410 W
Max. DC voltage	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
MPP voltage range	320 V – 800 V	380 V – 800 V	360 V – 800 V	400 V – 800 V
DC nominal voltage	600 V	600 V	600 V	600V
Min. DC voltage / start voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current / per string	A: 22 A, B: 11 A / 33 A	A: 22 A, B: 11 A / 33 A	A: 33 A, B: 11 A / 33 A	A: 33 A, B: 11 A / 33 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	2 / A: 4, B: 1	2 / A: 4, B: 1	2 / A: 5, B: 1	2 / A: 5, B: 1
Output (AC)				
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	10000 W	12000 W	15000 W	17000 W
Max. AC apparent power	10000 VA	12000 VA	15000 VA	17000 VA
Nominal AC voltage; range	3 / N / PE, 230 V / 400 V; 160 V – 280 V			
AC grid frequency; range	50, 60 Hz; – 6 Hz, +5 Hz	50, 60 Hz; – 6 Hz, +5 Hz	50, 60 Hz; – 6 Hz, +5 Hz	50, 60 Hz; – 6 Hz, +5 Hz
Max. output current	16 A	19.2 A	24 A	24.6 A
Power factor (cos φ)	0.8 leading ... 0.8 lagging			
Phase conductors / connection phases / power balancing	3 / 3 / –	3 / 3 / –	3 / 3 / –	3 / 3 / –
Efficiency				
Max. efficiency / Euro-eta	98.1 % / 97.7 %	98.1 % / 97.7 %	98.1 % / 97.7 %	98.1 % / 97.7 %
Protection devices				
DC reverse-polarity protection / reverse current protection	●/electronic	●/electronic	●/electronic	●/electronic
ESS switch-disconnector	●	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●	●
Ground fault monitoring	●	●	●	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●	●	●	●
Galvanically isolated / all-pole sensitive fault current monitoring unit	–/●	–/●	–/●	–/●
DC overvoltage protector type II	○	○	○	○
String failure detection	●	●	●	●
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III	I / III	I / III
General data				
Dimensions (W / H / D) in mm	665 / 690 / 265	665 / 690 / 265	665 / 690 / 265	665 / 690 / 265
Weight	65 kg	65 kg	65 kg	65 kg
Operating temperature range	–25 °C ... +60 °C	–25 °C ... +60 °C	–25 °C ... +60 °C	–25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com
Internal consumption: (night)	1 W	1 W	1 W	1 W
Topology	transformerless	transformerless	transformerless	transformerless
Cooling concept	OptiCool	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Electronics protection rating / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H	4K4H
Features				
DC connection: SUNCLIX	●	●	●	●
AC connection: screw terminal / spring-type terminal	–/●	–/●	–/●	–/●
Display: text line / graphic	–/●	–/●	–/●	–/●
Interfaces: RS485 / Bluetooth	○/●	○/●	○/●	○/●
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○
Certificates and permits (more available on request)	CE, VDE 0126-1-1, Enel-GUIDA, G83/1-1*, PPC, AS4777, EN 50438**, C10/C11, IEC 61727			
* In planning, ** Does not apply to all national deviations of EN 50438				
● Standard features ○ Optional features – Not available				
Provisional data, as of March 2010 – data at nominal conditions				
Type designation	STP 10000TL-10	STP 12000TL-10	STP 15000TL-10	STP 17000TL-10



Accessories



RS485 interface
DM-485CB-10



DC overvoltage protector
(type II), input A
DCSPD KIT1-10



DC overvoltage protector
(type II), inputs A and B
DCSPD KIT2-10

Liite 4. SOLARWATT Blue 60P –aurinkopaneelin datalehti

SOLARWATT BLUE 60P

Polycrystalline solar cells, 230 Wp - 255 Wp
Aluminium frame



ENGLISH

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/m² 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

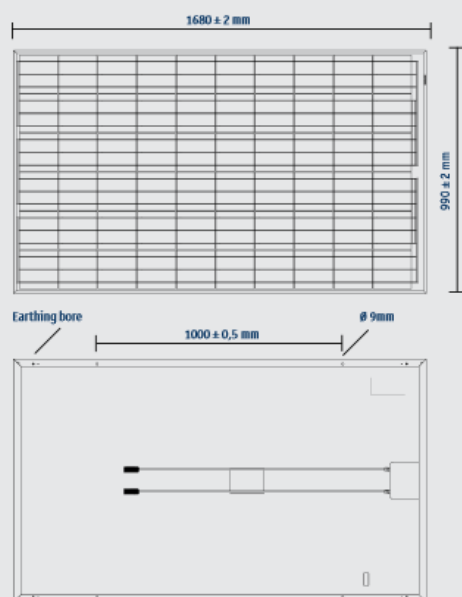


SOLARWATT GmbH
Maria-Reiche-Str. 2a
01109 Dresden, Germany
Tel. +49 351 8895-0
Fax +49 351 8895-111
info@solarwatt.de
www.solarwatt.de

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



DIMENSIONS



GENERAL DATA

Module technology	Glas-foil-laminate; aluminium frame
Cover material	High transparent solar glass (tempered), 3,2 mm
Encapsulation	EVA-solar cells-EVA
Back material	Multi-layer polymer sheet, white
No. and type of cells	60 polycrystalline solar cells
Dimensions of cells	156 x 156 mm
Cables and connectors	MC4/PV4 plug connector, cables 2 x 1,00 m/4 mm ²
Bypass-diodes	3
Application class	Application class A (nach IEC 61730)
Dimensions (LxWxH)	1680 x 990 x 40 mm
Weight	19 kg
Max. system voltage	1000V (US 600 VDC)
Mechanical Ratings	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.
Qualifications	IEC 61215 Ed.2, IEC 61730 (incl. Safety class II)

ELECTRICAL DATA (STC)

STC: Standard Test Conditions: measurement conditions: Radiation strength 1000 W/m², spectral distribution AM 1.5, temperature 25 ± 2 °C, in accordance with EN 60904-3

Nominal power P_N	230 Wp	235 Wp	240 Wp	245 Wp	250 Wp	255 Wp
Nominal voltage U_{mpp}	29,4 V	29,7 V	29,9 V	30,1 V	30,2 V	30,4 V
Nominal current I_{mpp}	7,83 A	7,92 A	8,03 A	8,14 A	8,28 A	8,39 A
Open circuit voltage U_{oc}	36,7 V	36,9 V	37,2 V	37,4 V	37,6 V	37,8 V
Short circuit current I_{sc}	8,27 A	8,40 A	8,50 A	8,57 A	8,69 A	8,77 A
IR*	20 A					

Measuring tolerances P_{max} ± 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/m² to 200 W/m² (25 °C): 4 ± 2 % (relative) / -0,6 ± 0,3 % (absolute).

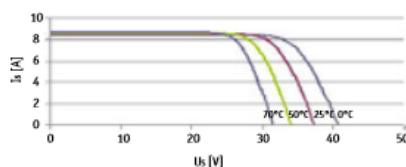
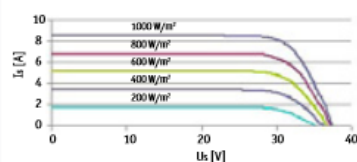
ELECTRICAL DATA (NOCT)

NOCT: Normal Operation Cell Temperature, measurement conditions: Radiation strength 800 W/m², AM 1.5, temperature 20 °C, wind speed 1m/s, electrical open-circuit operation

Nominal Power P_N	173 W	176 W	180 W	182 W	185 W	188 W
Nominal voltage U_{mpp}	27,0 V	27,3 V	27,5 V	27,6 V	27,7 V	27,9 V
Open circuit voltage U_{oc}	34,3 V	34,5 V	34,8 V	34,9 V	35,1 V	35,3 V
Short circuit current I_{sc}	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 255 Wp

THERMAL FEATURES

Operating Temperature Range	-40 ... +80 °C
Ambiente Temperature Range	-40 ... +45 °C
Temperature Coefficient of P_N	-0,38%/K
Temperature Coefficient of U_{oc}	-0,33%/K
Temperature Coefficient of I_{sc}	0,04%/K
NOCT	45 °C

[This data sheet conforms to DIN EN 50380:2003; 2013/12]