

KARELIA-AMMATTIKORKEAKOULU
Ympäristötekniikan koulutus

Eetu Pietarinen

Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus- ja kannattavuus selvitys Koivikon
Kartano Oy:lle

Opinnäytetyö
Kesäkuu 2017



OPINNÄYTETYÖ

Kesäkuu 2017

Ympäristötekniikan koulutusohjelma

Karjalankatu 3

80200 JOENSUU

Puh. (013) 260 600

Tekijä
Eetu Pietarinen

Nimeke
Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus- ja kannattavuus selvitys Koivikon Kartano Oy:lle

Toimeksiantaja
Koivikon Kartano Oy

Tiivistelmä

Opinnäytetyön tarkoituksena oli antaa Koivikon Kartano Oy:lle kattavat tiedot aurinkosähkötuotannosta, mitoittaa toimeksiantajan sähkönkulukseen sopiva aurinkosähköjärjestelmä ja tehdä järjestelmävaihtoehdoista kannattavuusvertailut. Suunnittelun lähtökohdaksi oli, että aurinkopaneelien tuottamalla sähköllä korvataan ostosähköä ja aurinkosähkön ylituotanto pidetään pienenä. Tavoitteena oli selvittää voidaanko järjestelmien nykyisellä hintatasolla saavuttaa toimeksiantajan vaatima 10 vuoden investoinnin takaisinmaksuaika.

Selvitys perustui uusimpiin kirjallisiin ja digitaalisiin lähteisiin sekä toteutettiin hyödyntämällä aurinkosähkön suunnittelu- ja mitoitusohjelmia. Mitoitus suoritettiin toimeksiantajan tuntikohtaisien sähkönkulutustietojen perusteella. Mitoitusten perusteella tarjouksia pyydettiin kahdelta aurinkosähköjärjestelmätoimittajalta yritykseltä 20–50:n kW_p-järjestelmille, joiden kannattavuuksia vertailtiin. Tarjousten asennushinnoiksi saatiin 1 000–1 500 €/kW_p. Kannattavuustarkastelu tehtiin nykyarvo-, sisäinen korkokanta- ja takaisinmaksumenetelmiä hyödyntäen. Herkkyysanalyysissä tutkittiin laskentakoron, sähkön hinnan, järjestelmien hintojen ja sähkönkulutuksen vaikutusta kannattavuuteen.

Aurinkosähkseen investointi on kannattavaa pitkällä aikavälillä, mutta 10 vuoden takaisinmaksuaikaa ei pystytä saavuttamaan. Syynä tuloksiin on maatalouden ostosähkön hinnan alhaisuus erinäisten verovähennysten ja -palautuksen myötä. Vaihtoehtojen korollisiksi takaisinmaksuajoiksi saatiin 15–20 vuotta, sisäiseksi korkoksi 6 ja 8 % ja 30 vuoden tuotoksi 10 000–29 000 euroa. Tarjouksista heikommiksi jäivät kalliimmat taustajohdintekniikkaa hyödyntävät järjestelmät. Parhaimmaksi vaihtoehdoksi muodostui perinteistä aurinkotekniikkaa edustava 50 kW_p:n järjestelmä, jonka tuotto on suurinta takaisinmaksun jälkeen.

Kieli

Sivuja 83

suomi

Liitteet 5

Asiasanat

aurinkoenergia, aurinkokennot, aurinkopaneelit, aurinkovoimalat, investointituki, kannattavuus, simulointi, sähköjärjestelmät



THESIS
June 2017
**Degree Programme in Environmental
Technology**
Karjalankatu 3
FI 80200 JOENSUU
FINLAND
Tel. (013) 260 600

Author
Eetu Pietarinen

Title
Design and Profitability Survey of Photovoltaic Systems for Koivikon Kartano Oy

Commissioned by
Koivikon Kartano Oy

Abstract

The purpose of this thesis was to provide Koivikon Kartano Oy with comprehensive information on photovoltaic energy production, design photovoltaic system suitable for the client and make profitability comparisons for different system alternatives. The starting point for the dimensioning was that the electricity generated by the solar panels replaced the electricity that was normally purchased while keeping the photovoltaic overproduction as small as possible. The aim of the study was to investigate if the ten-year repayment period required by the client could be reached with the current price level of the PV systems.

The study was carried out based on the latest written and digital sources and by utilizing photovoltaic design and dimensioning software. The dimensioning of photovoltaic systems was performed on the basis of hourly electricity consumption data of the client. On the basis of the dimensioning results, system prizes were requested from two PV system supplier for 20–50 kW_p systems. The profitability of these PV systems were compared to each other. The installation prices for the systems were 1 000–1 500 €/kW_p. The profitability analysis was carried out using the present value, internal rate of return and repayment period methods. The sensitivity analyses examined the impacts of the imputed rate of interest, electricity and PV system prices and electricity consumption on profitability.

Investment in solar electricity is profitable in the long term, but the ten-year repayment period was not achievable. The reason for the results is the low electricity purchase price on agriculture, due to various tax deductions and refunds. Interest-bearing reimbursement rates for the system options were 15-20 years, internal refund rates 6 and 8 %, and thirty-year yields 10 000–29 000 euros. The more expensive solar panels using metal wrap through -technology formed to be the weaker option. The best option is the 50 kW_p system that represented traditional solar technology and has the highest returns after repayment.

Language

Pages 83

Finnish

Appendices 5

Keywords

solar energy, solar cells, solar panels, solar power stations, investment aids, profitability, simulation, electric systems

Sisältö

1	Johdanto	8
2	Työn tietoperusta	10
2.1	Keskeiset käsitteet	10
2.2	Auringon säteilyenergia Suomessa	13
2.3	Aurinkosähkö Suomessa	15
2.4	Aiemmat tutkimukset	16
3	Aurinkosähkön tuotanto	17
3.1	Aurinkokennot	17
3.1.1	Yksi- ja monikidekennot	18
3.1.2	Ohutkalvokennot	20
3.1.3	Muut aurinkokennoteknologiat	20
3.2	Aurinkopaneeli	21
3.3	Verkkoinvertteri	22
3.4	Verkkoon liitetty aurinkosähköjärjestelmä	24
3.5	Aurinkosähköntuotantoon tarvittavat luvat ja sopimukset	25
4	Investointilaskenta	27
4.1	Takaisinmaksuajan menetelmä	27
4.2	Nykyarvomenetelmä	28
4.3	Sisäisen korkokannan menetelmä	29
4.4	Herkkyyshanalyysi	29
5	Tutkimuksen toteutus	30
5.1	Tutkimusongelmat ja aiheenrajaus	30
5.2	Tutkimusmenetelmät	31
5.3	Aurinkosähköntuotannon suunnittelu- ja mitoitusohjelmat	32
5.4	Mitoituksessa käytetyt tilan lähtötiedot	33
6	Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus	37
6.1	Mitoitusperusteet	37
6.2	Alustavat laskelmat	38
6.3	Alustavat mitoitukset PV-Simulation 3D-ohjelmalla	41
6.4	Paneelien suuntauksen vaikutus sähköntuotantoon	43
6.5	Tarjoukset	47
6.5.1	Sähköasennus Mirotext Oy	47
6.5.2	Joensuun Telemaailma Oy - SolarWorks	48
6.6	Lopulliset mitoitukset PV*SOL 2017-ohjelmalla	49
6.7	Simulaatioiden tulokset	52
7	Aurinkosähköjärjestelmien kannattavuustarkastelu	55
7.1	Maatalouden investointituet	55
7.2	Kannattavuuslaskelmien lähtötiedot	57
7.2.1	Paneelien hyötysuhteen heikkeneminen	58
7.2.2	Sähkön hinnat ja niiden vuosittaiset muutokset	59
7.2.3	Kunnossapitokustannukset	63
7.3	Kannattavuuslaskelmien tulokset	65
7.3.1	Nykyarvo	65
7.3.2	Sisäinen korkokanta	65
7.3.3	Takaisinmaksuaika	66
7.4	Herkkyyshanalyysit	67
7.4.1	Laskentakoron vaikutus kannattavuuteen	68
7.4.2	Ostosähkön hinnan vaikutus kannattavuuteen	69

7.4.3	Aurinkosähköjärjestelmien hintatason vaikutus kannattavuuteen	70
7.4.4	Sähkönkulutuksen vaikutus kannattavuuteen	72
8	Pohdinta.....	74
9	Toimenpidesuositukset	76
	Lähteet.....	80

Kuvat

Kuva 1.	Koivikon tila (Koivikon Kievari 2017).
Kuva 2.	Suomen vuotuinen auringon säteily määrä optimi tulokulmalle (European Commission 2012a).
Kuva 3.	Euroopan auringonsäteily (European Commission 2012a).
Kuva 4.	Pn-liitokseen perustuvan aurinkokennon toimintaperiaate (Motiva 2017a).
Kuva 5.	Yksikiteisistä (vasen) ja monikiteisestä (oikea) piistä valmistettu aurinkopaneeli (Helsinki University of Technology 2011).
Kuva 6.	Ohutkalvoaurinkopaneeli (Helsinki University of technology 2011).
Kuva 7.	Tyypillinen Fronius 20 kW-verkkoinvertteri (Fronius International GmbH 2017).
Kuva 8.	Verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän kokoonpano (Kuva: Motiva 2017b).
Kuva 9.	Ilmakuva Koivikon tilasta (Maanmittauslaitos 2016).
Kuva 10.	Sähkön osto- ja myyntihinnan rakenne ja mittakaava hyödyistä (Motiva 2016c).

Kuviot

Kuvio 1.	Puhoksen kuukausikohtainen auringonsäteilyenergia optimi tulokulmassa (European Commission 2012b).
Kuvio 2.	Yksi- ja monikidekennojen hyötysuhteen kehitys 2000-luvulla (Wirth 2017).
Kuvio 3.	Koivikon Kartano Oy:n vuoden sähkönkulutusprofiili.
Kuvio 4.	Koivikon tilan kesäkuun tuntikohtaiset keski- ja minimikulutukset. Minimikulutuksella tarkoitetaan kesäkuun aikana saavutettua alinta kulutusta tietyssä kellon aikana.
Kuvio 5.	Esimerkki PVGIS-tietokannan säteilytietojen avulla määritetystä 40 kW _p -järjestelmän sähköntuotannosta.
Kuvio 6.	PV-Simulation 3D-ohjelman käyttämät Kiteen säteilytiedot vaakatasolle. Kuvioissa vihreällä hajasäteily ja violetilla suorasäteily.
Kuvio 7.	Alustavasti mitoitettujen aurinkosähköjärjestelmien sähköntuotantoprofiilit kesäkuun päivälle.
Kuvio 8.	40 kW _p -järjestelmän sähköntuotantoprofiili heinäkuussa etelään, itään ja länteen suunnattaessa.
Kuvio 9.	40 kW _p -järjestelmän sähköntuotantoprofiili heinäkuussa etelään, kaakkoon ja lounaaseen suunnattaessa.
Kuvio 10.	50 kW _p -järjestelmän tuotantoprofiili heinäkuussa etelä- ja itä-länsi suuntauksilla.
Kuvio 11.	50 kW _p -järjestelmän tuotantoprofiili lokakuussa etelä- ja itä-länsi suuntauksilla.
Kuvio 12.	PV*SOL 2017-ohjelman käyttämät Savonlinnan säteilytiedot vaakapinnalle kuukausittain ja tunneittain.

- Kuvio 13. Simuloidut hyötysuhteet p-tyypin Si HIP-MWT ja H-tyypin PERC -aurinkokennoille ja -paneeleille (Clement, Biro, Hendrichs, Lohmuller, Nold, Preu, Thaidigsmann & Wolf 2013, 3). P-tyypillä tarkoitetaan taustajohdinteknologiaa ja H-tyypillä perinteisiä piikkenoja.
- Kuvio 14. Mirotex Oy:n aurinkojärjestelmien kokonaissähköntuotanto verrattuna Koivikon Kartano Oy:n sähkönkulutukseen.
- Kuvio 15. Esimerkki PV*SOL 2017-ohjelman simuloimasta aurinkosähköjärjestelmän sähköntuotantoprofiilista.
- Kuvio 16. Esimerkki erikokoisien järjestelmien toukokuun täyden viikon sähköntuotannosta verrattuna sähkönkulutukseen.
- Kuvio 17. Mirotex Oy:n 30 kW_p-järjestelmän sähkön myynti- ja ostoprofiili.
- Kuvio 18. Mirotex Oy:n 50 kW_p-järjestelmän sähkön myynti- ja ostoprofiili.
- Kuvio 19. Tarjoukset ennen maaseutuviraston investointitukia ja niiden jälkeen.
- Kuvio 20. Investointituen vaikutus aurinkosähköjärjestelmien hankintahintoihin.
- Kuvio 21. Sähköveron kehitys 2008–2017 (Elenia 2017).
- Kuvio 22. Eri skenaarioissa mallinnetut sähkön hinnat Euroopan keskiarvona (Pöyry Management Consulting Oy 2016, 39).
- Kuvio 23. Koko maan sähkön siirtohintojen kuukausittaisten keskiarvojen kehitys aikavälillä 2006–2016, alv 0 % (Energiavirasto 2017).
- Kuvio 24. Neljän eri aurinkosähköjärjestelmän koroton takaisinmaksu. Kuviossa järjestelmien alkuinvestoinnit asetettu vuodelle 1. Järjestelmät maksoivat alkuinvestoinnin takaisin vuonna, jossa kuvaajat saavuttivat arvon 0 €.
- Kuvio 25. Neljän eri aurinkosähköjärjestelmän korollinen takaisinmaksu. Kuviossa järjestelmien alkuinvestoinnit asetettu vuodelle 1. Järjestelmät maksoivat alkuinvestoinnin takaisin vuonna, jossa kuvaajat saavuttivat arvon 0 €.
- Kuvio 26. Yhden muuttujan herkkyyshanalyysi Mirotex 40 kW_p-järjestelmälle.
- Kuvio 27. Eri tuotantomuotojen sähkön tuotantokustannukset vuosina 2020 ja 2030 (Pöyry Management Consulting Oy 2016, 18).
- Kuvio 28. Aurinkosähköjärjestelmien LCOE-tuotantohinnat ja ostosähkön hinnankehitys investoinnin aikana.

Taulukot

- Taulukko 1. Ote tehtyjen opinnäytetöiden takaisinmaksuajoista erikokoisille aurinkosähköjärjestelmille.
- Taulukko 2. Koivikon Kartano Oy:n kuukausikohtaiset sähkönkulutukset.
- Taulukko 3. Toukokuun ensimmäisen päivän tuntikohtaiset sähkönkulutustiedot.
- Taulukko 4. Kiteen säteilytiedot suuntauksen ollessa 9 astetta ja kallistuskulma 19 astetta (Euroopan Komissio 2017b).
- Taulukko 5. Jyväskylän lentoaseman auringonpaistetunnit (Aalto, Kaukoranta, Karlsson, Piirinen, Ruuhela & Simola 2012).
- Taulukko 6. PV-Simulation 3D-ohjelmalla saadut tulokset
- Taulukko 7. 40 kW_p-järjestelmän sähköntuotanto ja omakäyttö eri suuntauksilla.
- Taulukko 8. 50 kW_p-järjestelmän tuotanto ja omakäyttö etelä- ja itä-länsisuuntauksilla.
- Taulukko 9. Sähköasennus Mirotex Oy:n tarjoukset.
- Taulukko 10. Joensuun telemaailma Oy - SolarWorks tarjoukset.

- Taulukko 11. PV*SOL 2017-mitoitusohjelman simulaatioiden tulokset.
- Taulukko 12. Investointituen osuus (40 %) tarjouksista.
- Taulukko 13. Kannattavuuslaskelmissa käytetyt lähtötiedot.
- Taulukko 14. Energian osuus ostosähkön hinnasta Koivikon tilalla 9.2016–2.2017.
- Taulukko 15. Suomen Elspot-aluehintojen tuntikohtaiset keskiarvot touko-elo-kuussa (Fingrid Oyj 2017). Spot-hinnalla tarkoitetaan sähköpörs- sissä muodostunutta sähkön hintaa vuorokauden tunneille.
- Taulukko 16. Työssä käytetyt verkkoinvertterien hinnat.
- Taulukko 17. Nykyarvolaskelmien tulokset 3 %:n laskentakorolla.
- Taulukko 18. Sisäisen korkokannan tulokset.
- Taulukko 19. Takaisinmaksumenetelmien tulokset.
- Taulukko 20. Laskentakoron vaikutus korollisen takaisinmaksuajan [a] tuloksiin.
- Taulukko 21. Ostosähkön hinnan vaikutus korollisen takaisinmaksuajan [a] tu- loksiin sähkön hinnan nousun ollessa 2 % vuodessa.
- Taulukko 22. Ostosähkön hinnan vaikutus korollisen takaisinmaksuajan [a] tu- loksiin sähkön hinnan nousun ollessa 3 % vuodessa.
- Taulukko 23. Ostosähkön hinnan vaikutus korollisen takaisinmaksuajan [a] tu- loksiin sähkön hinnan nousun ollessa 4 % vuodessa.
- Taulukko 24. Investointikustannuksen muutosten vaikutus korollisen takaisin- maksun tuloksiin [a].
- Taulukko 25. Sähkönkulutuksen kasvun vaikutus omakulutusasteisiin.
- Taulukko 26. Korollinen takaisinmaksuaika omakulutusasteen ollessa 100 %.

Liitteet

- Liite 1 Aurinko-opas 2012-oppaan laskentakaavat
- Liite 2 Photowatt PW2500F-tekniset tiedot
- Liite 3 Valoe Chrome-tekniset tiedot

Lyhenteet

- PV lyhenne englanninkielisestä sanasta photovoltaic, joka tarkoittaa aurinkosähköä (Erat ym. 2016, 204).
- W_p piikkiwatti (myös huippuwatti), ilmoittaa aurinkopaneelin huippute- hon.

1 Johdanto

Opinnäytetyön tarkoituksena oli antaa Koivikon Kartano Oy:lle kattavat tiedot aurinkosähköntuotannosta, mitoittaa Koivikon Kartano Oy:n tarpeisiin sopiva aurinkosähköjärjestelmä ja tehdä eri järjestelmävaihtoehdoista kannattavuusvertailut. Suunnittelun lähtökohtana oli, että paneelien tuottamalla sähköllä korvataan ostosähköä ja ylituotanto pyritään pitämään pienenä. Jotta työn lopputulokset olisivat mahdollisimman luotettavat ja tarkat, lopulliset mitoitukset eri järjestelmävaihtoehdoille tehtiin saatujen tarjouksien omien laitteistotietojen perusteella PV*SOL 2017-suunnitteluohjelmilla. Kannattavuudenlaskelmien luotettavuutta pyrittiin kasvattamaan myös hyödyntämällä uusimpia aurinkosähköteknologian tutkimuksia ja paneelivalmistajien ja -toimittajien tietoja. Järjestelmien sähköntuotantotietojen ja saatujen tarjousten hintatietojen perusteella eri vaihtoehdoille tehtiin kannattavuusvertailut takaisinmaksuaikaa, nykyarvoa ja sisäistä korkokantaa hyödyntäen. Lopuksi järjestelmien kannattavuutta arvioitiin tekemällä herkkyyssanalysejä eri lähtöarvoilla.



Kuva 1. Koivikon tila (Koivikon Kievari 2017).

Opinnäytetyön toimeksiantaja Koivikon Kartano Oy (kuva 1) on noin sadan lypsylehmän maidontuotantoyksikkö Kiteen Puhoksessa. Yhtiö perustettiin vuonna 2010 Pohjois-Karjalan koulutuskuntayhtymän tiloihin PKKY:n luovuttua kouluttilasta. Yhtiön omistavat Pekka Partanen ja Pauli Tolonen. Nykyisin tilan navetassa on yksi lypsyasema ja yksi lypsyrobotti, mutta yhtiöllä on suunnitelmissa investoida tulevaisuudessa myös toiseen lypsyrobottiin. Navetan lisäksi alueella on esimerkiksi hiehkakasvattamo, jossa on noin 100 kappaletta nuorkarjaa, hevostallit ja muita halli- ja siilorakennuksia.

Aurinkosähkön yleistyessä aurinkosähköinvestointi on ajankohtainen kohde kannattavuus selvitystä varten. Aurinkosähköllä voi saada huomattavia säästöjä sähkökuluissa pitkällä aikavälillä, mutta Koivikon Kartano Oy ei ole halukas tekemään investointeja, jotka eivät maksa itseään takaisin alle 10 vuodessa. Tästä syystä työn yhtenä tavoitteena on selvittää, voidaanko aurinkosähköjärjestelmien nykyisillä hintatasoilla saavuttamaan tämä 10 vuoden takaisinmaksu.

Työn ohjaajana toimii Karelia-ammattikorkeakoulun lehtori Seppo Kainulainen ja tarkastajana lehtori Juha Kilpeläinen. Toimeksiantajan edustajana toimi Koivikon Kartano Oy:n osakas Pekka Partanen. Työtä avusti lisäksi Poveria biomassasta-hankkeen kautta Karelia-AMK:n projektisuunnittelija Kim Blomqvist. Muita toimijoita työssä olivat aurinkopaneeleita toimittavat ja järjestelmätarjoukset tehneet Mirotex Oy:n yrittäjä Kimmo Karppanen ja Joensuun Telemaailman Samuli Pykäläinen.

2 Työn tietoperusta

2.1 Keskeiset käsitteet

Auringonsäteily on maahan auringosta saapuvaa sähkömagneettista säteilyä, joka koostuu näkyvistä valonsäteistä, infrapunaisesta lämpösäteilystä ja ultraviolettisäteilystä. (Erat, Hänninen, Nyman, Rasinkoski & Wiljander 2016, 14).

Aurinkokenno on valosähköinen komponentti, jonka avulla aurinkosäteily voidaan muuttaa suoraan sähköenergiaksi. (Erat ym. 2016, 195).

Aurinkopaneeli on aurinkosähkön tuotantoyksikkö, joka tuottaa tasasähköä ja on ympäristöltä suojattu. Yhteen kytketyt aurinkopaneelit muodostavat paneeliston. Aurinkopaneelia voidaan kutsua myös moduuliksi. Tuotetun sähkövirran suuruus riippuu kennoston pinta-alasta ja auringon säteilyn voimakkuudesta. (Erat ym. 2016, 202; Erat, Erkkilä, Nyman, Peippo, Peltola & Suokivi 2008, 126.)

Aurinkosähköjärjestelmä on rakennukseen tai sen välittömään läheisyyteen sijoitettuja aurinkosähköä tuottavia kennoja ja niiden tuottaman sähkönsiirto- ja varastointijärjestelmä rakennuksen sisällä (Heimonen 2011).

Diskonttaus tarkoittaa tulevan pääoman aikaisemman arvon laskemista tiettyyn korkokantaan perustuen (Koltola, Pösö & Saaranen 2010, 447).

Energia (aurinkopaneelin) saadaan kertomalla teho ajalla, jolloin energian yksiköksi saadaan wattitunti [Wh, $E=Pt$] (Erat ym. 2016, 196).

Hajasäteily on kokonaissäteily, josta on vähennetty suora auringonsäteily (Erat ym. 2016, 196).

Hyötysuhde tarkoittaa aurinkopaneelista ulostulevan sähköenergian ja paneeliin sisään tulevan aurinkoenergian suhdetta (Erat ym. 2016, 197).

Investointi tarkoittaa tapahtumaa, jossa rahaa sijoitetaan tuotannon tai liiketoiminnan kohteeseen, josta odotetaan saatavan tuloja sijoitusta vastaan usean vuoden aikana (Kolttola ym. 2010, 295).

Investointiaika on investoinnin taloudellisesti hyödynnettävä pitoaika, eli tuotteen tai koneen taloudellinen käyttöikä (Kolttola ym. 2010, 297).

Jäännösarvo on investoinnin arvioitu arvo investointiajan päättyessä. Jäännösarvo oletetaan pitkässä investointiajassa nolllaksi, koska sen arviointi on vaikeaa. Jäännösarvo voi olla myös negatiivinen, jos investoidun tuotteen hävittämisestä aiheutuu kustannuksia. (Kolttola ym. 2010, 297.)

Kokonaissäteily on kaikki auringosta tuleva auringonsäteily (suorasäteily ja hajasäteily), joka osuu vaakatasoiseen pintaan. (Erat ym. 2016, 199).

Laskentakorkokanta asettaa tavoitteen sijoitetulle pääomalle tarvittavalle tuotolle. Korkokantaan vaikuttaa investoinnin rahoitukseen otetun vieraan pääoman hinta, oman pääoman tuottovaatimus, pääoman tuotto vaihtoehtoisessa kohteessa sekä investointiin liittyvä riskitaso. Laskentakorkokanta lasketaan tavallisesti määrittämällä pääoman keskimääräinen kustannus, joka on vieraan pääoman ja oman pääoman tuottovaatimusten painotettu keskiarvo. (Kolttola ym. 2010, 297.)

Nimellisteho (myös huipputeho) on aurinkopaneelin testiolosuhteissa mitattu teho, joka ilmoitetaan yleisesti huippuwatteina [W_p]. Testiolosuhteissa säteily on $1\ 000\ W/m^2$ ja kennon lämpötila $25\ ^\circ C$. (Erat ym. 2016, 202, 205.)

Omakulutusaste ilmoittaa kuinka suuren osan tuotetusta aurinkosähköstä voidaan hyödyntää omassa käytössä.

Omavaraisuusaste kertoo kuinka suuren osan aurinkosähköjärjestelmän tuottama sähkö kattaa sähkönkulutuksesta.

Pn-liitos on kahden eri tavalla seostetun puolijohdekerroksen väliin muodostuva rajapinta, joka toimii aurinkokennossa valosähköisenä muuntimena (Erat ym. 2016, 203).

Rinnankytkentä on kahden tai useamman paneelin kytkentä niin, että saman merkkiset päät (+ ja -) kytketään yhteen. Rinnankytkennän vaikutuksesta paneeliston jännite on sama kuin yhden paneelin jännite. (Erat ym. 2016, 204.)

Sarjakytkentä on kahden tai useamman paneelin kytkentä niin, että erimerkkiset navat liitetään toisiinsa. Sarjakytkennän vaikutuksesta paneeliston jännite on paneelien yhteenlaskettu jännite. (Erat ym. 2016, 204.)

Teho on aurinkopaneelin tuottama teho, joka saadaan kertomalla virta ja jännite keskenään [$P = UI$] (Erat ym. 2016, 205).

Tulokulma on paneelin sisään tulevan säteilyn ja laitteen pinnan välinen kulma. Tulokulma on energian tuotannon kannalta optimaalinen silloin, kun tulokulma on 0° , eli säteily osuu laitteeseen kohtisuorassa kulmassa. (Erat ym. 2016, 17.)

Valosähköinen ilmiö on tapahtuma, jossa metallipintaan kohdistuva valo aiheuttaa elektronien irtoamista. Aurinkokennot tuottavat tasasähköä valosähköiseen ilmiöön perustuen. (Erat ym. 2016, 206; Erat ym. 2008, 120.)

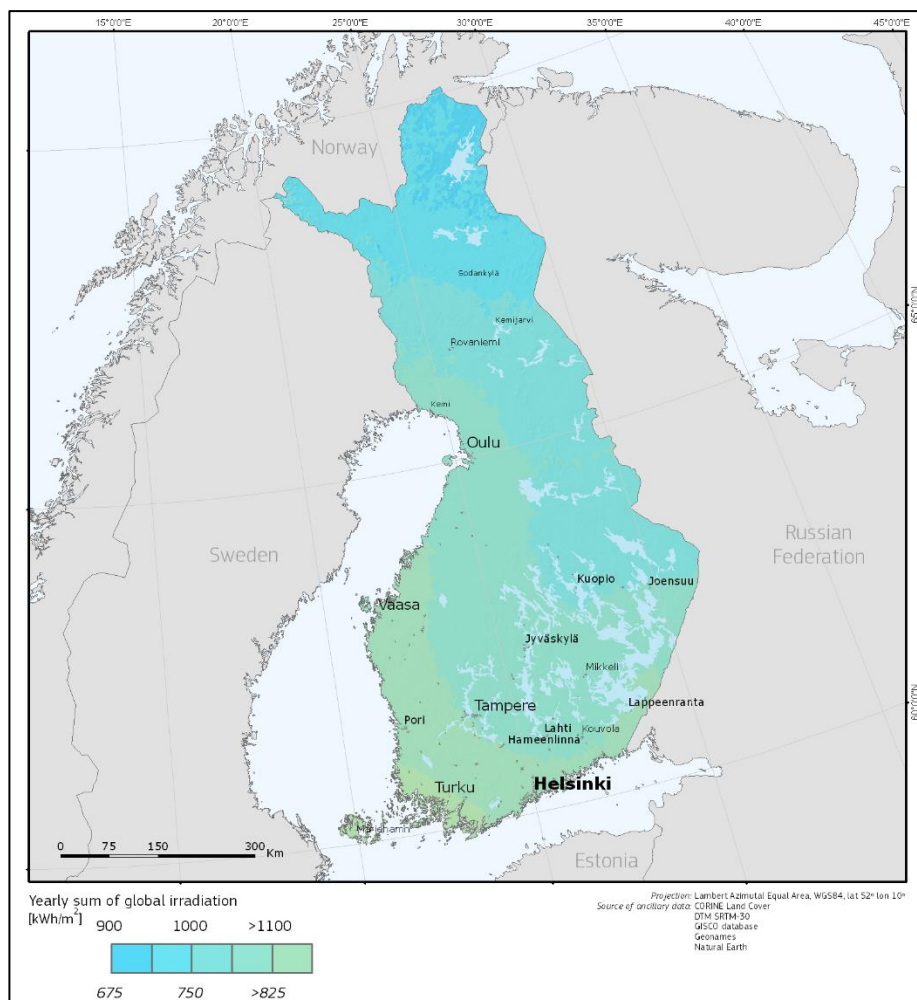
Verkkoinvertteri muuttaa aurinkopaneeleilta tulevan tasavirran sähköverkkoon sopivaksi vaihtovirraksi. Verkkoinvertteri tuottaa kiinteistössä verkkosähköä ensisijaisesti kiinteistön omaan kulutukseen ja toissijaisesti verkkoon myytäväksi. Verkkoinvertteri huolehtii samalla myös muista toiminnoista, kuten suojauksesta ja verkkoon tahdistamisesta. (Käpylehto 2016, 53.)

2.2 Auringon säteilyenergia Suomessa

Maanpinnalle tuleva säteily voidaan jakaa kolmeen ryhmään: suora auringonsäteily, hajasäteily ja ilmakehän vastasäteily. Suora auringonsäteily on suoraan ilmakehän läpi tullutta säteilyä ja hajasäteily on ilmakehän molekyylien, pilvien ja maan heijastamaa säteilyä. Ilmakehän vastasäteilyllä tarkoitetaan taas lämpösäteilyä, joka syntyy ilmakehän vesihöyrystä, hiilidioksidista ja otsonista. Vastasäteily sisällytetään yleisesti hajasäteilyyn ja sitä kutsutaan myös kasvihuonevaikutukseksi. Näiden kolmen säteilytyypin summa on maan pinnalle tuleva kokonaissäteilyenergia. Suomessa keskimäärin puolet vaakatasolle tulevasta säteilystä on hajasäteilyä. Pilvisenä päivänä hajasäteilyn osuus auringonvalosta saattaa olla 80 %, kun taas kirkkaana päivänä hajasäteilyn määrä voi olla noin 20 % vaakasuoralle pinnalle. (Erat ym. 2016, 14.)

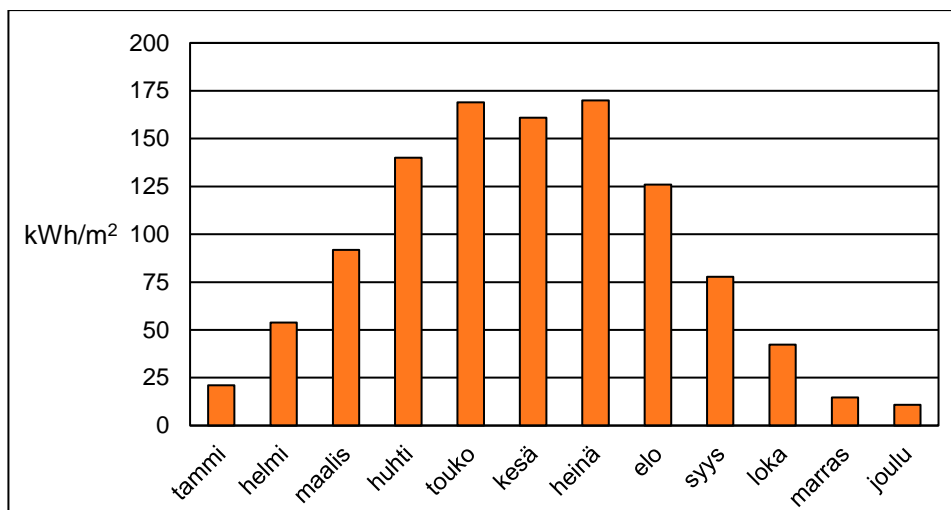
Sääolosuhteet ja pilvet voivat vaikuttaa hetkellisesti säteilyn määrään voimakkaasti. Ilmakehän ulkoreunalla auringonsäteilyn teho on tavallisesti $1\,353\text{ W/m}^2$, josta kirkkaana päivänä maanpinnalle saadaan kokonaissäteilyä noin 80 %. Loput säteilystä häviää ilmakehän aiheuttamaan sirontaan ja absorptioon. Pilvien laatu, määrä ja paksuus auringon korkeuskulmasta riippuen pienentävät suoraa säteilyä. Suomessa kesän aikana syntyvä ilman sameus voi vähentää suoran säteilyn määrää 10–15 %. (Erat ym. 2008.)

Säteilyn voimakkuuden lisäksi aurinkopaneeliin tulevaan energian määrään vaikuttaa merkittävästi paneelin suuntaus. Suuntaukseen käytetään kahta kulmaa: kallistuskulma eli deklinaatio ja atsimuuttikulma eli poikkeama etelästä. Kallistuskulmalla tarkoitetaan laitteiston ja vaakatason välistä kulmaa. Atsimuuttikulma määritellään niin, että etelän suuntaus on 0° , länteen $+90^\circ$ ja itään -90° . Jotta suuntaus olisi energiantuotannon kannalta paras, olisi paneelin sisään tulevan säteilyn ja laitteen pinnan välisen kulman (tulokulman) oltava 0° . (Erat ym. 2016, 17.)



Kuva 2. Suomen vuotuinen auringon säteily määrä optimi tulokulmalle (European Commission 2012a).

Säteilyn määrä vaihtelee maantieteellisen sijainnin, vuoden- ja vuorokaudenajan mukaan. Suomessa auringon säteily on voimakkaimmillaan touko-heinäkuun aikana. Kesäkuussa optimi tulokulmalle tulevasta säteilystä saatava energia on Helsingissä kuukaudessa keskimäärin 160–170 kWh/m², Jyväskylässä 150–160 kWh/m² ja Rovaniemellä 150–155 kWh/m². Vuotuinen auringon säteilyenergia optimi tulokulmassa (kuva 2) on taas Helsingissä keskimäärin 1120 kWh/m², Jyväskylässä 1060 kWh/m² ja Rovaniemellä 1030 kWh/m². Kiteen Puhoksessa auringonsäteily on verrattavissa Helsingin ja muun Etelä-Suomen olosuhteisiin. Optimi tulokulmalle säteilyä tulee Kiteessä (kuvio 1) vuodessa yhteensä noin 1080 kWh/m². Touko-heinäkuussa säteilyä tulee päivässä keskimäärin 4,5 kWh/m² ja kuukaudessa keskimäärin 160–170 kWh/m²/kk. (European Commission 2012b.)

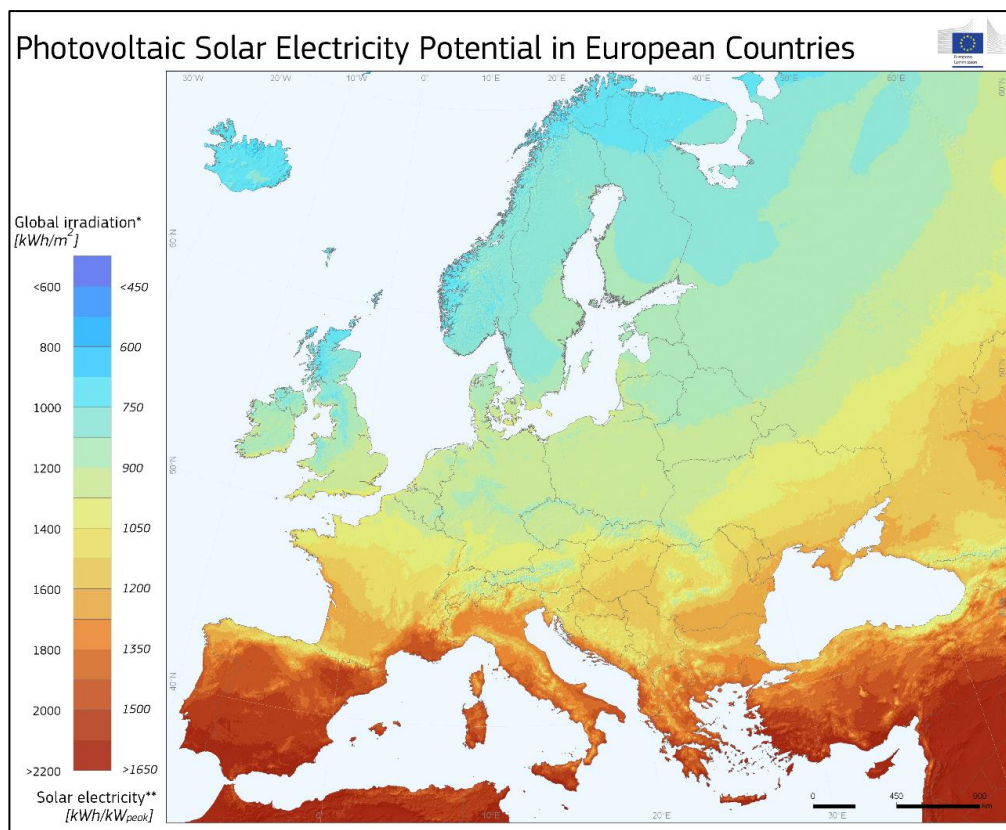


Kuvio 1. Puhoksen kuukausikohtainen auringonsäteilyenergia optimi tulokulmassa (European Commission 2012b).

2.3 Aurinkosähkö Suomessa

Suomella on jo pitkät perinteet aurinkosähkön hyödyntämisessä. Esimerkiksi suomalaisilla kesämökeillä on käytössä noin 80 000 aurinkosähköjärjestelmää. Mökkikokoluokan järjestelmiä on rakennettu käytännössä jo 1980-luvulta lähtien, mutta Suomessa on yhä noin 400 000 mökkiä, joissa ei ole lainkaan sähköä. Fin-solar-hankkeen ja Energiaviraston vuonna 2015 tekemän kyselyn perusteella Suomessa oli tuolloin asennettuna noin 8 MW:a verkkoon liitettyä aurinkosähköä. Esimerkiksi Saksassa on suuruusluokaltaan 5000 kertaa enemmän aurinkosähkön tuotantoa, vaikka tuotantopotentiaali on molemmissa maissa samaa luokkaa. Etelä-Suomeen ja Pohjois-Saksaan asennetulla paneelilla on vuositasolla suunnitteen sama sähköntuotto (kuva 3). (Käpylehto 2016, 42.)

Aurinkosähkön vahvuutena on sen skaalautuvuus. Aurinkosähköä voidaan käyttää sekä pienessä että suuressa mittakaavassa. Aurinkosähköllä on mahdollista toteuttaa, vaikka laturi pienlaitteen akun lataamiseen tai suuri aurinkosähköjärjestelmä teollisuuskiinteistön käyttöön. Suomessa aurinkosähkö on alana voimakkaassa kasvussa ja aurinkoenergiajärjestelmän kotimaisuusaste voi olla nyt jo 50–70 %. Alan ympärille on monenlaista liiketoimintaa, kuten perinteisen hankinnan lisäksi erilaisia leasing- ja PPA-rahoitusmalleja tai sähköyhtiöiden omia nimikkovoimaloita. (Käpylehto 2016, 42 – 43.)



Kuva 3. Euroopan auringonsäteily optimitulokulmalle (European Commission 2012a).

2.4 Aiemmat tutkimukset

Aurinkosähkijärjestelmien mitoituksen ja kannattavuuslaskennan teoria on jo vakiintunutta ja käytetyt laskukaavat yleisesti käytössä. Työssä oli tärkeää selvittää toimeksiantajalle, että voiko järjestelmän takaisinmaksuaika olla alle 10 vuotta. Aurinkosähkön kannattavuustarkasteluja on Suomessa tehty muutamia opinnäytetyönä erikokoisille yrityksille ja asuinrakennuksiin (taulukko 1), mutta ei suurelle maitotilalle, kuten Koivikon Kartano Oy:lle. Maataloudessa ostosähkön verovähennykset ja -palaukset ja maaseutuviraston myöntämä 40 %:n investointituki uusiutuvalla energialle vaikuttavat aurinkojärjestelmän kannattavuuteen merkittävästi tavalliseen yksityis- ja yritystalouteen verrattuna.

Taulukko 1. Ote tehtyjen opinnäytetöiden takaisinmaksuajoista erikokoisille aurinkosähköjärjestelmille.

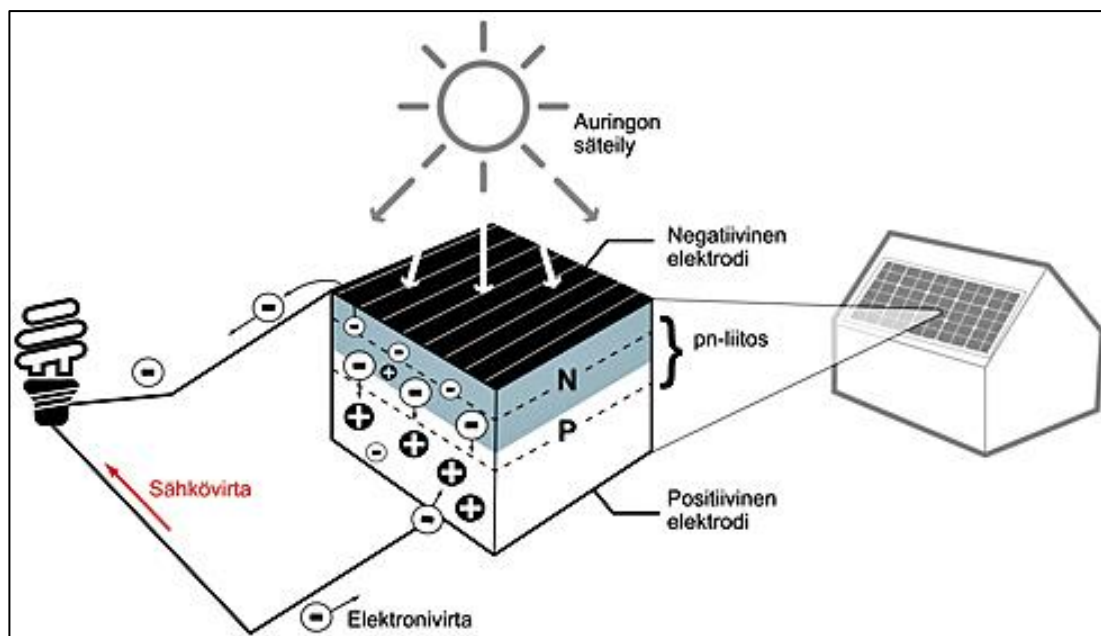
Lähde	Järjestelmän koko	Takaisinmaksuaika
Niskala 2015	735 W _p	21 vuotta
Kulmala 2014	5 kW _p	20–15 vuotta
Haahti 2016	9,5–10 kW _p	11–16 vuotta
Linnanmurto 2015	50–200 kW _p	12–14 vuotta
Pesonen 2016	80 kW _p	22 vuotta

3 Aurinkosähkön tuotanto

3.1 Aurinkokennot

Aurinkosähkön tuotanto lähtee liikkeelle aurinkokennoista, joiden sähköntuotanto perustuu ns. valosähköiseen ilmiöön. Yleisesti valosähköisellä ilmiöllä tarkoitetaan sähköisiä muutoksia valolle altistetussa kappaleessa. Aurinkokennossa tapahtuvassa ilmiössä auringon lyhytaaltainen sähkömagneettinen säteily irrottaa metallista elektroneja, jotka hyödynnetään aurinkokennossa sähköenergiana. Elektronin irtautuminen tapahtuu valon fotonin absorboituessa metallin atomiin, jolloin fotonin energia siirtyy elektronille ja elektroni irtautuu. (Käpylehto 2016, 24–25.)

Aurinkokenno on tavallisesti yksi- tai monikiteisestä seostetusta piistä valmistettu puolijohdekomponentti, jossa on kaksi puolijohdemateriaalia p ja n (kuva 4). Osalla kennoon saapuvista fotoneista on niin suuri energia, että ne läpäisevät kennon pintakerroksen ja pääsevät pn-liitoksen sisälle ja muodostavat elektroni- ja aukkopareja. Muodostuvista pareista elektronit kulkeutuvat n-puolelle ja aukot p-puolelle. Rajapintaan muodostuu sähkökenttä, minkä vuoksi elektronit voivat kulkea vain yhteen suuntaan. Elektronit kulkeutuvat ulkoisen johtimen kautta p-tyypin puolijohteeseen, jossa ne yhdistyvät siellä olevien aukkojen kanssa. Aurinkosähköjärjestelmän elektroniikka muuttaa virtapiirissä kulkevan sähkövirran muotoon, jossa sitä voidaan hyödyntää sähkölaitteissa. (Erat ym. 2008, 121; Motiva 2017a.)



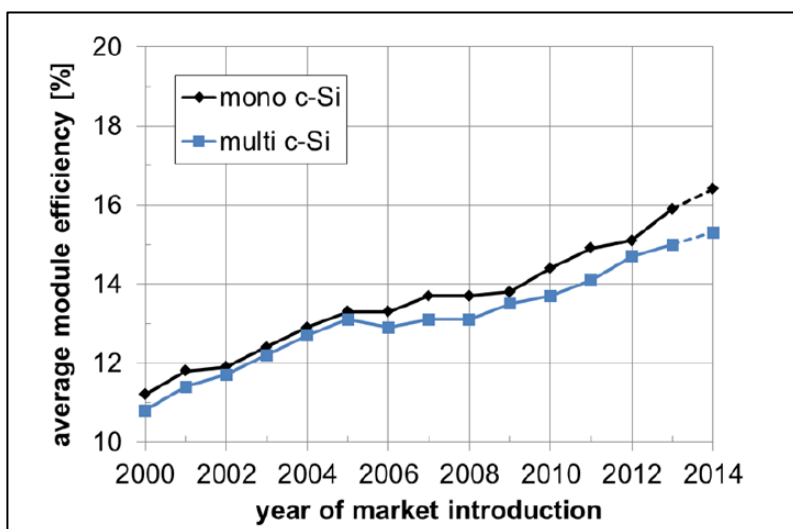
Kuva 4. Pn-liitokseen perustuvan aurinkokennon toimintaperiaate (Motiva 2017a).

3.1.1 Yksi- ja monikidekennot

Aurinkokennot voidaan jakaa kolmeen sukupolveen, joista osa on jo kaupallisessa käytössä ja osa vielä kehitysvaiheessa. Ensimmäisen sukupolven kennoja ovat yksi- ja monikiteiset piikennot (kuva 5), jotka ovat jo pitkään olleet maailmalla yleisimmin käytetty paneelityyppi. Kennot valmistetaan luonnosta löytyvästä piistä puhdistamalla ja jalostamalla. Yksikiteinen piikkenno tehdään kasvattamalla piikide tankomuotoon ja sahaamalla sitten noin 0,35–0,40 mm:n kennoiksi. Monikiteiset kennot taas valmistetaan valamalla, mikä synnyttää kennossa sen nimien mukaisen monikidemuodon. Monikiteiset kennot ovat halvempia, koska valaminen ei vaadi tarkkuutta eikä valmistus näin ole yhtä hidasta ja työlästä, kuin yksikiteisten piikkennojen valmistus. (Erat ym. 2008, 124–125; Motiva 2017a.) Yksikidekennojen hyötysuhde on kaupallisesti valmistetuissa tuotteissa noin 16 % ja monikidekennojen vastaavasti noin 15 % (kuvio 2).



Kuva 5. Yksikiteisistä (vasen) ja monikiteisistä (oikea) piistä valmistettu aurinkopaneeli (Helsinki University of Technology 2011).



Kuvio 2. Yksi- ja monikidekennojen hyötysuhteen kehitys 2000-luvulla (Wirth 2017).

Markkinoilla on myös nykyisin tarjolla niin sanottuja taustajohdinkenoja (metal wrap through, MWT-kennoja). Tavallisissa piikennoissa (H-typin kennoissa) kontaktit ovat kennojen edessä varjostaen alla olevaa kennostoa. MWT-tekniikka eroaa tavallisesta piikennosta niin, että kennojen valmistuksessa ei käytetä juotoksia ja kontaktit ovat kennon takana. MWT-tekniikka saavuttaa näin paremman hyötysuhteen, koska tekniikka vähentää etuosan varjostusta ja kennojen yhteen liittämistä johtuvia ohmisia häviöitä. MWT-kennot ovat saavuttaneet noin 18–20 %:n hyötysuhteen. (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems 2017.)

3.1.2 Ohutkalvokennot

Ohutkalvokennot (kuva 6) ovat toisen sukupolven aurinkokennoja, mutta niiden toiminta perustuu ensimmäisen sukupolven kennojen tapaan pn-liitoksen luomaan sähkökenttään. Materiaali ohutkalvokennossa on noin 100–1 000 kertaa ohuempi kuin ensimmäisen sukupolven kennoissa. Ohutkalvokennoja voidaan tästä syystä valmistaa helpommin ja kustannustehokkaammin laajemmille pinta-aloille. Kaksi eniten hyödynnettyä ohutkalvoteknologiaa koostuu metalli-puolijohdeyhdisteitä kadmiuntelluridi (CdTe) ja kupari-indium-diselenidi (CuInSe₂). Näiden joukkoon kuuluu myös amorfinen pii (a-Si), jolla ei ole kiderakennetta. Parhaimmillaan hyötysuhteet yksittäisille ohutkalvokennoille ovat 18–13 %. (Motiva 2017a; Helsinki University of Technology 2011.)



Kuva 6. Ohutkalvoaurinkopaneeli (Helsinki University of Technology 2011).

3.1.3 Muut aurinkokennoteknologiat

Kolmannen sukupolven aurinkokennot eivät kaikki vielä ole valmiita kaupalliseen käyttöön. Kolmanteen sukupolveen lukeutuu esimerkiksi nanokidekennot, joita voidaan kutsua myös Grätzel-kennoiksi tai väriherkistetyiksi aurinkokennoiksi. Nanokidekennot eivät hyödynnä pn-liitoksen luomaa sähkökenttää, vaan niiden tekniikka perustuu kemiallisiin reaktioihin, jotka aikaansaavat elektronien liikku- mista. Nanokidekenno muodostuu nanokokoisista titaanioksidihiuksista, jotka on pinnoitettu säteilyä absorboivilla värihiukkasilla ja käsitelty elektrolyysi- liuksella. Säteilyn saavuttaessa värihiukkaset kenno vapauttaa elektroneja, jotka siirtyvät puolijohtavan titaanioksidikerroksen kautta ulkoiseen virtapiiriin.

Nanokidekennojen etuna ovat yksinkertaiset valmistusmenetelmät ja alhaiset valmistuskustannukset. Paras saavutettu hyötysuhde nanokidekennoilla on noin 11 %. (Motiva 2017a; Helsinki University of Technology 2011.)

Muita vielä kehitysvaiheessa olevia kennotyyppejä ovat esimerkiksi joustavat aurinkokennot ja keskittävät aurinkojärjestelmät. Joustavat aurinkokennot muistuttavat ohutkalvoteknologiaa, joskin niissä valoherkkä aines painatetaan joustavalle pohjamateriaalille. Keskittäviin järjestelmiin kehitetyt kennot asetetaan ke-räävän peilin tai linssin yhteyteen. Keskitetyn säteilyn myötä kennomateriaalia tarvitaan vähemmän ja järjestelmässä voidaan käyttää hyötysuhteeltaan parempia ja kalliimpia kennoja. (Motiva 2017a.)

Aurinkokennojen teknologia kehittyy jatkuvasti ja uusia tuotteita syntyy paljon. Vuoden 2017 alussa japanilaiset tutkijat onnistuivat rikkomaan aurinkokennojen hyötysuhde ennätyksen uudella aurinkokennolla, joka saavutti 26,3 %:n hyötysuhteen (Geuss 2017). Vuonna 2017 Tesla Inc. toi markkinoille Solar Roof-aurinkokennokaton, jossa aurinkokennot toimivat kattotiilinä (Gustavsson 2017). Aiemmin Suomessa on ollut kattoihin tarjolla kattopeltejä, joihin on jo tehtaalla liimattu kiinni ohutkalvokennot (Tekniikka & talous 2016).

3.2 Aurinkopaneeli

Tyypillinen aurinkopaneeli valmistetaan kytkemällä sarjaan aurinkokennoja siten, että niistä muodostuu verkkoon kytketyissä järjestelmissä yleensä 200–300 kW_p:n nimellistehoinen paneeli. Kennosto kapseloidaan ilmatiiviiksi lasin alle ja kehystetään, jotta siitä saadaan ympäristöolosuhteita kestävä. Paneelin tuottaman sähkövirran suuruus riippuu kennoston kokonaispinta-alasta, auringon säteilyn intensiteetistä, käytetystä kennoteknologiasta ja paneelin lämpötilasta. Paneelin nimellisteho ilmoitetaan piikkiwatteina (W_p), joka kertoo paneelin tehon standardiolosuhteissa. Standardiolosuhteella tarkoitetaan tilannetta, jossa säteily on 1000 W/m² ja paneelin lämpötila on 25 °C. Paneeli voi tuottaa säteilystä ja lämpötilasta riippuen myös selvästi nimellistehoa enemmän. (Erat ym. 2016, 139–141.)

Samanlaisia aurinkopaneeleja voidaan myös kytkeä sekä sarjaan että rinnakkain. Sarjakytketyt paneelit summaavat paneelien tuottamat jännitteet, mikä mahdollistaa korkean siirtojännitteen ja pienemmät siirtohäviöt. Sarjakytkemisen haittana on kuitenkin, että jokaisen kennon läpi kulkee sama virta eli sarjakytketyn paneeliketjun tuotannon määrittää ketjun huonoiten tuottama kenno. Jos yksi paneeli varjostuu, muiden paneelien tuotanto heikkenee samalle tasolle. Paneelien rinnakkain kytkennässä paneelijännite on sama kuin yhden paneelin jännite ja virta on kaikkien paneelivirtojen summa. Rinnakkain kytkemisen etuna on, että yhden paneelin varjostus ei häiritse muiden paneelien tuotantoa. Rinnakkain kytkeminen on perusteltua silloin, kun paneeleja häiritsee ajoittainen osittaisvarjostus tai, kun kaikki paneelit eivät voi olla samassa asennossa. Sarjakytkeminen on taas hyödyllistä silloin, kun sähkön siirtomatka paneeleilta lataussäätimelle on pitkä. (Tuurinko-hanke 2014.)

3.3 Verkkoinvertteri

Tavallinen invertteri (myös vaihtosuuntaaja) muuntaa akun tasavirrasta vaihtovirtaa, jota voidaan hyödyntää esimerkiksi kesämökillä tai autossa. Verkkoinvertteri toimittaa aurinkosähköjärjestelmässä periaatteessa samanlaista tehtävää, kuin tavallinen invertteri, mutta verkkoinvertteri huolehtii samalla myös muista toiminnoista. Verkkoinvertteri mm. huolehtii järjestelmän suojauksista ja verkkoon tahdistamisesta. (Käpylehto 2016, 53.)

Aurinkoinverttereitä on kahta tyyppiä: siniaaltoinverttereitä ja modifioituja siniaaltoja tuottavia inverttereitä. Siniaaltoinvertterin tuottama sähkö vastaa ominaisuuksiltaan tavallista sähköverkon sähköä, kun taas modifioitu siniaalto soveltuu esimerkiksi useille sähkömoottoreille, mutta ei tavallisille sähkölaitteille. Siniaaltoinvertterit ovat kalliimpia, ja niillä on suuremmat häviöt kuin modifioidun siniaallon inverttereillä. Aurinkoinverttereitä on myös erilaisia jakeluverkosta erillään oleville, verkkoon kytkettäville ja akkuja lataaville järjestelmille. Hyvälaatuisen verkkoon kytketyn invertterin elinikä on Suomessa todennäköisesti yli 20 vuotta. Kustannuslaskelmissa on varauduttava, että järjestelmän eliniän aikana invertteri vaihdetaan kerran. (Erat ym. 2016, 142; Tuurinko-hanke 2014.)

Aurinkopaneelit voidaan kytkeä sarjaan ja siirtää niiltä tuleva tasavirta keskitetyille invertterille (kuva 7), joka muuntaa tasavirran vaihtovirraksi ja sovittaa taajuuden ja vaiheen sähköverkkoonsoviviksi. Samalla ketjuinvertteri voi huolehtia, että paneelikytkentä toimii jatkuvasti maksimitehon tuottavalla jännitteellä. Keskitettyä invertteriä käytettäessä paneelit on kytketty aina sarjaan, eli kytkennän tuoton määrittää huonoiten tuottava paneeli. (Tuurinko-hanke 2014.)



Kuva 7. Tyypillinen Fronius 20 kW-verkkoinvertteri (Fronius International GmbH 2017).

Keskitettyjä invertteritä on saatavilla yksivaiheisia pienille järjestelmille ja kolmivaiheisia. Yksivaiheinen invertteri kytketään verkon yhteen vaiheeseen kolmesta mahdollisesta, mikä tarkoittaa, että tuotettua sähköä voi hyödyntää vain kyseiseen vaiheeseen kytketyt sähkölaitteet. Yksivaiheisia inverttereitä käytetään yksinomaan pienissä alle 3 kW_p:n järjestelmissä, koska pienimpien kolmivaiheisien invertterien kokonaisteho on noin 3 kW. Kolmivaiheinen invertteri palvelee jokaista kolmea verkon vaihetta, jolloin järjestelmästä saadaan suurin hyöty, sillä kaikki tuotettu sähkö voidaan syöttää kaikkiin sähkölaitteisiin. (Erat ym. 2016, 144–45; Motiva 2017b.)

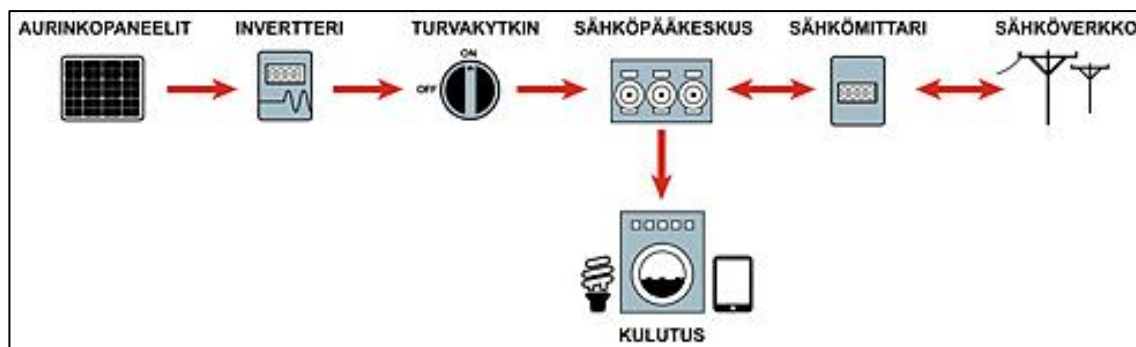
Vaihtoehtona keskittävälle invertterille on olemassa jokaiseen paneeliin kiinnitettävät mikroinvertterit. Mikroinverttereitä käytettäessä paneelit ja invertterit yhdistetään rinnakkain ja sähkö tuodaan normaalina verkkojännitteenä verkkokytkentäyksikköön. Verkkoonkytkentäyksikkö ohjaa mikroinvertterit tuottamaan sähköä

samanvaiheisesti ja sovittaa sähkön taajuuden ja vaiheen sähköverkkoon sopivaksi. Mikroinverttereitä käyttävät aurinkopaneelit toimivat toisistaan riippumatta eikä yhden paneelin varjostus häiritse muiden paneelien sähköntuotantoa. Vielä tällä hetkellä mikroinvertteriratkaisut ovat huomattavasti ketjuinvertteriä kalliimpia, mutta tulevaisuudessa hintasuhteet voivat muuttua. Mikroinverttereiden haittana on myös järjestelmän huoltovarmuuden heikkeneminen lisääntyneiden komponenttien myötä. Mikroinvertterihankinta voi kuitenkin olla perusteltua kohteissa, joissa tapahtuu osittaista varjostusta usein tai pitkinä aikaväleinä. (Motiva 2017b; Tuurinko-hanke 2014.)

3.4 Verkkoon liitetty aurinkosähköjärjestelmä

Verkkoon kytketyt aurinkosähköjärjestelmät ovat maailmanlaajuisesti yleisin aurinkosähkön hyödyntämistapa. Järjestelmät muodostuvat aurinkopaneeleista, invertteistä ja niitä yhdistävästä kaapeloinnista. Paneelit kytketään invertterin kautta kiinteistön sähköpääkeskukseen. Sähköverkkoon kytkettäviä aurinkosähköjärjestelmiä on käytössä useissa erilaisissa kohteissa, kuten omakotitaloissa, maataloilla tai yritysten toimitiloissa. Asuinrakennuksissa käytetyt aurinkovoimamat ovat tavallisesti kooltaan 2–10 kW_p:n ja teolliset voimamat vähintään 10 kW_p:n voimaloita. (Erat ym. 2016, 144–145, 161–162; Motiva 2017b.)

Järjestelmän tuottama ylijäämä sähkö voidaan tarvittaessa syöttää sähköverkkoon, mutta sähkön oma käyttö on kannattavampaa. Tämän johdosta kiinteistökohtaisilla aurinkovoimaloilla tuotetaan sähköä ensisijaisesti omaan käyttöön. Verkkoon syötettävä sähkön määrä voidaan minimoida esimerkiksi oikeanlaisella mitoituksella ja varmistamalla, että kaikissa kolmessa vaiheessa on sähkölaitteita päällä silloin, kun järjestelmä tuottaa sähköä. Jos laitteita on päällä vain yhdessä tai kahdessa vaiheessa, ilman kuormia olevaan vaiheeseen syötetty sähkö siirtyy sähköverkkoon. Tästä syystä suurta sähkötehoa tarvitsevat laitteet on tavallisesti kytketty verkon kaikkiin kolmeen vaiheeseen. (Erat ym. 2016, 144–145, 162; Motiva 2017b.)



Kuva 8. Verkkoon kytketyn aurinkosähkijärjestelmän kokoonpano (Kuva: Motiva 2017b).

Suomen sähköverkkomääräykset vaativat, että aurinkovoimalan ja sähköverkon välillä on turvakytkin. Kytkin sijaitsee invertterin ja pääkeskuksen välissä (kuva 8). Suojalaitteet ja tasavirtapiirin turvakytkin ovat tavallisesti sisällytetty jo invertteriin, mutta mikäli invertteri ei sisällä tarpeellisia suojauksia, ne on asennettava erikseen. Järjestelmään sisältyy myös kiinteistön energiamittari, jolla mitataan verkkoon syötettyä sähköä ja verkosta otettua tehoa. Energiamittarin asennus on sähkönjakeluverkonhaltijan vastuulla, joten käyttäjän ei tarvitse huolehtia mittarin hankkimisesta. Verkkoon kytketyissä järjestelmissä tarvitaan paneelien ja invertterien lisäksi kaapelit laitteiden kytkentöjä varten. (Erat ym. 2016, 162; Motiva 2017b.)

3.5 Aurinkosähköntuotantoon tarvittavat luvat ja sopimukset

Kuntien kaavamääräyksistä riippuen sähköntuotantolaitoksen rakentamista varten saatetaan tarvita rakennus- tai toimenpidelupa. Vaatimukset luvista vaihtelevat kuitenkin kunnittain, joten luvista on aina hyvä kysyä kunkin kunnan rakennuslupaviranomaiselta. (Lehto 2016a.) Kiteen kaupungissa aurinkosähkijärjestelmän rakentaminen ei ole rakennus- eikä toimenpideluvan alainen, eikä siitä myöskään tarvitse tehdä toimenpideilmoitusta rakennusvalvontaan (Tapanen 2017).

Suomen sähkömarkkinalain mukaan verkon hallitsijan on pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liitettävä sähköverkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät

voimalaitokset (Sähkömarkkinalaki 20 §). Tuotantolaitosta ei kuitenkaan saa liittää verkkoon ilman sähköverkonhaltijan lupaa. Verkonhallitsijaan on hyvä olla yhteydessä jo ennen investointipäätöstä ja varmistaa, että sähköntuotantolaitos täyttää verkon tekniset vaatimukset ja mahdollisiin sähköverkon muutostöihin voidaan valmistautua. Tuotannon liittämistä tehdään tavallisesti tuotannon liittymissopimus. (Lehto 2016a).

Kaikkien sähköä verkkoon syöttävien laitteiden tulee täyttää niille asetetut tekniset vaatimukset. Vaatimuksilla vahvistetaan sähkön laadun pysyminen sellaisena, etteivät muut verkkoon kytketyt laitteet häiriinny, ja varmistetaan sähkön käyttäjien ja sähköverkon kanssa työskentelevien turvallisuus. (Lehto 2016a.) Tuotantolaitokset tulee varustaa suojauslaitteilla, joiden tarkoituksena on varmistaa, ettei tuotantolaitos rikkoonnu sähköverkon mahdollisissa häiriötilanteissa. Samalla laitteisto varmistaa, ettei verkkoon syötetä huonolaatuista sähköä. (Lehto 2016b).

Tässä opinnäytetyössä olevat järjestelmät olivat alle 100:n kVA-järjestelmiä, joten ne olisi varustettava suojalaitteilla, jotka voivat ongelmatilanteissa kytkeä laitoksen irti yleisestä verkosta (Lehto 2016b). Nimellisteholtaan enintään 100:n kVA-laitteistoissa ei myöskään tarvita omaa mittauslaitetta, vaan kohteen etäluettava mittari mittaa erikseen sähköverkosta otetun ja siihen syötetyn energian (Lehto 2016a). Ennen sähköntuotantolaitoksen liittämistä verkonhaltijalle on toimitettava keskeisiä laitoksen tietoja. Verkonhaltija tarvitsee tietoonsa ainakin perustiedot laitteista, liitäntälaitteen (verkkoinvertterin) tyyppitiedot, suojausasetteluarvot ja toiminta-ajat sekä tiedot saarekekäytön estosuojauksesta. (Lehto 2016b.)

Jos tuotannosta syntyy ylijäämätuotanto, voidaan se myydä yleiseen verkkoon paikalliselle verkonhaltijalle. Tällöin ylijäämäsähkön vastaanottava sähköyhtiö asentaa mittauskeskukseen kaksisuuntaisen mittauksen, jotta jakeluverkkoon syötetty sähkö voidaan mitata. Myynti edellyttää aina sopimusta sähkön ostajan kanssa. (Pohjois-Karjalan Sähkö Oy 2017a.)

4 Investointilaskenta

4.1 Takaisinmaksuajan menetelmä

Takaisinmaksuajan menetelmä on yksinkertainen tapa selvittää investoinnin kannattavuus. Menetelmässä lasketaan, kuinka monen vuoden kuluttua investoinnin vuotuiset nettotuotot kattavat hankintamenot. Mitä lyhempi takaisinmaksuaika on, sitä parempi investointi ajatellaan olevan. Takaisinmaksuaikaa ei pystytä määrittelemään, jos nettotuotot eivät kata hankintamenoja. (Kolttola ym. 2010, 299.)

Koroton takaisinmaksuajan menetelmä (kaava 4.1.1) ei huomioi laskentakorkokantaa, eli rahan aika-arvoa. Kun korkokantaa ei oteta huomioon ja vuotuiset nettotuotot ovat samansuuruiset, takaisinmaksuaika on hankintameno jaettuna vuotuisella nettotuotolla. Tulokset ovat suuntaa antavia, minkä takia menetelmää käytetään tukemaan muiden menetelmien antamia tuloksia. Jos vuotuinen nettotuotto ei ole vakio, tuottoja lasketaan yhteen niin kauan, kunnes niiden summa on hankintamenon kanssa yhtä suuri. Menetelmässä ei välitetä investoinnin tuotoista ja kustannuksista takaisinmaksuajan jälkeen, eli esimerkiksi suuria jäännösarvoja ei huomioida. Koroton takaisinmaksuaika suosii investointeja, joiden tuotot saavutetaan mahdollisimman nopeasti, eli menetelmä soveltuu hyvin lyhyisiin investointeihin. (Kolttola ym. 2010, 299.)

$$\text{koroton takaisinmaksuaika} = \frac{\text{hankintameno}}{\text{vuotuinen nettotuotto}} \quad (4.1.1)$$

Korollisessa takaisinmaksuajan menetelmässä otetaan laskentakorkokanta huomioon. Korollisessa menetelmässä vuotuisia diskontattuja nettotuottoja lasketaan yhteen kunnes ne kerryttävät hankintamenon pääoman. Saatu aika on investoinnin korollinen takaisinmaksuaika. Aika on pitempi, kuin koroton takaisinmaksuaika, sillä nettotuotoista on ensin poistettu korot. (Kolttola ym. 2010, 301.)

4.2 Nykyarvomenetelmä

Nykyarvomenetelmässä kaikkien investoinnin kustannukset ja tuotot diskontataan nykyhetkeen. Menetelmässä investointi on kannattava, kun tuottojen nykyarvo on suurempi kuin kustannusten nykyarvo, eli nettonykyarvo on positiivinen. Laskelmissa lasketaan nettonykyarvo vähentämällä tuottojen nykyarvosta kustannusten nykyarvo. Nettonykyarvon ollessa negatiivinen investointi aiheuttaa enemmän kuluja kuin tuloja. Nykyarvomenetelmää suositaan pitkissä kertaluonteisissa investoinneissa, mutta sen heikkous on, että menetelmä ei erota eri kokoluokan investointeja toisistaan. (Kolttola ym. 2010, 304–306.)

Nykyarvomenetelmän keskeinen ajatus on, että mitä kauempana rahavirrat ovat nykyhetkestä, sitä pienempiä niiden diskontatut arvot ovat. Vuotuisten kassavirtojen ollessa kaikkina vuosina yhtä suuret, nykyarvo voidaan laskea jaksollisten suoritusten diskonttauskaavalla (kaava 4.2.1). Jos näin ei ole, jokainen vuosittainen suoritus on diskontattava erikseen koronkorkolaskun säännöillä. Jos samana vuonna on sekä tuloja että kustannuksia, ne voidaan vähentää toisistaan ennen diskonttausta, jolloin saadaan vuotuinen nettotuotto tai nettokustannus. (Kolttola ym. 2010, 304.)

$$NA = \sum_{i=1}^n \frac{x_i}{(1+r)^i} \quad (4.2.1)$$

jossa

n	=	jakson aika (vuotta)
j	=	jakso (vuosi 1, vuosi 2,...)
x	=	x_0, x_1, \dots, x_n , jakson aikana saatu tuotto (€)
r	=	laskentakorko (%).

4.3 Sisäisen korkokannan menetelmä

Sisäisen korkokannan menetelmä on yksi yleisimmistä liike-elämän käyttämistä menetelmistä. Menetelmässä määritetään sisäinen korkokanta eli korkokanta, jolla saatujen tuottojen nykyarvo on yhtä suuri kuin kustannusten nykyarvo. Käytännössä sisäinen korkokanta selvittää, kuinka monen prosentin vuotuisen tuoton investointi antaa sijoitetulle pääomalle. Sisäinen korkokanta voidaan ratkaista selvittämällä kaavasta 4.2.1 laskentakorko (r). (Kolttola ym. 2010, 307–308.)

Sisäisen korkokannan menetelmässä samanaikaiset suoritukset voidaan vähentää toisistaan ennen nykyhetkeen siirtämistä. Vähentämisen jälkeen jäännösarvo ja nettotuotot diskontataan investointiajan alkuun ja niiden summa merkitään yhtä suureksi investoinnin hankintamenon kanssa. Sisäinen korkokanta kiteyttää investoinnin tuoton selkeäksi prosenttiluvuksi, jota verrataan tavoite- eli laskentakorkokantaan. Sisäisen korkokannan menetelmässä ulkopuoliset tekijät eivät vaikuta tuloksiin, eli tulos riippuu investoinnin omista sisäisistä kassavirroista. (Kolttola ym. 2010, 307–308.)

4.4 Herkkyysanalyysi

Herkkyysanalyysissä lähtöarvoja vaihtelemalla kokeillaan, kuinka herkkä investoinnin kannattavuus on eri lähtöarvojen muutoksille. Analyysin avulla saadaan selville, mitkä tekijät vaikuttavat lopputulokseen eniten ja mitkä taas vähiten. Kaksisuuntaisessa analyysissä on kaksi muuttuvaa lähtöarvoa, eli silloin tutkitaan niiden arvojen ristikkäisvaikutusta kannattavuuteen. Kaksisuuntaisella herkkyysanalyysillä voidaan esimerkiksi tutkia, miten vuosituottojen ja laskentakorkokannan vaihtaminen yhdessä vaikuttavat lopulliseen kannattavuuteen. Herkkyysanalyysijä voidaan laatia kaikille investointimenetelmille, ja muuttuvia tekijöitä voivat olla mitkä tahansa kaksi lähtöarvoa. (Kolttola ym. 2010, 320–321.)

5 Tutkimuksen toteutus

5.1 Tutkimusongelmat ja aiheenrajaus

Tutkimuksen tarkoituksena oli tehdä toimeksiantajalle seikkaperäinen selvitys aurinkosähköntuotannosta, mitoittaa toimeksiantajan käyttöön sopiva aurinkosähköjärjestelmä ja tehdä järjestelmävaihtoehdoista kannattavuusvertailut. Työn tavoitteena oli selvittää voidaanko tämän hetkisellä aurinkosähköteknologialla ja aurinkosähköjärjestelmä hinnoilla saavuttaa toimeksiantajan investoinneille asettama 10 vuoden takaisinmaksuaikavaatimus.

Koivikon Kartanon sähkönkulutusprofiili vaikeutti aurinkosähkön hyödyntämistä. Tilalla sähkönkulutus oli pääosin tasaista, mutta suurimmat sähkönkulutuspiikit keskittyvät aamu- ja iltapäivälle. Aurinkopaneelien sähköntuotanto on kuitenkin parhaimmillaan keskipäivällä ja tuona aikana Koivikon tilan sähkönkulutus oli tavallisesti tilan pohjakulutuksen tasolla. Työssä selvitettiin näin ollen voiko aurinkosähköä hyödyntää paremmin muuttamalla esimerkiksi aurinkopaneelien suuntaa. Samalla voitiin selvittää, miten paneelien suuntaaminen eri tavoilla vaikutti aurinkosähköjärjestelmien sähköntuotantoon.

Koivikon Kartano Oy ei ollut halukas tekemään investointeja, jotka ylittävät 10 vuoden korollisen takaisinmaksuajan. Tämän johdosta työssä tutkittiin päästäänkö saaduilla tarjouksilla tähän 10 vuoden tavoitteeseen. Jos tavoitteeseen ei päästy, selvitettiin millä järjestelmähinnoilla tavoite olisi saavutettavissa. Lisäksi työssä tarkasteltiin herkkyyssanalyseillä, miten eri lähtötiedot vaikuttivat laskelmien tuloksiin.

Työssä pyrittiin vertailemaan erikokoisien ja eri toimittajien antamien tarjoushintojen kannattavuuksia. Aluksi järjestelmät mitoitettiin tilan sähkönkulutustietojen perusteella niin, että sähkön ylituotanto olisi vähäistä. Tämän jälkeen mukaan otetaan yksi mitoitettuja järjestelmiä pienempi ja yksi isompi järjestelmä. Näin saatiin kattavat tulokset useista eri vaihtoehdoista ja tulosten perusteella voidaan

myös myöhemmin päätellä käytettyjen vaihtoehtojen väliin jäävien järjestelmien kannattavuuksia.

Työn tarjoukset pyydettiin Itä-Suomen alueella toimivilta yrityksiltä ja tarjouksien oli tarkoitus olla vain avaimet käteen-periaatteella toimitettuja. Tarjouksissa käytetyt järjestelmät hyödynsivät perinteistä monikidekennoteknologiaa eikä mukaan otettu muita teknologioita, kuten ohutkalvokennoja tai keskittäviä aurinkosähköjärjestelmiä. Näin eri vaihtoehtojen vertailu helpottui ja tulokset pysyivät selkeinä ja johdonmukaisina.

5.2 Tutkimusmenetelmät

Opinnäytetyössä hyödynnettiin määrällisiä eli kvantitatiivisia tutkimusmenetelmiä. Työ on teknistaloudellinen selvitys, jonka alkuosio keskittyi aurinkosähköteknologian selvittämiseen ja loppuosio teknologian kannattavuuden määrittelyyn. Työn tutkinta perustui aurinkosähköjärjestelmien ja niiden kannattavuuden kuvaamiseen tilastojen ja numeroiden avulla. Työssä vertailtiin eri järjestelmävaihtoehtoja toisiinsa ja tutkittiin eri kannattavuuslaskennan lähtöarvojen syyseuraussuhteita herkkyysanalyysillä ja selvitettiin niiden vaikutusta lopputuloksiin.

Työn tiedonlähteinä hyödynnettiin uusimpia aurinkosähköteknologian kirja- ja tutkimusjulkaisuja ja aurinkosähköjärjestelmistä saatiin tietoja laitetoimittajilta keskustelujen kautta. Kannattavuuslaskelmien lähtöarvoja mietittiin yhteistyössä Karelia-ammattikorkeakoulun suunnittelijoiden kanssa ja vertailemalla niitä kirjallisuudessa tarjolla oleviin esimerkkilaskelmiin.

Mitoituksessa hyödynnettiin saatavilla olevia laskentaohjeita, auringonsäteilytietokantoja ja aurinkosähkön mitoitus- ja suunnitteluohjelmia. Mitoituksien tulokset eivät kuitenkaan voi olla täysin luotettavia, vaan ne ovat suuntaa-antavia, koska aurinkosähkön tuotantoon vaikuttaa paljon vuosittainen auringonpaisteen määrä ja sääolosuhteet. Kannattavuuslaskelmissa käytettiin investointilaskentamenetel-

miä, jotka sopivat parhaiten tutkimuksen tavoitteisiin ja joiden tulokset olivat toimeksiantajalle hyödyllisiä. Laskelmista tehtiin mahdollisimman luotettavat tutkimalla laajasti maatalouden tukijärjestelmiä ja sähkön hintatilastoja ja hintakehitystä ennustavia tutkimuksia, joiden perusteella kannattavuuslaskelmille valittiin lähtöarvot. Kannattavuuslaskelmien teossa käytettiin Microsoft Excel-laskentataulukko-ohjelmaa ja opinnäytetyö kirjoitettiin puhtaaksi Microsoft Word-tekstinkäsittelyohjelmalla.

5.3 Aurinkosähkötuotannon suunnittelu- ja mitoitusohjelmat

Selvityksen teossa hyödynnettiin kahta aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu- ja mitoitusohjelmistoa. Ohjelmat olivat Hottengenroth GmbH:n kehittämä PV-Simulation 3D-ohjelma ja Valentin Softwaren kehittämä PV*SOL 2017-ohjelma. Nämä ohjelmat simuloivat erilaisille järjestelmille päivittäiset sähköntuotannot säätietskantojen ja järjestelmien aurinkopaneelien ja invertterien teknisten tietojen perusteella.

Ohjelmissa on valmiiksi laajat paneeli- ja verkkoinvertteritietokannat, josta voidaan valita mitoitukseen halutut laitteistot. Laitteistojen ajan tasan perustella PV-Simulation 3D-ohjelma on hieman vanhentunut PV*SOL 2017-ohjelmaan verrattuna, jossa valikoima on kattavampi. PV*SOL 2017-ohjelmastakaan ei välttämättä löydy kaikkein uusimpia paneeleita, mutta siinä voi valmiiden paneelien lisäksi luoda omia paneeleita ja asettaa niille omat tekniset tiedot. Lisäksi ohjelmissa on omat maailman laajuiset säätietskannat, joista voidaan valita lähimmät selvityskohdetta olevat tiedot. Huomion arvoista on, että ohjelmat käyttävät samalla kohteella joka simulaatiossa samoja tuntikohtaisia säteilytietoja, joten samalla ohjelmalla tehtyjen simulaatioiden tulokset eivät yleisesti juuri eroa toisistaan.

Ohjelmistoihin voidaan syöttää suoraan selvityskohteen kokovuoden tuntikohtaiset kulutustiedot, joiden perusteella ohjelmat selvittävät järjestelmien tuotetun aurinkosähkön omakäytön ja ylituotannon. PV-järjestelmien suunnittelu voidaan

tehdä, joko paneelien lukumäärän tai käytettävissä olevan kattopinta-alan mukaan. Paneelientilalle asetetaan paneelien asennuskaltevuus ja suunta ja valitaan halutut paneelit ohjelmistojen tietokannasta. Kun paneelien määrä ja nimelisteho tiedetään voi ohjelmat itse valita mielestään sopivat invertterit tai ne voidaan valita manuaalisesti. Jo näillä tiedoilla ohjelmat osaavat simuloida kohteelle tuntikohtaiset sähköntuotot. Tarvittaessa esimerkiksi kaapelointeja voi määrittää manuaalisesti, mutta ohjelmat osaavat muodostaa järjestelmät automaattisesti. Tarpeellisia ohjelmistojen avulla saatavia tietoja ovat tuotetun kokonaissähköntuotannon lisäksi esimerkiksi tuotetun sähkön omakulutusaste ja järjestelmän avulla saavutettava omavaraisuusaste.

Ohjelmissa on myös monia lisäominaisuuksia, kuten mahdollisuus tehdä varjosimulaatioita, jolla voidaan selvittää tarkasti, miten paneelientilän varjostus vaikuttaa järjestelmän sähköntuotantoon. Tarkempaa 3D-suunnittelua on myös mahdollista tehdä ohjelmistojen omilla CAD-versioilla. Ohjelmilla voi myös tehdä taloudellisia laskelmia, mutta niitä ei tässä työssä hyödynnetä.

5.4 Mitoituksessa käytetyt tilan lähtötiedot

Koivikon tila on verrattain suurikokoinen maitotila Kiteen Puhoksessa (kuva 9). Tila oli aiemmin Pohjois-Karjalan kouluyhtymän käytössä opetustilana. Sitten tilalle rakennettiin uusi navetta, ja nykyisin tilalla on yksi lypsyrobotti ja yksi lypsyasema. Tilalla on tällä hetkellä navetassa noin 100 lehmää ja toinen 100 hiehoa hiehoikasvattamossa. Alueella sijaitsee lisäksi useita halli- ja siilorakennuksia ja hevostallit.

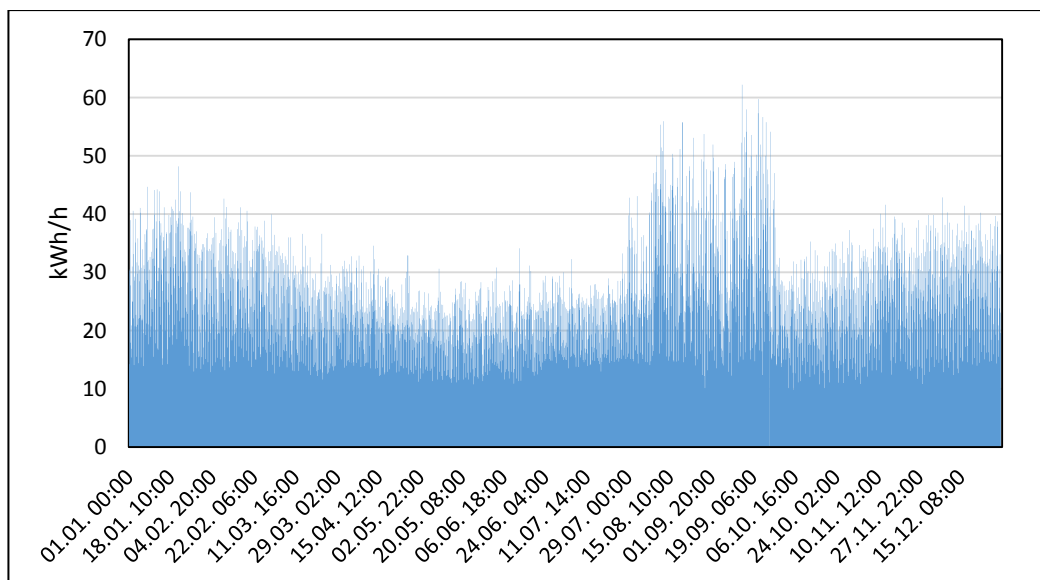
Mitoituksen kannalta tärkeimpiä tietoja on tilan sähkönkulutus ja aurinkopaneelille sopivat asennuspaikat. Tilalla on kaksi mahdollista asennuspaikkaa, jos paneelit haluaa asentaa osoittamaan etelään päin. Nämä rakennukset ovat tilan navettarakennus ja konehalli. Rakennusten harjanteiden pinta-alat saatiin selvitettyä maanmittauslaitoksen karttapaikka- ja paikkatietoikkuna-palveluiden avulla. Palveluiden mittaustyökalujen perusteella uuden navetan yksi harjanne on kool-

taan noin 1080 m² ja konehallin harjanne noin 560 m². Suunta molemmilla rakennuksilla ei ole täysin etelään päin. Karttapalveluiden karttapohjien perusteella rakennusten atsimuuttikulmaksi saatiin noin 9° (etelä = 0°). (Maanmittauslaitos 2016). Molemmissa rakennuksissa on peltikatot ja niiden kaltevuussuhde on 1/3, eli noin 18.43° (Partanen 2017).



Kuva 9. Ilmakuva Koivikon tilasta (Maanmittauslaitos 2016).

Työssä tehdyissä mitoituslaskuissa käytettiin Koivikon tilan sähkönkulutustietoja aikaväliltä 1.9.2015–31.8.2016 (kuvio 3). Aikaväli kattoi täyden vuoden kaikki tuntikulutukset ja vuoden 2016 huhti–elokuun aikavälin, joita tarvittiin varsinkin myöhemmin tehtäviä simulaatioita varten. Pitemmän aikavälin kulutustietoja ei käytetty, koska sähkön keskimuutos on pelkästään kasvanut vuosien edetessä (Partanen 2016). Kulutuksen tasaisen kasvun takia vanhat tiedot alentaisivat keskimuutusta. Jos keskimuutos on pienempi kuin todellisuudessa, myös sillä mitoitettu järjestelmä tulee olemaan liian pieni. Lisäksi yrityksellä oli tarkoituksenaan investoida tulevaisuudessa uuteen lypsyrobottiin, mikä kasvattaa muutusta entisestään.



Kuvio 3. Koivikon Kartano Oy:n vuoden tuntikohtainen sähkönkulutusprofiili.

Taulukko 2. Koivikon Kartano Oy:n kuukausikohtaiset sähkönkulutukset.

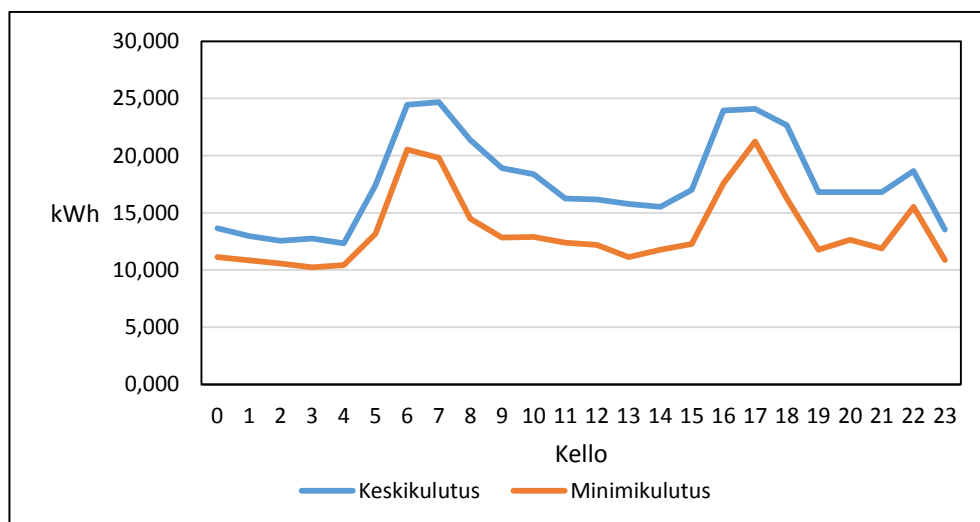
Kuukausi	Sähkönkulutus, kWh
Tammikuu	18600
Helmikuu	16000
Maaliskuu	14800
Huhtikuu	13600
Toukokuu	12600
Kesäkuu	12700
Heinäkuu	14000
Elokuu	19400
Syyskuu	19000
Lokakuu	13800
Marraskuu	16000
Joulukuu	17500
Yhteensä	188000

Tilan sähkönkulutus muodostui muun muassa lypsy- ja ruokintalaitteista ja va-laistuksesta. Syyskuun 2015 ja elokuun 2016 välillä tilan kokonaissähkönkulutus oli noin 188 megawattituntia (taulukko 2). Sähkönkulutus oli tilalla tasaista eikä kulutus tipu esimerkiksi kesäkuussa missään vaiheessa vuorokautta alle 10 kWh:n (kuvio 4). Kesäkuun keskipäivän aikana eli aikana, jolloin aurinkosähkön tuotanto on parhaimmillaan, keskipulutus oli noin 15 kWh. Tilan sähkönkulutuksessa oli selvät kulutuspiikit aamulla noin kello 6–8 ja iltapäivällä kello 16–18, mikä oli myös nähtävissä toukokuun ensimmäisen päivän sähkönkulutustie-

doissa (taulukko 3). Nämä piikit syntyivät lypsy- ja ruokintalaitteista, jotka käynnistetään tilan työntekijöiden aloittaessa työt. Yöllä ja keskipäivällä sähkönkulutuksen pitää korkealla maidonjäähdytys, ilmastointi ja tilan valaisimet. Yön ja keskipäivän kulutuksen ovat kesällä lähestulkoon samalla tasolla, eli noin 10–15 kWh.

Taulukko 3. Toukokuun ensimmäisen päivän tuntikohtaiset sähkönkulutustiedot.

1.5.2016 0:00	13,64	1.5.2016 8:00	18,00	1.5.2016 16:00	23,24
1.5.2016 1:00	12,72	1.5.2016 9:00	14,52	1.5.2016 17:00	22,84
1.5.2016 2:00	12,48	1.5.2016 10:00	14,08	1.5.2016 18:00	19,32
1.5.2016 3:00	13,28	1.5.2016 11:00	14,24	1.5.2016 19:00	13,36
1.5.2016 4:00	10,48	1.5.2016 12:00	13,36	1.5.2016 20:00	18,20
1.5.2016 5:00	17,88	1.5.2016 13:00	13,28	1.5.2016 21:00	17,76
1.5.2016 6:00	24,88	1.5.2016 14:00	15,36	1.5.2016 22:00	17,64
1.5.2016 7:00	23,48	1.5.2016 15:00	15,24	1.5.2016 23:00	12,20



Kuvio 4. Koivikon tilan kesäkuun tuntikohtaiset keski- ja minimikulutukset. Minimikulutuksella tarkoitetaan kesäkuun aikana saavutettua alinta kulutusta tietyssä kellon aikana.

Tilan kulutustiedoista puuttui kokonaan 27.3.2016 klo 3:00 tiedot ja lokakuussa sähkökatkoksen myötä tiedot väliltä 2.10.2015 klo.20:00–3.10.2015 klo. 6:00 näyttivät nolaa. Nämä tiedot muutettiin vastaamaan saman kuukauden tuntikulutuksia, jotta mitoitusohjelmien käyttö onnistui.

Koivikon tilalla oli suunnitelmissa mietinnässä kasvattaa tuotantoa hankkimalla vielä yksi lypsyrobotti ja muuttamalla nykyinen hiehokasvattamo lehmille sopivaksi (Partanen 2016). Muutos lisäisi lypsylehmien määrä noin sadalla lehmällä. Yhden lypsyrobotin vuotuinen energiankulutus voidaan olettaa olevan vuodessa noin 200–500 kWh/lehmä (Turunen 2014a). Näin ollen on mahdollista ennustaa, että sähkönkulutus voi kasvaa vuodessa esimerkiksi 300 kilowattituntia yhtä uutta lehmää kohden, mikä tarkoittaisi noin 30 MWh:n kasvua kulutuksessa. Kasvu olisi prosentuaalisesti silloin noin 16 %:n kasvu kokonaiskulutuksessa. Koska lypsyrobotin sähkönkulutus on tasaista, voidaan myös olettaa tuntikohtaisen kulutuksen nousevan ainakin noin 15 %. Kulutuksen kasvuun kuitenkin vaikuttaa moni muukin tekijä, kuten muiden laitteistojen lisääminen ja vaihtaminen, joten 15 %:n nousu ei välttämättä ole täysin realistinen.

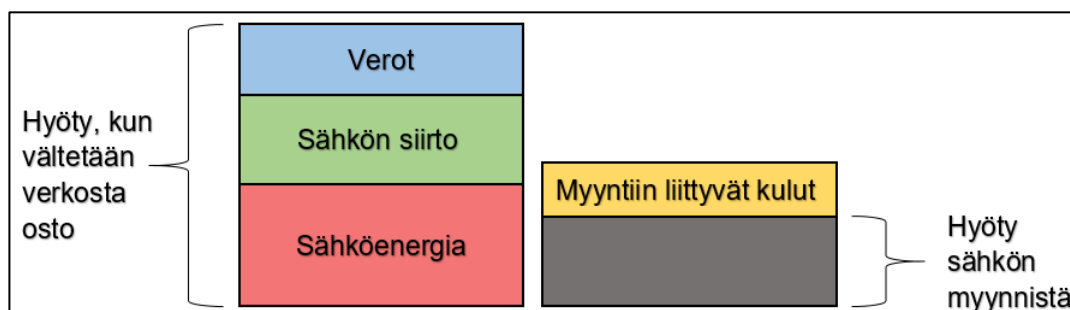
6 Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus

6.1 Mitoitusperusteet

Verkkoon kytkettävät järjestelmät voidaan mitoittaa usealla eri tavalla. Mitoitus voidaan perustaa esimerkiksi pohjakulutukseen tai kesän enimmäiskulutukseen. Järjestelmät voidaan myös mitoittaa vaikkapa järjestelmään käytettävän rahamäärän tai käytössä olevan kattopinta-alan mukaisesti. Lisäksi joissain kohteissa mitoitus voidaan perustella energiaomavaraisuudella. (Motiva 2016a.)

Aurinkosähköjärjestelmän mitoituksessa on perusteltua pitää lähtökohtana, että järjestelmän tuottamasta sähköstä mahdollisimman suuri osa saadaan hyödynnettyä itse ja sähköverkkoon myytävä osa jää pieneksi kokonaistuotantoon verrattuna. Sähköntuotannon kuukausivaihtelu otetaan mitoituksissa tavallisesti huomioon niin, että parhaana tuotantoaikana (touko–heinäkuu) tuotetusta sähköstä osa menee verkkoon myytäväksi. Näin vuosittainen kokonaistuotto suurempi ja kevät- ja syksyaikoina tuotettua sähköä voidaan hyödyntää pitempänä aikana omiin tarpeisiin. (Motiva 2016b).

Myydystä sähköstä saadut myyntitulot eivät sisällä sähkönsiirron ja sähköverojen osuutta. Siirtomaksut ja verot voivat muodostaa jopa kaksi kolmasosaa sähkön kokonaishinnasta, jonka tavallinen sähkönkuluttaja maksaa käyttämästään verkko­sähköstä. Näin ollen sähkön mynnistä ei saada yhtä hyvää hyötyä, kuin verkosta ostoa vältettäessä (kuva 10). (Motiva 2016c.)



Kuva 10. Sähkön osto- ja myyntihinnan rakenne ja mittakaava hyödyistä (Motiva 2016c).

6.2 Alustavat laskelmat

Taulukko 4. Kiteen säteilytiedot suuntauksen ollessa 9° ja kallistuskulman 19° (Euroopan Komissio 2017b).

Kiteen säteilytiedot (PVGIS)	kWh/m ²
Tammikuu	13,7
Helmikuu	38,6
Maaliskuu	76,4
Huhtikuu	129
Toukokuu	170
Kesäkuu	168
Heinäkuu	174
Elokuu	123
Syyskuu	70,2
Lokakuu	34,7
Marraskuu	11,2
Joulukuu	6,95
Vuoden kokonaissäteily	1016

Koivikon tilan järjestelmien alustava suunnittelu aloitettiin mitoittamalla järjestelmät tilan touko-heinäkuiden minimi- ja keskilutuksien perusteella. Minimikulutukseen perustuvalla mitoituksella saadaan selville työnteon hetkiseen sähkön-

kulutukseen sopiva järjestelmä, joka ei tuota ylituotantoa. Keskikulukseen perustuvan mitoituksen ajatuksena taas oli mitoittaa järjestelmä, joka tuottaa ylituotantoa vain keskikesällä. Tilan minimi- ja keskikulutukset selvitettiin kullekin kuukaudelle tilan tuntikohtaisista kulutustiedoista. Alustavat laskelmat tehtiin ympäristöministeriön julkaiseman Aurinko-opas 2012-ohjeiden mukaisesti (liite 1). Laskuissa hyödynnettiin PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) -tietokannan antamia säteilytietoja (taulukko 4), ja vertailuksi tuotot laskettiin myös täysin Suomen rakennusmääräyskokoelman antamien taulukkoarvojen avulla.

Mitoituslaskelmissa käytettiin huipputehokertoimen (K_{max}) Aurinko-opas 2012-oppaan piipohjaisille monikiteisille kennoille antamaa arvoa 0,15. Käyttötilanteen toimivuuskerroin $F_{käyttö}$ oli 0,75, eli paneelit olisivat hieman tuulettuvia. Ei täysin tuulettumattomia, mutta ei myöskään koneellisesti tuuletettuja. Kallistuksen ja ilman suunnan kertoimina käytettiin molemmissa taulukon arvoa 1, eli paneelit osoittavat etelään ja kallistus on alle 30°. Tila sijaitsee säävyöhykkeellä III, eli sijainnista riippuva vaakatasolle osuva auringonsäteilyn kokonaisenergian määrä vuodessa oli laskuissa 890 kWh/m²/a (Ympäristöministeriö 2011, 31). Varjostuksia ei otettu laskuissa huomioon, koska tilan kattojen asennuspinnat eivät varjostu vuoden aikana ollenkaan.

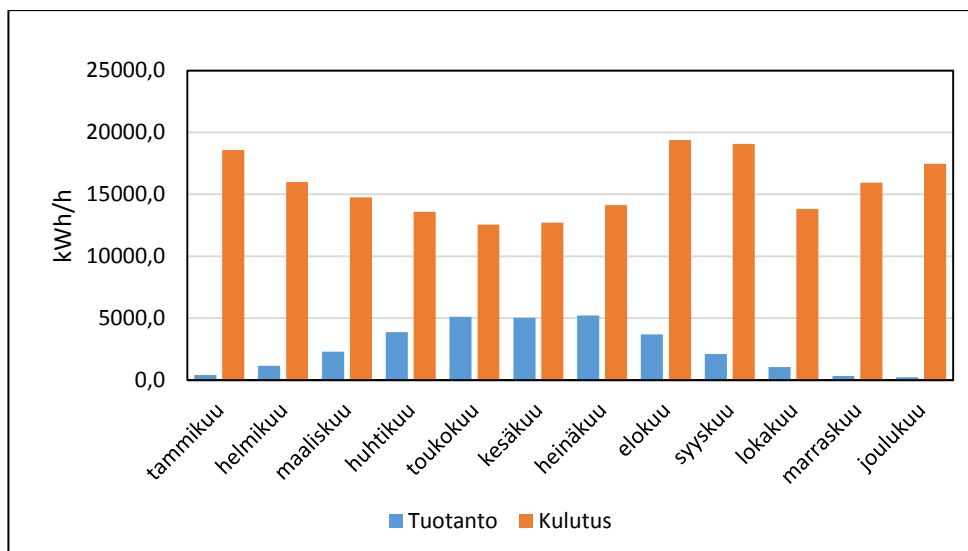
Taulukko 5. Jyväskylän lentoaseman auringonpaistetunnit (Aalto, Kaukoranta, Karlsson, Piirinen, Ruuhela & Simola 2012).

Kuukausi	Keskiarvo [h]	Maksimi [h]	Minimi [h]
Tammi	29	59	8
Helmi	73	161	35
Maalis	126	234	33
Huhti	187	317	98
Touko	256	342	179
Kesä	247	360	108
Heinä	263	386	167
Elo	199	339	102
Syys	120	211	57
Loka	59	120	17
Marras	25	66	1
Joulu	14	31	1

PVGIS säteilytietojen avulla paneeleille voitiin laskea kuukausikohtaiset sähköntuotot liitteen 1 kaavalla 1.1. Kun järjestelmistä saatiin tietoon kuukausikohtainen tuotanto, voitiin tuotannot jakaa ensiksi kuukausien päivillä ja uudelleen kuukausien paistetuntien keskiarvoilla (taulukko 5), jolloin saatiin selville kuukausien tuntikohtaisia sähköntuotantoja kWh/h. Ylituotannon selvittämisessä keskityttiin touko–heinäkuun tuotantoihin, joita verrattiin niiden kuukausien keskipäivän minimi- ja keskikulutuksiin. Tuntikohtaisesta sähkönkulutustalukosta voitiin määrittää, että Koivikon tilan touko–heinäkuuden kello 8–16 välisenä aikana minimikulutus oli keskimäärin 13,4 kWh ja keskimääräinen keskikulutus 18,4 kWh. Kuukauden tuntikohtaisen sähköntuotannon ja minimi- tai keskikulutuksen erotuksena saatiin selville aurinkojärjestelmän mahdollisia ylituotantoja. Laskuissa otettiin huomioon myös paneelien hyötysuhteen heikkenemisen. Hyötysuhde on ensimmäisinä viitenä vuotena 100 %, vuosina 6–10 90 %, vuosina 11–25 85 % ja viimeisenä viitenä vuotena enää 80 %.

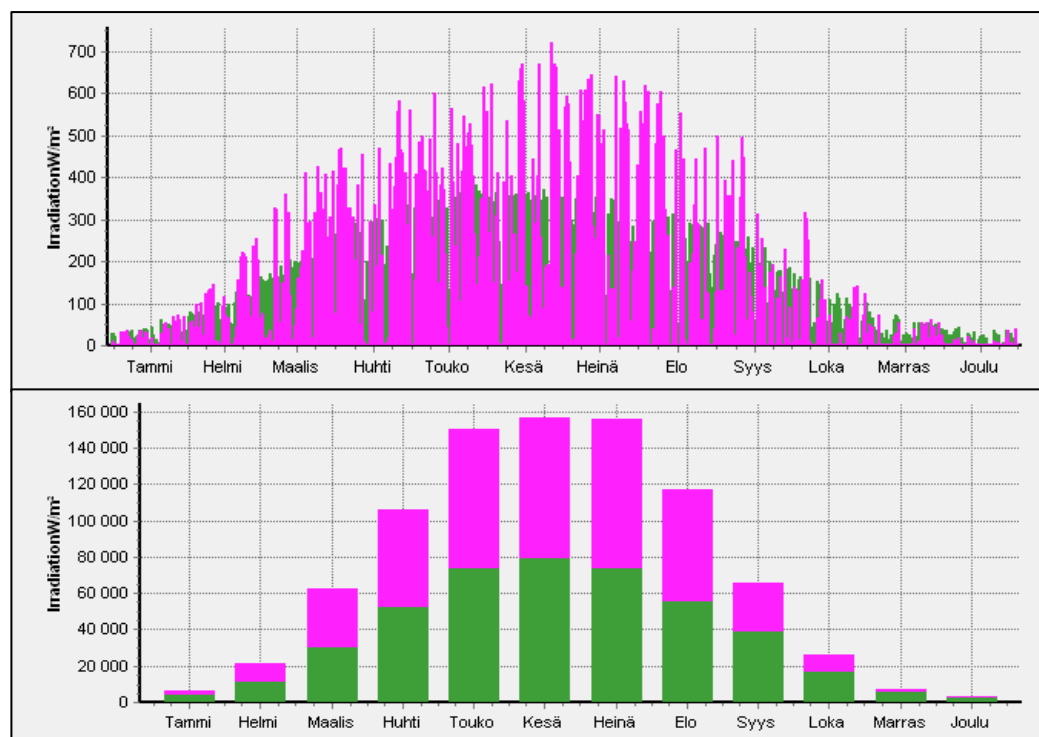
Saatujen järjestelmien koot valittiin niin, että kuukausituotannoista touko–heinäkuussa ei syntyisi ylituotantoa, kuin pieniä määriä. Tuona aikana sähköntuotanto on suurimmillaan eikä ylituotantoa synny näin mitoitettulla järjestelmällä kevät ja syysjaksoina, jolloin auringonpaiste on keskikesään verrattuna heikompaa. Aurinkosähköjärjestelmän ei ole kannattavaa olla liian suuri, sillä liian iso järjestelmä tuottaa ylituotantoa. Liian suuri järjestelmä tarkoittaa myös, että investointikustannukset ovat isommat, mikä taas voi heikentää investoinnin kannattavuutta ja pidentää takaisinmaksuaikaa.

Alustavista laskuista selvisi, että vähimmäiskulutukseen perustuvalla mitoituksella 30:n kW_p-järjestelmä ei tuottaisi ylituotantoa, kuin pieniä määriä touko–heinäkuussa. Keskikulutuksen perusteella 40:n kW_p-järjestelmä (kuvio 5) olisi hyvä vaihtoehto. 30:n kW_p-järjestelmä tuottaisi PVGIS säteilytietojen perusteella vuodessa noin 22 800 kWh/a ja 40:n kW_p-järjestelmä 30 500 kWh/a. 20:n kW_p-järjestelmä ei tuottaisi ylituotantoa edes yli minimikulutuksen. 50:n kW_p-järjestelmä taas tuottaisi sähköä niin paljon, että ylituotantoa muodostuisi keskikesällä tuhansia kilowattitunteja. Lisäksi 50:n kW_p-järjestelmä tuottaisi ylituotantoa vielä hyötysuhteen tippuessa 80 %:iin 30 vuoden päästä. 20 kW_p-järjestelmän tuotanto olisi vuositasolla 15 300 kWh/a ja 50 kW_p-järjestelmällä 38 000 kWh/a.



Kuvio 5. Esimerkki PVGIS-tietokannan säteilytietojen avulla määritetystä 40 kW_p-järjestelmän sähkötuotannosta.

6.3 Alustavat mitoitukset PV-Simulation 3D-ohjelmalla



Kuvio 6. PV-Simulation 3D-ohjelman käyttämät Kiteen säteilytiedot vaakata-
solle. Kuvioissa vihreällä hajasäteily ja violetilla suorasäteily.

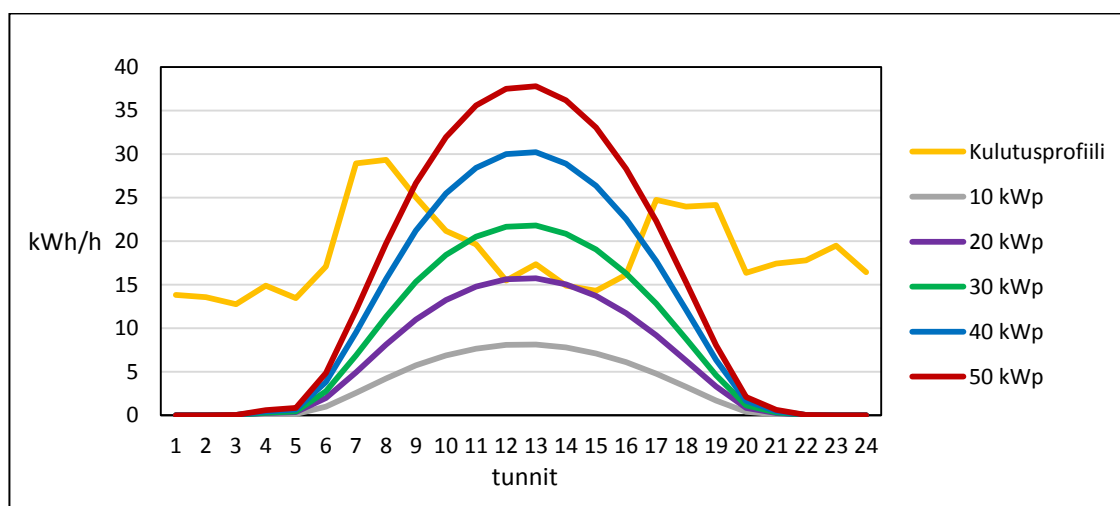
Alustavien laskelmien perusteella Koivikon Kartanolle tehtiin mitoitukset PV-simulation 3D-ohjelmalla tarkempien sähkötuottojen, omakulutusasteen sekä omavaraisuusasteen selvittämiseksi. Simulaatioissa käytettiin edelleen samoja

tilan tuntikohtaisia kulutustietoja. Mitoituksen sijaintitietona käytettiin Kiteetä, jonka perusteella ohjelma etsi simulaatiolle säätiedot ja säteilytiedot (kuvio 6).

Paneeleiksi valittiin mitoituksissa tyypilliset Heckert Solar AG:n NeMo®60 P 265-paneelit, joiden hyötysuhde oli 16,5 %. Paneelientässä katon kaltevuudeksi asetettiin 19° ja suuntaukseksi 189° (etelälounas). Verkkoinverttereiksi valittiin kaikki Fronius International GmbH:n ohjelmassa olevat invertterit, joista ohjelma valitsi itse kuhunkin järjestelmään parhaiten sopivat invertterit.

Taulukko 6. PV-Simulation 3D-ohjelmalla saadut tulokset.

Nimellisteho kW _p	Paneellit kpl	Pinta-ala m ²	Sähköntuotto kWh/a	Omakulutusaste	Omavaraisuusaste
10	40	65	9 000	100 %	4,8 %
20	76	127	17 400	99,8 %	9,2 %
30	110	179	24 100	97,0 %	12,5 %
35	130	211	28 500	94,2 %	14,3 %
40	150	243	33 200	90,3 %	16,1 %
50	190	309	42 000	83,7 %	18,9 %



Kuvio 7. Alustavasti mitoitettujen aurinkosähköjärjestelmien sähköntuotantoprofiilit keskikesän päivälle.

Tuloksien (taulukko 6 ja kuvio 7) perusteella voitiin havaita, että esimerkiksi kooltaan 20:n kW_p-järjestelmä ei tuota enää merkittävästi ylituotantoa, kun taas 40:n kW_p-järjestelmä alkaa lähestyä 90 %:n omakulutusastetta. Omakulutusasteella tarkoitetaan sitä määrää, joka aurinkosähköstä saadaan kulutettua itse, ja josta ylimenevä osa myydään verkkoon. 50 kilowatin järjestelmällä saavutettiin lähes

20 %:n omavaraisuusaste, mutta tuotetusta sähköstä 16 % oli ylituotantoa. 10 kilowatin järjestelmä oli 20-kilowattiseen verrattuna alimitoitettu omavaraisuusasteen jäädessä noin 5 %:iin.

Simulaatioiden perusteella päätettiin pyytää tarjouksia 20-, 30-, 40- ja 50-kilowattisille järjestelmille. Selvityksestä jätettiin pois 10 kilowatin järjestelmä, koska se ei todennäköisesti täytä investointikustannuksiltaan Maaseutuviraston 7000 euron minimitukea (40 % investoinnista). Investoinnin olisi oltava suuruudeltaan vähintään 17 800 €, jotta tuen ehdot täyttyvät.

6.4 Paneelien suuntauksen vaikutus sähköntuotantoon

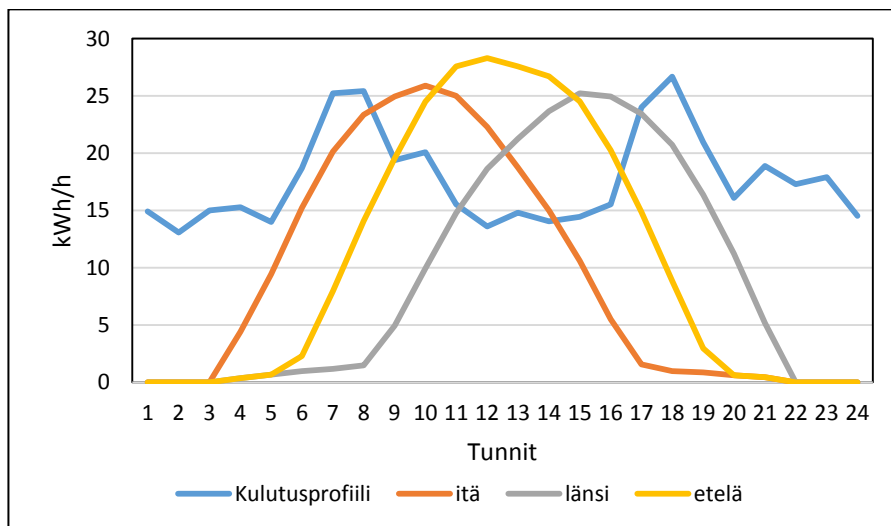
Mitoitusohjelmalla selvitettiin myös paneelien suuntauksen vaikutus aurinkosähköjärjestelmien sähköntuotantoon ja omakäyttöön. Simulaatiot tehtiin 40- ja 50-kilowattisille järjestelmille. Tarkoituksena oli selvittää voiko aurinkosähköntuotantoa siirtää Koivikon tilan aamu ja iltapäivien sähkönkulutuspiikkeihin.

Taulukko 7. 40 kW_p-järjestelmän sähköntuotanto ja omakäyttö eri suuntauksilla.

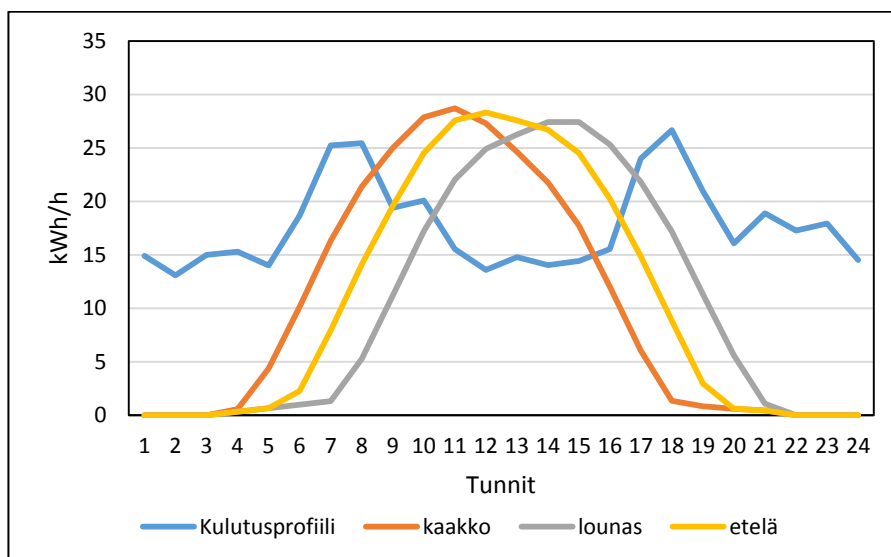
Suuntaus	Tuotanto, kWh/a	Omakulutusaste	Omakäyttö, kWh/a	Omavaraisuusaste
Itä	28 200	95 %	26 700	14 %
Kaakko	33 600	90 %	30 400	16 %
Etelä	35 800	88 %	31 700	17 %
Lounas	33 900	89 %	30 300	16 %
Länsi	28 300	93 %	26 400	14 %
Itä-länsi	27 800	97 %	27 000	14 %
Kaakko-lounas	33 200	92 %	30 400	16 %

40-kilowattisen järjestelmän sähköntuotanto ja omakulutustiedot löytyvät taulukosta 7. Tuloksista huomattiin, että etelään suunnattu paneelikenttä tuotti sähköä kaikkein parhaiten. Toisaalta omakulutusaste oli etelään suunnattaessa alhaisin, mutta suuremman kokonaistuotannon myötä omaan käyttöön menevän sähkön määrä oli silti korkein. Suunnattaessa puolet paneeleista itään ja puolet länteen saavutettiin paras omakulutustaste, mutta kokonaistuotanto ja omakulutus olivat

silti huonommat, kuin etelään suunnatulla järjestelmällä. Kaakkoon ja lounaaseen suunnatut järjestelmät hävisivät hieman etelään suunnatulle järjestelmälle, ero niiden välillä oli noin 6 %. Itään tai länteen suunnatut paneelientät jäivät huonoimmiksi vaihtoehdoiksi tuottaen sähköä noin 20 % vähemmän, kuin etelään suunnatut paneelit.



Kuvio 8. 40 kW_p-järjestelmän sähköntuotantoprofiili heinäkuussa etelään, itään ja länteen suunnattaessa.



Kuvio 9. 40 kW_p-järjestelmän sähköntuotantoprofiili heinäkuussa etelään, kaakkoon ja lounaaseen suunnattaessa.

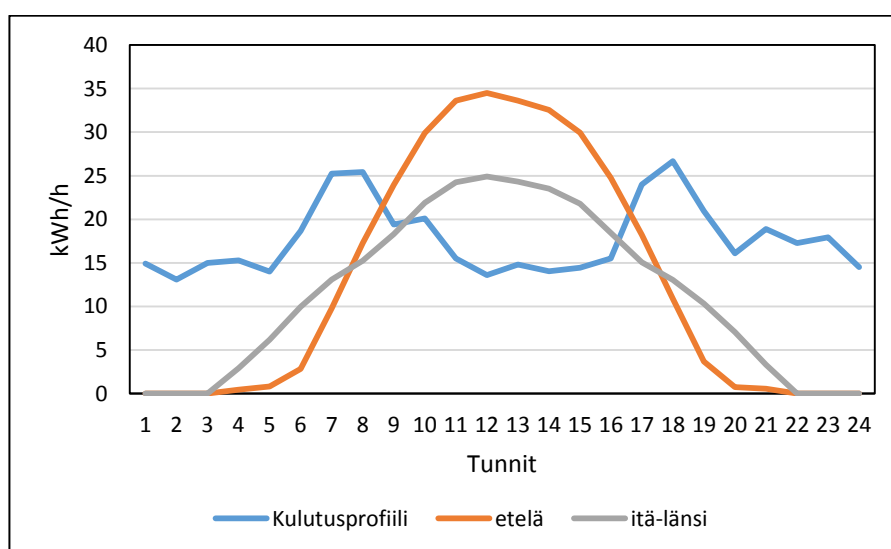
Kuviosta 8 ja 9 nähdään, miten paneelien suuntaaminen itään, kaakkoon, lounaaseen ja länteen vaikuttaa järjestelmien sähköntuotantoprofiileihin. Aurinkosäh-

köntuotannon huippua on mahdollista siirtää muutamalla tunnilla muuttamalla paneelien suuntausta. Itään tai länteen suuntaaminen voi olla eduksi kohteissa, joissa sähkönkulutus keskittyy vain kello 6–13 väliin tai kello 12–18 väliin. Kaakko ja lounas eivät eronneet huomattavasti etelästä, sähköntuotanto oli niillä keski-kesällä lähes identtistä. Kaakkoon ja lounaaseen suunnattujen järjestelmien sähköntuotanto kuitenkin leikkasi hieman paremmin Koivikon tilan aamu- tai iltapäivän kulutuspiikkejä.

Taulukkoon 8 on listattu 50 kW_p-järjestelmän etelä ja itä-länsisuuntauksen vaikutukset kokonaissähköntuotantoon ja sähkön omakäyttöön. Simulaatioiden tuloksista merkityksellisintä oli, että omakulutusasteen ero oli eri suuntauksien välillä kasvanut 12 prosenttiyksikköön. Etelään suunnatut paneelit tuottivat silti edelleen vuodessa noin 20 % enemmän sähköä, joten niiden sähkön omakäyttö oli myös suurempaa, kuin itä-länsi suuntauksella.

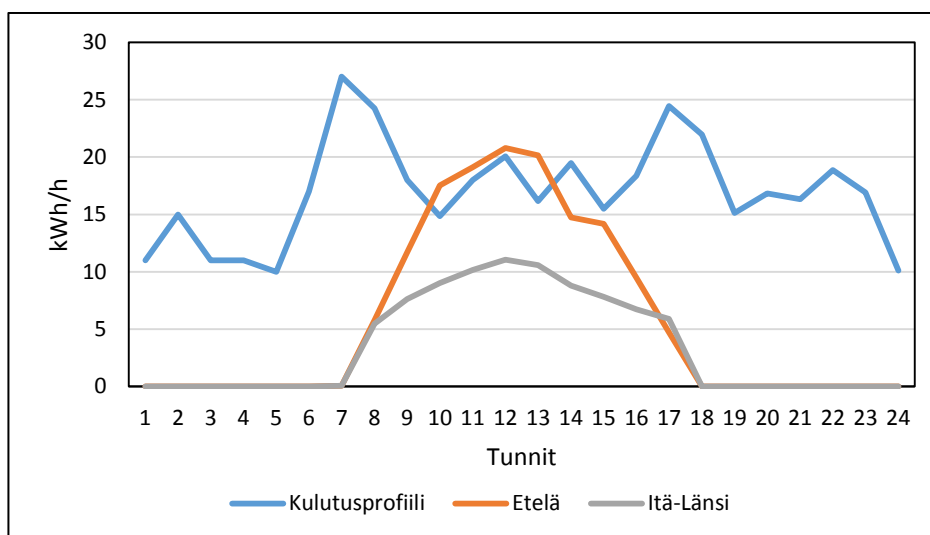
Taulukko 8. 50 kW_p-järjestelmän tuotanto ja omakäyttö etelä- ja itä-länsisuuntauksilla.

Suuntaus	Tuotanto, kWh	Omakulutusaste	Omakäyttö, kWh	Omavaraisuusaste
Etelä	43 900	82 %	36 000	19 %
Itä-länsi	34 200	94 %	32 000	17 %



Kuvio 10. 50 kW_p-järjestelmän tuotantoprofiili heinäkuussa etelä- ja itä-länsi suuntauksilla.

Kuvioista 10 ja 11 voidaan hahmottaa itä-länsi suuntauksen vaikutus aurinkosähköntuotantoon. Itä-länsi suuntauksen sähköntuotantoprofiili oli etelä suuntaukseen verrattuna keskikesällä loivempi ja itse sähköntuotanto alkoi aiemmin ja loppui myöhemmin. Kuvioista 12 kuitenkin nähdään, että suuntauksien välille syntyi merkittävä ero alkukevällä ja loppusyksyllä, kun aurinko ei nouse yhtä korkealle kuin kesällä. Auringonpaistetta ei tuolloin muodostu itä ja länsi pinnoille yhtä hyvin kuin kesällä, joten itä-länsi suunnattu aurinkosähköjärjestelmä tuottaa keväällä ja syksyllä huomattavasti heikommin sähköä etelään verrattuna.



Kuvio 11. 50 kW_p-järjestelmän tuotantoprofiili lokakuussa etelä- ja itä-länsi suuntauksilla.

Eri suuntauksien simulointitulosten perusteella työtä varten pyydettiin tarjouksia vain etelään suunnatuille järjestelmille. Koivikon tilan aamu- ja iltapäivän sähkönkulutuspiikeistä riippumatta eri suuntaukset eivät tuoneet minkäänlaista etua etelä suuntaukseen verrattuna ja etelä suuntaus oli niistä kaiken kaikkiaan paras vaihtoehto. Koivikon tilalla oli lisäksi valmiiksi riittävästi etelä suuntaukseen soveltuvaa kattopinta-alaa, joihin on mahdollista tehdä suoraan aurinkopaneelien kiinteä kattoasennus. Muut suuntaukset olisivat voineet vaatia erilaisia kiinnikkeitä ja kehikkoja, jotka lisäisivät kustannuksia, eikä paneeleita olisi välttämättä ollut mahdollista asentaa tilan katoille.

6.5 Tarjoukset

Kannattavuuteen vaikuttaa sähköntuotantotietojen lisäksi merkittävästi järjestelmän toimittajan pyytämä asennushinta. Tästä syystä työssä pyydettiin tarjouksia useammalta järjestelmiä toimittavalta yritykseltä ja sammalla saatiin Pohjois-Karjan hintatietoja. Jotta yritysten välinen vertailu oli helpompaa, selvitykseen otettiin pelkästään yrityksiä, jotka toimittavat aurinkojärjestelmän niin sanotusti avaimet käteen-periaatteella, eli asennus tehdään alusta loppuun yhden yrityksen toimesta. Tarjoukset saatiin Mirotext Oy:ltä ja Joensuun Telemaailma Oy:ltä. Hinoissa on muistettava huomioida, että ne ovat tehty alustaviksi tarjouksiksi ilman käyntiä asennuskohteella. Lisäksi kaikki tarjoukset ovat arvolisäverottomia. Maatilalla olevien rakennelmien kustannukset ovat vähennyskelpoisia menoja (Maatilatalouden tuloverolaki 6 §).

6.5.1 Sähköasennus Mirotext Oy

Sähköasennus Mirotext Oy on vuonna 2007 perustettu sähköurakointiliike Kiiteellä. Yritys on erikoistunut teollisuuden automaatiojärjestelmien kunnossapitoon ja huoltoon, aurinkosähköjärjestelmiin sekä uudisrakennusten, saneerauskohteiden ja navetoiden sähköistyksiin. Mirotext Oy käyttää aurinkosähköjärjestelmissään Green Energy Finland Oy:n ja Eurosolar Oy:n maahantuomia järjestelmiä.

Taulukko 9. Sähköasennus Mirotext Oy:n antamat tarjoukset harjakattoasennuksella.

Nimellisteho	Kok. investointi	Asennuskust.	Invertterit	€/W _p
20 kW _p	22 900 €	5 000 €	1 kpl, 20kW	1,10
30 kW _p	33 400 €	6 500 €	2 kpl, 15 kW	1,11
40 kW _p	42 900 €	8 000 €	2 kpl, 20 kW	1,07
50 kW _p	50 400 €	9 500 €	2 kpl, 25 kW	1,00

Mirotext Oy:n tarjoukset (taulukko 9) tehtiin Eurosolar Oy:n paneeleilla. Eurosolar Oy tuo maahan paneeleita kolmelta eri paneelivalmistajalta, jotka ovat ranskalainen Photowatt International S.A., saksalainen Sunset Energietechnik GmbH ja

japanilainen Kyocera Corporation. Eurosolar Oy:n mukaan paneelit eivät teknisesti eroa toisistaan (Eurosolar Oy 2017, 16). Tarjouksien paneelit olivat tyypillisiä monikidepaneeleita ja nimellistehoaltaan $260 W_p$. Paneelivalmistajista esimerkiksi Photowatt ilmoittaa paneeleille 10 vuoden takuun ja 25 vuoden sähköntuotantotakuun (Photowatt International S.A. 2017b). Tarjouksessa invertterit olivat myös kolmelta eri valmistajalta, jotka olivat Fronius International GmbH, SMA Solar Technology AG ja ABB Oy.

6.5.2 Joensuun Telemaailma Oy - SolarWorks

SolarWorks on Joensuun Telemaailma Oy:n oma yksikkö, joka on erikoistunut suunnittelemaan, myymään ja asentamaan aurinkosähköjärjestelmiä. Tarjoukset tehtiin oletuksella, että kaikki paneelit asetetaan samalla kattolapellelle ja invertterit tulevat saman kiinteistön yhteyteen. Lopullisiin tarjouksiin vaikuttaa sähkökeskuksen sijainti, vapaat moduulipaikat keskuksessa, pääsy kohteelle, kohteen korkeus ja kattokulma. Toimitusaika järjestelmille on tilaushetkestä noin 6–8 viikkoa varatilanteesta riippuen. SolarWorks käyttää järjestelmissään suomalaisen Valoe Oyj:n valmistamia paneeleita, joiden tekniikka perustuu taustajohdinkeno ja taustavirranjohdinteknologiaan. (Pykäläinen 2017.) Valoe Oyj tarjoaa paneeleilleen 10 vuoden rakenteellisen takuun ja 40 vuoden tuotantotakuun (Valoe Oyj 2016). Pitkän tuotantotakuun lisäksi myös huomion arvoista SolarWorks'in tarjouksissa on Valoe Oyj:n paneeleiden korkea kotimaisuusaste.

Taulukko 10. Joensuun telemaailma - SolarWorks tarjoukset.

Nimellisteho	Kok. investointi	€/W _p
21 kW _p	31 048,00 €	1,46
30,7 kW _p	45 956,77 €	1,50
40,3 kW _p	56 729,21 €	1,41
50,1 kW _p	68 552,68 €	1,35

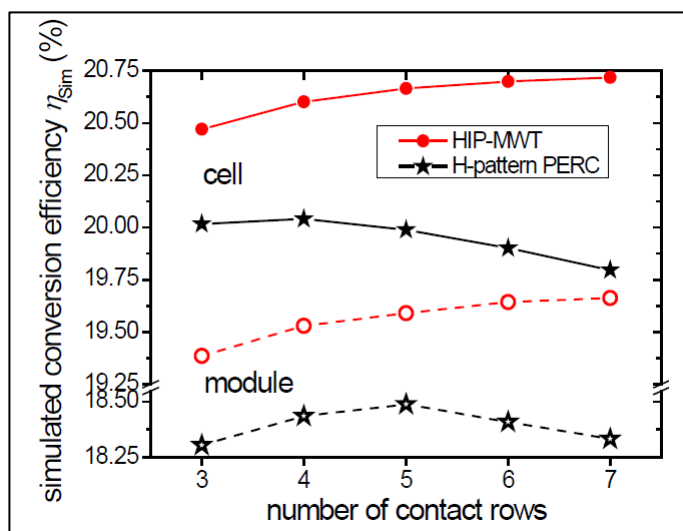
Tarjouksiin (taulukko 10) sisältyi paneelien kiinnitysjärjestelmät, aurinkosähköpaneelit, kaapelit, liittimet, invertterikohtaiset suojalaitteet, paneelikentän potentiaalitasauksen, sähköntuotannon seurannan ja raportoinnin sekä käyttöönotto-

Lopulliset mitoitukset tehtiin PV*SOL 2017-suunnitteluohjelmalla. Jotta tulokset olivat mahdollisimman tarkkoja, mitoitus tapahtui käyttämällä tarjouksien ilmoittamia aurinkopaneelimerkkejä, paneelimääriä ja verkkoinverttereitä. Mitoituksessa käytettiin edelleen samoja Koivikon tilan tuntikohtaisia sähkökulutustietoja. Suunnittelun alussa valittiin ilmastotiedot, joiden avulla aurinkosähköntuotanto simuloidaan. Koivikon tilan lähin mahdollinen sijainti oli ohjelmassa Savonlinna, joten sen tiedot valittiin. Ohjelman antamat säteilytiedot on nähtävissä kuviossa 12. Paneelien kallistuskulma oli simulaatioissa 19° ja suuntaus 189°.

Tarkemman ja luotettavamman tuloksen saavuttamiseksi paneeleille asetettiin likaantumisen aiheuttavat häviöt. Likaantumisella tarkoitetaan tässä tilanteessa lumipeitteestä aiheutuvia häviöitä. Ohjelma ei osaa automaattisesti huomioida lumipeitteen vaikutusta. Tässä työssä lumesta aiheutuvat häviöt asetettiin olemaan tammikuussa 90 %, helmikuussa 90 %, maaliskuussa 20 %, marraskuussa 15 % ja joulukuussa 60 %. Ensimmäinen ehjä lumipeite saapuu keskimäärin loka-marraskuussa ja lumipeite sulaa kokonaan pois keskimäärin huhtikuussa (Ilmatieteenlaitos 2012). Katolta lumi tavallisesti valuu pois maassa olevaa lunta nopeammin, joten huhtikuulle ei enää asetettu häviöitä. On kuitenkin huomioitavaa, että lumesta aiheutuvilla häviöillä ei itsessään ole kovin suurta merkitystä aurinkosähköjärjestelmän kokovuoden sähköntuotantoon, koska talvella sähköntuotanto on jo valmiiksi vähäistä.

Mirotex Oy:n käyttämät paneelit löytyivät valmiiksi ohjelman tietokannasta, joten ne voitiin valita helposti Mirotex Oy:n järjestelmien simulaatioihin. Mirotex Oy:n maahantuoja Eurosolar Oy maahantoi kolmen valmistajan paneeleita. Mitoitusta varten valittiin näistä kolmesta Photowatt International S.A:n valmistamat PW2500F 260-paneelit (liite 2). Ohjelma ilmoitti näiden paneelien hyötysuhteen olevan 15,6 %. Mirotex Oy:n inverttereiksi valittiin heidän käyttämät Fronius International GmbH, SMA Solar Technology AG ja ABB Oy verkkoinvertterit. Jokaiseen simulaatioon valittiin tietokannasta toimittajan ilmoittamat invertteri koot, joista ohjelman annettiin valita sopivat invertterit. Samalla ohjelma muodosti inverttereille sopivat paneeliketjut.

SolarWorks:in käyttämiä Valoe Oyj:n taustajohdinpaneeleita ei löytynyt ohjelmasta, joten niille jouduttiin luomaan omat paneelitiedot mitoitus varten. Paneelit muodostettiin käyttäen Valoe Oyj:n ilmoittamia paneelitietoja (liite 3). PV*SOL 2017-ohjelma ilmoitti näillä tiedoilla paneelin hyötysuhteeksi 16,8 %. Tämä ei kuitenkaan vielä vastannut paneelien todellista hyötysuhdetta, koska ohjelma ei todennäköisesti osaa huomioida taustajohdinkennoteknologian mahdollistamaa pienempää virranjohtimien varjostusta ja resistanssia (Blomqvist 2017). SolarWorks:in asentaja Samuli Pykäläinen, kertoi itse käyttäneensä omissa laskelmissaan +5 % Valoe Oyj:n paneelien sähköntuotannolle (Pykäläinen 2017). Pelkkä tuotetun sähkön kasvattaminen ei kuitenkaan ollut työssä järkevää, koska järjestelmien todellista omakulutustasetta ja omavaraisuustasetta ei silloin olisi saatu selville.



Kuvio 13. Simuloidut hyötysuhteet p-typin Si HIP-MWT ja H-typin PERC -aurinkokennoille ja -paneeleille (Clement, Biro, Hendrichs, Lohmuller, Nold, Preu, Thaidigsmann & Wolf 2013, 3). P-typillä tarkoitetaan taustajohdinteknologiaa ja H-typillä perinteisiä piikkenoja.

Valoe Oyj:n taustajohdinpaneeleista ja niiden hyötysuhteesta ei saatu valmistajalta tietoa eikä niistä myöskään ei löytynyt yhtään selvitystä tai tutkimusta. Tästä johtuen paneelien todellinen hyötysuhde piti työssä määrittää itse. Ainoa työhön sopiva tutkimus oli Fraunhofer-instituution vuonna 2013 tekemä selvitys MWT-kennoista. Selvityksen mukaan MWT-tekniikkaa käyttävien aurinkopaneelien saavuttavan noin 1 prosenttiyksikön paremman hyötysuhteen kuin tavalliset H-typin kennot (kuvio 13). Tämä tarkoittaisi että Valoe Oyj:n paneelien todellinen

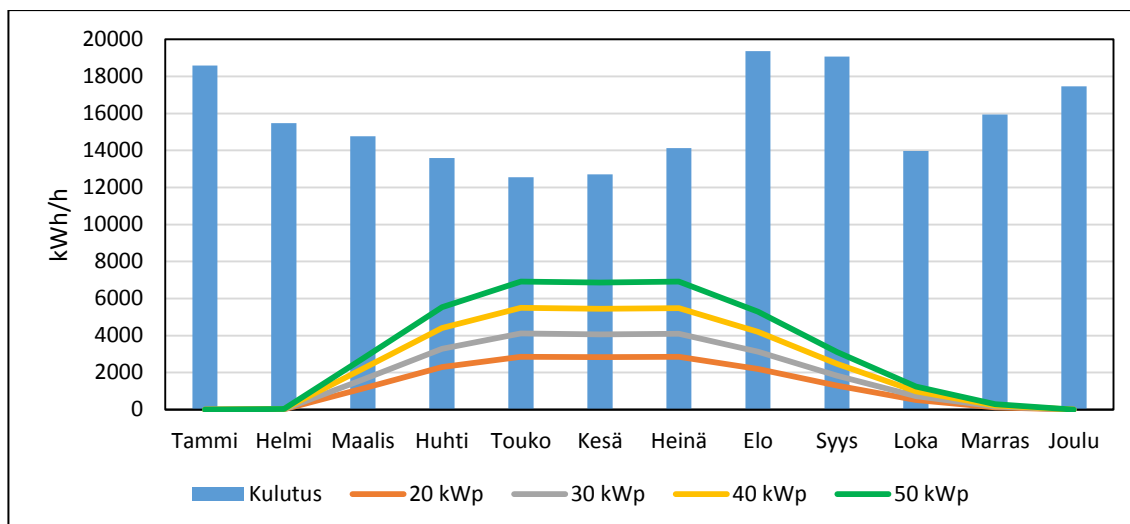
hyötysuhde olisi todellisuudessa noin 17,8 %. PV*SOL 2017-ohjelmassa oli mahdollista päästä tähän hyötysuhteeseen, muuttamalla simulaatioissa käytettyjen paneelien tietoja. Käyttämällä 17,8 %:n hyötysuhteen paneeleita 20–50 kW_p-järjestelmissä sähköntuotantotulokset kasvoivat hyötysuhteen 16,8 %:n paneeleihin verrattuna noin 5,07–5,12 %. Tämä vastasi SolarWorks:in käyttämiä sähköntuotantoja ja Fraunhofer-instituution mittauksia, joten mitoitukset päädyttiin tekemään 17,8 %:n hyötysuhteen paneeleilla. Samalla saatiin selville suuremmasta sähköntuotannosta muodostuvat omakulutusasteet ja omavaraisuusasteet.

6.7 Simulaatioiden tulokset

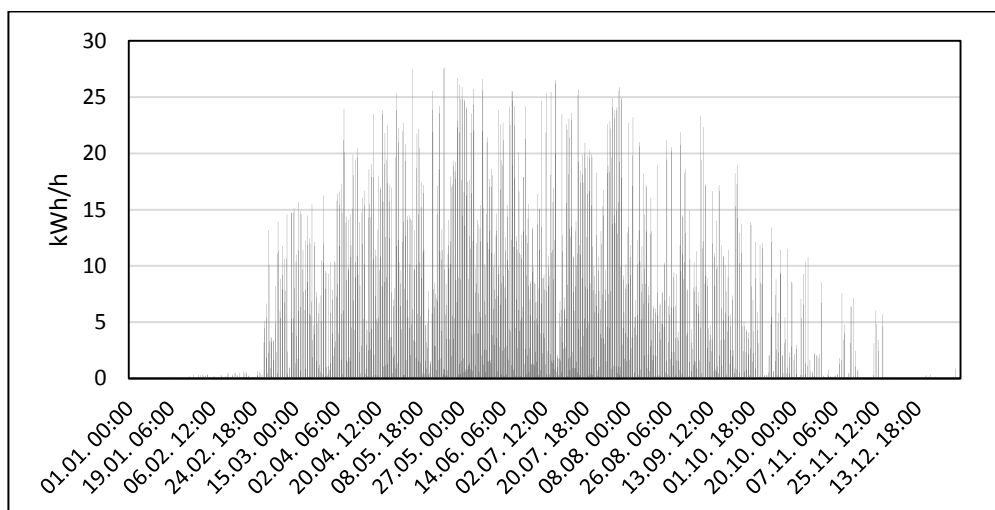
Taulukko 11. PV*SOL 2017-mitoitusohjelman simulaatioiden tulokset.

	Tuotanto [kWh/a]	Omakulutus- aste	Omakäyttö [kWh/a]	Omavaraisuus- aste
Mirotex Oy				
20 kW _p	16 100	99,2 %	16 000	8,5 %
30 kW _p	23 100	94,9 %	21 900	11,6 %
40 kW _p	31 000	88,7 %	27 500	14,6 %
50 kW _p	39 000	82,1 %	32 000	17,0 %
SolarWorks				
20 kW _p	17 500	98,8 %	17 300	9,2 %
30 kW _p	25 100	93,7 %	23 500	12,5 %
40 kW _p	33 100	87,0 %	28 800	15,3 %
50 kW _p	40 800	80,8 %	33 000	17,5 %

Taulukosta 11 nähdään, että 20:n kW_p-järjestelmät eivät enää tuota ylituotantoa omakulutusasteen ollessa lähes 100 %. Tätä pienempää järjestelmää ei siis ylituotannon kannalta ainakaan tarvitse hankkia, koska kaikki tuotettu sähkö voidaan jo hyödyntää niissä itse. 40:n kW_p-järjestelmät menevät jo alle 90 %:n omakulutusasteen, mutta omavaraisuus on jo 15 % sähkönkulutuksesta. 50 kW_p-järjestelmillä saataisiin jo tuotettua 17 % omasta sähkönkulutuksesta, mutta samalla 20 % tuotetusta sähköstä jouduttaisiin syöttämään verkkoon. Kuvio 14 havainnollistaa erikokoisten järjestelmien kattamaa osuutta Koivikon tilan sähkönkulutuksesta kuukausikohtaisesti.

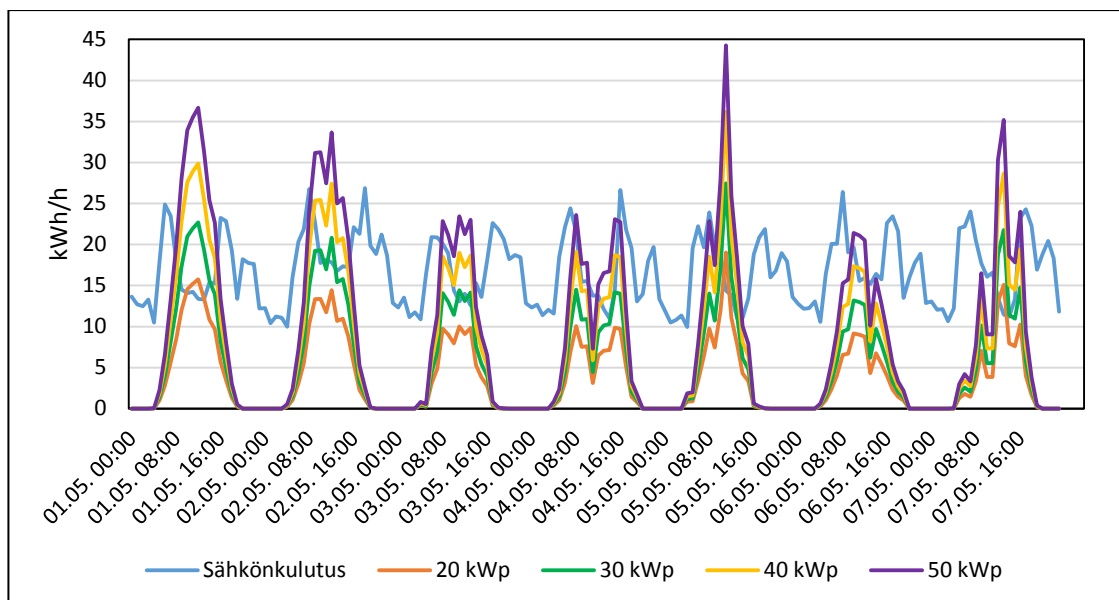


Kuvio 14. Mirotex Oy:n aurinkojärjestelmien kokonaissähköntuotanto verrattuna Koivikon Kartano Oy:n sähkönkulutukseen.



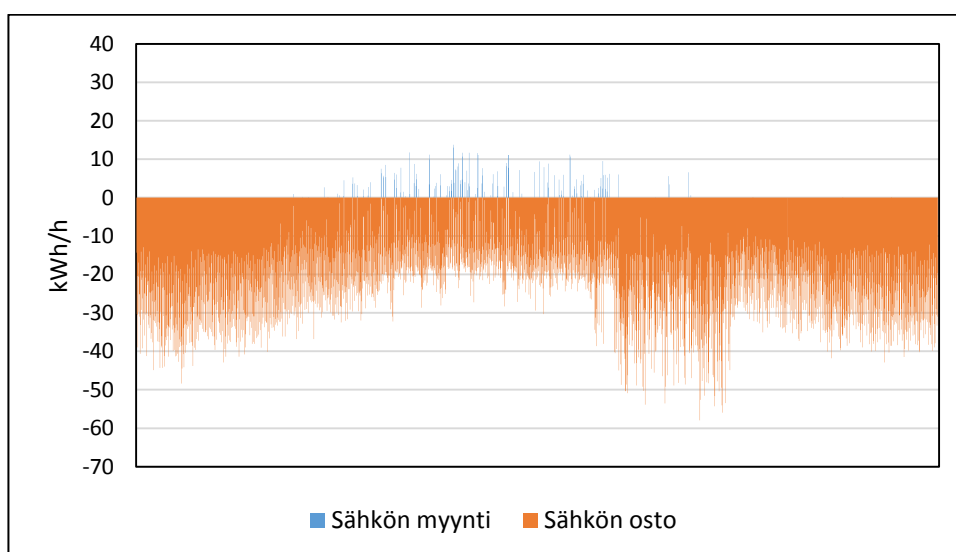
Kuvio 15. Esimerkki PV*SOL 2017-ohjelman simuloimasta aurinkosähköjärjestelmän sähköntuotantoprofiilista.

Kuviosta 15 voidaan nähdä, miten paneelit tuottavat sähköä tunti-kohtaisesti. Joulukuussa tuotanto oli lähes nolla, koska häviöiksi asetettiin tammi-helmikuussa 90 % ja joulukuussa 60 %. Kuvio 16. taas antaa kuvan mitoitusohjelmien tekemästä simulaatiosta ja toiminnasta. Ohjelmat käyttävät aina samoja säteilytietoja, joten eri vuosien välillä tapahtuvaa säästä ja auringonpaisteesta aiheutuvaa eroa ei voida simuloida ohjelmien avulla. Kuvaajasta voidaan kuitenkin nähdä, miten paljon sähköntuotanto vaihtelee eri päivien välillä.

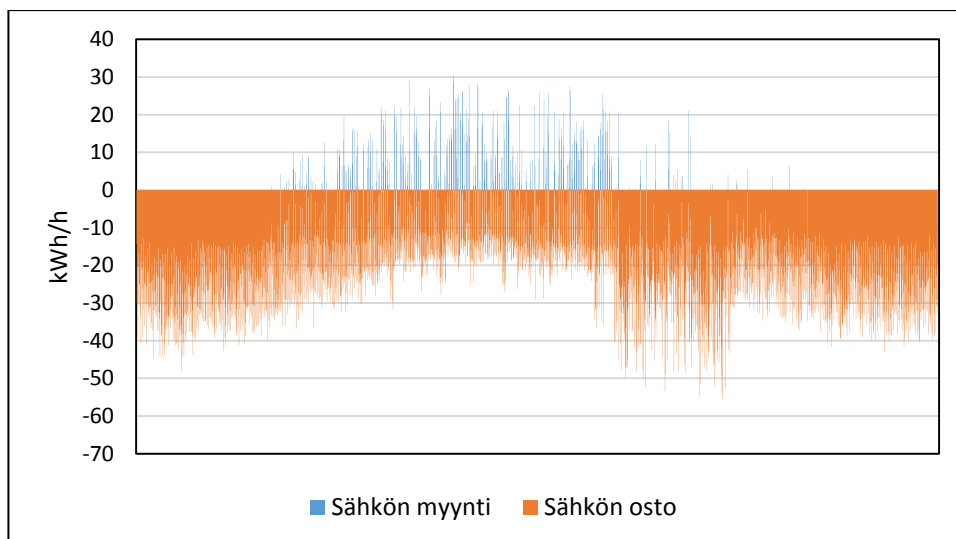


Kuvio 16. Esimerkki erikokoisten järjestelmien toukokuun täyden viikon sähkön-
tuotannosta verrattuna sähkönkulutukseen.

Kuviot 17 ja 18 havainnollistavat järjestelmien tuottamaa ylituotantoa. 30 kW_p:n järjestelmällä myyntiin menevän sähkön osuus on vähäistä. 50:n kW_p-järjestelmä tuottaa ylituotantoa kesällä synty moninkertaisesti enemmän. Lisäksi ylituotantoa alkaa muodostumaan 30 kW_p-järjestelmään verrattuna keväällä aiemmin ja pidemmälle syksyyn.



Kuvio 17. Mirotext Oy:n 30 kW_p-järjestelmän sähkön myynti- ja ostoprofiili.



Kuvio 18. Mirotex Oy:n 50 kW_p-järjestelmän sähkön myynti- ja ostoprofiili.

7 Aurinkosähköjärjestelmien kannattavuustarkastelu

7.1 Maatalouden investointituet

Maaseutuvirasto myöntää investointitukea maatalojen energiantuotannon rakennusinvestointeihin. Tuen ehtona on, että energiantuotantolaitoksessa hyödynnetään uusiutuvaa energialähdettä ja tuotettu energia käytetään maatalouden omassa tuotantotoiminnassa. (Maaseutuvirasto 2017a.) Maatalouden investointitukien suuruudet määräytyvät tukialueiden AB ja C perusteella. Energiantuotannon kohdalla tuen suuruus on kuitenkin molemmilla tukialueilla 40 %. Koivikon Kartano Oy sijaitsee C-tukialueella, joten tuen määränä käytettiin tässä työssä 40 %. Rakennusinvestoinneissa tuen määrän on oltava vähintään 7 000 euroa. Tämä tarkoittaa, että investoinnin on oltava 40 %:n tuella vähintään 17 500 euroa, jotta tukea voidaan myöntää. (Maaseutuvirasto 2017b.)

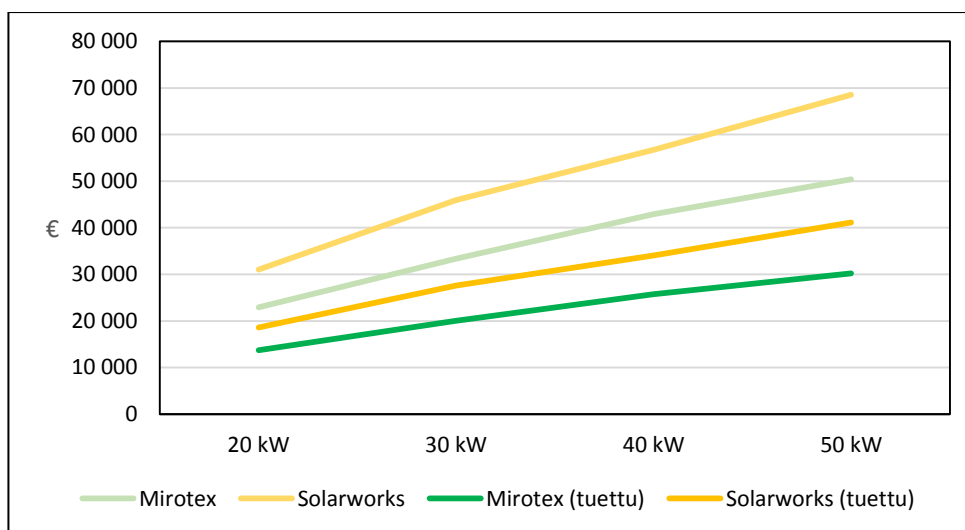
Eri tarjouksille saatavien investointitukien määrät on nähtävissä taulukossa 12. Huomioitavaa tukien määrissä oli, että Mirotex Oy:n 20 kW_p:n järjestelmän tuki alkoi lähestymään maaseutuviraston asettamaa minimitukea, eli 7 000 euroa.

Tämä tarkoitti, että 20 kW_p-järjestelmä alkoi nykyisillä hintatasoilla olemaan pienin aurinkosähköjärjestelmä mihin maatilalla oli järkevää investoida, koska pienempi järjestelmä ei välttämättä enää ollut tukikelpoinen.

Taulukko 12. Investointituen osuus (40 %) tarjouksista.

Investointituen suuruus		
	Mirotex Oy	SolarWorks
20 kW _p	9 160 €	12 419 €
30 kW _p	13 360 €	18 383 €
40 kW _p	17 160 €	22 692 €
50 kW _p	20 160 €	27 421 €

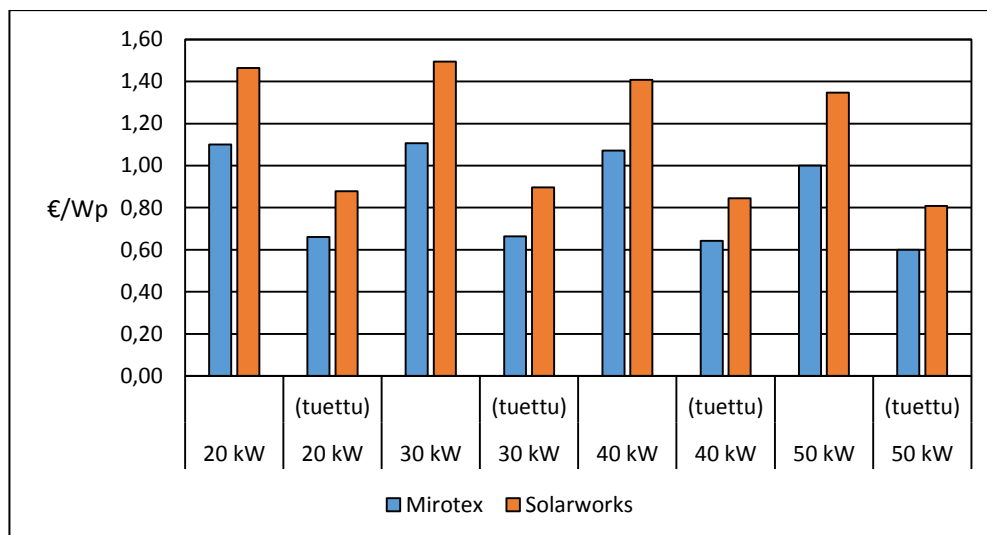
Maatila voi halutessaan jakaa aurinkosähköinvestoinnin kahteen osaan ja saada molemmista investoinneista tukea. Molempien investointien olisi kuitenkin ylitettävä maaseutuviraston minimimitukimäärät. Tämä tarkoittaisi, että sekä ensimmäisen ja seuraavan investoinnin olisi oltava noin 20 kW_p:n suuruisia. Investointitukea ei esimerkiksi saataisi molemmista rakennusinvestoinneista, jos ensin rakennettaisiin 30 kW_p-aurinkosähköjärjestelmä ja sitten myöhemmin tehtäisiin 10 kW_p:n laajennus.



Kuvio 19. Tarjoukset ennen maaseutuviraston investointitukia ja niiden jälkeen.

Kuvio 19 havainnollistaa investointitukien vaikutusta lopulliseen investointiin. Kuvioista 20 taas nähdään tukien vaikutus aurinkosähköjärjestelmien hankintahin-

toihin. Hintojen perusteella voidaan todeta, että investoimalla kerralla suurempaan järjestelmään saadaan piikkiwatteja halvemmalla. Investointi 50 kW_p-järjestelmään on halvempaa, kuin jakaminen investoiminen ensin 20 kW_p-järjestelmään ja myöhemmin 30 kW_p-järjestelmään.



Kuvio 20. Investointituen vaikutus aurinkosähköjärjestelmien hankintahintoihin.

Suomessa aurinkosähkölle ei ole käytössä syöttötariffijärjestelmää, jollainen on käytössä esimerkiksi Saksassa. Syöttötariffijärjestelmässä sähköntuottaja saa tuotannosta takuuhinnan, ja jos markkinahinta on takuuhintaa alhaisempi, sähkönkäyttäjät maksavat erotuksen. Aurinkosähkö ei kuitenkaan monissa maissa tarvitse järkevästi rakennettuna syöttötariffia, sillä korvattaessa tuotannolla verkosta ostettua sähköä, tuotanto on jo markkinaehtoisesti kannattavaa. (Käpylehto 2016, 40.)

7.2 Kannattavuuslaskelmien lähtötiedot

Taulukosta 13 voidaan nähdä kannattavuuslaskelmien pohjana käytettyjä lähtötietoja. Työssä investoinnin käyttöajaksi asetettiin 30 vuotta, mutta paneelien tekninen käyttöikä on nykyisin tyypillisesti yli 40 vuotta (Käpylehto 2016, 61). Jäännösarvo laskelmissa oli 0 % alkuinvestoinnista. Jäännösarvon perusteluna oli, että järjestelmän lopullinen hinta kattaisi järjestelmän purku- ja poistotyöt. Esimerkkilaskelmissa on käytetty myös 35 %:n jäännösarvoa, joka syntyisi vanhan

järjestelmän myymisestä eteenpäin (Käpylehto 2016, 110). Vanhojen aurinkopaneelien uudelleenkäyttö voi periaatteessa olla mahdollista, mutta käytännön esimerkkiä ei työhön vielä löydetty. Jäännösarvon vaikutus kannattavuuslaskelmissa keskittyy nykyarvomenetelmän lopputuloksiin.

Taulukko 13. Kannattavuuslaskelmissa käytetyt lähtötiedot.

Lähtötiedot	
Investoinnin käyttöaika	30 vuotta
Laskentakorko	3 %
Jäännösarvo	0 %
Paneelin hyötysuhteen heikkeneminen	0,5 % /a
Kunnossapitokustannukset	0,1 %
Ostosähkön hinta	6,275 snt/kWh
Myyntisähkön hinta	3,79 snt/kWh
Sähkön hinnan vuosittainen nousu	3 %

Laskentakorkona käytettiin työssä 3 %. Aurinkosähköinvestoinneissa käytetään esimerkkilaskelmissa tyypillisesti korkokantana 2 % (Käpylehto 2016, 110; Finsolar 2017a). 2 %:n korkokantaa ei eri lähteissä oltu perusteltu, joten työssä päätettiin käyttää hieman korkeampaa korkoa, jotta laskelmat olisivat riskittömämmät. Laskentakorko ottaa esimerkiksi huomioon rahan arvon heikkenemisen. Inflaatio-odotuksen pitkän ajan keskiarvo on tilastokeskuksen mukaan noin 2,2 % (Tilastokeskus 2017). Herkkyysanalyysi kappaleessa laskentakoron vaikutus lopputuloksiin selvitettiin tarkemmin. Esimerkiksi investoinnin tuottovaatimuksesta riippuen laskentakorko voidaan asettaa suuremmaksi ja lainarahaa käytettäessä laskentakorkona on käytettävä lainalle asetettua korkotuottovaatimusta.

7.2.1 Paneelien hyötysuhteen heikkeneminen

Aurinkosähköjärjestelmän tuotantoteho laskee tasaisesti. Yleisesti tehonlaskun arvona on käytetty 0,5 % vuodessa (Käpylehto 2016, 110; Finsolar 2017a). Uusimpien vuonna 2016 tehtyjen selvitysten perusteella koko aurinkosähköjärjestelmän hyötysuhteen heikkeneminen olisi voinut olla myös 0,1 %, mutta tämä arvo ei vielä ottanut huomioon esimerkiksi valmistajien virheistä aiheutuvia hävi-

öitä. Lisäksi piikkenojen hyötysuhde heikkenee kennomateriaalista riippuen ensimmäisien asennuksen jälkeisten päivien aikana 1–2 % valon aiheuttaman hajoamisen myötä. Paneelien valmistajien ilmoitettu teho kuitenkin kertoo tavallisesti piikennon alkuhajoamisen jälkeisen tehon. (Wirth 2017, 42.)

Työn aurinkopaneelien valmistajat Photowatt ja Valoe takaavat paneelien tehonlaskun olevan enintään 0,7 % vuodesta 2 vuoteen 25 asti. Lisäksi Valoe kertoo paneelien hyötysuhteen olevan ensimmäisen vuoden jälkeen vähintään 97 %. Photowatt taas ilmoittaa paneelien takuu tiedoissa, että paneelien hyötysuhde ei mene vuoteen 25 asti alle 80,2 %:n. (Valoe Oyj 2015; Photowatt International S.A. 2017.)

Paneelien takuutietojen ja Fraunhofer-instituution tutkimusten perusteella työssä päädyttiin käyttämään edelleen 0,5 %:n hyötysuhteen vuosittaista laskua. Tehon lasku olisi voinut tutkimusten perusteella teoriassa olla pienempi, mutta paneelien takuutiedot antoivat olettaa, että tehon lasku voi olla myös yli 0,5 % vuodessa.

7.2.2 Sähkön hinnat ja niiden vuosittaiset muutokset

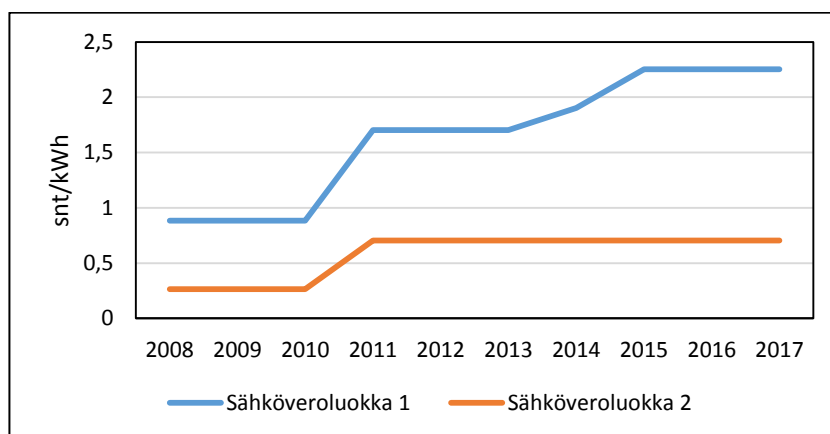
Taulukko 14. Energian osuus ostosähkön hinnasta Koivikon tilalla 9.2016–2.2017.

Kuukausi	Energian osuus, snt/kWh
Syyskuu	3,67
Lokakuu	4,12
Marraskuu	4,45
Joulukuu	3,76
Tammikuu	3,66
Helmikuu	3,85

Kannattavuuslaskuissa käytettiin toimeksiantajalta saamia sähkön hintatietoja aikaväliltä syyskuu 2016–helmikuu 2017. Sähkön ostohinnat ovat tilalla arvolisäverottomia, koska sähkön hankintamenot ovat ammattimaiselle maatalouden harjoittajalla verovähennyskelpoisia menoja (Maatalouden tuloverolaki 6 §). Ener-

gian osuus hinnoista on nähtävissä taulukossa 14, ja niistä saatiin laskettua kuukausien keskiarvoksi 3,92 snt/kWh, jota käytettiin koko vuoden energiasuutena. Sähkön siirtomaksut olivat Koivikon tilalla talviaikana (maalis-marraskuu) 4,51 snt/kWh ja muuna aikana 1,38 snt/kWh. Sähköveron osuus oli ostosähkössä 2,253 snt/kWh.

Sähköverossa on huomioitava, että ammattimaisella maataloudenharjoittajalla myös on mahdollisuus hakea sähkön valmisteveron (energiasisältöveron) palautusta. Palautusta voi hakea verohallinnolta sähköisellä hakemuksella. Vuodesta 2015 lähtien sähkön valmisteveron palautus on suuruudeltaan 1,55 snt/kWh (Laki maataloudessa käytettyjen eräiden energiatuotteiden valmisteveron palautuksesta 4 §). Energiaveron palautuksen ollessa 1,55 snt/kWh palautuksen suuruus olisi 188 MWh:n vuosikulutuksella noin 2 900 euroa. Aurinkosähkön lähteitä ja maatalouden esimerkkilaskelmia kohtaan on asetettava huomattavaa kritiikkiä siitä, että valmisteveron palautusta ei ollut mainittu tai huomioitu, koska palautuksilla on suuri merkitys ostosähkön todelliseen hintaan.



Kuvio 21. Sähköveron kehitys 2008 – 2017, alv 0% (Elenia 2017).

Maa- ja metsätalous kuuluu yksityistalouden tapaan sähköveroluokkaan 1 (kuvio 21). Sähköveroluokkaan 2 sisältyy vain valmistava teollisuus, kaivos- ja louhos-toiminta ja ammattimainen kasvihuoneviljely, jotka kuluttavat suuria määriä sähköä. (Elenia 2017.) Kun sähköveroluokan 1 sähkövero vuonna 2014 oli 1,903 snt/kWh, maatalouden sähkön valmisteveron palautuksen suuruus oli 1,2 snt/kWh (Verohallinto 2016). Vuodesta 2015 lähtien sähkövero oli 2,253 snt/kWh

ja palautus 1,55 snt/kWh (Verohallinto 2017). Sähköverojen ja energiaveron palautuksien suuruuksista huomataan, että maataloudenharjoittajat voivat saada sähköveroluokan 1 ja 2 väliin jäävän osuuden veronpalautuksena. Tämä tarkoittaa, että maatalous maksaa käytännössä sähköveroluokan 2 suuruista 0,703 snt/kWh sähköveroa, jota käytettiin tämän selvityksen ostossähkön hinnassa.

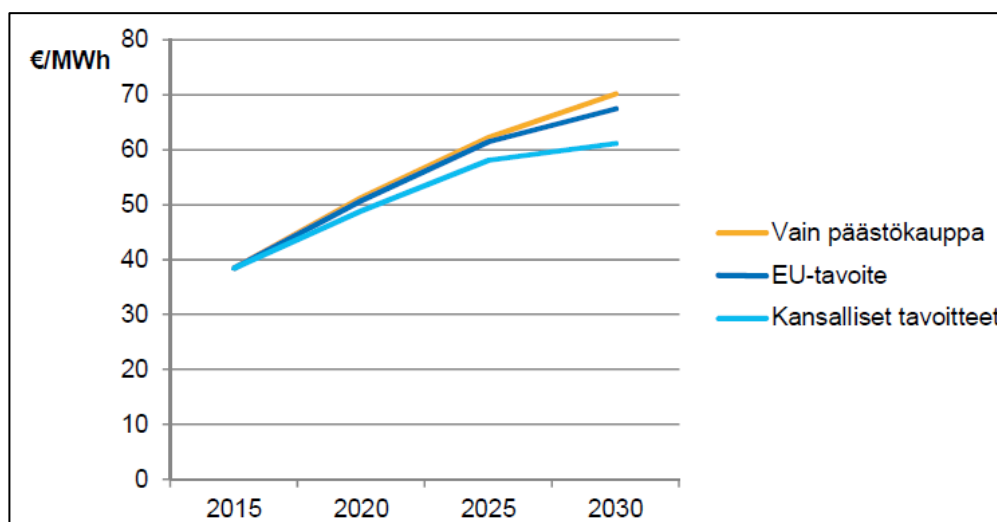
Koska aurinkosähkön tuotanto on suurimmillaan kesäaikana, eli aikana jolloin siirtomaksu on huomattavasti talviaikaa matalampi, kuukausittaiset sähkön hinnat painotettiin PV*SOL 2017-mitoitusohjelman 40 kilowatin järjestelmälle antamien sähkön omakulutustietojen perusteella. Esimerkiksi helmikuussa ostosähkön hinta on 9,13 snt/kWh ja kesäkuussa 6,00 snt/kWh. Aurinkosähkön tuotto on kuitenkin vähäistä talvella, joten helmikuun sähkön hinta ei vaikuta kokovuoden hintaan merkittävästi. Painotetuksi ostosähkön hinnaksi saatiin 6,275 snt/kWh, jota käytettiin lähtöarvona investointilaskuissa. Jos ostosähkö olisi laskettu arvoisäverollisena ja eikä sähkön valmisteverosta saisi palautuksia, painotettu ostosähkön hinta olisi ollut 9,690 snt/kWh.

Taulukko 15. Suomen Elspot-aluehintojen tuntikohtaiset keskiarvot touko-elo-kuussa (Fingrid Oyj 2017). Spot-hinnalla tarkoitetaan sähköpörsissä muodostunutta sähkön hintaa vuorokauden tunneille.

Kello	Touko	Kesä	Heinä	Elo
	€/MWh			
8	34,25	39,57	32,62	33,61
9	38,45	47,96	35,54	37,12
10	36,90	48,05	36,49	37,72
11	36,16	47,76	36,78	38,00
12	36,45	48,89	37,45	38,47
13	35,19	46,82	36,73	37,93
14	33,68	44,61	36,00	36,45
15	32,65	43,31	35,00	35,22
16	25,02	39,95	33,60	33,72

Aurinkosähkön myyntihinta on tavallisesti noin 2–4 senttiä kilowattituntia kohden (Käpylehto 2016, 96). Esimerkiksi Pohjois-Karjalan Sähkö Oy ilmoittaa ostavansa ylimääräisen aurinkosähkön tuntikohtaisen pörsasihinnan mukaan ilman kuluvähennyksiä (Pohjois-Karjalan Sähkö Oy 2017b). Näin ollen työn myyntihinta selvitettiin Suomen Elspot-aluehintojen perusteella. Koska aurinkosähkön tuotanto

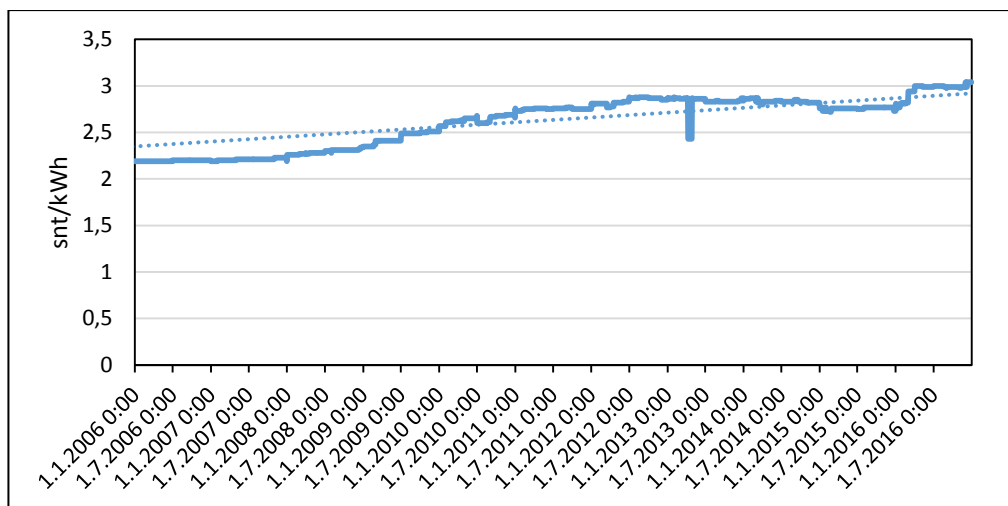
keskittyy keskikesälle ja keskipäivälle, myyntihinnat selvitettiin vuoden 2016 huhti-elokuiden kello 8–16 pörssihintojen perusteella (taulukko 15). Näiden vuoden 2016 kesäkuukausien keskihinnaksi saatiin 3,79 snt/kWh, jota käytettiin työssä sähkön myyntihintana.



Kuvio 22. Eri skenaarioissa mallinnetut sähkön hinnat Euroopan keskiarvona (Pöyry Management Consulting Oy 2016, 39).

Sähkön hinnankehitystä on pitkällä aikavälillä vaikea arvioida. Pöyry Management Consulting Oy teki vuonna 2016 selvityksen, jossa tarkasteltiin EU:n 2030 energia- ja ilmastopolitiikan vaikutusta sähkösektoriin Euroopan unionissa. Selvityksessä mallinnettiin sähkön hintakehitys vuoteen 2030 asti kolmessa eri skenaariossa (kuvio 22). Vuonna 2020 sähköenergian hinta olisi noin 50 MWh/€, ja vuonna 2030 sähkön hinnat vaihtelivat skenaariosta riippuen 60 ja 70 €/MWh välillä. Mallinnuksien perusteella sähkön energiahinta nousisi 2–4 % vuodessa. (Pöyry Management Consulting Oy 2016, 39.)

Sähkön siirtohintojen kehitys pystyttiin selvittämään Energiaviraston ylläpitämistä sähkön hintatilastoista. Työtä varten tilastot otettiin sähkön sähkönsiirtohinnoille koko maan keskihinnat aikavälille 1.1.2006–30.1.2016 (kuvio 23). Vuonna 2006 siirtomaksut olivat 2,19 snt/kWh ja vuonna 2016 3,04 snt/kWh. Tämä tarkoittaisi noin 3 %:n vuosittaista kasvua.



Kuvio 23. Koko maan sähkön siirtohintojen kuukausittaisten keskiarvojen kehitys aikavälillä 2006–2016, alv 0 % (Energiavirasto 2017).

Pöyryn tekemien mallinnusten ja sähkön siirtohintojen kasvun perusteella sähkön vuosittaiseksi nousuksi valittiin 3 % vuodessa. Aurinkosähkön esimerkkikannattavuuslaskelmissa on kuitenkin käytetty sähkön hinnan nousuna myös 4 % vuodessa (Käpylehto 2016, 110).

7.2.3 Kunnossapitokustannukset

Lähtökohtaisesti aurinkosähköjärjestelmät eivät vaadi huoltoa, mutta lopulta huollon tarve riippuu paneelien olosuhteista. Aika ajoin paneelit voi olla tarpeen pestä vedellä tai harjata pehmeällä harjalla varsinkin, jos paneelien pinnalla on silmin nähtävää pölyä. Myös mahdolliset puiden lehdet, risut ja muu materiaali kannattaa poistaa paneelien päältä. Lumi voi myös estää paneelien sähkön tuotannon, muuta lumen poisto ei kuitenkaan ole suositeltavaa varsinkaan katolle asennetuista paneeleista, koska paneelit voivat vaurioitua siitä. Lumi sulaa itsestään ja valuu pois keväällä auringon alkaessa taas paistamaan. Huoltoa tehtäessä on tärkeää varoa vahingoittamasta paneelin lasipintaa. (Motiva 2016d.)

Valoe Oyj ilmoittaa omilla järjestelmissään paneelien yleisesti pysyvän puhtaana itsestään, mikäli paneelit on asennettu vähintään 15°:n kulmaan. Tuolloin sadevesi huuhtoo pinnan puhtaaksi. Paneelit kannattaa silti tarkastaa vuosittain ja tarpeen vaatiessa puhdistaa vedellä viileän sään aikaan. Valoen paneelin ulkopinta on nanopinnoitettua lasia, eikä sitä saa raaputtaa tai hangata kuivana. Paneelin

päällä olevan lumen saa Valoe Oyj:n mukaan lakaista pois pehmeällä harjalla, mutta ylimääräistä tai liiallista hankausta tulee välttää. (Valoe Oyj 2017.)

Aurinkosähköjärjestelmän invertterit joudutaan tavallisesti vaihtamaan paneelien eliniän aikana ainakin kerran. Hyvänlaatuisen verkkoon kytketyn invertterin elinikä on Suomessa todennäköisesti noin 20 vuotta (Erat ym. 2016, 142). Vaihtotyö kuuluu sähköurakoitsijalle. Myös muita johtimia, liittimiä ynnä muita sähköisiä osia on hyvä tarkastaa silmämääräisesti aika ajoin vikojen varalta. (Motiva 2016d.)

Taulukko 16. Työssä käytetyt verkkoinvertterien hinnat.

Invertterin teho	Hinta
15 kW	2700 €
20 kW	3000 €
25 kW	3200 €

Kannattavuuslaskuissa otettiin huomioon inverttereiden uusimisesta aiheutuvat kustannukset sekä mahdolliset pienet kunnossapitokustannukset. Laskuissa käytettiin Mirotext Oy:n antamia suuntaa antavia invertterihintoja (taulukko 16). Invertterien uusimisen kustannukset sijoitettiin laskuissa vuodelle 15, johon ne diskontattiin 3 %:n laskentakorolla. Lisäksi kunnossapitokustannuksiksi asetettiin Valoen ohjeiden perusteella vuosittain 0,1 % alkuinvestoinnista. Tämä ottaa huomioon mahdollisesta likaantumisen aiheutuvien pienien puhdistustöiden kustannukset (noin 20–40 € vuodessa).

7.3 Kannattavuuslaskelmien tulokset

7.3.1 Nykyarvo

Taulukko 17. Nykyarvolaskelmien tulokset 3 %:n laskentakorolla.

	20kW _p	30 kW _p	40 kW _p	50 kW _p
Mirotex Oy	12 200 €	16 100 €	22 100 €	28 700 €
SolarWorks	9 500 €	11 700 €	16 800 €	20 200 €

Taulukossa 17 on nähtävissä nykyarvomenetelmän tulokset. Tulokset kertovat investoinnin kokonaistuoton 30 vuoden päästä alkuinvestoinnista 3 %:n laskentakorolla. Eri järjestelmät toivat koosta riippuen noin 1000–2300 euron säästöt ensimmäisenä vuonna. Kaikki vaihtoehdot olivat nykyarvomenetelmän perusteella kannattavia. Parhaimmat kannattavuudet saavutettiin suuremmilla 40 ja 50 kilowatin järjestelmillä. Tulosten perusteella SolarWorksin kalliimmat järjestelmät jäivät heikommaksi vaihtoehdoksi kaikilla kokoluokilla, vaikka sähköntuotanto olikin niillä suurempaa. Jos laskelmissa olisi käytetty jäännösarvona esimerkiksi 20 % alkuinvestoinnista, nykyarvot olisivat kasvaneet Mirotex Oy:n järjestelmillä 20 % ja SolarWorksin järjestelmillä 30 %. Jäännösarvolla tarkoitettaisi tässä tilanteessa paneelien edelleen myynnistä syntyviä tuottoja.

7.3.2 Sisäinen korkokanta

Taulukko 18. Sisäisen korkokannan tulokset.

	20kW _p	30 kW _p	40 kW _p	50 kW _p
Mirotex Oy	8,0 %	7,6 %	7,9 %	8,3 %
SolarWorks	6,1 %	5,6 %	6,0 %	6,0 %

Taulukossa 18 on listattuna sisäisen korkokannan laskentamenetelmän tulokset. Sisäinen korkokanta on korko, jolla diskonttaamalla vuotuisten nettotuottojen nykyarvoksi saadaan nolla. Tulos on parempi, mitä suurempi saatu korkokanta on. Sisäisen korkokannan tuloksien perusteella Mirotex Oy:n tarjouksilla saisi noin 8

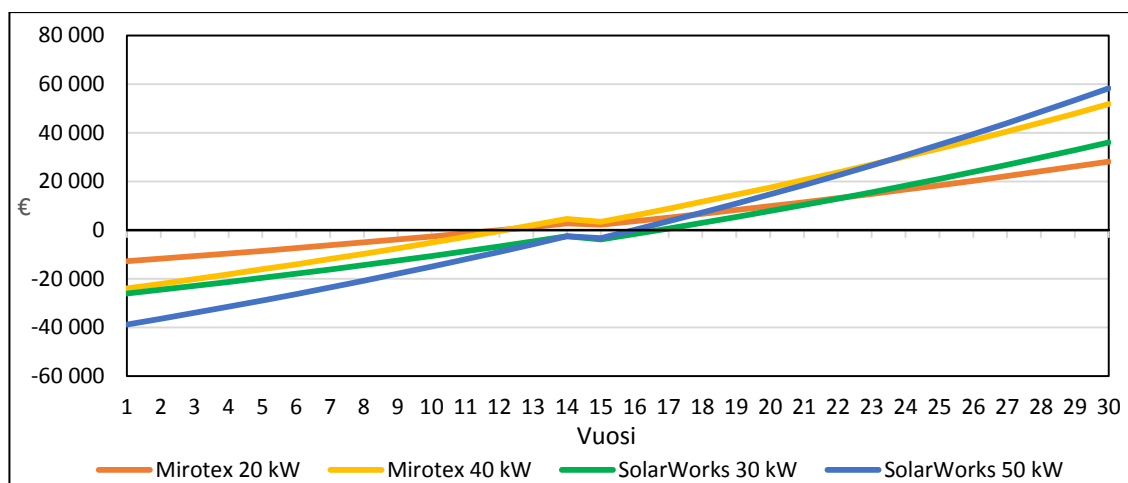
%,n vuotuisen tuoton ja SolarWorksin tarjouksille noin 6 %,n tuoton. Aurinkosähkölaitteiden koko ei vaikuttanut sisäiseen korkokantaan merkittävästi; pienin ja suurin järjestelmä saavuttivat lähes yhtäläiset tulokset.

7.3.3 Takaisinmaksuaika

Taulukko 19. Takaisinmaksumenetelmien tulokset.

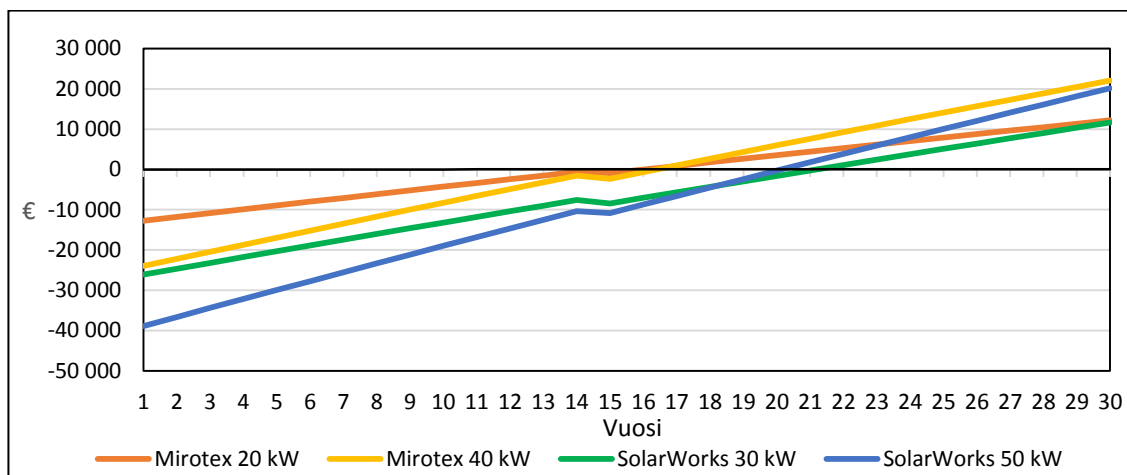
	20kW _p	30 kW _p	40 kW _p	50 kW _p
Koroton takaisinmaksuaika, [a]				
Mirotex Oy	12	13	13	12
SolarWorks	16	17	17	16
Korollinen takaisinmaksuaika, [a]				
Mirotex Oy	17	17	17	16
SolarWorks	20	22	21	21

Toimeksiantajan vaatimuksena oli, että investoinneilla olisi alle 10 vuoden takaisinmaksuaika. Tähän tulokseen ei saaduilla tarjouksilla ja aurinkosähkölaitteiden avulla päästy. Taulukon 19 takaisinmaksuaikamenetelmien tuloksista voidaan nähdä, että korottomat takaisinmaksuajat sijoittuivat vuosille 12–17 ja korolliset takaisinmaksuajat jäivät vuosien 16 ja 22 väliin. Järjestelmät kuitenkin maksoivat itsensä takaisin ennen laskenta-ajan loppua, joten investointien voidaan sanoa olevan kannattavia.



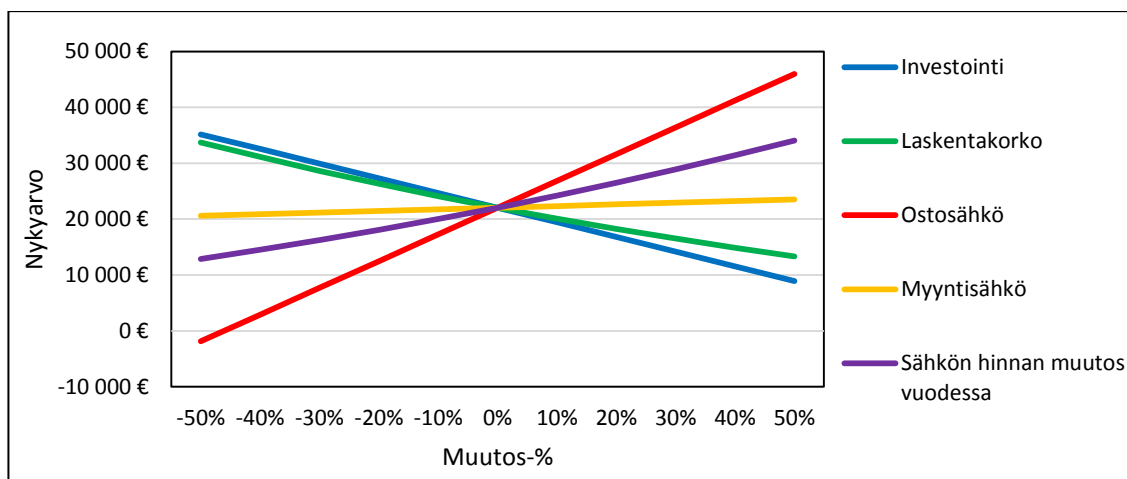
Kuvio 24. Neljän eri aurinkosähkölaitteiden koroton takaisinmaksu. Kuviossa järjestelmien alkuinvestoinnit asetettu vuodelle 1. Järjestelmät maksoivat alkuinvestoinnin takaisin vuonna, jossa kuvaajat saavuttivat arvon 0 €.

Kuviot 24 ja 25 havainnollistavat aurinkosähköjärjestelmien takaisinmaksun ja tuottojen muodostumista. Mirotex Oy:n ja SolarWorksin omat järjestelmät leikkaavat nollakohdan samoissa kohdissa, vaikka alkuinvestoinneissa on usean tuhannen euron ero. Isompien 40 ja 50 kilowatin järjestelmien suurempi sähkön tuotanto kompensoi alkuinvestoinnin suuruutta niin, että leikkauskohdat osuvat samoille vuosille kuin pienemmät järjestelmät.



Kuvio 25. Neljän eri aurinkosähköjärjestelmän korollinen takaisinmaksu. Kuviossa järjestelmien alkuinvestoinnit asetettu vuodelle 1. Järjestelmät maksoivat alkuinvestoinnin takaisin vuonna, jossa kuvaajat saavuttivat arvon 0 €.

7.4 Herkkyysanalyysit



Kuvio 26. Yhden muuttujan herkkyysanalyysi Mirotex 40 kW_p-järjestelmälle. Kuvaajat kertovat kannattavuuslaskelmien lähtöarvojen muuttumisen vaikutuksen järjestelmän nykyarvomenetelmän tulokseen.

Laskelmien lähtöarvojen muutoksien vaikutuksia investoinnin kannattavuuteen vertailtiin tekemällä Mirotex 40 kW_p-järjestelmälle yhden muuttujan herkkyyssanalyysi. Kuvio 26 havainnollistaa, miten yhden arvon muuttaminen tietyillä prosentiosuudella vaikuttaa järjestelmän nykyarvoon. Ylivoimaisesti suurin vaikutus kannattavuuslaskelmien tuloksiin on ostosähkön hinnalla, mikä voidaan huomata kuvaajan jyrkästä kulmakertoimesta. Seuraavaksi eniten kannattavuuteen vaikutti alkuinvestoinnin määrän muutokset ja tämän jälkeen laskelmien laskentakorko ja sähkön hinnan vuosittainen muutos. Laskelmien tuloksiin taas vaikutti vähiten yli tuotetun sähkön myyntihinnan muutokset. Investointilaskelmien tuloksissa on tärkeää huomioida laskelmissa käytetty ostosähkön hinta, laskentakorko ja sähkön hinnankorotus, koska ne vaikuttavat paljon laskelmien tuloksiin ja niiden arvot voivat vaihdella lähteestä riippuen.

7.4.1 Laskentakoron vaikutus kannattavuuteen

Taulukkoon 20 oli listattu korollisen takaisinmaksuajan menetelmän tulokset eri laskentakoroilla. Esimerkkilaskelmissa korkoprosenttina oli käytetty aurinkosähkön investoinneissa tavallisesti korkokantana kahta prosenttia (Käpylehto 2016, 110). Tuloksista voitiin päätellä laskentakoron vaikuttavan menetelmän tuloksiin merkittävästi. Esimerkkilaskelmien 2 %:n korkokannalla takaisinmaksuajaksi saavutettiin parhaimmillaan 14 vuotta, mikä eroaisi työssä käytetystä 3 %:n laskentakorosta noin kolmella vuodella. Korkeammalla 8 %:n laskentakorolla järjestelmät eivät ehtineet maksaa itseään takaisin kolmessa kymmenessä vuodessa.

Taulukko 20. Laskentakoron vaikutus korollisen takaisinmaksuajan [a] tuloksiin.

Korkokanta	Toimittaja	20kW _p	30 kW _p	40 kW _p	50 kW _p
1 %	Mirotex Oy	13	14	13	13
	SolarWorks	18	19	18	18
2 %	Mirotex Oy	14	17	14	14
	SolarWorks	19	20	19	19
3 %	Mirotex Oy	17	17	17	16
	SolarWorks	20	22	21	21
5 %	Mirotex Oy	19	20	20	18
	SolarWorks	25	27	26	26
8 %	Mirotex Oy	29	> 30	30	27
	SolarWorks	> 30	> 30	> 30	> 30

7.4.2 Ostosähkön hinnan vaikutus kannattavuuteen

Korollisen takaisinmaksun tuloksia vertailtiin työssä eri ostosähkön hinnoilla ja vuosittaisilla sähkön hinnan nousuilla. Käytetyistä hinnoista 6,275 snt/kWh oli ostohinta, joka otti huomioon maatalouden verovähennykset, valmisteveron palautukset ja aurinkosähköntuotannon painottumisen keskikesälle. 9,690 snt/kWh ostohinta oli sähkön arvolisäverollisen hinta ilman valmisteveron palautusta, mutta hinta on painotettu aurinkosähköntuotannon mukaan ja 11 snt/kWh oli vuoden ostohintojen keskiarvo ilman painotusta sähköntuotantoon. 13 snt/kWh oli vertailuhinta, jota käytetään yleisesti esimerkkilaskelmissa (Käpylehto 2016, 110; Fin-solar 2017a). Hinnat ovat esimerkkilaskelmissa tavallisesti arvolisäverollisia, eikä niissä ole huomioitu aurinkosähköntuotannon keskittyvän keskikesälle, jolloin sähkön hinnat ovat alhaisemmat. Sähkönhintojen vuosittaisena kasvuna testattiin 2, 3 ja 4 %:n vuosittaista nousua. Nämä arvot perustuivat Pöyryn vuonna 2016 mallintamiin skenaarioihin (ks. sivu 59, kuvio 23).

Taulukko 21. Ostosähkön hinnan vaikutus korollisen takaisinmaksuajan [a] tuloksiin sähkön hinnan nousun ollessa 2 % vuodessa.

Ostosähkö	Toimittaja	20kW _p	30 kW _p	40 kW _p	50 kW _p
6,275 snt/kWh	Mirotex Oy	18	19	18	17
	SolarWorks	23	24	23	23
9,690 snt/kWh	Mirotex Oy	10	11	11	10
	SolarWorks	13	14	14	14
11,0 snt/kWh	Mirotex Oy	9	9	9	9
	SolarWorks	11	12	12	12
13,0 snt/kWh	Mirotex Oy	8	8	8	8
	SolarWorks	10	10	10	10

Taulukko 22. Ostosähkön hinnan vaikutus korollisen takaisinmaksuajan [a] tuloksiin sähkön hinnan nousun ollessa 3 % vuodessa.

Ostosähkö	Toimittaja	20kW _p	30 kW _p	40 kW _p	50 kW _p
6,275 snt/kWh	Mirotex Oy	17	17	17	16
	SolarWorks	20	22	21	21
9,690 snt/kWh	Mirotex Oy	10	10	10	10
	SolarWorks	12	13	13	13
11,0 snt/kWh	Mirotex Oy	9	9	9	9
	SolarWorks	11	12	11	12
13,0 snt/kWh	Mirotex Oy	7	8	8	8
	SolarWorks	9	10	10	10

Taulukko 23. Ostosähkön hinnan vaikutus korollisen takaisinmaksuajan [a] tuloksiin sähkön hinnan nousun ollessa 4 % vuodessa.

Ostosähkö	Toimittaja	20kW _p	30 kW _p	40 kW _p	50 kW _p
6,275 snt/kWh	Mirotex Oy	14	16	14	14
	SolarWorks	19	20	19	19
9,690 snt/kWh	Mirotex Oy	9	10	10	10
	SolarWorks	12	12	12	12
11,0 snt/kWh	Mirotex Oy	8	9	9	9
	SolarWorks	10	11	11	11
13,0 snt/kWh	Mirotex Oy	7	8	8	7
	SolarWorks	9	9	9	10

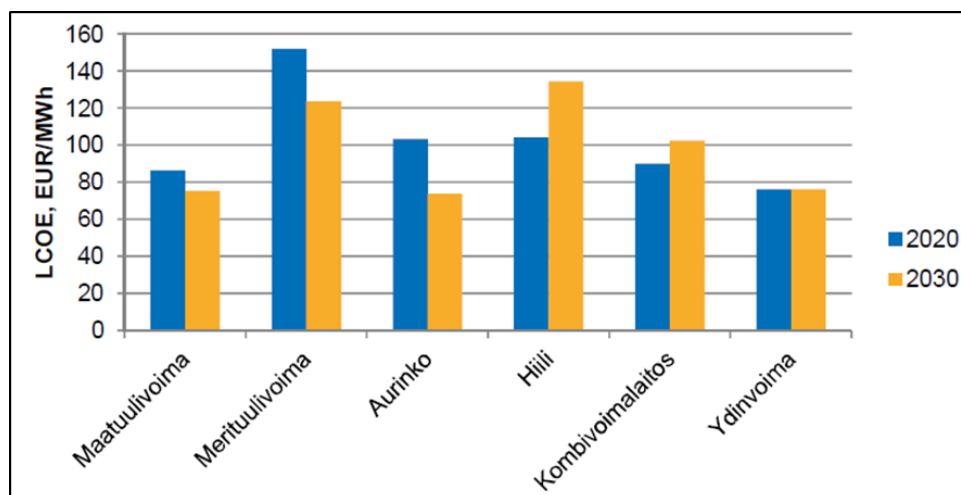
Sähkön hintojen herkkyyssanalyysien tulokset olivat nähtävillä taulukoissa 21, 22 ja 23. Realistisella 6,275 snt/kWh:n ostohinnalla ei voitu saavuttaa tavoitteena ollutta 10 vuoden korollista takaisinmaksua. Takaisinmaksuajat vaihtelivat eri järjestelmien välillä sähkön hinnan nousuja käytettäessä noin 1–3 vuodella. 9,690 snt/kWh hinnalla taas saavutettiin jo 10 vuoden korollinen takaisinmaksu Mirotex Oy:n tarjouksilla. SolarWorksin tarjouksilla saavutettiin 10 vuoden korollinen takaisinmaksu, kun sähkön ostohinta oli 13 snt/kWh.

Tuloksista voitiin päätellä sähkön ostohinnan suuri vaikutus laskelmien tuloksiin. Tuotetun aurinkosähkön arvo on verrannollinen sähkön ostohintaan, koska tuotannolla vähennetään ostosähkön kuluja. Mitä kalliimpaa ostettu sähkö on käyttää, sitä suuremmat säästöt aurinkopaneeleilla voidaan saada. Sähkön ostohinta voi olla helposti määritettävissä sähkölaskuista tarkastelemalla mitä määriä sähköstä on laskutettu. Tämä olisi voinut toimia vain esimerkiksi omakotitalokohdeissa, joissa sähköstä kuluista ei saa veropalautuksia ja -vähennyksiä.

7.4.3 Aurinkosähköjärjestelmien hintatason vaikutus kannattavuuteen

Herkkyyssanalyysissä tarkasteltiin, miten aurinkosähköjärjestelmien hinnat vaikuttavat korolliseen takaisinmaksu-aikaan. Hintoja pudotettiin 10 %:n välein 40 %:iin asti. Samalla nähtiin mihin hintatasoon aurinkosähköjärjestelmiä pitäisi saada ostettua, jotta niillä saavutettaisiin 10 vuoden takaisinmaksu-aika. Laskelmissa käytettiin edelleen samoja kappaleen 7.2 lähtöarvoja.

Pöyry Management Consulting Oy mallinsi vuonna 2016 sähkösektorin investointikustannuksia ja niiden kehitystä (Kuvio 27). Aurinkoenergian ollessa vielä kehitysvaiheessa oleva teknologia, aurinkoenergian investointikustannusten arvioitiin putoavan 37 % vuosien 2020 ja 2030 välillä. Tämä olisi tarkoittanut noin kolmen %:n laskua vuodessa.



Kuvio 27. Eri tuotantomuotojen sähkön tuotantokustannukset vuosina 2020 ja 2030 (Pöyry Management Consulting Oy 2016, 18).

Taulukko 24. Investointikustannuksen muutosten vaikutus korollisen takaisinmaksun tuloksiin [a].

muutos-%	Toimittaja	20kW _p	30 kW _p	40 kW _p	50 kW _p
+ 40 %	Mirotex Oy	23	24	23	22
	SolarWorks	28	30	29	29
0 %	Mirotex Oy	17	17	17	16
	SolarWorks	20	22	21	21
- 10 %	Mirotex Oy	14	14	14	13
	SolarWorks	18	20	19	19
- 20 %	Mirotex Oy	12	13	12	12
	SolarWorks	16	18	17	17
- 30 %	Mirotex Oy	11	11	11	10
	SolarWorks	13	14	13	14
- 40 %	Mirotex Oy	9	9	9	9
	SolarWorks	11	12	12	12

Taulukkoon 24 listattujen tulosten perusteella takaisinmaksuaika laskee samassa suhteessa investointikustannusten kanssa. Toimeksiantajan asettamaa tavoitetta ei tulosten perusteella voida saavuttaa pienillä alennuksilla tarjouksissa. Jär-

jestelmät saavuttavat 10 vuoden korollisen takaisinmaksuajan vasta investointikustannusten laskiessa 30–40 %:lla. Mirotext Oy:n 50 kW_p:n järjestelmä saavutti tavoitteen ennen muita järjestelmiä. Jos aurinkosähköinvestointien kustannukset laskisivat noin 3 % vuodessa, toimeksiantajan 10 vuoden korollinen takaisinmaksutavoite voitaisiin saavuttaa, kun investointi tehtäisiin 10 vuoden päästä. On kuitenkin muistettava, että aurinkojärjestelmätekniikka voi olla 10 vuoden päästä jo yleistynyt eikä investointiin tuolloin välttämättä saada yhtä hyvää investointitukea. Ilman maaseutuviraston investointitukea takaisinmaksuaika olisi ollut tällä hetkellä tehdyssä aurinkoinvestoinnissa 22–30 vuotta.

7.4.4 Sähkönkulutuksen vaikutus kannattavuuteen

Työn lopuksi tehtiin vielä yhden simulaation PV*SOL 2017-ohjelmalla käyttämällä Koivikon tilan tuntikohtaisia sähkönkulutustietoja, joihin oli tehty 15 %:n lisäys. Lisäyksen tarkoituksena oli kokeilla, miten sähkönkulutuksen kasvaminen vaikuttaa aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuteen. 15 %:n kasvu kulutuksessa tarkoittaisi, että vuosikulutus kasvaisi 188 MWh:sta 216 MWh:n. Lisäyksen perusteena oli, että lypsyrobotti käyttäisi sähköä vuodessa noin 200–500 kWh/lehmä (Turunen 2014a). Kun sähkönkulutus on suurempaa, aurinkosähkön omakäyttö kasvaa ja tuotetusta sähköstä saadaan parempi hinta. Osto- ja myyntihinnan ero on toisaalta Koivikon tilalla pieni verovähennysten ja -palautusten takia, joten sähkön myynnillä ja ostosähkön hinnassa säästämällä ei ole yhtä suurta eroa kuin tavallisessa kotitaloudessa.

Omakäyttöasteiden muutoksien (taulukko 25) perusteella sähkönkulutuksen lisäys ei vaikuttanut merkittävästi 20 ja 30 kilowatin järjestelmien omakäyttöön, koska niillä omakäyttöaste oli jo valmiiksi korkea. Mahdollisella laajennuksella ei siis olisi ollut vaikutusta pienempien aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuteen. Suurempi sähkönkulutus kuitenkin hyödyntää 40 ja 50 kilowatin järjestelmiä, niillä aurinkosähkön omakulutus kasvaisi vuodessa noin 1 000–1 500 kilowattitunnilla. 6,3 sentin kilowattihinnalla etu sähkön myyntiin olisi kuitenkin tuolloin ollut vain noin 30–40 euroa. Muutos laski SolarWorksin 40- ja 50-kilowattisien järjestelmien

korollista takaisinmaksua yhdellä vuodella, joten sähkönkulutuksella on pieni vaikutus suurempien järjestelmien kannattavuuteen.

Taulukko 25. Sähkönkulutuksen kasvun vaikutus omakulutusasteisiin.

	Nykyinen kulutus	15 % lisäys	Ero omakäytössä
	Omakulutusaste		kWh/a
Mirotex Oy			
20 kW _p	99,2 %	99,7 %	81
30 kW _p	94,9 %	97,1 %	507
40 kW _p	88,7 %	92,1 %	1053
50 kW _p	82,1 %	86,1 %	1559
SolarWorks			
20 kW _p	98,8 %	99,5 %	122
30 kW _p	93,7 %	96,3 %	653
40 kW _p	87,0 %	90,7 %	1226
50 kW _p	80,8 %	84,3 %	1428

Aurinkosähkijärjestelmään voi halutessaan lisätä reaaliaikaisen ylituotannon ohjauksen esimerkiksi lämminvesivaraajaan (Pykäläinen 2017). Teoriassa ylituotetun aurinkosähkön omakäyttö voisi maitotilalla olla mahdollista lämmönvesivaraajan tapaan myös maidon jäähdytyksessä, jos maidon jäähdytyksessä käytettäisi jääpankkisäiliötä. Jääpankkijäähdytyksessä maidon jäähdytykseen tarvittava energia on varastoitu jäähän, joka vastaanottaa maidon lämpöenergian suulaessaan. (Kjerp, Manninen & Rantti 1997). Aurinkosähkön tuotanto voisi sopia hyvin jääpankin jäähdyttämiseen, koska jääpankki voidaan jäähdyttää lypsyjen välissä. Käytännössä jääpankin jäähdytys tapahtuisi keskipäivillä ja yöllä, eli keskipäivällä jäähdytys onnistuisi aurinkosähköllä ja yöllä halvemmalla yönsähköllä. Toisaalta maidon suorajäähdytys voi säästää energiaa jääpankkijäähdytykseen verrattuna noin 15–20 % (Turunen 2014b).

Taulukko 26. Korollinen takaisinmaksuaika omakulutusasteen ollessa 100 %.

Omakulutusaste	Toimittaja	20kW _p	30 kW _p	40 kW _p	50 kW _p
Simulaatioiden kulutusasteet	Mirotex Oy	17	17	17	16
	SolarWorks	20	22	21	21
100 %	Mirotex Oy	17	17	16	14
	SolarWorks	20	21	20	19

Eri järjestelmille laskettiin korolliset takaisinmaksuajat 100 %:n omakulutusasteella. Tämä olisi tarkoittanut, että kaikki ylituotettu aurinkosähkö ohjattaisiin esimerkiksi lämpimän veden lämmitykseen tai jääpankin jäähdytykseen. Hyötysuhteen ollessa 100 % takaisinmaksuajat paranivat isommilla järjestelmillä merkittävästi, koska niillä sähkön omakulutus kasvaisi parhaimmillaan viidenneksellä. Omakulutusasteen ollessa 100 %, 50-kilowattinen aurinkosähköjärjestelmä olisi ollut paras vaihtoehto, Mirotext Oy:n 50 kW_p:n järjestelmä saavutti 14 vuoden korollisen takaisinmaksuajan. Ylituotannon ohjauksella ei ollut merkittävää vaikutusta pienempiin järjestelmiin, koska niiden omakulutusaste oli jo valmiiksi korkea.

8 Pohdinta

Kannattavuuslaskelmien tulosten perusteella aurinkosähköön investointi Koivikon tilalla on kannattavaa pitkällä aikavälillä. Toimeksiantajan 10 vuoden takaisinmaksuajaksi ei kuitenkaan ollut mahdollista päästä nykyisillä järjestelmähinnoilla ja sähkön ostohinnoilla. Pitkän takaisinmaksuajan aiheuttaa pääasiassa maatalouden verovähennykset ja -palautukset; ilman niitä 10 vuoden korollinen takaisinmaksu olisi ollut mahdollista saavuttaa. Matalasta sähkön ostohinnasta huolimatta aurinkosähköjärjestelmät maksoivat itsensä takaisin 15–20 vuodessa eri sähkön hinnannousu skenaarioissa. Investointien sisäiset korkokannat eivät muuttuneet järjestelmän kokojen perusteella, vaan järjestelmän toimittajien välillä. Sisäiset korkokannat olivat Mirotext Oy:n järjestelmillä 8 % ja SolarWorksin järjestelmillä 6 %.

Suuremmilla järjestelmällä saavutettiin paras tuotto 30 vuoden ajalla nykyarvomenetelmää käytettäessä. Erikokoiset järjestelmät maksoivat itsensä takaisin hyvin samoihin aikoihin, mikä kasvatti suurempien järjestelmien nykyarvoa, koska niillä vuosittaiset säästöt olivat parempia takaisinmaksun jälkeen. Tulos oli yllättävä, koska tavallisesti aurinkosähköjärjestelmät pyritään mitoittamaan niin, että

ylituotantoa ei syntyisi. Edes ostosähkön hinnan korottaminen ei tehnyt pienemistä järjestelmistä kannattavampaa vaihtoehtoa, vaikka se olisi teoriassa heikentänyt aurinkosähkön myynnin kannattavuutta.

Aurinkoenergiateknologian kustannusten ennustettiin laskevan 3 % vuodessa (Pöyry Management Consulting Oy 2016, 18). Investointikustannusten laskiessa aurinkojärjestelmät saavuttivat 10 vuoden takasinmaksun, kun alkuinvestointi tehtiin vasta 10 vuoden päästä. Investoinnin myöhästyttämisessä oli kuitenkin muistettava, että aurinkoteknologia voi ehtiä seuraavan 10 vuoden aikana yleistyä eikä investointiin tuolloin enää välttämättä saada yhtä suurta investointitukea. Tarjouksien hintatasot olivat samalla tasolla Finsolarin keskimääräisiin avaimet käteen -asennushintoihin (Finsolar 2017b), asennushinnat olivat 1 000–1 500 €/kW_p ja investointituen jälkeen 600–900 €/kW_p. Mirotex Oy:n hintataso ja aurinkoenergiateknologia edustaa halvempaa ja perinteisempää aurinkoteknologiaa ja SolarWorksin järjestelmät uudempaa, kalliimpaa ja vähän tutkittua teknologiaa. Jos tarjouksia pyydetäisiin muualta, on mahdollista olettaa niiden asetuvan työssä käytettyjen järjestelmien välille.

Toimeksiantajan suunnittelema navetan laajennus ja lypsyrobotin lisäys simuloitiin 15 %:n sähkönkulutuksen kasvuna. Sähkönkulutuksen muutoksilla oli pieni vaikutus 40 ja 50 kilowatin järjestelmien kannattavuuteen, aurinkosähkön omakulutus parani noin 1 000–1 500 kilowattitunnilla. Sähkön omakulutuksesta saatava hyöty verrattuna sähkön myyntiin oli kuitenkin pieni käytetyllä ostohinnalla, joten navetan laajennuksella olisi ollut hyvin pieni vaikutus aurinkosähkøjärjestelmien kannattavuuteen. Ylituotetun aurinkosähkön ohjaaminen lämminvesivaraajaan tai jääpankkisäiliöön paransi takaisinmaksuaikaa isommilla järjestelmillä muutamalla vuodella. Ylituotannon hyödyntäminen omassa kulutuksessa tarkoitti, että kaikesta tuotetusta aurinkosähköstä saatiin sähkön ostohinnan arvoisen säästö.

Kannattavuuslaskelmien epävarmuustekijänä toimi Valoe Oyj:n aurinkopaneelien sähköntuotantotiedot. Valoen paneeleista ja niiden käyttämästä tekniikasta ei ollut saatavilla riittävästi tutkimustietoa, jolla niiden korkeampi sähköntuotanto olisi voitu perustella. Käytännössä sähköntuotanto voi olla parempaa, kuin työn

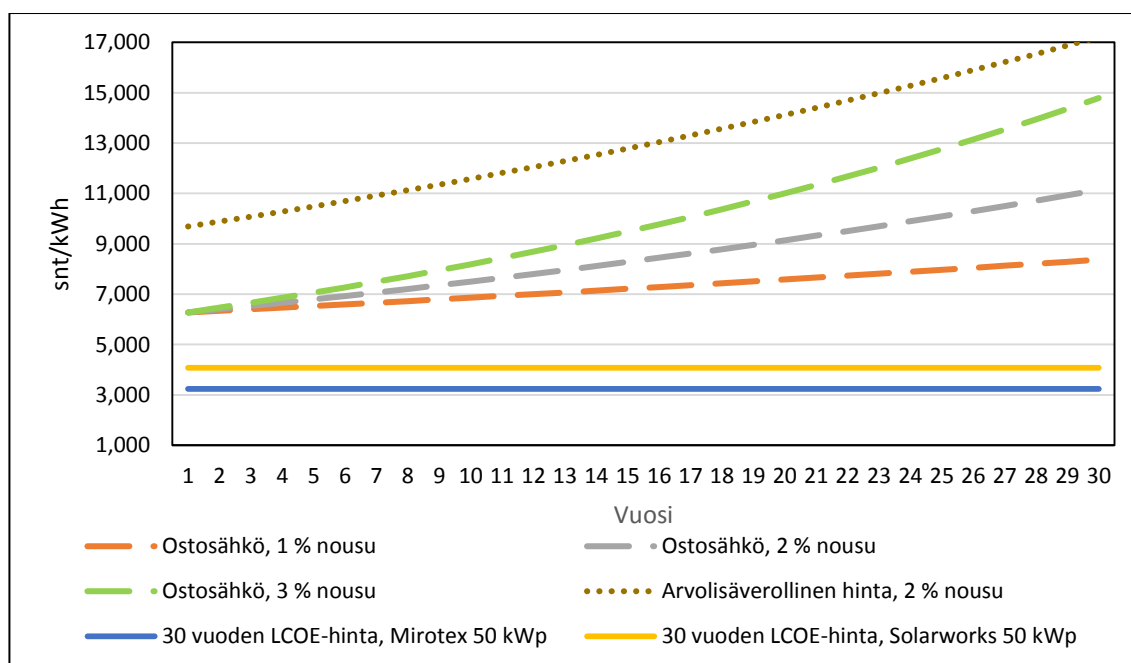
laskelmissa, mutta sitä ei olisi pystytty todentamaan. Esimerkiksi paneelien todellista hyötysuhdetta ei tiedetty. Työssä käytetyillä tiedoilla SolarWorksin tarjoukset jäivät heikommaksi vaihtoehdoksi Mirotex Oy:n järjestelmiin verrattuna, ja Valoe Oyj:n aurinkopaneelien suurempi sähköntuotanto ei kompensoinut niiden kalliimpaa hintaa. Sähkön vuosituotot olivat Mirotex Oy:n järjestelmillä noin 770 kWh/kW_p ja SolarWorksin järjestelmillä noin 820 kWh/kW_p. SolarWorksin tarjouksia voi kuitenkin perustella korkealla kotimaisuusasteella ja paremmalla 40 vuoden tuotantotakuulla.

Kannattavuuslaskelmien tulokset olivat samassa linjassa aiemmin tehtyjen aurinkosähköjärjestelmien kannattavuustarkastelujen kanssa (ks. sivu 16, taulukko 1), vaikka laskelmien lähtöasetelmat olivatkin hieman erilaiset. Selvitysten välisinä huomattavimpina eroina olivat investointitukien suuruudet ja laskelmissa käytetyt ostosähkön hinnat. Maatalouden ulkopuolella aurinkoenergian investointituet ovat pienempiä, mutta ostosähkön hinnasta ei ole mahdollista saada verohelpouksia. Yksityistalouden laskelmissa esimerkiksi huomioitiin vain 15 % kotitalousvähennys järjestelmän asennustyöstä ja yritystalouden tarkasteluissa käytettiin työ ja elinkeinoministeriön uusiutuvaan energiaan myöntämää 25–30 %:n investointitukea. Alhaisen ostosähkön hinnan myötä maatalouden tekemän aurinkoinvestoinnin kannattavuus jäi muiden tarkastelujen tuloksiin verrattuna hieman heikommaksi, vaikka 40 %:n investointituki sitä hieman kompensoikin.

9 Toimenpidesuosituksset

Tämän selvityksen kahdeksasta aurinkosähköjärjestelmästä parhaimmaksi muodostui Mirotex Oy:n 50 kilowatin järjestelmä. Kaikki Mirotex Oy:n järjestelmät maksoivat itsensä takaisin lähes samassa ajassa, mutta 50 kW_p-järjestelmän etuna oli, että sen tuomat säästöt olivat takaisinmaksun jälkeen huomattavasti suurempia. Alkuinvestointi 50 kW_p-järjestelmällä investointituen jälkeen oli noin 30 000 tuhatta euroa ja 30 vuodessa säästöiksi saatiin yhteensä lähes 29 000 euroa. Todellisuudessa paneelien tekninen käyttöikä ylittää kuitenkin 30 vuoden rajan, joten säästöä muodostuu vielä tehtyjä laskelmia pidempään.

Aurinkosähköinvestoinneissa takaisinmaksuaika ei ole välttämättä paras mahdollinen kannattavuuden mittari, koska järjestelmät tuottavat säästöä vielä pitkään niiden maksettua itsensä jälkeen. 30 vuodessa 50 kilowatin aurinkosähköjärjestelmä tuottaa noin 1 000 megawattituntia sähköä, eli Koivikon tilan nykyisellä sähkönkulutuksella noin viiden täyden vuoden sähköt. LCOE-tuotantohinta (leveliced cost of electricity) kertoo tuotetun aurinkosähkön hinnan suhteessa aurinkosähköjärjestelmän investointihintaan ja kunnossapitokuluihin. Ostosähkön hinnan kasvaessa tulevaisuudessa ero aurinkosähköjärjestelmien tuottaman sähkön tuotantohinnan välillä kasvaa merkittävästi (kuvio 28). 40 %:n investointituella aurinkojärjestelmien tuottaman sähkön hinnaksi tulee 30 vuoden ajalta noin 3–4 senttiä, joten aurinkosähköjärjestelmät tuottavat aina säästöä sähkön ostamiseen verrattuna. Aurinkopaneelien teknisen käyttöiän ollessa 40 vuotta, aurinkosähkön LCOE-tuotantohinnat paranevat vielä hieman.



Kuvio 28. Aurinkosähköjärjestelmien LCOE-tuotantohinnat ja ostosähkön hinnankehitys investoinnin aikana.

Jos 50 kilowatin aurinkosähköjärjestelmään lisättäisi ylituotannon ohjaaminen vaikkapa lämminvesirajaan, säästöt paranisivat noin 200–250 euroa vuodessa sähkön myyntiin verrattuna. Luvun voi pitää mielessä lopullista investointia suunnitellessa, kun ylituotannon ohjauksen kustannukset saadaan selville. Jos oletettaisiin, että ylituotannon ohjauksen mahdollistama lisälaitte kustantaisi 1 000 euroa,

lisäys maksaisi itsensä takaisin noin viidessä vuodessa. Tulevaisuudessa aurinkosähkön ylituotannon käytölle voidaan kehittää myös uusia käyttökohteita, kuten esimerkiksi ohjaus sähköauton akkuihin. Pienemmillä järjestelmillä ylituotannon ohjaus olisi kannattamatonta, koska ylituotantoa ei niillä synny riittävästi.

Aurinkopaneelien ja aurinkosähköjärjestelmän asennuspaikkana voitiin suositella Koivikon tilalla olevaa konehallia, mutta tilan navetta oli myös sopiva asennuspaikka. Tärkeimpinä rakennusten etuina olivat kattoharjanteen suuntaus etelään päin ja niiden varjottomuus, mutta konehallin eduksi voitiin lukea sen syrjäisä sijainti ja yleinen parempi hygienia- ja puhtaus. Konehalli sijaitsee sivussa muista rakennuksista ja hiekkateistä, joista nouseva pöly voi liata aurinkopaneeleita. Lisäksi navetan ilmastointi voi asennuskohdasta riippuen liata aurinkopaneeleita. Molempien rakennusten etuina voitiin myös ajatella olevan niiden edessä avautuva tuulinen peltoaukea, josta muodostuva tuuli viilentää ja tuulettaa aurinkopaneeleita pitäen niiden tehon korkeampana.

Aurinkosähköjärjestelmä vaatii aurinkopaneelien lisäksi tilaa järjestelmän verkkoinverttereille. Invertterit on mahdollista asentaa sisätiloihin tai ulkoseinälle. Käytännössä ulkoasennus lyhentää invertterin teknistä käyttöikää kosteuden ja lämpötilavaihteluiden myötä, joten asennus sisätiloihin on suotavampaa (Käpylehto 2016, 145). Mirotext Oy käytti 50 kW_p-järjestelmän tarjouksessa kahta 25 kilowatin verkkoinvertteriä. Kaksi SMA-invertteriä tarvitsee noin 1,5 m vapaata seinätilaa lähellä aurinkopaneeleita niin, että inverttereille on helppo päästä, niillä on hyvä tuulettavuus, ja ne ovat suojassa suoralta auringonpaisteelta. Liian suuret lämpötilat ja lämpötilavaihtelut voivat heikentää invertterin tehoa; invertterit toimivat optimaalisesti -25–40 °C:n lämpötilassa. Myös liian suuri sisälämpötila voi vaatia invertterin lisäjähdytystä. (SMA Solar Technology AG 2017.) Invertterin asennus sisätiloihin voi käytännössä olla helpompaa konehalliin kuin navettaan.

Lopullista aurinkosähköjärjestelmän asennuspaikkaa on kuitenkin hyvä vielä suunnitella tarkemmin järjestelmän toimittajan kanssa. Asennuspaikan valintaan voi vaikuttaa esimerkiksi sähköpääkeskuksen sijainti ja järjestelmän kytkentämahdollisuudet keskukseseen. Järjestelmän asennuksessa on myös huomioitava

rakennusten käyttöikä. Asennusalustan olisi hyvä olla sellainen, että sitä ei olla purkamassa ennen aurinkosähköjärjestelmän teknisen käyttöiän päättymistä. Jos tilalla ollaan esimerkiksi aikeissa rakentaa uutta rakennusta, hyvänä vaihtoehtona voi olla ottaa aurinkosähköjärjestelmä valmiiksi huomioon rakennuksen suunnittelun alussa kattojen suunnissa ja invertterin asennuksissa.

Investointiajankohtaa on vaikea suositella, koska aurinkosähköteknologian investointitukien kehitystä ei pystytty ennustamaan. On mahdollista, että tuen määrä voi laskea tulevaisuudessa aurinkosähköteknologian yleistyessä ja halventuessa. Toisaalta teknologian halventuessa myös investoinnin kannattavuus paranee. Yksi vaihtoehto olisi myös tehdä investoinnit kahdessa osassa, niin että molemmista investoinneista saadaan investointituet. Erikokoisilla järjestelmillä oli yhtä pitkät takaisinmaksuajat, mutta tekemällä yhden 50 kilowatin investoinnin kahden pienemmän sijaan säästettiin asennusinvestoinneissa muutamia tuhansia euroja.

Lopuksi on vielä hyvä muistaa aurinkosähköteknologian tuomat ympäristöedut. Aurinkosähkö vähentää hiilidioksidipäästöjä ja on täysin kotimaista energiaa. Investointia uusiutuvaan energiaan voidaan pitää pienenä ympäristötekona ja sat-sauksena tulevaisuuteen.

Lähteet

- Aalto, J., Karlsson, P., Kaukoranta, J., Piirinen, P., Ruuhela, R. & Simola, H. 2012. Tilastoja Suomen ilmastosta 1981–2010. Helsinki: Ilmatieteen laitos.
- Blomqvist, K. 2017. Valoen paneelien mitoituksesta. kim.k.blomqvist@karelia.fi. 25.4.2017.
- Clement, F., Biro, D., Hendrichs, M., Lohmuller, E., Nold, S., Preu, R., Thaidigsmann, B. & Wolf, A. 2013. P-type MWT solar cells: Current status and future expectations. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-266948.html>. 1.5.2017.
- Elenia. 2017. Sähkövero. <http://www.elenia.fi/sahko/sahkovero>. 12.5.2017.
- Energiavirasto. 2017. Hintatilastot. <http://www.sahkonhinta.fi/summariesand-graphs>. 11.5.2017.
- Erat, B., Erkkilä, V., Nyman, C., Peippo, K., Peltola, S. & Suokivi, H. 2008. Aurinko-opas: Aurinkoenergiaa rakennuksiin. Porvoo: Aurinkoteknillinen Yhdistys ry.
- Erat, B., Hänninen, P., Nyman, C., Rasinkoski, A. & Wiljander, M. 2016. Teoksessa Tahkokorpi, M (toim.). Aurinkoenergia Suomessa. Helsinki: Into kustannus.
- European Commission. 2012a. Solar radiation and photovoltaic electricity potential country and regional maps for Europe. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm>. 16.5.2017.
- European Commission. 2012b. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. 6.2.2017.
- Eurosolar Oy. 2017. Aurinkosähkötalo Eurosolar - tuotekuvasto 2017 – 2018. <http://www.eurosolar.fi/tuotekuvasto/>. 24.4.2017.
- Fingrid Oyj. 2017. Elspot Suomen aluehinnat. <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/tasesahko/taseselvitysinformaatio/Sivut/Elspot-Suomen-Aluehinta.aspx?showTable=1>. 12.5.2017.
- Finsolar. 2017a. Kannattavuuslaskurit. <http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/kannattavuuslaskurit/>. 11.5.2017.
- Finsolar. 2017b. Aurinkosähkölajitelmiä hintatasot ja kannattavuus. <http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/aurinkosahkon-hinnat-ja-kannattavuus/>. 11.5.2017.
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. 2017. Metal Wrap Through (MWT) – Technology. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/photovoltaics/photovoltaic-modules-and-power-plants/module-technology/metal-wrap-through-mwt-technology.html>. 16.5.2017.
- Fronius International GmbH. 2017. Fronius Symo 20.0-3-M. http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-3B67868D-906D3C6D/fronius_international/hs.xsl/83_30415_ENG_HTML.htm#.WQ2yotwIHZY. 6.5.2017.
- Geuss, M. 2017. Japanese company develops a solar cell with record-breaking 26 %+ efficiency. Arstechnica. <https://arstechnica.com/science/2017/03/japanese-company-develops-a-solar-cell-with-record-breaking-26-efficiency/>. 16.5.2017.

- Gustavsson, J. 2017. Teslan aurinkokennokatto nyt tilattavissa Suomessa. Tekniikan maailma. <https://tekniikanmaailma.fi/muu-tekniikka/teslan-aurinkokennokatto-nyt-tilattavissa-suomessa-2353-eneliometri-puhe-linvaihteeseen-ei-kannata-soitella/>. 16.7.2017.
- Haahti, T. 2016. Aurinkosähkön hyödyntäminen asuinkerrostalossa. Tampereen ammattikorkeakoulu. Talotekniikka. Opinnäytetyö.
- Heimonen, I. 2011. Aurinko-opas 2012. Aurinkolämmön ja -sähkön energiantuoton laskennan opas. Helsinki: Ympäristöministeriö.
- Helsinki University of Technology. 2011. Aurinkosähköteknologiat. <http://tfy.tkk.fi/aes/AES/projects/renew/pv/pv-tekno.html>. 16.3.2017.
- Ilmatieteenlaitos. 2012. Talvien lumista ja lumisuudesta. <http://ilmatieteenlaitos.fi/lumitilastot>. 2.5.2017.
- Kjerp, A-N., Manninen, E. & Rantti, P. 1997. Tilasäiliöopas. VAKOLAn tiedote 76/97. Maatalouden tutkimuslaitos.
- Koivikon Kievari. 2017. Etusivu. <http://www.koivikonkievari.fi/>. 16.5.2017.
- Kolttola, E., Pösö, J. & Saaranen, P. 2010. Liike-elämän matematiikka. Helsinki: Edita Prima Oy.
- Kulmala, V. 2014. Aurinkosähkölaitteiden omakotitalossa. Satakunnan ammattikorkeakoulu. Sähkötekniikan koulutusohjelma. Opinnäytetyö.
- Käpylehto, J. 2016. Auringosta sähkö kotiin, kerrostaloon ja yritykseen. Helsinki: Into kustannus Oy.
- Laki maataloudessa käytettyjen eräiden energiatuotteiden valmisteveron palautuksesta 21.7.2006/603.
- Lehto, I. 2016a. Sähköntuotantolaitoksen liittäminen jakeluverkkoon. Energiateollisuus.
- Lehto, I. 2016b. Tekninen liite 1 – Nimellisteholtaan enintään 100 kVa laitoksen liittäminen. Energiateollisuus.
- Linnanmurto, P. 2015. Kannattavuustarkastelu aurinkosähkön hyödyntämisestä kauppakeskuksessa. Savonia-ammattikorkeakoulu. Opinnäytetyö.
- Luotola, J. 2016. Kotimainen valmistaja tekee kattopeltejä, joissa aurinkopaneeli on jo valmiiksi asennettuna. Tekniikka & talous. <http://www.tekniikkatalous.fi/tekniikka/energia/kotimainen-valmistaja-tekee-kattopelteja-joissa-aurinkopaneeli-on-jo-valmiiksi-asennettuna-6573067>. 16.7.2017.
- Maanmittauslaitos. 2016. Paikkatietoikkuna. <http://www.paikkatietoikkuna.fi/web/fi/kartta>. 23.12.2016.
- Maaseutuvirasto. 2017a. Tukikohteet. http://www.mavi.fi/fi/tuet-ja-palvelut/viljelijä/maatalouden_investointituet/Sivut/tukikohteet.aspx. 8.5.2017.
- Maaseutuvirasto. 2017b. Maatalouden investointituet. http://www.mavi.fi/fi/tuet-ja-palvelut/viljelijä/maatalouden_investointituet/Sivut/maatalouden_investointituet.aspx. 8.5.2017.
- Maatalouden tuloverolaki 15.12.1967/543.
- Motiva. 2016a. Mitoitusmenetelmiä. https://www.motiva.fi/etusivu_2010/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus/mitoitusmenetelmia. 5.4.2017.
- Motiva. 2016b. Aurinkosähkölaitteiden mitoitus. https://www.motiva.fi/etusivu_2010/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus. 5.4.2017.

- Motiva. 2016c. Ylijäämäsiähkön myynti. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman_kaytto/yliaajamasahkon_myynti. 26.4.2017.
- Motiva 2016d. Huolto ja kunnossapito. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman_kaytto/huolto_ja_kunnossapito 2.5.2017.
- Motiva. 2017a. Aurinkosähköteknologiat. http://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat. 15.3.2017.
- Motiva. 2017b. Verkkoon liitetty aurinkosähköjärjestelmä. http://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/tarvittava_laitteisto/verkkoon_liitetty_aurinkosahkojarjestelma. 17.3.2017.
- Niskala, M. 2015. Verkkoon kytkettävän aurinkosähköjärjestelmän suunnittelu, hankinta ja asennus. Savonia-ammattikorkeakoulu. Energiateknikan koulutusohjelma. Opinnäytetyö.
- Partanen, P. 2016. Maatalousyrittäjä. Koivikon kartano Oy. Keskustelu. 2.12.2016.
- Partanen, P. 2017. Maatalousyrittäjä. Koivikon kartano Oy. Puhelinkeskustelu. 23.3.2017.
- Pesonen, N. 2016. Aurinkopaneelijärjestelmän kannattavuus ja takaisinmaksuaika. Savonia-ammattikorkeakoulu. Opinnäytetyö.
- Photowatt International S.A. 2017a. Photowatt PW2500F – The high quality photovoltaic module. <http://www.photowatt.com/en/products/modules/monocrystalline-pw2500f>. 24.4.2017.
- Photowatt International S.A. 2017b. Modules General Terms of Warranty – EDF ENR PWT. <http://www.photowatt.com/en/products/modules/monocrystalline-pw2500f>. 24.4.2017.
- Pohjois-Karjalan Sähkö Oy. 2017a. Pienitehoisten tuotantolaitteistojen liittäminen PKS Sähkönsiirto Oy:n sähköverkkoon. <http://www.pks.fi/tuotannon-liittaminen>. 24.4.2017.
- Pohjois-Karjalan Sähkö Oy. 2017b. Aurinkosähkön suunnittelijalle. <http://www.aurinkotuottaja.fi/fi/aurinkosahkon-suunnittelijalle/>. 12.5.2017.
- Pöyry Management Consulting Oy. 2016. EU:n 2030 ilmasto- ja energiapolitiikan linjausten toteutusvaihtoehdot ja Suomen omien energia- ja ilmastotavoitteiden toteutuminen. Valtioneuvoston selvitys- ja tutkimustoiminnan julkaisusarja 28/2016.
- Pykäläinen, S. 2017. Kiteen järjestelmien tarjoukset. samuli.pykalainen@solarworks.fi. 20.4.2017.
- SMA Solar Technology AG. 2017. Operating Manual, SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL. <http://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-tripower-15000tl-20000tl-25000tl.html>. 22.5.2017.
- Sähkömarkkinalaki 588/2013.
- Tapanen, J. 2017. Kiteen rakennus- ja toimenpideluvat aurinkosähkölle. jorma.tapanen@kitee.fi. 26.4.2017.
- Tilastokeskus. 2017. Kuluttajat uskovat Suomen talouden ja työllisyyden kohen-
tuvan. http://tilastokeskus.fi/til/kbar/2017/04/kbar_2017_04_2017-04-27_tie_001_fi.html. 11.5.2017.

- Turunen, M. 2014a. Lypsyn energiankulutus. Energia-akatemia.
http://www.energia-akatemia.fi/index.php?option=com_content&view=article&id=74&Itemid=75. 21.5.2017.
- Turunen, M. 2014b. Maidon varastointi ja energiasäästöt. Energia-akatemia.
http://www.energia-akatemia.fi/index.php?option=com_content&view=article&id=74&Itemid=75. 21.5.2017.
- Tuurinko-hanke. 2014. Pienten tuuli- ja aurinkosähköjärjestelmien asennusopas. <http://www.oamk.fi/hankkeet/tuurinko/?id=41019>. Oulun ammattikorkeakoulu.
- Valoe Oyj. 2015. Valoe chrome - paras arvo aurinkoinvestoinnillesi. Lataus: <https://www.esefi.fi/fi-fi/article/etusivu/aurinkopaneelipaketit/53/>. 24.3.2017.
- Valoe Oyj. 2016. Energiaa auringosta. Lataus: <http://www.energiaexpertti.fi/aurinkoenergia/>. 2.5.2017.
- Valoe Oyj. 2017. Valoen Järjestelmä. <http://fi.valoe.com/faq-page-1/>. 2.5.2017.
- Verohallinto. 2017. Energiavero. https://www.vero.fi/fi-FI/Yritys_ja_yhteisoasiakkaat/Maatalousyrittaja_ja_metsanomistaja/Energiavero. 11.5.2017.
- Verohallinto. 2016. Energiatuotteiden valmisteveron palauttaminen. https://www.vero.fi/fi-FI/Syventavat_veroohjeet/Maatalousverotus/Energiatuotteiden_valmisteveron_palautta. 12.5.2017.
- Wirth, H. 2017. Recent Facts about Photovoltaics in Germany. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/recent-facts-about-pv-in-germany.html>. 16.5.2017.
- Ympäristöministeriö. 2011. D3 Suomen rakentamismääräyskokoelma – Rakennuksen energiatehokkuus. Helsinki: Ympäristöministeriö.

Aurinko-opas 2012-oppaan laskentakaavat

Työssä aurinkosähköjärjestelmien alustava mitoitus tehtiin Aurinko-opas 2012-oppaan ohjeiden mukaisesti. Opas oli laadittu ympäristöministeriön ja Sitran toimeksiannosta ja oppaan laatijana oli toiminut VTT:n erikoistutkija Ismo Heimonen. Oppaan menetelmä pätee ainoastaan rakennuksessa tai sen välittömässä yhteydessä olevien järjestelmien energiantuoton selvittämiseen, eikä huomioi sähkön siirtoa, jakelua ja varastointia. Laskenta noudattaa standardin SFS EN 15316-4-6 menettelytapaa, ja sen avulla voidaan selvittää rakennukseen liitetyn aurinkosähköjärjestelmän tuottama sähköenergia $E_{s,pv,out}$ [kWh/vuosi]. Laskentaa varten paneeleista tarvitsee vähintään tietää kennojen pinta-ala, suuntaus, kallis- tus, kennojen huipputehokerroin ja tieto asennustavasta ja säteilytiedot vaakapinnalle. (Heimonen 2011, 2, 20.)

Kennojen tuottama sähköenergia lasketaan kaavalla 1.1.

$$E_{s,pv,out} = \frac{E_{sol} \times P_{maks} \times F_{käyttö}}{I_{ref}} \quad (1.1)$$

jossa

- E_{sol} = vuosittainen säteilyenergia, mikä kohdistuu aurinkokennoihin [kWh/m²/a].
- P_{maks} = aurinkosähkökennojen tuottama maksimi sähköteho (huipputeho) standardiolosuhteissa, kun $I_{ref} = 1 \text{ kW/m}^2$ ja kennoston lämpötila 25 °C.
- $F_{käyttö}$ = käyttötilanteen toimivuuskerroin [-]
- I_{ref} = referenssisäteilytilanne [1 kW/m²].

Aurinko-opas 2012-oppaan laskentakaavat

Kennostoon kohdistuva vuosittainen aurinkosäteilyn energia lasketaan kaavalla 1.2.

$$E_{\text{sol}} = E_{\text{sol,hor}} \times F_{\text{asento}} \quad (1.2)$$

jossa

$E_{\text{sol,hor}}$ = rakennuksen sijainnista riippuva vaakatasolle osuva aurinkosäteilyn kokonaisenergian määrä vuodessa [kWh/m²/a]

F_{asento} = aurinkosähkökennon ilmansuunnan ja kallistuskulman mukainen korjauskerroin.

Aurinkokennojen tuottama maksimi sähköteho P_{max} on laitteen standardiolosuhteissa testattu teho. Jos tietoa ei ole käytettävissä voidaan se laskea kaavalla 1.3.

$$P_{\text{max}} = K_{\text{max}} \times A \quad (1.3)$$

jossa

K_{max} = huippukerroin (taulukko 3), joka riippuu kennon tyypistä [kW/m²]

A = aurinkosähkökennon pinta-ala ilman kehystä.

Mahdolliset varjostukset huomioidaan korjaamalla kerroin $F_{\text{käyttö}}$ (taulukko 4) varjostuksen suhteellisella määrällä koko kennoston pinta-alasta ($1 - A_{\text{varjostus}} / A_{\text{kokonaisala}}$). Aurinkosähkökennon ilmansuunnan ja kallistuskulman mukainen korjauskerroin F_{asento} saadaan selville kaavalla 1.4.

$$F_{\text{asento}} = F_1 \times F_2 \quad (1.4)$$

jossa

F_1 = ilmansuunnan mukainen kerroin (taulukko 1)

F_2 = kallistuskulman mukainen kerroin (taulukko 2).

Aurinko-opas 2012-oppaan laskentakaavat

Taulukko 1. F_1 on ilmansuunnan mukainen kerroin (-).

Suuntaus	F_1
etelä/kaakko/lounas	1
itä/länsi	0,8
pohjoinen/koillinen/luode	0,6

Taulukko 2. F_2 on kallistuksen mukainen kerroin (-).

Kallistuskulma	F_2
< 30°	1
30° ... 70°	1,2
> 70°	1

Taulukko 3. Huipputehokerroin K_{max} , joka riippuu aurinkosähkökennon tyypistä (kW/m^2).

Aurinkosähkökennon tyyppi *	Huipputehokerroin K_{max} , kW/m^2
piipohjaiset yksikiteiset kennot *	0,12 ...0,18
piipohjaiset monikiteiset kennot	0,10 ...0,16
ohutkalvo kiteetön pii kennot	0,04 ...0,08
muut ohutkalvotekniikalla toteutetut kennot	0,035
ohutkalvotekniikalla toteutettu CuInGaSe_2 kenno	0,105
ohutkalvotekniikalla toteutettu CdTe kenno	0,095

* pakkaustiheys > 80 %


Taulukko 4. Käyttötilanteen toimivuuskerroin $F_{käyttö}$ [-].

Aurinkokennon asennustapa	Käyttötilanteen toimivuuskerroin $F_{käyttö}$ [-]
tuulettamaton moduli	0,70
hieman tuuletettu moduli	0,75
voimakkaasti tuulettuva tai koneellisesti tuuletettu moduli	0,80

Lähde: Heimonen 2011.

Photowatt PW2500F-tekniiset tiedot

PW2500F



MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Monocrystalline
Module size	1685 x 993 x 40 mm
Cell size	156 x 156 mm ($\pm 1\%$)
Cells number	60 (6x10)
Module weight	20 kg
Front cover	3.2 mm anti-reflected tempered glass
Back cover	With Tedlar®
Frame material	Anodized aluminum alloy
J-BOX	IP 65
Solar cables	UV resistant, 4.0 mm ² , 1100mm
Connector type	MC4 or MCA compatible

OPERATING CONDITIONS

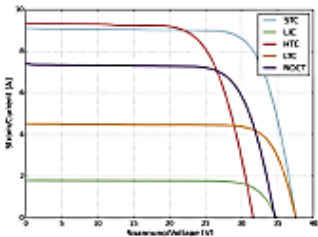
Operating temperature	-40°C à +85°C
High resistance to snow and wind load	5400 Pa (Snow) 2400 Pa (Wind)
Reverse current I _r	20A
Maximum system voltage	1000V DC (IEC)
Maximal serie fuse rating	15A
PID	Free

TEMPERATURE COEFFICIENT *

Typical cells temperature NOCT	°C	47,3 (± 2)
Temperature coefficient P _{max}	γ	-0,42 %/°C
Temperature coefficient V _{oc}	β	-0,34 %/°C
Temperature coefficient I _{sc}	α	+0,06%/°C

* 1000W/m²; temperature 25°C; spectrum AM 1,5

TEMPERATURE CURVES



WARRANTY

Product warranty	10 years
Linear power output warranty*	25 years

* See general warranty terms and conditions

TECHNICAL CHARACTERISTICS (STC*)

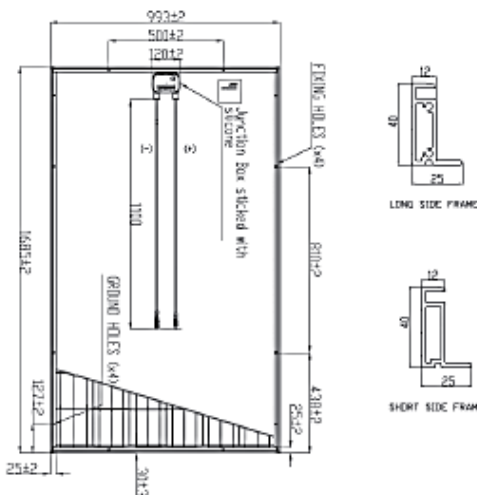
Typical power	W	275	270	265	260
Power tolerance	W	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Voltage at typical power	V	31.2	31.0	30.8	30.7
Current at typical power	A	8.90	8.70	8.60	8.50
Open circuit voltage	V	38.2	38.1	38.0	37.8
Short circuit current	A	9.40	9.20	9.10	9.00
Module conversion efficiency	%	16.6	16.3	16.0	15.7

*Under Standard Test Conditions : STC (1000W/m²; spectrum AM 1,5; cell temperature 25°C)






TECHNICAL CHARACTERISTICS (NOCT*)


Typical power	W	275	270	265	260
Maximum power	W	197	194	192	189
Voltage at maximum power	V	28.6	28.4	28.5	27.7
Current operating in come	A	7.0	6.9	6.9	6.8
Open circuit voltage	V	35	34.9	34.6	34.5
Short circuit current	A	7.69	7.60	7.48	7.39

*Nominal Operating Cell Temperature : NOCT (800W/m²; temperature 20°C; wind speed 1 m/s)



QUALITY CERTIFICATES

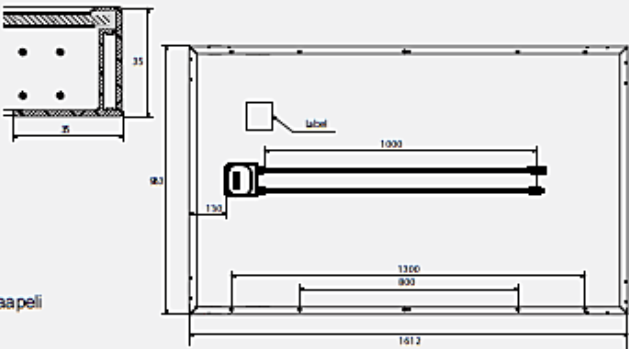








EDF ENR PWT - 33, Rue Saint Honoré - CS 14012 - 33 307 Bourgoin Jallieu Cédex - France - Tel : +33(0)4 74 93 80 20 - Fax : +33(0)4 74 93 80 40 - Web : www.photowatt.com

Valoe Chrome tekniset tiedot

Tekninen Specifikaatio	
Koko	1612 x 983 x 35
Paino	17,5kg
Lasi	3,2mm paksu lämpökäsitelty lasi
Tausta	Komposiitti jossa UV-suojattu taustapinta
Raami	Mustaksi anodisoitu alumiini
Kytkenärasia	UL & TUV hyväksytty, IP67 3 ohitusdiodia
Kaapelit	UL & TUV hyväksytty aurinkosähkökaapeli kuparia 4mm ²
Liittimet	MC4



Sähköinen spesifikaatio				
P _{mpp} (Wp)	U _{mpp} (V)	I _{mpp} (A)	U _{oc} (V)	I _{sc} (A)
255	30,3	8,5	37,8	9,0
260	30,5	8,6	37,9	9,0
265	30,6	8,7	38,1	9,1
270	30,8	8,8	38,3	9,2

Teholajiteltu 0-5 Wp toleranssilla. Tehomittaus standardiolosuhteissa (STC)

Lämpötilariippuvaisuus	
I _{sc}	0,1% /°C
V _{oc}	-0,3% /°C
P _{max}	-0,4% /°C

Käyttöolosuhteet	
Lämpötila-alue	-40 to +85°C
Järjestelmän suurin sallittu jännite	1000V
Suurin sallittu kuorma	2400Pa (IEC 61215 standardin mukaan)
Rakeiden kesto	25mm halkaisia 83km/h nopeudella
Max käänteinen virta	10A

Takuu	
Tuotteen rakenteellinen takuu:	10 vuotta
Tuottotakuu:	25 vuotta
	- Ensimmäisen vuoden jälkeen vähintään 97% nominaalitehosta
	- Vuodet 2-25: teho vähenee korkeintaan 0,7% vuodessa (alkaen 97% nominaali tehosta vuoden 1 jälkeen)

Valoe Oyj • Insinöörinkatu 8, FI-50100 Mikkeli, Finland
 tel +35 8 20 7747 788, fax +35 8 20 7747 544 • www.valoe.com
 • Reg.no. 433811, VAT no. FI07496061

Lähde: Valoe Oyj 2015.