

Essi Kuikka

Kiinteistökohtainen aurinkosähkön tuotanto

– Kiinteistönomistajien suhtautuminen ja
rakennusten aurinkosähköpotentiaalit

Metropolia Ammattikorkeakoulu

Insinööri (YAMK)

Talotekniikka

Opinnäytetyö

7.10.2018

| | |
|---|--|
| Tekijä Otsikko Sivumäärä Aika | Essi Kuikka Kiinteistökohtainen aurinkosähkön tuotanto – kiinteistönomistajien kiinnostus ja rakennusten aurinkosähköpotentiaalit 68 sivua + 3 liitettä 7.10.2018 |
| Tutkinto | Insinööri (YAMK) |
| Tutkinto-ohjelma | Talotekniikka |
| Ohjaajat | Kehityspäällikkö Ilkka Alatalo, Colliers International Finland Lehtori Jarmo Tapio, Metropolia ammattikorkeakoulu |
| <p>Opinnäytetyön tavoitteena oli selvittää kiinteistöjen omistajien edustajien kiinnostusta kiinteistökohtaisen aurinkosähkön tuotantoon sekä laskea rakennusten aurinkosähköpotentiaaleja. Kiinnostusta selvitettiin kyselyllä ja potentiaalit laskettiin Euroopan komission aurinkosähkölaskimella, jolla voidaan arvioida sekä sähkön tuotantoa että hintaa. Kattojen pinta-alat, suuntaus ja aurinkopaneeleille soveltuva pinta-ala puolestaan arvioitiin kaupallisten toimijoiden nettipalveluiden avulla.</p> <p>Aurinkosähkön tuotanto on kasvanut tällä vuosikymmenellä vuosittain kymmeniä prosentteja ja kasvun voi olettaa jatkuvan voimakkaana. Aurinkosähkön tuotanto kiinnostaa omistajien edustajia laajasti. Vastaaajista 86 % on kiinnostunut aurinkosähkön tuotannosta ja puolet voisi tehdä investointipäätöksen tämän tai ensi vuoden aikana.</p> <p>Puolet kyselyyn vastanneista piti aurinkovoimalan takaisinmaksuaikaa liian pitkänä, mutta aurinkosähkön tuotannolle on muitakin syitä. Näistä tärkeimmät ovat ympäristönäkökohdat ja kiinteistön vuokrattavuuden paraneminen, sillä myös vuokralaiset ovat tulleet aiempaa ympäristötietoisemmiksi. Tätä tukee se, että myös takaisinmaksuaikaa liian pitkänä pitävien joukosta kolmasosa voisi tehdä investointipäätöksen tänä tai ensi vuonna.</p> <p>Kartoitettujen rakennusten katot sopivat aurinkosähkön tuotantoon pääosin hyvin. Potentiaali vaihteli välillä 26–870 MWh/a ja voimalan nimellisteho välillä 20–1 000 kW_p. Parhailla katoilla potentiaali on niin suuri, että sähkön kiinteistön sähkön kulutus on tuotantoa rajoitettava tekijä, sillä sähkön myyminen verkkoon tai varastoiminen akkuihin ei ole ainakaan toistaiseksi kannattavaa.</p> <p>Tuotetun sähkön hinta ilman tukia, arvonnäköveroä ja laskentakorkoa oli Etelä-Suomessa 6,4–7,5 c/kWh ja pohjoisempaan 6,3–7,8 c/kWh. Investointituki huomioiden sähkö on vielä edullisempaa, joten aurinkosähkön hinta on kilpailukykyinen verkosta ostettuun verrattuna.</p> | |
| Avainsanat | Aurinkosähkö, kiinteistökohtainen, potentiaali, kiinteistönomistaja, katto |

| | |
|---|--|
| Author Title | Essi Kuikka On-site solar power - Property owners' interest and buildings' solar power potentials |
| Number of Pages Date | 68 pages + 3 appendices October 7 th , 2018 |
| Degree | Master of Engineering |
| Degree Programme | Building Services |
| Instructors | Ilkka Alatalo, Development Manager Jarmo Tapio, Senior lecturer |
| <p>The objective of this Master's thesis was to establish some property owners' interest in on-site solar power production and to calculate the solar power potentials of their properties. This was done with an on-line survey and internet services by the European Commission and solar panel retailers.</p> <p>The survey showed that the 86 % of the respondents were interested in on-site solar power production, and half of them could make an investment decision in two years. Half of the respondents considered the payback time of solar power to be too long. However, one third of them still anticipated an investment decision in two years, due to environmental reasons and improved leaseability of the property. It also was found out that property owners might need independent consultancy during the solar power project.</p> <p>Most of the surveyed rooftops suited well for solar power production. The potentials were 27-870 MWh/year and the peak power of the plants 20-1,000 kWp. The best potentials exceeded the electricity consumption of the properties.</p> <p>The unsubsidized price before VAT and without interest rate would be 5.4-7.8 c/kWh. With an investment subsidy, the prices are even lower. Therefore, the price of produced electricity is competitive with that of purchased electricity.</p> | |
| Keywords | Solar power, on-site, potential, property owner, rooftop |

Sisällys

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | Johdanto | 1 |
| 2 | Aurinkosähkön tuotanto | 2 |
| 2.1 | Auringon säteily ja aurinkosähköpotentiaalit Suomessa | 5 |
| 2.2 | Aurinkosähkön tuotannon kannattavuus | 9 |
| 2.3 | Kiinteistökohtainen aurinkosähkön tuotanto | 11 |
| 2.4 | Aurinkopaneelien suuntaaminen | 15 |
| 2.5 | Aurinkovoimalan rakenne | 15 |
| 2.6 | Aurinkokennot | 16 |
| 2.7 | Invertterit | 23 |
| 2.8 | Tasavirtaoptimoijat | 25 |
| 2.9 | Sarjaankytkentä ja paneelin osittaisvarjostus | 27 |
| 2.10 | Seurantalaitteet | 28 |
| 2.11 | Aurinkopaneelien elinkaaripäästöt | 29 |
| 2.12 | Aurinkopaneelien kierrätys | 32 |
| 3 | Tutkimusmenetelmät | 34 |
| 3.1 | Kyselytutkimus | 34 |
| 3.2 | Aurinkosähköpotentiaalit | 34 |
| 3.2.1 | Esimerkkikiinteistön aurinkosähköpotentiaalin määrittäminen | 35 |
| 3.2.2 | Paneelien suuntaaminen ja kallistus | 41 |
| 4 | Tulokset ja niiden tulkinta | 45 |
| 4.1 | Kyselytutkimus | 45 |
| 4.2 | Kiinteistökohtaiset laskelmat | 55 |
| 4.2.1 | Aurinkosähköpotentiaalit | 55 |
| 4.2.2 | Tuotetun sähkön hinta | 57 |
| 5 | Yhteenveto | 59 |
| | Lähteet | 63 |

Liitteet

Liite 1. Kiinteistönomistajille esitetyt kysymykset

Liite 2. Esimerkkikiinteistön aurinkosähkön tuotanto

Liite 3. Kiinteistöjen tiedot ja aurinkosähköpotentiaalit

1 Johdanto

EU:n uusiutuvan energian direktiivin mukaan 20 % EU:n energiasta on tuotettava uusiutuvilla energiamuodoilla vuoteen 2020 mennessä. Eurooppa-neuvostossa puolestaan asetettiin vuonna 2014 sitovaksi tavoitteeksi, että uusiutuvien osuus on oltava vähintään 27 % energiantuotannosta vuoteen 2030 mennessä. (Uusiutuvan energian käytön edistäminen – neuvoston kanta vahvistettu 2017.) Tavoite velvoittaa myös Suomea lisäämään uusiutuvan energian tuotantoa ja aurinkosähkön tuotanto on yksi keino tavoitteen saavuttamiseksi.

Auringon säteilyteho maapallolle on noin $1,7 \times 10^{14}$ kW. Teho on noin kymmentuhatkerlainen ihmiskunnan vuonna 2008 käyttämään tehoon verrattuna (Tahkokorpi 2016). Toisin sanottuna ihmiskunnan vuodessa kuluttama energiamäärä saapuu maapallolle auringon säteilyä joka tunti (Tripathy 2016). Aurinkoenergiaa on siis ainakin teoriassa tarjolla huomattavasti enemmän kuin ihmiskunnan tarpeiksi. Haaste on se, että säteily jakautuu erittäin epätasaisesti maantieteellisen sijainnin, vuodenajan ja vuorokaudenajan mukaan.

Kiinteistönomistajille aurinkosähkön tuotanto voi tuoda taloudellisen hyödyn lisäksi imagoetua. Yhä useammat vuokralaiset laativat omia ympäristöraporttejaan ja vaativat myös toimitiloiltaan energiasertifikaattia tai vähintään tiettyä energialuokkaa. Tällöin aurinkosähkön tuottaminen kiinteistöllä parantaa tilojen vuokrattavuutta. Lisäksi aurinkosähkön tuottaminen huomioidaan kiinteistöjen energiatehokkuussopimuksen velvoitteiden täyttämässä, jos kiinteistö on liittynyt sopimukseen.

Opinnäytetyön tilasi Colliers International Finland Oy. Colliers International on maailmanlaajuisesti toimiva kiinteistöpalveluja tarjoava yritys ja Colliers International Finland Oy sen tytäryhtiö. Colliers International Finland Oy tarjoaa kiinteistöjohtamisen, projektinjohdon ja taloushallinnon palveluita. Colliersilla työskentelee 15 000 kiinteistöalan ammattilaista 68 maassa. Suomessa työntekijöitä on noin 500.

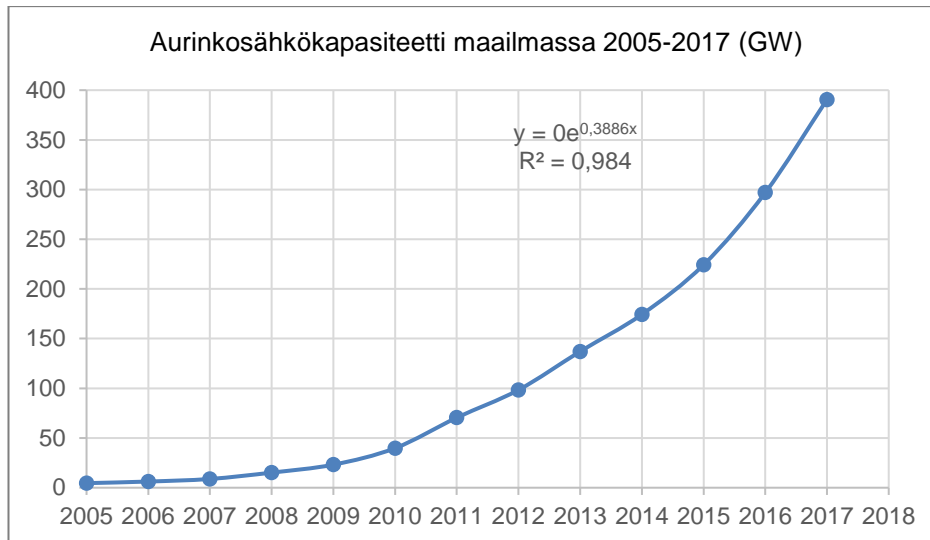
Opinnäytetyön tavoitteena oli kartoittaa Colliers International Finlandin hallinnoimien kiinteistöjen aurinkosähköpotentiaaleja sekä sitä, ovatko kiinteistönomistajat kiinnostuneita investoimaan aurinkosähkölaitteisiin, miksi tai miksi eivät, ja minkälaista apua

tai lisätietoa he tarvitsisivat päätöksenteon tueksi. Kiinteistönomistajien edustajien kiinnostusta aurinkosähköä kohtaan kartoitettiin kyselylomakkeella ja asiasta kiinnostuneille tehtiin laskelma aurinkosähkötentiaalista yhdellä kiinteistöllä. Kattopinta-alat määritettiin aurinkosähköljärjestelmiä myyvien yritysten karttapalvelujen avulla, minkä jälkeen laskettiin aurinkosähkötentiaali ja arvioitiin sähkön hinta Euroopan komission aurinkosähkölaskimella.

2 Aurinkosähkön tuotanto

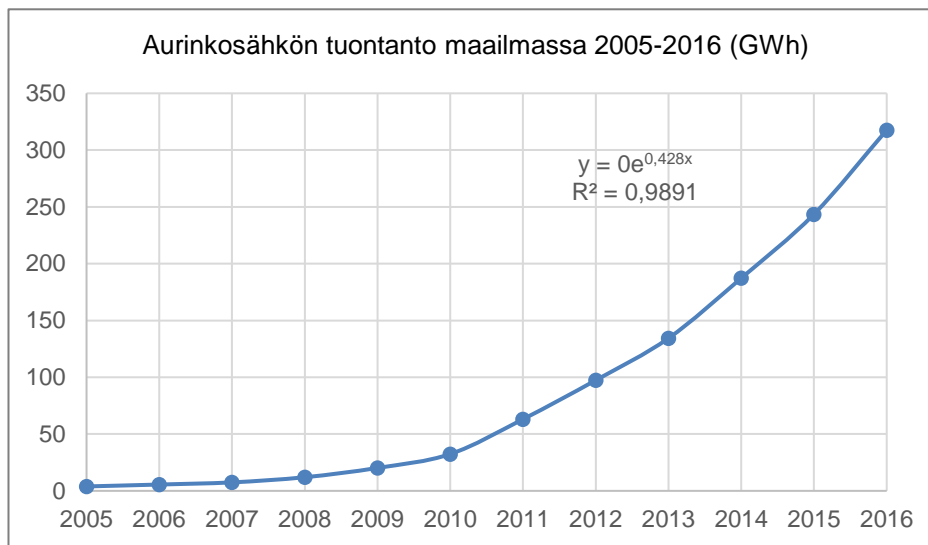
Vuonna 2017 suurimmat aurinkosähkön tuottajamaat ovat järjestyksessä Kiina, Japani, Yhdysvallat, Saksa, Italia ja Intia. Kiinan osuus maailman aurinkovoimakapasiteetista vuonna 2016 oli 23 %, Yhdysvaltojen ja Japanin 14 %, Saksan 13 % ja Italian ja Intian 6 %. Kaikkien muiden maiden yhteenlasketuksi osuudeksi jäi 24 %. (Renewable Capacity Statistics 2018.)

Maailman asennettu aurinkosähkötentiaatti kasvoi 391 gigawattiin vuonna 2017. Kasvua vuodesta 2016 oli 32 %. Maailman aurinkosähkötentiaatti vuosina 2005–2017 on esitetty kuvassa 1. Eniten uutta aurinkosähkötentiaattia vuonna 2017 asensivat Kiina (53 GW), Intia (10 GW) ja Yhdysvallat (8 GW). Kiina vastasi yksin yli puolesta koko maailman aurinkosähkötentiaatin lisäyksestä. Suurista tuottajamaista myös Japanissa kapasiteetin kasvu on jatkunut voimakkaana, mutta Saksassa kapasiteetin kasvu on hidastunut ja Italiassa pysähtynyt. Intian aurinkosähkötentiaatti saavutti vuonna 2017 Italian tason ja molempien maiden kapasiteetti on noin 19 GW. EU-maiden suurin suhteellinen kasvu on nähty Tanskassa, jossa aurinkosähkötentiaatti on kolmesataakertais- tunut kymmenessä vuodessa. Tanskan asennettu aurinkosähkötentiaatti on 906 MW eli Suomeen nähden 18-kertainen. (Renewable Capacity Statistics 2018.)



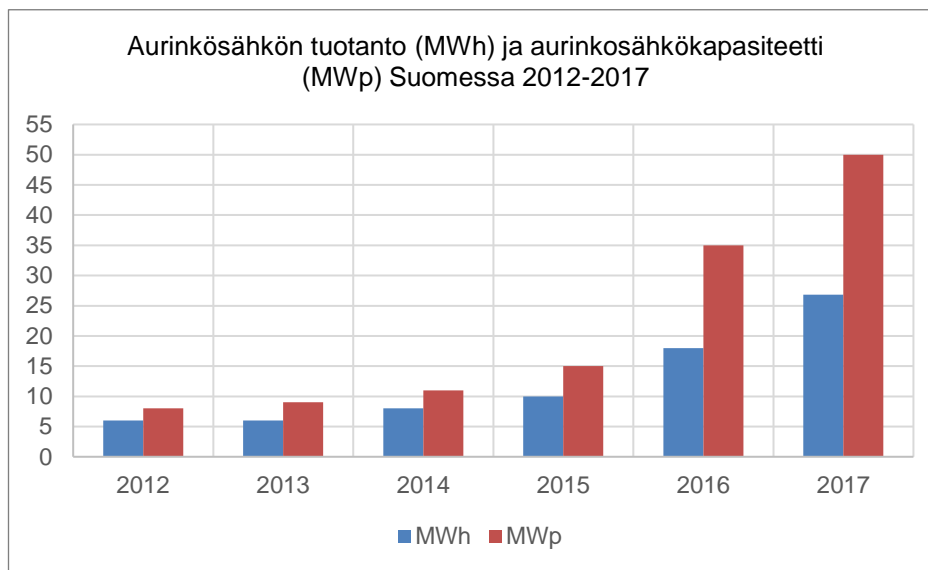
Kuva 1. Maailmanlaajuinen aurinkosähkökapasiteetti 2005–2017 (Solar Energy Data 2018)

Viimeisimmät aurinkosähkön tuotantoluvut ovat vuodelta 2016, jolloin aurinkosähköä tuotettiin maailmanlaajuisesti noin 318 GWh, mikä vastaa hieman yli yhtä prosenttia maailman sähköntuotannosta. Kasvua vuodesta 2015 oli 30 %. Vuosina 2006–2016 aurinkosähkön tuotanto kasvoi 34–96 prosentin vuosivauhtia. (mm. End-of-life Management Solar Photovoltaic Panels 2016 ja World Energy Resources Solar 2016.) Maailman aurinkosähkön tuotanto on esitetty kuvassa 2. Luvut eivät sisällä keskittävää aurinkosähköä, jossa sähkö tuotetaan keskittämällä auringon säteilyä esimerkiksi peilien avulla ja tuottamalla siitä lämpöä ja sitä kautta sähköä. Keskittävän aurinkosähkön tuotanto oli vuonna 2016 noin 11 GWh.



Kuva 2. Aurinkosähkön tuotanto maailmassa vuosina 2005–2016 (Solar Energy Data 2018)

Vuonna 2016 Suomessa tuotettiin 18 GWh aurinkosähköä. Sähkön kokonaistuotanto ja hankinta vuonna 2016 oli noin 85 TWh, joten aurinkosähkön osuus on toistaiseksi lähes merkityksetön. (Sähkön hankinta ja kokonaiskulutus 2018.) Toisaalta kasvua vuodesta 2015 oli 87 %. Kasvu on ollut voimakasta vuodesta 2013 lähtien. Aurinkosähkön tuotanto (MWh) Suomessa vuosina 2012–2017 sekä asennettu aurinkosähkökapasiteetti (MW_p) on esitetty kuvassa 3. Tilastokeskuksen ennakkotiedon mukaan aurinkosähkön tuotanto on kasvanut 43 % vuodesta 2016 vuoteen 2017.



Kuva 3. Aurinkosähkön tuotanto ja asennettu kapasiteetti Suomessa vuosina 2012–2017. Vuoden 2017 tuotanto on ennakkotieto (Sähkön hankinta ja kokonaiskulutus 2018.)

2.1 Auringon säteily ja aurinkosähköpotentiaalit Suomessa

Aurinkosähköpotentiaalilla tarkoitetaan sitä sähköenergiamäärää, joka jossain paikassa, esimerkiksi tietyllä kiinteistöllä, on mahdollista tuottaa. Potentiaali on nettoenergiamäärä eli siinä on huomioitu häviöt, joita syntyy esimerkiksi invertterissä ja paneelin lasituksen kokonaisheijastuksesta. Potentiaalista käytetään kokoluokasta riippuen yksikköä kilo-, mega- tai gigawattitunti. Aurinkosähkökapasiteetilla puolestaan viitataan voimalan nimellistehoon. Nimellistehon yksiköstä käytetään termiä piikkiwatti (engl. peak watt) ja lyhennettä W_p .

Suomessa monet eri tahot ovat määrittäneet rakennusten aurinkosähköpotentiaaleja. Potentiaaleja voi tutkia esimerkiksi Helsingin seudun ympäristöpalvelut -kuntayhtymän (HSY:n) ja monen kaupallisen toimijan sivuilla. Samalle rakennukselle ilmoitetut potentiaalit voivat vaihdella merkittävästi palvelusta toiseen, joten niiden suhteen kannattaa olla tarkkana. Ilmatieteenlaitoksen sivuilta puolestaan löytyy tietoa säteilymääristä erisuuntaisille seinäpinnoille, muttei aurinkosähköpotentiaalia.

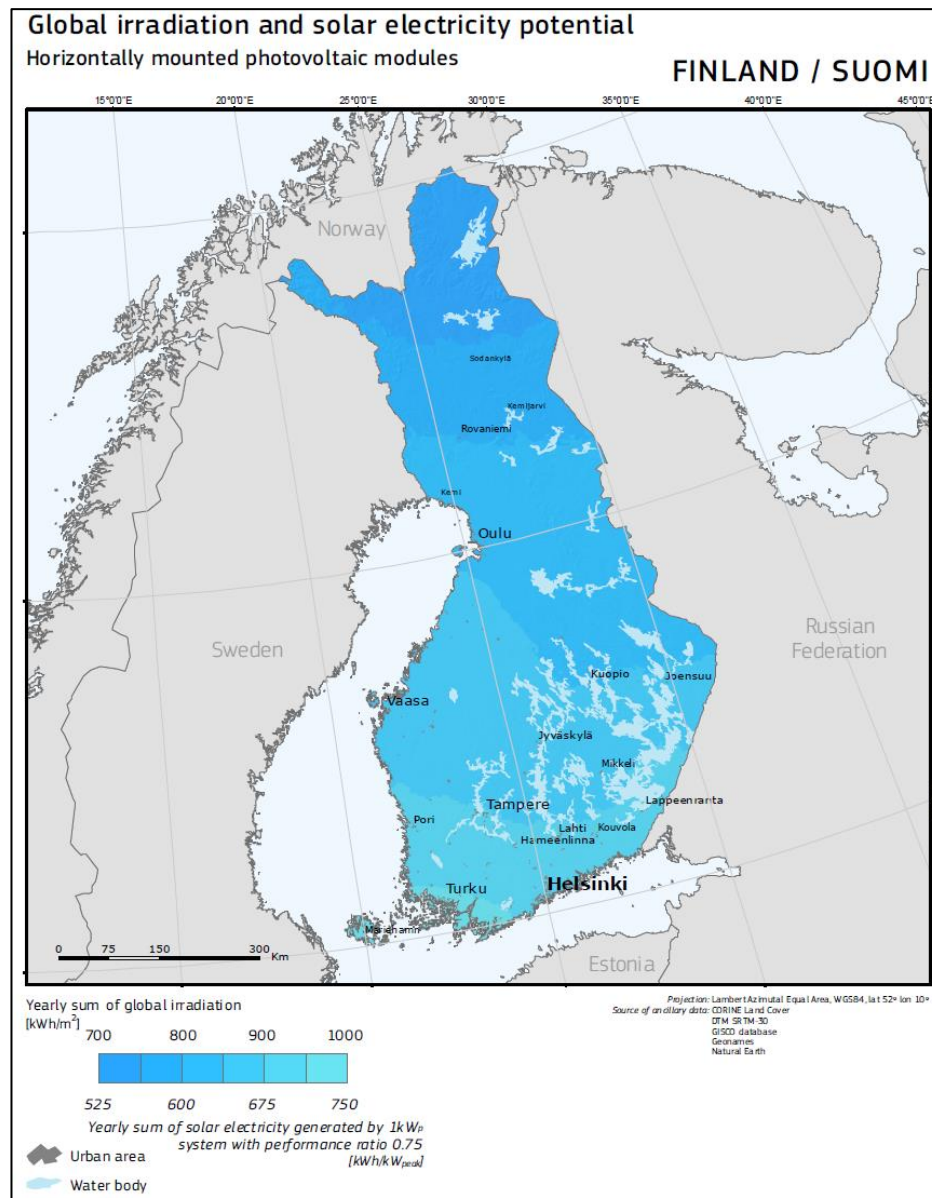
Ilmatieteen laitoksen mukaan Etelä-Suomessa (Helsinki-Vantaan lentokentällä) kokonaissäteilyenergian määrä vaakatasolle on noin 975 kWh/m^2 vuodessa, Keski-Suomessa (Jyväskylä) noin $890 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$ ja Pohjois-Suomessa (Sodankylä) noin 790

kWh/m²/a (Energiälaskennan testivuodet nykyilmastossa 2012). Euroopan eri kaupunkien säteilymääriä vaakatasolle on esitetty taulukossa 1 (Tahkokorpi 2016, s. 15) ja auringon vuosittainen säteily vaakapinnalle on esitetty kuvassa 1. Tahkokorven esittämä arvo Etelä-Suomessa vaakapinnalle saapuvasta säteilystä, 938 kWh/m²/a, on hieman alhaisempi kuin Ilmatieteen laitoksen arvo, kun taas Sodankylän arvo on hieman Ilmatieteenlaitoksen arvoa korkeampi. Arvot ovat kuitenkin lähes yhtä suuria.

Taulukko 1. Auringon säteily vaakapinnalle Euroopan kaupungeissa. (Tahkokorpi 2016, 15.)

| Kaupunki | Säteily määrä (kWh/m ² /a) | Leveyspiiri |
|-----------|--|-------------|
| Sodankylä | 807 | 67° 22' N |
| Reykjavik | 798 | 64° 08' N |
| Helsinki | 938 | 60° 12' N |
| Hampur | 938 | 53° 38' N |
| Pariisi | 1 032 | 48° 49' N |
| Rooma | 1 435 | 41° 48' N |
| Lissabon | 1 689 | 38° 43' N |

Taulukosta 1 huomataan, ettei säteily määrä riipu pelkästään leveyspiiristä. Esimerkiksi Etelä-Suomen säteily määrä on samaa luokkaa kuin Pohjois-Saksan. Myös Reykjavikin ja Sodankylän säteily määrät ovat lähes samat, vaikka Reykjavik on Oulun korkeudella.



Kuva 4. Auringon vuosittainen säteily vaakapinnalle. (Global irradiation and solar electricity potential - Horizontally mounted photovoltaic modules 2012.)

Aurinkopaneelia kallistamalla ja suuntaamalla se optimaalisesti saadaan tuotettua mahdollisimman paljon sähköä. Optimaalisesti kallistetulla kaakkoon suunnatulla paneelilla voidaan tuottaa vuositasolla noin 16 % enemmän, etelään suunnatulla 24 % enemmän ja lounaaseen suunnatulla paneelilla 15 % enemmän sähköä kuin vaakatasoon asennetulla paneelilla. (Energialaskennan testivuodet nykyilmastossa 2012) Optimaalisesti suunnatun ja kallistetun aurinkopaneelin pinnalle osuva vuosittainen säteily määrä eri puolilla Suomea on esitetty kuvassa 5.



Kuva 5. Auringon vuosittainen säteily optimaalisesti suunnatulle ja kallistetulle pinnalle. (Global irradiation and solar electricity potential - Optimally-inclined photovoltaic modules 2012.)

Aurinkosähkövoimalan, jonka nimellisteho on 10 kW, sähköntuottopotentiaaleja ja paneelin pinnalle saapuvaa vuosittaista säteilymäärää eri paikkakunnilla on vertailtu taulukossa 2. Paneelien suuntaus ja kallistus on optimoitu Euroopan komission laskimella jokaiselle paikkakunnalle erikseen, kuten luvussa 3.2.2 on esitetty.

Taulukko 2. Aurinkosähkövoimalan vuosittainen sähköntuotto ja auringon säteily paneelin pinnalle, kun voimalan nimellisteho on 10 kW ja paneelien suuntaus ja kallistus optimoitu. (Tietokanta ERA5)

| Paikkakunta | Leveyspiiri | Vuosi- potentiaali (kWh) | % Helsinki- Vantaan potentiaalista | Säteily paneelin pinnalle kWh/m ² /a |
|-----------------|-------------|--------------------------------|--|--|
| Helsinki-Vantaa | 60,3 | 9 480 | 100 % | 1 170 |
| Jyväskylä | 62,0 | 8 410 | 89 % | 1 050 |
| Kajaani | 64,5 | 8 170 | 86 % | 1 010 |
| Rovaniemi | 66,5 | 7 640 | 81 % | 946 |

2.2 Aurinkosähkön tuotannon kannattavuus

Aurinkovoimalan käyttökustannukset ovat erittäin alhaiset, joten investointi muodostaa suurimman osan tuotetun sähkön hinnasta. Aurinkopaneelien hinnat ovat romahtaneet murto-osaan vuoden 2000 tasosta. Edullinen hintakehitys yhdessä investointituen kanssa on tehnyt aurinkosähköstä kannattavaa.

Aurinkosähkövoimalan investointiin on mahdollista saada 25 % energiatukea. Tukea voidaan myöntää yrityksille ja yhteisöille, mutta ei asuinkiinteistöille eikä asunto-osakeyhtiöille. Etusijalla ovat uudet tekniikat, mutta myös vakiintuneen tekniikan hankkeet voivat saada tukea. Tuen myöntää Business Finland. Kotitaloudet saavat aurinkovoimalan asennustyöstä kotitalousvähennyksen.

Pelkästään vuosien 2011 ja 2014 välillä aurinkopaneelien hinnat laskivat Yhdysvalloissa noin 60 %, 1,30 dollarista 0,50 dollariin/W_p (Kabir ym. 2018). Vuonna 2017 paneelin hinta oli Yhdysvalloissa noin 0,4 \$/W_p. Lisäksi tulevat muut kustannukset, kuten invertteri, suunnittelu ja asennus, jolloin koko voimalan investointikustannus oli keskimäärin 1,1 \$/W_p eli 0,9 €/W_p. Saksassa investointikustannus oli vuonna 2017 1,17 \$/W_p eli 0,95 €/W_p ja Kiinassa 0,8 \$/W_p eli 0,65 €/W_p. Hintojen on ennustettu laskevan edelleen noin 4,4 prosentin vuosivauhtia, mikä tarkoittaa 27 prosentin laskua vuodesta 2017 vuoteen 2022 mennessä. (Solar Costs Are Hitting Jaw-Dropping Lows in Every Region of the World 2017.) Hinnat on muutettu dollareista euroiksi 21.3.2018 kurssilla, joka oli 1,228 \$/€.

FinSolar on koonnut aurinkosähkövoimaloiden investointikustannuksia eri kokoluokille Suomessa vuonna 2016. Tässä opinnäytetyössä olennaisia ovat 10–250 kilowatin ja yli 250 kilowatin kokoluokat kattoasennuksena. Niiden arvonlisäveroton investointikustannus oli 1 050–1 350 ja 950–1 300 €/kW_p, vastaavasti, mikä on hieman enemmän kuin Saksassa ja Yhdysvalloissa. (Aurinkosähköjärjestelmien hintatasot ja kannattavuus 2017.) Vuoden 2016 jälkeen hinnat ovat hieman laskeneet.

Nyrkkisääntönä on esitetty, että paneelien hinta laskee 20 % aina tuotannon tuplaantuessa, mikä onkin tähän asti pitänyt paikkansa. (mm. Pickard 2017) Saksassa paneelien hinta on laskenut hieman nopeammin. Vuodesta 1980 lähtien paneelien hinta on laskenut noin 24 % joka kerta tuotannon tuplaantuessa. (Photovoltaics Report 2018) Saksassa aurinkosähkön tuotantohinta suurilla aurinkovoimalaitoksilla laski vuosien 2005 ja 2014 välillä 40 sentistä 9 senttiin/kWh (Current and Future Cost of Photovoltaics 2015). Lasku oli keskimäärin 15 % vuodessa. Vuoden 2014 jälkeen lasku on jatkunut edelleen. Sähkön hintaan vaikuttavat paneelien hinnan lisäksi mm. työvoimakustannukset, joten aurinkovoimalan hinta ei laske yhtä nopeasti kuin paneelien hinta.

Energiayhtiöillä on Suomessa velvollisuus ostaa pientuottajien tuottama uusiutuva sähkö, mutta hinta on niin alhainen, ettei sähkön myyminen ole kannattavaa, vaan se kannattaa käyttää itse. Myös akkuun varastoiminen on myymistä kannattavampaa. (Tahkokorpi 2016, 135–136) Aurinkosähkön tuotanto on luonnollisesti korkeimmillaan kesällä keskipäivällä. Kiinteistön sähkönkulutuksen on oltava riittävän suuri tuntitasolla, joten olakseen kannattava, voimala tulee mitoittaa kesäpäivien sähkönkulutuksen mukaan tai sitä pienemmäksi.

Suomessa on selvitetty pientuottajille sähkön nettomittausta tuntitasolla ja asiasta on tehty lakialoite vuonna 2017. Tällä hetkellä nettomittausta ei kuitenkaan ole, vaan tuottaja voi joutua maksamaan sähköstä samaan aikaan, kun tuotanto ylittää kulutuksen. Näin voi tapahtua, jos sähköverkon yhdessä vaiheessa on suurempi kuorma kuin muissa. Tällöin yhdessä vaiheessa kulutus voi suurempi kuin tuotanto, mistä joudutaan maksamaan vaikka kolmen vaiheen yhteenlaskettu tuotanto olisi suurempi kuin vaiheiden yhteenlaskettu kulutus. Nykytilanteessa myös hetkellisten kulutushuippujen aikana joutuu maksamaan sähköstä, vaikka tuntitasolla kulutus olisi suurempi kuin tuotanto. (Käpylehto 2016,74–75) Suurissa kiinteistöissä kuormat ovat tasaisempia kuin pientaloissa, joten vaihe-erot ja kulutushuiput eivät ole yhtä suuri ongelma.

Vimpari & Junnila (2017) arvioivat toimitilojen kiinteistökohtaisten aurinkovoimaloiden kannattavuutta kiinteistön arvonnousun näkökulmasta 25:ssä Euroopan maassa. Kun kiinteistön arvo määritetään vähentämällä vuokratuotosta käyttökulut ja jakamalla näin saatu nettotuotto kiinteistön tuotolla, aurinkopaneelit pienentävät käyttökuluja ja siten nostavat kiinteistön arvoa. Vimpari & Junnila laskivat myös aurinkosähkön tuottoja eri kaupungeissa ja vertasivat niitä kiinteistöjen keskimääräiseen tuottoon. Tuloksia on referoitu taulukkoon 3. Aurinkosähköä voidaan pitää kannattavana, kun sen tuotto ylittää kiinteistön tuoton. Vimpari & Junnila totesivat, ettei kalliimman sähkön maissa, kuten Iso-Britanniassa, jossa sähkön hinta on kaksinkertainen Suomeen verrattuna, tarvita aurinkosähkölle enää minkäänlaista tukea. Esimerkiksi Lontoossa aurinkosähkön tuotto ilman tukia on 9,6 %. (Vimpari & Junnila 2017.)

Taulukko 3. Toimitilakiinteistöjen ja aurinkovoiman tuotto eri paikkakunnilla Vimparin & Junnilan (2017) mukaan.

| Paikkakunta | Kiinteistöjen keskituotto | Aurinkovoimalan tuotto ilman tukia | Aurinkovoimalan tuotto investointituki huomioiden |
|-------------------------|----------------------------------|---|--|
| Helsinki, keskusta | 5,8 % | 4,9 % | 7,7 % |
| Helsinki, kantakaupunki | 6,6 % | 4,9 % | 7,7 % |
| Espoo, Keilaniemi | 6,0 % | 4,9 % | 7,7 % |
| Vantaa, Aviapolis | 7,1 % | 4,9 % | 7,7 % |
| Lahti | 8,0 % | 4,9 % | 7,7 % |
| Tampere | 6,8 % | 4,9 % | 7,7 % |
| Oulu | 7,5 % | 4,4 % | 6,9 % |

Myös Lang ym. (2016) tulivat siihen tulokseen, että Saksassa, Itävallassa ja Sveitsissä monikerroksisissa asuin- ja toimistorakennuksissa aurinkosähkön tuotanto on jo kannattavaa ilman tukia, kun tuotettu sähkö käytetään itse ja paneelit on suunnattu etelään. Yksi- ja kaksikerroksisten rakennusten sähkönkulutus on alhaisempi, joten niissä osa sähköstä pitäisi myydä, mikä heikentää kannattavuutta. (Lang ym. 2016.)

2.3 Kiinteistökohtainen aurinkosähkön tuotanto

Rakennusten katoilla on paljon pinta-alaa, jolla yleensä ei ole käyttöä. Kiinteistökohtainen aurinkosähkön tuotanto ei siten kilpaile muun maankäytön, kuten ruoantuotannon,

kanssa. Tilanne voi muuttua lähinnä, jos kaupunkien katoilla aletaan viljellä ruokaa laajemmassa mittakaavassa, mitä ei ole näköpiirissä. Uusissa asuintaloissa on jonkin verran virkistyskäyttöön suunniteltuja kattoterasseja, joille paneelit eivät sovi, mutta toimitiloissa ja vanhoissa rakennuksissa kattoterasseja ei juurikaan ole.

Suuret, monikerroksiset toimitilakiinteistöt sopivat aurinkosähkön tuotantoon hyvin. Niiden katoilla on yleensä vain vähän puiden tai ympäröivien rakennusten aiheuttamaa varjostusta ja toimitilakiinteistöillä on useimmiten myös jäähdytys, mikä takaa sähkön kulutuksen myös kesäkuukausina, jolloin tuotanto on suurimmillaan. Lisäksi toimitilakiinteistöillä on usein tasakatto, mikä mahdollistaa paneelien optimaalisen suuntaamisen ja kallistuksen.

Koska sähkön myyminen verkkoon ei ainakaan toistaiseksi kannata, kiinteistökohtainen voimala mitoitetaan niin, että tuotettu sähkö voidaan käyttää kiinteistöllä. Siten kiinteistökohtaisella sähköntuotannolla vältetään myös sähkön siirtomaksut ja -häviöt.

Arviot rakennusten kattojen aurinkosähköpotentiaalista vaihtelevat, mutta potentiaali on joka tapauksessa merkittävä. Esimerkiksi Bre National Solar Centre arvio, että Iso-Britanniassa on 250 000 hehtaaria etelään suunnattua kaupallista kattopinta-alaa. Kaupallisiksi määriteltiin kaikki muut kuin asuinrakennukset. Tällä kattopinta-alalla voitaisiin teoriassa tuottaa puolet Iso-Britannian sähköntarpeesta. (Solar PV on commercial buildings – A guide for owners and developers 2016.) Kurdgelashvili ym. (2016) laskivat Kalifornian, Arizonan ja New Jersey osavaltioiden rakennusten kattojen aurinkosähköpotentiaaliksi olevan 35 %, 43 % ja 61 % osavaltioiden sähkönkulutuksesta, vastaavasti. Suurin osa potentiaalista on asuinrakennusten katoilla.

Assouline ym. (2017) puolestaan arvioivat, että Sveitsin taajama-alueiden katoille asennetuilla aurinkopaneeleilla voitaisiin tuottaa noin 18 TWh sähköä, mikä vastaa 28 % Sveitsin sähkönkulutuksesta vuonna 2015. Alimpaan arvioon päätyivät Defaix ym. (2012) jotka arvioivat EU-maiden rakennusten etelänpuoleisten julkisivujen ja kattojen yhteenlasketun aurinkosähköpotentiaaliksi olevan 840 TWh eli noin 22 % EU:n vuodelle 2030 arvioidusta sähkön kulutuksesta. Arviolta kolme neljäsosaa potentiaalista tulee asuinrakennuksista ja neljäsosa muista rakennuksista. Iso-Britannian potentiaaliksi Defaix ym. arvioivat 25 % sähkönkulutuksesta, mikä on vain puolet Bre National Solar Centren arviosta. Suomen aurinkosähköpotentiaaliksi arvioitiin 7,1 %. Luku on EU:n alhaisin, mikä ei yllätä, koska Suomi on EU:n pohjoisin maa. (Defaix ym. 2012.)

Pöyry Management Consulting on arvioinut Suomen rakennusten aurinkosähköpotentiaalin kaksinkertaiseksi eli 14 prosentiksi vuoden 2030 arvioidusta sähkön kulutuksesta. Pöyry arvioi kapasiteetiksi 14,2 GW ja tuotantopotentiaaliksi 13 TWh vuodessa. (Hajautetun uusiutuvan energiantuotannon potentiaali, kannattavuus ja tulevaisuuden näkymät Suomessa 2017.)

Aurinkopaneeleita voidaan kiinnittää katon lisäksi seiniin, mutta tuotto on pienempi, koska asennuskulma on 90 astetta. Li ja Liu (2018) vertailivat auringonsäteilyä rakennuksen seinille ja katolle Geelongissa, Australiassa (38° S, 144° E). Kattopinnalle vuosittain saapuva säteily määrä oli keskimäärin 4 990 MJ/m², kun taas seinäpinnoille saapuva säteily oli vain 1 680–2 880 MJ/m² seinän suuntauksesta riippuen. Suuntauksia oli kymmenen, joista yksikään ei ollut täysin suoraan päällmansuuntiin. (Li ja Liu 2018). Suotuisimmin suunnatulle seinälle saapui 58 % ja huonoimmin suunnatulle seinälle vain 34 % katolle saapuvan säteilyn määrästä.

Suomessa ero seinän ja katon vaakapinnan välillä ei ole suhteellisesti yhtä suuri kuin Australiassa, koska aurinko paistaa matalammalta. Katolle ja seinäpinnoille saapuvan auringonsäteilyn määrää Helsingissä (60,2° N, 25,0° E) on vertailtu taulukossa 4. Lisäksi on ilmoitettu paneelien tuottama sähköenergiämäärä. Laskennassa on käytetty nimellistehona 10 kW_p ja luvut on laskettu Euroopan komission nettilaskimella monikidepiikenoille. Taulukosta nähdään, että eteläseinälle saapuu lähes yhtä paljon auringon säteilyä kuin katon vaakapinnalle, mutta itäseinälle vain 60 % vaakatason säteilymäärästä. Myös ero vaakapinnan ja optimaalisesti katolle asennetun ja etelään suunnatun paneelin vastaanottamassa säteilymäärässä on huomattava, 22 %. Taulukon 4 ja Lin ja Liun tuloksia ei voi suoraan verrata toisiinsa, koska seinien suuntaukset eivät ole samat.

Taulukko 4. Aurinkopaneelien sähkön tuotto ja paneelin pinnalle saapuvan säteilyn määrä eri rakennusosissa Helsingissä, kun paneelien nimellisteho on 10 kW_p.

| | Sähkön tuotto (kWh/a) | Säteily paneelin pinnalle (kWh/m²/a) | Säteily, prosenttia optimista | Säteily, prosenttia vaakapinnasta |
|--|----------------------------------|--|--|--|
| Optimikallistus (42°) ja -suuntaus (0°) | 10 200 | 1 240 | 100 % | 125 % |
| Katto, vaakapinta | 7 880 | 991 | 80 % | 100 % |
| Eteläseinä (0°) | 7 630 | 940 | 76 % | 95 % |
| Kaakkoisseinä (-45°) | 7 100 | 879 | 71 % | 89 % |
| Lounaisseinä (45°) | 7 070 | 877 | 71 % | 88 % |
| Itäseinä (-90°) | 5 210 | 662 | 53 % | 67 % |
| Länsiseinä (90°) | 5 240 | 667 | 54 % | 67 % |

Seiniin kiinnitettäviä tai integroitavia paneeleja on saatavana erivärisinä ja heijastamattomina. Muunväristen kuin sinimustien paneelien hyötysuhde on kuitenkin 16–24 % alhaisempi kuin perinteisten paneelien ja hinta korkeampi. Kattoasennuksiin puolestaan on saatavilla paneeleja, joiden päällä voi kävellä. (Jolissaint ym. 2017.) Myös seinäpinnalle asennettavat paneelit voidaan kallistaa, jolloin tuotto nousee ja paneelit toimivat samalla aurinkosuojina markiisin tapaan.

Rakennuksiin integroiduissa aurinkosähköjärjestelmissä aurinkopaneeli on asennettu kiinteäksi osaksi rakennetta tai paneeli voidaan asentaa ikkunan, kattoikkunan tai muun rakennusosan pinnoitteeksi. Paneeleilla on myös jokin toinen tehtävä kuin sähköntuotanto. Ne toimivat esimerkiksi ääni- tai lämmöneristeenä. (Osseweijer ym. 2018, Tripathy ym. 2016.) Katolle telineisiin asennetut aurinkokennot eivät määritelmän mukaan ole integroituja järjestelmiä. EU:ssa noin kaksi kolmasosaa integroiduista aurinkosähköjärjestelmistä asennetaan uudisrakennuksiin ja yksi kolmasosa vanhoihin rakennuksiin peruskorjausten yhteydessä. (Osseweijer ym. 2018.)

Integroitujen järjestelmien markkinaosuus on EU:ssa marginaalinen, vain noin prosentti. Asennetun kapasiteetin arvioidaan kasvavan EU:ssa noin 40 %:n vuosivauhtia ja olevan vuonna 2020 noin 4,8 GW_p. Potentiaalia olisi enemmänkin, sillä EU:n laajuiseksi potentiaaliksi on arvioitu jopa 1 TW_p. Integroitujen järjestelmien osuuden arvioidaan nousevan yhdestä kolmeen prosenttiin maailmanmarkkinasta vuoteen 2020 mennessä. (Osseweijer ym. 2018.)

Suomessa kiinteistökohtaisia aurinkovoimaloita on asennettu erityisesti kauppojen ka-
toille. Kauppojen kylmälaitteet kuluttavat kesälläkin tasaisesti sähköä, joten kaupat so-
veltuvat aurinkosähkön tuotannolle erinomaisesti. Tällä hetkellä Kesko on Suomen suu-
rin aurinkosähkön tuottaja. S- ja K-ryhmät asentavat paneeleja jatkuvasti lisää ja viime
vuosina mukaan ovat lähteneet myös yksittäiset kaupat sekä pienemmät ketjut, kuten
Lidl ja Tokmanni. (Repo 2018 ja Lassila 2018.)

2.4 Aurinkopaneelien suuntaaminen

Suurin teho saavutetaan, kun auringon säteily osuu kennoon kohtisuorasti. Optimaalisin
ilmansuunta on etelä. Suuntausta kohti etelää kutsutaan atsimuuttikulmaksi. Suuntaus
kaakkoon tai lounaaseen eli ± 45 astetta etelästä vähentää tuotettua energiamäärää
vuositasolla vain 7 %, mutta suuntaus itään tai länteen vaikuttaa jo voimakkaammin.
(Tahkokorpi 2016.) Itään suunnatut paneelit tuottavat luonnollisesti sähköä aamupäivällä
ja länteen suunnatut iltapäivällä. Kallistuskulma puolestaan vaikuttaa tuotannon jakautu-
miseen sekä vuosi- että kuukausitasolla.

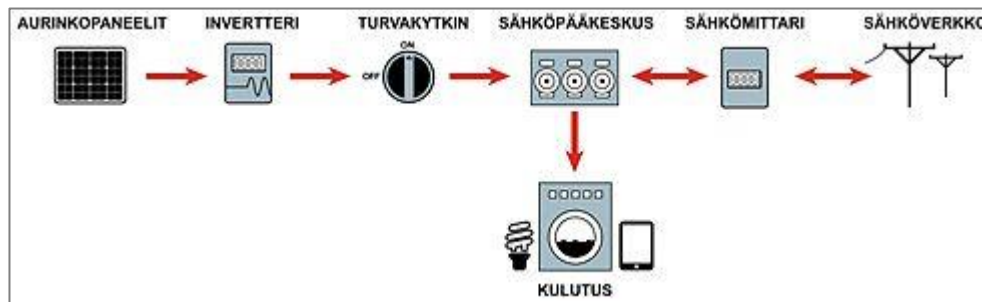
Paneelin optimikallistuskulma riippuu leveyspiiristä. Nyrkkisääntönä optimikallistuskul-
malle voidaan pitää leveyspiiri -20 astetta. Mitä pohjoisemmaksi mennään, sitä pystym-
pään asentoon paneelit optimikulmassa asennetaan. Suomessa optimaalinen kallistus-
kulma on keskimäärin n. 45 astetta, mikä vastaa optimia Oulun leveyspiirillä. (Tahkokorpi
2016.) Pystympään asennetut paneelit tuottavat enemmän keväällä, syksyllä, aamulla ja
illalla auringon paistaessa matalalta, mutta vähemmän kesällä ja keskipäivällä.

Harjakattoisilla rakennuksilla aurinkopaneelien kallistuskulma on sama kuin katon kalte-
vuus ja suuntaus sama kuin katon lappeella, joten kallistuskulma ja suuntaus ovat har-
voin molemmat täysin optimaalisia. Tasakatolle telineisiin asennettavien paneelien
asento saadaan optimoitua paremmin.

2.5 Aurinkovoimalan rakenne

Aurinkovoimalan pääkomponentit ovat aurinkopaneelit ja invertteri tai invertterit. Kiinteis-
tökohtaisen aurinkovoimalan kokoonpano on esitetty kuvassa 6. Paneelit tuottavat tasa-
virtaa ja invertteri muuntaa sen vaihtovirraksi. Paneeleita käsitellään tarkemmin luvussa

2.6. ja invertterejä luvussa 2.7. Invertteri toimii yleensä myös turvalaitteena ja estää esimerkiksi saarekekäytön sekä toimii yli- ja alijännitesuojana. Mikäli invertterillä ei ole näitä ominaisuuksia, turvalaitteet on asennettava erikseen. Lisäksi laitoksella tulee olla vaihtovirtapiiriin turvakytkin, josta laitoksen saa jännitteettömäksi. Pelastuslaitoksella tulee olla esteetön pääsy turvakytkimelle. Myös turvakytkin voi olla osa invertteriä. (Aurinkosähköteknologiat 2017.)



Kuva 6. Aurinkovoimalan kokoonpano. Lähde: Aurinkosähköteknologiat 2017)

Aurinkovoimalassa voidaan käyttää myös tasavirtaoptimoijaa ja/tai paneeleja auringon mukaan kääntävää seurantalaitetta, jotka molemmat lisäävät sähkön tuotantoa. Seurantalaitteita käsitellään tarkemmin luvussa 2.10. Lisäksi voimala tarvitsee kaksisuuntaisen sähkömittarin sekä ohjaus- ja seurantalaitteet. Niin kutsutussa älykkäässä aurinkovoimalassa on yksittäisten kennojen ohjaus mikroinvertterillä tai tasavirtaoptimoijalla. Voimalat on automatisoitu ja niitä voidaan seurata ja ohjata etävalvomosta. Jokaista paneelia voidaan seurata erikseen, jolloin viat on helppo jäljittää. Järjestelmään voidaan liittää myös vaikkapa sääennuste ja kysyntäjoustop ohjaus.

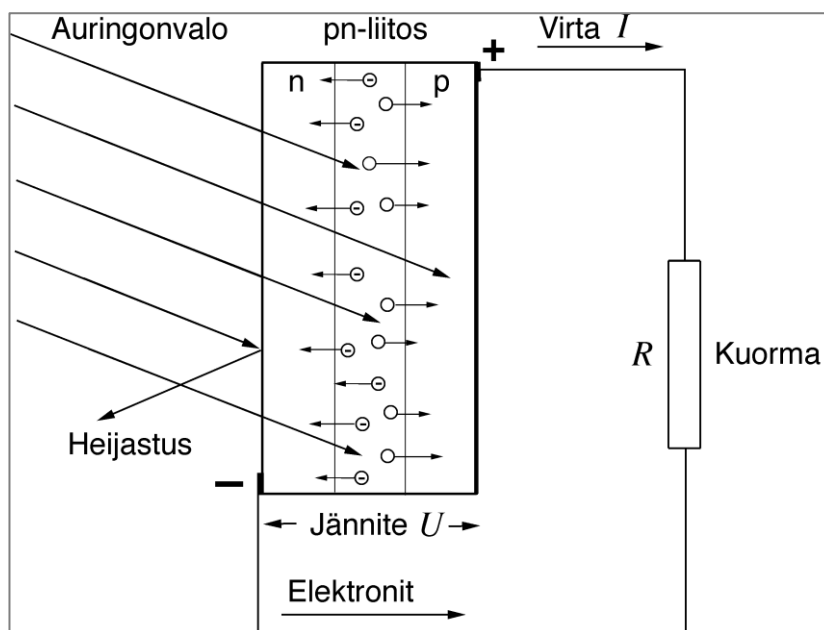
Toisinaan aurinkovoimalaan sisältyy myös akku tai akusto. Akku on välttämätön voimaloissa, joita ei ole kytketty sähköverkkoon. Akkujen hinta on laskenut viime vuosina huomattavasti, mutta verkkoon kytketyssä voimalassa sähkön varastointi akkuun ei ainakaan toistaiseksi ole taloudellisesti kannattavaa. (Tahkokorpi 2016, 136.)

2.6 Aurinkokennot

Aurinkopaneelit ovat voimalan tärkein ja kallein osa. Aurinkopaneeli koostuu tyypillisesti sarjaan ja rinnan kytketyistä aurinkokennoista, suojalasista, kahdesta etyylivinyyliasettaattilevystä, takalevystä, alumiinikehyksestä, johdoista ja liittimistä.

Aurinkokenno muuttaa auringon säteilyhiukkasten eli fotonien energiaa tasavirtasähköksi. Perinteinen piikidekenno koostuu kahdesta ohuesta puolijohdekerroksesta. Kennon toiminta on esitetty kuvassa 7. Toiseen kerrokseen saostetaan alkuainetta, jossa on enemmän elektroneja kuin puolijohteen muilla atomeilla, esimerkiksi fosforia tai arseenia. Tätä kerosta kutsutaan N-tyyppin puolijohdeksi ja sillä on ylimääräisten elektronien vuoksi negatiivinen varaus. Toiseen kerrokseen taas saostetaan alkuainetta, jossa on vähemmän elektroneja kuin puolijohteen muilla atomeilla, esimerkiksi booria. Kerrosta kutsutaan P-tyyppin puolijohdeksi ja sillä on positiivinen varaus. Kerrosten rajapintaa kutsutaan pn-liitokseksi. (Aurinkosähköteknologiat 2017)

Kun auringonsäteily osuu kennoon, fotonien energia irrottaa N-tyyppin puolijohdeesta elektroneja, jotka siirtyvät P-tyyppin puolijohdeeseen ja sieltä negatiiviselle elektrodille. Elektroniaukot puolestaan kulkeutuvat positiiviselle elektrodille. (Aurinkosähköteknologiat 2017) Materiaalien välille syntyy 0,5–0,6 voltin jännite, joka voidaan ohjata ulkoiseen piiriin. Jännitteen kasvattamiseksi kennoja asennetaan sarjaan ja virran kasvattamiseksi rinnan. (Käpylehto 2016, 64 ja Aurinkopaneelit.)



Kuva 7. Aurinkokennon toimintaperiaate. (Käpylehto 2016, 59)

Kennon hyötysuhde kuvaa sitä, kuinka suuren osuuden auringonsäteilyenergiasta kenno pystyy muuttamaan sähköksi. Kennon hyötysuhde määritetään ns. standarditestiolosuhteissa. Testiolosuhteissa kennon lämpötila on 25 °C, säteily 1 000 W/m² ja säteilyn

spektri vastaa auringon säteilyn spektriä, kun se on kulkenut ilmakehässä matkan, joka on 1,5 kertaa ilmakehän paksuus. Auringon säteily lämmittää kennoja, joten standardiolosuhteisiin päästään ulkolämpötilan ollessa noin $-5 - +5$ °C. (Tahkokorpi 2016, 139.)

Myös kennojen nimellisteho määritetään standarditestiolosuhteissa. Kennon tuottama todellinen teho on suurimman osan vuotta ja vuorokautta nimellistehoa pienempi, mutta se voi olla nimellistehoa suurempikin. Tällainen tilanne voi olla esimerkiksi kevättalvella, kun lämpötila on melko alhainen ja kennoihin osuu suoran säteilyn lisäksi myös lumesta heijastunutta säteilyä. (Tahkokorpi 2016, 139.)

Piikidekennot

Suurin osa, noin 92 %, tällä hetkellä toiminnassa olevista aurinkokennoista on valmistettu yksi- tai monikiteisestä piistä. Monikidepiikennot ovat hieman yksikiteisiä yleisempiä. Niiden markkinaosuus on noin 55 % piikidekennoista. (End-of-life Management Solar Photovoltaic Panels 2016.)

Piikidekennojen teoreettinen maksimihyötysuhde on 31 % ja laboratoriossa on päästy 24 %:n hyötysuhteeseen. (Han ym. 2017). Käytännössä piikidekennojen hyötysuhde on tyypillisesti noin 15–18 % ja hyötysuhteen vaihteluväli 12–22 %. Yksikidekennojen hyötysuhde on minikidekennoja korkeampi, mutta myös niiden hinta on korkeampi. Piikidekennojen hyötysuhde laskee lämpötilan noustessa noin $0,4-0,5$ %/°C. (Tahkokorpi 2016, 141–142, Tripathy ym. 2016) Piikidekennojen etuja ovat raaka-aineen eli piin yleisyys maankuoressa sekä piin stabiilius ja myrkyttömyys. (Goncalves Vasconcelos Sampaio & Orestos Aguirre Gonzalez 2017.)

Ohutkalvokennot

Ohutkalvokennojen yhteenlaskettu markkinaosuus on alle 10 %. Ohutkalvoaurinkokennot valmistetaan nimensä mukaisesti pinnoittamalla haluttu materiaali, kuten lasi, muovi tai metalli, ohuella kalvolla valoherkkää ainetta. Ohutkalvokennojen valmistamiseen kuuluu vain vähän raaka-aineita, sillä kalvon paksuus on tyypillisesti vain 1–5 μ (Lee & Abong 2017, Han ym. 2017). Kalvo asennetaan yleensä lasi- tai metallipinnalle, mutta se voidaan asentaa myös joustavalle alustalle, kuten tekstiilipinnalle, mikä avaa uusia käyttömahdollisuuksia. Ohutkalvokennojen hyötysuhde ei laske lämpötilan noustessa yhtä paljon kuin piikidekennojen, mistä on hyötyä erityisesti rakennuksiin integroiduissa

järjestelmissä, joissa paneelit eivät tuuletu ja ne kuumenevat enemmän kuin telineisiin asennetut paneelit. (Lee & Ebong 2017, Tripathy ym. 2016.)

Ohutkalvokennojen hyötysuhteet ovat piikidekennojen hyötysuhteita alhaisempia, tyypillisesti noin 9–16 %, mutta alhaisemmat tuotantokustannukset kompensoivat pienempää hyötysuhdetta. Alhaisemman hyötysuhteen vuoksi ne vaativat piikidekennoja suuremman pinta-alan. Yleisimmät kalvomateriaalit ovat kadmiumtelluridi (CdTe), amorfinen pii (α -Si) ja kupari-indiumgalliumselenidi (CIGS), joista kadmiumtelluridi on yleisimmin käytetty. (Kadro & Hagfeld 2017, Abate 2017, Lee & Ebong 2017.)

Kadmiumtelluridikennoja on tutkittu ja kehitetty 1950-luvulta lähtien. Niiden maailmanmarkkinaosuus on noin 5 %. Kadmiumtelluridikennoilla on ohutkalvokennotyypeistä korkein hyötysuhde. Ensimmäisten kennojen hyötysuhde oli alle 10 %, mutta 2010-luvulla on laboratorioissa saavutettu jo yli 20 %:n hyötysuhteita. Kennon tyypillinen hyötysuhde on noin 15–16 %. Kaupallisista valmistajista First solar on päässyt enimmillään 18,6 % hyötysuhteeseen. Kennojen huono puoli on kadmiumin myrkyllisyys, joka pitää huomioida käytöstä poistettuja kennoja käsiteltäessä. (Lee & Ebong 2017, Ali ym. 2016, Sica ym. 2018.)

Amorfisesta piistä valmistetut kennot eroavat piikidekennoista rakenteensa puolesta ja luokitellaan ohutkalvokennoiksi. Amorfista piitä käytetään hyvin vähän, sillä sen hyötysuhde on alhainen ja kennojen käyttöikä auringonvalossa lyhyt. Laboratorio-olosuhteissa on päästy enimmillään noin 13 %:n hyötysuhteeseen. Käytännössä hyötysuhde on kymmenen prosentin molemmin puolin. α -Si-kennojen etuna ovat kuitenkin edulliset valmistuskustannukset ja myrkyttömyys. Toisin kuin muilla piikennotyypeillä, α -Si-kennojen hyötysuhde ei laske lämpötilan noustessa. Amorfisen piin pääkäyttökohde on kuluttajaelektroniikka, kuten kellot ja laskimet. (Lee & Abong 2017) α -Si-kennojen maailmanmarkkinaosuus oli vuonna 2017 noin yksi prosentti (Lee & Ebong 2017, Sica ym. 2018.)

Kupari-indiumgalliumselenidikennojen (CIGS) ja kupari-indiumselenidikennojen (CIS) yleistymistä estävät kalliit raaka-aineet ja valmistusprosessi. Galliumin ja indiumin korvaamista halvemmilla sinkillä ja seleenillä on tutkittu viime vuosina ahkerasti. (Han ym. 2017) Kupari-indiumgalliumselenidikennojen markkinaosuus oli vuonna 2017 noin 2 %. (Sica ym. 2018) Kaupallisten kennojen hyötysuhde vaihtelee 12 ja 15 prosentin välillä. Suurimmat raportoidut hyötysuhteet ovat noin 22 %. (Lee ja Ebong 2017.)

Uudet kennotyypit

Viime vuosina on tutkittu voimakkaasti erilaisia uusia kennotyyppejä, joita ovat mm. perovskiittikennot ja erilaiset väriaineherkistetyt kennot. International Renewable Energy Agency eli IRENA on arvioinut eri kennotyyppien maailmanmarkkinaosuuksia vuosille 2020 ja 2030. Arviot on esitetty taulukossa 5. Luvut on pyöristetty prosenttiin tarkkuuteen.

Taulukko 5. Aurinkokennotyyppien maailmanmarkkinaosuudet vuonna 2014 ja ennuste vuosille 2020 ja 2030 (End-of-life Management Solar Photovoltaic Panels 2016.)

| Kennotyyppi | Tarkenne | 2014 | 2020 | 2030 |
|-----------------|---|------|------|------|
| Piikennot | Yksikiteinen, monikiteinen ja amorfinen pii | 92 % | 73 % | 45 % |
| Ohutkalvokennot | Kupari-indiumgallium-selenidi | 2 % | 5 % | 6 % |
| | Kadmiumtelluridi | 5 % | 5 % | 5 % |
| Muut | Keskittävä aurinkovoima | 1 % | 1 % | 1 % |
| | Väriaineherkistetyt kennot | | 6 % | 9 % |
| | Kehittynyt piikidetekniikka (Advanced c-Si) | | 9 % | 26 % |
| | Perovskiitit ym. | | 1 % | 9 % |

Perovskiittikennot ovat ohutkalvokennojen alalaji. Perovskiitit ovat ferrosähköisiä mineraaleja. Rakenteen yleinen kaava on ABX_3 , missä A ja B ovat kationeja ja X on anioni (yleensä lyijyhalidi), esimerkiksi $CH_3NH_3PbI_3$ tai $CH_3NH_3PbI_2Cl$. Lyijyhalidiperovskiittikennon hyötysuhde on korkea, jopa 22 %. Perovskiitin etuja ovat korkean hyötysuhteen lisäksi yksinkertainen valmistusprosessi ja kennon joustavuus sekä osittainen tai täysi läpinäkyvyys. Kennon läpinäkyvyys kuitenkin tarkoittaa sitä, että näkyvä valo ei absorboitu, mikä alentaa hyötysuhdetta merkittävästi, sillä näkyvän valon osuus on 43 % auringon säteilyenergiasta (Ali ym. 2017, Han ym. 2017)

Haasteita aiheuttaa kennoissa käytetyn lyijyhalidiperovskiitin sisältämä lyijy ja sen myrkyllisyys. Aurinkokennoissa käytettyjen perovskiittien lyijypitoisuus on yli 10 m-% ja lisäksi lyijyhalidiperovskiitit liukenevat melko hyvin veteen, joten lyijy päätyy helposti ruokaketjuun. Lyijyn korvaajana on tutkittu mm. tinaa ja indiumia (Abate 2017). Toisaalta lyijyperovskiittikennossa käytetyn perovskiittikerroksen paksuus on tyypillisesti noin 100 nanometriä ja vain harvoin yli 500 nanometriä, joten yksi kenno tai paneeli eli sisällä suurta määrää perovskiittia tai lyijyä. Perovskiitin massa on noin 0,5 % koko kennon

massasta lasipinnoitteen muodostaessa suurimman osan massasta. (Kadro & Hagfeldt 2017.)

Suurin haaste on perovskiittien lyhyt elinikä, varsinkin jos niitä ei kapseloida. Perovskiittitekiteet hajoavat lämpimässä ilmastossa ja kosketuksissa ilmankosteuteen. Jo 55 asteen lämpötila voi aiheuttaa faasimuutoksia osalle perovskiitteja. Myös uv-säteily ja happi voivat hajottaa perovskiitteja. (Gong ym. 2017, Han ym. 2017.)

Väriaineherkistettyjä aurinkokennoja kutsutaan myös keksijänsä mukaan Grätzel-kennoiksi tai nanokidekennoiksi. Ne ovat ohutkalvokennojen alalaji. Professori Grätzel tutkimusryhmineen kehitti ne vuonna 1991 ja niitä on tutkittu ja kehitetty siitä lähtien. Tutkimus on ollut erityisen voimakasta 2010-luvulla. Ensimmäisten väriherkistettyjen kennojen hyötysuhde oli 7 %, mistä on päästy laboratorio-olosuhteissa jo 14–15 %:iin. Käytännön sovelluksissa hyötysuhde jää noin kymmeneen prosenttiin. Kennojen toiminta ei perustu puolijohteisiin, kuten piikidekennoilla, vaan kemiallisiin reaktioihin.

Grätzel-kennon tyypillinen rakenne on seuraava:

- anodina väriaineella päällystetty titaanioksidikalvo. Myös tina- tai sinkkioksideja voidaan käyttää. Kalvon paksuus on 1,5–3 µm.
- väriaineena erilaisia edullisia orgaanisia yhdisteitä. Yleisimpiä ovat ruteniumyhdisteet ja erilaiset orgaaniset yhdisteet
- jodielektrolyytti orgaanisessa liuoksessa
- katodilla platinakatalyytti.

Grätzel-kennossa on anodina väriaineella päällystetty titaanioksidikalvo. Väriaineena voidaan käyttää monenlaisia orgaanisia tai rutenium-yhdisteitä. Metallittomat orgaaniset yhdisteet voivat olla esimerkiksi trifenyyliamiini-, indoli-, karbatsoli- tai kumariiniyhdisteitä. Orgaanisia väriaineita käytettäessä kennon hyötysuhde jää alhaisemmaksi kuin metalliyhdisteitä käytettäessä. (Ali ym. 2016, Blaszyk 2018, Ye ym. 2015.) Ruteniumyhdisteillä on päästy korkeisiin hyötysuhteisiin, mutta käytön huono puoli ruteniumin rikastamisen vaikeus ja erityisesti ruteniumin harvinaisuus (Goncalves Vasconcelos Sampaio & Orestos Aguirre Gonzalez 2017.)

Kennon katodilla käytetään katalyyttinä tyypillisesti platinapinnoitetta, mikä nostaa kennon hintaa. Platinan korvaavia materiaaleja kehitetään ja tutkitaan jatkuvasti. Vaihtoeh-

toina on tutkittu muun muassa grafeenejä, polymeerejä, komposiitteja, erilaisia epäorgaanisia yhdisteitä kuten sulfideja, karbideja, nitriittejä, fosfideja ja metallioksidgeja. (Ye ym. 2015) Platinan korvaavan materiaalin löytäminen mahdollistaisi osaltaan Grätzel-kennojen kaupallisen läpimurron. Koska Grätzel-kennossa on nestemäinen elektrolyytti, ongelmaksi voi muodostua elektrolyytin vuotaminen ja alhaisissa lämpötiloissa myös elektrolyytin jäätyminen. (Ali ym. 2016, Lee ym. 2017.)

Grätzel-kennon hyötysuhde on hyvä myös alhaisilla säteilymäärillä, kuten pilvisellä säällä, aamulla ja illalla, eikä kennon hyötysuhde ei laske merkittävästi lämpötilan noustessa. Muita Grätzel-kennojen etuja ovat helppo ja edullinen valmistusprosessi sekä kennon keveys ja taipuisuus. Niitä voidaan valmistaa teollisessa mittakaavassa pinnoittamalla taipuisia materiaaleja, kuten rullattavaa muovia (Gong 2017). Kennot voivat olla myös läpinäkyviä tai kauniin värisiä. (Lee ym. 2017, Gong ym. 2017, Ali ym. 2016, Ye ym. 2015.)

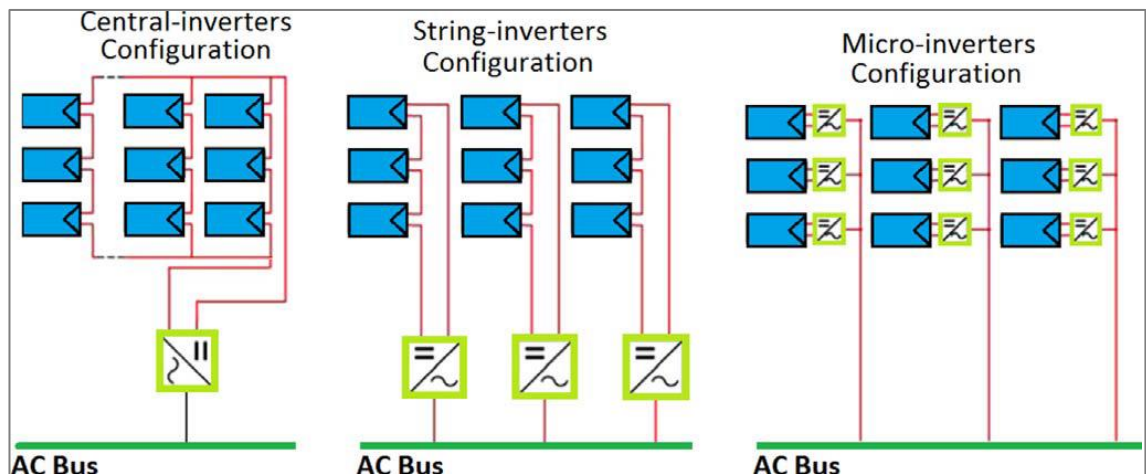
Kvanttikiteet (Engl. quantum dots) ovat yksi Grätzel-kennon väriainetyyppi. Kvanttikiteellä tarkoitetaan nanomittakaavan puolijohdepartikkeleja, joiden halkaisija on tyypillisesti 2–10 nanometriä. Niiden tutkimus ja kehitys on kasvanut eksponentiaalisesti viimeisen kymmenen vuoden aikana. Yleisimmät kvanttikidemateriaalit ovat kadmiumtelluridi, kadmiumselenidi, kadmiumsulfidi, lyijytelluridi, lyijy(antimoni)sulfidi ja lyijyselenidi (Ali 2016, Ye ym. 2015, Ahmad ym. 2018). Lyijyn ja kadmiumin myrkyllisyyden vuoksi vaihtoehtona on tutkittu esimerkiksi erilaisia kupariyhdisteitä ja sinkkisulfidia. Kvanttikiteillä herkistettyjen aurinkokennojen hyötysuhde on korkeimmillaan noin 12 %, joten ne eivät toistaiseksi ole piikidekennojen veroisia. (Sharma ym. 2016.)

Orgaaniset aurinkokennot valmistetaan nimensä mukaisesti orgaanisista yhdisteistä. Kenno on useimmiten polymeeriä ja/tai fullereenia, joskun myös grafeenia. Niissä voidaan käyttää nanokiteitä tai väriaineita parantamassa hyötysuhdetta. Orgaanisten aurinkokennojen etuja ovat halpa hinta, helppo prosessointi ja joustavuus. Niitä on lisäksi saatavilla monia eri värejä. Huonoja puolia ovat alhainen hyötysuhde ja lyhyt käyttöikä. (Mm. Ahmad ym. 2018, Sharma 2016, Organic Solar Cell 2018.) Orgaanisten aurinkokennojen hyötysuhde on viime vuosina ollut 11–12 %, mutta Michiganin yliopistossa päästiin 15 prosentin hyötysuhteeseen alkuvuonna 2018 (Organic solar cells reach record efficiency, benchmark for commercialization 2018).

2.7 Invertterit

Aurinkosähkövoimalan toinen keskeinen osa on vaihtovirtasuuntaaja eli invertteri, joka muuntaa paneelien tuottaman tasavirran vaihtovirraksi. Virallisen määritelmän mukaan invertteri tuottaa vaihtovirtaa akkujännitteestä esimerkiksi kesämökillä ja verkkoinvertteri tuottaa vaihtovirtaa kiinteistölle ja sähköverkkoon (Käpylehto 2016, s. 54). Verkkoinvertteri tarvitaan aina silloin, kun kiinteistö on liitetty valtakunnan sähköverkkoon. Käytännössä myös verkkoinvertteristä käytetään usein termiä invertteri, niin myös tässä työssä. Invertteri toimii useimmiten myös turvalaitteena ja lakkaa toimimasta esimerkiksi jos sähköverkossa on sähkökatko. Invertterin käyttöikä on noin puolet paneelien käyttöiästä, joten se pitää vaihtaa kerran voimalan elinkaaren aikana.

Omakotitalojen mittaluokassa invertteri voi olla yksivaiheinen, mutta suuremmissa voimaloissa se on kolmivaiheinen, jolloin sähköä syötetään sähköverkon kaikkiin kolmeen vaiheeseen. Invertteri voi olla keskitetty (engl. central inverter tai multi string inverter), jolloin se palvelee kaikki paneeleita, ketju- eli string-invertteri (engl. string inverter), joka palvelee yhtä virtapiiriä eli yhtä sarjaan kytkettyä paneelistoria, tai paneelikohtainen mikroinvertteri. Ketjuinvertterit ovat yleisimpiä pienissä ja keskisuurissa voimaloissa ja keskitetyt suurissa, yli 100 kW_p, voimaloissa (Photovoltaics Report 2018). Erityyppisten invertterien kytkennät on esitetty kuvassa 8.



Kuva 8. Keskitetyn, ketju- ja mikroinvertterin kytkentä. Lähde: Yilmaz & Dincer (2017)

Saksalaisen Fraunhofer Institute on selvittänyt invertterien ja tasavirtaoptimoijien hintoja ja markkinaosuuksia Saksassa vuonna 2016. Ketjuinvertterien markkinaosuus oli noin 42 %, keskitettyjen invertterien 54 %, mikroinvertterien noin 1 % ja tasavirtaoptimoijien

noin 3 %. Kuten aiemmin todettu, myös Fraunhoferin raportissa mainitaan, tasavirtaoptimoija ei yksin riitä vaan sen lisäksi tarvitaan invertteri, joten jako inverttereihin ja optimoijiin on erikoinen. Invertterien investointikustannukset vaihtelevat merkittävästi. Edullisin on keskitetty invertteri, jonka kustannus on noin 6 c/W_p . Ketjuinvertterit maksavat 7–22 ja mikroinvertterit noin 33 c/W_p . Tasavirtaoptimoijan investointikustannus oli vuonna 2016 noin 9 c/W_p . (Photovoltaics Report 2018.)

Fraunhofer Instituutin edellisessä raportissa selvitettiin invertterien hintoja vuonna 2013. Invertterit ja virtaoptimoijat ovat halventuneet merkittävästi vuosien 2013 ja 2016 välillä. Suurin lasku on ollut virtaoptimoijilla, joiden hinta on laskenut neljästäkymmenestä yhdeksään senttiin huippuwattia kohti eli lähes 80 %. Mikroinvertterien hinta on laskenut samassa ajassa neljästäkymmenestä kolmeenkymmeneenkolmeen senttiin huippuwattia kohti eli noin 18 % ja keskitettyjen invertterien kymmenestä kuuteen senttiin huippuwattia kohti eli 40 %. Ketjuinvertterien hinnat ovat pysyneet kutakuinkin ennallaan. (Photovoltaics Report 2014.)

Mikroinvertterit

Mikroinvertteri muuntaa yksittäisen aurinkopaneelin tuottaman tasavirran vaihtovirraksi ja syöttää vaihtovirran kiinteistön sähköverkkoon, tai jos sähköä tuotetaan enemmän kuin kulutetaan, sähköä paikallisen sähköyhtiön jakeluverkkoon. Mikroinvertterejä on alettu käyttää ja tutkia 2010-luvun alkupuolella ja ne yleistyvät pikkuhiljaa. Mikroinvertterien asentaminen on keskitetyn invertterin hankkimista kalliimpaa ja lisää huoltokustannuksia, mutta järjestelmällä saadaan myös tuotettua enemmän sähköä. (Tahkokorpi 2016,147.)

Keskitetty invertteri tarvitsee toimiakseen tietyn jännitteen, joka saavutetaan kytkemällä paneeleja sarjaan yhtenäisenä, kiinteänä asennuksena, jossa paneelit ovat suorassa rivissä. Jos voimalalla on keskitetty invertteri, kaikki kennot on suunnattava samaan ilmansuuntaan ja kallistettava samaan kulmaan. Mikroinverttejä käytettäessä paneelit voidaan asettaa katolle vapaammin kuin keskitetyn invertterin voimaloissa ja siten optimoida paneelien sijoittelu. (Famoso ym. 2015.)

Famoso ym. (2015) pienten tutkivat tavallisilla ja mikroinverttereillä varustettujen pienten aurinkovoimaloiden toimintaa vuoden ajan. Mikroinverttereillä varustettujen voimaloiden tuotanto oli suurempi sekä osittain varjostetuissa olosuhteissa että varjostuksettomassa

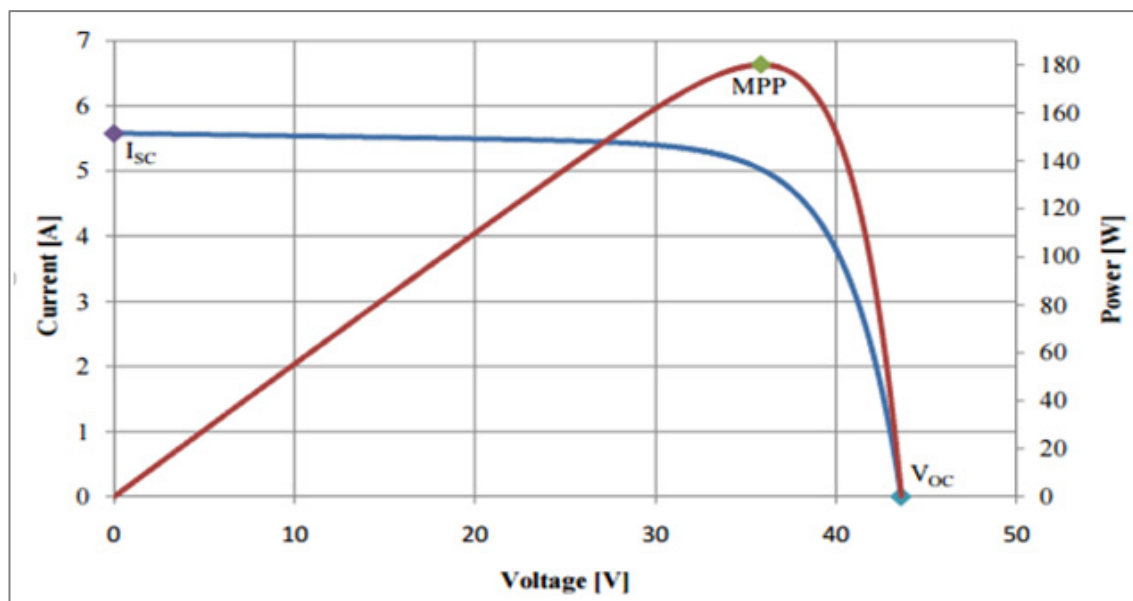
tilanteessa. Paneelit ovat erilaisia jo tehtaalta lähtiessään, joten mikroinvertterit optimoivat jokaisen paneelin tuotannon eikä koko voimalan teho laske, jos yksi paneeli on muita heikompi.

Eduistaan huolimatta mikroinvertterit eivät ole yksiselitteisen yliverkaisia. Esimerkiksi niiden hyötysuhde on tyypillisesti 90–95 %, mikä on alhaisempi kuin perinteisten invertterien 98 %:n hyötysuhde. (Photovoltaics Report 2018) Celik ym. (2018) vertailivat yhteenvetoartikkelissaan erityyppisiä mikroinverttereitä. Yhteen vaiheeseen kytkettyjen mikroinvertterien hyötysuhteet olivat tyypillisesti 90–95 %, vaihteluvälin ollessa 83–97,5 %. Kolmevaihe-mikroinvertterien hyötysuhde vaihteli 90–98,2 %:n välillä. Tutkijat listasivat myös valmistajien ilmoittamat mikroinvertterien hyötysuhteet, jotka olivat 92,3–97,5 %. (Celik ym. 2018) Krauter (2015) puolestaan mittasi mikroinvertterien hyötysuhteita. Ne olivat 89,9–95,4 % eli hieman valmistajien ilmoittamia alempia. Hyötysuhteiden vertailua hankaloittaa se, että se voidaan ilmoittaa joko nimellistehon hyötysuhteena, kuten esimerkiksi Kaliforniassa, tai painotettuna keskiarvona kuten Euroopassa. (Krauter 2015.)

Yilmaz & Dincer (2017) analysoivat suuria floridalaisia aurinkovoimaloita, joilla ei ollut varjostusta ja totesivat keskitettyjen invertterien lisäävän sähköntuotantoa noin 5,5 % ja ketjuinvertterien noin 4,2 % mikroinverttereihin verrattuna. Syynä olivat mikroinvertterien suuremmat häviöt. Investointikustannus keskitetyille, ketju- ja mikroinvertterille oli 0,31, 0,41 ja 0,83 \$/W_p, vastaavasti. (Yilmaz & Dincer 2017.) Yilmaz & Dincer vertailivat vain Sunny Boy -merkkisiä inverttereitä, joten tuloksia ei voi soveltaa suoraan mihin tahansa aurinkovoimalaan. Valmistaja ilmoittaa Sunny Boy -invertterin hyötysuhteeksi 95,9 % (Celik ym. 2017). Krauter mittasi Sunny Boyn hyötysuhteeksi 95,1 %, mikä on lähellä valmistajan ilmoittamaa arvoa.

2.8 Tasavirtaoptimoijat

Tasavirtaoptimoija etsii algoritmin avulla virta-jännite-käyrältä maksimitehopisteen ja kasvattaa siten tuotettua energiamäärää. (egl. maximum power point tracker, MPPT). Suomessakin käytetään tasavirtaoptimoijista yleisesti lyhennettä MPPT. Teho lasketaan kertomalla jännite virralla ($P = UI$), joten maksimiteho saavutetaan, kun molemmat ovat mahdollisimman suuria. Esimerkki virta-jännite-käyrästä sekä tehokäyrästä on esitetty kuvassa 9. Maksimiteho löytyy kohdasta MPP (maximum power point).



Kuva 9. Sininen virta-jännite-käyrä sekä punainen tehokäyrä (Osisioma ym. 2016.)

Tasavirtaoptimoija asennetaan yleensä invertterin yhteyteen, joten jos voimalalla on keskitetty invertteri, sillä on vain yksi tasavirtaoptimoija. Mikroinvertterejä käytettäessä myös teho optimoidaan paneelikohtaisesti. On myös mahdollista asentaa jokaiselle paneelille oma tasavirtaoptimoija ja käyttää keskitettyä invertteriä tai useampia ketjuinverttereitä.

Osittaisvarjostustilanteessa yksittäisillä paneeleilla on eri maksimitehopisteet eikä keskitetty tasavirtaoptimoija pysty optimoimaan tehon tuottoa. Ketju- tai mikroinvertterejä käytettäessä myös tasavirtaoptimoijia on useampia ja paneelien tuotto saadaan optimoitua paremmin, mikroinvertterillä paneelikohtaisesti ja ketjuinvertterillä paneelisarjoittain. (Mm. Yilmaz ym. 2017 ja Celik ym. 2017.)

Paneelikohtaisten tasavirtaoptimoijien etu on myös paloturvallisuus. Jos voimala menettää kytkennän sähköverkkoon esimerkiksi tulipalon vuoksi tai jos invertteri ei ole toiminnassa, optimoija sulkee paneelin ja sen tuottama tasavirtajännite tippuu nopeasti lähelle nollaa. Perinteisissä aurinkovoimaloissa jännite ei juurikaan laske, mikä aiheuttaa palomiehille hengenvaaran, jos he menevät katolle. Yhdysvalloissa National Electrical Code edellyttää, että vuodesta 2019 alkaen aurinkopaneelien jännitteen on laskettava nolnaan 30 sekunnissa sähköverkkoyhteyden katketessa. (Designing Building For Solar Power And Fire Safety 2017.)

Optimointitekniikoita on useita erilaisia ja niiden nopeus, tarkkuus ja hinta vaihtelevat. Tekniikoita voidaan myös jakaa eri tyyppisiin. Osisioma ym. (2016) jakoivat optimointitekniikat seitsemään tyyppiin, mutta muitakin jaotteluja voidaan käyttää. Celik ym. (2018) käyttivät jakoa kolmeen pääluokkaan, joiden alla oli useita alaluokkia. Aihetta ei käsitellä tässä yhteydessä sen tarkemmin, mutta optimoinnista ja algoritmeista kiinnostuneelle lukijalle löytyy satoja tieteellisiä artikkeleita.

2.9 Sarjaankytkentä ja paneelin osittaisvarjostus

Aurinkosähkövoimalassa sekä kennot että paneelit asennetaan sarjaan ja lisäksi niitä voidaan asentaa myös rinnan, jolloin saadaan haluttu virta ja jännite. Sarjakytkennässä paneeliston tehon määrittää sen heikoimman paneelin heikoin kenno ja yhdenkin kennon vikaantuminen tai varjostuminen laskee koko paneelin tuottoa merkittävästi. (Ala-Myllymäki 2017.) Tuotannon maksimoimiseksi samaan sarjaan kytketyt paneelit on asennettava samaan kulmaan ja suunnattava yhtenäisesti, jolloin niille tulee sama määrä säteilyä. (Käpylehto 2016, 158.) Kärjistetysti itään ja länteen suunnatut paneelit eivät tuota juuri mitään, jos ne on kytketty yhteen sarjaan, sillä toinen puoli on aina varjossa.

Yhden kennon 90-prosenttinen varjostuminen voi laskea 245 watin tehoisen paneelin tuottoa kolmanneksella (Tahkokorpi 2016, 182). Osittaisen varjon voi aiheuttaa esimerkiksi puu, viereinen rakennus, lumi, lipputanko tai linnun uloste. Esimerkiksi omakotitalolle suunnitellussa järjestelmässä lipputangon varjo voi puolittaa järjestelmän kokonais-sähköntuoton. Jos taas yksi kenno vikaantuu, vikaantunut kenno alkaa toimia vastuksena ja kuluttaa viereisten kennojen tuottamaa jännitettä. Energia muuttuu lämmöksi, kuumentaa kennoja ja voi tuhota ne.

Jännitteen laskua varjostus- tai vikatilanteessa voidaan vähentää ohitusdiodeilla, jolloin kenno, jonka teho on laskenut, ohitetaan eikä muiden kennojen teho laske. (Belhachat ja Larbes 2015.) Ohitusdiodeja ei yleensä asenneta yksittäisiin kennoihin, vaan niillä avulla ohitetaan se kennosarja, johon vioittunut kenno kuuluu. Tyypillisesti yksi ohitusdiodi palvelee 18 kennon sarjaa, joita on paneelissa kaksi tai kolme. (Ala-Myllymäki 2017.)

2.10 Seurantalaitteet

Aurinko seuraavissa järjestelmissä aurinkopaneelit kääntyvät kohti aurinkoa joko vaakatasossa (idästä länteen), akselinsa ympäri pystysuunnassa tai sekä vaak- että pystysuunnassa. Kääntyvien paneelien tarkoituksena on suunnata ne aina suoraan kohti aurinkoa ja siten maksimoida tuotettu energiamäärä. Samalla kasvavat investointi- ja ylläpitokustannukset. Tahkokorven mukaan kerättyä säteilymäärää voidaan teoriassa kasvattaa kahden akselin seurantajärjestelmällä enimmillään 60 % ja käytännössä saadaan noin 30 % enemmän energiaa. (Tahkokorpi 2016, 20.)

Seurantalaitteita ei yleensä pidetä Suomessa kannattavina, koska Suomessa hajasäteilyn osuus on suuri, noin 50 %, kun taas aurinkoa seuraavat järjestelmät maksimoivat suoran säteilyn hyödyntämistä. Hajasäteilyn suuri osuus Suomessa johtuu säteilyn ilmakehässä kulkemasta pitkästä matkasta sekä pilvisyydestä. (Aurinkosähköteknologiat 2017, Tahkokorpi 2016) Maailmanlaajuisesti hajasäteilyn osuus on noin 30 % (Kabir ym. 2018.)

AL-Rousan ym. (2018) kävivät yhteenvetoartikkelissaan läpi erilaisia seurantalaitteita. He jakoivat laitteet aktiivisiin ja passiivisiin. Passiivisissa seurantalaitteissa ei ole moottoria, vaan kennoa liikuttaa alhaisessa lämpötilassa kiehuva paineistettu fluidi, jonka auringon lämpö höyrystää. Passiivisilla järjestelmillä on päästy 15–25 prosentin kasvuun sähkötuotannossa. Niiden etuna on luonnollisesti se, ettei seurantalaitte kuluta sähköä ja ne ovat monesti myös edullisia. Passiiviset seurantalaitteet ovat herkkiä tuulelle, sateelle ja pilvisyydelle ja vaativat toimiakseen tarpeeksi korkean lämpötilan. Niitä ei tiettävästi ole käytössä Suomessa. (AL-Rousan ym. 2018.)

Aktiivisesti aurinkoa seuraavat järjestelmät voidaan jakaa edelleen aktiivisiin ja passiivisiin tai sen mukaan seuraavatko ne aurinkoa yhdellä vai kahdella akselilla. Seurantalaitteita voidaan jaotella myös ohjausjärjestelmän mukaan. Paneeleja voidaan ohjata säteilyä mittaavalla sensorilla, tietokoneohjelmalla, joka laskee suuntauksen ja kallistuskulman algoritmin perusteella, tai molemmilla. AL-Rousanin yhteenvetoartikkelissa kahden akselin seurantalaitte tuotti tyypillisesti 20–30 % lisää sähköä. Tutkimuksissa kehitetyillä prototyypeillä on päästy jopa 40–50 prosentin kasvuun sähkötuotannossa, mutta ne eivät ole kaupallisia sovelluksia. (AL-Rousan ym. 2018.)

Sharaf Eldin ym. määrittivät kaksiakselisten seurantalaitteiden tuottamaa lisäsähkömäärää matemaattisen mallin avulla. He tulivat siihen tulokseen, ettei seurantalaitteita kannata käyttää kuumassa ilmastossa kuten Egyptissä. Seurantalaitteen käyttö aiheuttaa paneelin ylikuumentumisen, mikä laskee varsinkin piikidekennojen hyötysuhdetta. Seurantalaitteen sähkönkulutus huomioiden sähkön tuotanto ei juurikaan noussut. Sen sijaan Saksassa seurantalaitteet tuottaa 10–30 % enemmän sähköä. Seurantalaitteen takaisinmaksuajaksi Sharaf Eldin ym. arvioivat 1,8–2,1 vuotta. Seurantalaitteen omaksi kuluukseksi he valitsivat 10 %, vaikka vaihteluväli oli 2–10 %. (Sharaf Eldin ym. 2017.)

Mekaaniset seurantalaitteet kääntävät kennoja samaa vauhtia kuin maapallo pyörii. Niissä on siis moottori, muttei älykästä ohjausta. Kennot kääntyvät yleensä vain joko vaak- tai pystysuunnassa. (AL-Rousan ym. 2018.) Fathabadi (2016) vertaili pelkkään mekaaniseen seurantaan perustuvaa yksiakselista seurantalaitetta ja antureita hyödyntävää kaksiakselista seurantalaitetta Kreikassa. Mekaaninen seurantalaitte seurasi aurinkoa vaakatasossa auringonkierron mukaan. Laitte lisäsi sähkön tuotantoa 19–30 % vuodenaikasta riippuen ja 25 % koko vuoden aikana. Vertailuseurantalaitte tuotti 28–43 % enemmän sähköä koko vuoden tuotannon kasvaessa 35 %. Mekaanisen seurantalaitteen etuna oli yksinkertaisuus ja edullisuus. (Fathabadi 2016.)

Solarigo Oy:n tytäryhtiö Nurmon Aurinko Oy rakentaa Atrian Nurmon tehtaille 6,0 MW_p:n aurinkovoimalaitosta, johon sisältyy 24 000 aurinkopaneelia, joiden pinta-ala on yhteensä 36 000 m². Voimalasta tulee Suomen suurin. Työt alkoivat vuonna 2017 ja valmistuvat vuoden 2018 mennessä. Suurin osa paneeleista on jo toiminnassa. Voimalassa testataan myös auringon mukaan kääntyviä paneeleja. Hankkeelle on myönnetty energiakärkihanketuki. (Nurmon Aurinko - Suomen suurimman aurinkopuiston hankesivu 2018) Kesko on asentanut ensimmäiset auringon mukaan kääntyvät paneelit Helsingin Haagaan (Lassila 2018.)

2.11 Aurinkopaneelien elinkaaripäästöt

Aurinkopaneelien ympäristöystävällisyyttä voidaan arvioida esimerkiksi vertaamalla paneelin energian tuottoa elinkaaren aikana suhteessa sen valmistamiseen, käyttöön, ylläpitoon ja käytöstä poistamiseen käytettyyn energiaan (nettoenergiasuhde, net energy ratio). Toinen yleisesti käytetty tapa on arvioida energian takaisinmaksuaikaa (energy payback time) eli sitä, kauanko kestää ennen kuin paneeli on tuottanut energiamäärän,

joka sen valmistamiseen on käytetty. Aurinkopaneeleille voidaan laskea myös elinkaaren kasvihuonekaasupäästöt tuotettua energiamäärää kohti. Yleensä kasvihuonekaasulaskennassa käytetään hiilidioksidiekvivalentteja. (Koppelaar 2017, Peng ym. 2013.)

Yleisesti aurinkovoimalan voidaan todeta tuottavan elinkaaren aikana moninkertaisesti kuluttaman energia, mutta arvioissa on suurta vaihtelua. Suomessa auringon säteily määrä on pienempi kuin alemmilla leveysasteilla, joten nettoenergiasuhde on alhaisempi ja energian takaisinmaksuaika pidempi kuin etelämmässä. Frahofer instituutin mukaan takaisinmaksuaika on Etelä-Euroopassa hieman yli vuosi ja Pohjois-Euroopassa noin 2,5 vuotta (Photovoltaics Report 2018).

Koppelaar tutki meta-analyysissään vuonna 2017 aurinkopaneelien nettoenergiasuhdetta ja energian takaisinmaksuaikaa. Koppelaar kävi läpi 27 artikkelia ja harmonisoi niiden tulokset. Harmonisoitu energian takaisinmaksuaika yksikiteisille piikidekennoille oli keskimäärin 3,9 ja monikiteisille 2,9 vuotta. Yksi- ja monikiteisten nettoenergiasuhde oli 8,6–9,2, vastaavasti. Kun Koppelaar otti huomioon vain vuoden 2008 jälkeen tehdyt mittaukset, energian takaisinmaksuajat melkein puolittuivat, esimerkiksi yksikidepiikennoilla 3,9:stä 2 vuoteen, ja nettoenergiasuhteet kaksinkertaistuivat, mikä todistaa kennojen kehittyneen huomattavasti tällä vuosituuhannella. (Koppelaar 2017.)

Huang & Yu (2017) vertailivat piikennojen energian takaisinmaksuaikoja Kiinassa, kun vuosittaiset auringonsäteilymäärät vaihtelivat välillä 3 344–8 400 MJ/m² eli 930–2 330 kWh/m²/a. Alin vuosittainen säteily määrä on Sichuanissa, jossa aurinko paistaa vain 1 000–1 400 tuntia vuodessa ja vuosittainen säteily määrä, 930 kWh/m²/a, on sama kuin Etelä-Suomessa. Amorfisesta piistä valmistettujen kennojen energian takaisinmaksuaika oli säteily määrästä riippuen noin 3–6,1 vuotta, mutta koska niiden hyötysuhde on alhaisempi, ne vaativat enemmän pinta-alaa. Monikidepiikennojen energian takaisinmaksuaika oli 3,1–6,3 vuotta ja yksikidekennojen 3,7–7,4 vuotta. (Huang & Yu 2017.)

Myös Pickard (2017) kävi läpi artikkeleita kennojen nettoenergiasuhteita ja totesi arvioiden vaihtelevan yhden ja yhdentoista välillä. Itse Pickard arvioi nettoenergiasuhteiden olevan yleensä viiden ja kuuden välillä.

Alimman arvion nettoenergiasuhteesta ovat esittäneet Ferroni ja Hopkirk (2016), jotka saivat nettoenergiasuhteeksi Sveitsissä 0,8, jolloin aurinkopaneelien valmistus kuluttaisi enemmän energiaa kuin ne tuottavat elinkaarensa aikana. 23 yliopistotutkijaa ja muuta

asiantuntijaa Suomesta Yhdysvaltoihin vastasi Ferronille ja Hopkirkille ja arvioi oikeammaksi nettoenergiasuhteeksi 7–10 laskennan rajoista riippuen. Rauei ym. kritisoivat Ferronia ja Hopkirkiä mm. liian laveista laskentarojoista, paneelin eliniän aliarvioimisesta, oletuksesta, jonka mukaan aurinkovoimala tarvitsee aina akut, ja vanhentuneen datan käytöstä. (Rauei ym. 2016.) Lähtötiedot olivat osittain jopa vuodelta 1997 (Koppelaar 2017).

Ferronin ja Hopkirkin artikkeli on saanut laajaa julkisuutta ja mm. Pickard (2017) käytti heidän arviotaan nettoenergiasuhteen alarajana. Artikkeleihin ovat viitanneet mm. Koppelaar (2017) ja Pickard (2017), joista vain Koppelaar totesi datan osittain vanhentuneeksi Pickardin käyttäessä Ferronin ja Hopkirkin arviota sellaisenaan.

Peng ym. 2013 kävivät läpi artikkeleita aurinkokennojen energian takaisinmaksuajasta ja elinkaarivaikutusten arvioinnista. Yksikidepiikkenojen energian takaisinmaksuajat vaihtelivat 1,75 vuodesta 12,1 vuoteen ja tuotetun energian hiilidioksidipäästöt olivat 30–61 g CO_{2ekv}/kWh riippuen mm. kennon hyötysuhteesta, valmistusprosessista, maantieteellisestä sijainnista, säteilymäärästä (573–1700 kWh/m²/a) ja oletetusta käyttöajasta (20–30 vuotta). Monikidepiikenoille energian takaisinmaksuajat vaihtelivat välillä 1,75–3,3 vuotta hiilidioksidipäästöt olivat 12–72 g CO_{2ekv}/kWh. Tulos on samansuuntainen kuin Koppelaarilla eli monikidepiikennot ovat yksikidepiikenoja energiatehokkaampia. (Peng ym. 2013.)

Pengin ynnä muiden (2013) yhteenvetoartikkelissa käytiin läpi myös ohutkalvokennoja. Niiden hyötysuhde on piikidekennoja alhaisempi, mutta myös valmistuksen energiankulutus on huomattavasti pienempi. Kadmiumtelluridikennojen energian takaisinmaksuaika olikin 0,7–3,2 vuotta ja hiilidioksidipäästöt 16–50 g CO_{2ekv}/kWh säteilymäärän ollessa 1 000–1 800 kWh/m²/a. Amorfisesta piistä valmistettujen ohutkalvokennojen energian takaisinmaksuaika oli 1,4–3,2 vuotta hiilidioksidipäästöt 14–50 g CO_{2ekv}/kWh säteilymäärän ollessa 1 000–1 970 kWh/m²/a. (Peng ym. 2013.) Alin säteilymäärä on Suomen tasolla.

Jos paneelilla on alumiinikehykset, sen valmistamiseen kuluva energiamäärä kasvaa jopa kymmeniä prosentteja. Päästöjä voidaan pienentää kierrättämällä kehykset tai suunnittelemalla kehyksettömiä paneeleja. (Peng ym. 2013, Kadro & Hagfeldt 2017.)

2.12 Aurinkopaneelien kierrätys

Euroopan Unionissa aurinkopaneelien kierrätystä ohjaa sähkö- ja elektroniikkalaiteromudirektiivi eli niin kutsuttu WEEE- eli Waste Electrical and Electronic Equipment -direktiivi (2012/19/EU), johon sisältyvät myös aurinkopaneelit (mm. Sica ym. 2017). EU:n ulkopuolella ei juurikaan säädellä aurinkopaneeliromun käsittelyä. Suurimmista aurinkosähkötuottajamaista Kiinassa, Intiassa ja Yhdysvalloissa ei ole määräyksiä paneelien käsittelylle. Japanissa on otettu ensimmäiset askeleet paneelien kierrätykseen. Ympäristöministeriö velvoittaa paneelien valmistajia osallistumaan paneelien kierrätykseen. Japaniin ollaan myös perustamassa aurinkopaneelien kierrätykseen erikoistuvaa laitosta. (Xu ym. 2018.)

Suomessa noudatetaan WEEE-direktiivin pohjalta valmisteltua asetusta sähkö- ja elektroniikkalaiteromusta, jonka mukaan sen keräysasteen on oltava vähintään 45 painoprosenttia vuoden aikana markkinoille saatettujen sähkö- ja elektroniikkalaitteiden massasta. 1.1.2019 lähtien keräysasteen on oltava vähintään 65 m-%. Paneelit ovat tuottajavastuun alaisia, joten keräyksen järjestäminen ja keräysasteen toteutuminen on tuottajien vastuulla. 15.8.2018 alkaen sähkö- ja elektroniikkalaiteromusta on laiteluokasta riippuen hyödynnettävä vähintään 75–85 % ja kierrätettävä tai valmistettava uudelleenkäyttöä varten 55–80 %. Aurinkopaneelit kuuluvat luokkaan 4, joten niistä on kierrätettävä vähintään 65 % ja hyödynnettävä vähintään 75 %. (EUROOPAN PARLAMENTIN JA NEUVOSTON DIREKTIIVI 2012/19/EU 2012, Valtioneuvoston asetus sähkö- ja elektroniikkalaiteromusta 2014)

Vaikka uusien kennotyyppien ennustetaan yleistyvän lähitulevaisuudessa (mm. Current and Future Cost of Photovoltaics 2015), piikidekennot muodostavat vielä pitkään valtaosan käytöstä poistetuista kennoista. Aurinkopaneelien tekninen käyttöikä on 20–30, jopa 40, vuotta, joten valtaosa asennetuista paneeleista on edelleen käytössä ja vain yksi prosentti on poistettu käytöstä. Aurinkosähkön tuotanto on kasvanut ja kasvaa edelleen eksponentiaalisesti, joten vuonna 2030 aurinkopaneeleja arvioidaan poistettavan käytöstä noin 1,7 miljoonaa tonnia. Vuonna 2050 aurinkopaneeleja arvioidaan poistettavan käytöstä jo 60 miljoonaa tonnia, mikä on 10 % maailman sähkö- ja elektroniikkajätteen määrästä. (End-of-life Management Solar Photovoltaic Panels 2016.)

Käytöstä poistetut aurinkopaneelit sisältävät arvokkaita metalleja, kuten kadmiumia, indiumia, kuparia tai platinaa, ja osa myös ympäristölle haitallisia aineita kuten lyijyä. Alumiinikehykset ovat yleisiä kaikilla paneelityypeillä ja muodostavat merkittävät osan paneelin kokonaismassasta. (Kadro & Hagfeldt 2017.) Paneelien asennuksessa käytettäviä metallikehikkoja ei yleensä luokitella aurinkopaneeliromuksi.

Sican ynnä muiden ja IRENAN arviot piikennopaneelien tyypillisestä koostumuksesta poikkeavat hieman toisistaan, mutta ovat samaa suuruusluokkaa. Piikidepaneelien tyypillinen koostumus on: lasi 66–76 m-%, alumiinikehykset 8–18 m-%, polymeerit (useimmiten etyleeni-vinyyliaasetatti, EVA) 10–13 m-%, pii (kennoissa) 3–5 m-%, kupari 1 m-% sekä hopea ja muut metallit yhteensä 0,1 m-%. Ohutkennopaneeleilla lasin osuus on 96–97 m-%, sillä kenno itsessään on ohut eikä paneeleilla ole alumiinikehyksiä. (Sica ym. 2018, End-of-life Management Solar Photovoltaic Panels 2016.)

Kaupallisia aurinkopaneelien kierrätysmenetelmiä on teollisessa mittakaavassa toistaiseksi vain kaksi. Deutsche Solar kehitti prosessin piikentöjen kierrätykseen jo vuonna 2003. Prosessissa saadaan kierrätettyä yli 80 m-% paneelien raaka-aineista ja noin puolitettua uusien paneelien energian takaisinmaksuaika. Prosessin haasteena on manuaalisen työn suuri osuus ja paneelien erilaiset koostumukset. First Solarin on maailman ainoa kaupallinen kadmiumtelluridikentöjen valmistaja. Yhtiö on kehittänyt kadmiumtelluridikentöille myös kierrätysprosessin, jossa saadaan talteen jopa 90 % lasista ja 95 % puolijohdemateriaaleista. (Sica ym. 2018.) Euroopan ensimmäinen paneelien kierrätykseen erikoistunut laitos aloitti toiminnan Ranskassa kesäkuussa 2018 (Solar panel recycling plant opens in France 2018).

Aurinkopaneelien kierrätysmenetelmiä kehitetään jatkuvasti. EU:ssa on käynnissä paneelien kierrätyshankkeita ja myös Yhdysvalloissa ja Japanissa kehitetään aurinkopaneelien kierrätystä. Samaan aikaan paneelien valmistajat kehittävät koko ajan entistä materiaalitehokkaampia paneeleita. Kennoissa käytetään esimerkiksi entistä ohuempia lasilevyjä ja puolijohdekalvoja. Hopean määrä piikidekentöissä on pudonnut alle kahdeksasosaan vuosien 2005 ja 2017 välillä, kun yksikkönä on g Ag/W_p , mikä on johtunut sekä hopean käytön vähenemisestä että kentöjen hyötysuhteen paranemisesta. (End-of-life Management Solar Photovoltaic Panels 2016.)

Materiaalitehokkuuden kannalta parasta olisi paneelien kunnostus ja uudelleenkäyttö. Toistaiseksi käytetyille, kunnostetuille paneeleilla ei ole markkinoita, mutta niiden syntyminen on mahdollista. (End-of-life Management Solar Photovoltaic Panels, Xu ym. 2018.)

3 Tutkimusmenetelmät

3.1 Kyselytutkimus

Työssä käytettiin menetelmänä kiinteistönomistajien edustajille lähetettyä internet-kyselyä. Kysely toteutettiin Webropol-surveysin internet-palvelussa ja vastaajat saivat linkin kyselyyn sähköpostitse. Kyselylinkki lähetettiin huhtikuussa 2018 ja vastausaikaa annettiin kaksi viikkoa. Kyselystä lähetettiin yksi muistutus niille, jotka eivät olleet vastanneet ensimmäisen viikon aikana. Kysymykset ja vastausvaihtoehdot on esitetty liitteessä 1.

Kysely lähetettiin 39 henkilölle, joista jokainen edusti yhtä asiakkuutta. Vastaajat ovat kiireisiä, joten kyselyn kysymykset muotoiltiin kahta kysymystä lukuun ottamatta monivalinnoiksi, jotta kyselyyn vastaaminen oli mahdollisimman helppoa ja nopeaa. Osassa monivalintakysymyksiä oli lisäksi vapaa tekstikenttä. Kolmea kysymystä (numerot 9–11) taustoitettiin lyhyesti ennen varsinaista kysymystä.

Kyselyn lähetti asiakkaalle asiakkuuspäällikkö, koska ajateltiin, että tutulta tulevaan kyselyyn saadaan helpommin vastauksia kuin tuntemattoman opiskelijan kyselyyn. Sähköpostisaatteessa kerrottiin, kuka opinnäytettä tekee.

3.2 Aurinkosähköpotentiaalit

Asiasta kiinnostuneille tehtiin laskelma yhden kiinteistön aurinkosähköpotentiaalista. Laskelmia tehtiin 19 kappaletta. Määrä on sama kuin kyselyyn vastanneiden, mutta kaikki asiakkaat eivät ole samoja. Asiakas sai halutessaan itse valita kiinteistön ja jos ei halunnut, valinnan teki asiakkuuspäällikkö. Kiinteistöjen aurinkosähköpotentiaalit on määritetty yhdistelemällä tietoja eri internet-laskimista, kuten luvuissa 3.2.1. ja 3.2.2. on esitetty.

Aurinkosähkön kannattavuutta arvioitaessa on huomioitava katon kunto, rakenne ja kantavuus kiinteistön sähkönkulutus (etenkin kesäaikaan), sähkön hinta ja pääoman tuotto-vaatimus. Lisäksi tulee huomioida, että rakennuksen suojele voi estää paneelien asentamisen tai rajoittaa sitä. Koska näitä tietoja ei ole käytössä kiinteistöiltä, yksittäisten voimaloiden kannattavuuteen ei ole otettu kantaa eikä laskettu takaisinmaksuaikoja. Nettilaskimeen on kuitenkin syötetty oletuksena viiden prosentin laskentakorko ja voimalan käyttöiäksi 30 vuotta.

Investointikustannukseksi arvioitiin yli 250 kW_p:n voimaloille 1 000 €/kW_p ja 100–250 kW_p:n voimaloille 1 100 €/kW_p. Suurempien laitosten hinnat ovat FinSolarin vuoden 2016 hintahaarukan alapäästä, sillä hintojen voi kohtuudella olettaa laskeneen hieman vuoden 2016 jälkeen. Alle 100 kW_p:n voimaloiden investointikustannukseksi valittiin 1 200 €/kW_p, joka on hintahaarukan puolivälistä ja sama, jota Vimpari & Junnila käyttivät artikkelissaan alle 100 kW_p:n voimaloille. Investoinnin, laskentakoron ja käyttöiän perusteella laskin laskee tuotetun sähkön hinnan. Investoinnissa ei ole huomioitu mahdollisia investointitukia. Hinnat ovat arvonlisäverottomia.

3.2.1 Esimerkkikiinteistön aurinkosähköpotentiaalin määrittäminen

Internetistä löytyy useita karttapohjaisia laskimia, joilla voi arvioida rakennuksen aurinkosähköpotentiaalia osoitteen perusteella. Suurin osa laskimista on paneelien myyjien ylläpitämiä, mutta myös esimerkiksi Helsingin seudun ympäristöpalvelut -kuntayhtymällä (HSY:llä) ja Euroopan komissiolla on omat karttapalvelut. Euroopan komission karttapalvelun nimi on JRC Photovoltaic Geographical Information System, ja siihen viitataan lyhenteellä JRC, joka tulee sanoista Joint Research Center. Muutamia laskimia on vertailtu taulukossa 6.

Taulukko 6. Esimerkkejä internetistä löytyvistä aurinkosähkölaskimista

| Palvelun tarjoaja | Internetosoite | Mitä ilmoittaa |
|--|---|---|
| HSY | http://kartta.hsy.fi | Soveltuva kattopinta-ala, potentiaali (MWh/a) |
| Fortum | https://aurinkolaskuri.fortum.fi/ | Katon kokonaispinta-ala ja soveltuva pinta-ala, harjakaton suuntaus, potentiaali (MWh/a), arvio tuotantokäyrästä ja takaisinmaksuajasta |
| Naps Solarsystems | https://www.napssolar.com/fi/jarjestelman-mitoitus | Nimellisteho (kW_p), potentiaali (MWh/a), CO ₂ -päästöjen vähennys (kg/a) |
| Sun Energia | http://map.sunenergia.com/start | Katon kokonaispinta-ala ja soveltuva pinta-ala, potentiaali (MWh/a), paneelien parhaat sijainnit katolla |
| Vattenfall | https://aurinkopaneeli.vattenfall.fi/ | Sähköntuottopotentiaali, nimellisteho, paneelien pinta-ala, voimalan hinta alkaen |
| JRC Photovoltaic Geographical information System | http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP | Auringon säteily paneelin pinnalle (kWh/a), sähkön tuotanto vuositasolla ja kuukausittain, tuotannon vuosittainen vaihtelu, tuotetun sähkön hinta |

Internetistä löytyviä laskimia testattiin helsinkiläisellä esimerkkikiinteistöllä. Esimerkkikiinteistöksi on valittu kirjoittajan kotitalo, koska kun kohde on tuttu, on helpompi vertailla nettilaskimien antamia tuloksia esimerkiksi kattopinta-alojen ja varjostusten osalta. Kiinteistö on kolmikerroksinen pienkerrostalo, jossa harjakaton kallistuskulma on noin 30° ja suuntaus 75° etelästä eli lounaaseen. Talon kolmannen kerroksen pinta-ala on toista kerrosta pienempi, joten kolmas kerros aiheuttaa varjostuksia toisen kerroksen katolle. Pihapiirissä on myös erityisesti toisen kerroksen kattoa varjostavia puita. Esimerkkikiinteistön ilmakuva on kuva 10.



Kuva 10. Esimerkkikiinteistö ilmakuvassa (Google maps.)

Laskimien esimerkkikiinteistölle antamat tulokset on koottu taulukkoon 7. Eri toimijoiden arviot paneeleille soveltuvasta kattopinta-alasta ja paneelien sähköntuottopotentialista vaihtelevat suuresti. Taulukkoon on laskettu myös yhden paneelineliön vuodessa tuottama sähkömäärä. Suurimmat arvot sekä paneelien pinta-alalle että yhden paneelineliön tuottamalle sähkömäärälle antaa Fortumin laskuri ja pienimmät HSY:n. Sun Energian, Vattenfallin, Naps Solar systemsin ja JRC:n laskimien tulokset ovat melko yhtenäisiä.

Taulukko 7. Nettilaskimien antamia tuloksia esimerkkikiinteistölle

| | Laskimeen syötetyt lähtötiedot | Soveltuva kattopinta-ala (m ²) | Kokonaispinta-ala (m ²) | Vuosi-potenti-aali (MWh) | MWh/m ² _p aneeli (laskettu) | Nimel-listeho (kW _p) |
|--------------------|--|--|-------------------------------------|--------------------------|---|----------------------------------|
| HSY | Osoite | 52 | ei ilmoitettu | 5,5 | 0,106 | 8,4 ¹⁾ |
| Sun Ener-gia | Osoite | 70 | 206 | 11,0 | 0,157 | 11,3 ¹⁾ |
| Naps Solar Systems | Osoite, katon pinta-ala | 72 ²⁾ | ei ilmoitettu | 10,2 | 0,162 | 12,0 |
| Fortum | Osoite | 100 | 132 | 18,5 | 0,185 | 16,2 ¹⁾ |
| Vattenfall | Osoite, kallistus, suuntaus, katon pinta-ala mitataan itse | 73 ²⁾ | ei ilmoitettu | 8,2 | 0,153 | 10,4 |
| JRC | Sijainti, nimel-listeho, katon kallistus ja suuntaus | 72 ³⁾ | ei ilmoitettu | 8,7 | 0,128 | 11 ¹⁾ |

¹⁾ Arvo laskettu soveltuvan kattopinta-alan perusteella, ei laskimesta

²⁾ Pinta-ala mitattu satelliittikuvasta. Laskin antaa paneelien pinta-alaksi 68 m².

³⁾ Pinta-alana käytetty 72 m². Muiden laskimien antamien pinta-alojen keskiarvo on 74 m², mutta Naps Solar Systemsin laskimeen voi syöttää paneelien leveydeksi ja korkeudeksi vain kokonaisia metrejä, joten valittu 8*9 m² = 72 m². JRC:n laskimessa on käytetty vertailtavuuden vuoksi samaa pinta-alaa.

Aurinkosähköpotentiaalit määritettiin yhdistelemällä eri laskimien tietoja. Kattopinta-ala ja paneeleille soveltuva kattopinta-ala on määritetty Sun Energian tai Fortumin laskimista sillä, kumpi antaa paneeleille pienemmän pinta-alan ja lisäksi pyörästetty tarvittaessa alaspäin. Sun Energia antaa myös kuvan paneelien parhaasta sijoittelusta. Esimerkkikiinteistön parhaat paneelien paikat on esitetty kuvassa 11.



Kuva 11. Aurinkopaneeleille parhaiten soveltuvat kohdat esimerkkikiinteistön katolla. Mitä vaaleampi väri, sitä parempi sijainti. (Sun Energia)

Tarvittaessa Fortumin ja Sun Energian laskimien arvioita pinta-aloista on korjattu alaspäin. Näin on tehty esimerkiksi silloin, jos katolla on kattoikkunoita, koska nettilaskimet eivät aina huomioi, ettei niitä voi peittää paneeleilla. Toisinaan verkkopalveluissa koko kortteli on niputettu yhdeksi kiinteistöksi, jolloin paneeleille soveltuva pinta-alaa ei saada palvelusta. Tällöin soveltuva pinta-ala on määritetty ottamalla katon mitat Vattenfallin työkalulla suoraan ilmakuvasta. Koko kattoa ei ole oletettu paneeleille sopivaksi, vaan soveltuva pinta-ala on arvioitu Sun Energian ja Fortumin palveluiden värikoodeihin perustuvilla ilmakuvilla. Vattenfallin työkalua on käytetty kattojen pinta-alojen mittaamiseen myös silloin, jos Fortumin ja Sun Energian ilmoittamien pinta-alojen välillä on merkittävä ero tai on jokin muu syy epäillä pinta-alan oikeellisuutta.

Kuvassa 12 on esitetty esimerkki katon pinta-alan mittauksesta Vattenfallin työkalulla. Ohjelma laskee pinta-alan katon klikkaamalla katon kulmia, myös monikulmaisilla katoilla. Tätä menetelmää käyttäessä paneeleille soveltuva pinta-ala on arvioitava itse varjostusten, ilmansuuntien ja katon kallistuksen mukaan. Esimerkkikiinteistössä alaksi on valittu kolmannen kerroksen katon lounaanpuoleinen lape. Katon pinta-alaksi saatiin 73 m², mikä on lähes sama kuin Sun Energian kiinteistölle ilmoittama paneeleille soveltuva ala, 70 m² (ks. taulukko 7 sivulla 36) Laskelmissa on käytetty paneelien nimellistehona arvoa 0,15 kW_p/m²_{paneeli}. Tätä arvoa käyttää myös esimerkiksi Finsolar.

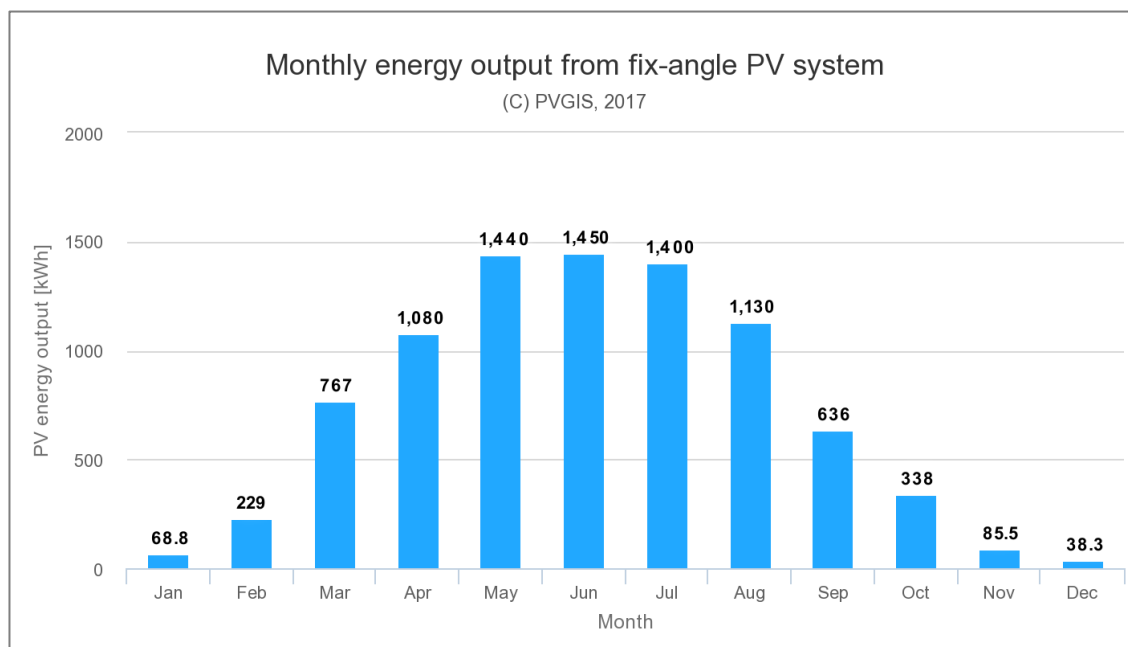


Kuva 12. Paneeleille soveltuvan kattopinta-alan määrittäminen Vattenfallin internet-työkalulla.

Kun paneeleille soveltuva pinta-ala oli määritetty, laskettiin paneelien nimellisteho arvolla 0,15 kW_p/m²_{paneeli}. Kun nimellisteho oli määritetty, se syötettiin JRC:n laskimeen, josta saa kattavan raportin aurinkosähkön tuotannosta vuosi- ja kuukausitasolla. Raportti on

esitetty liitteessä 2. Nimellistehon lisäksi laskin kysyy asennuskulmaa (tässä tapauksessa 30°) ja atsimuuttikulmaa (tässä tapauksessa 75°). Kallistuksen voi valita itse esimerkiksi harjakaton kulman perusteella tai laskimen voi antaa optimoida kulman sijainnin perusteella. Laskin huomioi kallistuskulmaa optimoitaessa myös paneelien suuntauksen, joten etelään suunnattaessa optimaalinen kallistus on loivempi kuin idän tai lännen puoleisessa suuntauksessa.

Esimerkkikiinteistön aurinkosähkön vuosituotannoksi saatiin 8,7 MWh ja vuosittaiseksi vaihteluksi ± 230 kWh. Optimaalisella atsimuuttikulmalla ja kallistuksella tuotanto olisi 10,6 MWh eli noin 20 % suurempi. Sähkön tuotannon kuukausivaihtelu on esitetty kuvassa 13.



Kuva 13. Esimerkkikiinteistön aurinkosähkön tuotanto kuukausittain (European Commission Joint Research Center - Photovoltaic Geographical Information System)

Laskimeen voi halutessaan syöttää myös hankintakustannuksen, sähkön hinnan ja laskentakoron. Hankintakustannuksena on käytetty arvoa 1 200 €/kW_p eli 13 200 € (alv 0 %), laskentakorkona 5 % ja voimalan käyttöikä 30 vuotta, jolloin sähkön hinnaksi saatiin 12,9 c/kWh (alv 0 %). Optimaalisella suuntauksella ja kallistuksella sähkön hinta olisi 10,6 c/kWh.

JRC:n nettilaskimeen voi syöttää aiemmin mainittujen tietojen lisäksi voimalan sisäiset häviöt, jotka syntyvät muun muassa invertterissä. Laskelmissa on käytetty laskimen oletushäviötä, joka on 14 %. Sisäisten häviöiden lisäksi laskin laskee kokonaisheijastuksen ja lämpötilan aiheuttamat häviöt, jotka ovat noin 3 %. Kokonaishäviöksi tulee noin 20 %.

Laskimessa voi myös valita tietokannan, jota laskin hyödyntää auringonsäteily määrää laskettaessa. PVGIS-SARAH-tietokanta perustuu vuosien 2010–2016 satelliittihavaintoihin ja algoritmiin ja PVGIS-ERA5-tietokanta säämallinnukseen. Tietokantojen välillä on pieniä eroja. Taulukossa 8 on verrattu SARAH- ja ERA5-tietokantojen Helsinki-Vantaalle antamaa säteily määrää (kWh/m²) Ilmatieteen laitoksen lukuihin taulukossa 8. Eteläseinää lukuun ottamatta ERA5:n arvot ovat 3 % ja ERA5:n 3–7 % matalammat kuin Ilmatieteenlaitoksen luvut vyöhykkeelle I (Helsinki-Vantaa). Työssä on käytetty ERA5-tietokantaa, koska SARAH ei sisällä Pohjois-Suomen tietoja.

Taulukko 8. Auringon säteily neliometriä kohti Helsinki-Vantaalla ja vertailu Ilmatieteen laitoksen lukuihin.

| | Ilmatieteen laitos | ERA5-tietokanta | SARAH-tietokanta |
|--|---------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Kallistus 45 astetta, suuntaus etelään | 1 211 kWh/m ² | 1 170 kWh/m ² | 1 130 kWh/m ² |
| Eteläseinää | 878 kWh/m ² | 888 kWh/m ² | 945 kWh/m ² |
| Vaakataso | 975 kWh/m ² | 945 kWh/m ² | 930 kWh/m ² |
| Kallistus 45 astetta, suuntaus etelään | 100 % | 97 % | 93 % |
| Eteläseinää | 100 % | 101 % | 97 % |
| Vaakataso | 100 % | 97 % | 95 % |

Kaikkiin laskelmiin on valittu myös paneelien asennus telineisiin rakenteisiin integroimisen sijasta. Laskin huomioi asennustavan siten, että integroitujen paneelien hyötysuhde on hieman telineisiin asennettuja alhaisempi. Alhaisempi hyötysuhde johtuu paneelien kuumenemisestä, mikä puolestaan johtuu heikommasta ilman kierrosta paneelien takana.

3.2.2 Paneelien suuntaaminen ja kallistus

Paneelien kallistuksen optimikulma on eteläisimmässä Suomessa yleensä 42 tai 43 astetta ja pohjoisempina muutama aste enemmän, esimerkiksi Rovaniemellä 47 astetta.

Pienempi kallistuskulma aiheuttaa vähemmän paneelien toisilleen luomaa varjostusta, jos paneeleja on monessa rivissä, ja pienentää paneelien tuulikuormaa.

Suuntauksen ja kallistuksen vaikutus paneelin sähkön tuottoon on esitetty taulukossa 9. Testilaskelmissa ± 15 asteen ero suuntauksessa ei käytännössä vaikuttanut sähkön tuottoon vuositasolla ja ± 25 asteen erotuksella etelästä sähköntuottopotentiaaleissa oli vain noin kahden prosentin ero. Vuosituotossa ero 30 ja 43 asteen kallistuksen välillä on 3 % eli lähes merkityksetön, joten laskelmia voidaan hyödyntää, vaikka kallistuskulmaa hieman muutettaisiin. Muutos kallistuskulmassa aiheuttaa eroja kuukausittaiseen sähköntuottoon, sillä suurempi kallistuskulma tasaa eroja vuodenaikojen välillä.

Taulukko 9. Aurinkopaneelien sähkön tuotto eri kallistuskulmilla ja suuntauksilla Helsingissä, kun paneelien nimellisteho on 10 kW_p.

| Kallistus ja suuntaus | Sähkön tuotto (kWh/a) | Prosenttia optimisuuntauksesta ja kallistuksesta |
|-----------------------|-----------------------|--|
| 43°, 0° | 10 200 | 100 % |
| 43°, 15° | 10 100 | 99 % |
| 43°, 25° | 9 950 | 98 % |
| 43°, 35° | 9 740 | 95 % |
| 43°, 45° | 9 470 | 93 % |
| 43°, -45° | 9 490 | 93 % |
| 30°, 0° | 9 930 | 97 % |
| 30°, 15° | 9 850 | 97 % |
| 30°, 25° | 9 740 | 95 % |
| 30°, 35° | 9 560 | 94 % |
| 30°, 45° | 9 330 | 91 % |
| 30°, -45° | 9 350 | 92 % |

Kattojen suuntaukset asteina on saatu Fortumin karttapalvelusta. Tasakatoilla paneelien suuntaukseksi on valittu katon reunan suuntaus, koska tällöin kattopinta-ala saadaan hyödynnettyä tehokkaammin ja esteettisemmin. Suorakulmion muotoisella tasakatolla katon reunan suuntaus ei voi poiketa etelästä yli 45 astetta, koska paneeleja voidaan kääntää 90 astetta, jos suuntaus on liiaksi itään tai länteen.

Pesola ym. (2013) esittävät nyrkkisääntönä, että 30 asteen kallistuskulmalla paneelien välisen etäisyyden tulisi olla 2,5 kertaa paneelin korkeus. Tällöin varjostusta aiheutuisi

vasta kun aurinko paistaa alle 10 asteen kulmassa ja paneelien pinta-ala olisi vain noin 26 % kattopinta-alasta. Finnwind puolestaan esittää paneelien tilantarpeeksi 250–350 m², kun nimellisteho on 10 kW ja asennuskulma on 45 astetta. (Kokemuksia aurinkosähköasennuksista 2013) Paneelin teholla 0,15 kW_p/m² tämä olisi 20–25 % kattopinta-alasta. Kurdgelashvili ym. (2016) esittävät paneelien välisen etäisyyden ja paneelin yläreunan korkeuden suhteeksi matalilla leveysasteilla 2:1 ja pohjoisempina 3:1. 30 asteen asennuskulmassa standardikokoisen, 167*99 cm paneelin yläreunan korkeus vaakapinnasta on 45 cm, joten paneelien välisen etäisyyden tulisi olla noin 3*45 cm = 135 cm.

Käytännössä näin suuria välimatkoja ei aina käytetä. Kuvassa 14 näkyvät Helenin Suvilahden aurinkovoimalan paneelit. Kallistus on vähemmän kuin 30 astetta, mutta paneelien välissä ei myöskään ole metritolkulla tilaa. Kuva on otettu talvella ja aurinko paistaa melko matalalta, jolloin paneelit varjostavat toisiaan. Jos kaikki paneelit varjostuvat yhtä paljon, tehon lasku ei ole yhtä suuri ongelma kuin silloin, kun osa paneeleista varjostuu muita enemmän.



Kuva 14. Helenin Suvilahden aurinkovoimalan aurinkopaneelit (Lähde: Suvilahden aurinkovoimala ja sähkönsiirtoverkkoa 2015)

Rauman Seaside Industry Parkiin rakennetaan 1 800 paneelin aurinkovoimalaa, jonka teho on 500 kW_p ja sen vaatima kattopinta-ala 5 000 m² (Seaside Industry Parkiin rakennetaan 1800 paneelin aurinkovoimala 2018). Jos lasketaan yksittäinen paneelin teho 500 kW/1 800 paneelia = 278 W_p/paneeli. 275 huippuwatin tehoisen standardipaneelin

pinta-ala on $1,6 \text{ m}^2$, jolloin paneelien pinta-alaksi saadaan $2\,880 \text{ m}^2$ eli noin 60 % käytetystä kattopinta-alasta. Samaan tulokseen päästään olettamalla paneelien nimellistehoksi $0,275 \text{ kW}_p/1,6 \text{ m}^2 = 0,17 \text{ kW/m}^2$ saadaan paneelien pinta-alaksi noin $2\,910 \text{ m}^2$, mikä on noin 60 % käytetystä kattopinta-alasta.

Paneelien väliseen etäisyyteen vaikuttaa kallistuskulman lisäksi suuntaus itä-länsi-suunnassa. Jos paneelit asennetaan vaakatasoon, niiden pinta-ala voi olla lähes sama kuin katon pinta-ala, mutta yksittäisten paneelien vuosituotto on alhaisempi. Lisäksi vesi ja roskat jäävät paneelin pinnalle, mikä pienentää tuottoa (Käpylehto 2016, s. 206). Paneelien asennus onkin monesti tilankäytön ja maksimituoton välinen kompromissi ja täytyy harkita tapauskohtaisesti.

Paneelien määrää valittaessa täytyy huomioida myös katon kantavuus. Paneelien aiheuttama kuorma on 10–15 kg/kattoneliö, kun taas lumikuorma voi olla satoja kiloja, joten katto yleensä kestää paneelit (Käpylehto 2016, s. 202). Katto ei kuitenkaan aina kestä maksimimäärää paneeleja, tai kiinteistön sähkönkulutus on kesäaikaan tuottoa pienempi. Tällöin on taloudellisempaa kasvattaa paneelirivien välistä etäisyyttä. Toisaalta osittaisvarjostuksen haittoja voidaan vähentää käyttämällä paneelikohtaisia tasavirtaoptimoijia tai mikroinvertterejä.

Tässä työssä ei ole optimoitu jokaisen kiinteistön paneelien sijoitusta erikseen, vaan tasakatoilla paneelien pinta-alana on käytetty 1/2 paneeleille soveltuvasta kattopinta-alasta. Tällöin paneelien välinen etäisyys 30 asteen kallistuksella on noin 110 cm, kun paneelin korkeus on yksi metri ja paneelin yläreuna on 45 cm:n korkeudessa asennustasosta. Paneelien määrä saattaa olla hieman yläkanttiin, mutta paneeleille soveltuva kattopinta-ala on arvioitu melko varovaisesti.

Harjakattoja oli aineistossa vähän, koska esimerkkikiinteistöt ovat pääosin suuria ja suurehkoja toimi- ja tuotantotiloja, logistiikkarakennuksia, hoivakoteja, hotelleja ynnä muita. Joukossa on kuitenkin kaksi sijoittajien omistamaa vuokra-asuintaloa. Harjakatoilla kallistuskulmaksi valittiin luonnollisesti katon kallistuskulma ja suuntaukseksi katon lappeen suuntaus. Koska paneeleja ei ole peräkkäin eivätkä ne varjosta toisiaan, harjakatolla paneelien pinta-ala voi olla lähes sama kuin lappeen pinta-ala. Paneelien pinta-alana on käytetty 90 % lappeen pinta-alasta.

4 Tulokset ja niiden tulkinta

4.1 Kyselytutkimus

Kysely lähetettiin 39 henkilölle, joista 19 vastasi. Vastausprosentti oli siis lähes 50, mitä voidaan pitää hyvänä. Kolmeen ensimmäiseen kysymykseen vastaaminen oli pakollista ja loput kysymykset olivat vapaaehtoisia. Kyselyyn vastaaminen kesti kolmesta kymmeneen minuuttia ja suurin osa vastaajista vastasi noin viidessä minuutissa. Vastaukset on käsitelty alla kysymyksittäin.

Kyselystä onnistuttiin tekemään vastaajalle helppo ja nopea, mutta kääntöpuolena on myös vastausten ”yksinkertaisuus”. Tekstikenttien lisääminen olisi tuonut lisää tietoa, mutta mahdollisesti vähentänyt vastaajien määrää, koska vapaat vastaukset vievät enemmän vastaajan aikaa kuin monivalintakysymykset.

Kysymys 1. Organisaatio jota edustat

Vastaajat edustivat 19 yritystä, joiden nimet on kerrottu salaisessa liitteessä.

Kysymys 2. Oletteko kiinnostunut aurinkosähkön tuottamisesta kiinteistöillä, joita edustatte?

Vastaukset on esitetty kuvassa 15. Aurinkosähkön tuottaminen kiinnostaa kyselyyn vastanneita erittäin laajasti. Seitsemäntoista vastaajaa yhdeksästätoista eli 84 % on kiinnostunut kiinteistökohtaisesta aurinkosähkön tuotannosta. Kaksi vastaajaa (11 %) ei ollut kiinnostunut ja yksi (5 %) ei osannut sanoa. Vastausten jakauma on esitetty kuvassa 15. Tulos ei todennäköisesti ole yleistettävissä koko Suomen toimitiloihin, sillä kyselyyn vastasivat todennäköisemmin ne kiinteistönomistajat, joita aihe kiinnostaa kuin ne, joita aihe ei kiinnosta.

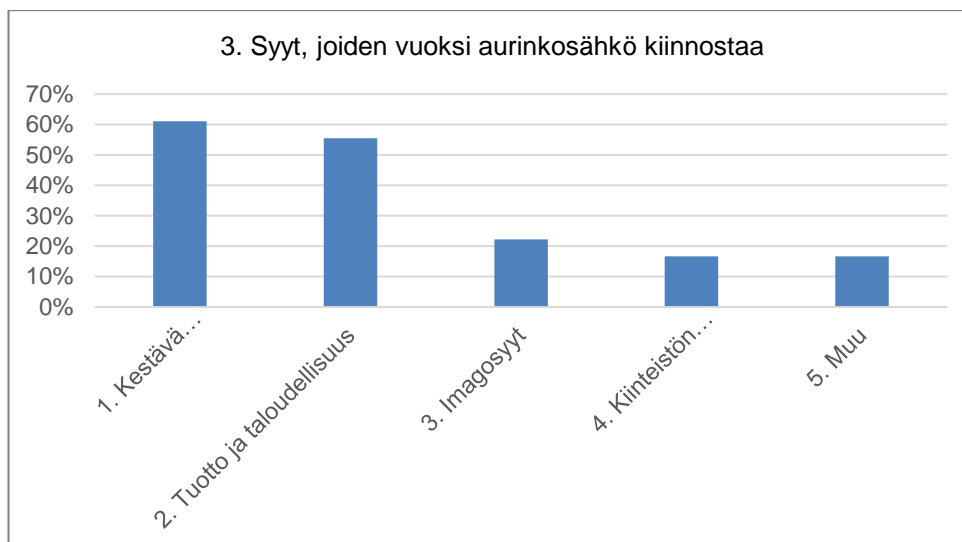


Kuva 15. Vastaukset kysymykseen 2.

Tähän työhön eivät sisällyneet asunto-osakeyhtiöt, mutta aurinkosähkö kiinnostaa laajasti myös taloyhtiöiden asukkaita. Kiinteistöliiton vuonna 2016 tekemän kartoituksen mukaan lähes joka toisessa asunto-osakeyhtiössä on keskusteltu mahdollisuudesta hankkia taloyhtiöön aurinkovoimala. Vastaajista kolme neljäsosaa oli vähintään melko kiinnostuneita aurinkosähköstä eli luku on lähellä tässä kyselyssä saatua tulosta. Vastalle prosentissa asunto-osakeyhtiöitä oli jo toteutettu aurinkosähköhanke. (Aurinkosähkökysely kevät 2016)

Kysymys 3. Miksi/miksi ette? Onko tuotto teille ainoa peruste vai huomioitteko myös muita tekijöitä?

Syyt, joiden vuoksi aurinkosähkön tuotanto kiinnostaa, on koottu kuvaan 16. Kysymykseen vastattiin vapaakentässä, ja vastaukset on ryhmitelty seuraavasti: 1. Kestävä kehitys, ympäristösyyt ja ilmastonmuutoksen torjunta 2. Taloudellinen tuotto, 3. Imagosyyt, 4. Kiinteistön vuokrattavuuden parantuminen ja/tai nykyisten vuokralaisten kiinnostus uusiutuvaa energiaa kohtaan, 5. Muu.



Kuva 16. Syyt, joiden vuoksi aurinkosähkön tuotanto kiinnostaa.

Kukin vastaaja nimesi 1–4 syytä, miksi aurinkosähkön tuotanto kiinnostaa. Vastauksia oli 18 ja syitä yhteensä 31. Yleisimmät syyt olivat aurinkosähkön ympäristöystävällisyys (11 vastaajaa eli 61 %) ja aurinkovoimalan taloudellinen kannattavuus (10 vastaajaa eli 56 %). Aurinkovoiman ympäristöystävällisyyteen ja kestäväan kehitykseen viitattiin muun muassa sanoilla *ympäristöarvot*, *vastuullisuus*, *kestävä kehitys* ja *hiilidioksidipäästöjen hallinta*. Aurinkovoimalan taloudelliseen kannattavuuteen viitattiin sanoilla *tuotto*, *tuottopotentiali*, *taloudellisuus* ja *taloudellinen tapa hankkia sähköä*.

Kolmanneksi ja neljänneksi yleisimmät syyt olivat imago (neljä vastaajaa eli 22 %) sekä kiinteistön vuokrattavuuden parantuminen ja/tai vuokralaisten omat ympäristöohjelmat tai toive uusiutuvasta energiasta (kolme vastaajaa eli 17 %). Vuokralaisten kiinnostus aurinkosähköä kohtaan muotoiltiin esimerkiksi seuraavasti: ”*Vuokralaisasiakkaamme ovat kiinnostuneita asiasta osana omaa vastuullisuusohjelmaa.*” ja ”*Vuokralaisten ympäristötietoisuus lisääntyy ja hyvä vuokranantaja huomio toiminnassaan ympäristöarvoja*”. Muita syitä olivat yrityksen arvot, yrityksen strategia ja pyrkimys riippumattomuuteen, jotka kaikki saivat yhden maininnan.

Kaksi vastaajaa ilmoitti, että aurinkosähkön tuotanto ei kiinnosta. Toisella syynä oli se, että kiinteistöt ovat myynnissä ja toisella se, että vanhoille kiinteistöille on tulossa käyttötarkoituksenmuutoksia. Yksi vastaaja ei osannut sanoa, kiinnostaako aurinkosähkön tuotanto.

Kysymys 4. Onko jollain edustamallanne kiinteistöllä toteutettu aurinkovoimahanke jo aiemmin?

Neljällätoista vastaajalla ei ole kokemusta kiinteistökohtaisesta aurinkosähkön tuotosta. Kolme henkilöä vastasi, että omistaja on jo toteuttanut aurinkosähköhankkeen jollain kiinteistöllä ja kaksi vastasi, että vuokralainen on asentanut voimalan.

Kyselylomakkeeseen tuli tämän kysymyksen kohdalla virhe, joka huomattiin vasta kun kysely oli jo julkaistu eikä sitä voitu korjata. Vastausvaihtoehtoja olisi pitänyt voida valita enemmän kuin yksi, sillä saman omistajan kiinteistöillä voi olla sekä omistajan että vuokralaisen toteuttamia aurinkovoimaloita. Tällaisessa tapauksessa piti valita jompikumpi vaihtoehto.

Kysymykset 5. ja 6. ”Kuinka hyvin tunnette aurinkosähkön tuotantoa?” ja ”Tähän voit halutessasi tarkentaa, millaista lisätietoa toivot.”

Lähes kaksi kolmasosaa vastaajista kokee tarvitsevansa lisätietoa aurinkosähköstä päätöksenteon tueksi. Kaksitoista vastaajaa (63 %) valitsi vaihtoehdon ”*Tarvitsisin asiasta lisätietoja päätöksentekoa varten*” ja seitsemän vastaajaa (37 %) valitsi vaihtoehdon ”*Minulla on asiasta riittävät tiedot*”. Kysymys 6 oli vapaaehtoinen liittyi ja kysymykseen 5. Kysymykseen numero 6 vastasi seitsemän henkilöä. Lisätietoa kaivattiin erityisesti voimalan teknisistä ominaisuuksista ja kannattavuudesta.

Kysymys 7. Missä voimalahankkeen vaiheessa saattaisitte tarvita konsultaatiota? Voitte valita useamman kuin yhden vaihtoehdon.

Kysymykseen vastasi 18 henkilöä. Vastaukset on esitetty kuvassa 17. Vaihtoehtoja pystyi valitsemaan useita, joten vastauksia kertyi yhteensä 61. Konsultaatiota mahdollisesti tarvitsevia oli 16 eli lähes 80 %. Kaksi vastaajaa ei tarvitse konsultaatiota. Konsultaatiota toivovat valitsivat keskimäärin 3,7 hankevaihetta, joissa voisivat tarvita konsultaatiota. Neljätolista vastaajaa eli 71 % toivoi konsultaatiota esi- tai hankesuunnitteluvaiheessa ja yksitoista vastaajaa toteutussuunnittelussa, kilpailutuksessa tai projektinjohdossa. Energiatuen hakeminen oli lähes yhtä suosittu. Siihen saattaisi tarvita apua kymmenen vastaajaa eli 56 %.

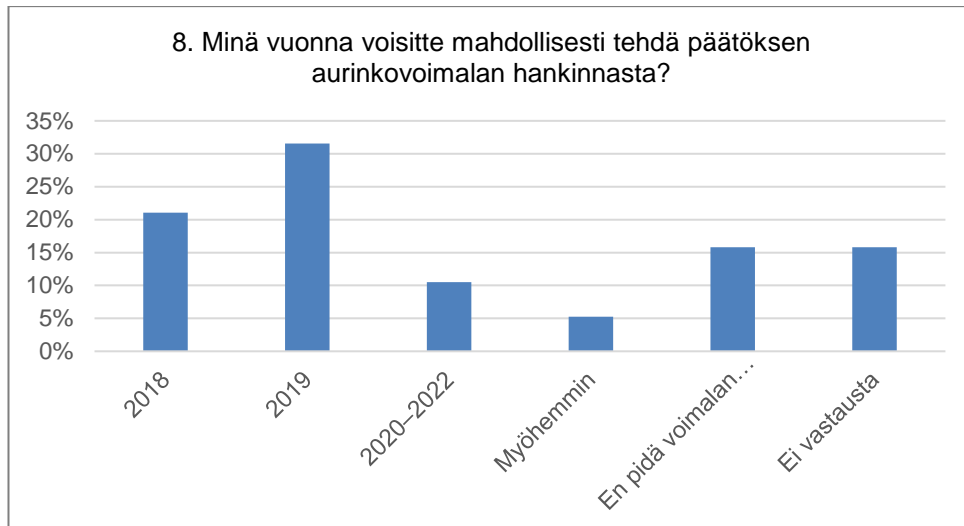
Kaksi vastaajaa valitsi kohdan ”Muu, mikä?”. Vapaat vastaukset kysymykseen olivat ”Toimittajan valinta” ja ”Seuranta”. Toimittajan valinta voidaan tulkita myös osaksi kilpailutusta.



Kuva 17. Vastaukset kysymykseen 7.

Kysymys 8. Minä vuonna voisitte mahdollisesti tehdä päätöksen aurinkovoimalan hankinnasta?

Kysymykseen vastasi 16 henkilöä yhdeksästätoista. Vastaukset on esitetty kuvassa 18. Neljä vastaajaa on valmis tekemään investointipäätöksen jo tänä vuonna ja kuusi vastaajaa ensi vuonna. Tänä tai ensi vuonna investointipäätöksen voisi siis tehdä noin puolet vastaajista. Kaksi vastaajaa uskoo, että investointipäätös voitaisiin tehdä vuosina 2020–2022 ja yhden mielestä myöhemmin. Kolme vastaajaa ei pidä voimalan hankkimista todennäköisenä ja kolme ei vastannut kysymykseen ollenkaan.



Kuva 18. Vastaukset kysymykseen 8.

Ne kolme kiinteistönomistajaa, jotka ovat jo aiemmin hankkineet aurinkovoimalan, olivat kaikki valmiita tekemään seuraavan investointipäätöksen tänä tai ensi vuonna, joten aurinkosähkön tuotannosta vaikuttaa olevan hyviä kokemuksia. Kannattamattoman investoinnin uusiminen ei ole kiinteistönomistajan edun mukaista.

Kysymys 9. Aurinkovoimalan takaisinmaksuaika on tyypillisesti 13–18 vuotta ja käyttöikä noin 30 vuotta (vaihteluväli 20–40 vuotta). Onko takaisinmaksuaika mielestänne riittävän lyhyt investointipäätöksen tekemiseksi?

Vastaukset kysymykseen 9 on esitetty kuvassa 19. Yhdeksän vastaajaa yhdeksästätoista piti aurinkovoimalan takaisinmaksuaikaa liian pitkänä. Kolmen vastaajan mielestä takaisinmaksuaika on riittävän lyhyt investointipäätöksen tekemiseksi ja seitsemän vastaajaa ei osannut sanoa.



Kuva 19. Vastaukset kysymykseen 9.

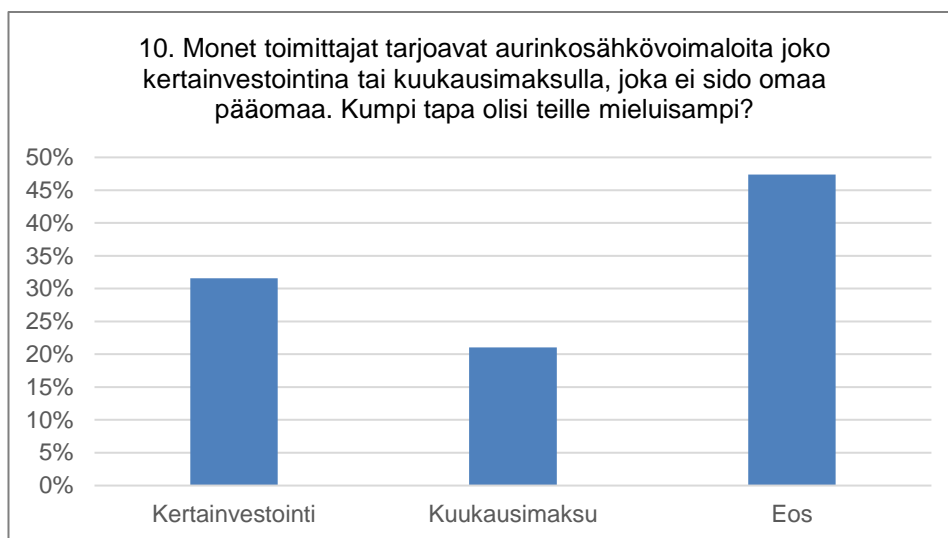
Vaikka vain kolmen vastaajan mielestä takaisinmaksuaika on riittävän lyhyt, edellisessä kysymyksessä yhdeksän vastaajaa uskoi, että investointipäätös voidaan tehdä tänä tai ensi vuonna. Niistä vastaajista, jotka uskovat, että investointipäätös voidaan tehdä tänä tai ensi vuonna kolmen mielestä takaisinmaksuaika on riittävän lyhyt, kolmen mielestä liian pitkä ja kolme ei osannut sanoa. Tulos voidaan tulkita niin, että vuokrattavuuden ja imagon paraneminen ja muut syyt vaikuttavat investointipäätökseen talouden lisäksi, kuten myös kolmannessa kysymyksessä tuli ilmi.

Jälkikäteen voidaan todeta, että tähän kysymykseen olisi ollut syytä lisätä kommenttikenttä, jossa vastaustaan olisi saanut halutessaan perustella. Monet vastaajista ovat sitä mieltä, että takaisinmaksu ei ole tarpeeksi lyhyt, mutta osasyynä voi olla myös esimerkiksi se, että kiinteistöjen pitoaika on tyypillisesti huomattavasti lyhyempi kuin aurinkovoimalan takaisinmaksuaika. Myyntitilanteessa ei ole varmuutta, kuinka paljon aurinkovoimala nostaa kiinteistön hintaa.

Kysymys 10. Monet voimalatoimittajat tarjoavat aurinkosähkövoimaloita joko kertainvestointina tai kuukausimaksulla pitkällä (esimerkiksi 10 vuoden) sopimuksella, joka ei sido omaa pääomaa. Kumpi tapa olisi teille mieluisampi?

Kysymykseen vastasi 19 henkilöä. Vastaukset on esitetty kuvassa 20. Kolmasosa vastaajista pitää kertainvestointia mieluisampana rahoitusvaihtoehtona, viidesosa kuukausimaksua ja lähes puolet ei osaa sanoa, mikä saattaa tarkoittaa myös sitä, että rahoitus

mietitään tapauskohtaisesti. Tapauskohtainen harkinta olisikin kannattanut lisätä vastausvaihtoehtoksi.



Kuva 20. Vastaukset kysymykseen 10.

Kuukausimaksun etuna on, ettei se sido pääomaa. Toisaalta laitostoimittajat ottavat rahoituksesta oman katteensa ja käyttökulut nousevat. Jos kiinteistön arvo määritetään nettotuoton ja kiinteistön tuoton suhteena, kuten Vimparin & Junnilan artikkelissa, nousevat käyttökulut laskevat kiinteistön arvoa siihen asti kunnes viimeinen erä on maksettu. Sen jälkeen käyttökulut pienenevät, koska sähkölasku ja siten myös käyttökulut pienenevät, ja kiinteistön arvo nousee.

Kysymys 11. Monilla kiinteistöjen käyttäjillä on omia ympäristöohjelmia ja tavoitteita esimerkiksi hiilidioksidipäästöjen vähentämiseksi. Olisitteko kiinnostunut hankkimaan aurinkovoimalan yhteishankkeena vuokralaisen kanssa?

Kysymykseen vastasi 18 henkilöä. Vastaukset on esitetty kuvassa 21. Kymmenen vastaajaa eli yli puolet pitää vuokralaisen kanssa yhdessä hankittua aurinkovoimalaa mahdollisena. Neljä vastaajaa ei ole kiinnostunut hankkimaan voimalaa yhteistyössä ja neljä vastaajaa ei osannut sanoa.



Kuva 21. Vastaukset kysymykseen 11.

Vastauksista voidaan päätellä, että vuokralaisilla on mahdollisuus vaikuttaa kiinteistön energiantuotantoon. Toisaalta yhteistyössä toteutettu aurinkovoimala voi olla vastuunjaon kannalta vaikea riita- tai konkurssitilanteessa. Yhteishanke voitaisiin toteuttaa myös korotetun vuokran kautta, jolloin vuokralainen maksaa laitoksen omistajalle osissa, mutta saa käyttää sähkön itse.

Kysymys 12. Miten suhtaudutte, jos vuokralainen haluaa asentaa voimalan katolle omalla kustannuksellaan?

Kysymykseen vastasi 18 henkilöä. Kysymykseen vastattiin vapaakentässä ja vastaukset on koottu kuvaan 22. Kiinteistönomistajien enemmistö, 10 vastaajaa, suhtautuu vuokralaisen omaan aurinkosähköhankkeeseen lähtökohtaisen myönteisesti. Esimerkkejä vastauksista: *”Ilman muuta myönteisesti, jos suunnitelmat on tehty asianmukaisesti”*, *”Positiivisesti”* ja *”Lähtökohtaisesti myönteisesti”*.

Neljä henkilöä vastasi, että asia harkitaan tapauskohtaisesti, esimerkiksi seuraavasti *”Päätökseen vaikuttaa vuokrasopimuksen pituus, vesikattorakenteiden kunto, tulevat kunnostukset.”* tai *”Olemme aina avoimia keskustelulle. Enemmänkin kyseeseen tulee mm. vuokrasopimuksen pituus ja laitteiston vastuut mahdollisissa riitatilanteissa tai konkurssissa”*.



Kuva 22. Vastaukset kysymykseen 12.

Kolme vastaajaa ilmoitti, ettei vuokralaisen toteuttama hanke ole mahdollinen. Yksi perusteli kielteisistä kantaa vastuunjaon hankaluudella. Yksi vastaaja pitää vuokralaisen hankkimaa aurinkovoimalaa epätodennäköisenä, koska salkussa on lähinnä asuntoja. Vuokra-asuntoon vuokralainen tuskin paneeleja asentaakaan.

Kysymys 13. Muita ajatuksia ja kommentteja (vapaaehtoinen)

Vapaan kommentin kirjoitti yhdeksän vastaajaa. Kommentit vaihtelivat laidasta laitaan. Kaksi vastaajaa oli sitä mieltä, että akkujen kehittyminen parantaisi aurinkosähkön käytettävyyttä. Kaksi vastaajaa piti kyselyä ajankohtaisena ja toinen heistä arveli lisäksi aurinkosähkön yleistyvän koko ajan. Yksi vastaaja toivoi puolueetonta tahoa auttamaan toimittajan valinnassa ja toinen vastaaja haluaisi löytää toimivan mallin, jolla vuokralaisen saa sitoutettua hankkeeseen silloin, kun kiinteistössä on vain yksi vuokralainen. Yksi vastaaja halusi painottaa, että aurinkosähkön takaisinmaksuaika on edelleen liian pitkä, ja yksi oli sitä mieltä, että suurin ongelma on se, että sähkön kulutus ja tuotanto eivät kohtaa ajallisesti.

4.2 Kiinteistökohtaiset laskelmat

4.2.1 Aurinkosähköpotentiaalit

Suurin osa opinnäytetyöhön liittyvistä kiinteistöistä sijaitsee Etelä-Suomessa, mutta mukaan on valittu kiinteistöjä myös pohjoisempaa. Pohjoisin kiinteistö sijaitsee Oulussa. Sähkön tuotanto on arvioitu samoilla periaatteilla kuin luvun 3.2.1. esimerkikiinteistölle. Rakennuskohtaiset aurinkosähköpotentiaalit on esitetty liitteessä 3 osoitteen mukaisessa aakkosjärjestyksessä. Potentiaalini lisäksi liitteen 3 taulukkoon on koottu kattopinta-alat, paneeleille soveltuvat kattopinta-alat, paneelien pinta-ala, suuntaus ja kallis-tus, Fortumin nettilaskimen kiinteistölle ilmoittama potentiaali sekä tuotetun sähkön hinta. Osoitteet on poistettu julkisesta versiosta ja esitetty salaisessa liitteessä.

Kartoitettuja rakennuksia oli yhteensä 27. Rakennusten aurinkosähköpotentiaali vaihtelee välillä 26–810 MWh/a ja voimaloiden nimellistehot välillä 20–1 000 kW_p, joten vaihtelu on erittäin suurta. Yksittäisten rakennusten potentiaalien keskiarvo on 221 MWh ja nimellistehon keskiarvo 244 kW_p. Kun samalla tontilla sijaitsevien rakennusten potentiaalit lasketaan yhteen, keskiarvo on 410 MWh ja nimellistehon keskiarvo 439 kW_p. Keskiarvoa nostaa Osoite 17:n rakennusten valtava yhteenlaskettu potentiaali. Kaikkien 27 rakennuksen yhteenlaskettu potentiaali on noin 6,4 GWh ja kapasiteetti 6,9 MW.

Monilla rakennuksilla on suuria kattoja, joille voisi asentaa satojen wattien tehoisia aurinkovoimaloita. Näissä tapauksissa on erityisen tärkeää varmistaa, onko sähkölle kesäkuukausina kulutusta. Osoite 17 on tästä hyvä esimerkki. Sen rakennusten aurinkosähköpotentiaali on 530–680 MWh. Kaikkien neljän rakennuksen yhteenlaskettu potentiaali on 2 260 MWh ja nimellisteho 2 250 kW_p. Voimala olisi yksi Suomen suurimmista eikä kiinteistön oma käyttö riitä sähkön hyödyntämiseen.

Suurin osa kartoitetuista kiinteistöistä soveltuu aurinkosähkön tuotantoon hyvin, sillä rakennukset ovat suuria ja monikerroksisia, jolloin puiden ja ympäröivien rakennusten aiheuttama varjostus on vähäistä. Tasakatoilla paneeleille soveltuva pinta-ala voi olla lähes sama kuin katon kokonaispinta-ala ja paneelien pinta-ala suurimmillaan 45 % kattopinta-alasta. Parhaita kattoja olivat Kempeleen osoite 19, Raision osoite 12, Vantaan osoite 16:n idänpuoleinen rakennus, Porvoon osoite 10 ja Kajaanin osoite 6, joissa paneelien pinta-ala oli 39–45 % kattopinta-alasta.

Toisaalta osalla tasakatoista oli esimerkiksi kattoikkunoita, lauhduttimia, savunpoistoluukkuja ja muita paneelien asentamista estäviä tai varjostusta aiheuttavia rakenteita. Osa katoista oli myös kahdessa tai kolmessa tasossa, jolloin syntyy varjostuksia alemmille tasoille. Tällaisilla katoilla paneelien pinta-ala oli vain 13–20 % kattopinta-alasta. Tällaisia olivat esimerkiksi Helsingissä osoite 3, osoite 1, osoite 14 ja osoite 14, Vantaalla osoite 16:n lännenpuoleinen rakennus sekä Kuopiossa osoite 8.

Myös hyvällä harjakatolla paneelien pinta-ala voi olla 45 % katon pinta-alasta. Tällainen tilanne on osoite 2:n toisessa rakennuksessa, jossa etelänpuoleinen lape voidaan asentaa 90-prosenttisesti täyteen paneeleja, koska lappeella ei ole mitään varjostavia rakenteita. Keravan osoite 4:n ja Espoon osoite 18:n harjakatoilla sekä osoite 2:n toisessa rakennuksessa paneelien pinta-ala oli 28–41 % katon pinta-alasta. Osoite 4:ssä ja 18:ssa kaikki rakennukset eivät sopineet aurinkosähkön tuotantoon puiden aiheuttaman varjostuksen vuoksi. Osoite 2:n puolestaan on kolme rakennusta, joiden lappeet ovat itä-länsi-suunnassa ja joiden potentiaali on siksi melko alhainen. Potentiaalit laskettiin vain kahden rakennuksen etelänpuoleisille lappeille.

Fortumin nettilaskin

Fortumin aurinkosähkölaskin todettiin työn aikana hyväksi paneeleille sopivan pinta-alan arvioinnissa ja kattojen suuntauksen määrittämisessä, mutta laskimen pelkän osoitteen perusteella ilmoittama aurinkosähköpotentiaali on korkea. Verrattaessa laskettuja ja Fortumin laskimen potentiaaleja, Fortumin luvut ovat vähintään kaksinkertaisia, tyypillisesti noin kolminkertaisia. Vaikuttaa siltä, että Fortumin laskin olettaa paneeleille soveltuvan pinta-alan ja paneelien pinta-alan olevan yhtä suuret. Laskettu aurinkosähköpotentiaali paneelineliötä kohti on 126–147 kWh/m_{paneeli}², kun taas Fortumin ilmoittaman paneeleille soveltuvan pinta-alan potentiaaliksi saadaan 159–213 kWh/m_{katto}². Näiden lukujen ero on huomattavasti pienempi, noin 15–30 %. Esimerkki Fortumin laskimen antamasta aurinkosähköpotentiaalista on esitetty kuvassa 23.



Kuva 23. Kuvakaappaus Fortumin laskimen aurinkosähköpotentiaalista Kajaanissa sijaitsevalle kiinteistölle. (Fortum 2018)

Fortumin laskin antaa potentiaaliksi 2 340 MWh/a, mutta laskettu potentiaali on vain 868 MWh/a, mikä on 37 % Fortumin arviosta. Fortum ilmoittaa paneeleille soveltuvaksi pinta-alaksi noin 14 600 m², mutta laskelmaa varten pinta-ala on pyöristetty alaspäin 14 000 m²:iin, jolloin paneelien pinta-alaksi tuli 7 000 m² ja voimalan nimellistehoksi 1 050 kW. JRC:n laskimeen on syötetty nimellistehon lisäksi sijainti ja katon suuntaus 26° (lounaaseen), jolloin 30 asteen kallistuskulmalla vuosituotoksi saadaan 868 MWh.

4.2.2 Tuotetun sähkön hinta

Sähkön hinta veroineen ja siirtomaksuineen ei ole merkittävästi muuttunut vuoden 2011 jälkeen, mutta vuonna 2017 pienkuluttajien maksama hinta nousi hieman. Vuonna 2017 sähkön hinta oli keskiarvokalle teollisuudelle (kulutus 2 000–20 000 MWh/a) noin 8 c/kWh ja sähkölämmitteisille pientaloille (kulutus 18 MWh/a) noin 13 c/kWh. (Sähkön hinnat kuluttajatyypeittäin 2018) Ilman arvolisäveroa sähkön hinnat ovat 6,1 ja 10,5 c/kWh. Toimitilakiinteistöjen sähköstä maksama hinta on pientalojen ja teollisuuden hintojen välillä.

Tässä työssä laskettu hinta aurinkosähkölle vaihtelee 8,5 sentistä ja 12,4 senttiin kilowattitunnilta. Aurinkosähkön hintaan vaikuttaa laitoksen koko, maantieteellinen sijainti ja paneelien suuntaus. Hinta sisältää jo 5 % tuottovaatimuksen, muttei tukia eikä arvonlisäveroa. Aurinkovoimalalle voi saada investointitukea voi saada 25 %, joten tuotanto voi olla hyvinkin kannattavaa. Investointituen kanssa sähkön arvonlisäveroton hinta olisi 6,4–9,3 c/kWh. Hinta on suurin piirtein sama kuin ostosähköllä, mutta kuten aiemmin todettu, se sisältää 5 % tuottovaatimuksen, mikä tekee hinnasta ostosähköä edullisemmän.

Kun laskentakoroksi valittiin 5 %, tuotetun sähkön hinta ilman tukia ja arvonlisäveroa oli Etelä-Suomessa 8,5–12,0 c/kWh ja pohjoisempaan 10,1–12,4 c/kWh. Sekä investoinnin että sijainnin vaikutus on noin ± 10 %. Paneelien suuntauksen vaikutus on vähäisempi, korkeintaan ± 7 % (ks. taulukko 9, s. 41) ja yleensä vain muutamia prosentteja.

Tässä työssä määritetty aurinkosähkön hinta on esitetty myös taulukossa 10. Sähkön hintaan vaikuttaa laitoksen koko, voimalan maantieteellinen sijainti ja paneelien suuntaus katolla. Pienemmillä laitoksilla investointikustannus on korkeampi. Pohjois-Suomessa auringonsäteilyä saadaan noin 10 % Etelä-Suomea vähemmän, mikä näkyy suoraan tuotetun sähkön hinnassa. Etelä-Suomella tarkoitetaan taulukossa noin leveyspiiri 60° ja Pohjois-Suomella noin leveyspiiriä 65°.

Taulukko 10. Tyypillisiä aurinkosähkön tuotantohintoja ilman tukia ja arvonlisäveroa. Laskentakorko on 5 %.

| Sijainti | < 100 kW _p (c/kWh) | 100–250 kW _p (c/kWh) | > 250 kW _p (c/kWh) |
|---------------|----------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|
| Etelä-Suomi | 10,3–12,0 | 9,9–10,3 | 8,5–9,3 |
| Pohjois-Suomi | 12,1–12,4 | Ei kohteita | 10,1–11,1 |

Koska aurinkovoimalan käyttöikä on pitkä, 30 vuotta, laskentakorolla on suuri vaikutus tuotetun sähkön hintaan. Vertailun vuoksi taulukkoon 11 on laskettu aurinkosähkön hintoja nolllakorolla. Sähkön hinta vaihtelee välillä 5,4–7,8 c/kWh.

Taulukko 11. Tyypillisiä aurinkosähkön tuotantohintoja ilman tukia ja arvonlisäveroa. Laskentakorko on 0 %.

| Sijainti | < 100 kW _p (c/kWh) | 100–250 kW _p (c/kWh) | > 250 kW _p (c/kWh) |
|---------------|----------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|
| Etelä-Suomi | 6,4–7,5 | 6,2–6,9 | 5,4–6,3 |
| Pohjois-Suomi | 7,6–7,8 | Ei kohteita | 6,3–6,9 |

Kannattavuutta voidaan tarkastella myös laskemalla aurinkosähkön tuotto Vimparin & Junnilan (2017) artikkelissa esitetyllä kaavalla.

$$tuotto (\%) = \frac{S^*(1-D)*P-I*E}{I}, \text{ jossa}$$

S on Auringonsäteily (kWh/kW_p), D on paneelien tehon heikkeneminen 0,5 %/a, P on kiinteistön ostosähkön hinta (€/kW_p), I on investointi (€/kW_p) ja E on käyttökulut (1,5 %) Vimparin & Junnilan käyttämällä luvuilla (auringonsäteily Helsingissä 900 kWh/kW_p, sähkön hinta 0,0637 €/kWh ja investointi 1 200 €/kW_p) tuotoksi saadaan 3,3 %. Vimpari & Junnila huomioivat myös säästetyn sähköveron (0,02253 €/kWh), jolloin sähkön hintana käytetään 0,0862 €/kWh ja tuotoksi saadaan 4,9 %. Jos investointi on 1 000 €/kW_p (suuret laitokset) ja sähkön hinta 0,0862 €/kWh, tuotto on 6,2 %.

Vimpari & Junnila toteavat artikkelissaan, että heidän käyttämänsä sähkön hinta on todennäköisesti todellista alempi. Kiinteistöt maksavat sähköstään yleensä enemmän kuin laskelmissa käytetty teollisuuden sähkön hinta 0,0637 €/kWh (sähköveron kanssa 0,862 €/kWh). Laskelmat ovat herkkiä sähkön hinnan muutoksille. Sähkön hinnan noustessa myös aurinkosähkön tuotto kasvaa. Jos sähkön hinnaksi valitaan 0,10 €/kWh, suuren laitoksen tuotto nousee 7,5 %:iin ja pienen 6,0 %:iin.

5 Yhteenveto

Suomea velvoittavat EU:n päätökset uusiutuvan energian tuotannon lisäämisestä ja hiilidioksidipäästöjen vähentämisestä. Aurinkosähkön tuotanto on yksi keino päästä tavoitteisiin. Joskus kuulee väitettävän, että paneelien tuotanto kuluttaa enemmän energiaa

kuin paneeli tuottaa elinkaarensa aikana, mutta väitteelle ei löydy tukea tieteellisistä julkaisuista. Aurinkopaneeli tuottaa elinkaarensa aikana valmistukseen käytetyn energiamäärän moninkertaisesti – myös Suomen olosuhteissa.

Aurinkosähkön kannattavuus on parantunut tasaisesti koko 2000-luvun ajan ja tuotanto kasvaakin sekä Suomessa että maailmanlaajuisesti kymmenien prosenttien vuosivauhtia. Kannattavuus riippuu voimaloiden ja sähkön hintojen kehityksestä sekä valtion tukipolitiikasta. Piikidepaneelien ja invertterien hinnat jatkanevat laskuaan lähivuosina ja kehitteillä olevien uusien paneelityyppien kaupallinen läpimurto saattaa muuttaa tilannetta nopeastikin.

Rakennusten katoilla on runsaasti tuotantoon soveltuvaa pinta-alaa ja ne voivat tulevaisuudessa muodostaa merkittävän osan uusiutuvan sähkön tuotannosta. Karkeiden arvioiden mukaan rakennusten katoilla tuotetulla aurinkosähköllä voitaisiin tuottaa 7–14 % Suomen sähköntarpeesta.

Kiinteistönomistajien edustajille tehdyn kyselyn perusteella toimitilojen kiinteistökohtaisen aurinkosähköntuotannon voidaan olettaa kasvavan 2020-luvulla voimakkaasti. Vastaaajista 84 % on kiinnostunut aurinkosähkön tuottamisesta edustamallaan kiinteistöllä ja lähes puolet kyselyyn vastanneista piti mahdollisena investointipäätöksen tekemistä jo tänä tai ensi vuonna. Vastaaajista 16 % arveli, että investointipäätös voidaan tehdä vuonna 2020 tai myöhemmin, 16 % ei pitänyt investointia todennäköisenä ja 16 % ei ottanut asiaan kantaa ollenkaan.

Yksi vastaaja voi edustaa kymmeniä kiinteistöjä, joten vastauksista ei voi päätellä, että joka toiselle kiinteistölle on tulossa aurinkovoimala lähivuosina. Lukua voi kuitenkin verrata siihen, että vain 16 % omistajista on jo toteuttanut aurinkovoimahankkeen jollain kiinteistöllä. Kaikki voimalan jo aiemmin hankkineet pitivät uuden voimalan hankkimista mahdollisena lähivuosina, mutta myös useat muut kiinteistönomistajat pitivät investointipäätöksen tekemistä mahdollisena.

Lähes puolet kiinteistönomistajien edustajista oli sitä mieltä, että aurinkovoimalan takaisinmaksuaika on edelleen liian pitkä. Kuitenkin kolmasosa takaisinmaksuaikaa liian pitkänä pitävistä pitää mahdollisena investointipäätöksen tekemistä tänä tai ensi vuonna. Taloudellinen kannattavuus ei olekaan ainoa syy voimalan hankkimiselle. Tärkeimmät

muut syyt ovat kestävä kehitys ja ympäristöarvot sekä imagosyyt ja kiinteistön vuokrattavuuden parantuminen.

Myös vuokralaisilla on mahdollisuus vaikuttaa aurinkovoiman yleistymiseen. Monet kiinteistönomistajat ovat jo panneet merkille vuokralaisten lisääntyneen kiinnostuksen uusiutuvaa energiaa kohtaan ja ovat sitä mieltä, että uusiutuvan energian tuotanto parantaa kiinteistön vuokrattavuutta. Omistajien enemmistö suhtautuu vuokralaisten omiin aurinkovoimaloihin myönteisesti ja puolet voisi myös toteuttaa aurinkovoimalan yhteishankkeena vuokralaisen kanssa. Yksinkertaisinta tämä on kiinteistöllä, jolla on vain yksi vuokralainen pitkällä vuokrasopimuksella. Osa vuokralaisista onkin jo asennuttanut vuokraamiensa tilojen katolle oman aurinkovoimalan.

Hieman yli kolmannes kyselyyn vastanneista oli sitä mieltä, että hänellä on päätöksentekoa varten riittävät tiedot aurinkosähkön tuottamisesta. Loput lähes kaksi kolmasosaa koki tarvitsevansa aiheesta lisätietoa ennen päätöksentekoa. Vain kaksi vastaajaa eli 11 % oli sitä mieltä, ettei tarvitse minkäänlaista konsultaatiota mahdollisen voimalahankkeen aikana. Suurin osa, 78 %, vastaajista toivoi konsultaatiota esi- ja hankesuunnitteluvaiheessa. Enemmistö, 61 %, toivoi apua myös toteutussuunnitteluun, kilpailutukseen ja projektinjohtoon. Energiatuen hakemiseen toivoi konsultaatiota 56 % vastaajista.

Aurinkopaneelit yleistyvät tulevaisuudessa ja kehityksessä kannattaa olla mukana. Colliers International Finland Oy voisi tarjota asiakkailleen puolueetonta konsultaatiota kaikissa muissa vaiheissa paitsi suunnittelussa, ja ylläpito voi ottaa hoitaakseen aurinkovoimalan toiminnan seurannan ja raportoinnin. Suosituksena on lähteä tuotteistamaan ja markkinoimaan aurinkosähkön konsultaatio- ja projektinjohtopalveluita. Lisäksi laitosten yleistyttyä kiinteistöpäälliköt saattavat tarvita aurinkovoimaloiden seurantaan ja ylläpitoon liittyvää koulutusta.

Suurin osa rakennuksista, joille laskettiin aurinkosähköpotentiaali, sopi sähkön tuotantoon hyvin. Rakennusten aurinkosähköpotentiaali vaihteli välillä 18–870 MWh ja kapasiteetti välillä 20–1 000 kW_p. Monien suurten kiinteistöjen katoilla voitaisiin tuottaa sähköä satojen kilowattien nimellisteholla, jolloin kiinteistön oma kulutus ei aina riitä sähkön hyödyntämiseksi. Akkuihin varastoiminen ja etenkin sähkön myynti verkkoon on kuitenkin kannattamatonta, mikä rajaa potentiaalien hyödyntämistä ainakin toistaiseksi. Varmimminkin koko katon aurinkosähköpotentiaali saadaan hyödynnettyä monikerroksisessa rakennuksessa, jossa on jäähdytys ja kattopinta-alaan nähden suuri kerros-pinta-ala.

Vuonna 2017 sähkön hinta ilman arvolisäveroa eri kuluttajaryhmille vaihteli 6,1 ja 10,5 c/kWh:n välillä. Tässä työssä laskettu hinta aurinkosähkölle ilman investointitukea vaihtelee 8,5 sentistä ja 12,4 senttiin kilowattitunnilta. Investointituen kanssa sähkön arvonlisäveroton hinta olisi 6,4–9,3 c/kWh. Hinta on varsin kilpailukykyinen, sillä se sisältää viiden prosentin tuottovaatimuksen. Ilman laskentakorkoa hinta on vielä edullisempi.

Yksi opinnäytetyön lopputulos on, että paneelien toimittajien nettilaskimiin ei pidä luottaa liikaa. Niiden antamat potentiaalit ovat monesti selvästi virheellisiä. Toisaalta tuskin on pelkoa, että investointipäätös tehtäisiin pelkän nettilaskimen perusteella.

Lähteet

Abate, A. (2017) Perovskite Solar Cells Go Lead Free. *Joule* 1, ss. 659–664 Luettavissa myös: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2542435117300806>

Ahmad, Z., Najeeb, A. M., Shakoora, R.A., Al-Muhtaseb, S. A. ja Touati, F. (2018) Limits and possible solutions in quantum dot organic solar cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 82, ss. 1551–1564

Ala-Myllymäki, E. (2016) Aurinkodemo Luettavissa: https://www.merinova.fi/wp-content/uploads/2016/09/aurinkodemo_loppuraportti.pdf Luettu 9.7.2018

Ali, N., Hussain, A., Ahmed, R., Wang, M. K., Zhao, C. ja UI Haq, B. (2016) Advances in nanostructures thin film materials for solar cell applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 59, ss. 726–737

AL-Rousan, N., Mat Isa, N. A. ja Mat Desa, M. K. (2018) Advances in solar photovoltaic tracking systems: A review *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 82, ss. 2548–2569

Assoulini, D., Mohajeri, N., Scartezzini, J-L (2017) Quantifying rooftop photovoltaic solar energy potential: A machine learning approach. *Solar Energy* 141:1 ss. 278–296

Aurinkopaneelit (julkaisuvuosi ei tiedossa). Suntekno. <http://suntekno.bonsait.fi/resources/public/tietopankki/paneelit.pdf>. Luettu 9.7.2018

Aurinkosähköjärjestelmien hintatasot ja kannattavuus. (2017) FinSolar <http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/aurinkosahkon-hinnat-ja-kannattavuus/> Päivitetty 24.3.2017. Luettu 14.5.2018

Aurinkosähkökysely kevät 2016 (2016) Kiinteistöliitto. <https://www.kiinteistoliitto.fi/media/2335/aurinkosa-hka-kysely2016.pdf>. Päivitetty 16.4.2016. Luettu 9.7.2018

Aurinkosähköteknologiat (2017) Motiva https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat. Päivitetty 19.9.2017. Luettu 17.7.2018

Belhachat, F. ja Laber, C. (2015) Modeling, analysis and comparison of solar photovoltaic array configurations under partial shading conditions. *Solar Energy* 2015:120, ss. 399–418

Blaszczyk, A. (2018) Strategies to improve the performance of metal-free dye-sensitized solar cells. *Dyes and Pigments* 149, ss. 707–718

Celik, Ö. Teke, A. ja Tan, A. (2018) Overview of micro-inverters as a challenging technology in photovoltaic applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 82, ss. 3191–3206

Current and Future Cost of Photovoltaics. (2015) Fraunhofer Institute https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf. Luettu 21.3.2018

Defaix, P. R., van Sark, W. G. J. H. M., Worrel, E. ja de Visser, E. (2012) Technical potential for photovoltaics on buildings in the EU-27. *Solar Energy* 86, ss. 2644–2653

Designing Building For Solar Power And Fire Safety (2017) Center for Sustainable Energy https://energycenter.org/article/designing-buildings-solar-power-and-fire-safety?lipi=urn:li:page:d_flagship3_detail_base;iH-hVTqp%2BTtSCgSTPB699EQ%3D%3D Luettu 13.4.2018

End-of-life Management Solar Photovoltaic Panels (2016) International Renewable Energy Agency http://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf Luettu 27.3.2018

Energialaskennan testivuodet nykyilmastossa (2012) Ilmatieteen laitos. <http://ilmatieteenlaitos.fi/energialaskennan-testivuodet-nyky> Päivitetty 10.10.2012. Luettu 9.3.2018

Euroopan komissio <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy>

EUROOPAN PARLAMENTIN JA NEUVOSTON DIREKTIIVI 2012/19/EU (2012) <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/?uri=CELEX%3A32012L0019>. Luettu 2.5.2018

European Commission Joint Research Center - Photovoltaic Geographical Information System (2018) http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP

Famoso, F., Lazafame, R., Maenza, S., Scandura, P. F. (2015) Performance comparison between micro-inverter and string-inverter Photovoltaic Systems *Energy Procedia* 81, ss. 526–539

Fathabadi, H. (2016) Comparative study between two novel sensorless and sensor based dual-axis solar trackers. *Solar Energy* 138, ss. 67–76

Ferroni, F. ja Hopkirk, R. J. (2016) Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation *Energy Policy* 94, ss. 336–344

Fortum (2018) <https://aurinkolaskuri.fortum.fi/>

Goncalves Vasconcelos Sampaio, P. & Orestos Aguirre Gonzalez, M. (2017) Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 74, ss. 590–601

Gong, J., Sumathya, K., Qiao, Q. ja Zhou, Z. (2017) Review on dye-sensitized solar cells (DSSCs): Advanced techniques and research trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 68, ss. 234–246

Global irradiation and solar electricity potential. - Horizontally mounted photovoltaic modules (2012) http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_pdfs/G_hor_FI.pdf. Luettu 30.3.2018

Global irradiation and solar electricity potential. - Optimally-inclined photovoltaic modules (2012) http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_pdfs/G_opt_FI.pdf Luettu 30.3.2018

Solar Costs Are Hitting Jaw-Dropping Lows in Every Region of the World (2017) Greentech Media 2017 <https://www.greentechmedia.com/articles/read/solar-costs-are-hitting-jaw-dropping-lows-in-every-region-of-the-world#gs.xrnkN7Y> Päivitetty 27.7.2018. Luettu 21.3.2018

Hajautetun uusiutuvan energiantuotannon potentiaali, kannattavuus ja tulevaisuuden näkymät Suomessa. (2017) Pöyry Management Consulting Oy. Valtioneuvoston selvitys- ja tutkimustoiminta Luettavissa https://vnk.fi/documents/10616/3866814/5_2017_Hajautetun+uusiutuvan+energiantuotannon+potentiaali%2C+kannattavuus+ja+tulevaisuuden+n%C3%A4kym%C3%A4t+Suomessa/f7fa0126-2880-452d-954b-f52ea5f0a9a0?version=1.0. Luettu 19.7.2018

Han, G., Zhang, S., Boix, P., Wong, L. H., Sun, L., ja Lien, S-Y. (2017) Towards high efficiency thin film solar cells. *Progress in Materials Science*, ss. 246–291

Huang, D. ja Yu, T. (2017) Study on Energy Payback Time of Building Integrated Photovoltaic System. *Procedia Engineering* 205 ss. 1087–1092

Jolissaint, N., Hanbali, R., Hadorn, J.-C. ja Schüler, A. (2017) Colored solar facades for buildings. *Proceedings of CISBAT 2017 International Conference, Lausanne, Switzerland*. Luettavissa myös: https://ac.els-cdn.com/S1876610217329442/1-s2.0-S1876610217329442-main.pdf?_tid=bc0d4fb1-9123-49fc-8c8c-de2661fc6cbb&acdnat=1525768718_a2b87ba4bd884e604af8f5c0c28fd1e8 Luettu 8.5.2018

Kabir, E., Kumar, P., Adelodun, A. A. ja Kim, K-H. (2018) Solar Energy: Potential and future prospects *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 82, ss. 894–900

Kadro, J.M. & Hagfeldt, A. (2017) The End-of-Life of Perovskite PV. *Joule* 6, ss-29–46. Luettavissa myös: https://ac.els-cdn.com/S254243511730020X/1-s2.0-S254243511730020X-main.pdf?_tid=d785f1db-0e78-43be-886f-b44f98aac9bc&acdnat=1521034491_aac04e9c7d17bef5788c822d4b5d02a8

Kokemuksia aurinkosähköasennuksista. (2013) Finnwind <https://tapahtumat.tekes.fi/uploads/6cdd6184/Kantonen-5130.pdf> Luettu 17.5.2018

Koppelaar, R.H.E.M. (2017) Solar-PV energy payback and net energy: Meta-assessment of study quality, reproducibility, and results harmonization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 72, ss. 1241–1255

Krauter, S ja Bendfeld, J (2015). Cost, performance, and yield comparison of eight different micro-inverters. *Proceedings of Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015 IEEE 42nd*. Luettavissa myös: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7355821/>

Kurdgelashvili, L., Li, J., Shih, C-H. ja Attia, B. (2016) Estimating technical potential for rooftop photovoltaics in California, Arizona and New Jersey. *Renewable Energy* 95, ss. 286–302

Käpylehto, J. Auringosta sähköt kotiin, kerrostaloon ja yritykseen. 2016 Into Kustannus. 208 s.

Lang, T., Ammann, D. ja Girod, B. (2016) Profitability in absence of subsidies: A techno-economic analysis of rooftop photovoltaic self-consumption in residential and commercial buildings. *Renewable Energy* 87, ss. 77–87

Lassila, A. (2018) Kukaan ei tiedä kuinka paljon ennätys-aurinko paahtaa Suomessa sähköä – jotkut paneelit voivat kärsiä liiasta kuumuudesta. Verkkoaineisto. Helsingin Sanomat <https://www.hs.fi/talous/art-2000005773194.html> Päivitetty 29.7.2018. Luettu 29.7.2018

Lee, C-P, Li, C-T ja Ho, K-C (2017) Use of organic materials in dye-sensitized solar cells. *Materials Today* 20, ss. 267–283

Lee, T. D. & Ebong, A., U. (2017) A review of thin film solar cell technologies and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 70, ss.1286–1297

Nurmon Aurinko - Suomen suurimman aurinkopuiston hankesivu (2018) Nurmon Aurinko Oy <https://www.nurmonaurinko.fi/>. Luettu 28.3.2018

Organic Solar Cell (2018) Wikipedia https://en.wikipedia.org/wiki/Organic_solar_cell Päivitetty 7.7.2018 Luettu 10.7.2018

Organic solar cells reach record efficiency, benchmark for commercialization. (2018) Science Daily. Verkkojulkaisu. <https://www.sciencedaily.com/releases/2018/04/180423110813.htm>. Luettu 27.4.2018

Osisoma, E., O., Fu, Z., Li, Z. (2016) Energy Performance and Cost Comparison of MPPT Techniques for Photovoltaics and other Applications. *Energy Procedia* 107, ss. 297–303

Osseweijer, F. J. W., van der Hurk, L.B.P., Teunissen, E. J. H. M. ja van Sark, W. G. J. H. M. (2018) A comparative review of building integrated photovoltaics ecosystems in selected European countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 90, ss. 1027–1040

Peng, J., Lu, L. ja Yang, H. (2013) Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19, ss. 255–274

Photovoltaics Report (2014) Fraunhofer Institute <https://www.webcitation.org/6TTjaprUM?url=http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/photovoltaics-report-slides.pdf> . Luettu 19.4.2018

Photovoltaics Report (2018) Fraunhofer Institute. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>. Luettu 19.4.2018

Pesola, A., Vehviläinen, I., Lahdenperä, E. ja Olase, L. Kankaan alueen aurinkokaavaselvitys Loppuraportti 22.5.2013 http://www2.jkl.fi/kaavakartat/Kankaan_osayleiskaava/selvitykset/Kankaan_alueen_aurinkokaavaselvitys_2013.pdf. Luettu 17.5.2018

Pickard, W. F., (2017) A simple lower bound on the EROI of photovoltaic electricity generation. *Energy policy* 107, ss. 488–490

Raugei, M., Sgouridis, S., Murphy, D., Fthenakis, V., Frischknecht, R., Breyer, C., Bardi, U., Barnhart, C., Buckley, A., Carbajales-Dale, M., Csala, D., de Wild-Scholten, M., Heath, G., Jäger-Waldau, A., Jones, C., Keller, A., Laccisi, E., Mancarella, P., Pearsall, N. Siegel, A. Sinke, W. ja Stolz, P. (2017) Energy Return on Energy Invested (ERoEI) for photovoltaic solar systems in regions of moderate insolation: A comprehensive response *Energy Policy* 102, ss. 377–384

Renewable Capacity Statistics (2018). International Renewable Energy Agency http://irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2018.pdf Luettu 10.4.2018

Repo, T. (2018) Aurinkovoimaloita kauppojen katoille. Verkkoaineisto Aamulehti <https://www.aamulehti.fi/uutiset/aurinkovoimaloita-asennetaan-nyt-vauhdilla-ruoka-kauppojen-katoille-tamperelainen-citymarket-asensi-ensimmaiset-paneelit-jo-vuonna-1997-200960490/> Päivitetty 24.5.2018. Luettu 26.5.2018

Seaside Industry Parkiin rakennetaan 1800 paneelin aurinkovoimala. (2018) Rauman kaupunki. <https://www.rauma.fi/ajankohtaista/seaside-industry-parkiin-rakennetaan-1800-paneelin-aurinkovoimala/> Päivitetty 7.5.2018. Luettu 18.5.2018

Sharaf Eldin, S. A., Abd-Elhady, M. S. ja Kandil, H. A. (2017) Feasibility of solar tracking systems for PV panels in hot and cold regions. *Renewable Energy*. 85, ss. 228–233

Sharma, D., Jha, R. ja Kumar, S. (2016) Quantum dot sensitized solar cell: Recent advances and future perspectives in photoanode. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 155, ss. 294–322

Sica, D., Malandrino, O., Supino, S., Testa, M. ja Lucchetti, M. C. (2018) Management on end-of-life photovoltaic panels as a step towards circular economy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82, ss. 2934–2945

Solar Energy Data (2018) International Renewable Energy Agency (2018) <http://www.irena.org/solar> Luettu 17.7.2018

Solar panel recycling plant opens in France (2018) Climate Action Program. <http://www.climateactionprogramme.org/news/solar-panel-recycling-plant-opens-in-france> Päivitetty 26.6.2018 Luettu 30.7.2018

Solar PV on commercial buildings – A guide for owners and developers. (2016) Bre National Solar Centre <https://www.r-e-a.net/upload/123160-nsc-solar-roofs-good-practice-guide-web.pdf>. Luettu 8.5.2018

Statistical Review of World Energy June (2017) BP <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>

Suvilahden aurinkovoimala ja sähkönsiirtoverkkoa (2015) Helenin Mediapankki <https://helen.mediabank.fi/fi/material/single/19116>. Päivitetty 18.2.2015 Kuva haettu 20.5.2018

Sähkön hankinta ja kokonaiskulutus. (2018) Tilastokeskus. http://www.stat.fi/tup/suoluk/suoluk_energia.html. Luettu 8.3.2018

Sähkön hinnat kuluttajatyypeittäin (2018) Tilastokeskus. http://www.stat.fi/til/ehi/2017/04/ehi_2017_04_2018-03-13_kuv_005_fi.html Luettu 23.5.2018

Tahkokorpi, Markku (toim.) Aurinkoenergia Suomessa. 2016 Into Kustannus. 207 s.

Uusiutuvan energian käytön edistäminen – neuvoston kanta vahvistettu (2017). Eurooppa-neuvosto <http://www.consilium.europa.eu/fi/press/press-releases/2017/12/18/promoting-renewable-energy-use-council-adopts-its-position/>. Luettu 8.5.2018

Valtioneuvoston asetus sähkö- ja elektroniikkalaiteromusta (2014) <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2014/20140519?search%5Btype%5D=pika&search%5Bpika%5D=2012%2F19%2FEU> Luettu 2.5.2018

Vimpari, J. & Junnila, S. (2017) Evaluating decentralized energy investments: Spatial value of on-site PV electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 70, ss. 1217–1222

World Energy Resources Solar 2016 (2016) World Energy Council. https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources_Solar_2016.pdf Luettu 8.3.2018

Xu, Y., Li, Y., Tan, Q., Peters, A. L. ja Yang, C. (2018) Global Status on recycling waste solar panels: A review. *Waste Management* 75, ss. 450–458

Ye, M., Wen, X., Wang, M., Iocozzia, J., Zhang, N., Lin, C. ja Lin, Z. (2015) Recent advances in dye-sensitized solar cells: from photoanodes, sensitizers and electrolytes to counter electrodes. *Materials Today* 18, ss. 155–162

Yilmaz, S. ja Dincer, F. (2017) Impact of inverter capacity on the performance in large-scale photovoltaic power plants – A case study for Gainesville, Florida. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, ss. 15–23

Kiinteistönomistajille esitetyt kysymykset

1. Vapaakenttä: organisaatio jota edustat
2. Oletteko kiinnostunut aurinkosähkön tuottamisesta kiinteistöillä, joita edustatte?
 - Kyllä
 - En
 - En osaa sanoa
3. Vapaakenttä: Miksi/miksi ette? Onko tuotto teille ainoa peruste vai huomioitteko myös muita tekijöitä?
4. Onko jollain edustamallanne kiinteistöllä toteutettu aurinkovoimahanke jo aiemmin?
 - Ei
 - Kyllä, omistajan toteuttamana
 - Kyllä, vuokralaisen toteuttamana
5. Kuinka hyvin tunnette aurinkosähkön tuotantoa?
 - Minulla on asiasta riittävät tiedot
 - Tarvitsisin asiasta lisätietoja päätöksentekoa varten
6. Vapaakenttä: Tähän voit halutessasi tarkentaa, millaista lisätietoa toivot
7. Missä voimalahankkeen vaiheessa saattaisitte tarvita konsultaatiota? Voitte valita useamman kuin yhden vaihtoehdon.
 - Esisuunnittelu/hankesuunnittelu
 - Toteutussuunnittelu
 - Kilpailutus
 - Projektinjohto
 - Energiatuen hakeminen
 - Muu, mikä?
 - En tarvitse konsultaatiota
8. Minä vuonna voisitte mahdollisesti tehdä päätöksen aurinkovoimalan hankinnasta?
 - 2018
 - 2019
 - 2020–2022
 - Myöhemmin
 - En pidä voimalan hankkimista todennäköisenä

9. Aurinkovoimalan takaisinmaksuaika on tyypillisesti 13–18 vuotta ja käyttöikä noin 30 vuotta (vaihteluväli 20–40 vuotta). Onko takaisinmaksuaika mielestänne riittävän lyhyt investointipäätöksen tekemiseksi?

- Kyllä
- Ei
- En osaa sanoa

10. Monet voimalatoimittajat tarjoavat aurinkosähkövoimaloita joko kertainvestointina tai kuukausimaksulla pitkällä (esimerkiksi 10 vuoden) sopimuksella, joka ei sido omaa pääomaa. Kumpi tapa olisi teille mieluisampi?

- Kertainvestointi
- Kuukausimaksu
- En osaa sanoa

11. Monilla kiinteistöjen käyttäjillä on omia ympäristöohjelmia ja tavoitteita esimerkiksi hiilidioksidipäästöjen vähentämiseksi. Olisitteko kiinnostunut hankkimaan aurinkovoimalan yhteishankkeena vuokralaisen kanssa?

- En
- Kyllä, jos vuokralainen on asiassa aloitteellinen
- Kyllä, omistaja voisi olla asiassa aloitteellinen
- En osaa sanoa

12. Miten suhtaudutte, jos vuokralainen haluaa asentaa voimalan katolle omalla kustannuksellaan?

13. Muita ajatuksia ja kommentteja (vapaaehtoinen)

Esimerkkikiinteistön aurinkosähköpotentiaali



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

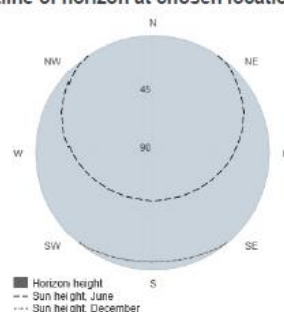
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 60.258, 25.002
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-ERA5
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 11 kWp
 System loss: 14 %

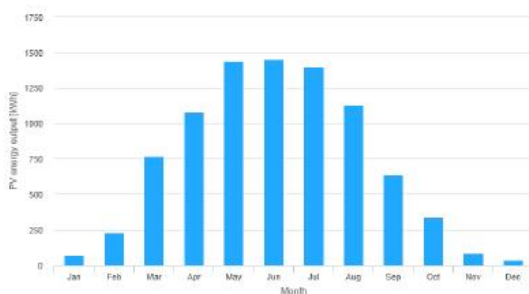
Simulation outputs

Slope angle: 30 °
 Azimuth angle: 75 °
 Yearly PV energy production: 8670 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 981 kWh/m²
 Year to year variability: 230.00 %
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.7 %
 Spectral effects: ? (0) %
 Temperature and low irradiance: -3 %
 Total loss: -19.7 %
 PV electricity cost: 0.129 per kWh

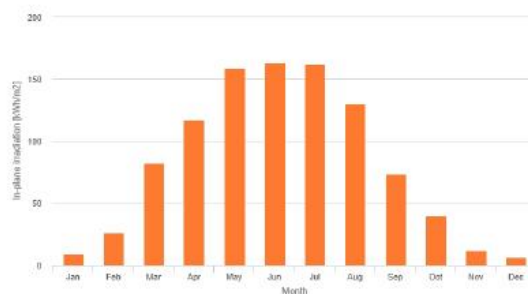
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

| Month | Em | Hm | SDm |
|-----------|------|------|------|
| January | 68.8 | 9.45 | 6.98 |
| February | 229 | 26.4 | 62.6 |
| March | 767 | 82.5 | 101 |
| April | 1080 | 117 | 102 |
| May | 1440 | 159 | 116 |
| June | 1450 | 163 | 110 |
| July | 1400 | 162 | 128 |
| August | 1130 | 130 | 101 |
| September | 636 | 73.8 | 72.8 |
| October | 338 | 39.9 | 75.1 |
| November | 85.5 | 11.8 | 18.3 |
| December | 38.3 | 6.04 | 6.96 |

Em: Average monthly electricity production from the given system [kWh].

Hm: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SDm: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Kiinteistöjen tiedot ja aurinkosähköpotentiaalit

| Osoite | Katon pinta-ala (m ²), noin ¹⁾ | Paneeleille soveltuva kattopinta-ala (m ²) ²⁾ | Paneelien pinta-ala (m ²) ³⁾ | Suuntaus ja kallistus ⁴⁾ | Laskettu potentiaali (MWh/a) | Fortumin arvioima potentiaali (MWh) ⁵⁾ | Sähkön hinta (c/MWh) alv. 0 % ⁶⁾ | Laskentaperusteet ja huomiot |
|-------------------------------|---|--|---|-------------------------------------|------------------------------|---|---|--|
| Osoite 1, Helsinki | 2 090 | 1 070 (mitattu) | 420 | 39°, 30° | 60 | 196 | 10,8 | Soveltuvat pinta-alat ovat kolmion muotoisia, joten vähennetty paneelien pinta-alaa. Puolet paneeleista voitaisiin suunnata Kaakkoon. Ei merkittävää vaikutusta sähkön kokonaistuotantoon, mutta tasaa tuotantoa päivän mittaan. |
| Osoite 2, Tuusula, Rakennus 1 | 700 | 350 (mitattu) | 315 | 2°, 25° | 41 | 72 | 11,5 | Pinta-alat on mitattu. Etelälapteen pinta-ala 350 m ² , josta 90 % paneeleja. Katon edestä pitäisi kaataa pieni koivu ennen kuin se kasvaa suureksi. |
| Osoite 2, Tuusula, Rakennus 2 | 1 000 | 310 (mitattu) | 280 | 3°, 20° | 38 | Ei sovellu | 11,4 | Pinta-ala on mitattu. Fortum ei anna oikeita tuloksia ja laskee potentiaalin myös itä- ja länsilappeille. Etelälapteen pinta-ala 310 m ² , josta 90 % paneeleja. |
| Osoite 3, Helsinki | 870 | 672 | 175 | -4°, 30° | 26 | 134 | 10,4 | Fortumin sivut eivät huomioineet kattoikkunoita eivätkä muita esteitä, joten Fortumin mukaan soveltuvasta pinta-alasta on vähennetty melkein puolet (672 m ² → 350 m ²) |

| Osoite | Katon pinta-ala (m ²), noin ¹⁾ | Paneeleille soveltuva kattopinta-ala (m ²) ²⁾ | Paneelien pinta-ala (m ²) ³⁾ | Suuntaus ja kallistus ⁴⁾ | Laskettu potentiaali (MWh/a) | Fortumin arvioima potentiaali (MWh) ⁵⁾ | Sähkön hinta (c/MWh) alv. 0 % ⁶⁾ | Laskentaperusteet ja huomiot |
|-------------------|---|--|---|-------------------------------------|------------------------------|---|---|---|
| Osoite 4, Kerava | 1 000 | 450 (mitattu) | 405 | -35°, 16° | 52 | 130 | 11,7 | Soveltuvaksi pinta-alaksi on mitattu harjakattojen kaakkois-lappeet Ahjontie puolella, kattosiltojen alapuolella. Paneelien pinta-ala 90 % soveltuvasta alasta. Fortum laskee soveltuvaksi myös luoteislappeet. Osoite 4:n puolella puut varjostavat kattoja, joten ne eivät sovellu, vaikka suuntaus olisi hyvä. |
| Osoite 5, Vantaa | 4 400 | 2 200 | 1 000 | -22°, 30° | 138 | 412 | 10,2 | Monimuotoinen katto on haastava arvioitava. Soveltuvaa pinta-alaa vähennetty (1 100 → 1 000 m ²) |
| Osoite 6, Kajaani | 15 700 | 14 600 | 7 000 | 26°, 30° | 808 | 2 340 | 11,1 | Onko kiinteistöllä tarpeeksi sähkönkulutusta kesällä? Pyörästetty paneelien pinta-ala alaspäin (7 300 → 7 000 m ²) |
| Osoite 7, Oulu | 1 350 | 760 | 350 | -7°, 30° | 45 | 129 | 12,2 | Laskettu paneelien pinta-alaa hieman (380 → 350 m ²) |
| Osoite 8, Kuopio | 1 650 | 1 000 | 200 | -4°, 30° | 25 | 25 | 12,4 | Katto kolmessa tasossa ja katoilla kattoikkunoita, lauhduttimia ym. rakennelmia. Soveltuva pinta-ala 1 000 → 400 m ² . |
| Osoite 9, Espoo | 5 000 | 2 000 | 1 250 | 15°, 30° | 171 | 390 | 10,3 | Hyvä katto. Poikkeuksellisesti nostettu soveltuvaa pinta-alaa 2 000 → 2 500 m ² |

| Osoite | Katon pinta-ala (m ²), noin ¹⁾ | Paneeleille soveltuva kattopinta-ala (m ²) ²⁾ | Paneelien pinta-ala (m ²) ³⁾ | Suuntaus ja kallistus ⁴⁾ | Laskettu potentiaali (MWh/a) | Fortumin arvioima potentiaali (MWh) ⁵⁾ | Sähkön hinta (c/MWh) alv. 0 % ⁶⁾ | Laskentaperusteet ja huomiot |
|-------------------------------------|---|--|---|-------------------------------------|------------------------------|---|---|---|
| Osoite 10, Porvoo | 4 000 | 3 700 | 1 500 | 3°, 30° | 210 | 681 | 10,0 | Pinta-alaa vähennetty (3 700 → 3 000 m ²). Katolla paljon savunpoistoluukkuja. |
| Osoite 11, Turku, Tasakatto | 13 000 (tasa- ja harjakatto yhteensä) | 5 900 | 2 360 | -34°, 30° | 340 | 1 690 (tasa- ja harjakatto yhteensä) | 8,9 | Tasakaton osuus paneeleille soveltuvasta kokonaisalasta (9 000 m ²) on arvioitu mittamalla ja katon monimuotoisuuden vuoksi tehty vielä 20 % varmuuskerroinvähennys. Selvitettävä rakennuksen suo- jelu. |
| Osoite 11, Turku, Harjakatto | | 1 840 (mitattu) | 1 660 | -34°, 20° | 229 | 1 690 (tasa- ja harjakatto yhteensä) | 9,2 | Kallistus arvioitu. Harjakaton kaakkoislappeiden pinta-ala mitattu Vattenfallin työkalulla. Arvioitu paneelien pinta-alaksi 90 % harjakaton kaakkoislap- peen pinta-alasta. Selvitettävä rakennuksen suo- jelu. |
| Osoite 12, pääraken- nus, Raisio | 10 500 | 9 600 | 4 500 | -31°, 30° | 672 | 1 700 | 8,5 | Paneeleille soveltuvaa alaa pienennetty 9 600:sta 9 000 m ² :iin |
| Osoite 13, Helsinki | 1 000 | 400 (mitattu) | 200 | -47°, 30° | 28 | 76 | 11,0 | Pinta-alat mitattu. Fortum näyt- tää vain ylimmän kerroksen. Suuntaus -47°, koska tällöin voidaan minimoida paneelien toisilleen aiheuttama varjostus. Suuntaus etelään → 30 MWh |
| Osoite 14, Helsinki | 2 900 | 680 | 300 | -4°, 30° | 41 | 124 | 10,3 | Katto ei sovellu aurinkosähkön tuotantoon kovin hyvin. Paljon toisiaan varjostavia rakenteita. |

| Osoite | Katon pinta-ala (m ²), noin ¹⁾ | Paneeleille soveltuva kattopinta-ala (m ²) ²⁾ | Paneelien pinta-ala (m ²) ³⁾ | Suuntaus ja kallistus ⁴⁾ | Laskettu potentiaali (MWh/a) | Fortumin arvioima potentiaali (MWh) ⁵⁾ | Sähkön hinta (c/MWh) alv. 0 % ⁶⁾ | Laskentaperusteet ja huomiot |
|---------------------------------------|---|--|---|-------------------------------------|------------------------------|---|---|--|
| Osoite 15, Tampere | 2 700 | 2 100 | 1 000 | -2°, 30° | 60 | 366 | 12,0 | Pyörästetty paneelien pinta-ala alaspäin (1 050 → 1 000 m ²) |
| Osoite 16, Vantaa, Rakennus 1 (länsi) | 3 940 | 1 500 | 750 | 11°, 30° | 106 | 255 | 9,9 | Katto ei sovellu paneeleille kovin hyvin. Varjostukset vaikeuttavat paneelien sijoittelua ja saattavat alentaa tuottoa. |
| Osoite 16, Vantaa, Rakennus 2 (itä) | 2 280 | 1 900 | 950 | 11°, 30° | 134 | 341 | 10,0 | Katto soveltuu paneeleille hyvin. |
| Osoite 17 A, Helsinki | 21 000 | 18 500 | 4 500 | -11°, 30° | 526 | 3 100 | 8,5 | Katolle pitäisi tehdä tarkempi selvitys. Katolla on todella paljon savunpoistoluukkuja, jotka vaikeuttavat asennusta. Vähennetty soveltuva pinta-ala puoleen 18 500 m ² → 9 000 m ² . "Savuluukkuvyöhyke" 2 700 m ² |
| Osoite 17 B-C, Helsinki | 15 500 | 13 600 | 7 000 | -11°, 30° | 677 | 2 300 | 8,5 | Potentiaali/rakennus, yhteensä 2 030 MWh. Katoille pitäisi tehdä tarkempi selvitys. Savunpoistoluukut vaikeuttavat asennusta. Vähennetty soveltuva pinta-ala puoleen 13 600 m ² → 7 000 m ² . "Savuluukkuvyöhyke" 4 500 m ² |
| Osoite, 18, Espoo, lounaislape | 450 (mitattu) | 150 (mitattu) | 135 | 53°, 25° | 18 | ei saatavilla | 11,6 | Suuntaus ja kallistus harjakaton mukaan. Fortumin laskin antaa virheellisiä tuloksia. Toisella lounaislapeella puiden varjostuksia, ei sovellu |

| Osoite | Katon pinta-ala (m ²), noin ¹⁾ | Paneeleille soveltuva kattopinta-ala (m ²) ²⁾ | Paneelien pinta-ala (m ²) ³⁾ | Suuntaus ja kallistus ⁴⁾ | Laskettu potentiaali (MWh/a) | Fortumin arvioima potentiaali (MWh) ⁵⁾ | Sähkön hinta (c/MWh) alv. 0 % ⁶⁾ | Laskentaperusteet ja huomiot |
|---|---|--|---|-------------------------------------|------------------------------|---|---|---|
| Osoite 18, Espoo, kaksi kaakkoislapetta | 950 (mitattu) | 300 (mitattu) | 270 | -37°, 25° | 38 | ei saatavilla | 11,1 | Suuntaus ja kallistus harjakaton mukaan. Fortumin laskin antaa virheellisiä tuloksia, ei ole käytetty |
| Osoite 19, Kempele | 14 700 | 11 500 | 5 500 | -23°, 30° | 694 | 1 855 | 9,8 | Laskettu soveltuvaa pinta-alaa hieman (11 500 → 11 000 m ²) |

¹⁾ Pinta-ala Fortumin karttapalvelusta ja jos kiinteistö löytyy myös Sun Energian palvelusta, pinta-alojen keskiarvo

²⁾ Ensisijaisesti Fortumin ja Sun Energian karttapalveluista, toissijaisesti arvioitu mittaamalla ilmakuva

³⁾ Paneelien pinta-ala tasakatoilla puolet paneeleille soveltuvasta pinta-alasta. Soveltuvaan alaan on tehty korjauksia yleensä alaspäin. Harjakatolla paneelien pinta-ala 90 % soveltuvasta alasta.

⁴⁾ Suuntaus poikkeama etelästä (negatiivinen arvo kohti itää, positiivinen arvo kohti länttä), kallistus poikkeama vaakatasosta. Tasakatoille kallistus 30°, harjakatot katon suuntaisesti

⁵⁾ Potentiaali, jonka Fortumin nettilaskin antaa, kun syöttää laskimeen kiinteistön osoitteen

⁶⁾ Suuntaa antava arvo ilman tukia. Oletukset: investointikustannus > 250 kW_p 1 000 €/kW_p, < 250 kW_p 1 100 €/kW_p, käyttöikä 30 vuotta, laskentakorko 5 %.