



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

MINNA PAAVOLA
VERKKOON KYTKETTYJEN AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMIEN
POTENTIAALI TAMPEREELLA

Diplomityö

Tarkastajat: professori Seppo Valkealahti ja yliopistonlehtori Aki Korpela
Tarkastajat ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 5. joulukuuta 2012

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

PAAVOLA, MINNA: Verkkoon kytkettyjen aurinkosähköjärjestelmien potentiaali Tampereella.

Diplomityö, 94 sivua, 0 liitesivua

Kesäkuu 2013

Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat

Tarkastajat: professori Seppo Valkealahti ja yliopistonlehtori Aki Korpela

Avainsanat: aurinkosähkö, mikrotuotanto, hajautettu sähköntuotanto, yksivaiheinen tuotanto, verkkoon liittäminen

Uusiutuva energia ja hajautettu energiantuotanto ovat nousseet ajankohtaisiksi Euroopan unionin ilmastotavoitteiden myötä. Hajautetusti tuotetun uusiutuvan energian edistämisen yhtenä osa-alueena on pienimuotoisen sähköntuotannon lisääminen. Pienimuotoisen, erityisesti kotitalouskokoluokan, sähköntuotannon yleistymisen esteinä on pidetty taloudellisesti kannattamattomia järjestelmiä, yksityishenkilöiden tiedonpuutetta sekä verkkoon kytkennän epämääräisyyttä eri verkkoyhtiöiden alueella. Diplomityön tarkoituksena on selkiyttää verkkoon kytkennän toimet ja selvittää aurinkosähkön potentiaali Tampereella.

Diplomityö käsittelee yleiseen jakeluverkkoon kytkettyjä, kiinteistökohtaisia aurinkosähköjärjestelmiä, jotka pääasiassa tuottavat sähköenergiaa kiinteistön omaan käyttöön. Työn alkuosassa tarkastellaan aurinkosähköä Suomen olosuhteissa sekä energiantuotantoennusteita yleisesti. Alkuosassa esitellään myös aurinkosähköä koskevat lait ja asetukset sekä haettavissa olevat avustukset. Työssä käydään läpi aurinkosähköjärjestelmän komponentit sekä niihin liittyvää teknologiaa. Tarkoituksena on antaa lukijalle kokonaiskäsitys kaikista aurinkosähköjärjestelmän hankinnan toimenpiteistä. Työssä selvitetään myös asennuskulman ja -suunnan vaikutus sähköntuotantoennusteisiin. Tampereella olemassa olevat aurinkosähköjärjestelmät esitellään, sekä tutkitaan niiden toteutuneita tuottoja ennustettuihin tuotantomääriin.

Taloudellisessa tarkastelussa selvitetään pienten sekä suurten mikrotuotantolaitosten takaisinmaksuajat. Kannattavuustarkasteluissa tehdään oletuksia ostosähkön hinnan kehittymisestä hankittavan järjestelmän elinkaaren aikana, sillä kannattavuus riippuu korvattavan ostosähkön hinnasta. Laskelmissa tarkastellaan myös ylijäämäsähkön vaikutuksia kannattavuuteen. Työn loppuosassa tutkitaan laajamittaisen aurinkosähköntuotannon vaikutusta Tampereen Sähkölaitos Oy:n teho- ja energiataseeseen.

Pienimuotoiset aurinkosähköjärjestelmät ovat vielä toistaiseksi yksittäisiä yksityishenkilöiden omistamia järjestelmiä sekä yritysten lähinnä imago- tai pilottikohtaisissa hankkimia järjestelmiä. Järjestelmien hintojen vuotuisen laskun ollessa 10 % luokkaa ja sähkön hinnan kasvaessa on järjestelmistä kuitenkin tullut jo kannattavia ja niiden voidaan olettaa lisääntyvän nopeasti seuraavan vuosikymmenen aikana. Myös verkkoon liittäminen selkiytyminen sekä prosessin helpottuminen tulee kasvattamaan aurinkosähkön määrää verkossa. Ellei lainsäädännön muutoksella siirrytä sähkön nettolaskutukseen tai muuhun tukimuotoon, jossa ylijäämäsähköstä saatava korvaus on edes lähellä ostosähkön kokonaishintaa, ei järjestelmän ylimitoittaminen kannata.

Koko Tampereen alueen aurinkosähköpotentiaalın hyödyntämisellä ei saataisi tuotettua Tampereen Sähköverkko Oy:n alueen tehontarvetta edes kesän huipputunteina. Alueen vuotuisesta sähköenergiatarpeesta saataisiin kokonaispotentiaali hyödyntämällä tuotettua noin 12 %.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

PAAVOLA, MINNA: Potential of grid-connected photovoltaic power systems in Tampere.

Master of Science Thesis, 94 pages, 0 Appendix pages

June 2013

Major: Power systems and market

Examiners: Professor Seppo Valkealahti and University Lecturer Aki Korpela

Keywords: solar photovoltaic, micro-generation, distributed generation, one phase electricity production, interconnection

Distributed power generation based on renewable energy technologies have an increasingly important role due to the EU climate strategy. One of the targets is to increase micro-generation in the grid. Obstacles for utilizing small-scale solar power generation are considered to be economically unprofitable systems, citizen's lack of knowledge and unformed procedures of interconnection which differ between electricity network companies. In this Master of Science thesis procedures of interconnections are presented. In addition, the potential of solar electricity in the Tampere region is under study.

The focus of this thesis is on micro-scale photovoltaic electricity generation, which is connected to public distribution network and is primarily meant for private use at the customer's installations. In the beginning of this thesis the potential of solar power in Finland's climate conditions is discussed and estimation of annual electric energy production is given. In addition, the laws and regulations related to micro-generation plants are introduced. This thesis presents all the components of the solar power system. Thesis investigates effects of tilt angle and azimuth angle to the power production. As a result, reader should get a general view of all actions that need to be done when becoming a solar power producer. The photovoltaic (PV) power plants at Tampere region are presented and their energy productions are compared to predictions.

In the economic survey, payback times for various sizes of solar micro-generation power plants are calculated. The profitability of PV power plant is highly related to the development of electricity prices. In addition, the effect of excess electricity to profitability is also investigated. Finally, it is also estimated how large-scale solar electric power production affects the balance of power and energy in the network of Tampereen Sähköverkko Ltd.

Small-scale PV systems are usually owned by private people or companies. Citizens who have utilized solar power plants have been keen on environmental friendliness and usually are more or less do-it-yourself persons. Companies have mainly started pilot programs or used solar power plants for boosting their environmentally-friendly image.

Prices of the PV systems have annually decreased approximately 10 %. At the same time electricity price has increased. Due to these reasons PV systems have become more profitable. In addition, procedures of interconnecting solar power plants to the grid are being harmonized. Therefore, growth in the number of the solar power plants in Finland can be predicted. Oversizing the solar power systems is not profitable unless the legislation ensures higher price for produced excess electricity.

Even in the case where all the solar power potential of Tampere would be utilized, power consumption of the Tampereen Sähköverkko Ltd. area could not be supplied even in summer peak hours of production. With the full potential utilized, solar energy production could be 12 % of the Tampere regions annual electrical energy.

ALKUSANAT

Tämän diplomityön tarkoituksena oli selvittää pienimuotoisen aurinkosähkötuotannon potentiaali Tampereella sekä edistää aurinkosähkön käyttöönottoa tamperelaisten keskuudessa. Työ tehtiin syksyn 2012 ja kevään 2013 aikana osana RESCA-hanketta.

Paljasjalkaisena tamperelaisena osallistuminen oman kotikaupungin ilmasto- ja energiavoitteiden toteuttamiseen oli erittäin mielenkiintoista ja palkitsevaa. Haluankin kiittää ECO₂-hanketta ja etenkin projektiasiantuntija Jari Jokista tästä mahdollisuudesta. Lisäksi haluan kiittää Tampereen Sähkölaitos Oy:n kehitysjohtajaa Mika Pekkistä rakentavasta palautteesta sekä ajatusteni eteenpäin viemisestä.

Työn tarkastajia professori Seppo Valkealahtea sekä yliopistonlehtori Aki Korpelaa haluan kiittää saamastani ohjauksesta. Unohtumattomista opiskeluvuosista ja lukuisista opettavaisista Voltti-tunneista kiitokset kuuluvat Laskupiirille. Kiitän myös vanhempiani saamastani tuesta tällä pitkällä koulutaipaleellani. Aivan lopuksi haluan kiittää Mikkoa ehtymättömästä ymmärryksestä myös tämän työn aikana.

Tampereella 13.05.2013

Minna Paavola

SISÄLLYS

1	JOHDANTO	1
1.1	Työn tausta	1
1.2	Työn tavoitteet ja rakenne	3
2	AURINKOSÄHKÖ SUOMESSA	4
2.1	Olosuhteet ja niiden vaikutukset	4
2.2	Energiantuotanto-odotukset	7
2.3	Lait ja asetukset	10
2.3.1	Sähköntuotantolaitoksen liittäminen ja sähkön siirto verkkoon	10
2.3.2	Verovelvollisuus	11
2.3.3	Mittausvelvollisuus	11
2.3.4	Asetus rakennusten energiatehokkuudesta	12
2.3.5	Tarvittavat luvat	12
2.4	Avustukset	12
3	AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄT	15
3.1	Aurinkopaneelit	15
3.1.1	Tarjonta markkinoilla	19
3.1.2	Kehityssuunnat	21
3.2	Verkkoon kytkennän laitteet	22
3.2.1	Invertterit	23
4	TOTEUTUS	28
4.1	Katolle ja seiniin asennettavat järjestelmät	28
4.1.1	Pienet mikrotuotantolaitokset	30
4.1.2	Suuret mikrotuotantolaitokset	31
4.2	Integroidut järjestelmät	33
4.3	Järjestelmän mitoitus	34
4.3.1	Järjestelmän mitoittaminen omakotitalossa	35
4.3.2	Katto- vai seinäasennus	39
4.4	Verkkoon kytkentä	43
4.4.1	Yleiset säännökset	45
4.4.2	Suojaus	46
4.4.3	Mittaus	48
4.5	Mikrotuotannon lisääntymisen vaikutuksia	49
4.5.1	Vaikutuksia pientuottajaan	50
4.5.2	Ylijäämäsähkön problematiikka	50
4.5.3	Vaikutukset sähkön myyntiyhtiöiden näkökulmasta	51
4.5.4	Vaikutukset verkkoyhtiön kannalta	52
4.6	Asennetut järjestelmät	53
4.6.1	Aurinko-Tuulia	54

4.6.2	Lantti	57
4.6.3	Hervanta.....	58
4.6.4	Lielähti	60
4.6.5	Luhtaan päiväkoti	60
4.6.6	Nekala	61
4.6.7	Cargotec	62
5	TALOUDELLINEN TARKASTELU	64
5.1	Kannattavuustarkastelun laskentamenetelmät	64
5.1.1	Takaisinmaksuajan menetelmä	64
5.1.2	Nykyarvomenetelmä	65
5.1.3	Laskennassa käytettävät lähtöarvot	65
5.2	Pienet mikrotuotantolaitokset.....	68
5.2.1	1,2 kW ja 2,0 kW järjestelmä	69
5.2.2	Ylimoitettu 8 kW järjestelmä	72
5.3	Suuret mikrotuotantolaitokset	74
6	TAMPEREEN KOKONAISPOTENTIAALI.....	78
6.1	Lähtöarvot	78
6.2	Tehohiippu	79
6.3	Energiantuotanto	81
7	YHTEENVETO	84
	LÄHTEET.....	87

LYHENTEET JA MERKINNÄT

a-Si	Amorfinen pii, (engl. Amorphous Silicon)
Aurinkopaneeli	Aurinkokennoista koostuva laite, joka muuttaa Auringon säteilyenergiaa sähköenergiaksi.
c-Si	Kiteinen pii, (engl. Crystalline Silicon)
CdTe	Kadmiumtelluridi, (engl. Cadmium Telluride)
CENELEC	Eurooppalainen sähköalan standardoimisjärjestö, (engl. European Committee for Electrotechnical Standardization)
CIGS	Kupari-indium-gallium-diselenidi (engl. Copper Indium Gallium Diselenide)
CIS	Kupari-indium-diselenidi (engl. Copper Indium Diselenide)
E-luku	Rakennuksen energian kokonaiskulutus. Lasketaan neliometriä kohden. Se on ostoenergiankulutuksen ja energiamuotokertoimen tulo.
ELY-keskus	Elinkeino-, liikenne-, ja ympäristökeskus
EMV	Energiamarkkinavirasto
Energiamuotokerroin	E-luvun laskennassa käytettävä kerroin, joka kuvaa energiamuodon luonnonvarojen käyttöä.
ENTSO-E	Eurooppalainen kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö, (engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EPIA	Euroopan aurinkosähköteollisuuden järjestö, (engl. The European Photovoltaic Industry Association)
EU	Euroopan unioni
Huipunkäyttöaika	Energian tuotantolaitoksen vuosituotanto suhteessa nimellistehoon.
LoM	Tilanne, jossa verkon jännite katoaa, (engl. Loss of Mains)
MPP	Maksimitehopiste (engl. Maximum power point)
MPPT	Maksimitehopisteen seuranta (engl. Maximum power point tracking)
NOC	Aurinkokennon normaaliolosuhteet, (engl. Normal Operating Conditions)
Nollaenergiatalo	Rakennuksen vuotuinen kokonaisenergiankulutus on nolla eli tuotetun uusiutuvan energian ylijäämä on sama kuin energiaverkosta käytetyn energian määrä.
pn-liitos	Kahden puolijohteen liitos, jonka seurauksena syntyy tyhjennysalue, jossa ei ole liikkuvia varauksenkuljettajia. Liitos ohjaa valosähköisen ilmiön vapauttamat varauksenkuljettajat ulkoiseen piiriin.
Rane	Rakentamisen ja asumisen energianeuvonta

RESCA	Suurten kaupunkien uusiutuvat energiaratkaisut ja pilotit, (engl. Renewable Energy Solution in City Areas)
Smart Grids	Älyverkko, joka sisältää mittausta, säätöä ja ohjausta siten, että esimerkiksi hajautetun tuotannon verkkoon liittäminen, energian säästö ja energiatehokkuus ovat energian siirrossa ja jakelussa mahdollisia
SPOT-hinta	Vaihdettavan hyödykkeen kyseisen hetken hinta välittömästi tapahtuvalle vaihdolle.
STC	Aurinkokennon standardiolosuhteet, (engl. Standard Test Condition)
Säteilyintensiteetti	Pinnalle saapuvan sähkömagneettisen säteilyn teho pinta-alayksikköä kohti
Tekes	Teknologian ja innovaatioiden kehittämiskeskus
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
Uusiutuva energia	Energiaa, jota saadaan energialähteistä, jotka eivät pitkällä aikavälillä vähene. Ei lisää ilmakehän hiilidioksidipitoisuutta.
Valosähköinen ilmiö	Ilmiö, jossa auringon säteilyenergia muuttuu varauksenkuljettajien liike-energiaksi.
Ylijäämä sähkö	Kulutusta suurempi tuotanto, jonka erotus siirretään sähköverkkoon.
Älyverkko	Kaksisuuntaisia energia- ja tietovirtoja, joilla muun muassa ohjataan energiankulutusta sekä tasataan kulutuspiikkejä.
α	Kallistuskulma
A	Aurinkopaneelin pinta-ala
AM	Ilmamassa (engl. Air Mass)
β	Suuntakulma
G	Säteilyintensiteetti
η	Hyötysuhde
I_{MPP}	Virta maksimitehopisteessä
I_{sc}	Oikosulkuvirta (engl. Short-circuit current)
P_{MPP}	Teho maksimitehopisteessä
P_{nim}	Nimellisteho
S	Aurinkovakio
T_c	Kennon lämpötila
t_h	Huipunkäyttöaika
V_{oc}	Tyhjäkäyntijännite (engl. Open-circuit voltage)
V_{MPP}	Jännite maksimitehopisteessä
W_{an}	Vuoden aikana tuotettu energia
W_p	Aurinkopaneelin nimellisteho (engl. Watt-peak)

1 JOHDANTO

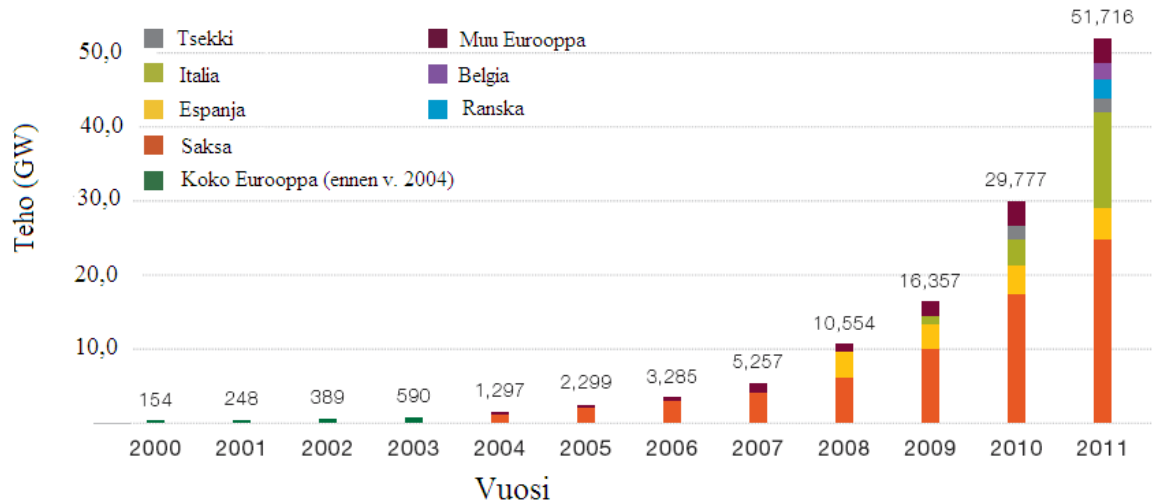
Tampereen seudun ilmastostrategian mukaan Tampereesta halutaan tehdä ilmastopoliitiikan edelläkävijä. Vuoteen 2030 mennessä aiotaan saavuttaa yli 40 %:n CO₂-päästövähennys vuoden 1990 tasosta asukasta kohden laskettuna. [1] Tavoitteiden saavuttamiseksi Tampereen kaupunki käynnisti vuonna 2010 ECO₂ Ekotehokas Tampere 2020 -hankkeen. ECO₂-hankkeen toteuttamisvaihetta vuosina 2010 - 2012 tuki Suomen itsenäisyyden juhluvuoden rahasto Sitra. [2]

Tämä työ on tehty osana RESCA -hanketta, jossa ECO₂ on mukana. RESCA on Suomen suurimpien kaupunkien yhteishanke. Tavoitteena on saada aikaan uusiutuvan energian pilottikohteita. Yksi hankkeen piloteista on aurinkoenergian tutkimus- ja kehityskokonaisuus. Tätä selvitystyötä rahoittaa RESCA-hankkeen rahoittajan Tekesin lisäksi myös Tampereen Sähkölaitos Oy.

1.1 Työn tausta

Aurinkoenergian läpimurto on tapahtunut jo muualla Euroopassa, mutta Suomi on vielä aurinkoenergian hyödyntämisen kehitysmaa. Vuotuinen maan pinnalle saapuva säteilyenergia on kuitenkin likimain yhtä suuri kuin Pohjois-Saksassa, jossa aurinkoenergiaa hyödynnetään laajalti varsinkin mikrotuotantona yksityisihmisten talojen katoilla. Saksan valtion tukipolitiikka on mahdollistanut nopean vuosittaisen kasvun tehden aurinkosähköstä kannattavan sähköntuotantomuodon. Aurinkosähköjärjestelmien hintojen laskiessa 10 - 15 % vuosivauhtia on aurinkosähkö tulossa kannattavaksi myös Suomessa.

Maailmanlaajuisesti aurinkosähkökapasiteettia oli vuoden 2011 lopussa asennettuna noin 70 GW. Tästä Euroopan osuus oli 52 GW. Vuoden 2011 aikana asennettiin verkkoon kytkettyjä järjestelmiä pelkästään Euroopan alueella 22 GW. Aurinkosähköstä onkin tullut vesi- ja tuulivoiman jälkeen kolmanneksi merkittävin uusiutuvan energian tuotantomuoto. Kasvun odotetaan jatkuvan nopeana ja pessimististenkin arvioiden mukaan maailman aurinkosähkökapasiteetti on vuonna 2016 208 GW. Vuonna 2020 arviolta 4 - 6 % Euroopan sähkön tarpeesta tuotetaan aurinkosähköllä. Kuvassa 1.1 näkyy Euroopan aurinkosähkökapasiteetin kasvu vuodesta 2000 alkaen. [3]



Kuva 1.1. Euroopan aurinkosähkön kumulatiivinen kokonaiskapasiteetti vuosina 2000 - 2011 [3].

Aurinkoenergian yleistymistä edistävät Euroopan unionin tavoitteet uusiutuvan energian lisäämisestä sekä kasvihuonekaasupäästöjen vähentämisestä. Aurinkoenergia korvaa yhä suuremmissa määrin fossiilisilla polttoaineilla tuotettua sähköenergiaa. Muita tekijöitä, jotka ajavat kohti hajautettua mikrotuotantoa, ovat muun muassa sähköntuotannon omavaraisuus, ilmainen, kotimainen ja loppumaton primäärienergia sekä saasteettomuus. Aurinkosähköjärjestelmät ovat myös luotettavia ja pitkälle automatisoituja. Myös käyttökustannukset ovat lähes olemattomat. [4]

Lisäksi EU ja Suomi edistävät rakentamisalan sääntelyn kautta uusien rakennusten energiatehokkuutta siten, että kaikki vuonna 2020 rakennettavat rakennukset olisivat lähes nollaenergiarakennuksia. Heinäkuussa 2012 voimaan astunut uusi rakentamismääräyskokoelman mukainen ostoenergiaperusteinen energiatehokkuuslaskenta ohjaa kuluttajia tuottamaan energiaa kiinteistöissä myös silloin, kun sen tuottaminen ei ole edullisinta. [5]

Sähkön reaaliaikaiseen kulutuslaskutukseen siirtyminen helpottaa laajamittaisen verkkoon kytketyn mikrotuotannon lisääntymistä. Tampereen Sähköverkko Oy on vaihtanut yli 100 000 sähkömittaria kaukoluettaviksi kulutusmittareiksi. Mittareita ei enää käydä lukemassa kerran vuodessa kulutuskohteessa, vaan kulustiedot päivittyvät automaattisesti Sähkölaitoksen mittaustietokantaan. Näin saadaan tuntikohtainen mittaus-tieto jokaiselta asiakkaalta. [6] Kun kulutuspaikka myös syöttää sähköä verkkoon, ohjelmoidaan mittarit mittamaan kahdensuuntaista sähkön siirtoa.

Aiemmin verkkoon kytkettyjä aurinkosähköjärjestelmiä on rakennettu pääasiassa niissä maissa, joissa valtio tukee aurinkosähkön tuottajia, sillä aurinkosähkön hinta ei ole ollut kilpailukykyinen perinteisten sähkön tuotantotapojen kanssa. [7] Järjestelmät ovat halventuneet ja Etelä-Euroopassa aurinkosähkö on saavuttanut kilpailukykyisen aseman sähkömarkkinoilla. On ennustettu, että vuoteen 2020 mennessä suuressa osassa Eurooppaa aurinkosähkön hinta olisi kilpailukykyinen. [3] Suomessa aurinkosähkön hinta voisi saavuttaa kilpailukykyisen aseman vuoteen 2030 mennessä.

Verkkoon kytketyn pientuotannon lisääntyminen hajautetusti lähelle kulutuspiisteitä muuttaa koko sähköverkon toimintaa. Säteilteisesti käytetty verkko on rakennettu yksisuuntaista tehonsiirtoa ajatellen suurilta tuotantoyksiköiltä kohti kulutusta. Hajautetun tuotannon vuoksi tehoa siirtyy nyt myös toiseen suuntaan. Tällä hetkellä verkkoyhtiöt elävät murrosvaihetta, kun hajautetun tuotannon kasvu aiheuttaa muutospaineita koko verkon toimintatapojen muuttumiselle sekä älyverkkojen kehittämiseksi.

1.2 Työn tavoitteet ja rakenne

Työn tavoitteena on arvioida aurinkosähkön potentiaalia Tampereella sekä kootusti kuvata aurinkosähköjärjestelmän toimintaa, verkkoon kytkentää sekä tuotantoennusteita. Työssä lasketaan myös aurinkosähköjärjestelmän investointikustannukset ja takaisinmaksuajat, sekä verrataan tuloksia aiempiin selvityksiin. Tämä selvitystyö voi toimia myös tietoisena tamperelaisille, jotka haluavat ryhtyä tuottamaan itse saasteetonta sähköenergiaa loputtomasti saatavilla olevasta auringon säteilyenergiasta.

Tässä työssä tarkastellaan vain enintään 50 kVA:n kiinteästi asennettuja, kiinteistökohtaisia jakeluverkkoon liitettäviä aurinkosähköjärjestelmiä, jotka ensisijaisesti syöttävät kiinteistön omia kuormia. Tuotantolaitokset ovat rinnan kulutuskohteen kanssa. Pääasiassa liityntäpiste kuluttaa enemmän kuin mitä se tuottaa eli verkkoon syöttö on satunnaista. Tämän kokoluokan järjestelmiä kutsutaan mikrotuotannoksi. Mikrotuotanto kuuluu myös pientuotantoluokkaan, johon luokitellaan kaikki enintään 2 MVA laitokset. Pientuotantoyksiköille on tyypillistä, että ne ovat hajautettuna ja sijaitsevat lähellä kulutuspiisteitä.

Tämän diplomityön tarkoituksena on selvittää aurinkosähkön nykytilaa Suomessa ja erityisesti Tampereella. Luvussa kaksi esitellään aurinkosähkön tuotantoon vaikuttavia tekijöitä sekä näiden perusteella odotettavissa olevia tuotantomääriä. Luvussa esitellään myös mikrotuotantokokoluokkaa koskevat lait ja asetukset sekä haettavissa olevat avustukset. Luvussa kolme käydään läpi aurinkosähköjärjestelmien komponentit sekä niiden nykytarjonta.

Luvussa neljä perehdytään aurinkosähköjärjestelmän hankinnan käytännön toimiin järjestelmän hankinnasta ja sijoituspaikkavalinnasta verkkoon kytkentään. Luvussa käydään läpi myös mikrotuotannon lisääntymisen vaikutuksia. Loppuosassa lukua esitellään Tampereella sijaitsevia aurinkosähkökohteita sekä niiden toteutuneita tuotantotietoja. Viidennessä luvussa tarkastellaan aurinkosähköjärjestelmiä taloudelliselta kannalta. Luvussa tutkitaan erikokoisten järjestelmien kannattavuutta eri tulevaisuusskenaarioita käyttäen. Luvussa kuusi tarkastellaan aurinkosähkön kokonaispotentiaalia Tampereella sekä laajamittaisen aurinkosähkötuoannon vaikutuksia Tampereen Sähkölaitos Oy:n teho- ja energiataseeseen.

2 AURINKOSÄHKÖ SUOMESSA

Aurinkosähköllä tarkoitetaan tässä työssä sähköenergiaa, joka on tuotettu auringon säteilyenergian avulla valosähköistä ilmiötä hyödyntäen. Valosähköisellä ilmiöllä tarkoitetaan sähköisiä muutoksia valolle altistetussa kappaleessa [8]. Yksinkertaisuudessaan voidaan ajatella aurinkosähkön syntyvän siten, että auringon säteilyn fotonit luovuttavat osan energiastaan aurinkopaneelimateriaalissa oleville elektroneille, joiden kasvanut energia pystytään aurinkokennon rakenteen ansiosta hyödyntämään sähköenergiana. Sähköntuotantoprosessi on itsessään melko yksinkertainen, mikä tarkoittaa suurta käytövarmuutta sekä vähäistä huoltotarvetta.

Aurinkosähkön lyömättömiä etuja ovat päästöttömyys, uusiutuvuus, hyvin alhaiset käyttökustannukset sekä pitkä käyttöikä. Aurinkoenergian ajatellaan kuitenkin olevan kannattamatonta Suomessa pohjoisen sijainnin vuoksi. Pitkä talvi ja lyhyt kesä ei ole paras mahdollinen kombinaatio aurinkosähkön tuotannon kannalta. Maan pinnalle saapuva vuotuinen auringon säteilyenergia on Suomessa kuitenkin likimain yhtä suuri kuin Pohjois-Saksassa. Säteilyintensiteettiolosuhteet eivät siis ole este aurinkosähkön hyödyntämiselle Suomessa. [8]

Aurinkosähkö eroaa monin tavoin perinteisistä sähköntuotantomuodoista. Aurinkovoimalat ovat yleensä hajautettuja ja sijaitsevat lähellä kulutuspaikkoja. Ne ovat kooltaan ja nimellisteholtaan pieniä. Aurinkosähkölle ominaista on myös tuotannon suuri ajallinen vaihtelu. Ajallinen vaihtelu on Suomen sähkönkulutuksen vaihtelun kanssa päinvastainen, sillä aurinkosähkön saatavuus on pienintä silloin, kun sähkön tarve on suurinta.

Suomen olemattoman tukipolitiikan sekä ihmisten ennakkoasenteiden vuoksi aurinkosähkö ei ole yleistynyt kuten muualla Euroopassa. Aiemmin aurinkosähköjärjestelmiä on kytketty lähinnä kesämökeille, veneisiin ja muihin kohteisiin, jotka ovat olleet yleisen sähköverkon ulkopuolella. Järjestelmien hintojen pienentyessä alkavat myös kaupunkialueella sijaitsevat verkkoon kytketyt järjestelmät yleistyä.

Tällä hetkellä suurin osa Suomessa asennetusta 7-10 MW kokonaiskapasiteetista on yleisen sähköverkon ulkopuolella sijaitsevia kohteita [9]. Saksassa oli vuoden 2011 lopussa verkkoon kytkettyä aurinkosähkökapasiteettia 303 W asukasta kohti, kun sama luku oli Suomessa 0,2 W. Ruotsissa asennettua aurinkosähkökapasiteettia asukasta kohden oli 1,6 W, Belgiassa 184 W, Slovakiassa 85 W ja Iso-Britanniassa 14 W. [3]

2.1 Olosuhteet ja niiden vaikutukset

Aurinkosähköä tuotetaan aurinkopaneelilla, jotka koostuvat sarjaankytketyistä aurinkokennoista. Aurinkopaneelista saatavaan ulostulotehooon vaikuttaa oleellisesti au-

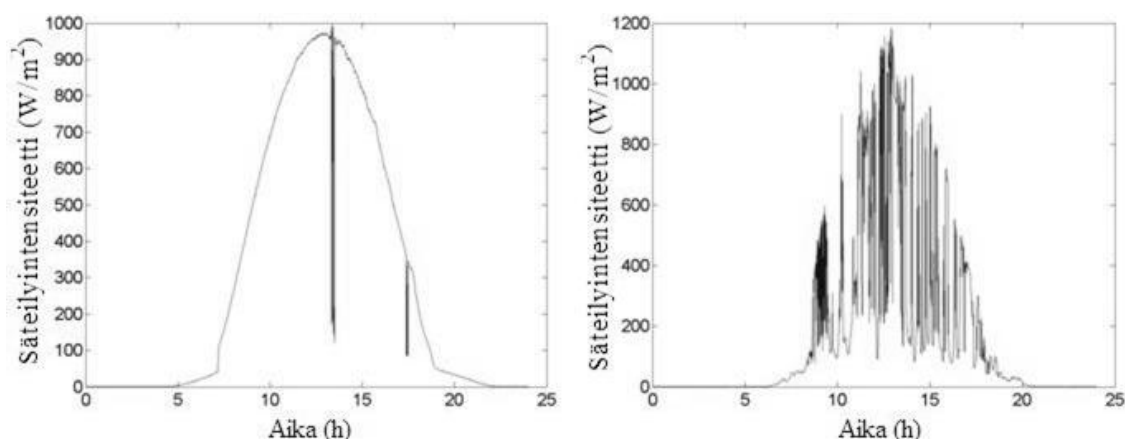
ringon säteilyn intensiteetti eli teho pinta-alaa kohden. Myös paneelin kohtauskulma sekä paneelin lämpötila ovat tuotantoon vaikuttavia tekijöitä. Paneelin lämpötilan kasvu vaikuttaa epäedullisesti paneelin toimintaan, joten Suomen Etelä-Eurooppaa viileämmät olosuhteet ovat tältä kannalta suotuisat. Paneelit tulee asentaa siten, että ilma pääsee kiertämään niiden alitse huolehtien jäähtymisestä. Säteilyn ja paneelin kohtauskulma riippuu paneelin suuntakulmasta β sekä kallistuskulmasta α . Pohjoisella pallonpuoliskolla optimisuuntaus on etelään ja suuntakulma kertoo, kuinka monta astetta suuntaus poikkeaa etelästä. Suomen leveyspiirillä auringon säteily saapuu pinnalle vinosti, eri kulmassa eri vuodenaikaan. Kiinteästi asennettujen paneelien optimikallistuskulma Tampereella on noin 42° vaakatasoon nähden. Kuvassa 2.1 havainnollistetaan suunta- ja kallistuskulmaa.



Kuva 2.1. Paneelin kallistuskulma α sekä suuntakulma β [10].

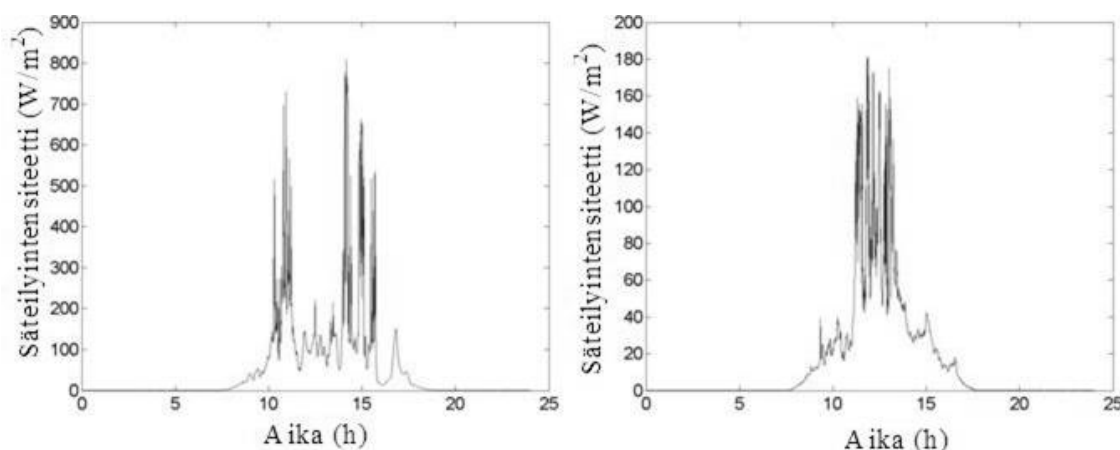
Säteilyintensiteetti G eli teho pinta-alaa kohti on kirkkaana kesäpäivänä maan pinnalla parhaimmillaan noin 1000 W/m^2 . Aurinkovakiolla S , jonka arvo on noin 1367 W/m^2 , tarkoitetaan auringon säteilyintensiteettiä maan etäisyydellä auringosta. Ilmakehään saapuessaan intensiteetti kuitenkin heikkenee, kun säteily vuorovaikuttaa ilmamolekyylien kanssa. Maan pinnan saavuttama säteilyintensiteetti vaihtelee maantieteellisen sijainnin mukaan. Suurinta se on päiväntasaajalla, mutta myös Tampereella voidaan saavuttaa lähes 1000 W/m^2 säteilyintensiteetin arvoja. [8]

Kun tuotantolaitos on optimaalisesti asennettu ja kytketty, on tuotetun tehon määräävin tekijä säteilyintensiteetti. Kesällä säteilyintensiteetti on suurempi kuin talvella ja aurinkoisella säällä suurempi kuin pilvisellä. Kuvassa 2.2 nähdään säteilyintensiteetin käyttäytymistä aurinkoisena sekä pilvisenä päivänä. Vasemmanpuoleisesta kuvasta havaitaan, että pilvi on osunut auringon ja mittauskohteen väliin vain muutaman kerran päivän aikana. Oikean puoleisesta kuvasta puolestaan nähdään, että aurinko on käynyt pilvessä useita kertoja. Kuvasta myös havaitaan, että pilvisenä päivänä on saatu hetkellisesti suurempia säteilyintensiteettilukemia kuin aurinkoisena päivänä. Tämä johtuu siitä, että pilven väistyessä auringon tieltä, aiheuttavat pilven reunat heijastuksia ja säteilyintensiteetti on näin hetkellisesti suurempi kuin pilvettömältä taivaalta paistaessa.



Kuva 2.2. Pilvisyyden vaikutukset säteilyintensiteettiin kesällä 5.8.2006 ja keväällä 6.4.2007 [8].

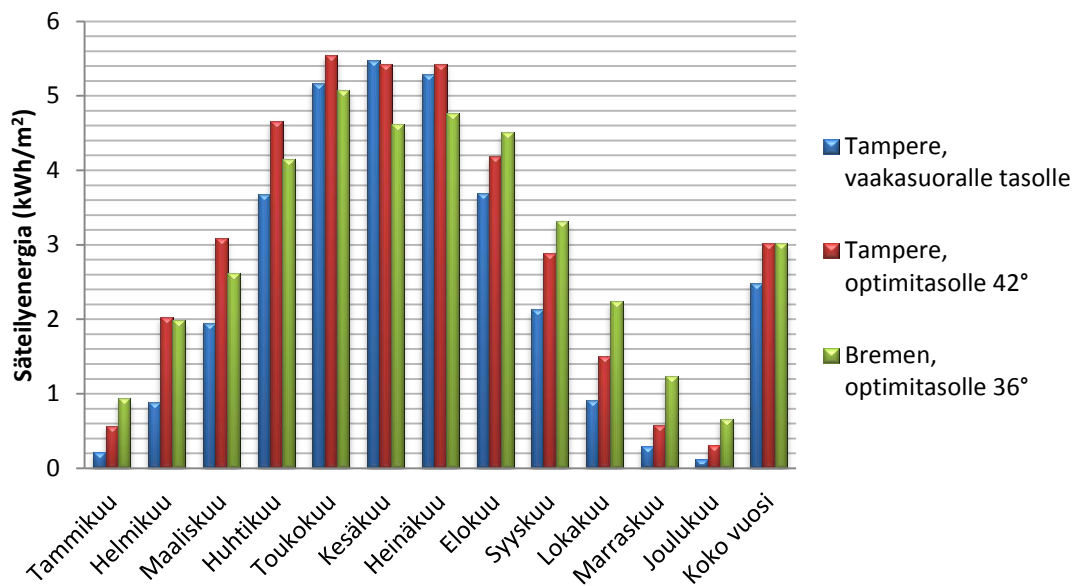
Kuvassa 2.3 nähdään puolestaan säteilyintensiteetin käyttäytyminen syys- ja talvivuorokauden aikana. Huomataan, että säteilyintensiteetin heikkenemisen lisäksi myös valoisa aika on huomattavasti lyhyempi kuin kuvassa 2.2. Paneelista saatavan tehon riippuessa säteilyintensiteetistä on myös tuotannon ajallinen vaihtelu suurta.



Kuva 2.3. Säteilyintensiteetti syyspäivänä 6.10.2006 ja talvipäivinä 12.2.2007 [8].

Kuvissa 2.2 ja 2.3 näkyvät säteilyintensiteettiarvot on mitattu siten, että säteily kohdistuu 45° kulmassa olevalle pinnalle esteettömästi. Esteettömyys onkin tärkeää, sillä varjostus vaikuttaa suuresti paneelista saatavaan tehoon. Aurinkopaneelin aurinkokennot on yleensä kytketty sarjaan, minkä vuoksi varjon osuessa pienelle osalle paneelia tippuu koko paneelin teho suuresti. Talvella paneelit on hyvä puhdistaa ajoittain lumesta, mutta usein vähäinen lumi ja jää sulavat pois paneelin lämpötilan noustessa säteilyn osuessa kennoille. Suomen ilman puhtaus on myös eduksi, sillä paneelit pysyvät ilmaan saasteista puhtaina paremmin kuin monissa muissa maissa.

Kuvassa 2.4 nähdään PVGIS-paikkatietojärjestelmällä laskettu keskimääräinen päivittäin neliömetrille saapuva säteilyenergia eri kuukausina Tampereella sekä Bremenissä Pohjois-Saksassa. Kuvasta nähdään erikseen myös Tampereella vaakasuoralle pinnalle sekä 42° optimikulmassa olevalle pinnalle saapuva säteily.



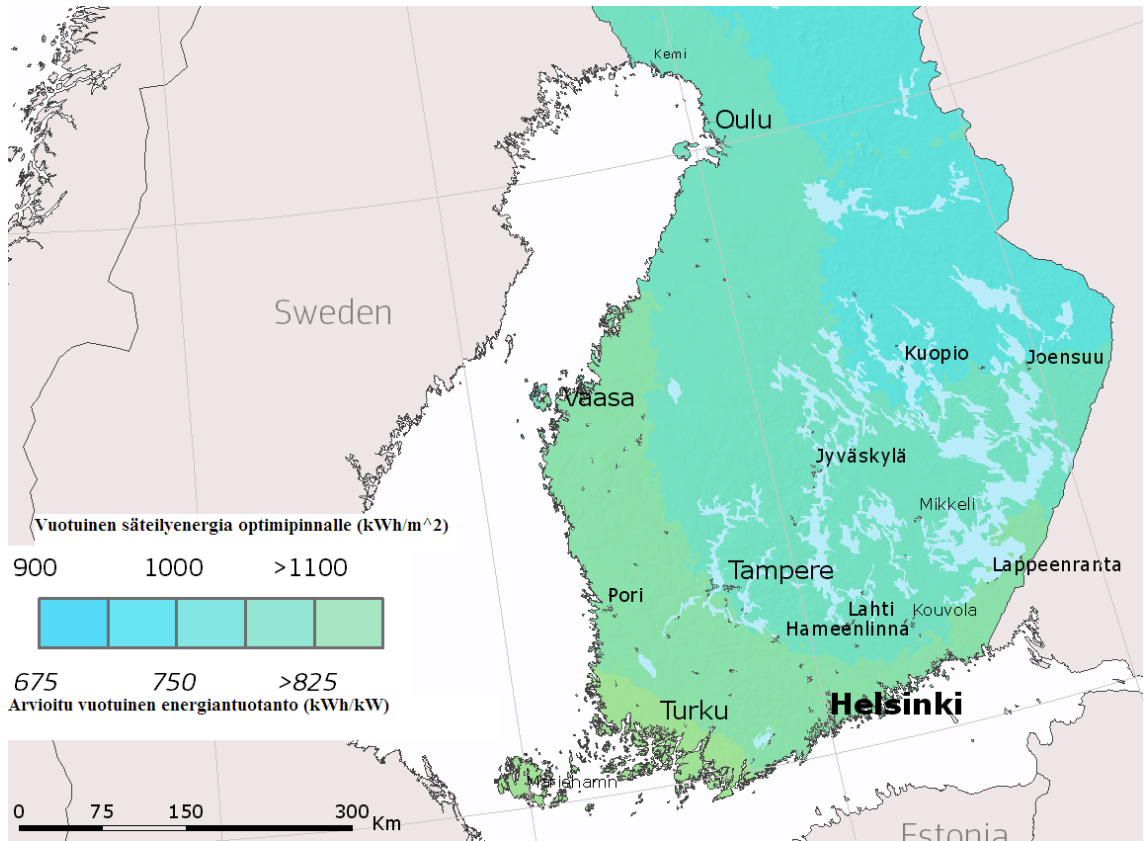
Kuva 2.4. Vuorokauden keskimääräinen säteilyenergia neliömetrille eri kuukausina Tampereella sekä Bremenissä.

Kuten kuvasta 2.4 nähdään, on vuotuinen optimipinnalle saapuva säteilyenergia Tampereella likimain yhtä suuri kuin Bremenissä. Elokuusta tammikuulle on päivittäinen säteilyenergia suurempi Bremenissä kuin Tampereella, mutta puolestaan maaliskuusta heinäkuulle saadaan Suomessa enemmän säteilyenergiaa. Kuinka paljon tästä optimitasoon saapuvasta säteilystä saadaan muutettua sähköenergiaksi optimisuuntaan asennetulla paneelilla, riippuu aurinkopaneelin hyötysuhteesta.

Tämän työn säteilyintensiteettiarvoina on käytetty 10 vuoden säteilykeskiarvoja. Sään vaihteluista johtuen voi kuukausittaiset säteilyenergiämäärät poiketa jopa kymmeniä prosentteja kuukausikeskiarvosta. Vuositasolla erot eivät ole niin suuret. Vuosittainen säteilyenergia neliömetrille on Etelä-Suomessa noin 900 - 1100 kWh. [11] [12]

2.2 Energiantuotanto-odotukset

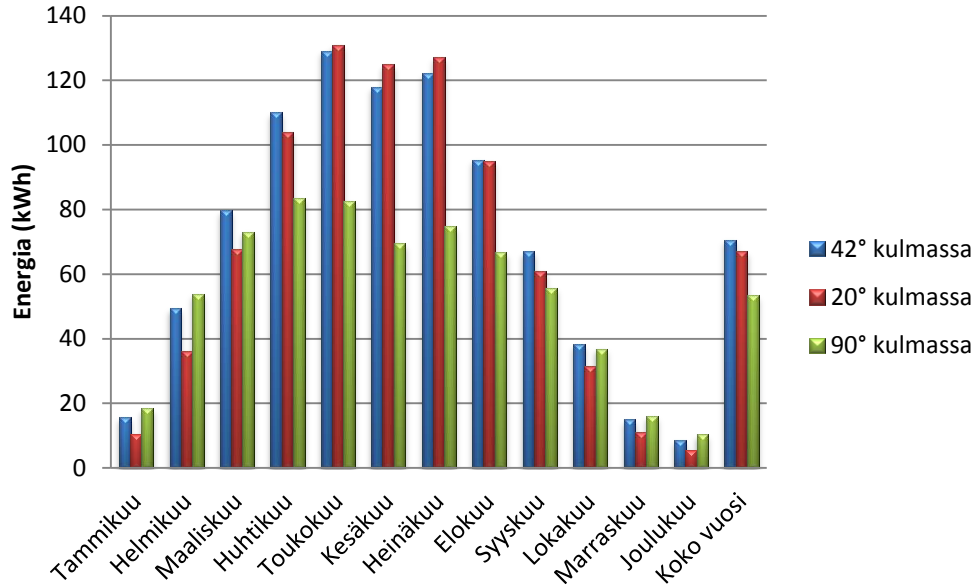
Aurinkoenergian saatavuuden maantieteelliseen arviointiin käytetään tässä työssä PVGIS-paikkatietojärjestelmää (engl. Photovoltaic Geographical Information Systems). PVGIS on Euroopan komission yhteisen tutkimuskeskuksen tarjoama ilmainen verkko-työkalu, jolla voidaan arvioida pinnalle kohdistuvaa säteilyenergiaa (kWh/m^2) sekä aurinkoenergian tuottoa (kWh/kW_p) eri kennomateriaaleilla. Suomen osalta ohjelma käyttää 10 vuoden säteilykeskiarvoja vuosilta 1981 - 1990. Kuvassa 2.5 näkyy vuotuinen säteilyenergia optimipinnalle. [12]



Kuva 2.5. Suomen vuotuinen säteilyenergia optimipinnalle sekä arvioitu vuotuinen energiantuotanto [12].

PVGIS-ohjelmaan määritetään aurinkosähköjärjestelmän maantieteellinen sijainti, kennotyyppi, nimellisteho, arvioidut kaapeleissa ja laitteissa tapahtuvat tehohäviöt sekä paneelien kallistus- ja suuntakulma. Ohjelman perusteella Tampereen Hervannassa etelään suunnattu 1 kW_p piikennopaneeli 42° asennuskulmassa tuottaa 848 kWh sähköenergiaa vuodessa. Sama paneeli 20° kulmassa tuottaa 804 kWh vuodessa. Vastaavat luvut 1 kW_p CdTe-ohutkalvopaneelille ovat 920 kWh ja 878 kWh. Ohjelma antaa optimikulmaksi Tampereella 42°. [12] Vuosituotannon voidaan siis olettaa Tampereella olevan parhaimmillaan noin 850 - 900 kWh/kW_p.

Kuvassa 2.6 nähdään arvioitu kuukausittainen tuotanto 1 kW_p piikenojärjestelmällä eri asennuskulmissa. Laskennassa oletetaan, että paneelit on asennettu etelän suuntaan. Laskennassa oletetaan tehoelektroniikan, kaapeleiden sekä paneelien pinnalla olevan lian tai lumen aiheuttavan 14 % tehohäviöt. [12]



Kuva 2.6. Arvioitu kuukausituotanto Tampereella nimellistehoaltaan 1 kW_p aurinkosähköjärjestelmälle paneelien eri kallistuskulmilla.

Kuten kuvasta 2.6 havaitaan tuottavat pystysuuntaan, esimerkiksi talon eteläseinään asennetut paneelit vuositasolla huomattavasti vähemmän energiaa kuin 20° kulmaan asennetut. Pystysuuntaan asennettaessa etuna on se, että paneelit hyödyntävät talvisin säteilyn paremmin auringon paistaessa matalalta. Tällöin paneelit eivät myöskään peity lumesta tai lehdistä. Kuvassa 2.6 esitetyt tuotantolukemat voivat talvikuukausien osalta toteutua 20 ja 42 asteen asennuskulmille vain siinä tapauksessa, että paneelit pidetään puhtaina lumesta. Suomen olosuhteissa aurinkopaneelien haluttaessa tuottavan myös talvella energiaa ilman huoltotoimenpiteitä, tulee asennus tehdä pystysuoraan.

Eri voimalaitostyyppien vertailuun voidaan käyttää esimerkiksi suuretta huipunkäyttöaika t_h . Huipunkäyttöaika t_h määritellään toteutuneen vuosituotannon W_{an} ja voimalan nimellistehon P_{nim} osamääränä

$$t_h = \frac{W_{an}}{P_{nim}}, \quad (1.1)$$

joten se kertoo, kuinka kauan voimala olisi toiminut nimellistehollaan vuosituotannon saavuttamiseksi. Ohjelman antamien tuotantotietojen perusteella on optimikulmaan asennetun aurinkosähkövoimalan huipunkäyttöaika Tampereella 850 - 920 h. Aurinkosähkövoimalan huipunkäyttöaika on verrattain pieni, sillä esimerkiksi ydinvoimala käy nimellistehollaan lähes kaikkina vuoden tunteina, joten sen huipunkäyttöaika on usein yli 8000 h. [8] Huipunkäyttöaika ei ole kovin hyvä suure asetettaessa voimaloita paremmuusjärjestykseen. On huomioitava, että investointikustannuksen jälkeen aurinkovoimalan käyttökustannukset ovat lähellä nollaa toisin kuin ydinvoimalan, jossa polttoaineen lisäksi on paljon muitakin kustannuksia. Puolestaan pientuulivoimalan tyypillinen huipunkäyttöaika Tampereella on noin 1500 - 2000 h keskituulennopeuden ollessa 4-5 m/s² [13].

Suomalaiset paneelitoimittajat antavat aurinkosähkövoimaloilleen yhtä suuria tuottoarvioita, kuin mitä PVGIS-ohjelmalla on laskemalla määritetty. On kuitenkin huomioitava, että ilmoitetut tuottoarviot ovat yleensä maksimituottoja ja ne on ilmoitettu optimikulmassa asennetuille järjestelmille. PVGIS-ohjelmalla saatujen tulosten mukaan katon suuntaisesti 20° kulmaan asennetun voimalan huipunkäyttöaika pienenee 800 h:iin. Luvussa 4.6 tarkastellaan Tampereella olemassa olevien aurinkosähkökohteiden toteutuneita tuottoja sekä lasketaan niille todelliset huipunkäyttöajat.

2.3 Lait ja asetukset

Suomessa sähkömarkkinat avattiin kilpailulle vuonna 1995, jolloin tuli myös voimaan sähkömarkkinalaki. Kaikki sähkökäyttäjät voivat vapaasti ostaa sähköenergiansa eri sähkönmyyjiltä. Sähköenergian myyntitoiminta on vapaata, eikä se edellytä toimilupaa. Sähköverkkotoiminta sen sijaan on säilytetty luvanvaraisena, niin sanottuna luonnollisena monopolitoimintana. [14]

Sähkömarkkinoita säädellään sähkömarkkinalailla sekä sen nojalla annetuilla säädöksillä. Lain edellyttämää verkkotoiminnan valvontaa ja muita viranomaistehtäviä varten perustettiin Sähkömarkkinakeskus, jonka nimi muuttui vuonna 2000 Energiamarkkinavirastoksi (EMV). Energiamarkkinaviraston tehtävänä on valvoa sähkömarkkinalainsäädännön noudattamista sekä edistää kilpailulle perustuvien sähkömarkkinoiden toimintaa. [14]

Luonnollisen monopoliasemansa vuoksi sähköverkkoyhtiöille sallitaan vain kohtuullinen tuotto. EMV valvoo siirtohinnoittelua säännöllisesti koskien kaikkia sähköyhtiöitä. EMV tarkastaa aina kunkin neljän vuoden valvontajakson päätyttyä, ovatko yhtiöiden asiakkailta perimät verkkomaksut olleet viraston ennalta vahvistamien menetelmien ja sähkömarkkinalain mukaisia. Jos valvontajakson aikana sähköyhtiön verkkomaksuilla keräämä tuotto ylittää kohtuullisen tason, täytyy verkkoyhtiön palauttaa ylituotto asiakkaille alentamalla siirtohintoja seuraavan valvontajakson aikana. [14]

2.3.1 Sähköntuotantolaitoksen liittämisen ja sähkön siirto verkkoon

Sähkömarkkinalain 9 §:ssä sanotaan, että verkonhaltijan tulee pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liittää verkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähköntuotantolaitokset toiminta-alueellaan. Sähköverkkoyhtiöllä on siis liittämisvelvollisuus. Liittämistä koskevien ehtojen ja teknisten vaatimusten tulee olla tasapuolisia sekä syrjimättömiä. Verkonhaltijan tulee julkaista liittämistä koskevat tekniset vaatimukset. Verkonhaltijan tulee antaa liittyjälle tämän pyynnöstä kattava ja riittävän yksityiskohtainen arvio liittymiskustannuksista. [15]

Pienimuotoisen tuotannon liittymismaksuun ei saa sisällyttää sähköverkon vahvistamisesta aiheutuvia kustannuksia [15]. Liittymispisteen taakse asiakkaan kiinteistöverkkoon tarvittavista vahvistuksista ja aiheutuvista kustannuksista vastaa tuottaja. Jos tuotantolaitoksen liittämisestä aiheutuu muutoksia verkon suojaukseen, vastaa pientuottaja näistä kustannuksista. [16]

Kenellä tahansa on oikeus siirtää sähköenergiaa verkkoon, kun tuotantolaitoksen liityntä ja mittaus täyttävät niille asetetut vaatimukset ja kun tuottajalla on ostaja verkkoon siirtämälleen sähkölle. Verkkoon siirretty sähkö on tässä työssä määritelty ylijäämä-sähköksi, mikä ei kulu kiinteistön omissa kulutuskohteissa. Ylijäämä-sähkö on yleensä erittäin vähäistä ja ajalliselta vaihtelultaan arvaamatonta, joten tuotannolle voi olla hankala löytää ostajaa. [16]

Nykyisten sopimusehtojen mukaan verkkoon syöttö tulisi siis estää, jos sähkölle ei löydy ostajaa. Verkonhaltija usein joustaa tässä asiassa antamalla mikrotuottajan syöttää ylijäämä-sähkönsä verkkoon, kunnes tuottaja löytää markkinakumppanin tai asia ratkeaa esimerkiksi lainsäädännön muutoksella. [17]

Sähkömarkkinalain §:n 14 b mukaan jakeluverkossa sähkön tuotannolta veloitetavilla siirtomaksuilla tulee kattaa suhteellisesti pienempi osuus sähköverkon kustannuksista kuin sähkön kulutukselta perittävillä siirtomaksuilla [15]. Valtioneuvoston asetus sähkömarkkinoista tarkentaa tätä lakia asettamalla, ettei jakeluverkon yksittäiseen liittymään sijoittuvalta sähköntuotannolta veloitettava siirtomaksu saa ylittää vuodessa keskimäärin 0,07 c/kWh. Kohteilta, joiden tuotantoa ei myydä markkinoille, ei voida periä tuotannon siirtomaksua eikä maksua tuotannon mittauksesta. [18]

2.3.2 Verovelvollisuus

Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta säätää, että oman tuotannon sähköveroista ja huoltovarmuusmaksuista on vapautettu ne tuottajat, joiden voimalaitoksen nimellisteho on enintään 50 kVA [19]. Tämä 5 § momentti tuli voimaan 1.1.2011. Aiemmin sähköveroista oli vapautettu vain pientuottajat, jos sähköä ei syötetty verkkoon.

Sähkön arvonnlisäveron suuruus on 24 %. Sähkön myyjä ei ole arvonnlisäverovelvollinen, jos tilikauden liikevaihto on enintään 8 500 euroa. Arvonnlisäverotuksen piiriin voi hakeutua, vaikka liikevaihto olisi pienempi. Tällöin tuottaja voi vähentää liiketoimintaansa liittyvistä hankinnoista arvonnlisäveron. [20] Tässä työssä käsiteltävien voimaloiden kokoluokassa ei kuitenkaan sähköä pääsääntöisesti myydä verkkoon. Ylijäämä-sähköstä voi kuitenkin saada pienen korvauksen, jolloin arvonnlisäveroa ei tarvitse yleensä maksaa.

2.3.3 Mittausvelvollisuus

Asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta asettaa, että sähköntuotantolaitos, joka syöttää sähköä sähköverkkoon siinä siirrettäväksi, tulee varustaa mittauslaitteistolla. Tuotantolaitteistot, jotka sijaitsevat enintään 3 x 63 A pääsulakkeilla varustetussa sähkönkäyttöpaikalla, on vapautettu tuotannon mittausvelvoitteesta. Tämä edellyttää kuitenkin, että käyttöpaikka on varustettu mittauslaitteistolla, joka kykenee mittaamaan sekä sähköverkosta otetun että sähköverkkoon syötetyn sähkön määrän. [21]

Uudet kotitalouksiin vaihdetut etäluettavat mittarit pystyvät kaksisuuntaiseen mittaukseen. Enintään 50 kVA:n järjestelmissä mittari ohjelmoidaan mittaamaan erik-

seen verkkoon syötettyä ja verkosta otettua sähköä. Netottaminen eli verkosta otetun ja sinne syötetyn sähkön yhdistäminen on kielletty.

2.3.4 Asetus rakennusten energiatehokkuudesta

Ympäristöministeriön asetus rakennusten energiatehokkuudesta astui voimaan heinäkuussa 2012. Se koskee lähes kaikkia uusia rakennuksia, joissa on lämmitys tai jäähdytys. Asetus on ensimmäinen askel kohti EU:n tavoitetta, että vuonna 2020 kaikki rakennettavat rakennukset olisivat lähes nollaenergiarakennuksia. [22]

Uudet rakennusmääräykset ottavat rakennusten energiatehokkuustarkastelussa huomioon käytetyt energialähteet sekä -tuotantomuodot ja kannustavat uusiutuvan energian käyttöön. Asetuksessa määritetään, että rakennuksen vuotuinen energian kokonaiskulutus neliometriä kohden (E-luku) on laskettava ja se on ostoenergiaperusteinen. Aurinkosähköjärjestelmillä saadaan näin ollen pienennettyä rakennuksen E-lukua, sillä itse tuotettu sähkö vähentää ostoenergian kulutusta. [22]

2.3.5 Tarvittavat luvat

Tampereen yhdyskuntalautakunnan ympäristö- ja rakennusjaoston hyväksymien rakennustapaohjeiden mukaan pientaloon voi sijoittaa aurinkopaneeleita ilman toimenpidelupaa, jos paneelien pinta-ala on enintään 10 m² ja ne asennetaan katolle tai pihajulkisivuun kiinnityspinnan suuntaisina. Suurempi määrä tai kattolapteen ja seinäpinnan suunnasta poikkeava asennus edellyttävät toimenpideluvan. [23] Joissain tapauksissa, jos muutoksella ei ole olennaista merkitystä kaupunkikuvaan tai naapurien etuun, esimerkiksi sijainti haja-asutusalueella, voi riittää Tampereen kaupungin rakennusvalvonnan kaupunkikuva-arkkitehdin hyväksyntä. [24]

Useissa tapauksissa täytyy hakea toimenpidelupa. Lupahakemuslomakkeen saa täytettyä ja tulostettua Tampereen kaupungin internetsivuilta. Lisäksi hakemukseen tulee liittää selvitys toimenpiteestä valokuvineen sekä suuremmissa hankkeissa asema- ja julkisivupiirros. [24] Koska toimenpideluvan tarvitseminen ja sen hakemisessa tarvittavat liitteet ovat tapauskohtaisia, on hyvä ottaa ennen aurinkosähköjärjestelmän ostamista yhteyttä Palvelupiste Frenckelliin.

Järjestelmän verkkoon kytkemiseksi on saatava lupa Tampereen Sähköverkko Oy:ltä. Luvan saamiseksi on esitettävä käyttöönottopöytäkirja, jolla varmistutaan suojauksen toimivuudesta. Verkkoon kytkennän toimintatavat selvitetään luvussa 4.4.

2.4 Avustukset

Valtiollista tukimuotoa mikrotuotannolle ei ole, mutta joitain avustuksia on mahdollista saada. Vuonna 2010 astui voimaan laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta. Tuulivoimalle, biokaasulle ja puupolttoaineelle asetettu syöttötariffi sai varsinkin suuret, muuten kannattamattomat tuulivoimalat lisääntymään Suomessa. Mikrotootannolle ei ole tulossa syöttötariffia, mutta aurinkosähkön on ennustettu lisäänty-

vän ja muuttuvan kannattavaksi myös markkinaehtoisesti. Mahdollisia tukimuotoja ollaan kuitenkin selvittämässä Työ- ja elinkeinoministeriössä. Myös lainsäädäntöön on tehty ja oletetaan tehtävän muutoksia lähivuosina.

Vuoden 2013 valtion talousarviossa on energia-avustusten myöntämistä varten vahvistettu energia-avustuksiin 13 miljoonaa, joista pientalojen tarveharkintaisiin energia-avustuksiin 2 miljoonaa euroa. Edellisvuosista poiketen, ei vuonna 2013 yleisesti avusteta uusiutuvan energian käyttöönottoa. Energia-avustus vähintään 3-asuntoisille kiinteistöille sekä pientaloille poistui. Pientalojen on kuitenkin mahdollista saada tarveharkintaista energia-avustusta, mikäli ruokakunnan tulot ovat pienet. [25]

Asumisen rahoitus- ja kehittämiskeskuksen varoista sekä valtion talousarvion määrärahoista myönnetään tarveharkintaisia energia-avustuksia sekä erityisryhmien investointiavustuksia eri väestöryhmien asuinolojen parantamiseen. Avustuksen Tampereella myöntää Tampereen kaupunki. Avustus voidaan myöntää ympärivuotisessa omassa asuinkäytössä oleville pientalojen omistajille (yksityishenkilöille) laite- ja materiaali-investointeihin, joilla parannetaan asuntojen energiataloutta ja vähennetään energiankäytöstä aiheutuvia päästöjä sekä lisätään uusiutuvien energiamuotojen käyttöönottoa. Avustuksen määrä on enintään 25 % kunnan hyväksymistä laite- ja materiaalikustannuksista. Lisäksi työn osuuteen voi hakea verottajalta kotitalousvähennystä. Korjausavustusta voidaan myöntää 65 vuotta täyttäneille asuinrakennusten korjaustoimenpiteisiin, jotka ovat tarpeen kotioiloissa selviytymisen kannalta. Esimerkiksi aurinkopaneleilla tuotettava sähkölämmitys voidaan laskea tällaiseksi. Avustus on enintään 40 % korjauskustannuksista, joihin lasketaan myös työkustannukset eli kotitalousvähennystä ei ole mahdollista hakea tämän lisäksi. Varallisuus ei ole este näiden avustusten myöntämiselle, mutta ruokakunnan tulot eivät saa ylittää asetettuja rajoja. Henkilöluvun ollessa yksi, eivät bruttotulot saa ylittää 1 410 €/kk, henkilöluvun ollessa kaksi tuloaraja on 2355 €/kk, luvun ollessa kolme raja on 3145 €/kk ja henkilöluvun ollessa neljä tuloaraja on 4005 €/kk. Tuloarajoja korotetaan 875 €/kk kutakin lisähenkilöä kohden. [25] [26]

Kotitalousvähennys on verotuksessa tehtävä vähennys, jota saa kotona teetetystä työstä. Kotitalousvähennyksen enimmäismäärä on vuonna 2013 2000 € vuodessa. Puolisot voivat saada kotitalousvähennystä yhteensä 4000 €. Omavastuu on 100 euroa. Kotitalousvähennys tehdään verosta, eli jos vähennystä saa 1500 euroa, tarvitsee vuoden aikana maksaa 1500 euroa vähemmän veroa. Jos ostaa työn ennakkoperintärekisteriin merkityltä yritykseltä, saa vähentää 45 % arvonlisäverollisesta työkorvauksesta. Palkattaessa henkilö työsuhteeseen, saa vähentää 15 % maksetusta palkasta sekä palkkaan liittyvistä työnantajan sivukuluista. [27]

Rakentamisen ja asumisen energianeuvonta (Rane) on maksuton ja puolueeton neuvontapalvelu Tampereen Frenckellin palvelupisteellä. Rane-palvelua tuottavat Tampereen kaupungin rakennusvalvonta, asuntotoimi, ympäristöterveysyksikkö, Frenckellin palvelupiste ja Ekokumppanit Oy. Neuvontaa saa henkilökohtaisesti puhelimitse, sähköpostitse ja palvelupisteessä. Ranesta saa neuvoja muun muassa lupa-asioissa ja energia-avustuksista. [28]

Työ- ja elinkeinoministeriö tai Elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus (ELY-keskus) voi hankekohtaisen harkinnan perusteella myöntää yrityksille, kunnille ja muille yhteisöille energiatukea uusiutuvan energian käyttöä edistäviin investointi- ja selvityshankkeisiin. Tukea eivät voi hakea esimerkiksi asunto-osakeyhtiöt, maatilat eivätkä asuinkiinteistöt. ELY-keskus voi myöntää tukea investointihankkeeseen, jos sen hyväksyttävät investointikustannukset ovat enintään 5 000 000 €. Kustannusten ollessa enemmän tuesta päättää TEM. Tuen enimmäismäärä aurinkosähköinvestointeihin on 30 % hyväksytyistä investointikustannuksista. [29]

3 AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄT

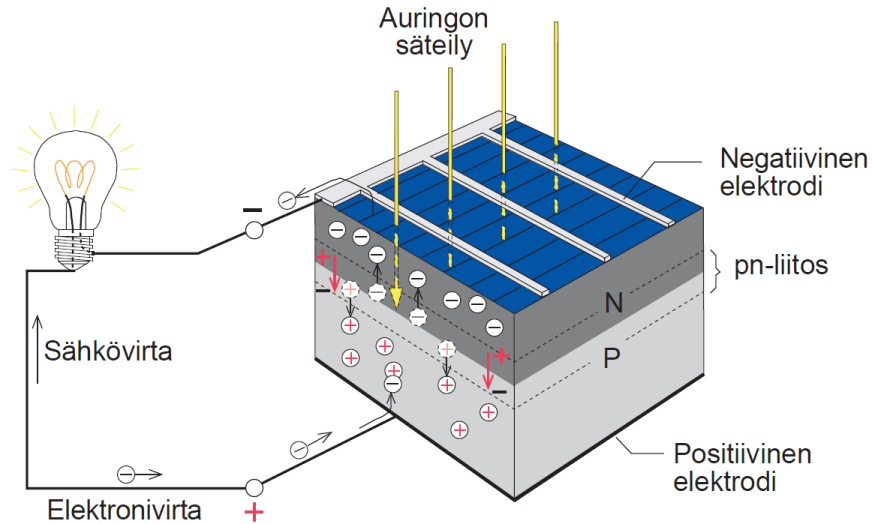
Aurinkosähköjärjestelmiä ovat niin pienet irti yleisestä sähköverkosta olevat, kymmeni- en wattien mökki- tai venesovellukset, kuin yli 100 MW aurinkovoimalat, jotka syöttävät sähköä verkkoon. Tässä työssä tarkastellaan yleiseen jakeluverkkoon kytkettyjä kiinteistökohtaisia aurinkosähköjärjestelmiä. Ne ovat nimellisteholtaan korkeintaan 50 kVA ja syöttävät ensisijaisesti kiinteistön omia kuormia.

Aurinkopaneelit ovat aurinkosähköjärjestelmän perusta. Toinen järjestelmän pääkomponenteista on verkkovaihtosuuntaaja eli invertteri. Invertterillä muutetaan aurinkopaneelien tuottama tasajännite 230 V verkkojännitteeksi, joka voidaan syöttää talon sähköverkkoon. Mikäli talon omassa sähköverkossa on kulutusta vähemmän kuin tuotantoa, voidaan ylimääräinen sähköenergia syöttää jakeluverkkoon. Järjestelmään kuuluvat paneelien ja invertterien lisäksi asennustelineet, kaapelit, johdonsuojakatkaisijat sekä verkkoon kytkennän mittaus- ja suojalaitteet.

Aurinkosähköjärjestelmien kehitys on ollut nopeaa ja hinnat ovat laskeneet vuosittain suuresti. Suomessa aurinkopaneelien hinnat ovat viime vuosina laskeneet 10 - 15 % vuosittain. Tällä hetkellä aurinkosähköjärjestelmän hinta on Suomessa halvimmillaan noin 2,4 €/W. Kallis lisäerä muodostuu järjestelmän asennuksesta. Suomen suurimmat paneelitoimittajat myyvät myös avaimet käteen palveluita, jollaisen saa halvimmillaan noin 2,9 €/W vuonna 2012.

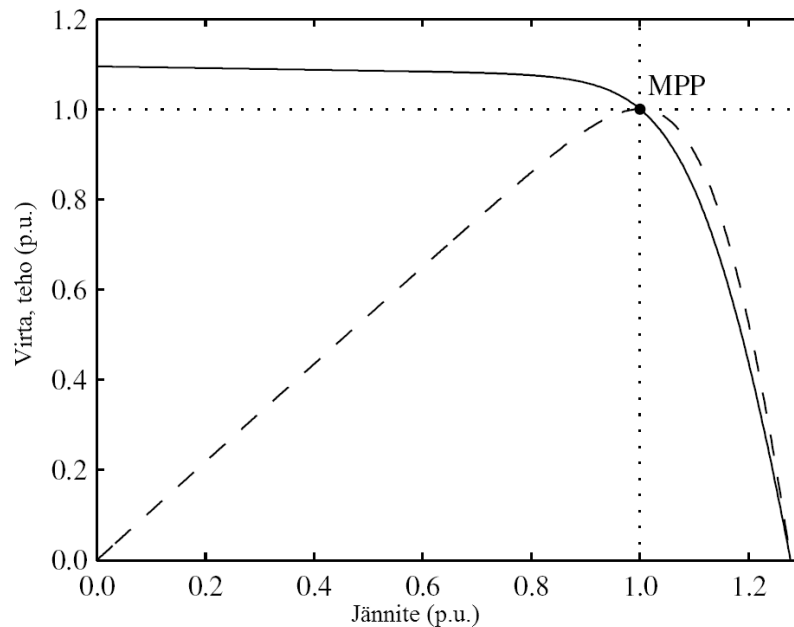
3.1 Aurinkopaneelit

Aurinkopaneelit koostuvat aurinkokennoista. Valtaosa aurinkokennoteknologiasta perustuu valosähköiseen ilmiöön sekä puolijohdeisiin. Aurinkokenno on puolijohdekomponentti, joka tuottaa tasasähköä valosähköiseen ilmiöön perustuen. Kennon pn-liitos syntyy, kun kaksi puolijohdetta yhdistetään. Liitoksen seurauksena syntyvään tyhjenysalueeseen muodostuu kuvan 3.1 mukaisesti sähkökenttä, joka erottelee auringon säteilyn fotonien irrottamia varauksenkuljettajia. Elektronit kulkeutuvat ulkoisen piirin kautta puolijohdeiden n-puolelta p-puolelle saaden aikaan sähkövirran. [8]



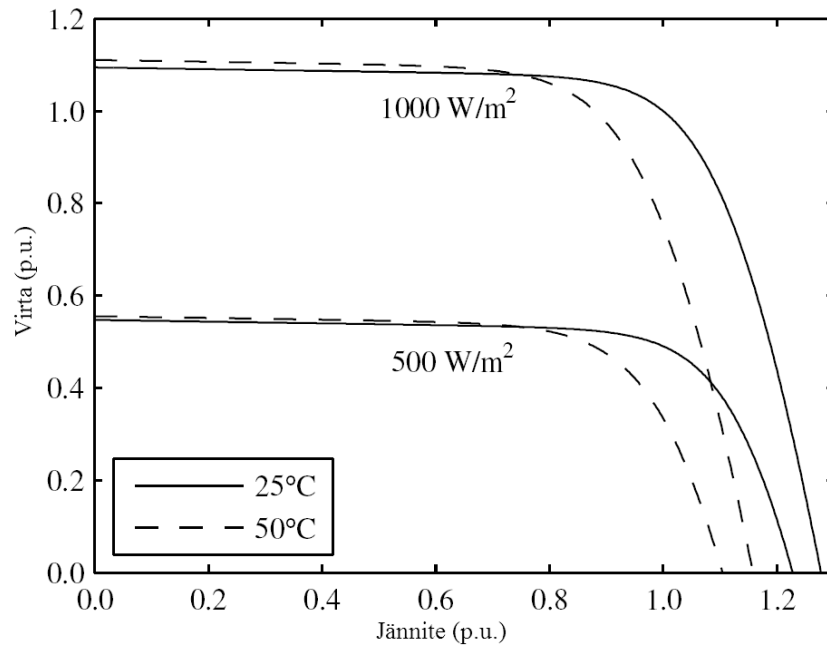
Kuva 3.1. Puolijohdeaurinkokennon toimintaperiaate [30].

Aurinkokennon tuottama teho vaihtelee olosuhteiden vaihdella. Paneelista kunakin hetkenä saatava suurin mahdollinen teho P_{MPP} saadaan paneelin maksimitehospisteestä. Kuvassa 3.2 näkyvässä maksimitehospisteessä (MPP) jännitteen ja virran tulo saa suurimman arvonsa. Aurinkokenno ei toimi automaattisesti maksimitehospisteessään, joten optimaalinen toiminta edellyttää ohjausjärjestelmän käyttöä, joka on yleensä invertteriin integroituna. [8]



Kuva 3.2. Kennon hetkellinen virta ja teho jännitteen funktiona sekä maksimitehospiste [31].

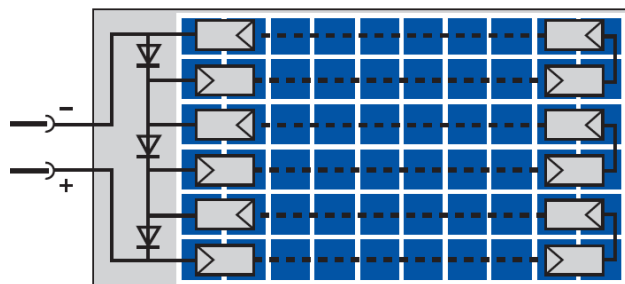
Aurinkopaneelista saatavaan ulostulotehoon vaikuttaa eniten säteilyintensiteetti, mutta myös kennon lämpötilalla on merkitystä. Kuva 3.3 esittää kennon virta-jännitekäyrää eri säteilyintensiteetin arvoilla sekä eri kennon lämpötiloilla.



Kuva 3.3. Aurinkopaneelin virran ja jännitteen käyttäytyminen suhteellisina arvoina (p.u.) eri säteilyintensiteetin arvoilla sekä eri paneelin lämpötiloilla [31].

Maksimitehopisteen lisäksi kennon toiminnan kannalta tärkeitä toimintapisteitä ovat tyhjäkäynti ja oikosulku. Tyhjäkäyntitilanteessa, aurinkokennon napojen välissä olevan resistanssin ollessa ääretön, saavutetaan kennon maksimijännite eli tyhjäkäyntijännite V_{oc} . Oikosulkutilanteessa resistanssin ollessa nolla saavutetaan suurin mahdollinen virta eli oikosulkuvirta I_{sc} . Myös tyhjäkäyntijännitteen ja oikosulkuvirran suuruus muuttuvat olosuhteiden muuttuessa. [8]

Piikennopaneelit kootaan usein kuvan 3.4 mukaisesti siten, että kaksi tai useampi rivi kennoja kytketään ensin sarjaan järjestelmän ulostulojännitteen nostamiseksi. Tämän jälkeen kennosarjojen rinnalle kytketään ohitusdiodit. Ohitusdiodi suojaa varjostunutta kennoa ylikuumenemiselta ja mahdollistaa varjostamattomien rivien tehon tuoton. Aurinkopaneeli suojataan suojalasilla, jonka päällä on yleensä heijastusta estävä kerros. Aurinkopaneeleita kytketään tarvittava määrä sähköisesti toisiinsa halutun ulostulotehon saamiseksi.



Kuva 3.4. Aurinkopaneeli koostuu sarjaankytketyistä kennoriveistä ja rivien rinnalle kytketyistä ohitusdiodeista [30].

Aurinkopaneelin datalehdessä löytyy kaikki oleellinen tieto paneelia valittaessa. Aurinkopaneelia hankittaessa materiaalivalinnan lisäksi valitaan haluttu paneeliteho. Aurinkopaneelin teho ilmoitetaan nimellistehona, jonka yksikkö on W_p (engl. Watt-peak) tai usein lyhennettynä W . Paneelien ilmoitettu nimellisteho eli teho maksimitehopisteessä P_{MPP} sekä muut suoritusarvot on mitattu laboratoriossa standardiolosuhteissa. Standardiolosuhteissa STC (engl. Standard Test Condition) säteilyintensiteetin G arvo on 1000 W/m^2 , ilmassa AM on 1,5 ja kennon lämpötila T_c on $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Standardiolosuhteissa mitatut arvot eivät ole realistisia, sillä paneelin lämpötila ei pysy $25 \text{ }^\circ\text{C}$:ssa ilman ulkoista jäähtytystä. Ilman standardiolosuhteissa tehtyjä mittauksia olisi paneelien vertailu kuitenkin mahdotonta. Taulukossa 3.1 on eräiden paneelien suoritusarvot valmistajan datalehtisestä. Kuten taulukosta havaitaan, ilmoitetaan paneelin suoritusarvot usein myös normaaliolosuhteissa NOC (engl. Normal Operating Conditions). Normaaliolosuhteissa säteilyintensiteetti on 800 W/m^2 , ilman lämpötila $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ja tuulen nopeus 1 m/s . Normaaliolosuhteissa tehdyissä mittauksissa paneeli on 45° kallistuskulmassa ja paneelin tausta on avoin tuulelle, jolloin paneelin lämpötila on yleensä $42 - 48 \text{ }^\circ\text{C}$. Käyttöpaikalla paneelin lämpötilaan vaikuttavat kattomateriaali, ilmatila paneelin takana, tukirakenteet, paneelin kallistuskulma ja tuulen jäädyttävä vaikutus. Jotkut valmistajat ilmoittavat myös paneelin lämpötila-arvot. Maksimitehon lämpötilakerroin kuvaa, kuinka paljon maksimiteho tippuu paneelin lämpötilan kasvaessa asteella. Tyypillinen paneelin maksimitehon lämpötilakerroin on noin $-0,4 \text{ } \%/^\circ\text{C}$. [30]

Taulukko 3.1. Naps Systems Oy:n Pallas 200 - 210G SBW –sarjan paneelien suoritusarvot standardi- sekä normaaliolosuhteissa [32].

Suoritusarvot (STC)	200G SAW	205G SAW	210G SAW
Malli	N00359	N00360	N00361
Nimellistehon toleranssi (W)	+5/-0	+5/-0	+5/-0
Teho maksimitehopisteessä P_{MPP} (W)	200	205	210
Virta maksimitehopisteessä I_{MPP} (A)	7,70	7,89	8,07
Jännite maksimitehopisteessä V_{MPP} (V)	26,0	26,0	26,0
Oikosulkuvirta I_{sc} (A)	8,35	8,52	8,69
Tyhjäkäyntijännite V_{oc} (V)	33,3	33,3	33,4
Minimihyötysuhde (%)	13,8	14,2	14,5
Maksimihyötysuhde (%)	14,2	14,5	14,9
Suoritusarvot (NOC)	200G SAW	205G SAW	210G SAW
Teho maksimitehopisteessä P_{MPP} (W)	143,7	147,5	151,2
Virta maksimitehopisteessä I_{MPP} (A)	6,11	6,26	6,42
Jännite maksimitehopisteessä V_{MPP} (V)	23,5	23,5	23,6
Oikosulkuvirta I_{sc} (A)	6,76	6,89	7,03
Tyhjäkäyntijännite V_{oc} (V)	30,4	30,5	30,6

Kuten taulukosta 3.1 havaitaan, pienenee paneelista saatava maksimiteho säteilyintensiteetin laskiessa. Säteilyintensiteetin ollessa suurimman osan ajasta alle 1000

W/m^2 ja paneelin lämpötilan ollessa standardiolosuhteissa mitattua arvoa suurempi, toimivat aurinkosähköjärjestelmät siis harvoin nimellistehollaan. Tästä kertoo myös huipunkäyttöajan pienuus. Nimellistehoa suurempia ulostulotehon arvoja saavutetaan kuitenkin hetkellisesti esimerkiksi tilanteissa, jolloin säteilytehotiheyden arvo on yli 1000 W/m^2 .

Aurinkopaneeleita vertailtaessa kannattaa tarkastella paneelin hinnan ja tehon suhdetta. Tämän lisäksi kannattaa selvittää, paljonko asennuspinta-alaa kyseisen tehon saaminen vaatii, mikä taas riippuu paneelin hyötysuhteesta. Paneelien datalehtisessä kerrotaan myös paljon muuta tärkeää tietoa. Yksi merkittävä ominaisuus Suomen olosuhteissa on mekaanisen kuorman kestoisuus. Useimmat Suomessa myytävät paneelit on tyyppitestattu IEC 61730 ja IEC 61215-2 -standardien mukaan, jotka takaavat muun muassa paneelien mekaanisen kestoisuuden myös Suomen lumikuormilla.

Paneelit ovat pitkäikäisiä, eivätkä tarvitse juurikaan kunnossapitoa. Suomen puhtaan ilman ansiosta sade huuhtoo paneelien pinnat, mutta on suositeltavaa puhdistaa siitepöly ja muu lika ainakin kerran kesässä. Mikäli lunta on kerääntynyt paneelien päälle runsaasti, on se hyvä ajoittain harjata pois. Vähäinen lumi- ja jääkerros sulaa usein itsestään paneelin lämpötilan noustessa. Asennustelineiden kiinnitykset sekä johtojen liitokset on hyvä tarkistaa säännöllisesti löystymien ja hapettumien varalta. [33]

3.1.1 Tarjonta markkinoilla

Aurinkokennoista puhuttaessa puhutaan aurinkokennosukupolvista. Tässä työssä kennot on jaoteltu ensimmäisen, toisen ja kolmannen sukupolven kennoihin. Ensimmäisen sukupolven piikkennoilla on markkinajohtajan asema. Toisen ja kolmannen sukupolven kennojen tavoitteena on kiteisiä piikkennoja selvästi alhaisempi hinta. Toisen sukupolven ohutkalvokennot soveltuvat moniin kohteisiin taipuisuutensa ja osittaisen läpinäkyvyytensä puolesta. Kolmannen sukupolven nano- ja moniliitoskennot poikkeavat edellisistä toimintaperiaatteensakin puolesta, mutta ne eivät vielä ole kaupallistuneet.

Pii on eniten tutkittu, kehitetty ja käytetty kennomateriaali ja piikkennot ovat olleet jo vuosikymmeniä sarjatuotannossa. Piikkennoilla onkin noin 90 % markkinaosuus. Piikkennoja ovat ensimmäisen sukupolven yksi- ja monikidekennot sekä toisen sukupolven ohutkalvopiikkennot. [34] Ohutkalvokennojen markkinaosuuden on odotettu kasvavan jo usean vuoden ajan. Ohutkalvojen etuna perinteisiin piikkennoihin on materiaalin tarpeen vähyys, jolloin valmistuskustannukset voitaisiin saada alhaisiksi.

Taulukossa 3.2 on esitetty kaupallisten paneelien hyötysuhteita sekä paneelien tarvitsema pinta-ala tehoa kohden. Hyötysuhde kuvaa, kuinka suuren osan paneelille saapuvasta säteilytehosta paneeli saa muutettua sähköenergiaksi. Hyötysuhde η määritellään yhtälöllä

$$\eta = \frac{P_{\max}}{GA}, \quad (3.1)$$

jossa P_{\max} on maksimiulostuloteho (STC), G on kennolle saapuva säteilyteho ja A on aurinkopaneelin pinta-ala. Verrattaessa aurinkopaneelien ja muiden sähköntuotantolai-

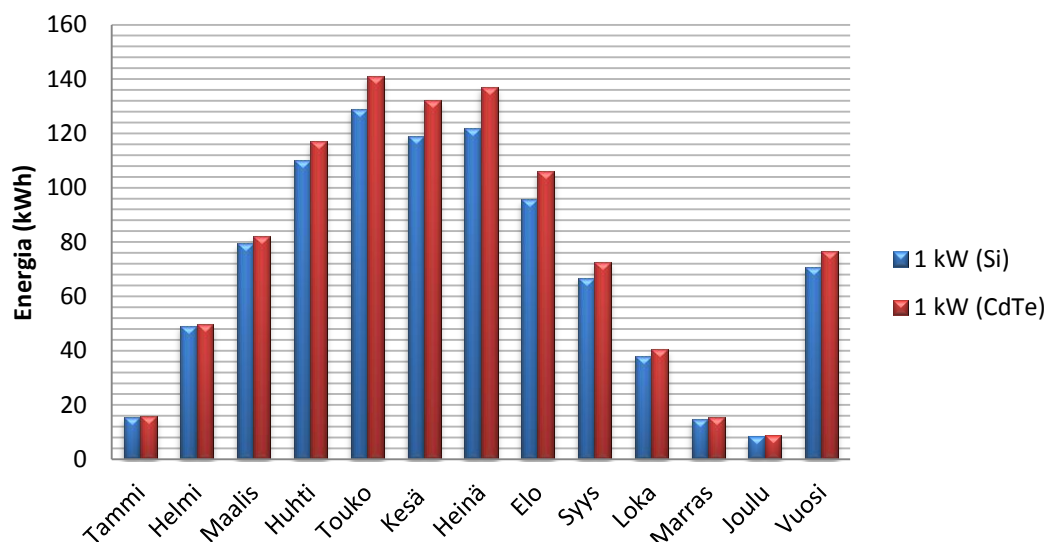
tosten hyötysuhteita vaikuttavat aurinkopaneelien hyötysuhteet erittäin alhaisilta, mutta hyötysuhteen merkitys vähenee primäärienergian ollessa ilmaista.

Taulukko 3.2. Aurinkopaneelitekniikoiden hyötysuhdevertailu [34].

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

Kuten taulukosta 3.2 havaitaan, ovat ohutkalvokennojen hyötysuhteet pienemmät kuin piikennojen. Ohutkalvokennojen tuotantovolyymien kasvaessa hintojen odotetaan kuitenkin putoavan niin paljon, että ohutkalvopaneelien hinta suhteessa tehoon on pienempi kuin perinteisillä piipaneeleilla. Ensimmäisen sukupolven piipaneelien hyötysuhteita tuskin enää saadaan paljoakaan parannettua, ilman että kustannukset kasvaisivat liian paljon. Yksiliitospaiikennojen hyötysuhteen teoreettinen yläraja on 44 %, sillä kaikkea auringon säteilyn fotonien energiasta on mahdotonta muuttaa sähköenergiaksi. Teoreettinen yläraja kuvaa auringonsäteilyn absorboitumismahdollisuuksia puhtaaseen piihin. Koska aurinkokennon hyötysuhteeseen vaikuttaa moni muukin tekijä, on käytännön yläraja huomattavasti teoreettista ylärajaa alhaisempi. [8]

Huolimatta ohutkalvojen piikennoja heikommista hyötysuhteista, tuottavat ne kuitenkin paneelin nimellistehon suhteen enemmän sähköenergiaa kuin piikennot. Ohutkalvokennot tuottavat yksi- ja monikidepiikennoihin verrattuna enemmän sähköenergiaa epäsuotuisissa olosuhteissa, kuten varjostustilanteissa, auringon paistaessa epäsuorasti tai paneelin ollessa likainen. Ohutkalvopaneeleissa on yleensä jokaisen kennon rinnalla ohitusdiodi, joten yhden kennon varjostuminen ei vaikuta muiden kennojen toimintaan. Amorfisen piin tapauksessa on myös maksimitehon lämpötilakerroin huomattavasti pienempi kuin perinteisillä piikennoilla. Usein myös kennon lämpötilan kasvun aiheuttama ulostulotehon pienentyminen ei ole ohutkalvokennoilla niin voimakas, etenkin amorfisen piin tapauksessa. [35] Ensimmäisen sukupolven piikennojen hyötysuhteet puolestaan ovat paremmat, jolloin saman paneelitehon saamiseksi ohutkalvokennot tarvitsevat huomattavasti enemmän asennuspinta-alaa. Kuvassa 3.5 on esitetty kuukauden keskiarvotuotannot ensimmäisen (Si) ja toisen sukupolven (CdTe) kennoille.



Kuva 3.5. Keskimääräinen kuukauden tuotantoennuste perinteiselle 1 kW piikennolle (Si), sekä toisen sukupolven 1kW kadmiumtelluridi (CdTe) ohutkalvokennolle.

Kuvan 3.5 ja taulukon 3.2 perusteella voidaan päätellä, että paneelien ollessa nimellisteholtaan yhtä suuret tuottaisi CdTe kenno noin 8 % enemmän energiaa vuodessa, mutta vaatisi 30 - 40 % enemmän asennuspinta-alaa. Ohutkalvokennojen halventuessa hinta/teho-suhteeltaan samaksi kuin piipaneelit, voidaankin niiden osuuden olettaa kasvavan, sillä usein pienissä kohteissa asennuspinta-ala ei ole rajoittava tekijä haluttaessa mitoittaa järjestelmä siten, ettei ylijäämäsähköä juuri synny.

Aurinkopaneelien käyttöä yleisesti arvioidaan vähintään 25 vuotta. Tässä työssä investointilaskelmia laskiessa oletetaan paneelien käyttöä 30 vuotta. Valmistajasta riippuen paneelille annetaan yleensä 5 - 10 vuoden materiaali- ja valmistustakuu sekä rajoitettu tehotakuu. Yleensä rajoitettu tehotakuu tarkoittaa, että ensimmäiset 10 - 12 vuotta paneelit tuottavat vähintään 90 % ja 25 vuotta vähintään 80 % nimellistehostaan.

Kaupallisten aurinkopaneelien hinnat ovat laskeneet vuosittain jatkuvasti. Saksalainen jälleenmyyjä myy sekä pii- että ohutkalvokennoja jopa hintaan 0,69 €/W [36]. Suomalaisten jälleenmyyjien paneelihinnat ovat viime vuosina laskeneet noin 10 - 15 % vuodessa ja halvimmillaan yksittäinen paneeli maksaa 2,2 €/W. Aurinkosähköjärjestelmän puolestaan saa keksimäärin 2,7 €/W hintaan ja avaimet käteen -ratkaisut maksavat keskimäärin kotitalousvähennys huomioiden noin 3 €/W.

3.1.2 Kehityssuunnat

Kolmannen sukupolven kennoiksi kutsutaan tässä työssä hyvin hajanaista ryhmää ratkaisuja, joista monet ovat vielä laboratorioasteella. Ryhmään kuuluvat muun muassa orgaaniset kennot, väriaineaurinkokennot ja moniliitoskennot. Tutkituin on nanoteknologiaan perustuva väriaineaurinkokenno. Väriaineaurinkokennoissa ei ole pn-liitosta, vaan toiminta perustuu puolijohdepartikkeleiden pinnalla olevista väriainemolekyyleistä fotonien irrottamien elektronien liikkeeseen kemiallisten reaktioiden avulla. Kennoissa

on elektrolyytti, joka pystyy luovuttamaan ja vastaanottamaan elektroneja sekä kuljettamaan varausta paikasta toiseen. Väriaineaurinkokennoilla on saavutettu laboratorioolosuhteissa noin 11 % hyötysuhde. Heikosta hyötysuhteestaan huolimatta väriainekenoista odotetaan tulevan seuraavina vuosikymmeninä merkittävä kennotyyppi sen alhaisten valmistuskustannusten vuoksi. [8]

Kun esimerkiksi ohutkalvo- ja väriaineaurinkokennoilla tavoitellaan mahdollisimman halpaa hintaa ja riittävää hyötysuhdetta, pyritään moniliitoskennoilla puolestaan mahdollisimman korkeaan hyötysuhteeseen kohtuullisilla kustannuksilla. Ohutkalvomateriaaleista tehdyillä moniliitoskennoilla on päästy jo yli 30 % hyötysuhteisiin ja jopa yli 40 % hyötysuhteita on ennustettu. Moniliitoskennoissa yhdistetään vähintään kahta ohutkalvomateriaalia, jolloin hyötysuhdetta saadaan kasvatettua. Käyttämällä eri ohutkalvomateriaaleja, saadaan hyödynnettyä auringon säteilystä suurempi aallonpituusalue. [8] Moniliitoskennot tuskin tulevat päätyämään mikrotuottajamarkkinoille. Ne soveltuvat paremmin suuriin peilien tai linssien avulla auringonsäteitä keskittäviin aurinkovoimaloihin.

Lähitulevaisuudessa ohutkalvokennojen markkinaosuuden voidaan olettaa kasvavan, mutta piikennot tulevat vielä pitkään hallitsemaan markkinoita. Uusista teknologioista ei tulla lähivuosina saamaan markkinoille kilpailijaa niiden kalliiden tuotantokustannusten vuoksi. Ensimmäisen ja toisen sukupolven kennojen hinnat halpenevat tuotantovolyymin kasvaessa ja aurinkosähköstä tulee markkinaehtoisestikin kilpailukykyinen energiantuotantomuoto. [34]

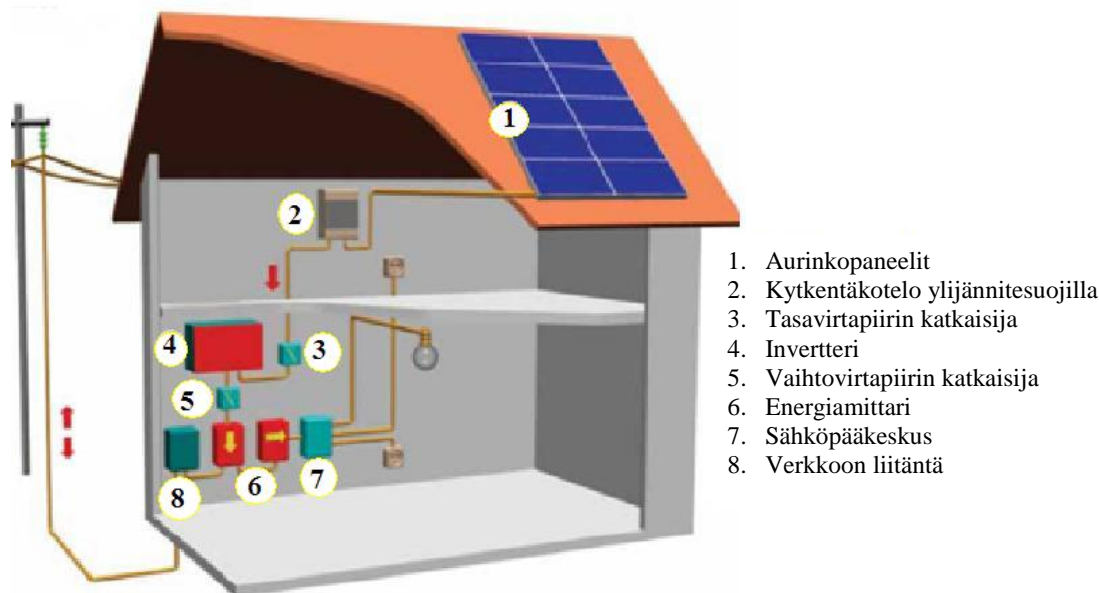
3.2 Verkkoon kytkennän laitteet

Kytettäessä aurinkopaneelit sekä kiinteistön sähköverkkoon että yleiseen jakeluverkkoon tarvitaan kaapeleita, yksi tai useampi verkkovaihtosuuntaaja sekä mittaus- ja suojauslaitteet. Sähköasennuksia saa tehdä vain pätevyyden omaava henkilö. Usein myös muukin asennustyö on hyvä jättää ammattilaisten hoidettavaksi.

Tässä työssä tarkasteltavissa järjestelmissä paneelit asennetaan kiinteistön ulkokuoreen, joko katolle tai seiniin, joten kaapelit eivät ole kovin pitkiä. Kaapeleissa tapahtuvat jännitehäviöt ovat suoraan verrannollisia kaapelien pituuteen. Jännitteenaleneman suuruuteen vaikuttavat pituuden lisäksi kaapelin ominaisvastus ja poikkipinta-ala, joten myös kaapelien valintaan on syytä kiinnittää huomiota. Oikeita kaapelipaksuuksia käytettäessä ovat kaapeleissa syntyvät tehohäviöt yleensä noin 2 - 3 % paneelien nimellistehosta.

Verkkoon kytkettyjen aurinkosähköjärjestelmien suojalaitteiksi vaaditaan yli- ja alijännitesuojat, yli- ja alitaajuussuojat, ylivirtasuojasuojat, saareke-estosuojat sekä maasulkusuojat. Näiden lisäksi on hyvä hankkia erillinen ylijännitesuoja suojaamaan salamaniskuilta. Yleensä tarvittava suojaus hoituu invertterin sisäisen suojauksen avulla, jonka toimivuus testataan käyttöönotossa. Mikäli invertteri ei sisällä tarpeellisia suojuksia, on ne asennettava erikseen.

Aurinkosähköjärjestelmätoimittajat toimittavat myös avaimet käteen –ratkaisuja, jolloin pakettiin kuuluvat myös kaikki tarvittavat verkkoon kytkennän laitteet. Järjestelmissä ei ole kovin monta erillistä osaa, sillä usein suojaus on integroituna invertteriin ja mittauskin hoidetaan jo kiinteistössä olemassa olevalla laitteella. Etäluettavat kulumittarit ovat mahdollistaneet tarkan laskutuksen tunti tunnilta verkosta otosta ja sinne syötöstä. Kuvassa 3.6 näkyvät verkkoon kytkennän pääkomponentit.



Kuva 3.6. Verkkoon kytkennän pääkomponentit [37].

Kiinteistön ja yleisen sähköverkon välinen sähkönsiirto mitataan etäluettavalla mittarilla, joka on ohjelmoitu mittaamaan kaksisuuntaista tehonsiirtoa. Tämän lisäksi vaihtosuuntaajassa on yleensä laskuri, joka laskee tuotetun kokonaisenergian. Näiden lisäksi voi halutessaan hankkia laitteiston, jolla pääsee seuraamaan aurinkosähköjärjestelmän tuottotietoja esimerkiksi internetin tai älypuhelimien välityksellä. Seurantajärjestelmän avulla saa reaaliaikaista tietoa koko kiinteistön sähköenergian kulutuksesta sekä tuotannosta. Muun muassa, kuinka suuri osan kiinteistön hetkellisestä sähkökulutuksesta tuotetaan aurinkopaneeleilla. Seurantajärjestelmään kuuluu myös muita ominaisuuksia, kuten tekstiviesti-ilmoitus vikatilanteissa. Yksi yleisesti käytetty seurantajärjestelmä on SMA Sunny Home Manager, jonka saa Saksasta tilattuna alle 400 €:lla. Suomesta erikseen ostettuna hinta on noin 500 €. [38] [39]

3.2.1 Invertterit

Aurinkopaneelijärjestelmään kuuluva invertteri muuttaa aurinkopaneelien syöttämän tasajännitteen normaaliksi 230 V vaihtojännitteeksi. Katkoja pilkkoo tasajännitteen kanttiaalloksi, joka muuttuu suodatinpiirien ja sähköverkon reaktiivisen kuorman vaikutuksesta siniaalloksi [30]. Verkkoinvertteri sisältää usein koko järjestelmän suojauksen. Verkkoinvertterien hyötysuhteet ovat yli 90 %. Invertterit eivät ole yleensä niin pitkäikäisiä kuin paneelit. Inverttereille annetaan yleensä noin 5 - 10 vuoden takuita. [40]

[41] Verkkoinvertteri maksaa erikseen ostettuna noin 0,5 - 1 €/W [38]. Kuvassa 3.7 on yleisesti käytetty yksivaiheinen SMA Sunny Boy -invertteri.



Kuva 3.7. SMA Sunny Boy 1100 -verkkoinvertteri.

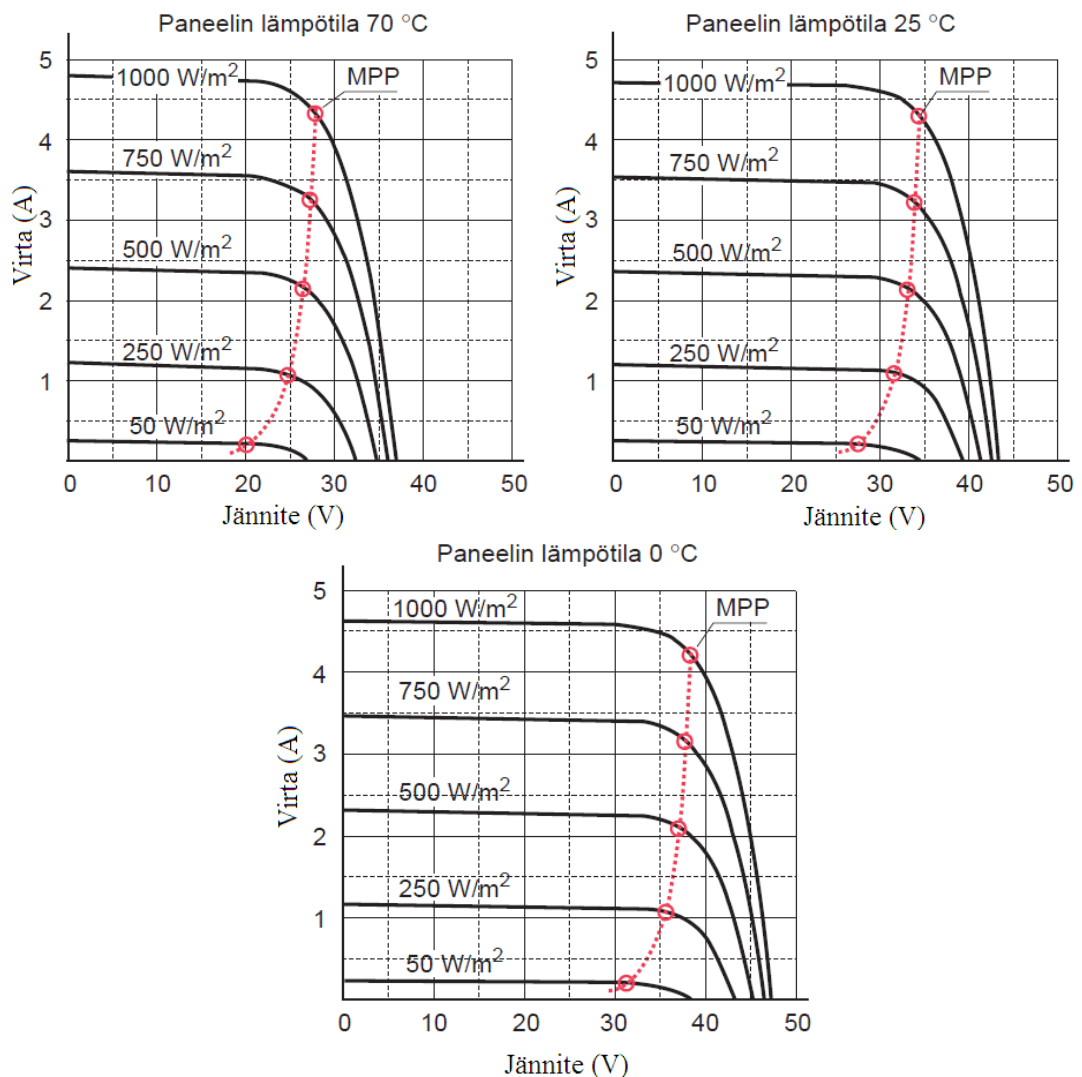
Invertteri on joko yksi- tai kolmivaiheinen riippuen tehontarpeesta. Paneelitehon ollessa pieni kytketään paneelit yleensä kiinteistön sähköverkon yhteen vaiheeseen yksivaiheinvertterin avulla. Pääsulakkeiden ollessa 16 A, saa yksivaiheisesti kytketyn tuotantolaitoksen maksimiteho olla enintään noin 3,7 kVA. Suuremmissa järjestelmissä, kun paneeleita kytketään jokaiseen kolmeen vaiheeseen, täytyy olla kolme invertteriä, yksi kullekin vaiheelle tai yksi kolmivaiheinvertteri. Invertteri on joko muuntajaton tai suurtaajuusmuuntajallinen. Muuntajallinen invertteri erottaa galvaanisesti tasavirta- ja vaihtovirtaverkot toisistaan. [30]

Ennen ostopäätöksen tekemistä on varmistuttava siitä, että invertteri on paikallisen jakeluverkkoyhtiön hyväksymä. Tampereen Sähkölaitos noudattaa Energiategollisuus ry:n antamaa suositusta asetusarvoista, joilla järjestelmän on kytkeydyttävä irti verkosta. Joissain inverttereissä voi asettelut muuttaa itse, mutta monet jälleenmyyjät Suomessa ovat tilanneet maahantuojalta invertterit Suomen asetuksilla. Verkkoyhtiö voi harkintansa perusteella poiketa asetusarvoista.

Verkkoinvertteriä hankittaessa tulee kiinnittää huomiota invertterin tehoon. Hankittaessa 1 kW invertteri 1,3 kW aurinkopaneelistolle, on huipputehon aikaan invertteri rajoittava tekijä, eikä kaikkea tuotettua tehoa saada syötettyä verkkoon. Usein kuitenkin järjestelmissä invertterin maksimiteho on hieman alhaisempi kuin paneelin nimellisteho, koska paneeli toimii harvoin lähellä nimellistehoaan. Huomioitavaa on myös se, että invertterin ilmoitettu teho on yleensä alhaisempi, kuin tasajännitepuolen maksimiteho, joka saadaan hyödynnettyä. Esimerkkinä yleisesti käytetyssä Sunny Boy-invertterin 1200-mallissa vaihtovirtapuolen nimellisteho on 1200 W, mutta tasavirta-

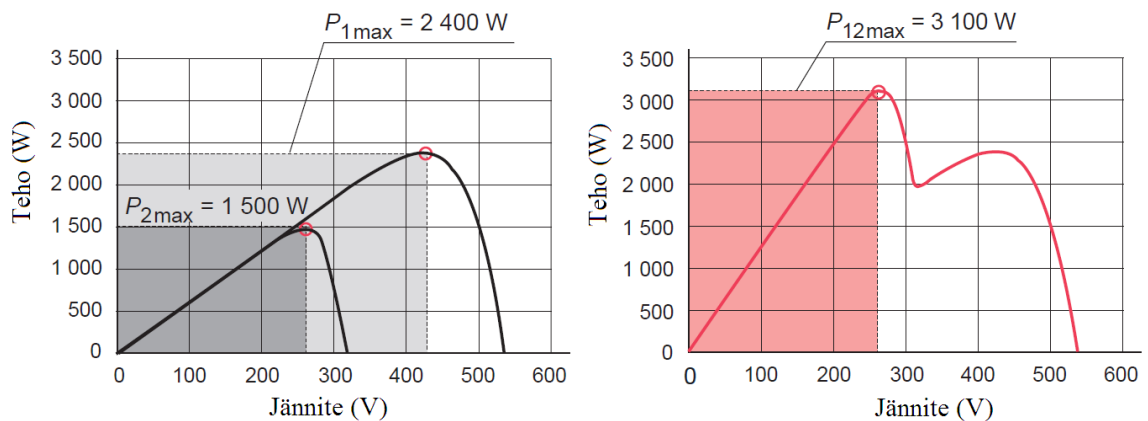
puolen maksimiteho on 1320 W. Erot tasavirta- ja vaihtovirtapuolen tehoissa ovat suuremmat muuntajallisilla kuin muuntajattomilla inverttereillä. Tämä johtuu siitä, että muuntajallisessa invertterissä syntyvät suuremmat tehohäviöt kuin muuntajattomassa. Hankittaessa nimellisteholtaan paneelitehoa suurempi invertteri, saadaan myös nimellistehon ylittävät hetkittäiset piikit hyödynnettyä. Usein kuitenkin suurempitehoisessa invertterissä käynnistysjännite on suurempi ja pienet jännitteet jäävät hyödyntämättä. Käynnistysjännite onkin yksi invertterin ominaisuus, johon myös kannattaa kiinnittää huomiota.

Verkkoinvertterissä tulee olla maksimitehopisteen seuranta MPTT (engl. Maximum power point tracking), koska paneeli ei toimi automaattisesti maksimitehopisteeseen. Maksimitehopisteen seurannalla pyritään siihen, että aurinkosähköjärjestelmä toimii jatkuvasti mahdollisimman lähellä optimaalista toimintapistettään. Maksimitehopiste vaihtelee jatkuvasti säteilytehon ja paneelin lämpötilan vaihdellessa kuten kuvan 3.8 virta-jännitekäyristä havaitaan. Invertterin datalehtisestä ilmenee, millä jännitealueella maksimitehopisteen seuranta toimii.



Kuva 3.8. Säteilyintensiteetin ja paneelin lämpötilan vaikutus maksimitehopisteeseen erässä paneelissa [30].

Suurempitehoisissa inverttereissä voi olla useampi MPPT-yksikkö. Aurinkosähk järjestelmästä saadaan enemmän tehoa, jos paneeliketjut syöttävät omia MPPT-yksiköitään. Invertterin datalehtisestä saa tiedon, montako MPPT-yksikköä invertterissä on ja kuinka monta paneeliketjua kuhunkin voidaan kytkeä. Kytettäessä paneeliketjut omiin MPPT-yksiköihin tulevat ketjujen erilaiset valaistusolot ja asennussuunnat sekä paneelien eroavaisuudet huomioiduiksi. Esimerkkinä tästä on kuva 3.9 jossa vasemmal- la puolella on kaksi eri tehoista paneeliketjua kytketty omiin MPPT-yksiköihin ja oike- alla puolella ne on kytketty samaan yksikköön. Kuten kuvasta havaitaan, on kahden MPPT-yksikön invertterin yhteenlaskettu aurinkosähkäteho 3900 W, eli noin 800 W suurempi kuin yhden yksikön sisältämän invertterin teho. [30]

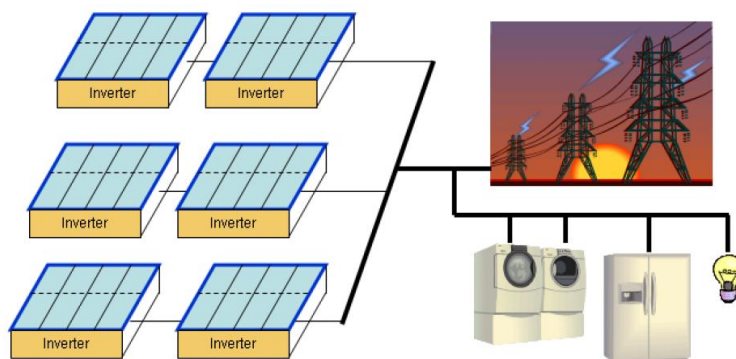


Kuva 3.9. Maksimitehopisteen seuranta kun kaksi paneeliketjua on kytketty omiin maksimitehopisteen seurantayksiköihin (vas.) sekä kun ketjut syöttävät yhteistä yksikköä (oik.) [30].

Invertterit sisältävät yleensä tuotantolaitteiston verkkoon liittämiseksi tarvittavan suojauskesk. Jotkut vaihtosuuntaajat sisältävät myös lukittavan erotusvälin, joka vaaditaan mikrotuotantolaitoksilta. Mikäli invertteri täyttää irtikytketymisvaatimukset, ei erillistä suojauslaitetta tarvita.

Myös yksittäinen paneeli voidaan kytkeä kiinteistön sähköverkkoon. Yksittäisen paneelin jännite on niin matala, että tällaisessa tapauksessa tarvitaan paneelikohtainen invertteri eli mikroinvertteri. Mikroinvertteri on pieni, joten se voidaan asentaa suoraan paneelin taakse samaan asennustelineeseen. Mikroinvertteri syöttää normaalia verkkojännitettä, joten sähkö voidaan tuoda rakennukseen sisälle tavallista sähkökaapelia pitkin. [42]

Haluttaessa asentaa useita paneeleita mikroinvertterien avulla tai jälkikäteen lisätä paneelien määrää, voidaan mikroinvertterit kytkeä kiinni toisiinsa ja näin ketjuttaa haluttu määrä paneeleita yhteen. Asennettaessa useita paneeleita voidaan nämä kytkeä useampaan eri ketjuun. Ketjut voidaan kytkeä eri vaiheille sulaketaulussa. Kuvassa 3.10 on periaatekuva mikroinverttereiden käytöstä ja ketjuttamisesta kolmeksi ketjuksi. [42]



Kuva 3.10. Paneelikohtaiset invertterit eli mikroinvertterit ja niiden ketjuttaminen [43].

Mikroinverttereiden käytön etuna on, että jokainen paneeli toimii omana yksikönään. Siten yhden paneelin vikaantuminen, likaantuminen tai varjostuminen ei vaikuta muiden paneelien toimintaan. [42] Mikroinverttereitä käytettäessä täytyy verkon suojaus hoitaa erillisellä suojauslaitteistolla.

Aurinkopaneeleiden vauhdikkaan kehityksen lisäksi panostusta on myös laajalti lisätty verkkoinverttereiden tuotekehitykseen. Muuntajattomilla inverttereillä päästäänkin nykyään jo jopa 98 % hyötysuhteisiin. Tehoelektronikan välityksellä verkkoon kytkeytyvän uusiutuvan energian lisääntymisen myötä on havaittu tarvetta lisätä tutkimustyötä. Tampereen teknillisellä yliopistolla onkin tehoelektronikassa keskitetty tutkimusta järjestelmien dynaamiseen hallintaan. Tutkimuksissa on havaittu, että aurinkosähköjärjestelmien liittämisen problematiikka on heikosti ymmärretty ja verkkoonliitälaitteiden staattiset ja dynaamiset ominaisuudet poikkeavatkin täysin oletetuista. Jatkotutkimuksissa onkin keskityttävä inverttereiden todellisten ominaisuuksien selvittämiseen ja toiminnallisiin vaikutuksiin sähköverkolle. [44]

4 TOTEUTUS

Verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän hankinta alkaa tuotantolaitoksen koon määrittämisellä, jonka perustiedoksi on hyvä selvittää kiinteistön kulutustiedot ja pohjakuorma. Tuottajan on hyvä selvittää aurinkopaneeli- sekä aurinkosähköjärjestelmätoimittajien hintoja ja vertailla niiden tarjoamia paketteja keskenään. Avaimet käteen -ratkaisut sisältävät kaiken tarvittavan asennusta myöten, joten se onkin varteen otettava vaihtoehto, sillä usein erikseen ostettuna paketti saattanee tulla jopa kalliimmaksi.

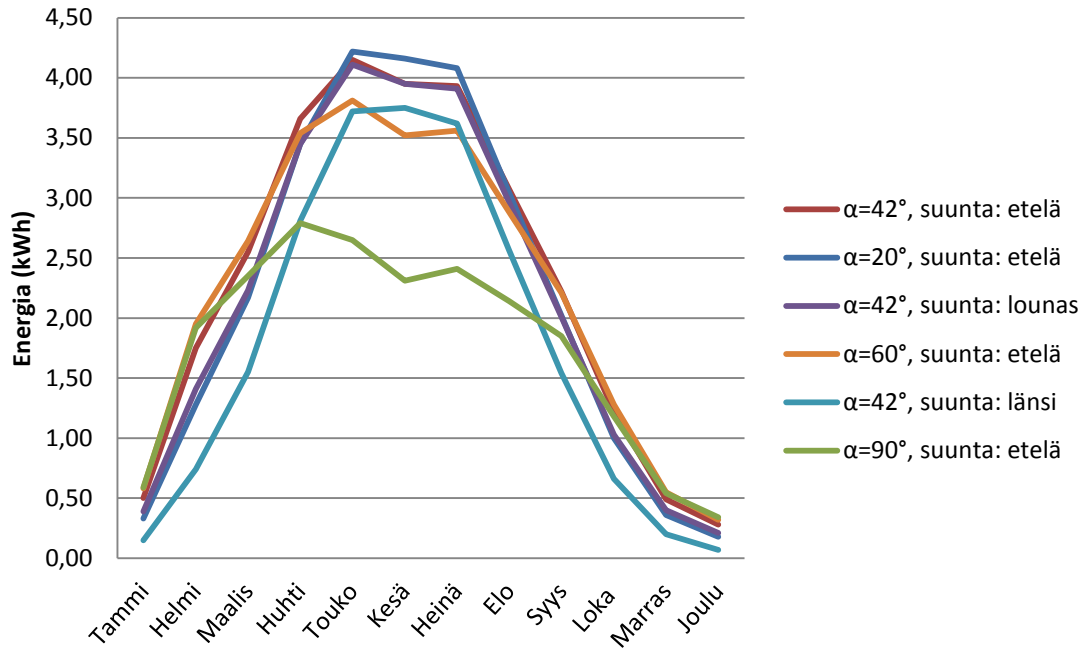
Järjestelmän valinnan jälkeen on otettava yhteys verkkoyhtiöön ja varmistettava laitteiston sopivuus sähköverkkoon. Paneelien asennus voi onnistua maallikoltakin asennusohjeiden avulla kattomateriaalista riippuen, mutta asennuspalvelun ostaminen toimittajalta voi olla usein turvallisin ratkaisu. Kaapelien vedot voi tehdä maallikkokin, mutta kytkennät saa tehdä vain asianmukaisen sähköpätevyyden omaava henkilö.

Kun aurinkosähköjärjestelmän käyttöönotto on suoritettu ja verkkoyhtiön puolelta käyttöönottolupa annettu, saa laitteiston kytkeä verkkoon. Tämän jälkeen hyvän ja laadukkaan aurinkosähköjärjestelmän on tarkoitus toimia täysin automaattisesti.

4.1 Katolle ja seiniin asennettavat järjestelmät

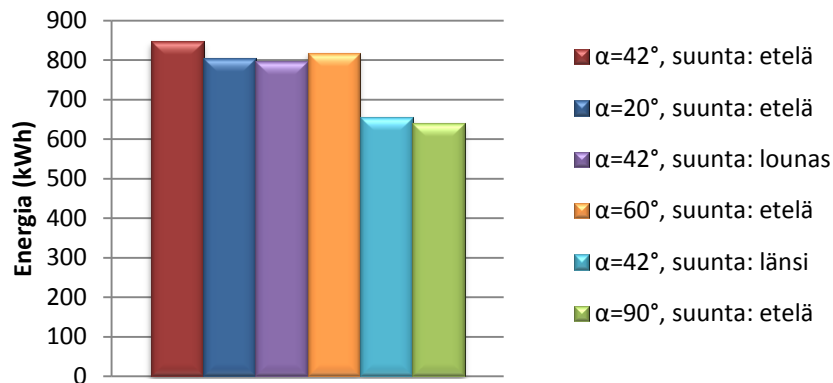
Tampereella tuotannon maksimoimiseksi on paras tapa asentaa paneelit kiinteästi 42° kulmaan etelän suuntaiselle katolle kohtaan, johon aurinko pääsee paistamaan esteettömästi. Tämä on tärkeää, sillä puun tai muun esteen varjostaessa osan paneelistoa, tippuu teho koko paneelistolta sarjaankytkennän vuoksi. Paneelien suunta- ja kallistuskulmaa muuttamalla muuttuu tuotantoteho sekä ajallisesti että määrällisesti.

Optimaalinen asennussuunta on etelän suuntaan, mutta optimaalinen kallistuskulma vaihtelee kuukauden mukaan, auringon paistaessa eri korkeudelta eri vuodenaikoina. Talvella optimikulma on yli 70° ja kesällä alle 30°. Tässä työssä keskitytään vain kiinteästi asennettuihin järjestelmiin, sillä kallistuskulmaa muuttavat järjestelmät ovat kalliita. Myös vikaantumisherkyys on niissä suuri. Kuvassa 4.1 nähdään arvioitu kuukausittainen vuorokausituotanto Tampereella nimellisteholtaan yhden kilowatin järjestelmällä eri suunta- ja kallistuskulmilla.



Kuva 4.1. PVGIS-ohjelmalla arvioitu keskimääräinen vuorokausituotanto nimellistehoaltaan 1 kW:n järjestelmällä Tampereella eri kallistuskulmilla (α), sekä eri suuntauksilla.

Kuvassa 4.1 nähdään, kuinka vuotuinen tuottoprofiili muuttuu eri suuntauksilla. Kuvasta 4.2 nähdään puolestaan vuotuinen sähköenergian kokonaistuotanto kuvassa 4.1 käytetyille asennuskulmille ja -suunnille.



Kuva 4.2. Vuotuinen energiantuotanto nimellistehoaltaan 1 kW piikenojärjestelmällä Tampereella eri kallistuskulmilla (α) ja suuntauksilla.

Kuten kuvista 4.1 ja 4.2 havaitaan, ei 42° optimista noin 20° poikkeava kallistuskulma pienennä kokonaistuotantoa kovin paljoa. Tämä on tärkeä tieto, sillä yleensä harjakattoisissa taloissa paneelit pyritään asentamaan katon suuntaisesti talon kattokulman ollessa tyypillisesti alle 42° . Lisäksi paneelien suuntauksen muuttaminen etelästä lounaaseen olennaisesti pienennä tuotantoa. Sen sijaan suuren kokonaistuotannon pienentämisen aiheuttaa suuntauksen muuttaminen etelästä länteen. Pystysuoraan asennet-

taessa järjestelmän vuotuinen kokonaistuotanto on pienin, mutta tuotantoprofiili puolestaan jakautuu tasaisemmin koko vuodelle. Tällöin kuluttaja voi kompensoida enemmän kevät- ja syyskuukausien sähkön kulutustaan aurinkosähköllä. Mikäli aurinkosähköä tuotetaan vain kesäkuukausina, jolloin kotitalouden pohjakulutus on yleensä pienin, joudutaan sähköenergiaa syöttämään suuremmissa määrin verkkoon.

4.1.1 Pienet mikrotuotantolaitokset

Asuinkiinteistöjen yleisin paneelien sijoituskohde on etelän suuntainen vinokatto. Yleensä maisemallisesti paras tapa on asentaa paneelit katon suuntaisesti. Kuten kuvasta 4.2 voidaan havaita, ei 20° kattokulmaan asentaminen pienennä vuosituotantoa kuin 5 % maksimituottoon verrattuna. Tällöin tosin tuottoprofiili muuttuu siten, että kesäisin tuotanto on suurempaa kuin 42° kulmaan asennettuna ja vastaavasti talvisin tuotanto on pienempää.

Seinälle asennettaessa etuna on se, että paneelit pysyvät puhtaina lumesta ja lehdistä. Asennettaessa paneelit pystysuoraan muuttuu tuotantoprofiili Suomen olosuhteiden kannalta suotuisammaksi kuin kattoasennuksissa. Arvioitu vuosittainen energiantuotanto puolestaan jää seinäasennuksissa noin 24 % pienemmäksi kuin maksimituotanto.

Katon suuntaisesti asennettavat paneelit kiinnitetään kuvan 4.3 mukaisiin kattoon kiinnitettäviin asennuskiskoihin. Paneeleita voidaan asentaa suhteessa kattopinta-alaan enemmän kuin optimikulmassa oleviin kolmiotelineisiin, sillä katon suuntaisesti olevat paneelit eivät varjosta toisiaan. Vinokatolle asennettaessa kannattaa kuitenkin jättää osa kattopinnasta vapaaksi, jolloin laitteistoa on helpompi huoltaa ja korjata. Mitä suurempi on kattokulma kattoasennuksessa, sitä paremmin paneelit pysyvät puhtaina lumesta ja lehdistä.



Kuva 4.3. Aurinkopaneelien kattoasennustelineet erilaisiin kattomateriaaleihin kiinnitettynä [37] [45].

Yleensä järjestelmätöimittäjien avaimet käteen -ratkaisuihin tai asennuspalveluihin kuuluu suunnittelukäynti, jossa katsotaan paneelien asennuspaikka ja -tapa. Kuten kuvasta 4.3 myös nähdään, voidaan asennustelineet kiinnittää monenlaisiin kattomateriaaleihin.

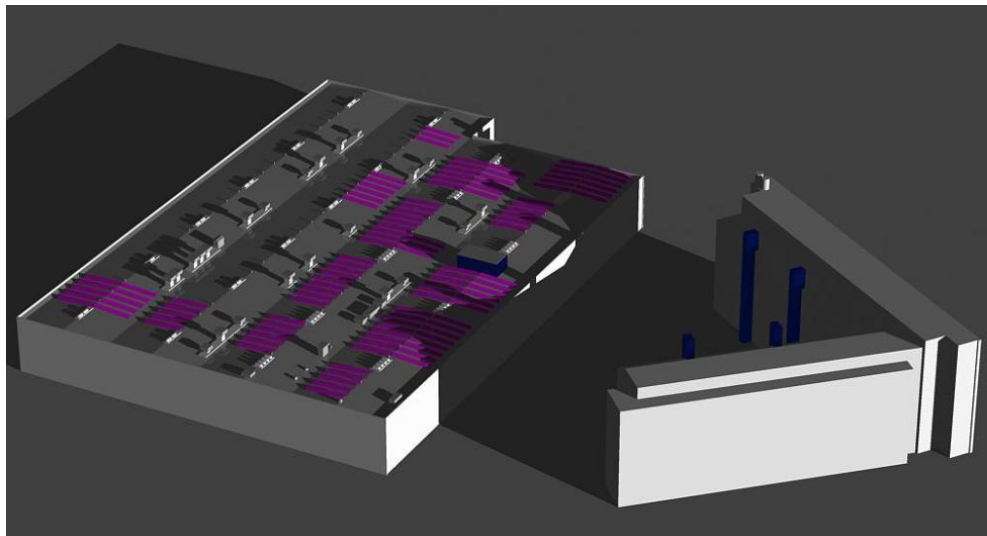
4.1.2 Suuret mikrotuotantolaitokset

Suomen suurimmat aurinkosähköjärjestelmät on rakennettu kuvan 4.4 mukaisesti tehdashallien tasakatoille, joissa paneelit on asennettu kolmiotelineisiin optimikulmassa. Kohteet ovat yleensä sellaisilla alueilla, ettei niistä ole sellaista maisemallista haittaa, kuin esimerkiksi omakotitaloalueella. Kattopinta-alasta noin kaksi kolmasosaa on jätettävä tyhjäksi, jotta paneelit eivät varjosta toisiaan.



Kuva 4.4. *Kiilto Oy:n tehtaan katoilla oleva aurinkosähköjärjestelmä [46].*

Suurien rakennusten tasakatoilla on usein myös taloteknisiä laitteita, jotka vähentävät katolle sijoitettavien paneelien määrää aiheuttamiensa varjojen takia. Kuvassa 4.5 on esitetty erään järjestelmän suunnitteluvaiheessa tehty mallinnus varjostuksista.



Kuva 4.5. *Mallinnus muiden rakennusten ja taloteknisten laitteiden aiheuttamista varjostuksista auringon paistaessa matalalta [47].*

Suuret mikrotuotantalaitteistot ovat yleensä kohteissa, joissa kulutus on hyvin suurta. Usein järjestelmän koon rajoittava tekijä onkin katon pinta-ala tai investoinnin suuruus eikä ylimitoittaminen. Esimerkiksi Pitäjänmäellä sijaitsevan taajuusmuuttaja-tehtaan katolla on vuonna 2010 käyttöönotettu 181 kW:n aurinkosähkövoimala, joka tuottaa noin 2 % tehtaan kulutuksesta [47].

4.2 Integroidut järjestelmät

Rakenteisiin sisällytetyt aurinkosähköjärjestelmät eivät ole kovin suuressa asemassa ajateltaessa aurinkosähkön potentiaalia Tampereella, sillä uudisrakentamisen volyyymi suhteessa olemassa oleviin rakennuksiin on niin pientä. Lisäksi integroitavien ratkaisujen hinnat ovat vielä perinteisiin ratkaisuihin verrattuina korkeampia ja niiden tuotanto pinta-alaa kohden on alhaisempi.

Talon rakennusvaiheessa asennettavilla kattointegroiduilla aurinkopaneeleilla voidaan korvata vesikate osittain. Näin säästetään muissa rakennusmateriaalikustannuksissa. Kuvassa 4.6 näkyy kattoon integroituja aurinkopaneeleita.



Kuva 4.6. Finnwind Oy:n myymät Solarwatt Easy-In kattointegroittavat paneelit [48].

Muita integrointikohteita ovat muun muassa seinät, parvekekaiteet, piharakennukset ja autokatokset. Kuten kuvasta 4.7 nähdään, voidaan aurinkokennoja käyttää myös varjostimina, jolloin saadaan vähennettyä kiinteistön lämpenemistä kesähelteellä.



Kuva 4.7. Eko-Viikissä parvekekaiteisiin, Saksassa sälekaihtimiin ja Kuopiossa ikkunan varjostimiin integroituja aurinkokennoja [49][50][51].

Etuina integroiduissa järjestelmissä ovat usein hyvä sulautuminen julkisivuun sekä muiden rakennusmateriaalien korvaaminen. Ongelmina ovat hajoamiset, koska tuotteen vaihtaminen ei ole niin yksinkertaista. Aurinkopaneelien käyttöikä tuotantotehon laskematta merkittävästi on kuitenkin vain noin 25 - 30 vuotta, joka on usein vain murto-osa rakennuksen käyttöikään nähden.

4.3 Järjestelmän mitoitus

Järjestelmän mitoittaminen on erittäin tärkeää, jotta järjestelmästä saatava hyöty saadaan optimoitua. Tällä hetkellä suurin hyöty saadaan, kun aurinkosähköllä korvataan ostosähköä. Optimaalinen ratkaisu on, kun kaikki tuotettu sähköenergia hyödynnetään kiinteistössä. Jos jokin ylijäämäsähkön tukimalli astuu voimaan, ei ylimitoittaminen ole kannattavuuden kannalta niin merkityksellistä kuin tällä hetkellä. Tällä hetkellä ylimitoittaminen kasvattaa järjestelmän takaisinmaksuaikaa, kun ylijäämäsähkö joudutaan syöttämään verkkoon joko ilmaiseksi tai markkinahintaista korvausta vastaan. Uudisrakennuksissa ylimitoittaminen saattaa tulla kyseeseen silloin, kun halutaan pienentää rakennuksen E-lukua.

Tässä työssä perusolettamus on, että asuinkiinteistöissä aurinkosähköjärjestelmän mitoitus kannattaa tehdä pohjakuorman mukaan, jolloin verkkoon syöttöä ei juuri tapahdu. Tuottajan kannalta peruskuorman kompensointi on yleensä 3 - 5 kertaa kannat-

tavampaa kuin ylijäämäsiähkön myynti. Pohjakuorma muodostuu asuinkiinteistöissä kesäaikaan pääasiassa kylmälaitteista ja eri laitteiden valmiustiloista.

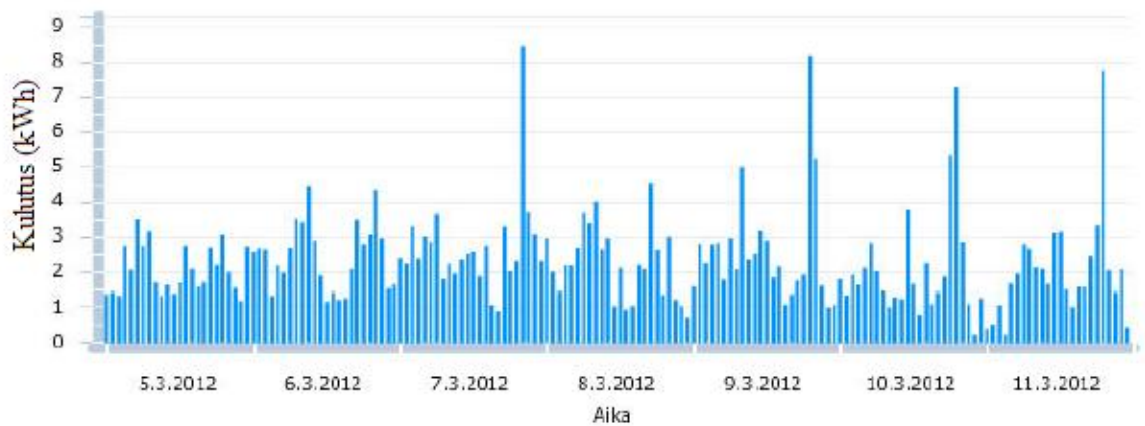
Suurissa kiinteistöissä kulutuksen suuruus ja ajallinen vaihtelu riippuvat kohteesta. Hankittavan järjestelmän kokoa ohjaavat yleensä muut tekijät kuin ylijäämäsiähkön syntyminen. Järjestelmän nimellistehovalintaan vaikuttavat esimerkiksi imagolliset ja taloudelliset syyt tai potentiaalinen asennuspinta-ala. Asuinkerrostaloissa aurinkosähköllä olisi kannattava korvata ostettua kiinteistösiähköä, jota kuluu muun muassa hisseihin ja ilmanvaihtoon. Toimistorakennuksissa kulutus on aurinkosähkön kannalta juuri oikeaan aikaan. Pitkästi ilmastoinnin takia se keskittyy päiville ja kesähelteille aurinkosähkötuotannon ollessa huipussaan, jolloin jäähdystarve on myös suurimmillaan. Tehdashalleissa, kauppakeskuksissa ja toimistorakennuksissa kulutus on yleensä niin suurta, että 50 kVA:n järjestelmästä ei verkkoon syöttöä yleensä tapahdu.

Järjestelmän nimellistehosta riippuu, kytketäänkö paneelit kiinteistön sähköverkkoon yksi- vai kolmivaiheisesti. Yksivaiheisen kytkennän maksimisulakekoko on 16 A ja maksimitehoraja on 3,68 kVA. Laitoksen nimellistehon suuruus on pienempi ja riippuu laitoksen ominaisuuksista. [17] Yleensä 16 A pääsulakkeisiin yksivaiheisesti kytketyn aurinkosähköjärjestelmän maksimiteho saa olla noin 3 kW ja kolmivaiheisen noin 11 kW. Tietysti myös alle 3 kW järjestelmän voi kytkeä kolmivaiheisesti, mutta tällöin inverttereistä muodostuu melko suuri lisäkustannus. Pienimmät kolmivaiheinvertterit ovat tyypillisesti 5 kW, joten haluttaessa tätä pienempi järjestelmä talon sähköverkkoon kolmivaiheisena täytyy jokaiselle vaiheelle asentaa oma invertterinsä. Mikrotuottajan tulee ilmoittaa jakeluverkon haltijalle, mille vaiheelle yksivaiheinen tuotanto kytketään. Jakeluverkon haltijalla tulee olla mahdollisuus vaikuttaa, mihin vaiheeseen tuotantolaitos kytketään [17].

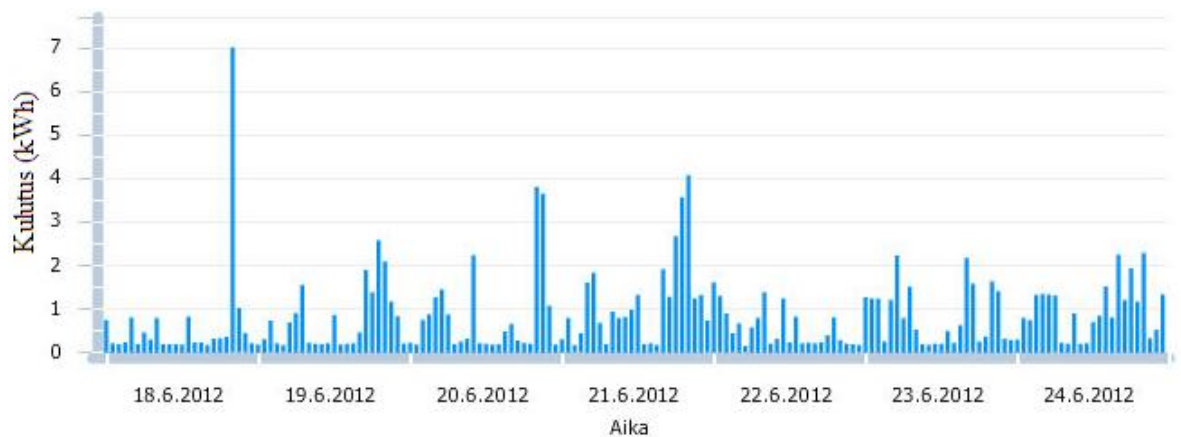
Mitoittamisessa kannattaa myös ottaa huomioon, milloin ostoenergiaa halutaan korvata. Tulevaisuudessa mahdollisesti siirryttäessä reaaliaikaiseen markkinahintaiseen kulutuslaskutukseen voi olla kannattavinta asentaa paneelit siten, että ostoenergiaa saadaan korvattua silloin, kun se on kalleinta eli yleensä talvisin.

4.3.1 Järjestelmän mitoittaminen omakotitalossa

Tässä luvussa esitellään työssä kehitelty mitoitusmalli. Mitoitusmallin tarkoituksena on auttaa kuluttajaa valitsemaan taloonsa nimellisteholtaan sopiva järjestelmä, jotta ylijäämäsiähkön syntyminen on maltillista. Mitoittaminen kannattaa aloittaa selvittämällä oman talon sähkönkulutus. Sähkönkulutusprofiili on luonnollisesti erilainen riippuen siitä, onko talo sähkölämmitteinen vai ei. Kaukolämmön piirissä olevien kiinteistöjen sähkönkulutus on tasaisempaa, sillä ilman ja veden lämmitys hoidetaan kaukolämmöllä. Alhaisin tuntikulutuslukema edustaa pohjakuormaa eli laitteita, jotka ovat yleensä aina päällä. Kuvissa 4.8 ja 4.9 on erään sähkölämmitteisen omakotitalon viikon sähkönkulutus maalisi- ja kesäkuulta.



Kuva 4.8. Erään sähkölämmitteisen omakotitalon viikon sähkön kulutus maaliskuussa 2012. Palkit edustavat tunnin aikana kulutettuja sähköenergioita. Kokonaiskulutus viikolla 10 oli 386 kWh. [52]



Kuva 4.9. Erään sähkölämmitteisen omakotitalon viikon sähkön kulutus kesäkuussa 2012. Palkit edustavat tunnin aikana kulutettuja sähköenergioita. Kokonaiskulutus viikolla 25 oli 140 kWh. [52]

Kuvista 4.8 ja 4.9 havaitaan selkeästi sähkösaunan aiheuttamat kulutushuiput. Sähkölämmitteisen talon kulutusprofiili eroaa ei-sähkölämmitteistä myös kesällä, sillä käyttöveden lämmitys aiheuttaa piikkejä profiiliin. Alhaisimmat tuntilukemat edustavat noin 0,2 kWh kulutusta eli tämän talon pohjakuorma on noin 200 W.

Omakotitalon pohjakuorma riippuu talon varustelutasosta. Pohjakuorman muodostavat pääasiassa kylmälaitteet sekä erilaisten elektroniikkalaitteiden valmiustilat. Kylmäsäilytyslaitteet kuluttavat yleensä noin 50 - 90 Wh energiaa tunnissa. Tyypillisesti omakotitalon pohjakuorma on noin 200 W - 400 W. Mikäli kiinteistössä on kesäheiteillä käytössä oleva jäähdytyslaite, tulee se ottaa huomioon mitoituksessa.

Järjestelmät kytketään omakotitaloissa yleensä yksivaiheisesti, sillä alle 5 kW:n järjestelmille ei ole kolmivaiheinverttereitä. Sähköasentajan kytkiessä paneelit verkkoon voidaan vaiheistus järjestellä siten, että pohjakuormaa on mahdollisimman paljon samalla vaiheella. Vaiheiden epäsymmetrian vuoksi yhden vaiheen kuorma ei kuitenkaan saa olla liian suuri verrattuna kahteen muuhun. Sähkölaitoksen tulee tietää, mille vaiheelle laitos kytketään. Sillä on myös oikeus vaikuttaa vaiheeseen, jotta esimerkiksi

saman johtolähdön toiseen kohteeseen voidaan asentaa paneelit toiselle vaiheelle symmetrian säilyttämiseksi. Virtakytkimen avulla on myös mahdollista tehdä automaattinen ohjaus ylijäämäsihkölle. Ylijäämäsihkö voidaan hyödyntää syöttämällä se esimerkiksi lämminvesivaraajan yhdelle vaiheelle. Veden lämmitys aurinkosähköllä ei ole kannattavaa sen huonon hyötysuhteen vuoksi, mutta usein tuottajan kannalta parempi vaihtoehto kuin verkkoon syöttö ilman korvausta.

Mikäli verkkoon syöttöä ei haluta tapahtuvan ollenkaan, pitäisi 300 W pohjakuormaiseen kiinteistöön asentaa alle 400 W järjestelmä. Tällainen mitoitusperiaate ei ole kannattava, koska järjestelmän syöttämä teho on yleensä huomattavasti alle nimellistehon.

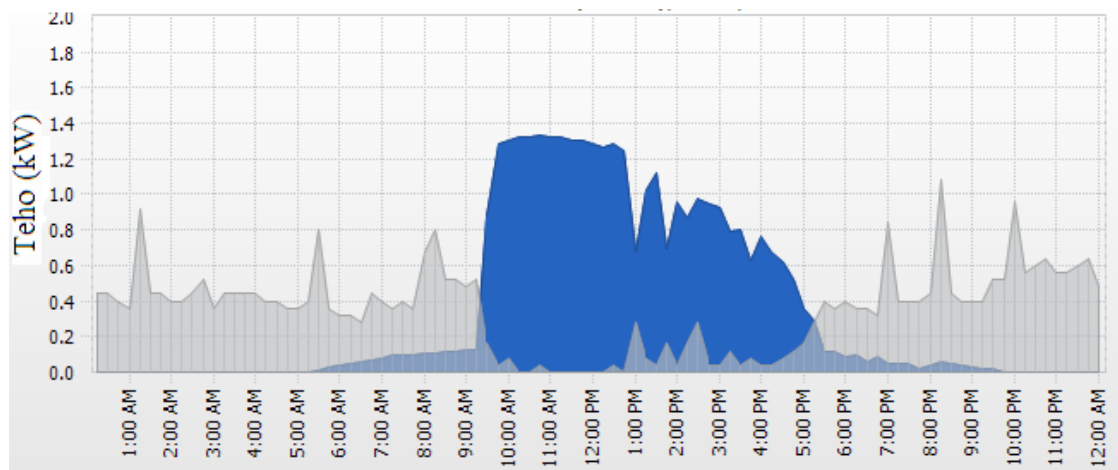
Yksi keino optimoida mitoitusta on käyttää päivän valoisan ajan tunneille keskiarvoistettua tuotantoennustetta ja verrata sitä omaan pohjakuormaan. Mitoittamista voi suunnitella taulukon 4.1 avulla. Pohjakuorman ja keskimääräisen tuotantotehon ollessa yhtä suurta kuukausina, jolloin tuotanto on suurinta, on ylijäämän synty maltillista ja ajoittuu kesäkuukausien huipputunneille. Taulukossa on esitetty arvioitu keskimääräinen tuotantoteho valoisaan aikaan, joka on laskettu PVGIS-ohjelman avulla.

Taulukossa 4.1 on päivän keskimääräiset tuotantotehot jaettu päivän valoisan ajan tunneille eri kuukausina. Valoisa aika on aika auringon noususta laskuun. Jokaisen kuukauden viidennentoista päivän pituus eli aika auringon noususta laskuun edustaa kunkin kuun keskimääräistä päivän pituutta. Kolmen erikokoisen järjestelmän valoisan ajan tuotantoteho kuvaa siis keskimääräistä tehoa, joka talossa pystytään tuottamaan aurinkosähköjärjestelmällä kunakin kuukautena auringon ollessa horisontin yläpuolella.

Taulukko 4.1. Arvioitu keskimääräinen tuotantoteho Tampereella valoisaan aikaan eri kuukausina, kun järjestelmä on 42° kallistuskulmassa etelän suuntaan.

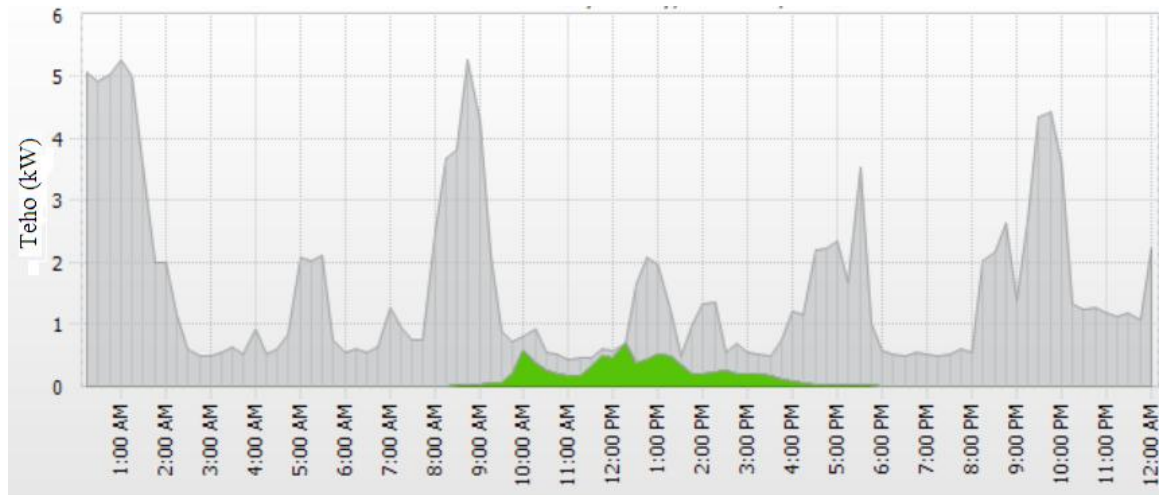
Kuukausi	Päivän valoisan ajan pituus (h)	Tuotantoteho valoisaan aikaan (W)		
		1 kW:n järj.	1,5 kW:n järj.	2 kW:n järj.
Tammikuu	6,3	80	120	160
Helmikuu	9,0	194	291	390
Maaliskuu	11,8	217	326	435
Huhtikuu	14,8	248	372	496
Toukokuu	17,5	237	356	475
Kesäkuu	19,5	203	305	405
Heinäkuu	18,5	212	318	425
Elokuu	15,8	195	294	390
Syyskuu	13,0	171	257	342
Lokakuu	10,0	122	183	242
Marraskuu	7,3	68	102	135
Joulukuu	5,5	51	77	100

Taulukko 4.1 antaa siis arvion, minkä suuruinen optimaalisesti asennettu järjestelmä olisi sopiva kiinteistöissä, joiden pohjakuoma on noin 200 - 500 W. Kuten taulukosta 4.1 havaitaan, on huhtikuun valoisan ajan tehontuotanto suurin. Taulukon huhtikuu-rivi määrittää siten kompensoitavan pohjakuorman suuruuden ja kiinteistöön sopivan järjestelmän koon. Taulukon arvot ovat järjestelmästä optimitilanteessa saatavia kuukausittaisia keskiarvotehoja. Käytetty kuukausitason tehotarkastelu sisältää viikkotasoa vähemmän virhettä. Sään vaiheluista johtuen jo kuukausittaisetkin säteilyenergiämäärät saattavat poiketa huomattavasti laskennassa käytetyistä 10 vuoden kuukausikeskiarvoista. Järjestelmän elinkaari huomioiden, voidaan kuitenkin taulukon 4.1 kuukausitason tarkastelua pitää tarpeeksi tarkkana. Taulukosta on myös huomattava, että varsinkin kesäajan huipputunteina tuotettu teho saattaa olla noin kolminkertainen keskimääräiseen tuotantotehoon nähden, kuten kuvasta 4.10 havaitaan.



Kuva 4.10. Erään omakotitalon katolla olevan 1,94 kW:n järjestelmän tuotanto ja kiinteistön sähköverkosta ottama teho kesäkuisena maanantaina. Päivän tuotanto on 8,45 kWh ja verkosta otto 8,32 kWh. [53]

Kuvan 4.10 päivän tuotantotehon keskiarvo valoisaan aikaan (19,5 h) on 433 W, joka on hieman kesäkuun keskiarvotehoa suurempi. Noin kolmen tunnin ajan teho oli kuitenkin noin 1300 W. Tuotannon huippukuukausina poikkeama tuotantotehon keskiarvosta on suuri. Muulloin kuin tuotannon huippukuukausina tuotanto on tasaisempaa, kuten havaitaan kuvasta 4.11.

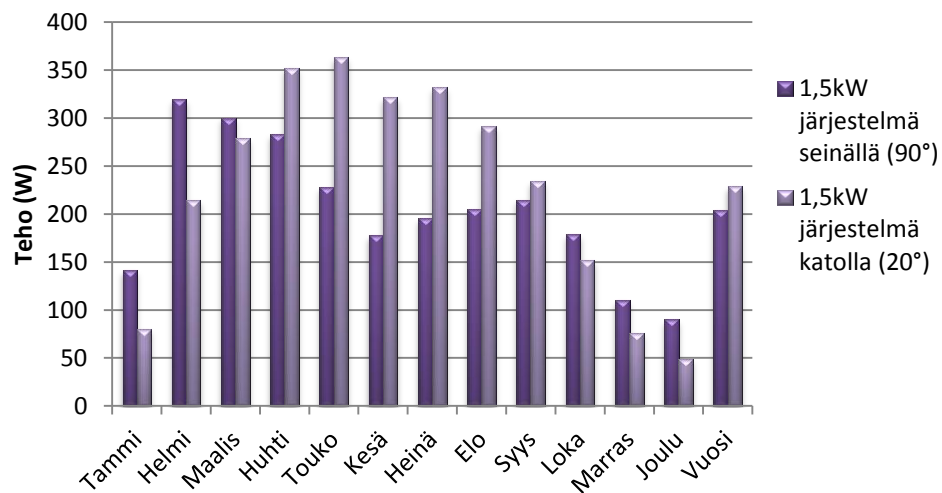


Kuva 4.11. Omakotitalon katolla olevan 1,94 kW:n järjestelmän tuotanto sekä talon sähkön kokonaiskulutus su 7.10.2012. Päivän tuotanto on 2,11 kWh ja verkosta otto 35,59 kWh. [53]

Mikrotuotantolaitoksen omistajan asettamista tavoitteista riippuu, kuinka suurta ylituotantoa hän haluaa tuottaa. Järjestelmää mitoittaessa on ensiarvoisen tärkeää tutkia kulutusprofiileja ja miettiä omaa kulutuskäyttäytymistä. Esimerkiksi perheessä, jossa kesäisin ei olla arkipäivinä kotona vaan esimerkiksi kesämökillä, ei ylimitoittaminen usein kannata. Mikäli kesäpäivisin talossa on paljon kulutusta, kannattaa harkita suurempaa laitteistoa. On myös otettava huomioon, että taulukon 4.1 arvot ovat optimaalisesti asennetun järjestelmän tuotantotietoja. Aurinkosähköjärjestelmän hinta suhteessa tehoon on sitä pienempi, mitä suurempi järjestelmä on. Ylimitoitettu järjestelmästä myös saadaan enemmän tehoa huipputuotantokuukausien ulkopuolella kuin mitä saadaan pohjakuorman mukaan mitoitettuun järjestelmään, joten mikäli kiinteistössä on kesäpäivisin kulutusta enemmän kuin pohjakuorman verran, voi ylimitoittaminen olla kannattavaa. Erityisen kannattavaa on esimerkiksi tuottaa ilmalämpöpumpulla jäähdytystä aurinkosähköllä. Tällöin on varmistettava, että laitteistot on asennettu samalle vaiheelle aurinkosähköjärjestelmän kanssa.

4.3.2 Katto- vai seinäasennus

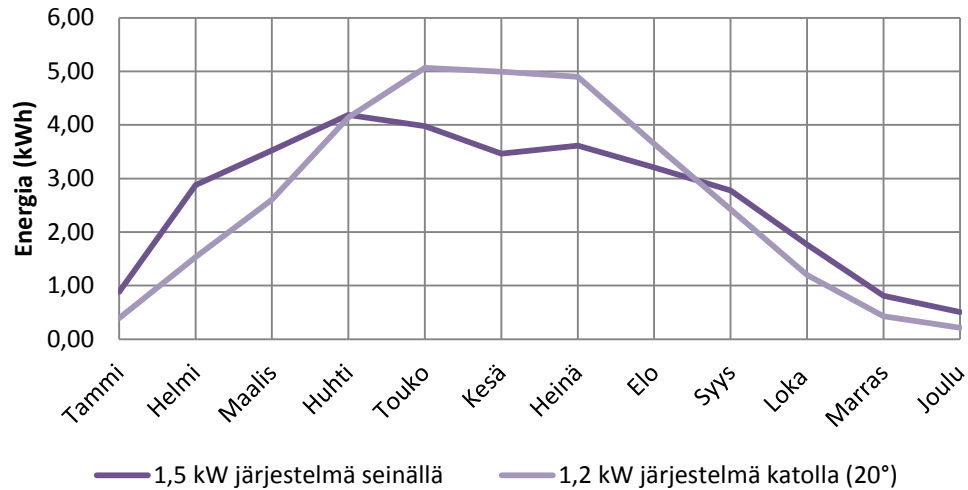
Asennettaessa nimellisteholtaan 1,5 kW:n aurinkosähköjärjestelmän paneelit seinälle 90° kulmaan pienenee yleensä ylituotanto, sillä tuotto profiili muuttuu enemmän samanaikaiseksi sähkönkulutuksen kanssa. Pohjakuorman ollessa 300 W olisi 1,5 kW kattoasennetun järjestelmän ylituotannon määrä melko suuri kuten kuvasta 4.12 voidaan havaita. Sen sijaan seinälle asennettu 1,5 kW järjestelmä todennäköisesti ei tuottaisi ylijäämäsähköä, sillä ainoastaan helmikuussa keskimääräinen valoisan ajan tuotantoteho ylittää pohjakuorman. Helmikuussa on kulutus yleensä kesäaikaista pohjakuormaa suurempi, varsinkin mikäli talossa on sähkölämmitys, eikä ylijäämäsähköä todennäköisesti synny.



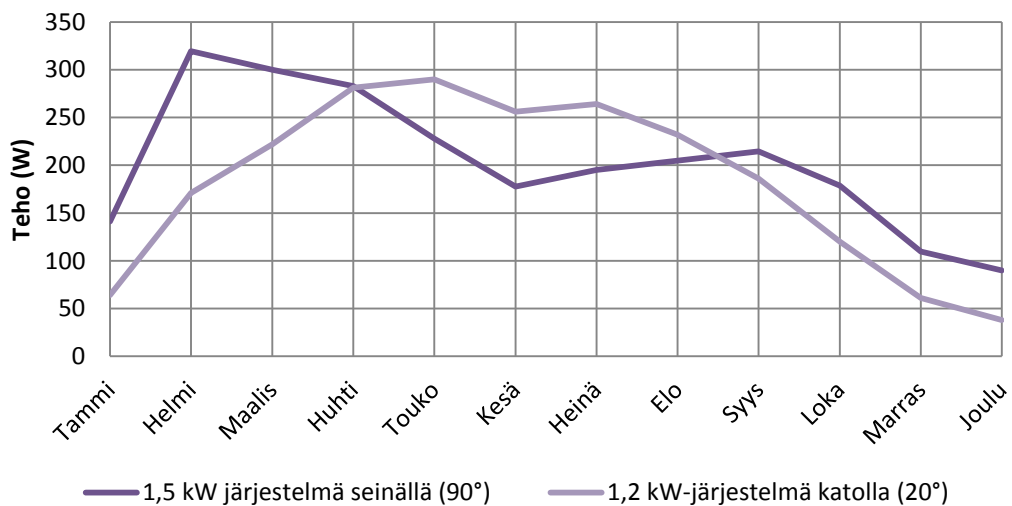
Kuva 4.12. 1,5 kW:n etelään suunnatun järjestelmän keskimääräinen tuotantoteho valoisaan aikaan.

Vuotuinen energiantuotanto on seinälle asennetulla järjestelmällä 20 % pienempi kuin katolle asennetulla järjestelmällä. Kannattavuus näillä järjestelmillä on kuitenkin lähellä toisiaan, sillä on hyvinkin mahdollista, että katolle asennettaessa viidesosa vuosienenergiasta syötetään verkkoon.

Tarkastellaan seuraavaksi asuinkiinteistöä, jossa pohjakuorma on noin 300 W ja asennuspaikkavaihtoehdot ovat etelän suuntaan 20° kulmassa oleva katto tai eteläseinä. Tampereella laskelmien mukaan yhtä suureen vuotuiseseen energiantuotantoon kykenevät seinälle asennettu 1,5 kW järjestelmä sekä katolle 20° kulmassa asennettu 1,2 kW järjestelmä. Kuvassa 4.13 on esitelty tuotantoprofiilit seinä- ja kattoasennuksen tapauksessa. Molemmat järjestelmät tuottavat Tampereella noin 960 kWh energiaa vuodessa. Kuvassa 4.14 nähdään järjestelmien keskimääräiset valoisaan ajan tuotantotehot.



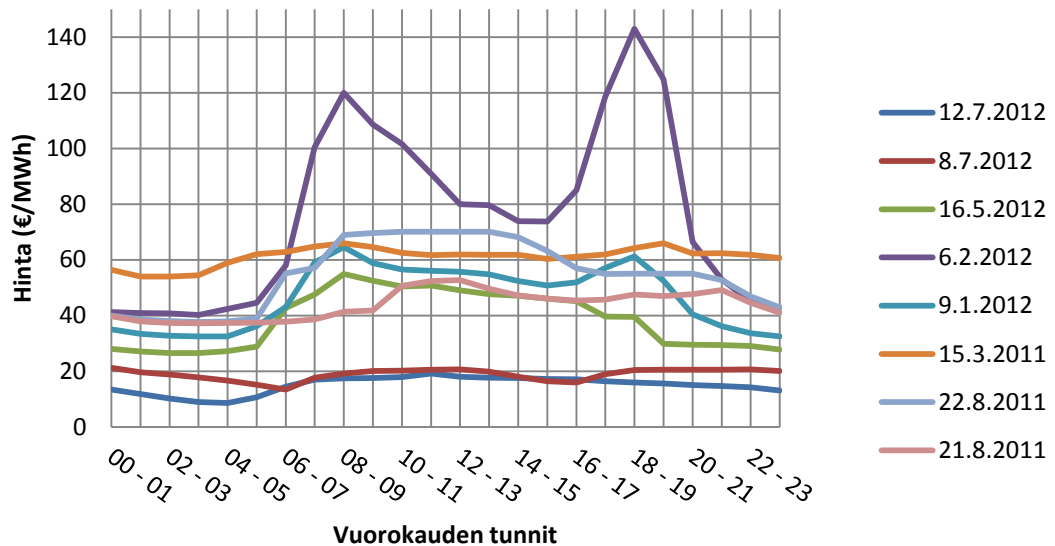
Kuva 4.13. Vuorokauden keskimääräinen energiantuotanto eri kuukausina seinälle asennetulla 1,5 kW järjestelmällä, sekä 1,2 kW katolle 20° kulmaan asennetulla järjestelmällä.



Kuva 4.14. Keskimääräinen valoisan ajan tuotantoteho kahdella eri järjestelmällä, jotka on asennettu etelän suuntaan, toinen katolle ja toinen seinälle.

Kuten kuvasta 4.14 havaitaan, ei valoisan ajan tehontuotanto ylitä pohjakuormaa kuin helmikuussa seinäasennuksen tapauksessa. Koska ylitys on kuitenkin vähäinen, jää tuotettu ylijäämä sähkö minimaaliseksi kulutuksen ollessa helmikuussa yleensä pohjakuormaa suurempi. Katolle asennettaessa on huomioitava, että järjestelmä ei tuota talvi-kuukausina juurikaan tehoa, mikäli paneelit ovat paksun lumipeitteen alla. Mikäli oletetaan, että katolla oleva järjestelmä ei tuottaisi joulukuusta helmikuuhun energiaa lumipeitteen vuoksi, pienensisi kuvan 4.13 perusteella vuosituotanto 6 %. Vaikka järjestelmähinta suhteessa tehoon laskeekin järjestelmän koon kasvaessa, on silti 1,5 kW järjestelmä niin paljon kalliimpi, että lumipeitteen aiheuttamasta tuotantovähennyksestä huolimatta on 1,2 kW järjestelmä taloudellisesti kannattavampi.

Tuntimittareiden käyttöönotto mahdollistaa sen, että tulevaisuudessa mahdollisesti myös pienasiakkaat osallistuvat sähkömarkkinoihin maksamalla sähköstään SPOT-hintaa. SPOT-hinta on jokaiselle tunnille pohjoismaisessa sähköpörssissä Nord Poolissa kysynnän ja tarjonnan perusteella syntynyt markkinahinta. SPOT-hinta on usein korkein talvella huippukulutuksen aikoihin. Siirryttäessä SPOT-hinnoitteluun paraneekin seinälle asennettujen järjestelmien kannattavuus. Kuvassa 4.15 on eräiden päivien SPOT-hinnat eri tunneille. Hinnat ovat yleensä päivällä korkeammat kuin yöllä, mutta vaihtelu vuosien, kuukausien ja päivienkin välillä on suurta.



Kuva 4.15. Nord Pool -sähköpörssin Suomen hinta-alueen SPOT-hinnan käyttäytyminen vuorokauden sisällä muutamina esimerkkipäivinä.

Esimerkin 300 W:n pohjakuormaisen talon 1,2 kW järjestelmän takaisinmaksuaika pitenee, jos ylijäämä sähköä syntyy ja korvaus siitä on korkeintaan markkinahinta. Kuten kuvasta 4.14 havaittiin, on 1,2 kW järjestelmän keskimääräinen valoisan ajan tuotantoteho toukokuussa 290 W. Koska toukokuussa huipputuntien tehontuotanto voi olla reilusti yli keskimääräisen valoisan ajan tuotantotehon, kuten kuvasta 4.10 havaittiin, on huipputunteina tuotanto pohjakuorman tehonottoa huomattavastikin suurempi. Mikäli tällöin ei ole tarpeeksi ylimääräistä kulutusta, syntyy ylijäämä sähköä. 1,5 kW seinälle asennettun järjestelmän takaisinmaksuaika puolestaan lyhenee, jos sillä saadaan korvattua paljon kallista SPOT-hintaista sähköä talvikuukausina. Tällöin huolimatta 1,2 kW järjestelmän pienemmästä investointikustannuksesta voivat järjestelmien takaisinmaksuajat olla lähellä toisiaan. Seinälle asennettavaan järjestelmään riittää yleensä myös paneelien nimellisteho pienempi ja täten myös halvempi invertteri, sillä seinälle asennettavassa järjestelmässä ei ole niin suuria tuotantopiikkejä kuin katolle asennetussa. Lähes vaakatasoon asennetussa järjestelmässä syntyy entistä suurempia tuotantopiikkejä, kun säteilyintensiteetti on suurimmillaan kohtauskulman ollessa lähes ideaalinen. Tällöin invertteri on usein järjestelmän rajoittavana tekijänä eikä kaikkea mahdollista tehoa saada käyttöön.

Luvun 4.3 tarkastelussa ja analyseissä on aurinkosähkötuotanto oletettu vakioksi jokaiselle kuukauden valoisaan tunniin. Kuitenkin todellisuudessa tuotanto vaihtelee luon-

nollisesti tunneittain. Myös pohjakuormassa esiintyy vaihtelua. Oheiset tekijät aiheuttavat pientä virhemarginaalin kasvua. Oletuksista huolimatta, tarkkuutta voidaan pitää kuitenkin sopivana järjestelmätason vertailuun. Yleisesti voidaan todeta tyypilliseen omakotitaloon taloudellisesti kannattavan järjestelmän olevan katolle asennettu alle 2 kW:n järjestelmä. Mitä pienempi on kiinteistön kattokulma, sitä pienempi tulisi olla järjestelmän nimellisteho.

4.4 Verkkoon kytkentä

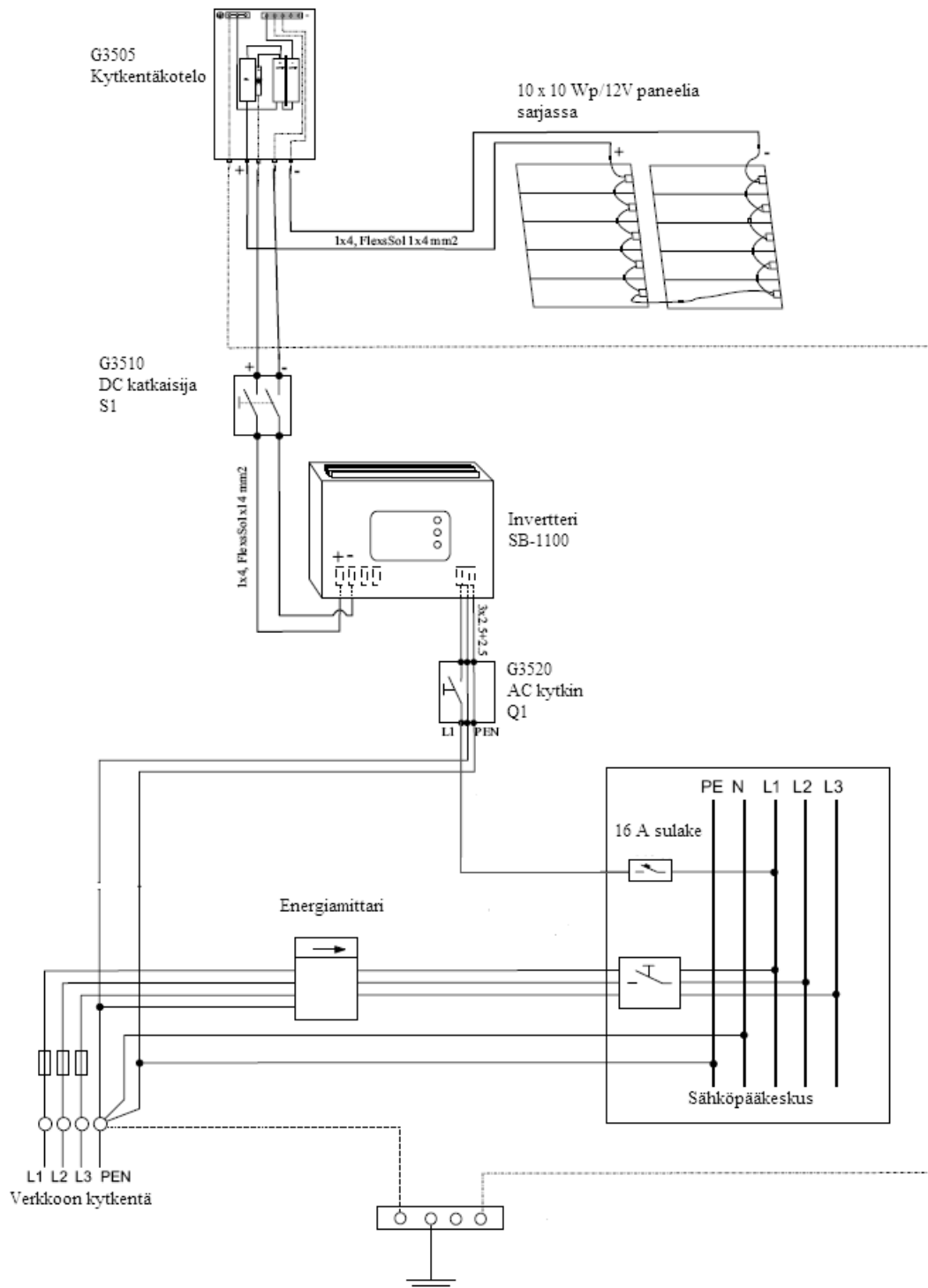
Sähköverkkoliiketoiminta on Suomessa luonteeltaan luonnollinen monopoli. Paikallisilla verkonhaltijoilla on alueellisen monopoli asemansa vuoksi muun muassa verkon kehittämismahdollisuus, sähkönkäyttöpaikkojen ja voimalaitosten liittämismahdollisuus sekä sähkön siirtovelvollisuus, jota Energiainfo valvoo. Toiminnallaan Energiainfo takaa edulliset siirtohinnat kuluttajille sekä kohtuullisen vuosituoton verkkoyhtiöille. [14]

Tampereella sähköverkon omistaa Tampereen Sähköverkko Oy, joka on Tampereen Sähkölaitos Oy:n tytäryhtiö. Tampereen Sähkölaitos toimi vuodesta 1888 vuoden 2008 loppuun Tampereen kaupungin omistamana liikelaitoksena. Vuoden 2009 alussa Sähkölaitos yhtiöitettiin Tampereen kaupungin omistamaan emoyhtiöön ja viiteen tytäryhtiöön. [54]

Tampereen alueella sähkön siirrosta vastaa aina Tampereen Sähköverkko Oy riippumatta siitä, keneltä sähköenergia ostetaan. Mikrotuottajan halutessa liittyä verkkoon Tampereella kytkeytyy hän Tampereen Sähköverkko Oy:n jakeluverkkoon. Tampereen Sähkölaitoksen internetsivuilta löytyy kootusti ohjeita sekä lomakkeita mikrotuottajan avuksi.

Mikrotuotantoa ei tule koskaan liittää verkkoon ilman verkkoyhtiön lupaa, sillä verkkoyhtiön pitää olla tietoinen niin takasyöttöriskistä kuin siitä, että kytkettävät laitteistot ovat verkkoon sopivia. Asiakkaan tulee ottaa yhteyttä verkkoyhtiöön mahdollisimman aikaisessa vaiheessa, kun hän suunnittelee mikrotuotantolaitteiston verkkoon kytkemistä. Tuotantolaitosta ei kannata ostaa, ennen kuin on verkkoyhtiöltä tarkistanut sen sopivuuden jakeluverkkoon. On tärkeää huolehtia siitä, että laitteet ovat verkkoyhtiön hyväksymiä, sillä tuottaja on vastuussa, jos hänen laitteistonsa aiheuttaa sähkönlaadun heikentymisen. Verkkoyhtiöllä on tällöin oikeus poistaa laite verkosta. [55]

Sähköntuotantolaitteiston valmistumisesta on ennen sen käyttöönottoa tehtävä jakeluverkon haltijalle ilmoitus, johon liitetään mukaan tuotantolaitteiston perustietolomake sekä käyttöönoton testauspöytäkirja, jotka ovat tulostettavissa Tampereen Sähkölaitoksen internetsivuilta. Käyttöönoton testauksessa varmistetaan, että tuotantolaitteiston suojaus toimii asetettujen määräysten mukaisesti eikä siten aiheuta vaaratilanteita tai sähkön laadun heikentymistä. Mikrotuotantolaitoksen saa kytkeä jakeluverkkoon vasta, kun jakeluverkonhaltija on antanut siihen luvan. Tuotantolaitoksen saa kytkeä vain asianmukaiset sähköasennusluvut omaava henkilö. [55] [56] Standardista SFS-EN-62446 löytyy minimivaatimukset järjestelmän dokumentaatiolle, käyttöönototesteille ja tarkastuksille. [57] Kuvassa 4.16 näkyy erään 1,3 kW järjestelmän kytkentäkaavio.



Kuva 4.16. Erään verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän kytkentäkaavio [45].

Tällä hetkellä Tampereen Sähköverkko Oy maksaa pientuotantolaitoksen verkkoon liitännästä kertahyvitysmaksun, joka on ollut käytössä 1.6.2012 alkaen. Maksuperiaate on voimassa toistaiseksi, kunnes pientuottajan asema on lainsäädännöllisesti ja verotuksellisesti selkiytynyt. Hyvitysmaksun tarkoituksena on kannustaa asiakkaita ilmoittamaan tuotantolaitoksensa verkkoyhtiölle sekä varmistaa, että laitteet ja asennuk-

set tehdään standardien ja ohjeiden mukaisesti. Pientuotantolaitteiston nimellistehon ollessa alle 2 kW maksetaan hyvitysmaksua 30 € ja nimellistehon ollessa yli 5 kW maksetaan 130 €. Pientuotantolaitteiston tehon ollessa näiden rajojen sisällä saa asiakas sähköverkkoon liittymisestään 80 €.

Mahdollista ylijäämä sähköä tuottaessaan asiakas saa syöttää ylijäämän verkkoon eikä verkonhaltija toistaiseksi peri ylijäämänä siirretystä sähköstä siirtomaksua. Ylijäämä sähkö korvaa Tampereen Sähköverkko Oy:n häviösähköä.

4.4.1 Yleiset säännökset

Sähköliittymään voidaan liittää tuotantoa liittymissopimuksessa määritellyn tehon mukaisesti, jos tuotantolaitoksen käynnistyminen tai verkosta irtoaminen ei aiheuta yli 4 % jännitteen muutosta ja sähkön laatu liittämiskohdassa pysyy aina standardin SFS-EN 50160 Yleisen jakelujännitteen ominaisuudet rajoissa. [17]

Säköturvallisuusstandardien mukaan sähköntuotantolaitos tulee olla erotettavissa verkosta. Erotuslaitteessa on oltava näkyvä ilmaväli tai selkeä asennonosoitus. Erotin pitää olla selkeästi merkitty ja sen käyttömekanismi tulee olla lukittavissa. Lisäksi jakeluverkon haltijalla on oltava esteetön pääsy erottimelle tai kaukokytkentämahdollisuus. [17] Suositeltavaa on käyttää lukittavaa turvakytkintä. Se voi sijaita kiinteistön ulkoseinässä tai erillisessä teknisessä tilassa, johon Sähkölaitoksella on sisäänpääsy. Kuvassa 4.17 on erään omakotitalon teknisessä tilassa sijaitsevat erotuskytkimet.



Kuva 4.17. Erään 1,3 kW järjestelmän erottimet.

Verkon kanssa rinnan toimiva tuotantolaitos ei saa aiheuttaa häiriötä verkkoon eikä muihin sähköasennuksiin. Jännitteen laadun tulee säilyä liittämiskohdassa standardin SFS-EN 50160 Yleisen jakelujännitteen ominaisuudet mukaisena. Inverterin välityksellä verkkoon liittyvät tuotantolaitteistot aiheuttavat yliaaltoisuutta. Lisäksi järjestelmän vaihteleva tuotanto voi aiheuttaa nopeita jännitevaihteluita sekä välkyntää. Kokonaissärö kertoo kaikkien harmonisten yliaaltojen summan perusaallon suhteen. Harmoninen kokonaissärö saa liitännäkohdassa olla maksimissaan 8 %. Kokonaissärömäärä ei saa ylittyä tuotannon liittämisen jälkeenkään. Lisäksi standardissa on annettu rajat liittämiskohdassa mitattaville yksittäisille harmonisille yliaalloille, välkyntälle ja jännitetasojen vaihteluille. [17]

4.4.2 Suojaus

Aurinkosähköjärjestelmän suojauslaitteiston on kyettävä erottamaan laitos verkosta, mikäli verkkosyöttö katkeaa. Erottamisen on tapahduttava myös silloin, kun verkon

jännite tai taajuus ei pysy annetuissa rajoissa. Tuotantolaitos ei myöskään saa koskaan kytkeytyä takaisin verkkoon, kun verkon jännite tai taajuus ei ole annetuissa rajoissa. [17]

Aurinkosähköjärjestelmän suojaus on sisällettävä ainakin yli- ja alijännitesuojaus, yli- ja alitaajuussuojaus sekä ylivirtasuojaus. Lisäksi käytännössä aina tarvitaan maasulkusuojaus ja yksinsyötön estävä suoja. Yleensä invertteri sisältää nämä suojausominaisuudet. Tyypillisessä vikatilanteessa sen sisäinen suojaus katkaisee vikavirran nopeasti. [7] Käytettäessä esimerkiksi mikroinverttereitä tai invertterin suojausollessa riittämätön täytyy suojalaitteet asentaa erikseen.

Yleisesti sähkötuotantolaitoksen tulee osallistua verkon hallintaan pysymällä esimerkiksi alijännitetilanteessa tietty aika verkossa jännitettä tukemassa, sillä tuotantolaitoksen irtikytketyminen pudottaa jännitettä edelleen. Koska mikrotuotantolaitokset eivät ole sähköverkkoa ylläpitäviä laitoksia, niillä ei ole vaatimuksia verkossa pysymiselle, vaan ainoastaan irtoamiselle. Suojaus tulee varmistaa, että tuotantolaitos lakkaa syöttämästä verkkoon toiminta-ajan sisällä, kun jokin taulukon 4.2 parametreista ylittää tai alittaa asetteluarvon. Enintään 30 kVA mikrotuotantolaitokselta Suomessa vaadittavat tekniset vaatimukset ja suojausasetukset on määritelty standardissa SFS-EN-50438. Taulukon 4.2 asetteluarvot ovat Energiateollisuus ry:n asettamat. Ne pätevät kaikille alle 50 kVA:n järjestelmille ja ovat yhtenevät standardin SFS-EN-50438 kanssa. Suojalaitteen toimittajan tulee aina taata, että laitteen suojaus täyttää lain ja standardien asettamat irtikytketymisvaatimukset. [17] Suojaus toimivuus varmistetaan käyttöönottotestauksessa. Yleensä suojaus toimivuus varmistetaan toimittamalla verkkoyhtiölle invertterin valmistajalta saatu standardien mukainen tyyppikoestuspöytäkirja.

Taulukko 4.2. Mikrotuotantolaitteiston suojauslaitteiden asetteluarvot [58].

Parametri	Toiminta-aika	Asetteluarvo
Ylijännite	0,2 s	$U_n + 10 \%$
Alijännite	0,2 s	$U_n - 15 \%$
Ylitaajuus	0,2 s	51 Hz
Alitaajuus	0,2 s	48 Hz
LoM	enintään 5 s	

Taulukossa 4.2 esitellyt Suomen irtikytketymisarvot poikkeavat muiden Euroopan maiden asetelluista arvoista. [17] Verkkoyhtiö voi poiketa harkintansa mukaan tapauskohtaisesti näistä asetetuista arvoista. Helmikuussa 2013 Energiateollisuus julkaisi päivityksen mikrotuotantolaitoksia koskevista teknisistä vaatimuksista. Päivityksessä todetaan, että myös Saksan mikrotuotantonormin VDE-AR-N 4105 mukaiset laitteet soveltuvat jakeluverkkoon Suomessa. [58] Saksan standardi sallii hieman suuremmat poikkeamat nimellisjännitteestä ja taajuudesta. Saksan standardin mukaan laitteiston on irtikytkettyvä 0,2 sekunnissa, kun taajuus nousee 51,5 Hz:iin. Laitteiston täytyy kuitenkin pienentää pätötehoa 40 %/Hz taajuuden noustessa yli 50,2 Hz:iin. [59] Saksan

standardin mukaan tyyppitestattujen inverttereiden hyväksymisen myötä hinnat tulevat todennäköisesti laskemaan Suomen markkinoilla lisääntyvän kilpailun myötä.

Tilannetta, jossa verkon jännite katoaa, kutsutaan Loss of Mains (LoM) -tilanteeksi. Mikrotuotantolaitoksen tulee aina irrota verkosta LoM-tilanteessa, eikä se saa milloinkaan jäädä yksin syöttämään muodostunutta saarekettä. Saarekkeen muodostuminen on erittäin suuri turvallisuusriski, varsinkin jos verkkoasentajat luulevat menevänsä työskentelemään jännitteettömään verkkoon. Jännitteen pudotessa suojaus hoituu yleensä jännite- ja taajuusreileillä. Mikäli verkon jännitteen pudotessa vastaa syntyneen saarekkeen tuotanto kulutusta, pysyy jännite sallituissa rajoissa eikä saareketilannetta välttämättä havaita. Yleensä invertterit eivät kykene jäämään saarekekäyttöön, sillä ne tarvitsevat verkon jännitettä tahdistuakseen. Tällaiset verkkoonliitäntälaitteet eivät tarvitse erillistä LoM-suojausta, mutta ne tulee kuitenkin testata myös LoM-tilanteessa. [17]

Mikäli mikrotuotantolaitos irtoaa verkosta suojauslaitteiston toiminnan johdosta, saa se kytkeytyä takaisin verkkoon, kun jännite ja taajuus ovat olleet suojausasetteluarvojen sisällä tietyn minimiajan. Tämä minimiaika on vaihtosuuntaajan välilyksellä verkkoon kytketyille laitoksille 20 sekuntia. [58]

Pakollisten suojausten lisäksi on hyvä suojata laitteisto tasajännitepiirien ylijännitesuojalla, jotta salaman iskiessä laitteet eivät vaurioidu. Ylijännitesuojalla on tarkoitus suojata sekä paneelit että vaihtosuuntaaja. Asennuksessa riittää yksi ylijännitesuoja vaihtosuuntaajan päässä, mikäli vaihtosuuntaajan ja paneelien välinen johto on alle 30 m pitkä. Mikäli johto on pidempi, on hyvä asentaa toinen ylijännitesuoja paneelien läheisyyteen. [60]

Invertterin sisäisen suojauksen ja mahdollisten ylijännitesuojien lisäksi tarvitaan normaalit johdonsuojakatkaisijat eli ylivirtasuojat. Verkkoon kytkettyjen aurinkosähköjärjestelmien vikavirrat ovat tyypillisesti 100 - 400 % nimellisvirrasta. Vikavirran laukaisu tapahtuu yleensä nopeasti, joten ongelmat ovat huomattavasti pienemmät kuin generaattorin välilyksellä verkkoon kytketyissä järjestelmissä. [7]

Verkkoon kytketyissä järjestelmissä verkossa tapahtuvan vian seurauksena kytkeytyy koko järjestelmä irti ja siten myös syöttö kiinteistön verkkoon katkeaa, vaikka aurinkosähkötuotantoa olisikin. Kun halutaan käyttää omaa aurinkosähkötuotantoa sähkökatkojen aikana, täytyy asentaa kaksoiskytkentämahdollisuus, jolloin aurinkosähköjärjestelmää voisi käyttää verkosta erillään toimivana järjestelmänä. Tämä vaatii erillisen kytkimen ja lisälaitteiston sekä tuotannon vaihtelun takia akuston. Tällainen järjestelmä on kallis eikä suurimmaksi osaksi maakaapeloidussa Tampereen Sähköverkko Oy:n jakeluverkossa ole tarpeellinen.

4.4.3 Mittaus

Kuten luvussa 2.3.3 todettiin, enintään 3 x 63 A pääsulakkeilla varustettuun käyttöpaikkaan liitetyn sähköntuotantolaitoksen tuotantoa ei tarvitse erikseen mitata. Riittää, kun kohteesta mitataan erikseen sekä verkosta otettu että siihen syötetty sähkö. Mittalaitteissa tulee olla kaksi erillistä rekisteriä, sillä tällä hetkellä ottoa ja antoa ei saa netottaa

eli yhdistää. Nettolaskutus olisi yksi tukimuoto, jonka mahdollista käyttöönottoa selvitetään. Nettolaskutus hoidettaisiin nettomittaroinnilla, mikä tarkoittaa sitä, että verkosta ostetun ja sinne syötetyn sähkön arvo on sama, vaikka ne tapahtuvat eri ajanhetkillä.

Mittaus hoidetaan etäluettavilla mittareilla, jotka verkonhaltija omistaa. Tampeleen Sähkölaitos Oy on vaihdattanut uudet etäluettavat mittarit asiakkailleen viimeisten vuosien aikana. Mittarit ohjelmoidaan verkkoyhtiön toimesta mittaamaan kahdensuuntaista siirtoa. Verkonhaltija lukee verkosta otetun ja verkkoon syötetyn sähköenergian. Pääsulakkeiden ollessa yli 3 x 63 A vastaa tuotetun sähkön kulutuksen mittaamisesta sähkön tuottaja itse.

Markkinoilta on saatavilla etäluettavia mittareita, jotka itseisarvoistavat mittarin käsittelemiä lukuja ennen niiden lähettämistä eteenpäin. Tällaisia mittareita ei voida käyttää, sillä ne eivät osaa erotella verkosta otettua ja sinne syötettyä sähköä. Osa mittareista myös summaa eri vaiheiden tuotanto- ja kulutusmittaustuloksia keskenään. Tällaisten vaiheiden tuotantoja summaavia mittareita saa käyttää, joskin se ei ole suositeltavaa. [17] Jotkut verkkoyhtiöt käyttävät tällaisia vaiheet summaavia mittareita, mikä on mikrotuottajan etu. Yleisesti mittauksen tapahtuessa vaiheittain, ajaututaan yksivaiheisesti kytkettyjen voimaloiden kanssa hetkittäin tilanteeseen, jolloin kiinteistö sekä syöttää sähköä verkkoon, että ottaa sähköä verkosta. Aurinkosähkötuotannon ylittäessä vaiheen kulutuksen siirretään vaiheen ylijäämä verkkoon samaan aikaan kun talon kaksi muuta vaihetta ottavat sähköä verkosta. Laskutusvaiheessa verkko- ja myyntiyhtiöt pystyisivät netottamaan vaiheiden tuotanto- ja kulutustiedot esimerkiksi tunneittain. Tämän tavan käyttöönotto poistaisi tarpeen järjestellä mahdollisimman paljon kuormaa yhdelle vaiheelle. Tämä tukimuoto on selvityksessä Työ- ja elinkeinoministeriössä.

4.5 Mikrotuotannon lisääntymisen vaikutuksia

Mikrotuotannon ja muun hajautetun tuotannon lisääntyessä tarvitsee koko sähköverkon muuttua. Nykyinen sähköverkko on suunniteltu yksisuuntaista tehonsiirtoa varten siten, että sähkö siirretään keskitetyistä laitoksista kulutuskohteisiin. Hajautetun tuotannon myötä tehoa siirtyy myös toiseen suuntaan.

Älykkääseen sähköverkkoon eli Smart Gridiin siirtymisen ensiaskel on ollut etäluettavien mittareiden asentaminen. Smart Grid mahdollistaa aurinkovoimaosuuden kasvattamisen suuremmaksi. Älykäs verkko mahdollistaa verkon kapasiteetin hyödyntämisen entistä tehokkaammin, sillä yhdessä energiavarastojen ja kulutuksen ohjauksen avulla saadaan sääriippuvainen sähkö kulutettua tasaisemmin. Liian suuri ennustamattoman hajautetun tuotannon lisääminen ilman älykästä verkkoa vaatisi kohtuuttoman paljon säätövoimaa ja voisi aiheuttaa stabiilisuuongelmia. [61]

Tulevaisuudessa asuinkiinteistöt voivat olla niin kutsuttuja virtuaalisia voimalaitoksia, jotka kykenevät sähkön tuotantoon, varastointiin ja kulutuksen ohjaukseen. Samalla alueella sijaitsevat mikrotuotantolaitokset voivat muodostaa yhdessä mikroverkkoja, jotka toimivat pääasiassa omina saarekkeina tuottaen itse oman sähkönsä. Tehoa voitaisiin siirtää tarvittaessa muiden mikroverkkojen välillä.

4.5.1 Vaikutuksia pientuottajaan

Mikrotuotannon lisääntymisen myötä järjestelmähinnat halpenevat ja järjestelmien takaisinmaksuajat lyhenevät. Vielä muutamia vuosia sitten takaisinmaksuaika oli pidempi kuin järjestelmän elinkaari. Nykyään järjestelmän hankinnassa hinnan merkityksen pienentyessä alkaa eriarvoisuutta aiheuttaa ennemmin auringon säteilyn saatavuus.

Mikrotuotannon kasvun myötä verkkoyhtiön saamat siirtomaksut pienenevät, joka saattaa johtaa tilanteeseen, jossa energiaperusteisesta siirtomaksusta siirrytään tehopohjaisiin maksuihin ja myös tuotannon siirron laskutukseen. Tällöin ostoenergian korvaamisesta saatava hyöty pienenee, sillä ostoenergian hinnasta noin kolmasosa muodostuu sähkön siirron aiheuttamista kustannuksista.

Hajautetun tuotannon lisääntymisen myötä on muodostunut eri verkkooperaattoreille eri toimintatapoja. Mikrotuottajat ovatkin valittaneet verkkoon liittäntöimien epämääräisyyttä. Euroopan verkkokoodeja eli tuotantolaitoksien verkkoon liittämisaatimuksia on alettu yhtenäistää EU:n toimesta. Eurooppalaisten siirtoverkkooperaattoreiden yhteinen kattojärjestö ENTSO-E on laatimassa verkkokoodia, jonka tarkoitus on luoda selkeät, tasapuoliset ja läpinäkyvät vaatimukset verkkoon liittämiseksi. Niiden avulla laitevalmistajien ja suunnittelijoiden olisi helpompi suunnitella laitokset tiettyjen standardien mukaan, kun samat laitteet kävisivät koko EU:n alueella. [59]

ENTSO-E:n pilottikoodi on luonnos tulevasta yhteiseurooppalaisesta verkkokoodista. Pilottikoodin mukaan myös yli 400 W tuotantolaitoksen on osallistuttava rajoitettuun taajuussäätöön. Verkon taajuuden noustessa yli toimintarajan on laitoksen kyettävä pienentämään sekunnissa 1 - 10 % mahdollisesta verkkoon syötetystä tehosta. Myös taajuuden laskiessa ei laitos saisi kytkeytyä verkosta irti, vaan sen on pysyttävä verkossa. Pilottikoodissa ei ole tuotantolaitoksien saareke-estosuojaukselle erityisiä vaatimuksia. Se mahdollistaisikin saarekekäytön, jos maan omat verkkokoodit sen sallivat. [59] Verkkosäännöt eivät rajoita jäsenvaltioiden oikeutta määritellä kansallisia verkkosääntöjä. Ne eivät vaikuta rajat ylittävään kauppaan, joten todennäköisesti mikrotuotantolaitteistojen osallistumisesta taajuudensäätöön luovuttaisiin.

Yksittäisen pientuottajan toimiminen sähkömarkkinoilla ei ole kannattavaa, sillä se edellyttäisi muun muassa tuotannon ennustamista ja tasehallintaa. Tuotantomäärät ja niiden vaihtelu tekevät tuominnasta kannattamatonta. Tulevaisuudessa mikrotuotannon lisääntyessä yksi mahdollinen vaihtoehto olisi niin sanottu aggregointimalli, jossa sähkön myynnistä ja siihen liittyvästä toiminnasta vastaisi ulkopuolinen taho, joka hoitaisi useamman mikrotuottajan tuotannon myynnin. [62]

4.5.2 Ylijäämäsähkön problematiikka

Aurinkosähkötuotannon vaihdellessa ajallisesti ja haluttaessa korvata ostosähköä tehokkaasti ajaudutaan lähes väistämättä tilanteeseen, missä vähintään kesäkuukausien keskipäivän tunteina ylijäämäsähköä siirretään verkkoon. Kesäkuukausien keskipäivän tunteina, kun tuotettu teho on suurimmillaan, ei asuinkiinteistössä välttämättä ole kulutusta kuin muutaman sadan watin pohjakuorman edestä.

Ylijäämäsihkölle voi olla vaikea löytää ostajaa, eikä lainsäädäntö nyky muodossa määrää ostovelvoitetta kenellekään markkinaosapuolelle. Sähkömarkkinalain mukaan sähköä ei saisi syöttää verkkoon, jollei sille ole ostajaa, mutta verkkoyhtiöt voivat poiketa tästä laista, kunnes ylijäämäsihkon asema sähkömarkkinoilla ratkaistaan.

Mikrotuottaja usein olettaa, että verkkoyhtiö voisi ostaa hänen ylijäämäsihkön. Verkonhaltijan rooli sihkön ostajana on ristiriidassa sähkömarkkinoiden toimintaperiaatteiden kanssa. Ostettaessa pientuotantoa suuremmassa määrin sekoittuu verkonhaltijan rooli sihkön myyjien kanssa, sillä sihkön siirto ja myynti on eriytetty toisistaan. Jotkut laitemyyjät ovat katteettomasti luvanneet markkinoinnissaan laitteen ostajalle lisätuottoa verkkoon syötettävästä energiasta, mikä onkin asettanut verkkoyhtiöt ikävään asemaan joutuessaan kertomaan asiakkailleen markkinoiden pelisäännöistä. [16]

Tällä hetkellä suurin hyöty mikrotuottajalle tulee ostosihkön korvaamisesta, sillä ylijäämäsihköstä markkinaehtoisesti mahdollisesti saatava korvaus on huomattavasti pienempi kuin aurinkosihkön tuotantokustannus. Ylijäämäsihkön arvo suhteessa investointiin on erittäin pieni. Energiategollisuus ry:n elokuussa 2012 tehdyn selvityksen mukaan 17 sihkön myyntiyhtiötä on ilmoittanut ostavansa pientuotantoa. Korvaus on yleensä 1,5 - 4 snt/kWh tai SPOT-hinta, josta yleensä vähennetään määrätty marginaali. [63] Ylijäämäsihköstä markkinaehtoisesti maksettava hinta on siis pieni, koska ylijäämäsihkön osto lisää myyntiyhtiön hallinnollisia kuluja, sillä laskuttaminen vaatii lisäresursseja ja järjestelmämuutoksia. Pientuottajan verkosta ottaman sihkön hinta sisältää sähköenergian, siirron sekä verot, kun taas ylijäämästä saadaan korvaus vain sähköenergiasta.

Tampereella Tampereen Sähkölaitos Oy maksaa kertakorvauksen verkkoonliittymisilmoituksesta, mutta ylijäämäsihköstä ei korvausta makseta. Tällä hetkellä Tampereen alueella verkkoon syötetty sähkö kompensoi Tampereen Sähköverkko Oy:n häviösihköä, jollei mikrotuottaja ole löytänyt sihkölle ostajaa muualta.

Mahdollista tukimuotoa mikrotuotannolle mietitään TEM:ssä. Myös selvityksiä muun muassa nettolaskutusmallista on tehty. Nettolaskutus on tukimuoto, joka koituu pääasiassa sihkön myyntiyhtiön maksettavaksi. Sihkön myyjä perii maksamansa tuen hinnoittelun kautta joko mikrotuottaja-asiakkaaltaan tai muilta asiakkailta. Nettolaskutusmallin hyödyt mikrotuottajan kannalta pienentyvät hinnoittelun kautta, jos sihkön myyjää ei velvoiteta johonkin tariffihintaan. Markkinaehtoisesti sihkön myyjä hinnoittelee riskin sihkön ostohinnan marginaalista. [64] Pientuotannon markkinoiden kehittymistä edistäisi tehokkaimmin investointituki, joka on sidottu tuotantomääriin, sillä markkinaehtoista kehitystä ei ole hyvä vääristää pakolla. Aurinkosihköinvestoinnin ollessa pääomavaltainen tulisi myös tuen kohdistua investointikustannuksiin.

4.5.3 Vaikutukset sihkön myyntiyhtiöiden näkökulmasta

Myyntiyhtiöt ostavat asiakkailleen myymänsä sihkön kulutusennusteiden perusteella SPOT-markkinoilta. Kulutuksen poiketessa ennustetusta joutuu myyjä ostamaan tai myymään tasesihköä, joka on yleensä tappiollista. Tyypikuormituskäyriin perustuvat kulutusennusteet muuttuvat käyttökelvottomiksi mikrotuotannon laajamittaisen lisää-

tymisen myötä ja kulutusprofiilin ennakoimattomuus vähentää sähkömyyjän katetta [64]. Mikrotuotannon ennustettavuus on vaikeaa, joten ylijäämä sähköä ostavan myyntiyhtiön on vaikea ennustaa ylijäämä sähkön määriä.

Myyntiyhtiön ostaessa ylijäämä sähkö ja myydessä sen eteenpäin muuttuu myyntiyhtiö palveluyritykseksi. Myyntiyhtiön huolehdittavaksi jää tasehallinta, tuotannon ennustaminen sekä riskien kantaminen. Näistä aiheutuneet kulut myyntiyhtiön on perittävä tavalla tai toisella. Todennäköisesti suuremman mittakaavan mikrotuotannon aiheuttamat kulut koituisivat myös muiden asiakkaiden maksettavaksi.

4.5.4 Vaikutukset verkkoyhtiön kannalta

Mikrotuotannon lisääntyminen vaikuttaa merkittävästi verkkoyhtiöön. Verkkoyhtiö saa paikallisen monopoliasemansa vuoksi tehdä vain kohtuullista tuottoa, mutta mikrotuotannon vaatimat investoinnit koituvat juuri verkkoyhtiön maksettavaksi. Sähkön pienjännitesiiro muodostaa noin kolmanneksen sähkön kokonaishinnasta. Voidaan siis ajatella syntyvän paikallista tuotantoa, jos monopolin siirtämä sähkö on kallista. Suurin osa siirtokustannuksista on kuitenkin pääoma- ja huoltokustannuksia, joita ei voida hajautella tuotannolla välttää, jos pientuottaja tarvitsee sähköä myös verkosta. [65] Tällöin verkkoyhtiön mikrotuottajaksi ryhtyvältä asiakkaaltaan menettämät maksut on perittävä muualta esimerkiksi siirtohintoja korottamalla tai hinnoittelemalla verkkoon syöttö maksulliseksi.

Kustannuksia syntyy, mikäli verkkoyhtiöiden nykyiset tietojärjestelmät eivät pysty käsittelemään hajautettua tuotantoa. Hajautetun tuotannon lisääntyminen aiheuttaa myös henkilöstön koulutustarvetta. Tällä hetkellä Tampereella mikrotuotantolaitoksen mahdollisesti verkkoon syöttämä ylijäämä sähkö pienentää verkkoyhtiön ostamaa häviösähköä. Hajautettu tuotanto myös pienentää kanta- ja alueverkkomaksuja lähes poikkeuksetta. Mikrotuotanto pienentää kantaverkosta ottoa ja näin ollen myös kulutus- ja kuormitusmaksuja. Aurinkosähkön tapauksessa saavutettu kustannussäästö ei ole niin suuri kuin esimerkiksi tuulivoiman tapauksessa, sillä saavutettu kustannussäästö on suurempi, jos tuotanto tapahtuu talvipäivänä. [7]

Verkkoyhtiön talouteen vaikuttavat myös suuresti hajautetun tuotannon aiheuttamat muutokset verkkoon ja sen suojaukseen. Mikrotuotannon ollessa vähäistä, eivät verkon lähtöjen suojausasettelut vielä tarvitse muutoksia, kun huolehditaan mikrotuotantolaitteistojen täyttävän määritellyt ehdot. Mikrotuotannon ja muun hajautetun tuotannon lisääntyessä täytyy verkkoon tehdä mahdollisesti kalliita muutoksia tai vahvistuksia.

Hajautettu tuotantolaitos voi vaikuttaa jakeluverkkoon myönteisesti tai kielteisesti riippuen laitoksen sijoituspaikasta, koosta ja tuotantoteknologiasta. Verkon tarpeita ei voida juurikaan ottaa huomioon tuotantolaitoksen sijoituspaikkaa mietittäessä, sillä se johtuu ulkoisista tekijöistä kuten aurinkoisuudesta ja siitä, kuka laitoksen omistaa. Usein hajautettu tuotanto vaikuttaakin jakeluverkon toimintaan heikentävästi. [7]

Tuotantoa liitettäessä verkkoon lähdön jännite nousee. Liitettäessä tuotantolaitos pitkän johdon loppupäähän saadaan tällä kompensoitua jännitteen alenemaa. Mikäli

kuitenkin kuormitus on pientä, saattaa jännite nousta liikaa. Mikäli tuotantoteho ei ylitä kuormituksen huipputehoa, pysyy jännitteennousu kaikissa tilanteissa määritellyissä rajoissa (standardi SFS-EN 50160). [66]

Yksittäisen mikrotuotantolaitteiston verkkoon kytkemisestä ei yleensä aiheudu ongelmia verkolle, vaikka verkko olisikin tuotantolaitoksen liityntäkohdassa heikko. Tilanne on toinen, jos mikrotuotantoa liittyy suuria määriä suhteessa kulutukseen tai liitettävät laitteistot ovat teholtaan suuria. Verkkoyhtiön on liityntäprosessin yhteydessä aina selvítettävä, aiheutuuko liitettävästä tuotantolaitoksesta suojausongelmia. Jos pienjänniteverkon suojaus on mitoitettu standardin SFS 6000-8-801 mukaan, voi muuntopii-riin kytkeä tuotantoa vähintään syöttävän jakelumuuntajan nimellistehon verran. [66]

Hajautettu tuotanto vaikuttaa oikosulkuvirran suuruuksiin ja suuntiin. Oikosulkuvirtojen kasvu voi vaikuttaa verkon komponenttien termiseen kestoisuuteen. Hajautettu tuotanto saattaa myös aiheuttaa ongelmia suojaukseen. Johdon varrella tai loppupäässä olevan tuotantolaitoksen syöttämän vikavirran vuoksi lähdön suojaus saattaa sokaistua. Vian sattuessa johdon loppupäähän alkaa johdon varrella olevat mikrotuotantolaitokset syöttää vikavirtaa kohti vikapaikkaa ja tällöin lähdön kautta kulkema vikavirta pienenee. Jos lähdön vikavirta on tarpeeksi pieni, ei lähdön suojaus toimi vaan sokaistuu. Tilanne pienjänniteverkossa on epätodennäköinen, mutta mahdollinen. Yksittäinen mikrotuotantolaitos ei aiheuta tuotannon sokaistumista, vaan lähdön hajautetun tuotannon on oltava MVA-luokkaa [62].

Toinen mahdollinen hajautetun tuotannon aiheuttama vaikutus suojaukseen on terveen lähdön tarpeeton irtoaminen. Vian sattuessa mikrotuotantolaitteiston viereisellä lähdöllä voi mikrotuotantolaitos alkaa syöttää vikavirtaa vikapaikan lähdön kautta. Mikäli tuotantolaitoksen lähdön releen läpi kulkema virta ylittää releen asetteluarvon eikä rele tunnista virran suuntaa, laukeaa myös terve lähtö. Tämä asia saadaan korjattua vaihtamalla lähdölle suuntaylivirtareleet, jotka tunnistavat virran suunnan. Terveen lähdön virheellinen laukeaminen tapahtuu jo pienemmällä hajautetun tuotannon määrällä [62].

Tehoelektroniikan välityksellä verkkoon liitetyt tuotantolaitokset synnyttävät verkkoon harmonisia yliaaltoja, mistä aiheutuu näin ollen jännitteen säröytymistä. Standardissa EN50160 määriteltyjä raja-arvoja tulisi tiukentaa pienvoimaloiden osalta, sillä määritellyt raja-arvot ovat sellaiset, että jo niitä lähestyttäessä alkaa verkossa käytännössä esiintyä ongelmia. [67] Tampereen Sähköverkko Oy kuitenkin arvioi, että siirtymisen älyverkkoihin on tapahduttava jo ennen kuin hajautetun tuotannon määrä kasvaa niin suureksi, että niiden aiheuttamat ongelmat sähkön laatuun ja suojaukseen nousevat merkitseviksi. Huolehdittaessa, että verkkoon kytkettävät mikrotuotantolaitokset täyttävät vaaditut asetukset, eivät ne aiheuta verkon tai sähkön laadun heikentymistä.

4.6 Asennetut järjestelmät

Tässä luvussa esitellään Tampereella sijaitsevia verkkoon kytkettyjä järjestelmiä sekä niiden toteutuneita sähköntuotantoja. Toteutuneita tuottoja verrataan PVGIS-ohjelmalla

laskettuihin tuotantomääriin. Luvusta voidaan siis nähdä tuloksena PVGIS-ohjelman mallinnustarkkuus Tampereen alueella.

Käytössä olevat järjestelmät ovat yhtä lukuun ottamatta uusia, alle kaksi vuotta käytössä olleita järjestelmiä. Toteutuneista tuotoista ei voida täten tehdä kovin yleisiä johtopäätöksiä Tampereen aurinkosähköpotentiaalista, mutta voidaan tarkastella, pitääkö PVGIS-ohjelmalla saadut tuotantoennusteet paikkansa tarkasteluvuosina.

4.6.1 Aurinko-Tuulia

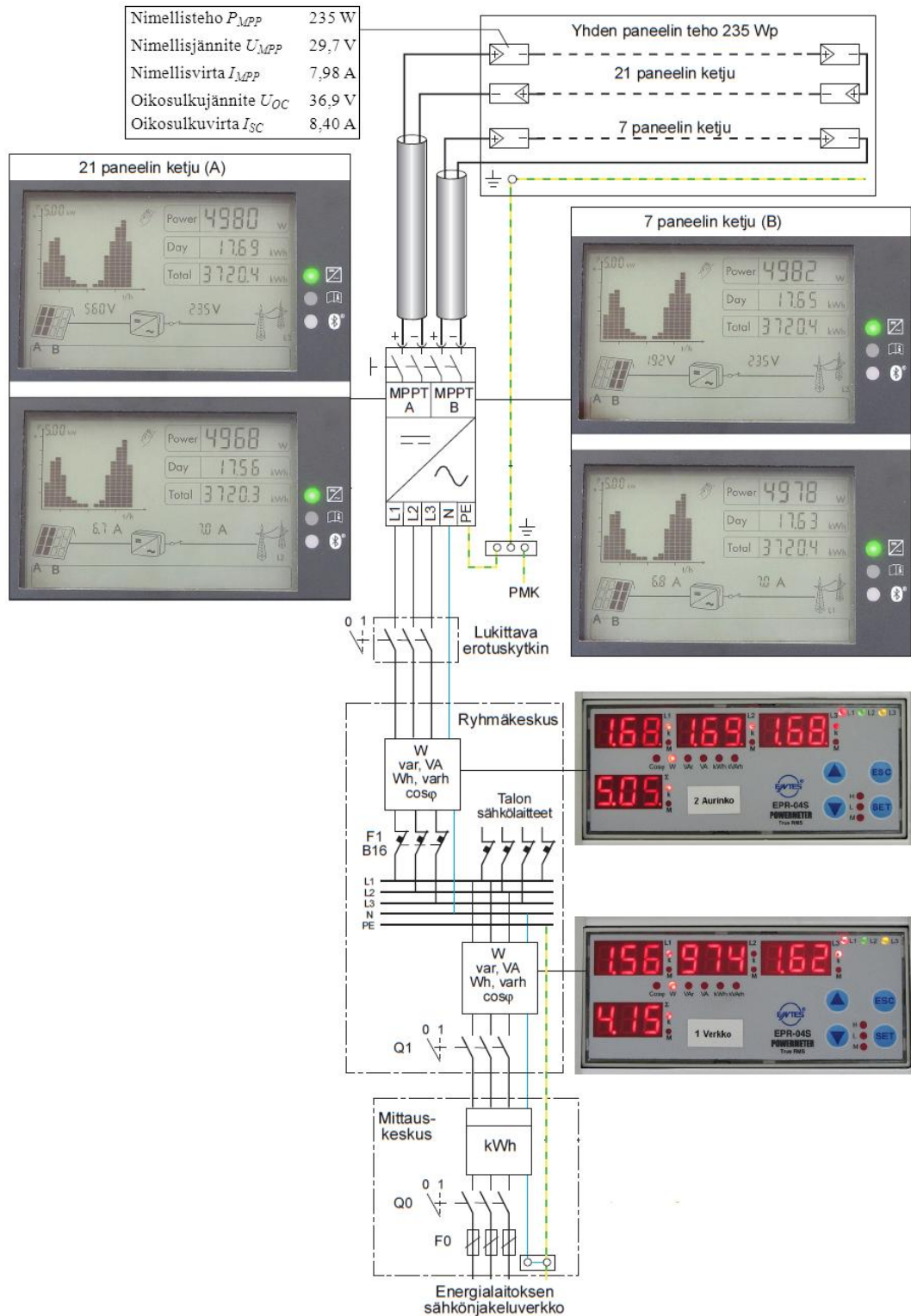
Kuvassa 4.18 näkyvä lähes nollaenergiatalo valmistui Vuoreksen asuntomessuille vuonna 2012. Rakennuksen eteläkaakon suuntaisella katolla on aurinkopaneeleita, joiden yhteenlaskettu nimellisteho on 6,6 kW. Paneelien kallistuskulma on 22°. Järjestelmään kuuluu myös SMA:n 8 kW kolmivaiheinvertteri, jossa on kaksi MPPT-yksikköä. Invertterin koon vuoksi nimellistehoa suuremmat huipputehon piikit saadaan myös hyödynnettyä.



Kuva 4.18. Aurinko-Tuulia [68].

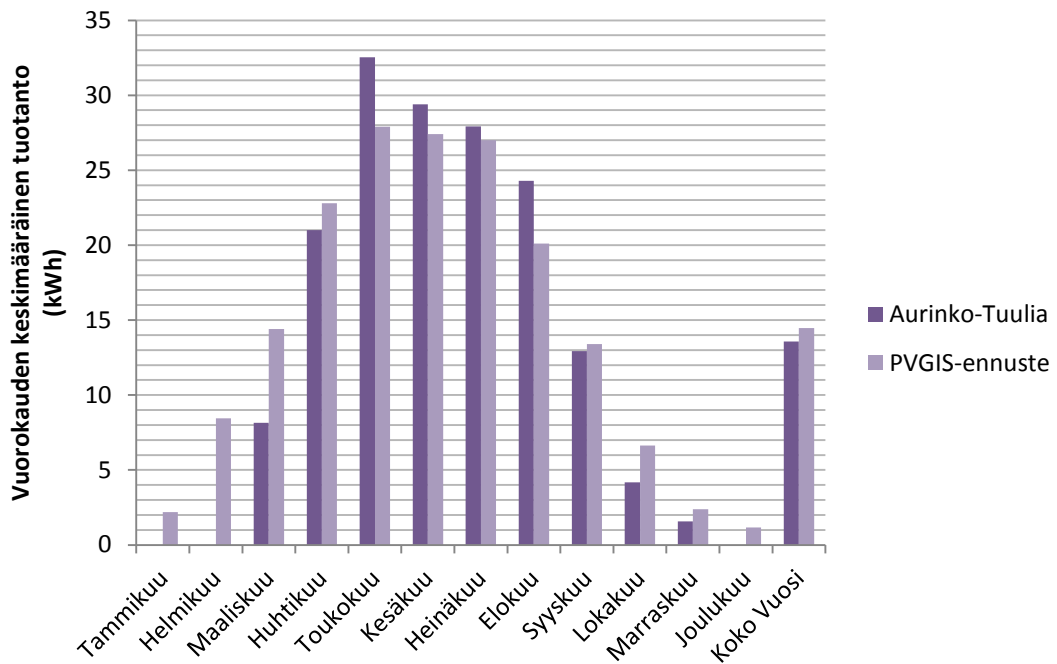
Järjestelmä koostuu kahdesta paneeliketjusta. Toisessa paneeliketjussa on sarjassa nimellisteholtaan 235 W:n Solarwatt Blue 60P -paneeleita 7 kappaletta ja toisessa 21. Paneelit on ryhmitelty invertterin valmistajan ohjeiden mukaisesti siten, että invertterin A-tuloon on kytketty mahdollisimman suuri jännite ja teho. Kuvassa 4.19 näkyvät järjestelmän kytkentäkaavio sekä invertterin näyttö ja ryhmäkeskuksen digitaaliset mittarit. Invertterin näytön oikeassa yläreunassa näkyvät hetkellinen ulostuloteho, päivän aikana tuotettu energia ja aurinkosähköjärjestelmän energian kokonaistuotto. Näytön alalaidan kaaviossa näkyvät tasavirtapuolella kyseisen paneeliketjun jännite ja virta. Kaavion vaihtovirtapuolella näkyy kolmivaiheiset jännitteet ja virrat. Ryhmäkeskuksen digitaaliset mittarit mittaavat aurinkosähköjärjestelmän tuottaman ja jakeluverkkoon syötetyn tehon. Mittareiden erotuksesta saadaan kiinteistön kussakin vaiheessa kuluva teho. Kuvassa 4.19 näkyvät hetkellisarvot on kuvattu klo 12 - 13 välisenä aikana eräänä elokuun päivänä, kun aurinko paistoi lähes pilvettömältä taivaalta. Kuten ryhmäkeskuksen mitta-

rit osoittavat, syötetään kesän huipputunteina suurin osa tuotetusta sähköstä verkkoon. Tämä on edellytys pienen E-luvun saavuttamiseksi.



Kuva 4.19. Aurinko-Tuulian aurinkosähköjärjestelmän kytkentäkaavio sekä invertterin ja ryhmäkeskuksen digitaaliset mittarit [30].

PVGIS-ohjelma antaa järjestelmälle vuosituotannoksi 5300 kWh. Paneeleita ei ole pidetty puhtaana lumesta, joten talviajan tuotot ovat heikot. Joului-, tammi- ja helmikuulta oli tuotanto 0 kWh. PVGIS-ohjelman mukaan kuukauden keskimääräinen tuotanto 6,6 kW järjestelmällä on joulukuussa 36 kWh, tammikuussa 68 kWh ja helmikuussa 237 kWh. Lokakuussa tuotanto oli keskimäärin 4,2 kWh päivässä, kun PVGIS-ohjelma ennustaa tuotannoksi 6,6 kWh. Toukokuusta elokuuhun oli tuotanto puolestaan suurempaa kuin ennustettu. Kuvassa 4.20 näkyy sekä Aurinko-Tuulian toteutunut että ennustettu tuotanto.



Kuva 4.20. Aurinkotuulian toteutunut tuotanto, sekä PVGIS-ohjelmalla ennustettu tuotanto.

Ensimmäisen vuoden kokonaistuotanto oli 4952 kWh. Huipunkäyttöaika oli siis 750 h. Toteutunut kokonaistuotanto oli ensimmäisenä vuonna lähes 7 % pienempi, kuin PVGIS-ohjelmalla saatu ennuste. Kuten luvussa 4.3.2 todettiin, on kattoasennuksen tapauksessa lumipeitteen aiheuttama vuosituotannon pieneneminen noin 6 %, mikäli tuotantoa ei ole joulukuusta helmikuuhun. Vuonna 2013 lumet sulivat vasta huhtikuussa ja paneelit pölyttiin lumesta vasta maaliskuun puolivälissä. Tämä selittää myös maaliskuun huomattavasti ennustetta pienemmän tuotannon. Mikäli paneelit olisi pidetty puhtaana lumesta, tai pölytetty esimerkiksi jo helmikuussa olisi todennäköisesti päästy noin 800 h huipunkäyttöaikaan.

Aurinko-Tuulian järjestelmää ei ole mitoitettu luvun 4.3 periaatteiden mukaisesti. Aurinkosähköjärjestelmä on niin sanotusti ylimitoitettu, jotta kiinteistön E-luku on saatu lähelle nollaa. E-luvun laskennassa kesäaikainen verkkoon syöttö kompensoi talviaikana verkosta otettua sähköenergiaa.

4.6.2 Lantti

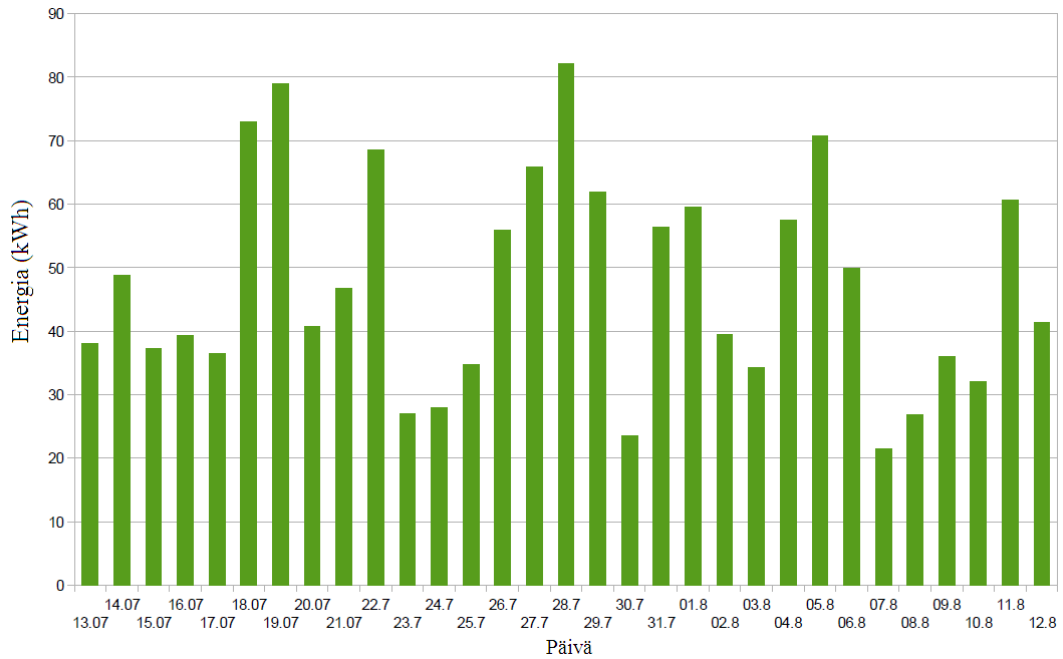
Lantti on Vuoreksen asuntomessuille vuonna 2012 rakennettu nollaenergiatalo. Talon E-luku on uusien rakennusmääräysten mukaisesti vuositasolla tarkasteltuna ja energiamuotokertoimella jyvitettyä -1 . Talon katto- ja seinäpinnoille on asennettu yhteensä 61 m^2 aurinkopaneeleita. Kuvassa 4.21 näkyvä Lantti-talo on Sitran, Asumisen rahoitus- ja kehittämiskeskus ARA:n, TA-yhtymä Oy:n ja Aalto-yliopiston yhteinen kehityshanke. [69]



Kuva 4.21. Lantti-talo [68].

Asuinrakennuksen katolle on sijoitettu 22 kappaletta 250 W Naps Saana 250 P2 PBW -aurinkopaneeleita, jotka on suunnattu länsilounaaseen ($\beta = 66^\circ$) 19° kulmaan. Varastojen katoille eteläkaakon suuntaan ($\beta = -24^\circ$) on asennettu 6 kappaletta samoja 250 W paneeleita 32° kulmaan. Varaston seinällä myös eteläkaakon suuntaan on lisäksi 6 paneelia. Järjestelmän nimellisteho on 8,5 kW. Arvioitu kokonaisvuosituotanto on 7000 kWh, jonka vähentävä vaikutus E-lukuun on 11 900 kWh ostosähkön energiamuotokertoimen ollessa 1,7. Energiamuotokerroin on E-luvun laskennassa käytettävä kerroin, joka kuvaa energiamuodon luonnonvarojen käyttöä.

Asuntomessujen ajaksi piharakennuksen katolle asennettiin lisäksi 1,5 kW edestä lisäpaneeleita, jolloin järjestelmän kokonaisnimellisteho oli 10 kW. Kuvassa 4.22 näkyvä toteutunut energiantuotanto asuntomessujen ajalta. [69]



Kuva 4.22. Lantti-talon sähköntuotanto asuntomessujen ajalta 13.7 - 12.8 [69].

Optimaalisesti asennetun 10 kW järjestelmän keskimääräinen arvioitu vuorokausituotanto on heinäkuussa 39 kWh ja elokuussa 31 kWh. Kuvan perusteella järjestelmän toteutuneet tuotannot edustavat hyvin keskiarvoihin perustuvaa tuotantoennustetta.

4.6.3 Hervanta

Vanhalla omakotitaloalueella sijaitsevan talon katolle on asennettu 10 kappaletta 130 W paneeleita. Paneelien kokonaisnimellisteho on 1,3 kW. Kuvassa 4.23 näkyvät verkkoon kytketyt paneelit on otettu käyttöön 17.8.2007. Paneelit sijaitsevat harjakatolla, jonka kulma on noin 20 astetta ja suunta etelään. Järjestelmään kuuluu 1,1 kW SMA:n Sunny boy -invertteri. Järjestelmä on talon yhteen vaiheeseen kytketty. Vaiheistusta on muutettu siten, että suurin osa vakiokuormasta on kytketty tähän vaiheeseen. Järjestelmä on Naps Systemsin toimittama.



Kuva 4.23. Hervannassa omakotitalon katolle asennetut aurinkopaneelit [70].

Viiden ensimmäisen vuoden aikana eli elokuusta 2007 elokuuhun 2012 järjestelmä tuotti yhteensä 4 520 kWh sähköenergiaa eli keskimäärin 904 kWh vuodessa. Järjestelmän huipunkäyttöaika on ollut siis noin 695 h. PVGIS-ohjelma antaa kyseiselle kattokulmalle vuotuiseksi energiantuotannoksi Hervannassa 1050 kWh eli huipunkäyttöaikana 808 h. Talon edustalla olevat koivut varjostivat paneeleita varsinkin keväisin ja kesäaamuisin, kun aurinko paistoi matalalla idän suunnasta. Puut kaadettiin kesäkuussa 2012.

Helmikuusta 2012 helmikuuhun 2013 järjestelmä tuotti 907 kWh energiaa. Luvun 6 kannattavuustarkasteluissa on oletettu, että viisi vuotta vanhan aurinkosähköjärjestelmän maksimiteho on laskenut 90 %:iin nimellisestä. Tällöin PVGIS-ohjelma antaa vuotuiseksi energiantuotannoksi 940 kWh. Puidenkaadon jälkeen tullaan varmaankin pääsemään vähintään ennustettuun vuosituotantoon. Viimeisen tarkasteluvuoden aikana syötettiin tuotetusta energiasta viidesosa eli noin 200 kWh verkkoon. Tämän ylijäämänsähkön arvo myytynä olisi ollut noin 8 €. Verkosta otetun ja sinne syötetyn sähkön netottamisella vuotuisen ylijäämänsähkön arvo olisi ollut 28 €. Asukas on kytkemässä järjestelmään automaatiota, jotta ylijäämänsähkö saadaan kulutetuksi kiinteistön kulutuskojeissa.

Talossa on melko suuri pohjakuorma, joka koostuu muun muassa puhaltimista, kylmiöstä, pakastimesta sekä lämmönvaihtimesta. Suuren pohjakuormansa perusteella voisikin taloon luvun 4.3.1 perusteella sopia jopa 2 kW järjestelmä. Kuitenkin jo 1,3 kW järjestelmällä syötettiin viime vuonna 20 % vuosituotannosta verkkoon. Vuotuisesta energiasta 20 % ylijäämä on vielä kohtuullinen eikä oleellisesti huononna järjestelmän kannattavuutta, kuten seuraavassa luvussa 5 tullaan toteamaan. Yksi syy melko suureen poikkeamaan mitoitusohjeesta, on asennuskulman pienuus verrattuna ohjeessa käytettyyn optimikulmaan. Asennuskulman pieneneminen optimista aiheuttaa paraabelinmuotoisen tuotantoprofiilin jyrkkemisen. Kesäaikaan auringon paistaessa korkealta ja paneelin ollessa pienessä kulmassa, poikkeaa tuotannon huipputeho huomattavasti valoisian ajan keskimääräisestä tuotantotehosta. Poikkeamaan vaikuttaa myös se, että ylijäämänsähkön mittaustulos on vain yhdeltä vuodelta. Kuten luvussa 2.1 todettiin voi

kuukausituotanto poiketa jopa kymmeniä prosentteja kuukausikeskiarvosta ja siten tarkasteluvuoden ylijäämätuotanto ollut keskimääräistä suurempaa. Luvun 4.6.1 mittaustuloksista havaitaan, että tuotanto oli esimerkiksi toukokuussa 2012 17 % suurempaa kuin keskiarvoennuste.

4.6.4 Lielahdi

Asennushetkellä Suomen suurimman aurinkovoimalan titteliä hallinnut järjestelmä sijaitsee Lielahden Citymarketin katolla ja se valmistui vuonna 2000. Kuvassa 4.24 näkyvän järjestelmän nimellisteho on 39 kW. Paneelien yhteispinta-ala on 330 m².



Kuva 4.24. Lielahden Citymarketin katolla oleva 39 kW järjestelmä [71].

Kauppa-keskuksen aulassa olevasta näytöstä on voinut seurata järjestelmän hetkellistä tuotantoa. Kokonaistuotantomittari on jouduttu nollaamaan useaan kertaan järjestelmän elinkaaren aikana, joten toteutuneita tuotantotietoja ei ole saatavilla. Järjestelmä on vanhentunutta tekniikkaa ja järjestelmästä nykyään saatava huipputeho on laskenut arviolta alle puoleen nimellistehosta.

4.6.5 Luhtaan päiväkotia

Vuonna 2012 Pappilan kaupunginosaan valmistunut päiväkotia on Tampereen Tilakeskus Liikelaitoksen passiivienergiarakentamisen pilottikohde. Kuvassa 4.25 näkyvä päiväkotia on suunniteltu vuonna 2010 käytössä olleen passiivitalomääritelmän mukaisesti. Osatoenergian määrää kohteessa pienennetään aurinkosähköjärjestelmällä, joka on mitoitettu siten, että primäärienergian tarve on noin 125 kWh/m². Tämä tarkoittaa sitä, että omaa tuotantoa on noin 20 000 kWh vuodessa.



Kuva 4.25. Luhtaan päiväkoti.

Päiväkodin katolle on asennettu 141 m^2 aurinkopaneeleita, joiden kallistuskulma on 23° ja suuntaus on lounaaseen. Järjestelmä koostuu 55 yksikiteisestä nimellisteholtaan 390 W :n TopSun TS-S390 -piipaneelistä ja yhdestä $19,2 \text{ kW}$:n RefuSol 20K -kolmivaiheinvertteristä. Paneelien nimellisteho (STC) on $21,5 \text{ kW}$ ja invertterin vaihtovirtapuolen nimellisteho 19 kW . Järjestelmätoimittajan antama vuotuisen tuotantoennuste on $19\,300 \text{ kWh}$. PVGIS-ohjelma antaa kyseisille asennusparametreille vuotuisesti tuotantoennusteeksi $16\,500 \text{ kWh}$. [72] Ensimmäisenä vuonna järjestelmä tuotti noin $15\,000 \text{ kWh}$. Järjestelmä kärsi ajanjaksolla ilkeivallasta, joten järjestelmän toiminta ei ollut ideaalista.

4.6.6 Nekala

Tampereen Sähkölaitos Oy:n Nekalassa sijaitsevan lämpökeskuksen seinälle asennettiin maaliskuussa 2013 aurinkosähköjärjestelmä. Kuvassa 4.26 näkyvään järjestelmään kuuluu 17 m^2 aurinkopaneeleita, joiden yhteenlaskettu nimellisteho on $2,4 \text{ kW}$. Paneelit on asennettu lämpökeskuksen eteläseinälle riviin 62° kulmaan.



Kuva 4.26. Nekalan lämpökeskuksen seinällä olevia aurinkopaneeleita.

Järjestelmän 10 aurinkopaneelia ovat Innotech Solarin EcoPlus -aurinkopaneeleita. Järjestelmään kuuluvan muuntajallisen SMA Sunny Boy -yksivaiheinvertterin nimellisteho on 2,5 kW. [73] PVGIS –ohjelma antaa järjestelmälle vuotuiseksi tuotantoennusteeksi 1940 kWh. Optimikulmaan asennettuna olisi vuotuinen tuotantoennuste vain noin 5 % suurempi.

4.6.7 Cargotec

Ruskossa sijaitsevan Cargotec Finland Oy:n pääkonttorin seinälle asennettiin alkuvuodesta 2013 toistaiseksi Tampereen suurin aurinkosähkövoimala. Paneelien kokonaisnimellisteho on 45 kW ja se koostuu kuvan 4.27 mukaisesti seinälle asennetuista 8 paneelirivistä, joissa jokaisessa on 23 kappaletta Naps Saana 245 SM3 PBB -paneeleita. [74]



Kuva 4.27. Cargotec Finland Oy:n pääkonttorin seinälle asennettuja paneeleita.

Järjestelmään kuuluu kaksi 17 kW Sunny Tripower -kolmivaiheinvertteriä. Järjestelmän invertterit on valittu paneelien nimellistehoa huomattavasti alhaisemmaksi asennuskulman vuoksi. Pystysuoraan asennettuna tuotantoprofiili jakaantuu tasaisemmin koko vuodelle ja toiminta lähellä nimellistehoa on harvinaista. Toimittaja on antanut järjestelmälle vuotuiseksi tuotantoennusteeksi noin 33 000 kWh, mikä on 15 % suurempi kuin PVGIS-ohjelman antama ennuste pystysuoraan asennetuille piipaneelleille Tampereella. Asennuskulman vuoksi, voidaan heijastuvan säteilyn vaikutus olettaa kokonaissäteilyyn nähden melko suureksi ja täten toteutuvan kokonaistuotannon olevan suurempi kuin PVGIS-ohjelman antama ennuste.

5 TALOUDELLINEN TARKASTELU

Uusiutuvan energian rakentamisinnostuutta Suomessa muihin maihin verrattuna on vähentänyt valtiollisten ohjauskeinojen puute. Myös perinteisesti tuotetun energian halpa hinta pohjoismaisilla sähkömarkkinoille ei ole aiheuttanut painetta omaan tuotantoon ja ostosähkön korvaamiseen. Epävarmuus aurinkosähköjärjestelmien tuottaman energian määrästä yhdessä suurten investointikustannusten kanssa aiheuttavat sen, ettei aurinkosähkö ole laajamittaisesti yleistynyt Suomessa.

Aurinkosähkön kannattavuutta parantavat eniten investointikustannusten pieneeminen, sähkön hinnan nousu ja valtiolliset ohjauskeinot kuten tuotanto- ja investointituet sekä erilaiset määräykset. Näiden lisäksi kannattavuutta parantavat laitteistojen tuottaman energian määrää kasvattavat teknologiset innovaatiot.

Tässä luvussa tarkastellaan investoinnin kannattavuutta eri menetelmin. Kannattavuusarvioinnissa on tärkeä huomioida myös sellaiset investoinnin kannalta mahdollisesti merkittävät tekijät, joita ei voida laskentamenetelmiin sisällyttää. [75] Aurinkosähköjärjestelmän hankintaa ohjaavat usein muut tekijät kuin suuret tuotto-odotukset. Investointilaskelmissa ei lasketa rahallista arvoa aurinkosähkötuottajan imagon parantumiselle, energiaomavaraisuuden kasvulle, hiilidioksidipäästöjen vähentymiselle tai päästöttömän energiantuotantomuodon käyttöönotolle.

5.1 Kannattavuustarkastelun laskentamenetelmät

Investointilaskennan avulla pyritään selvittämään, kuinka kannattava investointi on, kuinka tuotot ja kustannukset ajallisesti sijoittuvat ja kuinka kauan pääoma on sidottuna investointiin. Aurinkosähköjärjestelmien pitoajat ovat suhteellisen pitkiä, joten on hyvä arvioida myös koko investoinnin kannattavuuteen vaikuttavien eri parametrien muutosten todennäköisyyksiä.

Yleisesti käytettyjä investointilaskentamenetelmiä on viisi. Peruslaskentamenetelmiä ovat nykyarvomenetelmä, annuiteettimenetelmä ja sisäisen korkokannan menetelmä. Näiden lisäksi käytetään yksinkertaistettuja laskumenetelmiä, kuten pääoman tuottoastemenetelmää ja takaisinmaksuajan menetelmää. Tässä työssä käytetään nykyarvomenetelmää sekä takaisinmaksuajan menetelmää. [75]

5.1.1 Takaisinmaksuajan menetelmä

Takaisinmaksuaika kertoo ajan, jossa investointi maksaa itsensä takaisin. Se on aika perusinvestointikustannuksen realisoitumisesta siihen, kun investoinnin yhteenlasketut nettotulot ylittävät perushankintakustannuksen. Menetelmä ei siis ota huomioon

takaisinmaksuajan jälkeisiä tuottoja ja korostaakin vain investoinnin rahoitusvaikutusta eikä lainkaan esimerkiksi sitä, millaisiin kokonaistuottoihin investoinnilla voitaisiin päästä. [75]

Takaisinmaksuajan menetelmä ei huomioi rahan aika-arvoa, korkoa eikä tuotto-vaatimusta. Tässä työssä menetelmä soveltuu käytettäväksi, koska investoinnille ei aseteta tuottovaatimuksia eikä rahoituskustannuksia ole. Takaisinmaksuajan menetelmän mukaan on edullista suorittaa ne investoinnit, joista pääoma kertyy nopeasti takaisin. Tämä menetelmä ei siis anna aurinkosähköstä investointina kovinkaan positiivista kuvaa. Takaisinmaksuajan menetelmää kuitenkin käytetään tässä sen yksinkertaisuuden vuoksi, jotta voidaan vertailla aiempina vuosina laskettuja aurinkosähköjärjestelmien takaisinmaksuaikoja. [75]

5.1.2 Nykyarvomenetelmä

Nykyarvomenetelmää käytettäessä kaikki investointiajanjakson tuotot ja kustannukset diskontataan valitulla laskentakorolla nykyhetkeen. Investointi on kannattava, jos tulok-sena saatu nykyarvojen summa on positiivinen. Tällöin investoinnista syntyvien netto-tuottojen nykyarvo, jäännösarvo mukaan luettuna, on suurempi kuin investoinnin pe-rushankintakustannukset. [75]

Nykyarvomenetelmässä voidaan tarkastella, riittävätkö investoinnin aikaiset net-totulot kattamaan investoinnin suuruuden ja halutun tuottovaatimuksen. Menetelmällä myös voidaan selvittää, miten syntyvien nettotuottojen nykyarvo muuttuu, kun jokin tulo tai meno muuttuu.

5.1.3 Laskennassa käytettävät lähtöarvot

Investointilaskenta perustuu lähtöarvoihin, joihin liittyy aina epävarmuutta. Lähtöarvoja ovat perushankintakustannus, juoksevasti syntyvät tuotot ja kustannukset, käytettävä laskentakorkokanta, investoinnin pitoaika sekä investointikohteen jäännösarvo. Pe-rushankintakustannus on kertaluonteinen maksu, joka on aurinkosähkön tapauksessa suuri. Lähtöarvoista se on vähiten epävarmuutta sisältävä tekijä, sillä se realisoituu lä-hellä investointipäätöksen tekoa. Aurinkosähköjärjestelmän perushankintakustannus koostuu lähinnä käyttöomaisuusinvestoinneista, jotka ovat pitkävaikutteisia tuotannon-tekijöitä kuten laitosinvestointi, logistiikkakustannukset, rakentamiskustannukset, säh-köverkkoliityntä ja esimerkiksi teetetystä selvitystyöstä aiheutuneet kustannukset. [75]

Juoksevasti syntyneet tuotot ja kustannukset ovat perushankintakustannusta huomattavasti epävarmempia, sillä esimerkiksi syntyneet tuotot riippuvat tuotetun ener-gian määrästä, joka voi poiketa ennustetusta vuosittain noin kymmenisen prosenttia. Se, kuinka suuri rahallinen hyöty tuotetusta energiasta on, riippuu ostosähkön hinnasta. Sähkön hinnan kehittymisestä voi tehdä vain arvauksia. Aurinkosähköjärjestelmän juoksevasti syntyvät kustannukset ovat lähes olemattomia käyttö- ja kunnossapitokus-tannuksia, sillä polttoainekustannuksia ei ole. Suurin todennäköinen kustannus pe-rushankintakustannuksen jälkeen on invertterin uusimisesta aiheutuva kustannus. Las-

kennan yksinkertaistamiseksi tuottojen ja kustannusten oletetaan syntyvän kunkin tarkasteluvuoden lopussa. [75]

Rahan nykyarvo saadaan huomioitua diskonttaamalla tulevaisuudessa syntyvä rahamäärä sovittua laskentakorkokantaa käyttäen nykypäivään. Näin voidaan eri aikoina realisoituvia kustannuksia ja tuottoja vertailla keskenään. Käytettävä laskentakorkokanta on investoinnin minimituottovaatimus. Diskonttauksessa vuotuiset nettotuotot kerrotaan diskonttaustekijällä d_n , joka saadaan lausekkeesta

$$d_n = \frac{1}{(1+i)^n}, \quad (6.1)$$

missä i on laskentakorkokanta ja n on se vuosi, jonka nettotuloja diskontataan. Laskentakorkokannassa käytetään nimelliskorkoa tai reaalikorkoa riippuen siitä, tarkastellaanko investoinnin kassavirtoja reaali- vai nimellisrahan arvoa käyttäen. Tässä työssä kunkin vuoden kassavirrat ilmaistaan sen vuoden rahassa, jona kassavirrat realisoituvat, joten käytettävä korko on nimelliskorko. [75]

Ollakseen kannattava, on investoinnin tuotettava ainakin rahoituskustannusten eli investoinnin aikana rahan käyttöön saamisesta aiheutuvien kustannusten verran. Tämän kokoluokan aurinkosähköjärjestelmissä voidaan olettaa, ettei vierasta pääomaa tarvita. Pienten mikrotuotantolaitosten kannattavuutta arvioidaan vain takaisinmaksuajan menetelmällä. Suurissa mikrotuotantolaitoksissa käytetään laskentakorkokantana inflaatioprosenttia, jonka oletetaan olevan 2 %, sillä varsinaista tuottovaadetta ei ole. Suuremmissa järjestelmissä lasketaan kannattavuutta myös 10 % laskentakorkokannalla, jota valtioneuvosto on käyttänyt uusiutuvan energian tuottovaatimuksena tuotantotuen määrittämisessä [76]. Valtioneuvoston käyttämä suuri 10 % tuottovaatimus kuvaa uusiutuvan energian investointien suurta riskitasoa.

Kannattavuustarkasteluissa oletetaan investoinnin pitoajaksi sekä aurinkosähköjärjestelmän käyttöiäksi 30 vuotta siten, että paneelit tuottavat sähköä ensimmäiset 5 vuotta nimellistehollaan, jonka jälkeen 5 vuotta 90 %, siitä seuraavat 15 vuotta 80 % ja loput 5 vuotta 70 % nimellistehostaan. Invertterin eliniäksi oletetaan 15 vuotta eli uusimisesta aiheutuva kustannus oletetaan realisoituvaksi 15 vuoden kohdalla. Muiden käyttö- ja huoltokustannusten oletetaan olevan tilanteesta riippuen 0 - 1 % investointikustannuksista. Aurinkosähköjärjestelmän jäännösarvon oletetaan olevan ei-negatiivinen, sillä mikäli laitos poistetaan välittömästi 30 vuoden jälkeen käytöstä, oletetaan jäännösarvon kattavan vähintään kierrättämisestä aiheutuvat kustannukset. Järjestelmä saattaa tuottaa vielä 30 vuoden jälkeenkin energiaa, mutta tällöin juoksevien kustannusten voidaan olettaa olevan vähintään yhtä suuret kuin aiheutuneet tuotot, joten jäännösarvoksi valitaan nolla. Yleisesti tässä työssä käsiteltäville kokoluokille ei odoteta tuottovaatimusta, vaan investoinnin oletetaan olevan kannattava, kunhan nykyarvomenetelmällä saatu summa on positiivinen tai takaisinmaksuaika on korkeintaan 30 vuotta.

Yleisesti järjestelmien investointikustannukset suhteessa tehoon laskevat järjestelmän koon kasvaessa. Tämä johtuu järjestelmän eri komponenttien hinnan erilaisesta

käyttäytymisestä nimellistehon muuttuessa. Taloudellisuustarkastelussa eri kokoluokissa käytettävät järjestelmäkustannukset näkyvät taulukossa 5.1. Hinnat ovat arvonlisäveron sisältäviä muutamien suomalaisten toimittajien keskiarvohintoja. Järjestelmähinta sisältää aurinkosähköjärjestelmän pääkomponentit kuten paneelit ja invertterin, mutta usein esimerkiksi turvakytin ei kuulu pakettiin. Taulukossa näkyy myös ns. avaimet käteen -paketin hinta. Hinta sisältää kaikkien mahdollisten komponenttien lisäksi myös suunnittelun, toimituksen ja asennuksen.

Taulukko 5.1. Suomessa tyypillisiä järjestelmien hintoja suhteessa tehoon.

Järjestelmän kokoluokka	Järjestelmän hinta	Hinta asennettuna
1 - 1,5 kW	3,1 €/W	3,7 €/W
1,5 - 2 kW	2,7 €/W	3,1 €/W
2 - 5 kW	2,5 €/W	2,8 €/W
5 - 10 kW	2,3 €/W	2,6 €/W
10 - 40 kW	-	2,5 €/W

Kuten taulukosta 5.1 havaitaan, on asennuksen osuus suuri. Sen osuus kokonahinnasta on sitä suurempi, mitä pienempi järjestelmä on. Avaimet käteen -hinnoissa on otettu huomioon kotitalousvähennys. Kannattavuutta tarkasteltaessa verrataan investointikustannusta suhteessa elinkaaren aikana saatuihin tuottoihin. Ottamatta huomioon vihereitä arvoja ja laskettaessa vain taloudellista kannattavuutta on tehtävä oletuksia korvattavan ostosähkön hinnan kehittymisestä. Taulukossa 5.2 on esitetty käytetyt neljä eri tulevaisuusskenaariota sähkön kokonahinnan reaalisesta muutoksesta.

Taulukko 5.2. Tulevaisuusskenaariot.

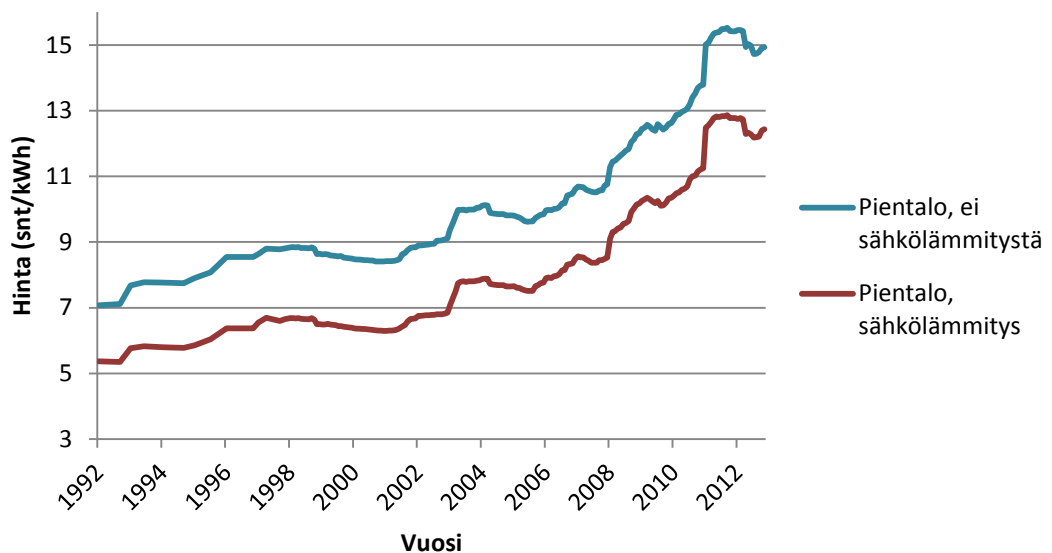
Skenaario 1	Sähkön hinta pysyy nykyisellään
Skenaario 2	Sähkön hinta nousee 1 % vuodessa
Skenaario 3	Sähkön hinta nousee 2 % vuodessa
Skenaario 4	Sähkön hinta jatkaa vuotuista 5 % kasvua

Skenaario 1 on aurinkosähkön kannattavuutta ajatellen pessimistisin ja myös epätodennäköisin arvio tulevasta, sillä on todennäköistä, että sähkön hinta nousee. Tulevaisuusskenaarioilla 2 ja 3 saatuja tuloksia verrattaessa voidaan havaita, kuinka paljon prosentin muutos ostosähkön hinnan vuotuisessa kasvussa vaikuttaa esimerkiksi takaisinmaksu-aikaan. Skenaario 3 on myös melko maltillinen arvio ostosähkön hinnan kehittymisestä, sillä 2 % vuotuisella kasvulla olisi ostosähkön hinta 30 vuoden kuluttua yhtä suuri kuin se on jo nyt joissain Euroopan maissa. Skenaariossa 4 sähkön hinta kasvaisi 5 % vuodessa.

5.2 Pienet mikrotuotantolaitokset

Tässä luvussa tarkastellaan kolmea omakotitaloon sopivaa järjestelmää. Järjestelmistä kaksi on mitoitettu ylijäämäsähkön minimoimiseksi ja yksi on hieman ylimitoitettu. Järjestelmien hinnat perustuvat suomalaisten toimittajien halvimpiin keskihintoihin. Omakotitalojärjestelmissä on kannattavuutta laskettu sekä avaimet käteen –ratkaisun että ilman asennusta oleville paketeille. Avaimet käteen ratkaisun hankintahinnassa on otettu huomioon asennuksen hinnasta saatava kotitalousvähennys.

Pienten mikrotuotantolaitosten kannattavuutta lasketaan eri tulevaisuuskenaarioilla, joissa tehdään oletuksia ostosähkön hinnan kehittymisestä. Energiantuotantolukuja laskettaessa otetaan huomioon eri kulmiin asennetut järjestelmät, mutta varjostuksia ei oleteta tapahtuvan. Eri skenaarioissa otetaan huomioon myös mahdollisen ylijäämäsähkön syntyminen. Vuotuinen nettotuotto riippuu vuotuisesta energiantuotannosta sekä sillä korvattavan ostosähkön hinnasta. Kuvassa 5.1 näkyy pientaloasujan sähkön kokonaishinnan kehitys vuosina 1992 - 2012. Sähkön kokonaishinta on kasvanut keskimäärin 4 % vuodessa 20 viime vuoden aikana.



Kuva 5.1. Sähkön kokonaishinnan kehitys vuosina 1992-2012. Hinta sisältää sähkön myynnin, sähkön siirron sekä verot. [77]

Sähköenergian kokonaishinta sisältää sähkön myynnin, sähkön siirron sekä verot. Sähköenergian kokonaishinnasta noin kolmasosa on veroja, jotka maksetaan kulukselta. Ne koostuvat siirtohintaan lisättävästä sähköverosta ja huoltovarmuusmaksuista sekä siirto- että energiahintaan lisättävästä 24 % arvonlisäverosta. Sähkövero on porrastettu kahteen luokkaan. Luokkaan I kuuluvat kotitaloudet, maa- ja metsätalous, rakentaminen ja palvelutoiminta. Luokkaan II kuuluvat teollisuus ja kasvihuoneviljely. Sähkövero ja huoltovarmuusmaksu on luokassa I 1,703 snt/kWh (alv 0 %) ja luokassa II 0,703 snt/kWh (alv 0 %). Enintään 50 kVA järjestelmällä tuotetusta sähköenergiasta ei

joudu maksamaan sähköveroja. Tässä työssä kotitalousasiakkaan ostosähkön nykyhinnana käytetään 0,14 €/kWh.

5.2.1 1,2 kW ja 2,0 kW järjestelmä

Tässä luvussa lasketaan kahden pienen järjestelmän kannattavuutta. Suuremmissa 2 kW järjestelmissä on ylituotantoa ja mahdollisen ylijäämäsähkön syntyminen huomioidaan laskuissa. Taulukossa 5.3 näkyvät järjestelmien kustannukset koko pitoajalta. Tämän kokoluokan järjestelmissä ei oleteta olevan vuotuisia käyttökustannuksia, vaan ainoa käyttökustannus on 15 käyttövuoden kohdalla tapahtuva invertterin uusiminen. 1,2 kW järjestelmään sopivan invertterin oletetaan maksavan 15 vuoden kuluttua 500 € ja 2 kW järjestelmään sopivan invertterin 800 €.

Taulukko 5.3. Kahden esimerkkijärjestelmän kokonaiskustannukset.

	1,2 kW:n järjestelmä		2,0 kW:n järjestelmä	
Mukana asennus	EI	KYLLÄ	EI	KYLLÄ
Hinta	3,1 €/W	3,7 €/W	2,7 €/W	3,1 €/W
Järjestelmähinta	3720 €	4400 €	5400 €	6200 €
Invertterin uusiminen	500 €	500 €	800 €	800 €
Nykykustannukset koko elinkaaren ajalta	4220 €	4900 €	6200 €	7000 €

Taulukon 5.3 kokonaiskustannuksilla ja taulukon 5.4 energiantuotantoarvioilla tulee tuotetun sähkön hinnaksi taulukossa 5.5 näkyvät arvot. Laskemissa on oletettu, ettei tuotantolaitos aiheuta käyttöikänsä aikana muita kustannuksia, kuin invertterin uusimisesta aiheutuvan kustannuksen. Tuotetun sähkön hinnat antavat pientuottajalle hyvän pohjan tarkastella, kuinka paljon on valmis maksamaan itse tuotetusta uusiutuvasta energiasta.

Taulukko 5.4. Optimaalisesti asennettujen esimerkkijärjestelmien vuotuinen energiantuotanto elinkaaren eri vuosina, kun varjostuksia ei oleteta tapahtuvan.

Järjestelmän ikä	1,2 kW:n järjestelmä	2 kW:n järjestelmä
1 - 5 vuotta	1020 kWh	1700 kWh
6 - 10 vuotta	916 kWh	1530 kWh
11 - 25 vuotta	814 kWh	1360 kWh
26 - 30 vuotta	712 kWh	1190 kWh

Taulukko 5.5. Kahdella esimerkkijärjestelmällä tuotetun sähkön hinnat.

	1,2 kW:n järjestelmä		2,0 kW:n järjestelmä	
Mukana asennus	EI	KYLLÄ	EI	KYLLÄ
Tuotetun sähkön hinta	0,166 €/kWh	0,193 €/kWh	0,146 €/kWh	0,165 €/kWh

Kuten taulukosta 5.5 havaitaan, on tuotetun sähkön hinta tällä hetkellä suurempi kuin ostosähkön hinta. Taulukossa 5.2 esitellyillä tulevaisuusskenaarioilla tehdään oletuksia korvattavan ostosähkön hinnan kehittymisestä. Skenaariolla 1, ostosähkön hinnan pysyessä nykyisenä, ei siis aurinkosähkö saavuta kilpailukykyistä asemaa. Taulukossa 5.6 on laskettu vuodet, milloin vuonna 2013 hankitulla järjestelmällä tuotetun sähkön hinta saavuttaa ostosähkön hinnan.

Taulukko 5.6. Vuosi, jolloin vuonna 2013 hankitulla järjestelmällä tuotettu aurinkosähkön hinta saavuttaa kilpailukykyisen aseman.

	1,2 kW:n järjestelmä		2,0 kW:n järjestelmä	
Mukana asennus	EI	KYLLÄ	EI	KYLLÄ
Skenaario 2	2031	-	2018	2030
Skenaario 3	2022	2030	2016	2022
Skenaario 4	2017	2020	2014	2017

Eri tulevaisuusskenaarioilla lasketut bruttotulot näkyvät taulukossa 5.7. Positiiviset luvut kertovat, paljonko järjestelmä tulee tuottamaan elinkaarensa aikana, kun kaikki tuotettu sähkö korvaa ostosähköä eikä ylijäämä sähköä synny. Negatiiviset luvut puolestaan kertovat, paljonko järjestelmä tulee tuottamaan tappiota. Taulukkoon on merkitty myös takaisinmaksuajat, silloin kun järjestelmä maksaa itsensä takaisin. Laskelmat on laskettu pelkästään järjestelmähinnoilla eli mukana ei ole asennuskuluja.

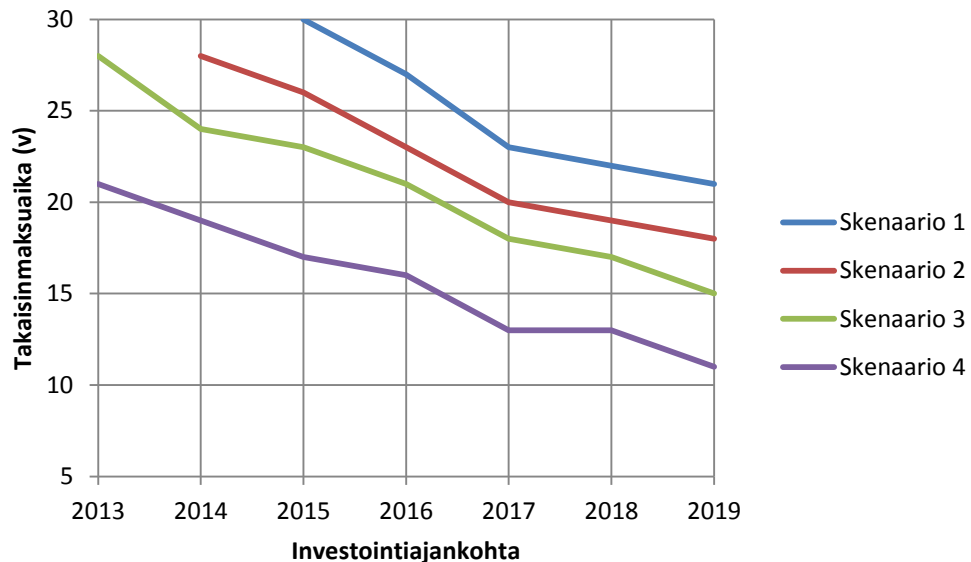
Taulukko 5.7. Järjestelmien kokonaistuotto ja kannattavien järjestelmien takaisinmaksuajat.

Skenaario	Skenaario 1	Skenaario 2	Skenaario 3	Skenaario 4
Optimaalisesti asennettu 1,2 kW järjestelmä	-657 €	-126 €	513 € (28 v)	3344 € (21 v)
Lounaaseen suunnattu 1,2 kW järjestelmä	-895 €	-399 €	198 € (29 v)	2841 € (22 v)
Optimaalisesti asennettu 2 kW järjestelmä	-250 €	638 € (28 v)	1705 € (25 v)	6435 € (19 v)
Katolla 20° kulmaan asennettu 2 kW järjestelmä	-558 €	284 € (29 v)	1297 € (26 v)	5795 € (20 v)
Seinälle asennettu 2 kW järjestelmä	-1707 €	-1036 €	-229 €	3347 € (23 v)

Taulukon 5.7 arvoissa on oletettu, että kaikki tuotettu sähkö korvaa ostosähköä, eikä verkkoon syöttöä siis tapahdu. Ilman akustoa tai muita ohjauksia tuottaa 2 kW järjestelmä tavallisessa omakotitalossa ylijäämäsähköä todennäköisesti vähintään tuotannon huippukuukausina. Takaisinmaksuajat kasvavat vain korkeintaan parilla vuodella, jos vuotuisesta energiantuotannosta 20 % syötetään verkkoon ylijäämänä. Taulukossa kannattavina näkyvät skenaariot pysyvät kannattavina myös 20 % ylijäämästä huolimatta.

Taulukosta havaitaan myös, että suunta- tai kallistuskulman muuttaminen muutamilla kymmenillä asteilla kasvattaa takaisinmaksuaikaa noin vuodella. Seinälle asennettaessa kasvaa takaisinmaksuaika noin neljällä vuodella optimista.

Järjestelmähintojen jatkaessa 10 % vuotuista laskua voidaan neljän tulevaisuusskenaarion avulla tutkia, miten takaisinmaksuaika tulee kehittymään. Kuvassa 5.2 on esitettyä optimaalisesti asennetun 1,2 kW:n järjestelmän takaisinmaksuaikojen muuttuminen eri tulevaisuusskenaarioilla.



Kuva 5.2. 1,2 kW järjestelmän takaisinmaksuajan kehittyminen eri skenaarioilla.

Optimaalisesti asennetun 1,2 kW järjestelmän tämänhetkiset takaisinmaksuajat eli taulukossa 5.7 esitetyt arvot näkyvät kuvassa vuoden 2013 kohdalla. Kuvasta havaitaan, että skenaarion 1 toteutuessa sähkön hinnan pysyessä nykyisellään ja järjestelmähintojen laskiessa 10 % vuodessa, olisi tällä hetkellä tappiollinen investointi kannattava vuonna 2015. Kuvasta nähdään myös, että vuonna 2016 investoitaessa, olisi takaisinmaksuaika skenaarion 3 toteutuessa laskenut nykyisestä 28 vuodesta 21 vuoteen. Tämä tarkoittaa, että järjestelmän investointikustannus olisi vuonna 2016 2240 €. Investointiajankohdan ostosähkön hinta olisi 0,1515 €/kWh, joka jatkaisi vuotuista 2 % kasvua.

5.2.2 Ylimoitettu 8 kW järjestelmä

Mikäli lainsäädännön muutoksella asetetaan aurinkosähkölle jokin tukijärjestelmä, tulevat ylimitoitettut järjestelmät varmasti yleistymään. Suurempia aurinkosähkøjärjestelmiä asennetaan myös uusiin kiinteistöihin E-luvun pienentämiseksi. Omakotitalon katolle optimikulmaan asennettu, verrattain iso 8 kW järjestelmä tuottaa lähes poikkeuksetta ylijäämäsähköä useina kuukausina. Tässä tarkastelussa ylijäämäsähkön määräksi oletetaan 70 % vuotuisesta kokonaistuotannosta. Taulukossa 5.8 näkyvät järjestelmän kokonaiskustannukset, kun oletetaan, että ainoa investointikustannuksen lisäksi aiheutuva kustannus syntyy 15. vuotena invertterin uusimisesta. Taulukossa 5.9 näkyy järjestelmän vuotuiset energiantuotannot eri vuosina. Taulukoiden 5.8 ja 5.9 tiedoilla on saatu tuotetun sähkön hinnaksi taulukon 5.10 arvot.

Taulukko 5.8. 8 kW järjestelmän kustannukset.

	8,0 kW:n järjestelmä	
Mukana asennus	EI	KYLLÄ
Hinta	2,3 €/W	2,6 €/W
Järjestelmähinta	18 400 €	20 800 €
Invertterin uusiminen	2500 €	2500 €
30 vuoden kokonaiskustannukset	20900 €	23300 €

Taulukko 5.9. Vuotuiset energiantuotannot 8 kW järjestelmällä.

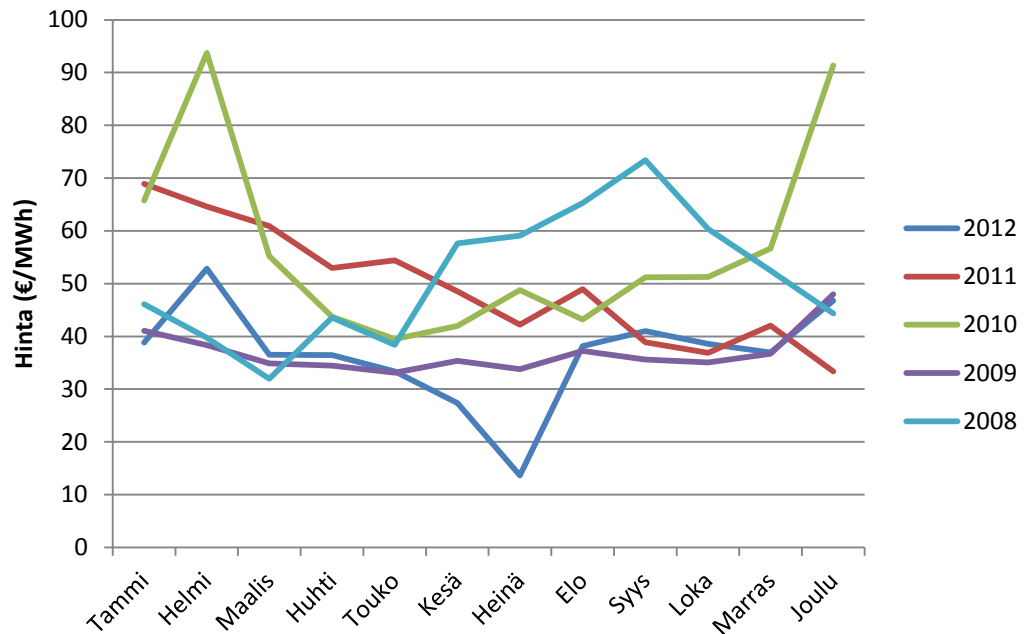
Järjestelmän ikä	Energian tuotanto
1 - 5 vuotta	6760 kWh
6 - 10 vuotta	6090 kWh
11 - 25 vuotta	5410 kWh
26 - 30 vuotta	4730 kWh

Taulukko 5.10. 8 kW:n järjestelmällä tuotetun sähkön hinta koko järjestelmän elinkaaren aikana.

	Ilman asennusta	Avaimet käteen
Tuotetun sähkön hinta	0,124 €/kWh	0,138 €/kWh

Taulukossa 5.11 on laskettu luvun 5.2.1 tapaan järjestelmän kokonaistuotot eri tulevaisuusskenaarioilla. Täysnetoituksella tarkoitetaan tässä kannattavuustarkastelussa tilannetta, jossa sähköverkkoa käytetään ylijäämäsähkön energiavarastona. Ylijäämäsähkö voidaan ottaa takaisin ajankohtana, jolloin oma tuotanto on kulutusta pienempää. Ylijäämäsähkön arvo on siis yhtä suuri kuin ostosähkönkin. Tällä hetkellä osa säh-

kön myyntiyhtiöistä ostaa pientuottajien ylijäämäsihkön, mutta korvaus on yleensä vain pieni, sillä korvauksen saa vain sähköenergiasta. Ylijäämäsihköstä maksetaan yleensä joko kiinteä hinta tai SPOT-hinta, josta vähennetään jokin marginaali. Vuonna 2012 huhtikuusta elokuuhun oli SPOT-hinta keskimäärin 0,037 €/kWh. Kuvassa 5.3 näkyvät kuukauden keskimääräiset SPOT-hinnat vuosina 2008 - 2012.



Kuva 5.3. Nord Pool -sähköpörssin Suomen keskimääräiset aluehinnat eri kuukausina vuosina 2008 – 2012 [77].

Ylijäämäsihköstä tällä hetkellä maksettu korvaus on yleensä noin kolmasosa kuluttajan maksaman ostosihkön hinnasta. Tässä työssä korvauksena käytetään 0,04 €/kWh, joka kehittyi tulevaisuusskenaarioissa kuten ostosihkön hintakin.

Taulukko 5.11. Optimaalisesti asennetun 8 kW järjestelmän kokonaistuotto 30 vuoden aikana ja takaisinmaksuajat.

	Skenaario 1	Skenaario 2	Skenaario 3	Skenaario 4
Täysnetotus, (itse asennettu)	2764 € (26 v)	6298 € (23 v)	10544 € (21 v)	29355 € (17 v)
Täysnetotus, (avaimet käteen -järjestelmä)	367 € (30 v)	3898 € (26 v)	8144 € (23 v)	26955 € (19 v)
70 % tuotannosta ylijäämäsihköä, korvaus 4 snt/kWh), (itse asennettu)	-9067 €	-4801 €	-2678 €	6728 € (25 v)
70 % tuotannosta ylijäämäsihköä, korvaus 4 snt/kWh, (avaimet käteen)	-11467 €	-7201 €	-5078 €	4328 € (27 v)

Taulukosta 5.11 huomataan, että ylijäämästä saatava ostosähköä huomattavasti pienempi korvaus ei tee ylimitoitetusta järjestelmästä kannattavaa paitsi skenaariolla 4. Ellei lainsäädännön muutoksella siirrytä netotukseen tai muuhun tukimuotoon, jossa ylijäämästä saatava korvaus on edes lähellä ostosähkön hintaa, ei ylimitoittaminen kannata.

5.3 Suuret mikrotuotantolaitokset

Suurten järjestelmien kannattavuustarkasteluissa oletetaan, että kaikki tuotettu sähkö korvaa ostosähköä, sillä ylijäämästä syntyminen suurissa kulutuskohteissa on hyvin epätodennäköistä. Suurissa järjestelmissä komponenttien määrän ollessa suurempi kuin pienissä järjestelmissä, on myös vikaantumisen todennäköisyys suurempi. Huolto on yleensä ulkoistettu alan toimijoille. Vuotuisten ylläpitokustannusten oletetaan olevan 1 % investointikustannuksista. Ylläpitokustannus sisältää sekä inverttereiden vaihdon että työstä aiheutuvat kustannukset.

Suuret järjestelmät toimitetaan lähes poikkeuksetta avaimet käteen -periaatteella. Hintahaitari on laaja, sillä järjestelmän hintaan vaikuttavat muun muassa kattotyyppi ja -materiaali sekä tasakaton tapauksessa kiinnitysratkaisu. Tyypillisesti suurten järjestelmien veroton hinta on 1,7 - 2,6 €/W, jolloin 24 % arvonlisäveron sisältävät hinnat ovat 2,1 - 3,2 €/W. Taulukoissa 5.12 ja 5.13 näkyvät tässä kannattavuustarkastelussa tutkitun 40 kW:n järjestelmän kokonaiskustannukset sekä järjestelmän vuotuiset energiantuannot. Energiatuki huomioiden tulee esimerkkijärjestelmän hinnaksi 1,75 €/W. [78]

Taulukko 5.12. 40 kW:n järjestelmän kokonaiskustannukset koko järjestelmän pitoajalta.

Hinta	2,5 €/W
Investointikustannus	100 000 €
Energiatuki 30 %	30 000 €
Vuotuinen ylläpitokustannus	1 000 €
30 vuoden kokonaiskustannukset	100 000 €

Taulukko 5.13. Optimaalisesti asennetun 40 kW:n järjestelmän vuotuinen energiantuotanto.

Järjestelmän ikä	Järjestelmän maksimiteho	Vuotuinen energiantuotanto
1 - 5 vuotta	40 kW	33900 kWh
6 - 10 vuotta	36 kW	30500 kWh
11 - 25 vuotta	32 kW	27100 kWh
26 - 30 vuotta	28 kW	23700 kWh

Taulukosta 5.14 näkyy järjestelmällä tuotetun sähkön hinta sekä ilman tukea että 30 % energiatuki huomioiden. Hinta on laskettu siten, että vuotuiset käyttökustannukset

ovat olleet 1 % investointikustannuksista eli 1000 € vuodessa, mikä vaikuttaa melko suurelta. Mikäli vuotuiset käyttökustannukset ovat 500 €, on tuotetun sähkö hinta ilman energiatukea 0,136 €/kWh ja energiatuen tapauksessa 0,100 €/kWh.

Taulukko 5.14. Tuotetun sähkön hinta 40 kW:n järjestelmän koko elinkaaren aikana.

	Ilman tukea	30 % energiatuki huomioiden
Tuotetun sähkön hinta	0,153 €/kWh	0,118 €/kWh

Kaikki tuotettu sähkö korvaa ostosähköä, joten kannattavuuteen vaikuttaa tuottajan ostosähköstä maksama hinta. Ostosähkön hinta riippuu toimialasta. Teollisuus maksaa sähköstään pienintä hintaa. Tässä kannattavuustarkastelussa kohteen oletetaan kuitenkin kuuluvan kalliimpaan veroluokkaan. Yritysten ostosähkön hintaan vaikuttavat muun muassa pääsulakkeen koko ja vuosikulutus. Kilpailuttamalla myyntiyhtiöitä voivat yritykset maksaa erisuuruisia summia sähköenergiastaan. Yritykset saavat vähentää verotuksessa sähkön arvonnlisäveron, joten laskennoissa ostosähkön hintana on käytetty kahta eri arvonnlisäverotonta hintaa. Kahta eri hintaa käytetään, jotta nähdään, miten verrattain pieni 2 sentin muutos ostosähkön nykyhinnassa vaikuttaa kannattavuuteen.

Mikäli aurinkosähköjärjestelmä on kiinteistössä, jossa huippukulutus ja huippu-
tuotanto kohtaavat, pienentää aurinkosähköjärjestelmä verkosta otettua huipputehoa ja näin myös pätötehomaksua. Tällainen kohde on esimerkiksi toimistorakennus, jossa kesähelteillä ilmastointi kuluttaa paljon energiaa. Pätötehomaksu maksetaan verkkoyhtiölle kunkin kuun huipputehosta. Tampereen Sähköverkko Oy:n verkkopalveluhinnaston mukaan veroluokkaan I kuuluvat pienjänniteverkkoon liittyneet asiakkaat maksavat 1,73 €/kW ja keskijänniteverkkoon liittyneet 1,22 €/kW pätötehomaksua. Koska aurinkosähkötuotanto vaihtelee päivittäinkin suuresti, on kunkin kuun verkosta otettua huipputehoa vaikea määrittää. Taulukossa 5.15 näkyvä karkea arvio säästöistä saadaan käyttämällä päivän valoisana aikana tuotettua keskiarvotehoa.

Taulukko 5.15. Valoisan ajan keskiarvoteho ja niistä aiheutuvat säästöt pätötehomaksussa 40 kW:n järjestelmällä.

	Huhtikuu	Toukokuu	Kesäkuu	Heinäkuu
Keskiarvoteho	9,9 kW	9,5 kW	8,1 kW	8,5 kW
Pienjänniteasiakas	17,1 €	16,4 €	14 €	14,7 €
Keskijänniteasiakas	12,1 €	11,6 €	9,9 €	10,4 €

Arvioidaan, että aurinkosähkötuotanto leikkaa kulutushuippua neljänä kuukautena päivän valoisan keskiarvotehon verran. Vuotuinen säästö ensimmäisenä viitenä vuotena on tällöin pienjänniteverkkoon liittyneillä asiakkailla 62,2 € ja keskijänniteverkkoon liittyneillä asiakkailla 44 €. Koko järjestelmän pitoajalta saadut säästöt olisivat nykyisillä korvaushinnoilla 1100 € ja 1600 €. Taulukossa 5.16 näkyvät järjestelmän bruttotuotot sekä takaisinmaksuajat eri skenaarioille. Taulukossa 5.17 näkyy, miten

kannattavuus muuttuu, mikäli vuotuiset käyttökustannukset puolittuvat. Pätötehomakuissa tehdyt säästöt eivät oleellisesti vaikuta kannattavuustuloksiin.

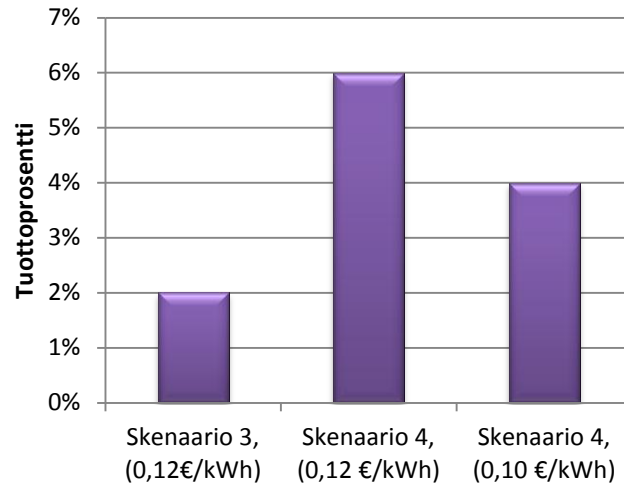
Taulukko 5.16. Keskijänniteverkkoon liittyneen asiakkaan 40 kW:n järjestelmän kokonaistuotto/-tappio eri tulevaisuusskenaarioilla ja eri ostosähkön hinnalla, kun energiatuki huomioidaan sekä vuotuiset ylläpitokustannukset ovat 1 % investointikustannuksista.

	Skenaario 1	Skenaario 2	Skenaario 3	Skenaario 4
Ostosähkö nyt 0,12 €/kWh	-26 760 €	-11 599 €	6635 € (29 v)	87 411 € (21 v)
Ostosähkö nyt 0,10 €/ kWh	-43 700 €	-31 066 €	-15 871 €	51 442 € (24 v)

Taulukko 5.17. Keskijänniteverkkoon liittyneen asiakkaan 40 kW:n järjestelmän kokonaistuotto/-tappio eri tulevaisuusskenaarioilla ja eri ostosähkön hinnalla, kun energiatuki huomioidaan sekä vuotuiset ylläpitokustannukset ovat 0,5 % investointikustannuksista.

	Skenaario 1	Skenaario 2	Skenaario 3	Skenaario 4
Ostosähkö nyt 0,12 €/kWh	3240 € (30 v)	18 401 € (25 v)	36 634 € (22 v)	117 411 € (17 v)
Ostosähkö nyt 0,10 €/ kWh	-13 700 €	-1066 €	14 129 € (27 v)	81 442 € (19 v)

Esimerkkijärjestelmän kannattavuutta tarkastellaan vielä nykyarvomenetelmällä. Investointi luokitellaan tässä työssä kannattavaksi, mikäli nykyhetken diskonttatut tuotot ylittävät kustannukset 2 % laskentakorkokantaa käyttämällä. Laskentakorkokantana eli tuottovaatimuksena 2 % edustaa inflaatiota eikä varsinaista tuottovaatimusta ole, sillä aurinkosähköinvestoinnilla oletetaan olevan yrityksen kannalta muita etuja, joita ei voida rahassa mitata. Taulukossa 5.16 kannattaviksi havaitut skenaariot pysyvät kannattavina myös nykyarvomenetelmää käyttämällä. Kun tarkastellaan, kuinka suurella tuottovaatimuksella kannattaviksi havaitut skenaariot vielä olisivat kannattavia. Kuvassa 5.4 näkyvät kannattaviksi havaittujen skenaarioiden tuotto prosentit. Jäännösarvon oletetaan olevan nolla, sillä mahdolliset kierrättämällä saatavat tuotot oletetaan kuluvan käytöstä poistamiseen.



Kuva 5.4. Nykyarvomenetelmällä kannattaviksi osoittautuneiden skenaarioiden tuotto prosentit.

Kuten kuvasta 5.4 havaitaan sähkön hinnan noustessa 5 % vuodessa ja ostosähkön hinnan nyt ollessa 0,12 €/kWh on investointi kannattava vielä jopa 6 % tuottovaatimuksella. Kuten luvussa 5.1.3 todettiin, on uusiutuvan energian tuotantotukea määrittäessä investointien tuottovaatimuksena käytetty 10 %. Tällaista laskentakorkokantaa käyttäen ei investointi olisi millään skenaariolla kannattava.

6 TAMPEREEN KOKONAISPOTENTIALI

Tässä luvussa selvitetään, miten aurinkosähkön määrän lisääntyminen Tampereen Sähköverkko Oy:n verkossa vaikuttaa yhtiön energia- ja tehotaseeseen. Vertailulukuina on käytetty verkkoalueen sähkön siirron tunnuslukuja vuodelta 2012. Luvussa arvioidaan, kuinka paljon kuukausittaisesta kokonaiskulutuksesta tai huipputehosta on mahdollista tuottaa aurinkosähköllä.

Asiaa tarkastellaan eri skenaarioilla aurinkosähkön määrästä verkossa. Skenaariot perustuvat Tampereen rakennustyyppeihin ja -määriin. Tarkastelussa lähdetään liikkeelle määrittämällä kuhunkin rakennustyyppiin sopivan järjestelmän nimellisteho. Skenaarioissa lasketaan huipputeho, tuotetun energian määrä tarkasteluajanjakson aikana, sekä tuotetun energian osuus kokonaiskulutuksesta. Saatuja tuloksia verrataan Espoon aurinkoenergiapotentiaaliin.

6.1 Lähtöarvot

Väestötietojärjestelmän rakennus- ja huoneistorekisteristä saatiin Tampereen rakennusmäärät luokiteltuina käyttötarkoituksen mukaan. Tarkastelusta jätettiin pois vapaa-ajan asunnot. Taulukossa 6.1 on esitetty potentiaalitarkasteluissa käytettyjen kiinteistöjen määrät sekä rakennustyyppiin asennettavan aurinkosähköjärjestelmän nimellisteho.

Omakotitaloon sopivan järjestelmän nimellistehoksi määritetään 2 kW luvun 4.3.1 mitoitusohjeen perusteella. Omakotitalokokoluokassa nimellisteholtaan yli 2 kW järjestelmän kannattavuus huononee ylijäämäsähkön syntymisen myötä. Rivitaloon sopivaksi järjestelmäksi asetetaan 8 kW järjestelmä, sillä rivitalon koostuessa tyypillisesti neljästä asunnosta on asunnon ja nimellistehon suhde sama kuin omakotitaloon sopivalta järjestelmällä. Kerrostalon kattopinta-alaan nähden sopiva järjestelmä olisi 20 kW, sillä paneelipinta-alaan ollessa noin 140 m² on kuitenkin asennuspinta-alaa oltava jopa kolminkertaisesti. Muihin rakennuksiin, kuten teollisuushalleihin, asennettavan järjestelmän kooksi asetetaan myös 20 kW.

Taulukko 6.1. Aurinkosähköjärjestelmille potentiaalisten rakennusten määrät Tampereella sekä kussakin rakennuksessa olevan aurinkosähjörjestelmän koko.

Rakennustyyppi	Kappalemäärä Tampereella	Aurinkosähköjärjestelmän nimellisteho (kW)	Kokonaisnimellisteho (MW)
Omakotitalo	16186	2	32,4
Rivitalo	3165	8	25,3
Kerrostalo	3317	20	66,3
Muut rakennukset	7 000	20	140,0
Yhteensä	29 668	264 032	264,0

Taulukossa 6.1 omakotitaloiksi on laskettu kaikki Tampereen yhden ja kahden asunnon talot. Rivitaloihin kuuluvat rivitalot, ketjutalot sekä luhtitalot. Muihin rakennuksiin kuuluvat muun muassa myymälärakennukset, voimalaitosrakennukset, varastorakennukset, teollisuushallit sekä toimistorakennukset. Joihinkin muista rakennuksista voi 20 kW järjestelmä olla todellisuudessa liian suuri, mutta osaan puolestaan sopii huomattavasti suurempikin järjestelmä, joten keskiarvona käytetään 20 kW järjestelmää.

Aurinkosähköjärjestelmien hintojen laskeminen ja mahdollisen tukipolitiikan syntyminen voivat aiheuttaa sen, että omakotitalojen katoilla yleistyvät suuremmatkin kuin 2 kW järjestelmät. Optimaalinen asennuspinta-ala on kuitenkin rajallinen. Oletetaan, että potentiaalista asennuspinta-alaa olisi siis 2 kW omakotitaloa kohden eli Tampereella yhteensä noin 32 MW. Kaikki rakennukset mukaan luettuna, on potentiaalista asennuspinta-alaa Tampereen 29 700 rakennuksessa yhteensä noin 260 MW:n edestä. Tämän kokonaispotentiaalın käyttöönotto luvussa 5 esitetyillä vuoden 2012 keskimääräisillä järjestelmähinnoilla maksaisi noin 660 miljoonaa euroa.

Tarkastelussa tutkitaan viittä skenaariota. Skenaarioissa taulukossa 6.1 esitetyistä potentiaalisesta aurinkosähkökapasiteetista on käytössä 10 %, 25 %, 50 %, 75 % tai 100 %. Potentiaalın käyttöasteen ollessa 100 % on siis kaikissa alueen kiinteistöissä taulukossa 6.1 esitetyn suuruinen aurinkosähköjärjestelmä ja alueen aurinkosähköjärjestelmien kokonaisnimellisteho on siis 264 MW.

Espoon kaupungin teettämän, kattopinnoille saapuvaan säteilymäärään perustuvan selvityksen mukaan on Espoossa aurinkosähkön kannalta potentiaalisia rakennuksia yhteensä 41 305. Selvityksen mukaan voitaisiin näiden rakennusten avulla tuottaa yhteensä 655 GWh sähköenergiaa. Tämä olisi 30 % Espoon sähkönkulutuksesta. Analyysissä on potentiaalliseksi laskettu kattopinta-alat, joille säteilevä vuotuinen energia on vähintään 900 kWh/m². Kaikki tämä pinta-ala oletetaan hyödynnettäväksi ja säteilyteho muutettua sähköenergiaksi 10 % hyötysuhteella. [79]

6.2 Tehohuippu

Tässä luvussa selvitetään, kuinka suuri osuus kuukausittaisesta siirron tehohuipusta voitaisiin tuottaa aurinkosähköllä tuotannon huipputunteina. Suomen säteilytietoihin perus-

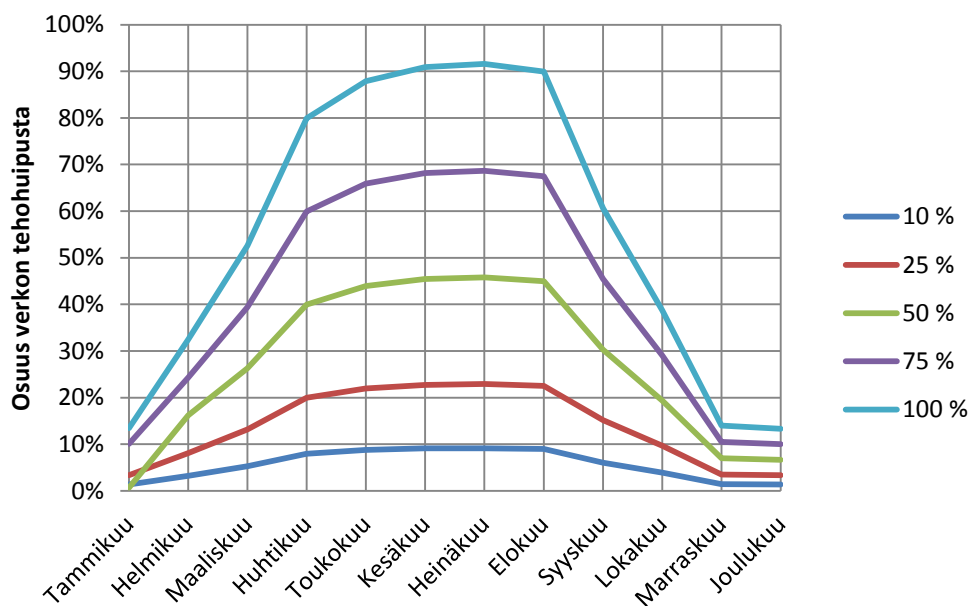
tuen oletetaan, että järjestelmän nimellisteho voidaan saavuttaa huhtikuusta elokuuhun. Syyskuussa ja maaliskuussa voidaan saavuttaa parhaimmillaan 70 % nimellistehosta, lokakuussa ja helmikuussa 50 % sekä marraskuusta tammikuuhun huipputeho olisi 20 % nimellistehosta.

Kuukausittaisen aurinkosähkötuotannon huipputehon laskennassa käytetään risteilykerrointa kuvaamaan sitä, että kaikki paneelit eivät toimi samanaikaisesti huipputeholla. Risteilykerroimen eli samanaikaisuuskertoimen arvona käytetään 0,85. Se on arvio varjostusten, epäoptimaalisten asennuskulmien ja suuntauksien sekä paneelien vanhentumisen vaikutuksista hetkelliseen tehoon. Risteilykerrointa nostava tekijä on heijastuksista aiheutuva hetkellinen tehon nousu. Taulukossa 6.2 näkyvissä huipputehoissa on huomioitu risteilykerroin.

Taulukko 6.2. Tampereen aurinkosähkön huipputeho eri potentiaalin käyttöasteilla.

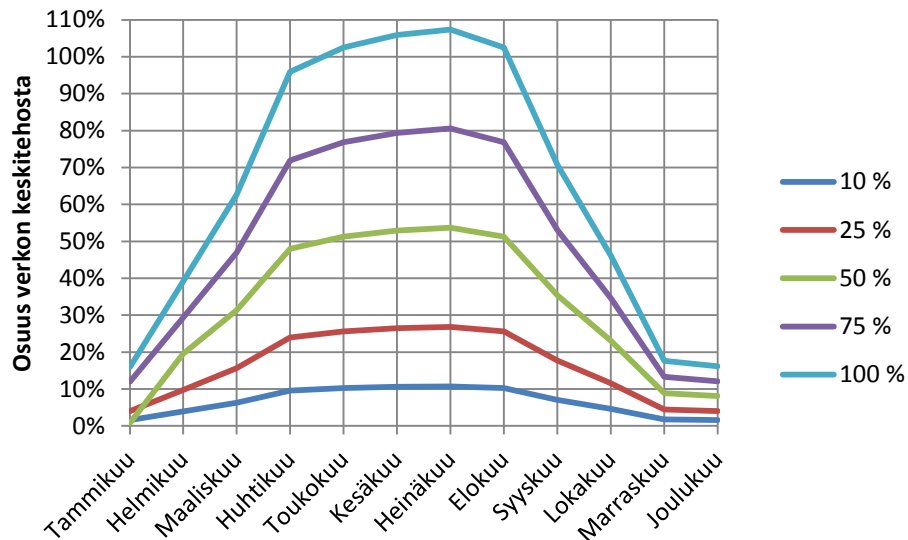
Potentiaalin käyttöaste	10 %	25 %	50 %	75 %	100 %
Huipputeho	22,4 MW	56,1 MW	112,2 MW	168,3 MW	224,4 MW

Kuvassa 6.1 nähdään, kuinka paljon huipputuotannon aikaisesta verkon siirron tehohuipusta on mahdollista tuottaa aurinkosähköllä. Verkon tehohuippuna on käytetty vuonna 2012 kunkin kuukauden aikana mitattua suurinta siirtotehoa kello 11 - 15 välisenä aikana. Asiaa tarkastellaan kuukausitasolla ja eri potentiaalin käyttöasteilla. Potentiaalin käyttöasteen ollessa esimerkiksi 75 %, olisi verkossa olevien järjestelmien kokonaisnimellisteho siis 198 MW ja huipputeho 168 MW. Kuvan 6.1 mukaan, voitaisi tällä aurinkosähkökapasiteetilla tuottaa kesällä tuotannon huipputunteina yli 60 % alueen tehontarpeesta.



Kuva 6.1. Aurinkosähkön potentiaalin eri käyttöasteilla tuotetun huipputehon osuus Tampereen sähkön siirron huipputehosta klo 11 - 15 välisenä aikana.

Koska kuvassa 6.1 on verrattu aurinkosähkön keskimääräistä tuotantotehoa verkon siirtotehon yksittäisen tunnin arvoon, verrataan tuotantotehoa vielä verkon keskitehoon. Kuvassa 6.2 on tuotantotehoa verrattu kunkin kuukauden kello 11 - 15 välisen ajan siirtotehon keskiarvoon.



Kuva 6.2. Aurinkosähkön potentiaalin eri käyttöasteilla tuotetun huipputehon osuus Tampereen sähkön siirron keskitehosta klo 11 - 15 välisenä aikana.

Kuten kuvasta 6.1 havaitaan, ei edes koko potentiaali hyödyntämällä voitaisi tyydyttää Tampereen alueen hetkittäistä maksimitehon tarvetta. Huipputuotannon aikaisesta (klo 11 - 15) verkon keskitehosta kuitenkin puolet voitaisiin tuottaa jo 50 % käyttöasteella huhtikuusta elokuuhun.

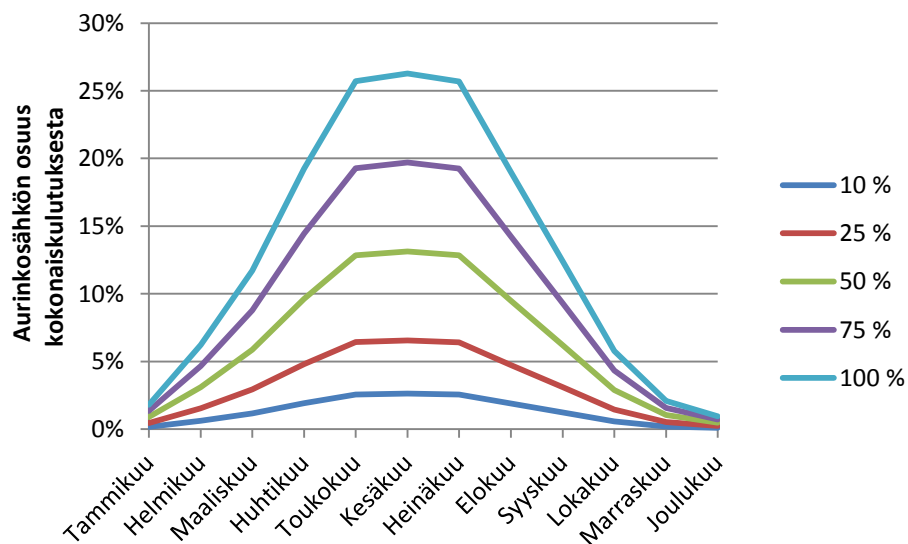
6.3 Energiantuotanto

Laskelmissa oletetaan omakotitaloihin ja rivitaloihin asennettujen järjestelmien huipunkäyttöajan olevan 800 h, sillä järjestelmät eivät yleensä ole optimaalisesti asennettuja. Harjakatoille paneelit asennetaan yleensä katon suuntaisesti tyypillisen kattokulman ollessa huomattavasti alle 42° optimiasennuskulman. Omakoti- ja rivitalojärjestelmät kärsivät myös muita rakennuksia enemmän varjostuksista. Kerrostalojen ja muiden rakennusten huipunkäyttöajan oletetaan olevan 850 h, sillä järjestelmät ovat niissä yleensä optimaalisesti asennettuja. Tasakatoille paneelit asennetaan yleensä optimikulmassa oleviin asennustelineisiin. Taulukosta 6.3 nähdään eri potentiaalin käyttöasteilla vuotuinen sähköenergian tuotanto sekä sen osuus Tampereen kokonaiskulutuksesta.

Taulukko 6.3. Tampereen aurinkosähkötuotanto eri kokonaispotentiaalin käyttöasteilla, sekä osuus alueen kokonaiskulutuksesta.

Potentiaalin käyttöaste	10 %	25 %	50 %	75 %	100 %
Kokonaisnimellisteho (MW)	26,4	66,0	132,0	198,0	264,0
Vuosituotanto (GWh)	22,2	55,4	110,8	166,2	221,5
Osuus kokonaiskulutuksesta	1 %	3 %	6 %	9 %	12 %

Kuten taulukosta 6.3 voidaan havaita, vain pieni osuus alueen vuotuisesta sähköenergian kulutuksesta on mahdollista tuottaa aurinkosähköllä. Tuotannon huippukausina osuus kulutuksesta on kuitenkin suurempi. Kuvassa 6.3 nähdään aurinkosähkötuotannon osuus sähkön kokonaiskulutuksesta eri kuukausina eri potentiaalin käyttöasteilla. Kuten työssä on todettu, riippuu kokonaistuotannon jakautuminen eri kuukausille paljon järjestelmien asennuskulmista, mutta kuvassa 6.3 tuotannon on oletettu jakautuvan kuin asennuskulman ollessa 30° ja suuntauksen ollessa etelään. Kuten kuvasta 6.3 havaitaan, saataisiin maksimipotentiaalilla tuotettua huipputuotantokuukausina yli neljäsosa alueen sähköenergian tarpeesta.



Kuva 6.3. Aurinkosähkötuotannon osuus kuukausittaisesta sähkönkulutuksesta eri potentiaalin käyttöasteilla.

Espoon aurinkoenergiapotentiaaliselvitykseen verrattuna on Tampereen energiantuotanto rakennusmäärään suhteutettuna noin puolet pienempi. Tämä selittyy jo suurimmaksi osaksi sillä, että Espoon selvityksessä on oletettu, että kaikki tarpeeksi säteilyä saavat kattopinnat paneelitettaisiin kokonaan. Paneelipinta-alaa rakennusta kohden onkin oletettu olevan keskimäärin 156 m². Tässä luvussa lasketussa potentiaalissa on paneelipinta-ala rakennusta kohden vain 61 m². Optimikulmaan tasakatolle asennettuna se tarkoittaisi, että Espoon keskimääräinen paneelipinta-ala rakennusta kohden asennuspinta-alana olisi jopa 470 m². Puolestaan harjakatolle asennettuna ei asennuspinta-alaa tarvita paljoa paneelipinta-alaa enempää. Omakotitalon harjakaton potentiaalisen lap-

peen pinta-alan ollessa esimerkiksi 90 m² tarkoittaisi tämä järjestelmänä yli 10 kW:n järjestelmää.

Tämän luvun tulokset sisältävät paljon epävarmuutta. Yleisesti ottaen näin laajojen tuotantoennusteiden sekä huipputehojen laskeminen on lukuisten epävarmuustekijöiden, kuten toteutuvien asennuskulmien ja -suuntauksien sekä varjostusten vuoksi haasteellista. Myös aurinkoisuuden vaihtelut kuukausi- ja vuositasolla voivat olla merkittäviä. Näin ollen esitetyt tulokset eivät ole eksakteja. Esitetyt tulokset antavat kuitenkin hyvän kokonaiskuvan aurinkosähkön potentiaalista Tampereella.

7 YHTEENVETO

Euroopan unionin ilmastopolitiikan myötä hajautetusti tuotetusta uusiutuvasta energiasta on tullut eräänlainen trendi. Suomessa hajautetun tuotannon investoinnit lähtivät käyntiin valtioneuvoston tuulivoimalle ja biokaasulle asettaman syöttötariffin ansiosta. Syöttötariffi koskee ainoastaan kyseisiä tuotantomuotoja ja suuria yksiköitä. Tässä työssä on suurten hajautettujen yksiköiden sijaan keskitytty pieniin, enintään 50 kVA:n, usein yksityishenkilöiden omistamiin aurinkosähkökohteisiin.

Pienimuotoisen, erityisesti kotitalouskokoaluokan, sähköntuotannon esteenä on pidetty taloudellisesti kannattamattomia järjestelmiä, yksityishenkilöiden tiedonpuutetta sekä verkkoon kytkennän toimien epämääräisyyttä eri verkkoyhtiöiden alueella. Tämän diplomityön tarkoituksena on ollut selvittää kaikki aurinkosähköjärjestelmän hankintaan liittyvät toimet aina järjestelmän mitoituksesta verkkoon kytkentään asti. Tästä työstä on tehty myös tiivistelmä, jonka tarkoituksena on toimia oppaana aurinkosähkötuottajiksi haluaville tamperelaisille. Työn tarkoituksena on ollut lisätä tietoisuutta aurinkosähkön hyödyntämisestä Tampereella ja siten edesauttaa aurinkosähköinvestointien syntymistä niin yksityis- kuin julkisellakin sektorilla.

Työn alkuosassa todettiin, että Etelä-Suomen säteilyolosuhteet ovat lähes samat kuin Pohjois-Saksassa, missä aurinkosähköä hyödynnetään laajalti omakotitalojen katoilla. Saatavaan tuottoon suhteessa nimellistehoon vaikuttaa oleellisesti aurinkopaneelien asennussuunta ja -kulma sekä esteetön asennuspaikka. Tampereella optimaalinen asennuspaikka on etelänsuuntaan 42° kallistuskulmassa. Usein kuitenkin omakotitalojen kattokulmat ovat vain noin puolet tästä kallistuskulmasta. Kuitenkaan noin 20° poikkeama asennuskulman optimista tai asennussuunnan ollessa kaakkoon tai lounaaseen, ei huononna vuosituotantoa oleellisesti maksimista. Asennuksen poiketessa optimista muuttuu kuitenkin tuotantoprofiili. Asennuskulman ollessa optimikulmaa pienempi, muuttuu tuotantoprofiili mitoituksen kannalta hankalaksi, sillä kesäaikainen tuotanto kasvaa ja talviaikainen tuotanto pienenee optimituotantoon verrattuna. Seinälle asennettaessa pienenee vuosituotanto huomattavasti, mutta tuotantoprofiili muuttuu sähkönkulutuksen kannalta edullisemmaksi. Seinäasennuksen etuna on myös paneelien pysyminen lumettomina talvella. Olettaen että tammikuusta helmikuuhun paneelit ovat lumipeitteen alle, vähenee vuotuinen kokonaistuotanto optimiasennuksella 9 % ja 20° kattokulmalla 6 %. Aurinkosähköjärjestelmän huipunkäyttöaika Tampereella on parhaimmillaan noin 850 - 900 h. Optimaalisesta asennuksesta hieman poikkeavillakin järjestelmillä voidaan päästä 800 h huipunkäyttöaikoihin. Tampereen seitsemästä aurinkosähkökohteesta vain kolmesta oli saatavilla tuotantotietoja. Näillä kolmella järjestelmällä oli huipunkäyttöaika vuonna 2012 700 - 750 h.

Järjestelmän taloudelliseen kannattavuuteen vaikuttavat eniten tuotetun energian määrä suhteessa nimellistehoon, korvattavan ostosähkön hinta ja sen kehittyminen järjestelmän elinkaaren aikana sekä järjestelmän mitoittaminen. Mikäli järjestelmä ylimitoitetaan ja ylijäämäsiähkön syöttö verkkoon on suurta, esimerkiksi 70 % kokonaistuotannosta, heikkenee kannattavuus huomattavasti. Esimerkiksi viidesosan kokonaistuotannosta ollessa ylijäämäistä, kasvaa takaisinmaksuaika noin vuodella. Jotkut sähkön myyntiyhtiöt maksavat korvauksen ylijäämäsiähköstä, mutta kuten työssä tuli ilmi, on se yleensä maksimissaan vain noin kolmasosa ostosähkön kokonaishinnasta. Ylimitoittaminen tulee kuitenkin kysymykseen esimerkiksi lähes nollaenergiarakennuksissa, joissa verkkoon syötetyllä ylijäämällä kompensoidaan huippukulutusaikoina verkosta otettua sähköenergiaa. Tässä työssä oletettiin, että tuotetulla energialla korvataan pääasiassa ostosähköä. Riippuen kiinteistön pohjakuormasta sekä paneelien asennuskulmasta ja -suunnasta laskettiin omakotitaloon sopivaksi järjestelmäksi noin 1 - 2 kW. Yli 2 kW järjestelmässä ylijäämäsiähkön tuotanto kasvaa yleensä melko suureksi ja alle 1 kW järjestelmän investointikustannus suhteessa nimellistehoon kasvaa kannattamattomaksi. Mahdollisen tukipolitiikan myötä ylimitoittamisen kannattamattomuus poistuu, mikäli ylijäämäsiähköstä maksettava korvaus on lähellä ostosähkön hintaa.

Aurinkosähköstä on jo joissain tapauksissa tullut kannattavaa markkinaehtoisestikin. Mikäli ostosähkön hinta järjestelmän elinkaaren ajan nousee 2 % vuodessa, on omakotitalokokoluokassa optimaalisesti asennetun ja oikein mitoitettun järjestelmän takaisinmaksuaika tällä hetkellä 25 - 28 vuotta. Järjestelmän suunta- tai kallistuskulman muuttaminen muutamilla kymmenillä asteilla kasvattaa järjestelmän takaisinmaksuaikaa vain noin vuodella.

Yrityksen, kunnan tai yhteisön investoidessa aurinkosähköjärjestelmään on mahdollista hakea 30 % energiatukea. Kannattavuutta alentaa se, että ostosähkön hinta on yleensä kotitalousasiakkaan sähkön hintaa pienempi. Suuremman mikrotuotantolaitoksen investointikustannus on yleensä suhteessa tehoon halvempi kuin pienemmän, mutta vuotuiset kustannukset ovat yleensä suuremmat etenkin suurissa yli 20 kW järjestelmissä. Omakotitalokokoluokassa huoltokustannukset saattavat hyvinkin jäädä kertaluonteiseksi invertterin uusimiseksi elinkaaren puolivälissä. Huolimatta mahdollisesta energiatuesta, ovat suurten mikrotuotantolaitosten takaisinmaksuajat samaa luokkaa kuin omakotitaloon sopivilla laitoksilla.

Järjestelmähinnat ovat laskeneet vuosittain noin 10 - 15 % ja niiden voidaan olettaa laskevan edelleen, sillä esimerkiksi Saksassa paneelien hinnat ovat vain kolmasosan Suomen vastaavista. Energiategollisuus ry:n antaman suosituksen mukaan tulisi verkkoyhtiöiden hyväksyä verkkoon kytkentälaitteiksi myös Saksassa tyyppitestatut invertterit. Tämän voidaan lisääntyvän kilpailun myötä olettaa laskevan myös inverttereiden hintoja. Onkin mahdollista, että vuonna 2020 ovat aurinkosähköjärjestelmien takaisinmaksuajat laskeneet 15 vuoteen.

Mikäli kaikki Tampereen rakennukset vapaa-ajan asuntoja lukuun ottamatta otettaisiin hyötykäyttöön, olisi potentiaalista asennuspinta-alaa noin 260 MW:n edestä. Tämän kokonaispotentiaalın käyttöönotto maksaisi noin 660 miljoonaa euroa. Tällöin

aurinkosähköllä olisi mahdollista tuottaa kesäaikana noin neljäsosa Tampereen alueen kuukausittaisesta energiantarpeesta. Talvella kokonaiskulutuksesta voitaisiin tuottaa korkeintaan muutamia prosentteja. Kokonaistuotannon jakaantuessa kuukausittain epätasaisesti, voitaisiin vuotuisesta energiantarpeesta kokonaispotentiaali hyödyntäen tuottaa vain noin 12 %. Aurinkosähkötuotannon suuren ajallisen vaihtelun myötä tarvitsee laajamittainen aurinkosähkötuotanto paljon säätövoimaa. Mikäli Tampereen kokonaispotentiaali hyödynnettäisiin, voitaisiin kesällä päiväsaikaan tuottaa keskimäärin noin 90 % alueen tehontarpeesta, mutta talven keskipäivän tunteina vain 10 %.

Nettolaskutuksen ja muiden valtiollisten tukimuotojen mahdollisuutta ollaan selvittämässä Työ- ja elinkeinoministeriössä. Mahdollisen investointiavustuksen saaminen tulisi lisäämään järjestelmämääriä yleisesti. Ylijäämänsähkön tulevaisuus saattaa vaikuttaa puolestaan investoitavien järjestelmien kokoihin.

Huolimatta investointikustannuspainotteisuudesta, voidaan aurinkosähköjärjestelmien odottaa lisääntyvän lähivuosina. Järjestelmien takaisinmaksuajat ovat jo elinkaartaan lyhyemmät ja lyhenevät vuosittain ostosähkön hinnan noustessa ja järjestelmien hintojen laskiessa. Ostosähkön hinnan nousun ja omavaraiseen, uusiutuvaan energiaan liittyvän julkisen keskustelun sekä kuluttajien tietoisuuden lisääntyessä, voidaankin olettaa investointi-innokkuuden lisääntyvän. Tästä työstä tehtävän aurinkosähköoppaan ja muiden tietoa lisäävien julkaisujen merkitys on suuri etenkin yksityishenkilöiden kiinnostuksen lisäämiseksi.

LÄHTEET

- [1] Tampereen kaupunkiseudun ilmastostrategia 2030 [Verkkodokumentti]. Tampereen kaupunkiseutu, 2010. [Viitattu 05.03.2013]. Saatavissa http://tampereenseutu-fi-bin.directo.fi/@Bin/e3e9a03ca23d20ff7a87b20943adc67a/1362483384/application/pdf/1933615/Ilmastostrategia_24.3.2010_SH_hyv%C3%A4ksym%C3%A4.pdf.
- [2] ECO₂ -Ekotehokas Tampere 2020 [Verkkosivu]. [Viitattu 24.10.2012] Saatavissa: <http://eco2.fi/>.
- [3] Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016 [Verkkodokumentti]. European Photovoltaic Industry Association, 2012. [Viitattu 6.11.2012]. Saatavissa <http://files.epia.org/files/Global-Market-Outlook-2016.pdf>.
- [4] European Photovoltaic Industry Association. 10 good reasons to switch to solar photovoltaic electricit [Verkkosivu]. [Viitattu 22.10.2012] Saatavissa: <http://www.epia.org/solar-pv/10-good-reasons-to-switch-to-solar-pv.html>.
- [5] Bionova consulting. Selvitys sähkön pientuotannon nettolaskutuksesta [Verkkodokumentti]. Työ- ja elinkeinoministeriö, 2012. [Viitattu 24.10.2012] Saatavissa: http://www.tem.fi/files/33435/Bionova-_selvitys_sahkon_pientuotannon_nettolaskutuksesta.pdf.
- [6] Tampereen Sähkölaitos Oy. Kulutuslaskutus [Verkkosivu]. [Viitattu 26.10.2012]. Saatavissa: <http://www.tampereensahkolaitos.fi/internet/Yksityisasiakas/Kulutuslaskutus>.
- [7] Alanen, R., Heimonen, I., Hänninen, S., Lahti, P., Pihala, H. & Sipilä, K. Aurinkosähkön mahdollisuudet Helsingin Östersundomin alueella [Verkkodokumentti]. Tutkimusraportti, VTT, 2010. [Viitattu 9.11.2012]. Saatavissa: http://www.hel2.fi/ksv/julkaisut/yos_2011-12.pdf.
- [8] Korpela, A. Aurinkosähkön lunnontieteelliset perusteet. 2012. Tampereen teknillisen yliopiston SMG-4450 Aurinkosähkö –kurssin luentomoniste. 74 s.

- [9] Aurinkoteknillinen yhdistys [Verkkosivu]. [Viitattu 6.11.2012]. Saatavissa: <http://www.aurinkoteknillinenyhdistys.fi/ajankohtaista.php>.
- [10] SolarServer, Online Portal to Solar Energy. Azimuth angle [Verkkosivu], [Viitattu 12.12.2012]. Saatavissa: <http://www.solarserver.com/knowledge/lexicon/a/azimuth-angle.html>.
- [11] Flinck, J.-P. Uusiutuvan energian hyödyntämismahdollisuudet Nurmi-Sorilan alueen suunnittelussa. Diplomityö. Tampere 2010. Tampereen teknillinen yliopisto, Sähkötekniikan koulutusohjelma. 92 s.
- [12] European Commission. Joint Research Centre. Photovoltaic Geographical Information System [Verkkotietokanta]. [Viitattu 31.10.2012]. Saatavissa: <http://photovoltaic-software.com/pvgis.php>.
- [13] Haapanen, E. Pientuulivoimaa Vuorekseen [Verkkodokumentti]. Halli, 2011. [Viitattu 25.2.2013] Saatavissa: <http://www.eco2.fi/uploads/hankkeet/Raportti%20Pientuulivoimaa%20Vuorekseen.pdf>.
- [14] Energiamarkkinavirasto. Sähkömarkkinat [Verkkosivu]. [Viitattu 2.11.2012]. Saatavissa: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/alasivu.asp?gid=228&languageid=246>.
- [15] L 13.3.1995/386. Sähkömarkkinalaki.
- [16] Energiateollisuus ry. Pienimuotoisen tuotannon verkkoon liittäminen, muistio [Verkkodokumentti]. [Viitattu 15.11.2012]. Saatavissa: http://energia.fi/sites/default/files/Pienimuotoisen_tuotannon_verkkoon_liitt%C3%A4minen_muistio_20081112.pdf.
- [17] Energiateollisuus ry. Mikrotuotannon liittäminen sähkönjakeluverkkoon, Verkostosuositus YA9:09 [Verkkodokumentti]. [Viitattu 12.10.2012] Saatavissa: http://energia.fi/sites/default/files/mikrotuotannon_liittaminen_verkostosuositus_lopullinen_2009.pdf.
- [18] A 65/2009. Valtioneuvoston asetus sähkömarkkinoista.
- [19] L 30.12.1996/1260. Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta.
- [20] L 30.12.1993/1501. Arvonlisäverolaki.

- [21] A 66/2009. Valtioneuvoston asetus sähkötoimitusten selvityksestä ja mittauksesta.
- [22] A 2/11. Ympäristöministeriön asetus rakennusten energiatehokkuudesta.
- [23] Tampereen kaupunki. Rakennustapaohjeet [Verkkosivu]. [Viitattu 17.10.2012] Saatavissa: <http://www.tampere.fi/asuminenjarakentaminen/laitjaohjeet/rakentamistapaohjeet/julkisivumuutokset.html>.
- [24] Virkki, J. Kaupunkikuva-arkkitehti, Tampereen kaupunki. Sähköpostiviestittely 7.11.2012.
- [25] Tampereen kaupunki. Korjaus- ja energia-avustukset [Verkkosivu]. [Viitattu 24.1.2013] Saatavissa: <http://www.tampere.fi/asuminenjarakentaminen/avustukset/energia-avustukset.html>.
- [26] Asumisen rahoitus- ja kehittämiskeskus. Ohje korvausavustusten hakemiseen, myöntämiseen ja maksamiseen 2013 [Verkkosivu]. [Viitattu 24.1.2013] Saatavissa: <http://www.ara.fi/download.asp?contentid=26025&lan=fi>.
- [27] Verohallinto. Kotitalousvähennys [Verkkosivu]. [Viitattu 24.1.2013] Saatavissa: http://www.vero.fi/fi-FI/Syventavat_veroohjeet/Henkiloasiakkaan_tuloverotus/Kotitalousvahennys%2826052%29.
- [28] Rakentamisen ja asumisen energianeuvonta [Verkkosivu]. [Viitattu 15.11.2012]. Saatavissa: <http://www.neuvoo.fi/>.
- [29] Grönlund, P. TEM:n energiatuki uudistuu 2013 alkaen [Verkkodokumentti]. Työ- ja elinkeinoministeriö. [Viitattu 15.1.2013]. Saatavissa: http://www.tem.fi/files/35243/TEM_Gronlund.pdf.
- [30] Ahoranta, J. Aurinkokenno. Alustava oppikirjamateriaali.
- [31] Nousiainen, L. Issues on Analysis and Desingn of Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Inverters. Väitöskirja. Tampere 2012. Tampereen teknillinen yliopisto. Julkaisu 1087. 125 s.
- [32] NAPS Systems Oy. Naps Pallas 200-210G SAW Datasheet [Verkkodokumentti]. [Viitattu 31.10.2012]. Saatavissa: <http://www.napssystems.com/images/>

stories/PDF/modulesweb/Naps%20Pallas%20SAW%20Data%20Sheet.pdf.

- [33] MicrE. Aurinkosähkö [Verkkosivu]. [Viitattu 9.1.2013]. Saatavissa: <http://www.micre.eu/fi/energiantuotanto/aurinkosaehkoe/>.
- [34] European Photovoltaic Industry Association. Solar PV [Verkkosivu]. [Viitattu 23.10.2012]. Saatavilla: <http://www.epia.org/solar-pv/pv-technologies-cells-and-modules.html>.
- [35] Solardis Inc. Thin-Film [Verkkosivu]. [Viitattu 5.3.2013]. Saatavissa: http://soprasolar.us/site/thin_film.shtml.
- [36] Havelland solar. Produkte [Verkkosivu]. [Viitattu 1.11.2012] Saatavissa: <http://www.havelland-solar.de/produkte-show.php?Ansicht=Module>.
- [37] Naps Systems Oy. NSR Solar Electricity Systems for House Roofs [Verkkosivu]. [Viitattu 26.11.2012]. Saatavissa: http://www.napssystems.com/images/stories/PDF/Grid/NSR%20EN%204-2010_web.pdf.
- [38] Antennikauppa.fi. Sunny Home Manager [Verkkosivu]. [Viitattu 3.12.2012]. Saatavissa: <http://www.antennikauppa.fi/index.php/sunny-home-manager.html>.
- [39] Mg solar shop. SMA Sunny Home Manager [Verkkosivu]. [Viitattu 3.12.2012]. Saatavissa: http://mg-solar-shop.com/sma_sunny_home_manager.html.
- [40] Steca, StegaGrid 2000+ ja StegaGrid 2010+, Datalehti.
- [41] SMA, Sunny Boy 1200/1700/2500/3000, Datalehti.
- [42] Kodin vihreä energia Oy. Sähköverkkoon kytkettävät aurinkopaneelit [Verkkosivu]. [Viitattu 7.11.2012]. Saatavissa: <https://sites.google.com/site/kodinvihreaenergia/mikroinvertterit>.
- [43] Microchip. Grid-Connected Solar Microinverter [Verkkodokumentti]. [Viitattu 31.10.2012]. Saatavilla: <http://ww1.microchip.com/downloads/en/AppNotes/01338D.pdf>.
- [44] Tampereen teknillinen yliopisto, Sähkötekniikan laitoksen nykyinen tutkimusprofiili [Verkkosivu], [Viitattu 27.3.2013] Saatavissa: <http://www.tut.fi/fi/tietoa->

yliopistosta/laitokset/sahkotekniikka/tutkimus/index.htm.

- [45] Jussila, J.
- [46] Kiilto Oy. Materiaalipankki [Verkkosivu]. [Viitattu 17.12.2012]. Saatavissa: <http://kuva.kiilto.com/media/webclient/;jsessionid=caj54jin1w5qhcty6j2mgrp8m?authKey=7A2CrLAKaXEA5LKANLngyd>.
- [47] Suomalainen, M. ABB Oy, Aurinkosähköjärjestelmä, Rakentaminen [Verkkodokumentti]. 2012. [Viitattu 23.11.2012]. Saatavissa: http://www.tekes.fi/fi/gateway/PTARGS_0_201_403_994_2095_43/http%3B/tekes-ali1%3B7087/publishedcontent/publish/programmes/groove/documents/seminaariaineistot/aurinkoenergia_210612/abb_aurinkoj%C3%A4rjestelm%C3%A4n_luento.pdf.
- [48] Finnwind Oy. Uutiset [Verkkosivu]. [Viitattu 14.12.2012] Saatavissa: <http://www.finnwind.fi/>.
- [49] SOLPROS. Ekoviikki Sustainable City Projects [Verkkosivu]. [Viitattu 26.11.2012] Saatavissa: <http://www.solpros.org/ekoviikki.htm>.
- [50] LaMonica, M. Solar Decathlon prize goes to Germany's TU Darmstadt [Verkkosivu]. [Viitattu 26.11.2012]. Saatavissa: http://news.cnet.com/8301-10784_3-9801439-7.html.
- [51] Nollaenergia.fi. Pilottihanke viisaamman elinkaarirakentamisen puolesta [Verkkosivu]. [Viitattu 14.12.2012]. Saatavissa: www.nollaenergia.fi.
- [52] Savon Voima Oyj. VoimaOnLine [Verkkotietokanta]. [Viitattu 13.12.2012].
- [53] Aurinkoinsinöörit Oy. Sunny Portal, Plant Profile [Verkkosivu]. [Viitattu 11.12.2012] Saatavissa: <http://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPageOverview.aspx?plant=393ed5e1-2e93-4223-a244-908385473a02>.
- [54] Tampereen Sähkölaitos Oy. Yrityksestä [Verkkosivu]. [Viitattu 2.11.2012] Saatavissa: <http://www.tampereensahkolaitos.fi/internet/Yrityksest%C3%A4/>.
- [55] Energiateollisuus ry. Sähköntuotantolaitoksen liittäminen jakeluverkkoon [Verkkodokumentti]. [Viitattu 15.10.2012]. Saatavissa: <http://www.tampereensahkolaitos.fi/NR/rdonlyres/6DEDF4DA-62B7-4C79-A94F-114DB76506D9/0/>

Ohjesahkontuotantolaitoksenliittamisestajakeluverkkoon.pdf.

- [56] Energiateollisuus ry. Sähkön tuotannon verkkopalveluehdot TVPE11 [Verkkodokumentti]. [Viitattu 2.11.2012]. Saatavissa: <http://www.tampereensahkolaitos.fi/NR/rdonlyres/E18F0905-4A35-42DF-8486-C45F8E0E926B/0/Tuotannonverkkopalveluehdottvpe11.pdf>.
- [57] SESKO ry. Uudet julkaisut [Verkkosivu]. [Viitattu 5.12.2012]. Saatavissa: http://www.sesko.fi/portal/fi/ajankohtaista/uudet_julkaisut?bid=673.
- [58] Lehto, I. Tekninen liite 1 ohjeeseen sähkön tuotantolaitoksen liittäminen jakeluverkkoon – nimellisteholtaan enintään 50 kVA laitoksen liittäminen [Verkkodokumentti]. Energiateollisuus ry, 2013. [Viitattu 6.3.2013]. Saatavissa: http://energia.fi/sites/default/files/tekninen_liite_1_-_enintaan_50_kva_paivitetty_20130228.pdf.
- [59] Karppanen, J. Sähkön tuotannon pienjänniteverkkoon liittäminen -määräykset ja sähköturvallisuus. Diplomityö. Lappeenranta 2012. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Teknillinen tiedekunta, Sähkötekniikka. 123 s.
- [60] Utu Oy. Hager ukkos- ja ylijännitesuojat, tekniset tiedot [Verkkodokumentti]. [Viitattu 13.11.2012] Saatavissa: http://www.utupowel.fi/files/utupowel.fi/attachments/PDF/hager/tekniset_tiedot/10_ylij%C3%A4nnitesuojat_t.pdf.
- [61] Vainikka, J.-P. Hajautetun tuotannon verkkoonliittäminen -verkkokoodit ja käytännön toimet. Diplomityö. Lappeenranta 2011. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Teknillinen tiedekunta, Sähkötekniikka. 122 s.
- [62] Lehto, I. Mikrotuotannon liittäminen yleiseen sähkönjakeluverkkoon. Diplomityö. Espoo 2009. Teknillinen korkeakoulu, Sähkötekniikan laitos. 101 s.
- [63] Heinimäki, R., Lehto, I. & Salomaa, P. Sähkön pientuotanto –haasteita jakeluverkkoyhtiöille, sähkökauppiaille, lainsäätäjille, medialle, asiakkaille. Diaesitys, 24.1.2013, Energiateollisuus ry. 10s.
- [64] Häkli, J.-P. Pien- ja mikrotuotannon edistäminen sähkömarkkinoiden näkökulmasta [Verkkajulkaisu]. SEAM Group Oy, 2012. [Viitattu 11.10.2012]. Saatavissa: <http://www.slideshare.net/Maamerkit/jukkapekk-hkli-1392012-pien-ja-mikrotuotannon-edistminen-shkmarkkinoiden-nkkulmasta>.

- [65] Kuisma, P. & Kurtakko, J. Esiselvitys hajautetun pienimuotoisen sähköntuotannon liiketoiminnallisista toimintaedellytyksistä Lapissa. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 11.10.2012]. Saatavissa: http://www3.lappia.fi/AO/tiedostot/luonto_ala/bioenergiahanke/projektin_raportit/hajautettu_sahkontuotanto.pdf.
- [66] Kaipia, T. Aurinkosähköjärjestelmät jakeluverkon rinnalla - Sähkön käyttäjien turvallisuuteen ja sähkön laatuun liittyvä standardointi [Verkkojulkaisu]. 18.9.2012. [Viitattu 5.12.2012]. Saatavissa: <http://www.slideshare.net/jeroahola/tero-kaipia-1892012#btnNext>.
- [67] Sähköenergialiitto ry. Pienvoimaloiden liittäminen jakeluverkkoon 2001 [Verkkodokumentti]. [Viitattu 22.11.2012]. Saatavissa: <http://energia.fi/sites/default/files/10930.pdf>.
- [68] Suomen asuntomessut. Ideagalleria [Verkkosivu]. [Viitattu 5.2.2013]. Saatavissa: <http://www.asuntomessut.fi/ideagalleria/asunnot>.
- [69] Haikala, A., Heikkinen, P., Helenius, H., Jokinen, L., Niemelä, J., Nuora, H., Peittola, M., Juntunen, M., Tulamo, T., & Vuolle, M. Lantti-talo –puinen nollaenergiatalo 2020. 1.12.2012. 40 s.
- [70] Google. Kartat [Verkkotietokanta]. [Viitattu 5.12.2012]. Saatavissa: <http://maps.google.fi/>.
- [71] Leppänen, J. Aurinkosähköä rakennuksissa [Verkkojulkaisu]. Naps Systems Oy, 2008. [Viitattu 5.2.2013]. Saatavissa: <http://www.ymparisto.fi/download.asp?contentid=95501>.
- [72] Aurinkotekno Oy, Luhtaan päiväkodin tekniset tiedot ja laskelmat, 2011.
- [73] Finnwind Oy, Aurinko E-sarja -esite.
- [74] Nurmela, M. Cargotec Finland Oy. Sähköpostiviestittely.
- [75] Neilimo, K., & Uusi-Rauva, E. Johdon laskentatoimi. 6. painos. Helsinki 2005. Edita Prima Oy. 366 s.
- [76] Ehdotus tuulivoiman syöttötariffiksi [Verkkodokumentti]. Syöttötariffityöryhmän väliraportti. Helsinki 2009. [Viitattu 10.12.2012]. Saatavissa: http://www.tem.fi/files/24646/Sy_tt_tariffiryhm_n_v_liraportti_liite_1.pdf.

- [77] Energiamarkkinavirasto. Sähkön hintatilastot [Verkkodokumentti]. [Viitattu 3.1.2013] Saatavissa: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/alasivu.asp?languageid=246&gid=67>.
- [78] Kantonen, M. KTM, liiketoiminnan kehitys ja markkinointi, Finnwind Oy. Sähköpostiviestittely .
- [79] WSP Finland Oy, SEES Espoo, Espoon kaupunki, 2012.