Aalto-yliopisto
Insinööritieteiden korkeakoulu
Energiatekniikan laitos

Markku Ylinen

Aurinkosähkön potentiaali ja kannattavuus pien- ja toimisto-rakennuksissa Suomen olosuhteissa

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten.

Espoossa 30.11.2015
Valvoja: Professori Kai Sirén
Ohjaaja: Professori Kai Sirén

Aalto-yliopisto

AALTO-YLIOPISTO TEKNIIKAN KORKEAKOULUT PL 12100, 00076 Aalto http://www.aalto.fi	DIPLOMITYÖN TIIVISTELMÄ

Tekijä: Markku Ylinen

Työn nimi: Aurinkosähkön potentiaali ja kannattavuus rakennuksissa Suomen olosuhteissa

Korkeakoulu: Insinööritieteiden korkeakoulu

Laitos: Energiatekniikan laitos

Professuuri: LVI-tekniikka	Koodi: Ene-58

Työn valvoja: Professori Kai Sirén

Työn ohjaaja(t): Kai Sirén

Tämä diplomityö on tehty Aalto-yliopiston LVI-tekniikan tutkimusryhmään. Tässä työssä haluttiin tutkia aurinkosähkön potentiaalia ja kannattavuutta Suomessa. Euroopan Unionin direktiivi uusiutuvista lähteistä peräisin olevan energian käytön edistämisestä 2009/28/EY velvoittaa jäsenmaita lisäämään uusiutuvien energioiden käyttöä, ja Suomen tavoite on lisätä näiden käyttöä 9,5 % vuoteen 2020 mennessä.

Työssä käsitellään auringon säteilyn ja aurinkosähköpaneeleiden ominaisuuksia, auringon suunnan laskentaa sekä aurinkosähköpaneelien tuottaman sähköenergian määrän laskentaa viiden pisteen laskentamenetelmällä, sekä tuotetun sähköenergian kustannus ja kannattavuuslaskentaa soveltaen standardia SFS-EN 15459. Lisäksi työssä käsitellään rakennuksessa paikallaan tuotetun ja kulutetun sähköenergian yhteensopivuutta. Tarkasteltavien rakennusten sähköenergian kulutus on mitattua tietoa. Työssä kehitettiin samalla laskentaohjelmisto MATLAB-ympäristöön.

Etelä-Suomessa saadaan melkein yhtä paljon Saksaan verrattuna auringonsäteilyä vuositasolla vaakatasolle, mutta pohjoisilla leveyspiireillä auringonsäteily keskittyy maalis-syyskuille, jolloin saadaan 93 % vuoden säteilymäärästä vaakatasolle. Viitenä kuukautena vuodessa, 42 % ajasta, saadaan vain noin 7 % vuoden säteilymäärästä vaakatasolle.

Pientalossa, jonka sähkön vuosikulutus on noin 5300 kWh, voidaan aurinkosähköllä tuottaa kannattavasti noin 20 % kulutuksesta. Yksinkertainen takaisinmaksuaika on tällöin noin 22 vuotta ja tuotetun sähköenergian hinta vastaa keskimääräistä verkosta ostetun sähköenergian kokonaishintaa.

Tarkastellussa toimistorakennuksessa sähkönkulutus oli verrattain suuri noin 2000 MWh. Kyseisessä rakennuksessa voitiin aurinkosähköllä tuottaa noin 6,7 – 9,9 % kulutuksesta. Suuren sähköenergian kuluttajan verkosta ostetun energian hinta on kuitenkin niin edullista, ettei tuotetun sähköenergian hinta ollut kannattavaa. Yksinkertainen takaisinmaksuaika oli 20 – 22 vuotta.

Päivämäärä: 30.11.2015	Kieli: suomi	Sivumäärä: 69+11

Avainsanat: aurinkosähkö, Suomi, potentiaali, kannattavuus, pientalo, toimistorakennus

Aalto-yliopisto

AALTO UNIVERSITY SCHOOLS OF TECHNOLOGY PO Box 12100, FI-00076 AALTO http://www.aalto.fi	ABSTRACT OF THE MASTER'S THESIS

Author: Markku Ylinen

Title: Potential and cost-effectives of photovoltaics in detached and office buildings in Finland

School: School of Engineering

Department: Energy Engineering

Professorship: HVAC	Code: Ene-58

Supervisor: Professor Kai Sirén

Instructor(s): Kai Sirén

This master's thesis is done to the Aalto University's HVAC technology research group. In this study the goal was to explore the photovoltaic potential and cost-effectives in Finland. The European Union's Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources 2009/28/EC obliges Member States to increase the use of renewable energies. The objective in Finland is to increase the use renewable energies of 9.5% by 2020.

This work discuss the characteristics of solar radiation and photovoltaic panels, the calculation of the sun's direction and the electricity production of solar photovoltaic panels by a five-point calculation method, and as well as the cost of electrical energy produced calculation applying the standard SFS-EN 15459. In addition, this thesis discuss with the matching of produced and consumed electrical energy in the building. The electrical energy consumption of the buildings surveyed is measured data. During this master's thesis, a computer program was developed in MATLAB environment.

On an annual basis Southern Finland receives almost as much solar radiation as in the Germany to the horizontal plane. In northern latitudes the solar radiation concentrates from March to September, giving 93 % of the quantity of solar radiation to the horizontal plane. Five months of the year, 42% of the time, only about 7% of the quantity of solar radiation to the horizontal plane is acquired.

Detached house, in which the annual electricity consumption is about 5300 kWh, the solar panels can produce about 20% of the electrical consumption profitably. The simple payback period is approximately 22 years and the price of the electrical energy produced corresponds to the average price of the electrical energy purchased from the gird.

In the office building electricity consumption was comparatively high, about 2,000 MWh. In this building the solar panels can produce about 6.7 - 9.9% of the total consumption. The grid price for large consumer is so affordable that the price of the electrical energy produced was not profitable. Simple payback period for the office building was 20 - 22 years.

Date: 30.11.2015	Language: finnish	Number of pages: 69+11

Keywords: pv, photovoltaics, Finland, potential, cost-effectiness, detached

Alkusanat

Tämä diplomityö tehtiin Aalto-yliopiston LVI-tekniikan tutkimusryhmässä. Uusiutuvat energiamuodot ovat tänä päivänä kasvattamassa kovasti suosiota. Yhtenä uusiutuvan energian muotona on aurinkosähkö. Tässä työssä tutkitaan sitä, kuinka paljon voidaan Suomessa taloudellisesti tuottaa aurinkosähköä pien- ja toimistorakennuksissa.

Haluan kiittää kannustavasta ja hyvästä ohjauksesta työn valvojaa ja ohjaajaa professori Kai Siréniä. Lisäksi haluan kiittää koko Aalto-yliopiston LVI-tekniikan tutkimusryhmän henkilökuntaa hyvistä neuvoista ja mielenkiintoisista keskusteluista. Viimeiseksi haluan kiittää vaimoani Jonnaa ymmärtäväisestä suhtautumisesta tämän diplomityön tekoon.

Espoossa 30.11.2015

Markku Ylinen

Sisällysluettelo

Tiivistelmä
Abstract
Alkusanat
Sisällysluettelo ... 1
Merkinnät ... 2
Lyhenteet ... 3
1 Johdanto ... 4
2 Tausta ... 6
2.1 Auringon säteily ... 6
2.2 Aurinkosähköpaneeleiden välinen varjostus ... 11
2.3 Aurinkosähköpaneelien toiminta ja sähköntuotto (tarvittavat muut laitteet) ... 14
2.3.1 Aurinkosähköpaneelien rakenne ja tyypit ... 14
2.3.2 Aurinkosähköpaneelin piirikaavio ja sähköntuotto ... 15
2.3.3 Aurinkosähköpaneelin lämpötila ... 21
2.3.4 Teknologiakehitys ... 21
2.3.5 Muut tarvittavat laitteet ... 22
2.4 Tuoton ja kulutuksen kohtaaminen ... 23
2.5 Kustannuslaskenta ... 25
3 Rakennuksen sähköntuoton ja –kulutuksen simulointi ... 28
3.1 Simulointiohjelma ja mallin perusidea ... 28
3.2 Lähtötiedot ja vakiotermit ... 29
3.3 Sähköenergiantuoton laskeminen ... 30
3.4 Sähkönenergiantuoton ja –kulutuksen kohtaaminen ... 34
3.5 Kustannuslaskennan toteuttaminen ... 34
4 Mallintamisen lähtötiedot ... 36
4.1 Rakennustyypit ja ympäristö ... 36
4.2 Säätiedot ja auringon säteily ... 37
4.3 Aurinkosähköjärjestelmä ... 38
4.4 Rakennuksen sähköenergiankulutus ... 39
4.5 Aurinkosähköpaneelien investointikustannukset ... 42
4.6 Sähkön hinnan ja kuluttajahintojen kehitys ... 43
4.7 Sähkön myynti ... 45
4.8 Kustannuslaskennan parametrit ... 45
5 Tulokset ... 47
5.1 Sähköenergian tuotto ... 47
5.2 Sähköenergian tuotto, kulutus ja ylijäämä pientalossa ... 49
5.3 Kustannukset ja kannattavuus pientalossa ... 52
5.4 Sähköenergian tuotto, kulutus ja ylijäämä toimistorakennuksessa ... 56
5.5 Kustannukset ja kannattavuus toimistorakennuksessa ... 58
6 Johtopäätökset ... 63
Lähdeluettelo ... 64
Liiteluettelo ... 69
Liitteet

Merkinnät

A_C	[m^2]	aurinkokennon pinta-ala
$A'_{c,sr}$	[-]	suhteellinen pinta-ala suoraa säteilyä saavalle paneeliriville
A_m	[m^2]	aurinkopaneelin kokonaispinta-ala
$C_G(\tau)$	[€]	kokonaiskustannus
C_I	[€]	alkuinvestointi
C_r	[€]	käyttökustannukset
C_m	[€]	huoltokustannukset
D	[m]	paneelirivien etäisyys
E	[min]	ajantasausparametri
F	[-]	näkyvyyskerroin
G	[W/m^2]	kokonaissäteily vaakatasolle
G_b	[W/m^2]	auringon suora säteily vaakatasolle
$G_{b,n}$	[W/m^2]	auringon suora säteily kohtisuoralle tasolle
$G_{b,T}$	[W/m^2]	auringon suora säteily kallistetulle tasolle
G_{sc}	[W/m^2]	aurinkovakio
G_T	[W/m^2]	auringon kokonaissäteily kallistetulle tasolle
I	[A]	virta
I	[kWh/m^2]	kokonaissäteily vaakatasolle
I_b	[kWh/m^2]	auringon suora säteilyenergia tunnissa vaakatasolle
$I_{b,n}$	[kWh/m^2]	auringon suora säteilyenergia tunnissa kohtisuoralle tasolle
$I_{b,T}$	[kWh/m^2]	auringon suora säteilyenergia tunnissa kallistetulle tasolle
I_T	[kWh/m^2]	auringon kokonaissäteilyenergia tunnissa kallistetulle tasolle
L	[°]	pituuspiiri
L_{TZ}	[°]	aikavyöhykkeen standardi meridiaani
P	[W]	teho
R_b	[-]	heijastussuhde
R_i	[%]	inflaatio
R	[%]	lainakorko
R_R	[%]	reaalikorko
$R_{e,e}$	[%]	sähkön hinnan eskalaatio
V	[V]	jännite
h	[m]	aurinkosähköpaneelin korkeus
n	[-]	päivän järjestysnumero vuoden alusta
w	[m]	aurinkosähköpaneelin leveys
τ_0	[a]	laskennan alkuhetki
τ	[a]	laskentajakso
β	[°]	tason kallistuskulma
δ	[°]	maapallon deklinaatio
θ	[°]	säteilyn tulokulma tasolle
θ_z	[°]	zeniittikulma
ρ_g	[-]	maanpinnan heijastussuhde
ϕ	[°]	leveyspiiri

Lyhenteet

AST	Apparent solar time, aurinkoaika
HTC	High temperature conditions
LIC	Low irradiance conditions
LST	Local standard time, paikallinen aika
LTC	Low temperature conditions
NCPV	National Center for Photovoltaics
NOAA	National Oceanic & Atmospheric Administration
NOCT	Nominal operating cell temperature
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OEF	On-site energy fraction
OEM	On-site energy matching
PV	Photovoltaic, aurinkosähkö
SPA	Solar Position Algorithm
STC	Standard test conditions
UTC	Coordinated Universal Time

1 Johdanto

Uusiutuvista lähteistä peräisin olevan energian käytön edistämisestä koskeva Euroopan Unioninen direktiivi 2009/28/EY velvoittaa Euroopan Unionin maita lisäämään uusiutuvien energioiden käyttöä vuoteen 2020 mennessä [1]. Suomen uusiutuvien energioiden lisäämistavoite on 9,5 %, kokonaisosuuden ollessa tällöin 38 %. Suomessa tärkeimpiä uusiutuvan energian muotoja ovat bioenergia, varsinkin puu ja puupohjaiset polttoaineet, vesivoima, tuulivoima, maalämpö sekä aurinkoenergia. [2]

Rakennusten energiatehokkuus direktiivi 2010/31/EU määrittelee myös, että kaikki uudet rakennukset pitää olla lähes nollaenergiataloja vuoden 2020 loppuun mennessä ja julkiset rakennukset vuoden 2018 loppuun mennessä [3]. Sähköenergian omavaraisuus on myös yksi osa, mikä mahdollistaa saavuttamaan nollaenergiatalon. Osa tästä sähköenergiasta on mahdollista tuottaa auringosta saatavalla sähköenergialla.

Suomessa ei ole tarkemmin tutkittu sitä, kuinka paljon aurinkosähköenergiaa voidaan tuottaa ja tätä tuotantoa kuluttaa rakennuksessa ja millaisilla taloudellisilla edellytyksillä. Tässä työssä tullaan perehtymään tähän tuoton ja kulutuksen problematiikkaan sekä tarkastelemaan aurinkoenergialla tuotetun sähköenergian kannattavuutta.

Tässä diplomityössä tutkitaan aurinkosähkön potentiaalia Etelä-Suomen olosuhteissa pien- ja toimistorakennuksissa. Aurinkosähkön laskennallista tuottoa tullaan vertaamaan mitattuun sähkönkulutukseen. Nämä rakennustyypit ovat hyvin erilaisia niin sähkönkäytön kuin aurinkosähköpaneelien asennusmahdollisuuksien osalta. Lisäksi halutaan tutkia sitä, kuinka kannattavaa on asentaa aurinkosähköjärjestelmiä rakennuksiin nykyisillä hinnoilla. Energiatehokkuusdirektiivissä 2012/27/EU on määritetty kansalliset velvoitteet kustannusoptimaalisen laskennan tavoista [4].

Tässä työssä tarkastellaan aurinkosähköjärjestelmän toimintaa lähinnä paneelien sähköenergian tuoton kautta. Aurinkosähköpaneelien tuotto mallinnetaan mahdollisimman tarkasti olemassa olevien yhteyksien kautta. Muiden järjestelmässä olevien komponenttien toimintaa kuvataan lähinnä hyötysuhdetasolla. Tätä sähköenergian tuottoa tullaan vertaamaan rakennusten mitattuun sähköenergian kulutukseen tuntitasolla. Tätä tuoton ja kulutuksen kohtaamista verrataan ja siitä tarkastellaan, onko esimerkiksi ylimääräisen sähköenergian myynti verkkoon nykyhinnoilla kannattavaa.

Tutkimus rajataan Etelä-Suomen säätietoihin. Tulosten laskenta muille säävyöhykkeille on kuitenkin helposti toteutettavissa valitsemalla sopiva säätiedosto käyttöön. Lisäksi ympäristön varjostuksia ei oteta huomioon, koska ne ovat tapauskohtaisia. Sen sijaan riviin asennettujen paneelien keskinäinen varjostus otetaan huomioon. Kustannuksia tarkastellaan yksinkertaisen takaisinmaksuajan ja tuotetun sähköenergian hinnan kautta erilaisilla laskentaparametreilla.

Aurinkosähköjärjestelmät alkavat läpäistä markkinoita Euroopassa, varsinkin sellaisissa maissa, missä on tähän poliittista tahtoa, kuten esimerkiksi Saksassa. Muutkin maat kuten Espanja, Italia, Kreikka ja Tšekki ovat ajaneet läpi samanlaista politiikkaa. Aurinkosähkön potentiaalia ei kuitenkaan ymmärretä riittävän hyvin. Suomessa tarvittaisiin 1031 MWp tehosta asennettuja aurinkosähköpaneeleja, jotta koko Suomen sähkönkulutuksesta voitaisiin kattaa 1 %. Tämä tarkoittaa noin 1,95 m^2 aurinkosähköpaneelia hen-

keä kohti, joiden tehosuhde on 0,75 kWh/kWp. Saksassa samaan 1 % tuottoon riittää 0,74 m^2 ja Kreikassa 0,38 m^2 henkeä kohti. [5]

Auringon säteily vuodessa vaakatasolla on Berliinissä noin 7,0 % suurempi kuin Helsingissä, Pariisissa 19,5 %, Roomassa 58,2 % ja Madridissa jopa 76,2 %. Berliiniin verrattuna Helsingissä saadaan maalis-syyskuussa yhtä paljon auringon säteilyä vaakatasolle, muina kuukausina Berliinissä saadaan auringon säteilyä vaakatasolle kuitenkin noin 1,9 kertaisena. Madridissa saadaan maalis-syyskuussa noin 1,5 kertainen määrä auringon säteilyä vaakatasolle, mutta muina kuukausina auringon säteilyä saadaan yli 4,5 kertainen määrä. [6]

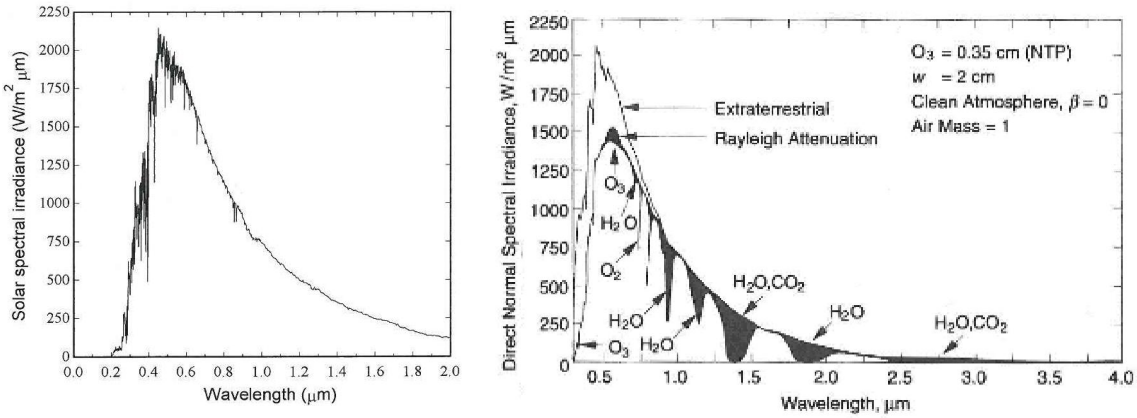
Euroopan Unionissa oli asennettuna vuoden 2013 loppuun mennessä noin 79000 MWp edestä aurinkosähköpaneeleja. Vuonna 2012 asennettiin Euroopan Unionissa yhteensä noin 16700 MWp edestä aurinkosähköpaneeleja ja vuonna 2013 noin 9900 MWp, pudotusta vuodesta 2012 vuoteen 2013 tapahtui 40 %. Vuonna 2013 asennettiin Saksassa 33 % koko Euroopan uudesta kapasiteetista. Suomessa oli vuoden 2013 loppuun mennessä kapasiteettia yhteensä 11,2 MWp edestä, josta vain 0,2 MWp oli verkkoon kytkettyä. Suomen osuus Eurooppalaisesta aurinkosähkökapasiteetista vuoden 2013 lopussa oli vain 0,01 %. Suomen taakse jäi Puola, Latvia, Irlanti ja Viro. [7]

Yhdessä vuonna 2013 tehdyssä tutkimuksessa Kreikassa tuotetun sähköenergian keskihinnaksi saatiin 0,135 €/kWh tarkasteluajanjakson ollessa 25 vuotta ja reaalikoron ollessa 5 %. Samassa tutkimuksessa Suomessa tuotetun sähköenergian hinnaksi saatiin 0,242 €/kWh, Saksassa 0,216 €/kWh, Espanjassa 0,119 €/kWh ja Italiassa 0,138 €/kWh. [8]

2 Tausta

2.1 Auringon säteily

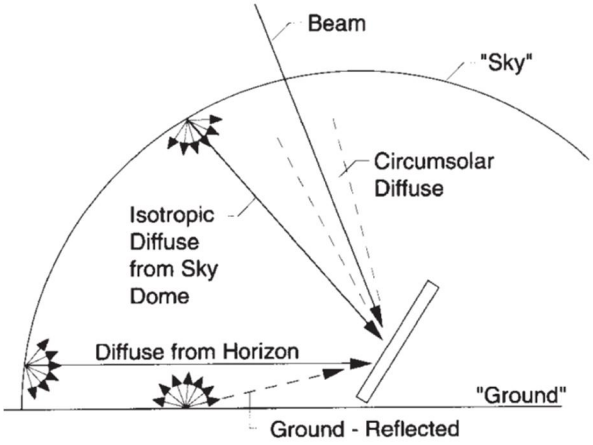
Maapallon etäisyys auringosta vaihtelee vuoden ympäri. Auringon spektrijakauma maapallon ilmakehän ulkopuolella maan keskietäisyydellä auringosta on esitetty kuvan 1a mukaisesti. Aurinkovakio ilmakehän ulkopuolella on $G_{sc} = 1367\ W/m^2$. Kuvassa 1b on esitetty auringon spektrijakauma, kun otetaan huomioon ilmakehän vaikutus, missä ilmakehän parametreina ovat otsonikerroksen paksuus NTP-olosuhteissa O_3, vesipitoisuus ilmassa w, ilmakehän pilvisyys β sekä ilman optinen massa m. Maahan päätyvään säteilyyn vaikuttaa ilmakehässä kaksi merkittävää ilmiötä, säteilyn sironta ja absorboituminen. [9]



Kuva 1. Auringon spektrijakauma a) maapallon ulkopuolella ja b) maanpinnalla. [9]

Kuvasta 1b nähdään, miten ilmakehän eri komponentit vaikuttavat säteilyn suuruuteen maanpinnalla. Säteilyyn sirontaan vaikuttaa merkitsevästi ilmamolekyylit säteilyn aallonpituuden ollessa $\lambda < 0{,}6\ \mu m$. Ilmakehässä oleva vesihöyry ja pöly aiheuttavat myös sirontaa auringon säteilyyn, mutta tätä on vaikeampi käsitellä, koska vesihöyryn ja pölyn pitoisuudet vaihtelevat merkitsevästi sekä ajan että paikan mukaan. Ilmakehässä suurimmat vaikuttavat tekijät auringon säteilyn absorboitumiseen ovat vesihöyry (H_2O), hiilidioksidi (CO_2) ja otsoni (O_3). Otsoni vaikuttaa suurimmaksi osaksi ultraviolettialueella, kun taas hiilidioksidi ja vesihöyry vaikuttavat infrapuna-alueella. Auringon säteilyn summa maan pinnalla voidaan määrittää laskemalla eri aallonpituusvälien tehot aallonpituusväleillä painotettuna yhteen. [9]

Auringon säteily voidaan jakaa kolmeen komponenttiin; suoraan säteilyyn, hajasäteilyyn sekä heijastuneeseen säteilyyn. Taivaalta tuleva hajasäteily voidaan jakaa kolmeen eri osatekijään; isotrooppiseen hajasäteilyyn, aurinkoa ympäröivään hajasäteilyyn ja horisontin hajasäteilyyn. Kuvassa 2 on esitetty auringon säteilyn komponentit. Hajasäteilyn laskenta voidaan suorittaa kahdella eri menetelmällä, isotrooppisella ja ei-isotrooppisella menetelmällä. [9]



Kuva 2. Auringon säteilyn komponentit. [9]

Isotrooppisessa menetelmässä kaikkien hajasäteily oletetaan jakautuvan tasaisesti koko taivaankannelle, kun taas ei-isotrooppisella menetelmällä hajasäteilyn komponentteja käsitellään erikseen. Tässä työssä tullaan käyttämään isotrooppista menetelmää sen yksinkertaisuuden vuoksi. Isotrooppinen menetelmä on myös konservatiivinen (antaa pienempiä tuloksia) ei-isotrooppisiin menetelmiin verrattuna. [9]

Isotrooppisen säteilyn eri osien teho kallistetulle tasolle voidaan laskea kaavalla 1. Säteilyn kokonaisteho G_T neliömetrille saadaan seuraavasti:

$$G_T = G_b R_b + G_d F_{c-s} + G \rho_g F_{c-g} \tag{1}$$

missä G_b on suoran säteilyn teho vaakatasolle [W/m^2]
R_b on suoran säteilyn tehojen suhde kallistetun tason ja vaakatason välillä [-]
G_d on diffuusin säteilyn teho vaakatasolle [W/m^2]
F_{c-s} on tason ja taivaan välinen näkyvyyskerroin [-]
G on kokonaissäteilyn teho vaakatasolle [W/m^2]
ρ_g on maanpinnan heijastussuhde [-]
F_{c-g} on tason ja maanpinnan välinen näkyvyyskerroin [-]. [9]

Auringon suoran säteilyn tehojen suhde, R_b, normaalin ja vaakatason välillä voidaan esittää kaavan 2 mukaan:

$$R_b = \frac{G_{b,T}}{G_b} = \frac{G_{b,n} \cos\theta}{G_{b,n} \cos\theta_z} = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \tag{2}$$

missä $G_{b,T}$ on suoran säteilyn teho kallistetulle tasolle [W/m^2]
$G_{b,n}$ on suoran säteilyn teho auringon normaalille [W/m^2]
θ on auringon ja kallistetun tason välinen kulma [°]
θ_z on auringon zeniittikulma [°]. [9]

Sijoittamalla kaava 2 kaavaan 1, voidaan kaava 1 ilmaista seuraavasti kaavalla 3, jolla voidaan laskea säteilyn kokonaisteho kallistetulle tasolle, kun tiedetään tason ja auringon välinen kulma θ, näkyvyyskertoimet, maanpinnan heijastussuhde sekä auringon

säteilytehot; suora säteily auringon normaalille, hajasäteily vaakatasolle ja kokonaissäteily vaakatasolle,

$$G_T = G_{b,n}\cos(\theta) + G_d F_{c-s} + G\rho_g F_{c-g}. \tag{3}$$

Yleinen tapa esittää auringon säteily aurinkosähköpaneelissa on efektiivinen absorboitunut auringon säteilysuhde. Tämä esitystapa ottaa huomioon aurinkosähköpaneelin pintamateriaalin läpi pääsevän säteilyn määrän verrattuna referenssitilaan, se lasketaan kaavalla 4,

$$\frac{S}{S_{ref}} = \frac{\cos(\theta)G_{b,n}K_{\tau\alpha,b}(\theta)}{G_{ref}} + \frac{G_d K_{\tau\alpha,d}(\theta_{e,d})F_{c-s}}{G_{ref}} + \frac{G K_{\tau\alpha,g}(\theta_{e,g})F_{c-g}}{G_{ref}} \tag{4}$$

missä S/S_{ref} on efektiivinen absorboitunut säteilysuhde paneelille [-]
G_{ref} on referenssitilan säteilyteho paneelille [W]
$K_{\tau\alpha,b}(\theta)$ on suoran säteilyn osumakulmasta riippuva kerroin [-]
$K_{\tau\alpha,d}(\theta_{e,d})$ on diffuusin säteilyn osumakulmasta riippuva kerroin [-]
$K_{\tau\alpha,g}(\theta_{e,g})$ on heijastuneen osumakulmasta riippuva säteilyn kerroin [-]
$\theta_{e,d}$ on diffuusin säteilyn efektiivinen osumakulma paneelille [°]
$\theta_{e,g}$ on heijastuneen säteilyn efektiivinen osumakulma paneelille [°]. [10]

Osumakulmasta riippuvat kertoimet $K_{\tau\alpha}(\theta)$ saadaan laskettua kaavalla 5,

$$K_{\tau\alpha}(\theta) = \frac{\tau(\theta)}{\tau(0)} \tag{5}$$

missä $\tau(\theta)$ on auringon säteilyn läpäisykerroin paneelin pintamateriaalille [-]. [10]

Määriteltäessä auringon säteilyn läpäisykerrointa paneelin pintamateriaalille, tarvitaan yhteys ilman ja pintamateriaalin väliselle heijastuskulmalle θ_r. Heijastuskulma saadaan Snellin laista, joka on määritetty kaavalla 6,

$$\theta_r = \sin^{-1}\left(\frac{\sin\theta}{n}\right) \tag{6}$$

missä n on heijastuskerroin pintamateriaalille [-]. [10]

Auringon säteilyn läpäisykerroin $\tau(\theta)$ voidaan nyt määrittää kaavalla 7,

$$\tau(\theta) = \exp\left(-\frac{KL}{\cos\theta_r}\right)\left[1 - \frac{1}{2}\left(\frac{\sin^2(\theta_r-\theta)}{\sin^2(\theta_r+\theta)} + \frac{\tan^2(\theta_r-\theta)}{\tan^2(\theta_r+\theta)}\right)\right] \tag{7}$$

missä K on lasin vaimennuskerroin [m^{-1}]
L on lasin paksuus [m]. [10]

Efektiiviset osumakulmat diffuusille ja heijastuneelle säteilylle voidaan määrittää kaavoilla 8 ja 9. Kaava 8 määrittää heijastuneen säteilyn efektiivisen osumakulman,

$$\theta_{e,g} = 90 - 0{,}5788\beta + 0{,}002693\beta^2, \tag{8}$$

ja kaava 9 määrittää diffuusin säteilyn efektiivisen osumakulman paneelille,

$$\theta_{e,d} = 59{,}7 - 0{,}1388\beta + 0{,}001497\beta^2. \text{ [9]} \tag{9}$$

Diffuusin ja heijastuneen säteilyn laskemiseksi tasolle pitää määrittää näkyvyyskertoimet. Ensimmäisen paneelirivin ja maan välinen näkyvyyskerroin, $F_{,1-g}$, saadaan kaavalla 10. Ensimmäisen paneelirivin ja taivaan välinen näkyvyyskerroin, $F_{,1-s}$, saadaan kaavalla 11. Ensimmäisen rivin takana olevien paneelirivien ja taivaan välinen näkyvyyskerroin, $F_{,2\ldots n_{row}-s}$, saadaan kaavalla 12,

$$F_{c,1-g} = \frac{1-\cos\beta}{2}, \tag{10}$$

$$F_{c,1-s} = \frac{1+\cos\beta}{2} \text{ ja} \tag{11}$$

$$F_{c,2..n_{row}-s} = \frac{h+D-\sqrt{(h\cdot\sin\beta)^2+(D-h\cdot\cos\beta)^2}}{2\cdot h}. \text{ [11]} \tag{12}$$

Optisen ilmamassan suhde M/M_{ref} kertoo sen, kuinka paljon ilmakehä vaikuttaa auringon säteilyenergian suuruuteen verrattuna siihen, jos aurinko on suoraan kohteen yläpuolella ($\theta_z = 0°$). Ilmassa olevat partikkelit absorboivat säteilyä ja näin muuttavat paneelille tulevan auringon säteilyn spektriä. Empiirinen malli optiselle ilmamassa suhteelle voidaan esittää seuraavasti kaavalla 13,

$$\frac{M}{M_{ref}} = \sum_{i=0}^{4} a_i (m)^i \tag{13}$$

missä M/M_{ref} on optisen ilmamassan suhde referenssitilaan [-]
a_i on aurinkosähkökennon materiaalista riippuva vakio [-]
m on optinen ilmamassa [-]. [10]

Taulukossa 1 on esitetty optisen ilmamassa suhteen kertoimet a_i eri aurinkosähkökennomateriaaleille. Optinen ilman massa m voidaan ilmaista kaavalla 14,

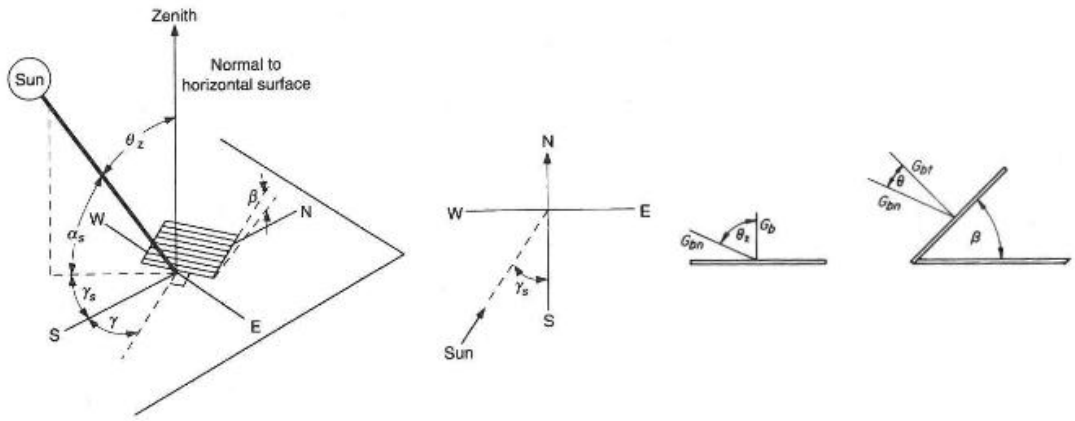
$$m = (\cos(\theta_z) + 0{,}5057(96{,}080 - \theta_z)^{-1{,}634})^{-1}. \text{ [10]} \tag{14}$$

Taulukko 1. Kertoimet a_i eri aurinkosähkökennotyypeille. [10,12]

Kennon tyyppi	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
ohutkalvo (Si)	0,938110	0,062191	-0,015021	0,001217	-0,000034
yksikiteinen (Si)	0,935823	0,054289	-0,008677	0,000527	-0,000011
monikiteinen (Si)	0,918093	0,086257	-0,024459	0,002816	-0,000126
kolmikerros-amorfinen	1,10044085	-0,06142323	-0,00442732	0,000631504	-1,9184E-05

Auringon ja aurinkosähköpaneelin (PV-paneeli) geometriaa tullaan käsittelemään tässä työssä samoilla määrityksillä, miten asiat on esittänyt Duffie & Beckman kirjassaan Solar Engineering of Thermal Processes. Kuvassa 3 on esitetty auringon aseman ja paneelin orientaation liittyvät kulmat. Merkinnät kuvassa tarkoittavat seuraavaa: α_s on auringon korkeuskulma vaakatasosta, β on tason (esim. PV-paneeli) kallistuskulma

vaakatasosta, γ on tason astimuuttikulma, γ_s on auringon astimuuttikulma, θ on kallistetun ja kierretyn tason sekä auringon välinen kulma ja θ_z on auringon zeniittikulma. Tason ja auringon atsimuuttikulmat määritellään etelään nähden siten, että etelä = 0; itä < 0 ja länsi > 0. [9]



Kuva 3. Auringon ja aurinkosähköpaneelin geometrioihin viittaavat kulmat. [9]

Auringon zeniitti- ja atsimuuttikulmat voidaan laskea melko helposti yksinkertaisella menetelmällä, joskin ei aivan tarkasti monimutkaisempiin menetelmiin verrattuna [13]. Tätä varten pitää laskea maapallon deklinaatio sekä aurinkoaika. Auringon deklinaatiokulma δ voidaan laskea kaavalla 15, missä n on vuoden alusta kuluneiden päivien lukumäärä laskentapäivä mukaan lukien:

$$\delta = 23{,}45 \sin\left(\frac{360(284+n)}{365}\right) \tag{15}$$

missä n on vuoden alusta kuluneiden päivien määrä [-]. [9]

Aurinkoaika AST voidaan laskea paikalliseen aikaan nähden kaavalla 16. Aurinkoaika ja paikallinen aika ilmoitetaan desimaalituntiarvona. Jos käytössä on kesäaika, silloin paikallisesta ajasta vähennetään yksi tunti. Aurinkoaikaa tulee käyttää kaikissa auringon asemaa koskevissa laskuissa. Aurinkoaika lasketaan seuraavasti:

$$AST = LST + \frac{E}{60\left[\frac{min}{h}\right]} + \frac{L-L_{TZ}}{15\left[\frac{°}{h}\right]} \tag{16}$$

missä LST on paikallinen aika desimaalitunteina [h]
L_{TZ} on standardi meridiaani paikalliselle aikavyöhykkeelle [°]
L on tarkasteltavan paikan pituuspiiri [°]
E on ajantasausparametri [min]. [14]

Aurinkoaikaa laskettaessa tarvitaan ajantasausparametri E, joka voidaan laskea kaavalla 17. Ajantasausparametri korjaa aurinkoajan ja paikallisen ajan eron minuutteina. Ero aurinkoajalle ja paikalliselle ajalle syntyy siitä, että maapallo pyörii oman akselin ympäri vaihtelevalla nopeudella. Tämä johtuu maapallon kiertoradan epäkeskisyydestä sekä maapallon kallistuksesta kiertoradan normaalitasoon nähden. Ajantasausparametri E päivänä n lasketaan seuraavasti,

$$E = 2{,}2918(0{,}0075 + 0{,}1868\cos(B) - 3{,}2077\sin(B) - 1{,}4615\cos(2B) - 4{,}089\sin(2B)) \quad (17)$$

missä $B = 360°(n-1)/365$ on maapallon asemakulma aurinkoon nähden. [14]

Auringon zeniittikulman kosini voidaan laskea kaavalla 18 ja auringon atsimuuttikulma kaavalla 19. Auringon zeniittikulman laskemista varten tarvitaan paikan leveyspiiri ϕ, pohjoisella pallonpuoliskolla $\phi > 0°$, maapallon deklinaatio δ, sekä auringon tuntikulma ω. Auringon tuntukulma kertoo auringon aseman etelään nähden. Aamupäivällä tuntikulma on $\omega < 0°$ ja iltapäivällä $\omega > 0°$. Kaikki kulma-arvot annetaan asteina. Auringon atsimuuttikulman laskemista varten tarvitaan lisäksi kaavasta 18 saatua zeniittikulman kosinia. Auringon zeniittikulman kosini $\cos(\theta_z)$ saadaan seuraavasti

$$\cos(\theta_z) = \cos(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega) + \sin(\phi)\sin(\delta) \quad (18)$$

missä ϕ on tarkasteltavan paikan leveyspiiri [°]
$\omega = 15\left[\frac{°}{h}\right](AST - 12)$ on auringon tuntikulma [°] ja

auringon atsimuuttikulma γ_s voidaan määrittää seuraavasti kaavalla 19

$$\gamma_s = sign(\omega)\left|\cos^{-1}\left(\frac{\cos(\theta_z)\sin(\phi) - \sin(\delta)}{\sin(\theta_z)\cos(\phi)}\right)\right. \quad (19)$$

missä $sign(\omega)$ on funktio tuntikulman ω merkistä; $sign(\omega > 0) = 1$, $sign(\omega < 0) = -1$ ja $sign(\omega = 0) = 0$. [9]

Auringon säteilyn osumakulman kosini $\cos(\theta)$ tasolle voidaan laskea kaavasta 20. Osumakulman kosini voidaan myös laskea vektorilaskennalla, kun tiedetään auringon suuntavektori ja tason normaalivektori. Osumakulman kosinista tarvitaan, kun lasketaan auringon säteilyn tehoa vaakatasosta kallistetulle ja etelästä suunnatulle tasolle. Osumakulman kosini määritellään seuraavasti

$$\cos(\theta) = \cos(\theta_z)\cos(\beta) + \sin(\theta_z)\sin(\beta)\cos(\gamma_s - \gamma) \quad (20)$$

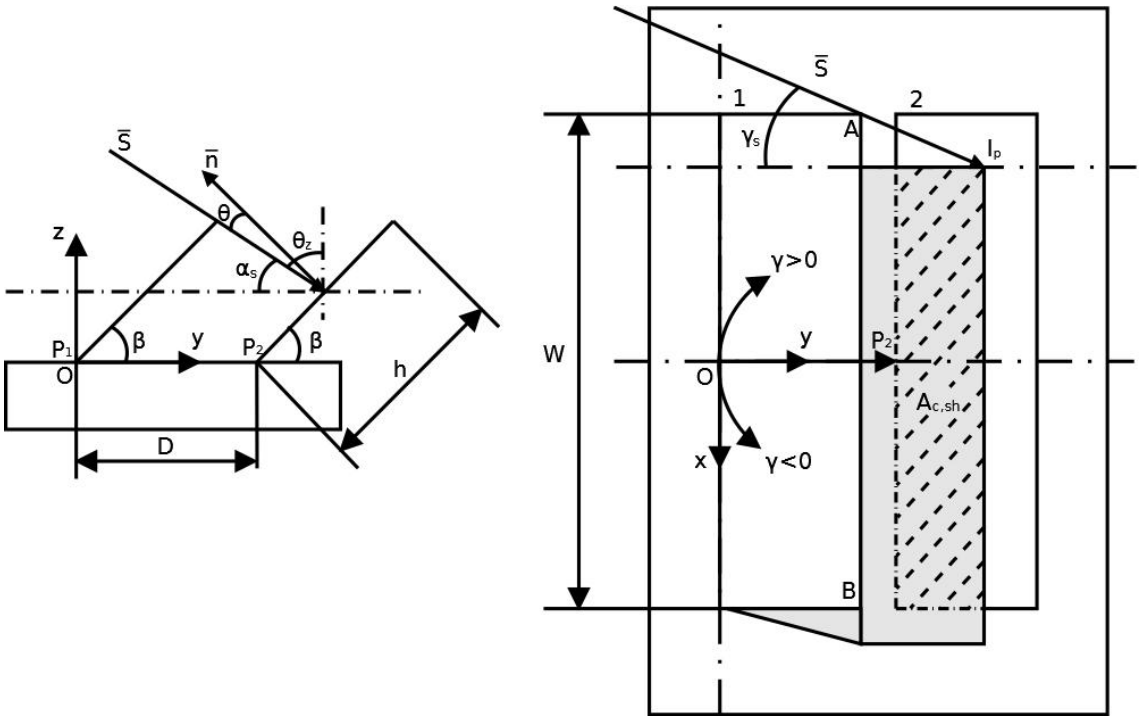
missä β on tason kallistuskulma [°]
γ on tason atsimuuttikulma [°]
θ on suoran säteilyn ja paneelin välinen osumakulma. [9]

Auringon suunta voidaan laskea tarkasti käyttämällä Redan & Andreaksen esittämällä menetelmällä, jota kutsutaan nimellä Solar Position Algorithm (SPA). Menetelmällä voidaan laskea auringon zeniitti- ja atsimuuttikulmat vuodesta 2000 eaa. vuoteen 6000 jaa. Menetelmän epätarkkuus atsimuutti- ja zeniittikulmille on ±0,0003°. Parametreina algoritmille tarvitaan vuosi, kuukausi, päivämäärä, kellonaika (tunti, minuutti ja sekunti), aikavyöhyke sekä maantieteellinen sijainti; pituus- ja leveyspiiri sekä korkeusasema keskimääräisestä merenpinnan tasosta. [15]

2.2 Aurinkosähköpaneeleiden välinen varjostus

Ympäristön varjostusta aurinkosähköpaneeleille on vaikea määrittää, jos ei tiedetä tarkasti ympäristön geometriaa. Varjostuksia määritettäessä pitää tietää asennuspaikalla

varjoja aiheuttavat esteet, kuten puut, rakennukset tai muut esteet [16]. Tässä työssä tullaan olettamaan, ettei ympäristöstä aiheudu varjostusta aurinkosähköpaneeleille. Aurinkosähköpaneelirivien keskinäiset varjostukset ovat kuitenkin määritettävissä. Kuvassa 4 on esitetty rivissä olevien paneelien varjostukseen liittyvää geometriaa ja merkintöjä.



Kuva 4. Paneelit rivissä, käytetyt merkinnät.

Aurinkosähköpaneelien keskinäisen varjostuksen määrittämiseksi käytetään vektorilaskentaa kuvan 4 mukaan. Tämä johtaa siihen, että auringon suunta, paneelirivien geometria ja sijainti pitää esittää vektorimuodossa. Ensimmäisen paneelirivin varjostus toisessa paneelirivissä voidaan määrittää laskemalla auringon säteen suuntaisen vektorin $\bar{\boldsymbol{S}}$, joka kulkee pisteen $\boldsymbol{SP}$=$\boldsymbol{A}$ tai $\boldsymbol{B}$ kautta, osumapiste $\boldsymbol{I_p}$ toisessa paneelirivissä. Paneelirivin geometrian ja sijainnin määrittämiseksi tarvitaan paneelin pinnan normaalivektori, paneelin paikkavektori sekä paneelin leveys- ja korkeusvektorit.

Tässä työssä oletetaan, että aurinkosähköpaneelirivien alaosien keskikohdat ovat samalla suoralla, paneelirivit ovat samankokoisia ja ovat samassa kallistuskulmassa β. Tästä johtuvat seuraavat laskentaa helpottavat ominaisuudet; paneeliriveillä ei ole muita eroavaisuuksia, kuin paikkavektori $\boldsymbol{P_i}$, missä i on paneelirivin numero, ja auringon varjostus on kaikilla riveillä yhtäläinen. Näin ollen varjostus voidaan laskea yhden kerran ensimmäisen ja toisen paneelirivin suhteen. Origoksi määritetään ensimmäisen paneelirivin alaosan keskikohta.

Toisen paneelirivin varjostus voidaan laskea auringon suoran yhtälöstä, joka on vektorin $\bar{\boldsymbol{S}}$ suuntainen ja kulkee pisteen $\boldsymbol{A}$ tai $\boldsymbol{B}$ kautta, riippuen auringon ja tason atsimuuttikulmien välisestä erosta, eli paistaako aurinko paneeleihin nähden oikealta vai vasemmalta puolelta. Osumapiste $\boldsymbol{I_p}$ voidaan määrittää auringon suoran yhtälöstä ja toisen aurinkosähköpaneelirivin tason yhtälöstä, laskemalla suoran ja tason osumapiste $\boldsymbol{I_p}$.

Osumapisteestä voidaan määrittää aurinkosähköpaneelin varjostuksen pinta-ala $A_{c,sh}$. Tästä pinta-alasta voidaan määrittää suoraa auringonsäteilyä saava suhteellinen osuus, $A'_{c,sr}$, kun tiedetään paneelirivin pinta-ala $A_{c,row}$. Tämä osuus on määritetty kaavalla 21,

$$A'_{c,sr} = 1 - A_{c,sh}/A_{c,row} \tag{21}$$

missä $A_{c,sh}$ on varjon pinta-ala toisessa moduulirivissä [m^2]
$A_{c,row}$ on aurinkosähkömoduulirivin pinta-ala [m^2].

Varjostuslaskennassa tarvittavat aurinkosähköpaneelirivien vektorinotaatiot voidaan määrittää kaavoilla 22–24. Aurinkosähköpaneelirivin puolikaan vaakavektorin määrittää kaava 22, pystyvektorin kaava 23 ja paikkavektorin kaava 24;

$$\bar{\boldsymbol{w}} = \boldsymbol{R_x}\boldsymbol{R_z}[w/2,0,0]^T \tag{22}$$

missä $\boldsymbol{R_x}$ on x-akselin kääntömatriisi
$\boldsymbol{R_z}$ on z-akselin kääntömatriisi
w on aurinkosähköpaneelirivin leveys [m],

$$\bar{\boldsymbol{h}} = \boldsymbol{R_x}\boldsymbol{R_z}[0,0,h]^T \tag{23}$$

missä h on aurinkosähköpaneelirivin korkeus [m] ja

$$\overline{\boldsymbol{P_i}} = \boldsymbol{R_z}[0,(i-1)D,0]^T \tag{24}$$

missä i on rivin numero [-]
D on paneelirivien keskinäinen etäisyys [m].

Kuvassa 5a on esitetty kääntömatriiseihin liittyvät kulmat ja niiden laskentasuunnat. Kääntömatriisit x- ja z-akselien mukaan määräytyvät kaavoilla 25 ja 26:

$$\boldsymbol{R_x}(\theta_x) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos(\theta_x) & \sin(\theta_x) \\ 0 & -\sin(\theta_x) & \cos(\theta_x) \end{bmatrix} \tag{25}$$

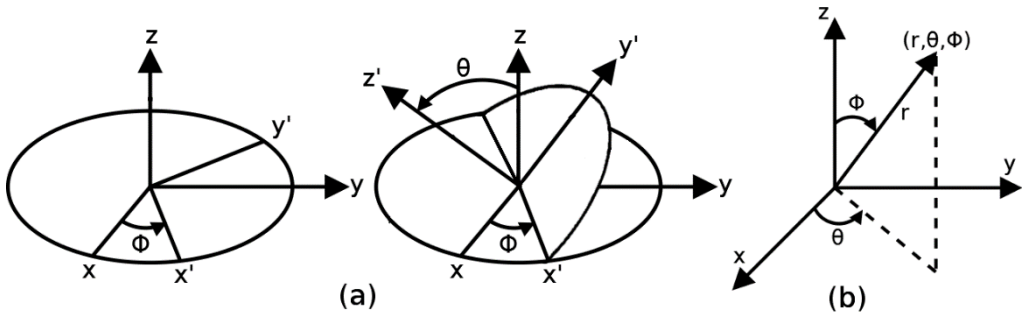
missä θ_x on x-akselin koordinaatiston kiertokulma ja

$$\boldsymbol{R_z}(\phi_z) = \begin{bmatrix} \cos(\phi_z) & \sin(\phi_z) & 0 \\ -\sin(\phi_z) & \cos(\phi_z) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \tag{26}$$

missä ϕ_z on z-akselin koordinaatiston kiertokulma. [17]

Auringon suuntavektori voidaan määrittää auringon atsimuutti- ja zeniittikulmista. Yksikkösuuntavektori voidaan laskea koordinaatistomuutoksella, kulmat on esitetty kuvassa 5b. Pallokoordinaatiston pisteestä saadaan suorakulmaisen koordinaatistoon yksikkösuuntavektori kaavalla 27,

$$\hat{\boldsymbol{r}}(\theta_z, \gamma_s) = \begin{bmatrix} \cos(\theta_z)\sin(\gamma_s) \\ \sin(\theta_z)\sin(\gamma_s) \\ \cos(\theta_z) \end{bmatrix}. \text{[18]} \tag{27}$$



Kuva 5. a) Kääntömatriisien kulmat ja b) pallokoordinaatison esitystapa. [17,18]

Aurinkosähköpaneeleiden osittainen varjostus voidaan myös laskea tarkemmin, kuten Deline et. al julkaisussaan esittävät. Heidän esittämä malli ottaa paremmin huomioon osittaisen varjostuksen aiheuttaman tehonmenetyksen. Mallia käyttämällä päästäisiin parempiin tuloksiin mallinnettaessa rivissä olevia aurinkosähköpaneeleja. [19]

2.3 Aurinkosähköpaneelien toiminta ja sähköntuotto (tarvittavat muut laitteet)

2.3.1 Aurinkosähköpaneelien rakenne ja tyypit

Aurinkosähköpaneeli on laite, joka muuttaa aurinkosäteilyenergian sähköksi valojänniteilmiön avulla. Aurinkosähköpaneelin sähköntuotto riippuu siihen tulevasta säteilystä, kennon lämpötilasta, säteilyn osumakulmasta ja kuorman vastuksesta [10]. Aurinkosähköjärjestelmä koostuu aurinkosähköpaneeleista (PV-panel) sekä muista komponenteista, joiden avulla kennojen tuottama sähkö voidaan käyttää hyödyksi. Paneelit on taas valmistettu useasta yhtyeenkytketystä aurinkosähkökennosta (PV-cell), jotka on pakattu suojaavaan kuoreen. [20]

Aurinkosähköpaneelit on yleensä luokiteltu nk. W_p-arvon, yksikkö [W], mukaan (engl. watt peak, joka tarkoittaa huippu- / nimellistehoa). Tämä arvo on aurinkosähköpaneelin tuotto STC-olosuhteissa optimaalisella kuormalla. Osa valmistajista ilmoittaa W_p-arvon sijasta nimellisen tehon, joka tarkoittaa samaa asiaa. [20].

Aurinkosähkökennot on rakennettu useista eri materiaaleista erilaisin rakentein, jotta saadaan aikaiseksi mahdollisimman hyvä hyötysuhde mahdollisimman halvalla. Markkinoilla olevat aurinkosähköpaneelit voidaan jakaa kahteen eri tyyppiin niissä käytettävien kennojen mukaan: piikennoihin ja ohutkalvokennoihin. Kehitysasteella olevia teknologioita ovat esimerkiksi valoa absorboivat väriaineet, orgaaniset ja polymeerikennot sekä nanokristallikennot. Piikennoista valmistetut paneelit ovat yleensä joko yksi- tai monikietisiä. Näiden paneelien ero löytyy lähinnä kiderakenteesta ja valmistusmenetelmästä. [20]

Piikennoista valmistettuja aurinkopaneeleja valmistettiin vuonna 2013 35,2 GWp (91 ja ohutkalvokennoja 3,5 GWp (9 %). Yksikiteisten paneelien osuus kokonaistuotannosta oli 13,9 GWp (36 %) ja monikiteisten 21,3 GWp (55 %). Cd-Te-ohutkalvokennoista valmistettuja paneeleita valmistettiin 1,9 GWp, joka oli 54 % kaikista valmistetuista ohutkalvokennoista. [21]

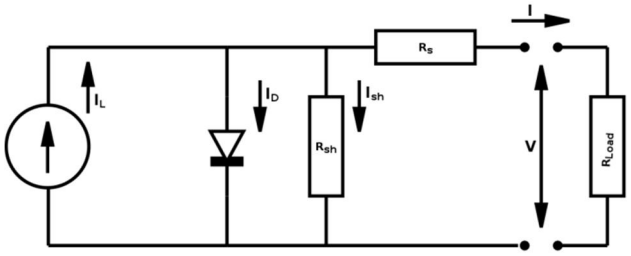
Aurinkosähkökennoille on määritetty IEC 61853-1 standardissa testiolosuhteet, joiden mukaan aurinkosähkökennojen toiminta testataan ja mitataan. Standardisoidut testiolosuhteet (STC, Standard Test Conditions) on määritetty tasomoduuleille maanpinnalla taulukossa 1. STC-olosuhteissa mitataan kennojen tuottama sähköteho, lisäksi NOCT-olosuhteissa ilmoitetaan moduulin lämpötila T_c. [22]

Taulukko 2. STC-olosuhteet moduulien ominaisuuksien määrittämiseksi. [22]

Olosuhde	$G_T\ [W/m^2]$	$T_c\ [°C]$	$m\ [AM]$	$T_a\ [°C]$	$WS\ [m/s]$
STC	1000	25	1,5	-	-
NOCT	800	-	-	20	1
LIC	200	25	-	-	-
HTC	1000	75	-	-	-
LTC	500	15	-	-	-

2.3.2 Aurinkosähköpaneelin piirikaavio ja sähköntuotto

Aurinkosähkökennoa, -moduulia tai -paneelirivistöä voidaan kuvata kuvan 6 esittämällä piirikaaviolla. Toimintaa voidaan mallintaa käyttämällä kuvassa 6 esitetyillä sähkökomponenteilla. Moduuli koostuu aurinkosähkökennoista, ohitusdiodista sekä kolmesta vastuksesta; sarjavastuksesta R_s, rinnakkaisvastuksesta R_{sh} ja kuorman vastuksesta R_{Load}. Kuvassa 6 on myös esitetty aurinkosähkömoduuliin liittyvä kokonaisjännite V sekä sähkövirrat; valon indusoima virta I_L, diodin pimeä virta I_d, rinnakkaispiirivirta I_{sh} ja järjestelmän kokonaisvirta I. [9,20]



Kuva 6. Aurinkosähkömoduulin piirikaavio. [9]

Aurinkosähköpaneelien mallintamiseen on kehitetty erilaisia menetelmiä. Sandia National Laboratory on kehittänyt mallin sähköntuotolle, mutta se tarvitsee toimiakseen tietoa, jota ei ole saatavissa valmistajilta [10,12]. Tässä työssä on esitetty Duffien ja Beckmanin malli. Mallia on parannettu ja malli on varmennettu De Soto et. al. toimesta [10]. Saloux et al. ovat kehittäneet eksplisiittisen mallin jännitteen ja virran laskemiselle maksimitehopisteessä [23]. Ma et al. ovat kehittäneet mallin cSi-moduulien jännitteen ja virran mallintamiseen sarjaan ja rinnakkain kytketyissä paneelijärjestelmissä [24]. Ding et al. ovat myös esittäneet oman yksinkertaistetun laskentamallin paneelijärjestelmien laskemiseksi [25].

Vakiolämpötilassa ja vakiosäteilyolosuhteissa kuvan 2 virtapiirin virta ja jännite ominaisuudet voidaan esittää Kirchhoffin virtalain mukaan kaavalla 28,

$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+IR_s}{a}\right) - 1\right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \tag{28}$$

missä I_L on valon indusoima virta $[A]$
I_0 on diodin estokyllästysvirta $[A]$
R_s on sarjaresistanssi $[\Omega]$
R_{sh} on rinnakkaisresistanssi $[\Omega]$
a on diodin muunnettu ihannekerroin. [9]

Diodin muunnettu ihannekerroin a voidaan laskea kaavalla 29,

$$a \equiv \frac{n_i k T_c N_s}{q} \tag{29}$$

missä n_i on diodin ideaalikerroin (n=1 ideaaliselle diodille, tyypillisesti n=1…2)
k on Boltzmannin vakio $k = 1{,}381 \cdot 10^{-23}\ J/K$
T_c on kennon lämpötila [K]
N_s on kennojen lukumäärä sarjassa [-]
q on elektronin varaus $q = 1{,}602 \cdot 10^{-19}\ C$. [9]

Viisi mallissa olevaa parametria (I_L, I_0, R_s, R_{sh} ja a), kaava 28, voidaan määrittää mittaamalla sähkövirran ja jännitteen käyttäytymistä referenssitilassa paneelin valmistajan ja yleisesti paneeleista tiedossa olevan tiedon avulla. Jotta mallin parametrit voidaan määrittää, täytyy tietää viisi toisistaan riippumatonta tekijää. Yleisesti ottaen nämä viisi parametria ovat paneelille tulevan auringon säteilyn määrän ja kennon lämpötilan funktioita. Referenssiarvot viidelle parametrille määritellään usein jossain referenssitilassa, kuten STC:ssä. Kolme virta-jänniteparia on yleensä saatavilla valmistajalta: oikosulkuvirta I_{sc}, jolloin jännite piirissä on $V = 0$; tyhjäkäyntijännite V_{oc}, jolloin virta piirissä on $I = 0$; sekä sähkövirta I_{mp} ja jännite V_{mp} maksimitehopisteessä. [9,10]

Viiden parametrin laskemiseksi referenssitilassa (STC), pitää tuntea viisi eri tilannetta. Mallin laskemiseksi meillä on kolme edellä mainittua virta-jännite paria, sekä avoimen piirin jännitteen lämpötilakerroin μ_{Voc}. Viimeinen yhteys saadaan siitä, että tehon derivaatta suhteessa jännitteeseen maksimitehopisteessä on nolla. Sijoittamalla kaavaan 28 kolme virta-jänniteparia saadaan kaavat 30–32. Kaava 30 kuvaa oikosulkupiiriä, jossa jännite on $V = 0$ ja virta on $I = I_{sc,ref}$,

$$I_{sc,ref} = I_{L,ref} - I_{0,ref}\left[\exp\left(\frac{I_{sc,ref}R_{s,ref}}{a_{ref}}\right) - 1\right] - \frac{I_{sc,ref}R_{s,ref}}{R_{sh,ref}}. \text{ [9]} \tag{30}$$

Kaava 31 kuvaa avoimen piirin tilannetta, jossa virta on $I = 0$ ja jännite on $V = V_{oc,ref}$,

$$0 = I_{L,ref} - I_{0,ref}\left[\exp\left(\frac{V_{oc,ref}}{a_{ref}}\right) - 1\right] - \frac{V_{oc,ref}}{R_{sh,ref}}. \text{ [9]} \tag{31}$$

Maksimitehopisteessä pitää myös kaavan 28 toteutua. Sijoitetaan kaavaan 28 virta $I = I_{mp,ref}$ ja jännite $V = V_{mp,ref}$, saadaan kaava 32,

$$I_{mp,ref} = I_{L,ref} - I_{0,ref}\left[\exp\left(\frac{V_{mp,ref}+I_{mp,ref}R_{s,ref}}{a_{ref}}\right) - 1\right] - \frac{V_{mp,ref}+I_{mp,ref}R_{s,ref}}{R_{sh,ref}}.[9] \quad (32)$$

Yksi ehdoista on se, että tehon derivaatta suhteessa jännitteeseen maksimitehopisteessä on nolla. Tämä on kuvattuna kaavassa 33,

$$\left.\frac{d(IV)}{dV}\right|_{mp} = I_{mp} - V_{mp}\left.\frac{dI}{dV}\right|_{mp} = 0. \text{ [9]} \quad (33)$$

Sijoittamalla derivaatta $dI/dV|_{mp}$ kaavaan 33 saadaan kaava 34,

$$\frac{I_{mp,ref}}{V_{mp,ref}} = \left[\frac{\frac{I_{0,ref}}{a_{ref}}\exp\left(\frac{V_{mp,ref}+I_{mp,ref}R_{s,ref}}{a_{ref}}\right)+\frac{1}{R_{sh,ref}}}{1+\frac{R_{s,ref}}{R_{sh,ref}}+\frac{I_{0,ref}R_{s,ref}}{a_{ref}}\exp\left(\frac{V_{mp,ref}+I_{mp,ref}R_{s,ref}}{a_{ref}}\right)}\right]. \text{ [9]} \quad (34)$$

Mallin pitää myös toteuttaa oikein avoimen piirin jännitteen V_{oc} lämpötilakerroin μ_{Voc}. Avoimen piirin lämpötilakerroin $\mu_{V,oc}$ voidaan laskea kaavalla 35,

$$\mu_{V,oc} = \left.\frac{\partial V}{\partial T}\right|_{I=0} \approx \frac{V_{oc,ref}-V_{oc,T_c}}{T_{c,ref}-T_c} \quad (35)$$

missä $\mu_{V,oc}$ on avoimen piirin jännitteen lämpötilakerroin [V/K]
$T_{c,ref}$ on kennon referenssitilan lämpötila [K]. [9]

Avoimen piirin jännite V_{oc,T_c} jossain kennon lämpötilassa T_c voidaan laskea sijoittamalla muuttujat V_{oc,T_c} ja $I = 0$ kaavaan 20. Tästä saadaan kaava 36,

$$0 = I_{L,T_c} - I_{0,T_c}\left[\exp\left(\frac{V_{oc,T_c}}{a_{T_c}}\right) - 1\right] - \frac{V_{oc,T_c}}{R_{sh,T_c}}. \quad (36)$$

Aurinkosähköpaneeleiden referenssitilan parametrit $I_{L,ref}$, $I_{0,ref}$, $R_{s,ref}$, $R_{sh,ref}$ ja a_{ref} saadaan laskettua ratkaisemalla kaavat 30–32, 34 sekä 36 yhtäaikaisesti. Tämä yhtälöryhmä on hyvin epälineaarinen, joten se vaatii hyvät alkuarvaukset ja rajat iterointia varten. Lisäksi oletetaan, että muuttujat S ja M ovat $S = S_{ref}$ ja $M = M_{ref}$ [10]. Alkuarvaukset referenssitilan parametreille valitaan seuraavasti:

- rinnakkaisresistanssi $R_{sh,,0} = 100\ \Omega$
- diodin muunnettu ihannekerroin $a_{,0} = 1{,}5kT_{ref}N_s/q$
- valon indusoima virta $I_{L,,0} = I_{sc,ref}$
- diodin pimeä virta $I_{0,,0} = I_{sc,ref}\exp(-V_{oc,ref}/a_{ref,0})$
- sarjaresistanssi $R_{s,,0}$ saadaan sijoittamalla edellä saadut arvot kaavaan 28 ja ratkaisemalla sarjaresistanssin arvo. [9]

Kaavan 36 ratkaisemiseksi tulee valita referenssitilasta poikkeava lämpötila siten, että $T_c = T_{c,ref} \pm 1 \ldots 10\ K$. Se miten tämän valinnan tekee, ei ole kriittinen, sillä valinta ei juuri vaikuta tulokseen. Lisäksi oletetaan, että paneeliin absorboitunut säteily ja ilmakehän optinen massa eivät muutu. Laskettaessa referenssitilasta poikkeavissa olosuhteissa, pitää määrittää myös se, miten parametrit I_L, I_0, R_s, R_{sh} ja a muuttuvat olosuhteiden muuttuessa. [9,10]

Diodin muunnettu ihannekerroin riippuu kennon lämpötilasta. Referenssitilasta poikkeavassa tilanteessa diodin muunnettu ihannekerroin voidaan laskea kaavalla 37 olettaen, että diodin ideaalikerroin ei riipu lämpötilasta

$$\frac{a}{a_{ref}} = \frac{T_c}{T_{c,ref}}. \text{ [9,10]} \tag{37}$$

Valon indusoima virta I_L on lähes lineaarinen funktio paneelille tulevasta auringon kokonaissäteilystä. Valon indusoiman virran on havainnoitu riippuvan efektiivisestä absorboituneesta auringon kokonaissäteilystä paneelille S, optisen ilmamassan kertoimseta M, kennon lämpötilasta T_c ja oikosulkuvirran lämpötilakertoimesta $\mu_{I,sc}$. Valon indusoima virta voidaan laskea seuraavasti kaavalla 38,

$$I_L = \frac{S}{S_{ref}} \frac{M}{M_{ref}} \left[I_{L,ref} + \mu_{I,sc}\left(T_c - T_{c,ref}\right) \right] \tag{38}$$

missä $\mu_{I,sc}$ on oikosulkuvirran lämpötilakerroin [A/K]. [9,10]

Diodin estokyllästysvirta I_0 on riippuvainen kennon lämpötilasta T_c. Kennon lämpötilassa T_c diodin estokyllästysvirran suhde referenssitilaan voidaan ilmaista kaavalla 39,

$$\frac{I_0}{I_{0,ref}} = \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 \exp\left[\frac{q}{k}\left(\left.\frac{E_g}{T}\right|_{T_{c,ref}} - \left.\frac{E_g}{T}\right|_{T_c}\right)\right] \tag{39}$$

missä E_g on materiaalin energiarako [eV]. [9,10]

Energiaraon suhde jossain kennon lämpötilassa referenssitilaan nähden voidaan laskea kaavalla 40,

$$\frac{E_g}{E_{g,ref}} = 1 - C\left(T_c - T_{c,ref}\right) \tag{40}$$

missä $E_{g,ref}$ on referenssitilan energiarako [eV], piille $E_{g,ref,Si} = 1.121\ eV$
C on kennon materiaalista riippuva vakio [1/K], piille $C_{Si} = 0.0002677$. [9,10]

Rinnakkaisvastus R_{sh} ei ole riippuvainen kennon lämpötilasta, vaan on kääntäen riippuvainen absorboituneeseen säteilyyn. Rinnakkaisvastuksen suhde referenssitilaan nähden voidaan esittää kaavalla 41,

$$\frac{R_{sh}}{R_{sh,ref}} = \frac{S_{ref}}{S}. \text{ [9,10]} \tag{41}$$

Sarjavastus R_s oletetaan olevan riippumaton sekä kennon lämpötilasta että auringon säteilystä. Sarjavastus jossain toisessa käyttötilanteessa määritellään kaavan 42 mukaan,

$$R_s = R_{s,ref}. \text{ [9,10]} \tag{42}$$

Referenssitilan määrittämisen jälkeen voidaan aurinkosähköpaneelin tuotto laskea missä tahansa olosuhteissa. Olosuhteiden muutoksin vaikutukset parametreihin I_L, I_0, R_s, R_{sh} ja a voidaan määrittää kaavoilla 37–39 ja 41–42. Virta tai jännite voidaan laskea kaa-

valla 28, jos toinen näistä muuttujista tiedetään. Maksimitehopisteessä sähkövirran ja jännitteen suhde voidaan määrittää seuraavasti kaavalla 43,

$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \left[\frac{\frac{I_0}{a}\exp\left(\frac{V_{mp}+I_{mp}R_s}{a}\right)+\frac{1}{R_{sh}}}{1+\frac{R_s}{R_{sh}}+\frac{I_0 R_s}{a}\exp\left(\frac{V_{mp}+I_{mp}R_s}{a}\right)}\right], \tag{43}$$

lisäksi yleinen määritelmä virta-jännite-parille, kaava 28, pitää myös toteutua, josta saadaan maksimitehopisteelle kaava 44,

$$I_{mp} = I_L - I_0\left[\exp\left(\frac{V_{mp}+I_{mp}R_s}{a}\right) - 1\right] - \left[\frac{V_{mp}+I_{mp}R_s}{R_{sh}}\right]. \text{ [9]} \tag{44}$$

Laskemalla kaavat 43 ja 44 samanaikaisesti, saadaan maksimitehopisteen sähkövirta ja jännite laskettua. Sähköteho maksimitehopisteessä voidaan määrittää kaavan 45 mukaan,

$$P_{mp} = I_{mp} \times V_{mp}. \text{ [9]} \tag{45}$$

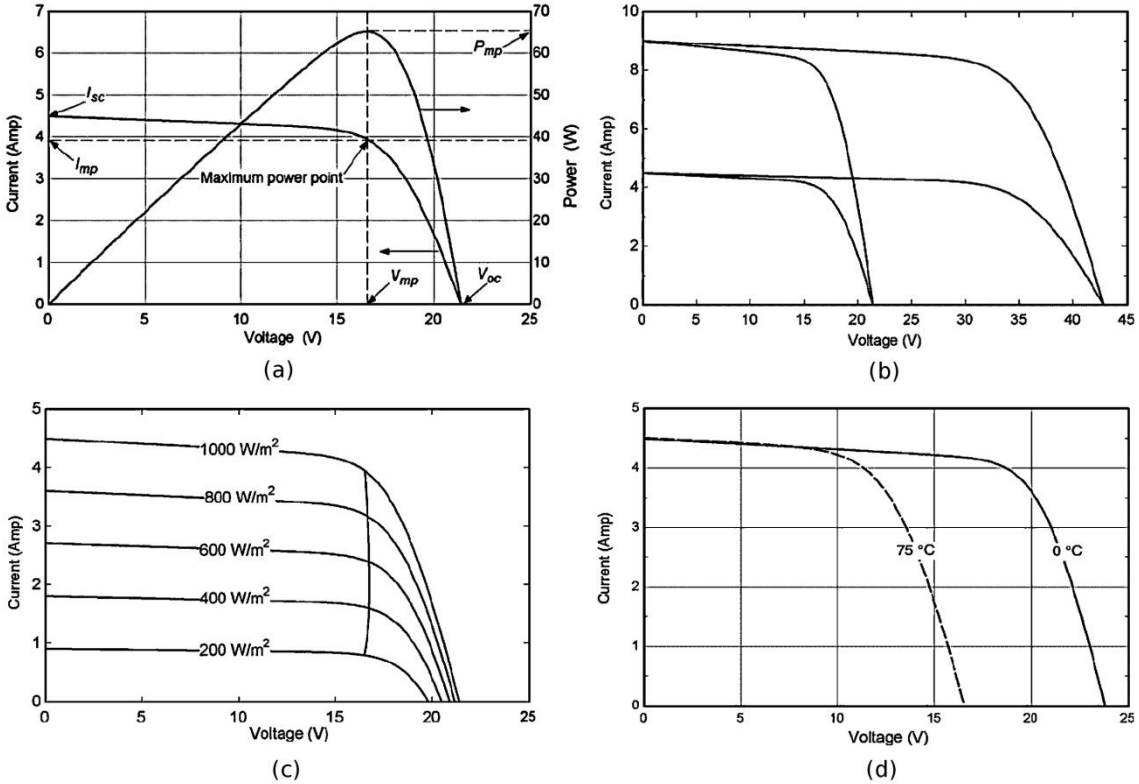
Aurinkokennoa kuvaava suure täyttökerroin FF (Fill Factor) on määrite I-V-käyrän terävyydelle. Se kertoo sen, kuinka hyvin kennon materiaalien liitos on tehty ja kuinka alhaiseksi sarjaresistanssi R_s on saatu. Täyttökerrointa huonontaa sarjaresistanssin kasvu ja parantaa korkeampi avoimen piirin jännite. Piillä suurin arvo, mitä täyttökerroin voi saada, on $FF = 0{,}88$. Täyttökerroin määritellään kaavalla 46,

$$FF = \frac{P_{mp}}{V_{oc}\, I_{sc}} = \frac{I_{mp}\, V_{mp}}{V_{oc}\, I_{sc}}. \text{ [20]} \tag{46}$$

Tyypillinen aurinkosähköpaneelin tuottama jännite-virtakäyrä on esitettynä kuvassa 7a. Kuvasta nähdään, miten paneelilta saatava virta käyttäytyy jännitteen funktiona. Samassa kuvaajassa on myös piirretty tehokäyrä, josta voidaan nähdä missä pisteessä paneelin tuotto on parhaimmillaan. Tätä pistettä kutsutaan maksimitehopisteeksi. Kuvassa 7a on myös esitetty aurinkosähköpaneeleihin liittyvät jännite ja tehopisteet tyhjäkäyntijännitteelle, oikosulkuvirralle, maksimitehopisteelle. [9]

Kuvassa 7b on esitetty jännite-virtakuvaajan avulla, miten aurinkosähkömoduulit käyttäytyvät jännitteen V ja virran I suhteen, jos moduuleja asennetaan sarjaan, rinnakkain tai sarjaan ja rinnakkain. Sarjaan asennetuissa moduuleissa saadaan suurempi jännite virran pysyessä samassa tasossa kuin yksittäisellä moduulilla. Rinnakkain asennettuna moduulit tuottavat enemmän virtaa, kuin yksittäinen moduuli. Jännite on kuitenkin samanlainen kuin yksittäisellä moduulilla. Moduuleita voidaan asentaa ensiksi sarjaan ja sitten rinnan, jolloin saadaan suurempi jännite ja virta järjestelmästä ulos. [9]

Kuvassa 7c on esitetty se, miten auringon säteily vaikuttaa jännite-virtakäyrään lämpötilan pysyessä vakiona. Maksimitehopisteitä kuvaava käyrä on piirrettynä pystyyn kuvaan 7c noin 16 voltin kohdalle. Kuvassa 7d on esitetty se, miten kennon lämpötilan muuttuessa jännite-virtakäyrä käyttäytyy, säteilyn pysyessä vakiona. [9]



Kuva 7. Tyypillisen PV-paneelin I-V-käyrästö a) tyypillinen I-V käyrä; b) sarjaan ja rinnan kytkentä; c) auringon säteilyn vaikutus ja d) lämpötilan vaikutus. [9]

Jordan ja Kurtz ovat tutkineet kattavasti miten pitkällä aikavälillä paneelien ja järjestelmän ikä vaikuttaa sähköenergian tuottoon. Tutkimustulokset on jaettu iän mukaan kahteen osaan, ennen vuotta 2000 asennettuihin ja vuoden 2000 jälkeen asennettuihin paneeleihin ja järjestelmiin. Tutkimuksessa käsitellään erikseen pii- ja ohutkalvopaneeleita sekä näiden yhdistelmää. Koko tutkimuksen aineistosta laskettuna keskiarvo tuoton alenemiselle oli 0,8 %/a ja mediaani oli 0,5 %/a. Taulukossa 3 on esitettynä tarkemmin eri teknologioiden ja kokoonpanojen mediaanit ennen ja jälkeen vuoden 2000. [26]

Taulukko 3. Moduulien ja järjestelmien tuoton aleneminen. [26]

teknologia	*kokoonpano*	*mediaani [%], ennen vuotta 2000*	*mediaani [%], jälkeen vuoden 2000*
a-Si	moduuli	0,96	0,87
	järjestelmä	1,30	0,95
CdTe	moduuli	3,33	0,40
	järjestelmä	0,69	0,30
CIGS	moduuli	1,44	0,96
	järjestelmä	3,50	0,02
mono-Si	moduuli	0,47	0,36
	järjestelmä	0,90	0,23
multi-Si	moduuli	0,61	0,64
	järjestelmä	0,60	0,59

Kanadalaisessa tutkimuksessa, jossa tarkasteltiin Kaakkois-Ontariossa kahden vuoden ajan lumen vaikutusta vuotuiseen aurinkosähköpaneelien sähköntuottoon, todetaan, että vuotuiset häviöt olivat noin 1,0–3,5 %. Tutkimuksessa kuitenkin todetaan, että nämä kaksi vuotta olivat vähälumisia historiallisiin säätietoihin verrattuna. [27]

2.3.3 Aurinkosähköpaneelin lämpötila

Aurinkosähköpaneelin lämpötila vaikuttaa merkitsevästi paneelista saatavaan sähkötehoon. Aurinkosähkömoduulin kennon lämpötila T_c voidaan ratkaista kaavalla 47,

$$T_c = T_m + \frac{G_T}{G_{T,ref}} \cdot \Delta\mathrm{T} \tag{47}$$

missä T_m on moduulin takapinnan lämpötila [°C]
ΔT on empiirisesti määritetty lämpötilaerokerroin kennon ja takapinnan välillä [°C]. [12]

Moduulin takapinnan lämpötila T_m saadaan kaavalla 48. Kaavoissa 47 ja 48 tarvittavat empiirisesti määritellyt kertoimet a, b ja ΔT saadaan taulukosta 3. Moduulin takapinnan lämpötila määritellään seuraavasti kaavalla 48,

$$T_m = G_T \exp(a + b \cdot v_{wind}) + T_a \tag{48}$$

missä a on empiirisesti määritetty kerroin moduulin lämpötilan ylärajalle pienellä tuulen nopeudella ja korkealla säteilyllä
b on empiirisesti määritetty kerroin moduulin lämpötilaan tuulen vaikutuksesta
v_{wind} on tuulen nopeus mitattuna 10 m korkeudelta [m/s]. [12]

Taulukko 4. Kertoimet moduulin takapinnan ja kennon lämpötilan laskemiseksi. [12]

Moduulin tyyppi	*Asennustapa*	*a*	*b*	ΔT [°C]
lasi-kenno-lasi	avoin asennus	-3,47	-0,0594	3
lasi-kenno-lasi	suljettu kattoasennus	-2,98	-0,0471	1
lasi-kenno-polymeeri	avoin asennus	-3,56	-0,0750	3
lasi-kenno-polymeeri	eristys takana	-2,81	-0,0455	0
polymeeri-ohutkalvo-teräs	avoin asennus	-3,58	-0,113	3

Duffie ja Beckman esittävät oman mallin aurinkosähköpaneelin lämpötaseen ratkaisemiseksi. Mallissa lämpötase määritellään moduulin yksikköalalle, auringon säteilyn ollessa yhtä suuri, kuin sähköntuotto ja lämpöhäviöt ympäristöön. [9]

Armstrong ja Hurley ovat kehittäneet monimutkaisemman lämpötasemallin aurinkosähkömoduulille. Mallissa otetaan huomioon paneelin massa ja siitä johtuva lämpökapasiteetti, joka vaikuttaa paneelin lämpökäyttäytymiseen. [28]

2.3.4 Teknologiakehitys

Yhdysvaltain kansallisen uusiutuvia energioita tutkivan laboratorion aurinkosähköön keskittyvä osa (NREL / NCPV) ylläpitää laboratoriossa STC-olosuhteissa mitattuja kennojen hyötysuhteita, hyötysuhteet vuodesta 1976 nykypäivään on esitetty liitteessä 1 [29]. Taulukossa 5 on esitetty vuoden 2014 alussa olevien paneelin parhaat hyötysuhteet, jotka on varmennettu testilaboratorioissa [30].

Taulukko 5. Laboratorio-olosuhteissa mitattuja aurinkosähkömoduulien hyötysuhteita. [30]

Tyyppi	*Hyötysuhde (%)*	*Pinta-ala (cm^2)*	*V_{oc}(V)*	*I_{sc} (A)*	*FFd(%)*
Si (crystalline)	22.9 ± 0.6	778 (da)	5,60	3,970	80.3
Si (large crystalline)	22.4 ± 0.6	15775 (ap)	69,57	6,341	80.1
Si (multicrystalline)	18.5 ± 0.4	14661 (ap)	38,97	9,149	76.2
Si (thin film polycrystalline)	8.2 ± 0.2	661(ap)	25,00	0,320	68.0
GaAs (thin film)	24.1 ± 1.0	858.5 (ap)	10,89	2,255	84.2
CdTe (thin film)	**17.5 ± 0.7**	**7021 (ap)**	**103,10**	1,553	**76.6**
CIGS (thin film)	15.7 ± 0.5	9703 (ap)	28,24	7,254	72.5
CIGSS (Cd free)	13.5 ± 0.7	3459 (ap)	31,20	2,180	68.9
a-Si/nc-Si (tandem)	**11.6 ± 0.5**	**14250 (t)**	**198,50**	1,254	**66.2**

2.3.5 Muut tarvittavat laitteet

Aurinkosähkön tuottamiseen tarvitaan moduulien lisäksi muita laitteita, jotta paneeleista saadaan mahdollisimman hyvä tuotto ja paneelien tuottama tasavirtasähkö saadaan muutettua nykylaitteille sopivaksi vaihtovirtasähköksi. Sähköenergiaa voidaan myös varastoida, jolloin tarvitaan sähkövarasto. [9]

Maksimitehopisteseuraaja (maxium power point tracker, MPPT) pyrkii asettamaan aurinkosähköpaneelien tuoton optimaaliseksi muuttamalla kuorman impedanssia siten, että aurinkosähköpaneeleilta saatava jännite pysyy kuvassa 7a näkyvässä maksimitehopisteessä [9]. Maksimitehopisteseuraajien hyötysuhteet liikkuvat nykypäivänä 98 %:sta lähes 100 %:iin [31].

Maksimitehopisteseuraaja säätää impedanssia yleisimmin P&O (Perturbation and Observation) tai IncCond (Incremental Conductance) algoritmilla. Nämä kaksi tapaa ovat yleisimmin käytössä kaupallisissa maksimitehopisteseuraajissa. P&O-menetelmä muuttaa säännöllisin väliajoin toimintajännitettä ja tarkkailee tehon muutosta, ja pyrkii viemään jännitteen maksimitehopisteeseen. IncCond-menetelmä taas perustuu siihen, että jännite-tehokäyrän derivaatta maksimitehopisteessä on nolla (kuva 7a). [32]

Aurinkosähköpaneeleilta saatava tasavirta voidaan muuttaa vaihtovirraksi vaihtomuuntajalla (inverter), jota vaihtovirralla toimivat sähkölaitteet voivat sitten hyödyntää. Muuntohäviöt voidaan laskea yksinkertaisesti painotetulla keskiarvolla tai sitten luoda vaihtomuuntajasta tarkempi malli. [31]

Painotettu keskiarvo ottaa huomioon vaihtomuuntajan eri toimintapisteiden käyttöajan päivässä. Vaihtomuuntajien EU-hyötysuhde lasketaan kaavalla 49,

$$\eta_{inv,EU} = 0{,}03\eta_{5\%} + 0{,}06\eta_{10\%} + 0{,}13\eta_{20\%} + 0{,}10\eta_{30\%} + 0{,}48\eta_{50\%} + 0{,}20\eta_{100\%} \qquad (49)$$

missä $\eta_{i\%}$ on muuntohyötysuhde i % vaihtomuuntajan nimellistehosta. [33]

Kaapeloinnin hyötysuhde voidaan laskea kaapelin pituudesta, kaapelissa kulkevasta jännitteestä, virrasta ja kaapelin tyypistä. Eickerin mukaan kaapelit pitäisi mitoittaa niin, että kaapelihäviöt olisivat alle 1 %. [34]

Tässä työssä muut tarvittavat laitteet tullaan käsittelemään hyvin yksinkertaisesti hyötysuhteiden avulla. Sähköntuottamiseksi tarvittavien muiden laitteiden kokonaishyötysuhde saadaan näiden yhteenlasketun hyötysuhteen avulla. Muun laitteiston ja kaapeloinnin kokonaishyötysuhde η_e saadaan kaavalla 50,

$$\eta_e = \eta_{MPPT} \cdot \eta_{inv,EU} \cdot \eta_c \tag{50}$$

missä η_{MPPT} on MMPT-säätimen hyötysuhde [-]
$\eta_{inv,EU}$ on vaihtomuuntajan painotettu EU-hyötysuhde [-]
η_c on kaapeloinnin hyötysuhde [-].

Motiva on julkaissut oppaan sähkön pientuottajille. Oppaassa kerrotaan miten pientuotanto määritellään, mitä lupia ja veroja pientuottaja kohtaa, ja millaisilla teknisillä ratkaisuilla pientuotannon liittäminen verkkoon on mahdollista [35]. Energiateollisuus on myös kerännyt omille verkkosivuilleen ohjeita ja sopimusehtoja hajautetun pientuotannon kytkemiseksi verkkoon [36].

2.4 Tuoton ja kulutuksen kohtaaminen

Cao et. al ovat tutkineet paikallisesti tuotetun energian kohtaamista kulutettuun energiaan. Heidän kehittämällä laskentamenetelmällä voidaan määrittää osuus siitä, kuinka paljon paikallisesti tuotettua energiaa rakennus voi hyödyntää ja kuinka suuri osuus koko energian kulutuksesta tuotetaan paikallisesti. Laskentamenetelmässä on kaksi eri määritelmää OEF (on-site energy fraction) ja OEM (on-site energy matching). OEF on osuus siitä, kuinka paljon paikallisesti tuotetulla energialla katetaan rakennuksen kokonaisenergian kulutuksesta ja OEM on osuus siitä, kuinka paljon paikallisesti tuotettua energiaa voidaan hyödyntää rakennuksessa. [37]

OEF voidaan määritellä yleisellä tasolla kaavalla 51 ja OEM kaavalla 52

$$OEF = \frac{\int_{t_1}^{t_2} Min[G(t);L(t)]dt}{\int_{t_1}^{t_2} L(t)dt}; 0 \leq OEF \leq 1 \tag{51}$$

missä $G(t)$ on paikallisesti tuotettu energia [W]
$L(t)$ on paikallinen kulutus [W] ja

$$OEM = \frac{\int_{t_1}^{t_2} Min[G(t);L(t)]dt}{\int_{t_1}^{t_2} G(t)dt}; 0 \leq OEM \leq 1. \text{ [37]} \tag{52}$$

Kuvassa 8 on esitetty OEF ja OEM laskentaan liittyvä topologia. Rakennuksen sähköjärjestelmille voidaan OEF ja OEM ilmaista kaavojen 53 ja 54 avuilla,

$$OEFe = \frac{\int_{t_1}^{t_2} Min[G_{elec}(t) - ES_{on}(t) - l_e(t); L_{elec}(t) + E_{off-h}(t) + E_{on-h}(t) + E_{off-c}(t) + E_{on-c}(t)]dt}{\int_{t_1}^{t_2} [L_{elec}(t) + E_{off-h}(t) + E_{on-h}(t) + E_{off-c}(t) + E_{on-c}(t)]dt} \tag{53}$$

missä $G_{elec}(t)$ on paikallisten järjestelmien tuottama sähköteho [W]
$ES_{on}(t)$ on paikallisten järjestelmien tuottama sähköteho, joka varastoidaan tai käytetään akustosta; lataus > 0, käyttö < 0

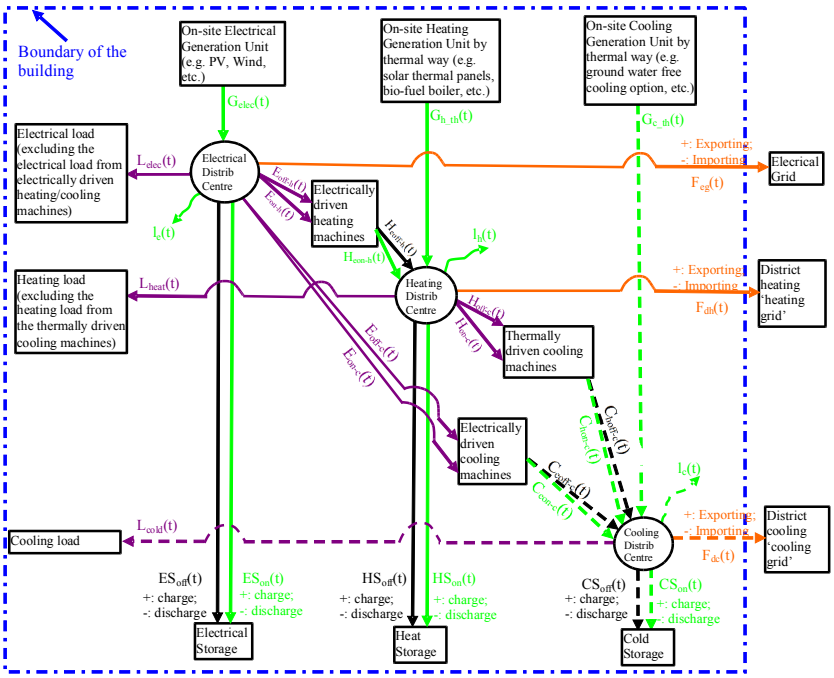
$l_e(t)$ on paikallisesti tuotetun sähkön jakeluhäviöt [W]
$L_{elec}(t)$ on sähkötehon tarve rakennuksessa, pl. lämmitys- ja jäähdytyslaitteistoiden tarvitsema sähköteho [W]
E_{off-h}(t) on ulkopuolelta tuotu sähköteho lämmitysjärjestelmille [W]
$E_{on-h}(t)$ on paikallisesti tuotettu sähköteho lämmitysjärjestelmille [W]
$E_{off-c}(t)$ on ulkopuolelta tuotu sähköteho jäähdytysjärjestelmille [W]
$E_{on-c}(t)$ on paikallisesti tuotettu sähköteho jäähdytysjärjestelmille [W] ja

$$OEMe = \frac{\int_{t_1}^{t_2} Min[G_{elec}(t); L_{elec}(t) + E_{on-h}(t) + E_{on-c}(t) + E_{on}(t) + l_e(t)]dt}{\int_{t_1}^{t_2} [G_{elec}(t)]dt}. \text{ [37]} \tag{54}$$

Tässä työssä tutkitaan aurinkosähköjärjestelmiä ja ei oteta kantaa lämmitys- ja jäähdytysjärjestelmiin käytettyä sähköä. OEM:n ja OEF:n määritelmät voidaan nyt yksinkertaistaa kaavoihin 55 ja 56,

$$OEFe = \frac{\int_{t_1}^{t_2} Min[G_{elec}(t) - l_e(t); L_{elec}(t)]dt}{\int_{t_1}^{t_2} [L_{elec}(t)]dt} \text{ ja} \tag{55}$$

$$OEMe = \frac{\int_{t_1}^{t_2} Min[G_{elec}(t); L_{elec}(t) + l_e(t)]dt}{\int_{t_1}^{t_2} [G_{elec}(t)]dt}. \text{ [37]} \tag{56}$$



Kuva 8. OEF:n ja OEM:n laskennassa käytetty topologia. [37]

Cao & Sirén ovat tutkineet aika-askeleen vaikutusta tuoton ja kulutuksen kohtaamiseen. Tutkimuksessa on verrattu, millainen virhe tuoton ja kulutuksen kohtaamiseen on odotettavissa eri aika-askelilla. Tutkimus on tehty mallintamalla erikokoisia aurinkosähköjärjestelmiä Suomen ja Englannin olosuhteissa. Järjestelmät on kytketty verkkoon ja niissä ei ole akustoja. Suurilla aurinkosähköpaneelijärjestelmillä virhe nousi 0,2 % viiden minuutin aika-askeleella ja yhden tunnin aika-askeleella jopa 69,0 % verrattaessa

yhden minuutin aika-askeleeseen. Pienemmillä aurinkosähköjärjestelmillä yhden tunnin aika-askeleen virhe OEM:llä ja OEF:llä on Suomen olosuhteissa luokkaa 2,8–22,3 % verrattuna yhden minuutin aika-askeleeseen. Tutkimuksessa todetaan, että käytettäessä karkeampaa resoluutiota tuoton ja kulutuksen kohtaaminen yliarvioidaan. Tutkimuksessa todetaan myös, että käyttämällä akustoa, jonka kapasiteetti on 0,35 kWh, voidaan yhden tunnin aika-askeleen virhettä pudottaa merkittävästi. [38]

Tuoton ja kulutuksen kohtaamisesta voidaan laskea aikavälin $[t_1, t_2]$ ylimääräinen sähköenergia, verkosta ostettu sähköenergia sekä säästetty sähköenergia. Kaavalla 57 voidaan laskea säästetyn sähköenergian määrä,

$$E_s = \int_{t_1}^{t_2} Min[G_{elec}(t) - l_e(t); L_{elec}(t)]dt \tag{57}$$

missä $l_e(t)$ on tunnin t häviöt siten, että $l_e(t) = (1 - \eta_e)G_{elec}(t)$.

Kaavalla 58 lasketaan verkosta ostetun sähköenergian määrä,

$$E_o = \int_{t_1}^{t_2} L_{elec}(t)dt - E_s \text{ ja} \tag{58}$$

ylimääräisen sähköenergian määrä kaavalla 59,

$$E_y = \int_{t_1}^{t_2} [G_{elec}(t) - l_e(t)]dt - E_s. \tag{59}$$

2.5 Kustannuslaskenta

Standardissa SFS-EN 15459, Rakennusten energiatehokkuus; Rakennusten energiajärjestelmien taloudellisuuden arviointimenettelyt on esitetty standardisoitu menetelmä rakennusten ja rakennuksen järjestelmien elinkaarikustannusten laskemiseksi. Tässä työssä tullaan käyttämään standardissa esitettyä menetelmää soveltaen. Elinkaarilaskelmissa otetaan huomioon aurinkosähköjärjestelmän hankinta ja asennuskustannukset sekä laitteistosta saatava sähköenergian tuotto. [39]

Nykyarvomenetelmä kertoo investointihankkeen koko tarkasteltavan elinkaaren kustannukset nykyhetkeen laskettuna valitulla korkokannalla. Investoinnin nykyarvoa määritellessä täytyy laskea reaalikorko tai se täytyy erikseen määrittää. Reaalikorko voidaan laskea kaavalla 60 seuraavasti,

$$R_R = \frac{R - R_i}{1 + R_i \,/\, 100} \tag{60}$$

missä R on nimelliskorko [%]
R_i on inflaatio [%].

Erilaiset kustannukset, kuten energian hinta, eräiden hyödykkeiden hinta tai palkkakustannukset voivat poiketa yleisestä inflaatiosta. Tätä muutosta kuvaa käsite eskalaatio. Energian hinnan muutos reaalikorkoon nähden voidaan esittää kaavalla 61,

$$R_{e,k} = \frac{R_R - e_k}{1 + e_k \,/\, 100} \tag{61}$$

missä e_k on energiamuodon k eskalaatio [%].

Diskonttotekijä ilmaisee tulevaisuudessa saatavan tai kulutettavan rahan laskentahetken mukaisen käyvän arvon. Diskonttotekijä voidaan laskea kaavalla 62

$$R_d(p) = \left(\frac{1}{1 + R_* \,/\, 100}\right)^p \tag{62}$$

missä p on tarkasteltavan kustannusten ajoitus [-]
R_* on korkotekijä [%]. [39]

Kokonaiskustannusten nykyarvo kaikille komponenteille voidaan laskea kaavan 63 mukaan. Kokonaiskustannuksissa otetaan huomioon alkuperäiset investointikustannukset sekä kaikkien komponenttien kustannukset jokaisena vuonna. Standardin SFS-EN 15459 mukaan tuotot voidaan ottaa huomioon negatiivisina kustannuksina. Kustannusten nykyarvo saa muodon

$$C_G(\tau) = C_I + \sum_j \left[\sum_i^{\tau} \left(\left[C_{a,i}(j) - E_{a,i}(j)\right] R_d(i)\right) - V_{f,\tau}(j)\right] \tag{63}$$

missä C_I on alkuperäiset investointikustannukset [€]
$C_{a,i}(j)$ on vuoden i kustannus komponentille j [€]
$E_{a,i}(j)$ on vuoden i tuotto komponentille j [€]
R_d on vuoden i diskonttaustekijä [-]
$V_{f,\tau}(j)$ on komponentin j jäännösarvo laskennan lopussa τ [€]
τ on laskenta-ajanjakso [a]. [39]

Kustannusfunktio, kaava 63, voidaan sieventää kaavan 64 muotoon, kun järjestelmiä on vain yksi (aurinkosähköjärjestelmä) ja oletetaan, ettei muita kustannuksia synny elinkaaren aikana ja ettei laitteistolla ole jäännösarvoa. Tämä kustannusfunktio, kaava 64, on esitetty seuraavasti

$$C_G(\tau) = C_I - \sum_i^{\tau} E_{a,i}(AS) R_d(i) \tag{64}$$

missä $E_{a,i}(AS)$ on aurinkosähköjärjestelmän tuotto vuonna i [€].

Aurinkosähköjärjestelmällä säästetyn ja myydyn sähköenergian laskennallinen tuotto voidaan ilmaista kaavalla 65,

$$E_{a,i}(AS) = E_s(i) \cdot h_s + E_m(i) \cdot h_m \tag{65}$$

missä $E_s(i)$ on aurinkosähköjärjestelmällä säästetty energia vuonna i [kWh]
$E_m(i)$ on myyty sähköenergia vuonna i [kWh]
h_s on säästetyn energian hinta [€/kWh]

h_m on myydyn energian hinta [€/kWh].

Investoinnin hyvyyttä voidaan mitata takaisinmaksuajan tai säästetyn energian hinnalla. Säästetyn energian hinta voidaan laskea nykyarvon lausekkeesta, kaava 64, ja aurinkosähköjärjestelmän vuosittaisista tuotoista, kaava 65. Asettamalla nykyarvon lauseke nollaksi ja laskemalla yhtälöstä säästetyn energian hinta h_s, saadaan seuraavanlainen esitys, kaava 66, säästetyn energia hinnaksi

$$h_s = \frac{C_I - \sum_i^\tau [E_m(i) \cdot h_m \cdot R_d(i)]}{\sum_i^\tau [E_s(i) \cdot R_d(i)]}. \tag{66}$$

Yksinkertainen takaisinmaksuaika vuosina, N, voidaan laskea nykyarvon lausekkeesta, kaava 64. Tässä tapauksessa oletetaan korkokannaksi 0 % ja jokaisen vuoden tuotoksi $E_{a,i}(AS) = E_s \cdot h_s$. Lisäksi asetetaan nykyarvon lauseke nollaksi. Nollakorko tarkoittaa sitä, että kaavan 64 diskonttotekijä on jokaisena vuonna $R_d(i) = 1$. Kun diskonttotekijä ja investoinnilla saatava tuotto ovat vakioita, voidaan kaava 61 kirjoittaa kaavan 67 muotoon. Yksinkertainen takaisinmaksuaika voidaan ilmaista siten, että kuinka monta vuotta, N, tarvitaan siihen että tuotot ovat yhtä suuret kuin alkuperäinen investointi. Kaava 67 on seuraava,

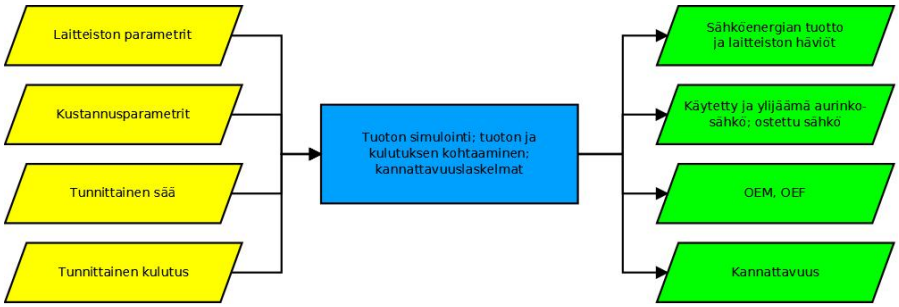
$$N = \frac{C_I}{E_S \cdot h_s} \tag{67}$$

missä N on takaisinmaksuaika [a].

3 Rakennuksen sähköntuoton ja –kulutuksen simulointi

3.1 Simulointiohjelma ja mallin perusidea

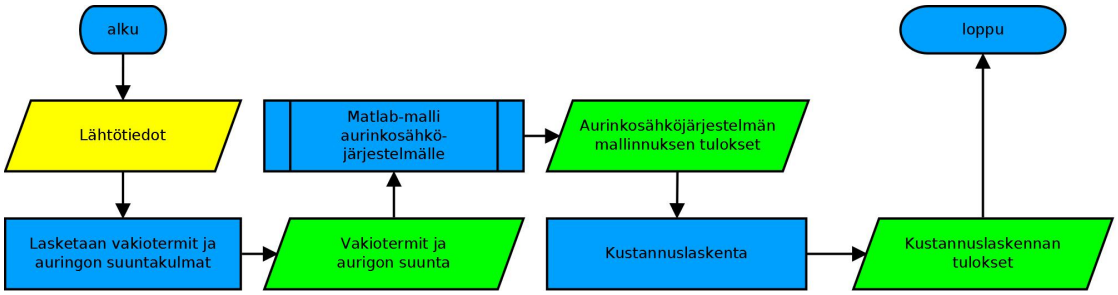
Tässä työssä simuloinnit ja kustannuslaskelmat tullaan tekemään The MathWorks inc:in Matlab R2013b:llä [40]. Simuloinnin periaate nähdään kuvasta 9. Mallille tarvitaan lähtötiedot, joista malli laskee tulokset. Kuvassa 9 on myös esitetty mallin lähtötieto- ja tuloskategoriat.



Kuva 9. Mallin perusperiaate; syöttötiedot ja tulokset.

Simulointi kulkee kuvan 10 vuokaavion periaatteen mukaisesti. Ensiksi lähtötiedot syötetään malliin. Lähtötietojen syöttämisen jälkeen, ennen varsinaisen simuloinnin alkua lasketaan vakiotermit ja tarvittaessa auringon atsimuutti- ja zeniittikulmat. Auringon suuntakulmia ei tarvitse laskea uudelleen, jos rakennuksen sijaintitietoja ei ole muutettu. Aurinkosähköpaneelien referenssitilan arvoja ei myöskään tarvitse laskea uudelleen, jos paneelin tyyppiä ei ole muutettu.

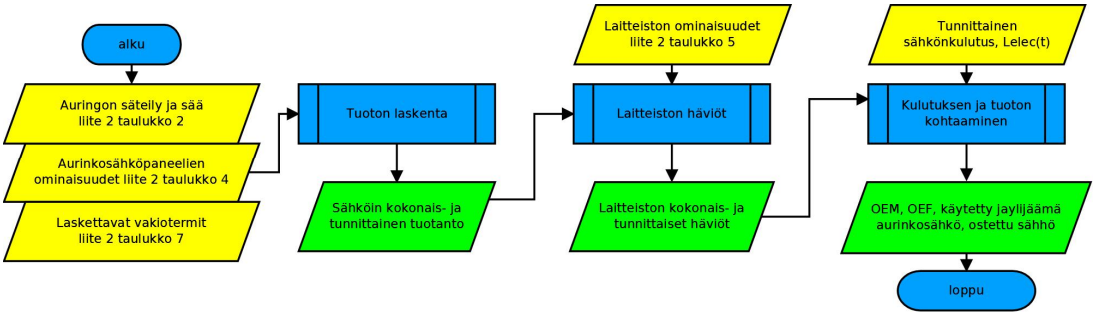
Seuraavaksi suoritetaan laskenta vuoden alusta vuoden loppuun aurinkosähkön tuotolle. Laskenta suoritetaan aikavälillä $t = 1 \ldots 8760\ h$ aika-askeleella $\Delta t = 1\ h$. Tuoton laskennan jälkeen lasketaan järjestelmän häviöt, tuoton ja kulutuksen kohtaaminen, käytetty aurinkosähköenergia sekä kannattavuus sähkölle annetuilla kustannusparametreilla.



Kuva 10. Mallinnuksen kulun vuokaavio.

Kuvassa 11 on esitetty Matlab-mallin vuokaavio järjestelmätasolla aurinkosähköjärjestelmälle rakennuksessa. Malli koostuu kolmesta pääkomponentista: tuoton laskennasta, sähkölaitteistosta sekä tuoton ja kulutuksen kohtaamisesta. Tuoton laskentamoduulissa lasketaan auringon ja paneelien välinen geometria, josta voidaan laskea säätietojen ja aurinkosähköpaneelien ominaisuuksien perusteella paneelien sähköenergiantuotto. Säh-

kölaitteistomoduuli laskee sähkön tuottamiseen ja jakamiseen tarvittavien laitteiden häviöt. Tuoton ja kulutuksen kohtaamisen laskeva moduuli määrittää tuotetun sähköenergian ja kulutuksen kohtaamisen, sekä laskee sen, kuinka paljon ylimääräistä sähköenergiaa tuotetaan ja kuinka paljon sähköenergiaa ostetaan verkosta.



Kuva 11. Matlab-mallin vuokaavio aurinkosähköjärjestelmälle sekä tuoton ja kulutuksen kohtaamiselle.

3.2 Lähtötiedot ja vakiotermit

Voidaksemme laskea rakennukseen sijoitetun aurinkosähköjärjestelmän tuottoa tarvitaan erilaisia lähtötietoja rakennuksesta, aurinkosähköjärjestelmästä sekä säästä. Rakennuksesta tarvitaan sen sijaintitiedot, rakennuksen tunnittainen sähköenergiankulutus sekä rakennustyyppi. Rakennustyyppi voi olla joko pientalo, jolloin talotyyppi saa arvon 1 tai toimistorakennus, jolloin talotyyppi saa arvon 2. Rakennuksesta tarvittavat tiedot on esitetty liitteen 2 taulukossa 1.

Aurinkosähköpaneeleista saatavaa tuottoa varten tarvitaan ensinnäkin auringon säteilytiedot, ulkoilman lämpötila sekä tuulennopeus. Lisäksi tarvitaan auringon atsimuutti- ja zeniittikulmat vuoden jokaiselle tunnille, jotka voidaan laskea rakennuksen sijaintitiedoista. Tarvittavat auringon säteily- ja säätiedot on esitetty liitteen 2 taulukossa 2.

Mallissa tarvittavat auringon atsimuutti- ja zeniittikulmat voidaan laskea käyttämällä SPA:ta, josta on olemassa valmis implementaatio Matlabille, jonka on tehnyt Vincent Roy [41]. Vaihtoehtoisesti atsimuutti- ja zeniittikulmat voidaan laskea kaavojen 4-8 avulla. SPA:ta käytettäessä tarvitaan liitteen 2 taulukossa 3 luetellut parametrit, joista auringon suuntakulmat lasketaan.

Aurinkosähköjärjestelmä voidaan jakaa kahteen pääryhmään: aurinkosähkömoduuleihin ja muihin laitteisiin. Aurinkosähköpaneeleiden tuoton laskemiseksi tarvitaan edellä mainittujen tietojen lisäksi liitteen 2 taulukossa 4 olevat tiedot. Nämä tiedot liittyvät paneelien tyyppiin sekä siihen, miten ne on asennettu. Näillä tiedoilla voidaan myös laskea paneelien referenssitilan parametrit ($I_{L,ref}$, $I_{0,ref}$, $R_{s,ref}$, $R_{sh,ref}$ ja a_{ref}). Muiden järjestelmässä olevien laitteiden tarvittavat ominaisuudet on esitetty taulukossa liitteen 2 taulukossa 5.

Aurinkosähköpaneeleiden referenssitilan parametrit ($I_{L,ref}$, $I_{0,ref}$, $R_{s,ref}$, $R_{sh,ref}$ ja a_{ref}) saadaan laskettua ratkaisemalla kaavat 30–32, 34 sekä 36 yhtäaikaisesti. Tämä yhtälöryhmä on epälineaarinen, joten se vaatii iterointia. Matlabista löytyy valmiita al-

goritmeja epälineaaristen yhtälöryhmien ratkaisemiseksi. Kaavan 36 laskemiseksi tarvitaan lisäksi kaavoja 37–42. Referenssitilan parametrien laskennan ohjelmakoodi löytyy liitteestä 3.

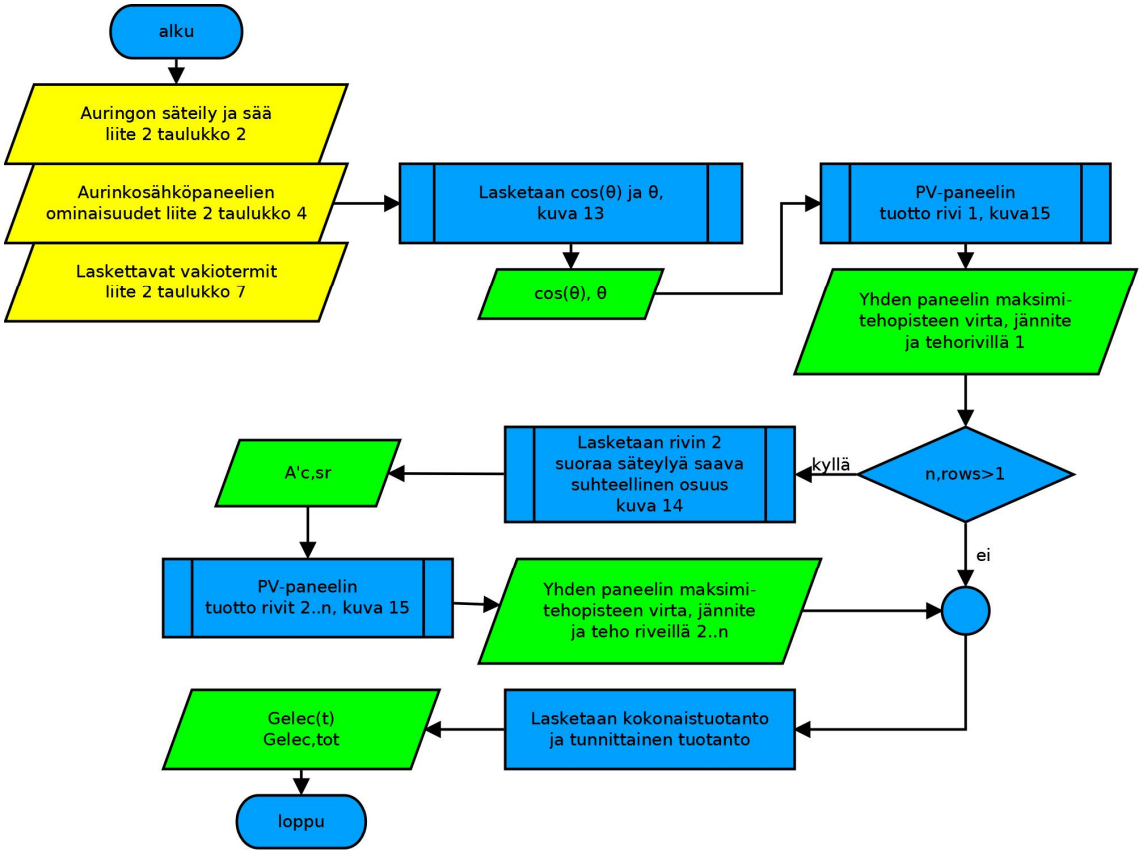
Kustannuslaskentaa varten tarvitaan liitteen 2 taulukossa 6 esitetyt lähtöarvot. Nämä tiedot liittyvät laskenta korkoihin, laskenta aikaan, investointikustannuksiin sekä kotitalousvähennyksen laskentaan.

Ennen varsinaista simulointia lasketaan vielä eri vakioita, jotka saadaan syöttötiedoista ja jotka eivät muutu simuloinnin aikana. Kaikki vakioarvot ovat lueteltuna liitteen 2 taulukossa 7.

3.3 Sähköenergiantuoton laskeminen

Järjestelmästä mallinnettava sähköenergiantuotto lasketaan kahdessa eri osassa. Ensiksi mallinnetaan kuinka paljon paneeleilta saadaan virtaa ja jännitettä. Tämän jälkeen lasketaan häviöt muissa laitteissa. Sähköntuotto lasketaan vuoden jokaiselle tunnille erikseen. Sellaiset tunnit t, joissa auringon säteilyä ei ole, voidaan jättää laskematta ja olettaa ettei sähköntuottoa ole.

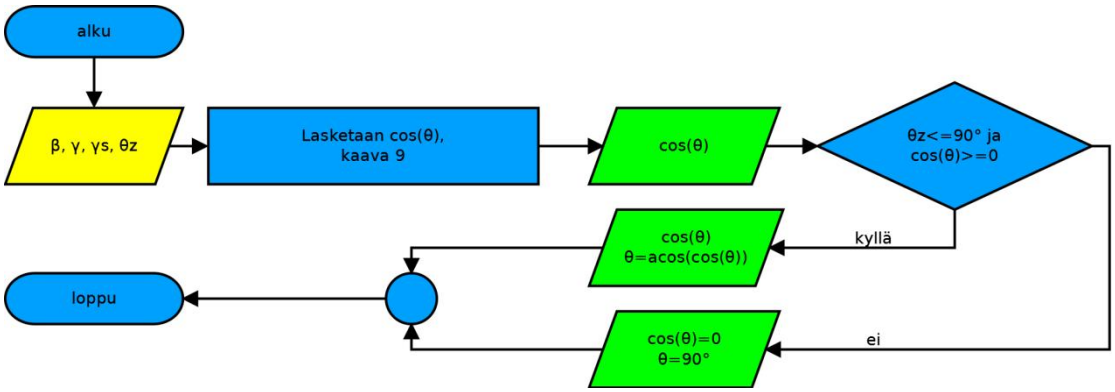
Aurinkosähköpaneeliosa laskee ensiksi auringon ja paneelien välisen geometrian. Tämän jälkeen lasketaan, kuinka paljon paneelit tuottavat sähköenergiaa annetuilla lähtöparametreilla. Kuvassa 12 on esitetty mallin periaatteellinen toiminta.



Kuva 12. Vuokaavio sähköntuoton laskennasta.

Aluksi lasketaan paneelien ja auringon suoran säteilyn välinen geometria, esitetty kuvassa 13, jonka jälkeen voidaan laskea ensimmäisessä rivissä olevan yhden paneelin tuottama tunnittainen sähkö. Seuraavaksi tarkastetaan, onko järjestelmässä enemmän kuin yksi paneelirivi, jos paneelirivejä on enemmän kuin yksi, lasketaan mahdollinen toisen paneelirivin varjostus kuvan 14 mukaan, jonka jälkeen voidaan laskea toisessa rivissä olevan yhden paneelin tuottama sähkö. Lopuksi lasketaan tunnittainen kokonaistuotanto ja vuosituotanto. Tunnittainen kokonaistuotanto $G_{elec}(t)$ voidaan laskea kertomalla paneelimäärä tunnittaisella tuotannolla erikseen ensimmäiselle ja muille paneeliriveille. Lisäksi pitää ottaa huomioon muiden paneelirivien lukumäärä laskennassa. Tunnittainen kokonaistuotanto voidaan laskea seuraavasti, $G_{elec}(t) = n_{pv}\left[P_{,1}(t) + P_{mp,2}(t)(n_{rows} - 1)\right]$ ja vuotuinen tuotto $G_{elec,tot} = \int_{t1}^{t2} G_{elec}(t)dt$.

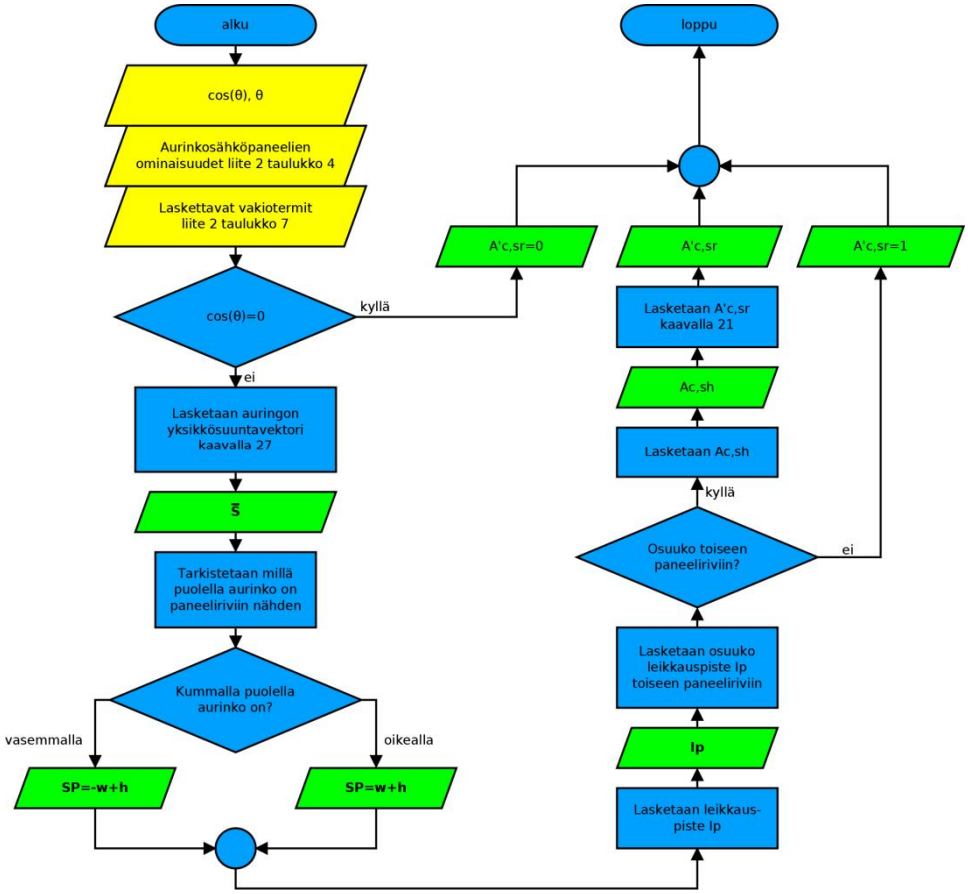
Auringon ja paneelin välisen kulma kosini $\cos(\theta)$ ja kulma θ voidaan laskea kuvan 13 vuokaavion mukaan. Auringon ja paneelin välisen kulman kosini voidaan laskea kaavalla 9. Tämän jälkeen tarkastetaan onko aurinko horisontin yläpuolella ($\theta_z \leq 90°$), ja onko auringon ja paneelin välinen kulma alle 90° ($\cos(\theta) \geq 0$). Jos aurinko ei osu paneeliin asetetaan $\cos(\theta) = 0$ ja $\theta = 90°$, muuten lasketaan arvot näille tekijöille.



Kuva 13. Vuokaavio $\cos(\theta)$:n ja θ:n laskemiseksi.

Toisen paneelirivin saama suhteellinen suoran auringonsäteilynsuhde $A'_{c,sr}$ voidaan laskea kuvan 14 esittämän vuokaavion mukaan. Ensiksi tarkastetaan osuuko aurinko paneelin. Tämä voidaan määrittää osumakulman kosinista. Auringon osuessa paneeliin jatketaan vuokaavion osoittamalla tavalla, muuten voidaan olettaa, että koko toinen rivi on varjostettu.

Seuraavaksi lasketaan auringon yksikkösuuntavektori $\boldsymbol{S}$ kaavalla 27, jonka jälkeen tarkastetaan, kummalta puolelta paneeliriviä aurinko paistaa. Tästä määritetään auringon säteen osumapiste $\boldsymbol{SP}$ ensimmäisessä paneelirivissä, joka voi olla oikea tai vasen yläkulma, kuvassa 4 piste $\boldsymbol{A}$ tai $\boldsymbol{B}$. Tämän jälkeen voidaan laskea tason ja suoran vektorimuotoisesta esityksestä leikkauspiste $\boldsymbol{I_P}$ toisessa paneelirivin suuntaisessa tasossa. Seuraavaksi tarkastetaan onko leikkauspiste $\boldsymbol{I_P}$ paneelirivin sisällä, jos leikkauspiste ei ole paneelirivissä, tällöin ei ensimmäinen rivi varjosta toista riviä. Leikkauspisteen ollessa toisessa paneelirivissä voidaan leikkauspisteestä ja paneelin vektorimuotoisesta esityksestä laskea varjostuksen pinta-ala $A_{c,sh}$. Tästä voidaan sen jälkeen laskea toisen rivin suoraa auringonsäteilyä saava suhteellinen osuus $A'_{c,sr}$.



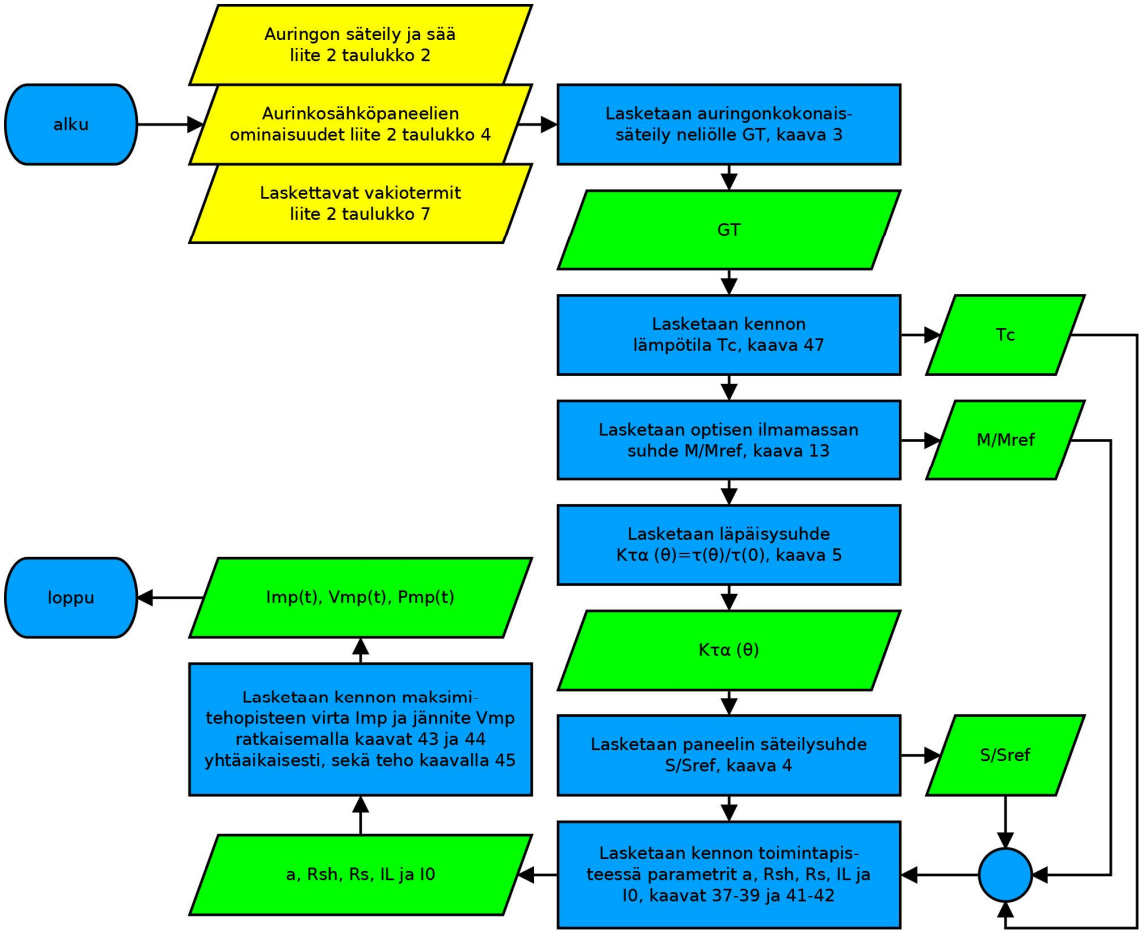
Kuva 14. Vuokaavio paneelin suoran auringonsäteilysuhteen $A'_{c,sr}$ laskemiseksi.

Kuvassa 15 on esitetty paneelin tuottaman sähkön laskennan vuokaavio. Ensiksi lasketaan säteilyteho neliömetrille G_T, kaava 3, josta voidaan määrittää kennon lämpötila kaavalla 47. Kennon lämpötilan T_c määrittämiseksi tarvitaan tieto ulkoilman lämpötilasta T_a, tuulen nopeudesta v_{wind} sekä paneelien asennustavasta ja referenssitilasta. Paneelien rakenne ja asennustapa vaikuttavat kertoimiin kennon lämpötilan laskemiseksi. Kertoimet löytyvät taulukosta 4.

Tämän jälkeen lasketaan optinen ilmamassa suhteessa referenssitilaan M/M_{ref} kaavalla 13. Tämän suhteen laskemiseksi tarvitaan tieto aurinkosähköpaneelin kennon tyypistä ja auringon zeniittikulmasta. Kennon tyypistä riippuvat kertoimet ovat taulukossa 1.

Seuraavaksi lasketaan suoran säteilyn läpäisykerroin suhteessa referenssitilaan $R_{\tau\alpha,b}(\theta)$ kaavalla 5. Läpäisykertoimen laskemiseksi tarvitaan tieto aurinkosähköpaneelin pintamateriaalin paksuudesta L ja vaimennuskertoimesta K. Tämän jälkeen voidaan laskea aurinkosähköpaneelin efektiivinen absorboitunut auringon säteilysuhde S/S_{ref} kaavalla 4.

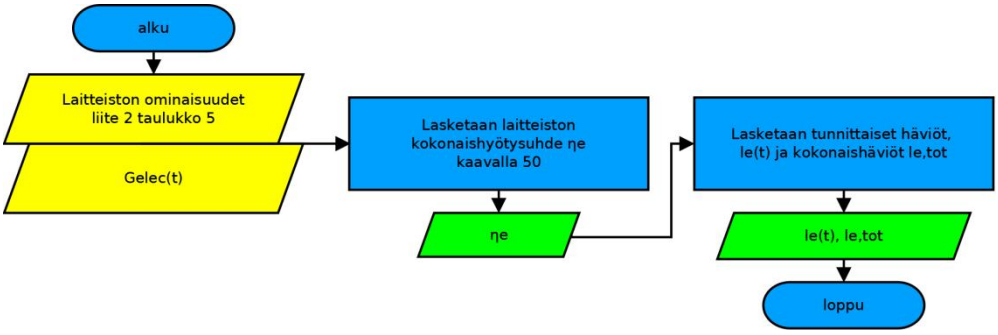
Edellä lasketuilla muuttujien T_c, M/M_{ref} ja S/S_{ref} avulla voidaan laskea kyseisen toimintapisteen aurinkosähköpaneelin parametrien I_L, I_0, R_s, R_{sh} ja a arvot kaavoilla 37–39 ja 41–42. Näillä parametreilla voidaan nyt määrittää yhden paneelin tuottama jännite V_{mp} ja virta I_{mp} maksimitehopisteessä ratkaisemalla kaavat 43 ja 44 yhtäaikaisesti. Maksimitehopisteen sähköteho voidaan laskea kaavalla 45.



Kuva 15. Vuokaavio sähköntuoton laskennasta.

Laskettaessa rivien $2 \ldots n_{row}$ tuotantoa, oletetaan, että heijastunut säteily ympäristöstä osuu vain ensimmäiselle paneeliriville, joten näkyvyyskerroin heijastuneelle säteilylle voidaan asettaa arvoon $F_{c-g} = 0$. Lisäksi oletetaan, että kaikki paneelit toisesta rivistä eteenpäin saavat tasaisesti suoraa auringonsäteilyä riippumatta siitä, ovatko osa paneeleista kokonaan auringossa ja osa osittain varjostettuja. Tämä otetaan huomioon kaavoissa 3 ja 4 lisäämällä suoran säteilyn termiin kerroin $A'_{c,sr}$. Ohjelmakoodi sähköntuotannon laskemiseksi löytyy liitteestä 4.

Laitteisto-osa laskee häviöiden $l_e(t)$ määrän annetuilla sähkölaitteiden ja muiden komponenttien hyötysuhteilla η_e ja aurinkosähkömoduuleilta saatavalla sähköntuotolla $G_{elec}(t)$. Häviöt tunnissa ovat $l_e(t) = (1 - \eta_e)G_{elec}(t)$. Hyötysuhdetermi η_e lasketaan kaavan 50 mukaan. Laitteisto osa laskee myös yhteen koko simuloinnin aikana tapahtuvat häviöt $l_{e,tot} = \int_{t1}^{t2} l_e(t)dt$. Laitteisto-osan vuokaavio on esitetty kuvassa 16.



Kuva 16. Vuokaavio häviöiden laskemiseksi.

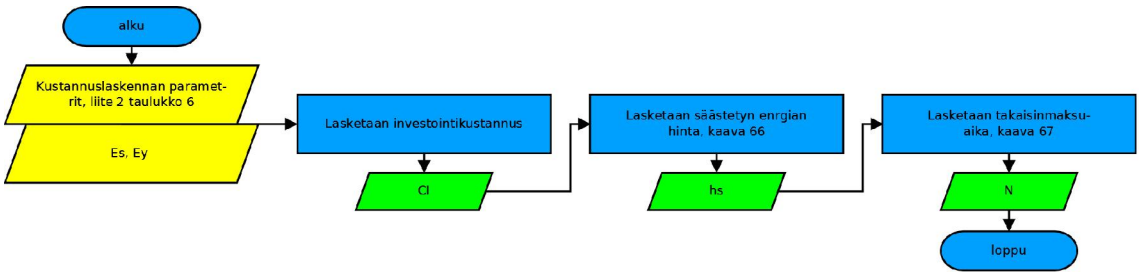
3.4 Sähkönenergiantuoton ja –kulutuksen kohtaaminen

Sähköenergiantuoton ja –kulutuksen kohtaaminen tapahtuu kuvan 17 vuokaavion mukaan. Tuotetusta aurinkosähköenergiasta, laitteistojen häviöistä ja rakennuksen sähköenergiankulutuksesta lasketaan kaavalla 55 paikallisesti tuotetun ja kulutetun sähköenergian osuus kokonaiskulutuksesta OEF_e, sekä lasketaan kaavalla 56 kuinka paljon paikalla tuotettua sähköenergiaa voidaan käyttää rakennuksessa hyväksi OEM_e. Lisäksi lasketaan määrät rakennuksessa paikallisesti tuotetulle ja kulutetulle (säästetylle) sähköenergialle E_s kaavalla 57, verkosta ostetulle sähköenergialle E_o kaavalla 58, sekä kuinka paljon paikallisesti tuotettua sähköenergiaa jää yli E_y kaavalla 59.

Kuva 17. Vuokaavio sähköenergiantuoton ja -kulutuksen kohtaamiselle.

3.5 Kustannuslaskennan toteuttaminen

Kustannuslaskenta toteutetaan kuvan 18 vuokaavion mukaan. Ensiksi lasketaan investointikustannus C_I järjestelmän kokonaisnimellistehosta ja yksikköinvestointikustannuksesta, investointikustannuksesta vähennetään mahdollinen kotitalousvähennys tai energiatuki.



Kuva 18. Kustannuslaskennan vuokaavio.

Investointikustannuksista ja aurinkosähköjärjestelmän simuloinnin tuloksista voidaan laskea säästetyn sähköenergian hinta h_s kaavalla 66. Alkuperäisistä investointikustannuksista voidaan vähentää mahdollisesti verkkoon vuonna i myytävä sähkö $E_m(i)$, joka

voidaan määrittää $E_m(i) = (1 - d)^i E_y$, missä d on järjestelmän tuoton vuotuinen aleneminen. Mikäli sähköä ei myydä verkkoon, asetetaan $E_m(i) = 0$. Säästetyn sähköenergian määrä vuonna i määritellään seuraavasti, $E_s(i) = (1 - d)^i E_S$. Viimeiseksi lasketaan yksinkertainen takaisinmaksuaika N kaavalla 67. Tällöin säästetyn energian hinnaksi h_s asetetaan ostettavan sähkön markkinahinta $h_s = h_o$.

4 Mallintamisen lähtötiedot

4.1 Rakennustyypit ja ympäristö

Rakennustyyppeinä tässä työssä tullaan käsittelemään pientaloa sekä toimistorakennusta. Molemmat rakennukset sijaitsevat Espoossa. Pientalo sijaitsee Latokaskessa ja toimistorakennus Otaniemessä. Molemmille rakennuksille tullaan käyttämään samaa sijaintia ja aurinkosähköpaneelien asennuskorkeutta. Taulukossa 6 on esitetty sijaintitiedot ja ympäristön heijastuskerroin. Ympäristön heijastuskertoimena käytetään vakiota.

Taulukko 6. Rakennusten sijaintitiedot ja ympäristö.

Nimi	*Muuttuja*	*Arvo*
leveyspiiri	ϕ	24,70 °
pituuspiiri	L	60,20 °
asennuskorkeus merenpinnasta	h	20 m
ympäristön heijastuskerroin [42]	ρ_g	0,20

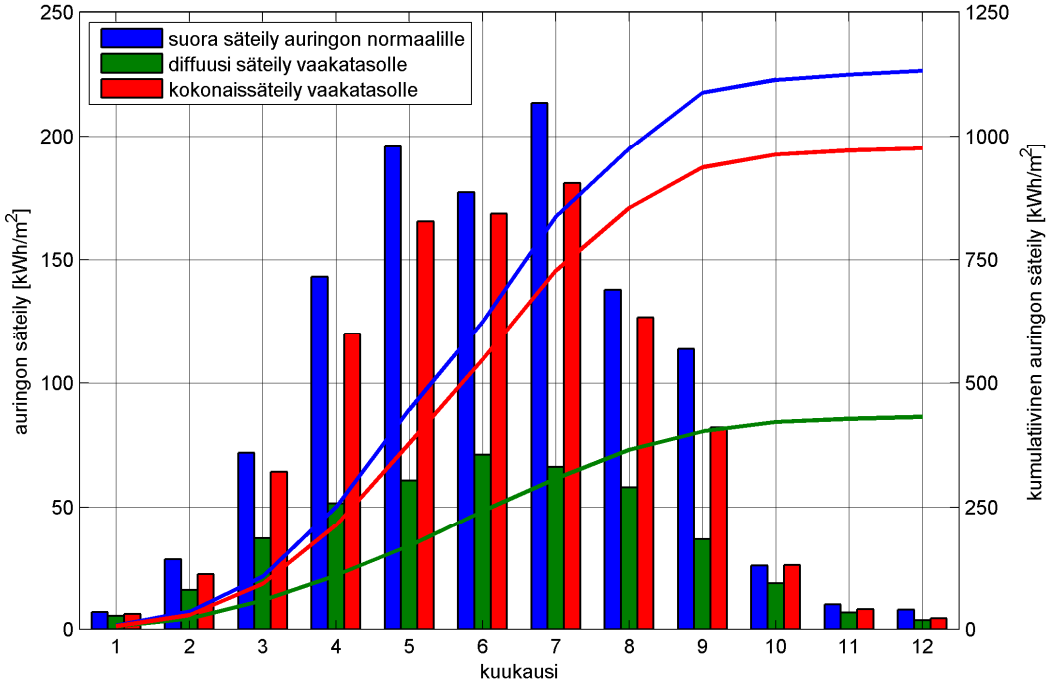
Pientalo on kaukolämmitteinen 130 m^2 vuonna 1960 rakennettu rakennus. Rakennuksen ilmanvaihto on toteutettu lämmöntalteenotolla varustetulla tulo-poistoilmanvaihtokoneella. Rakennuksessa asuu kaksi henkilöä, joista toinen tekee töitä päivisin kotona ja toinen työpaikalla. Rakennuksessa on tyypilliset asunnosta löytyvät sähkölaitteet ja sähkölämmitteinen sauna.

Toimistorakennus on kaukolämmitteinen ja koneellisella ilmanvaihdolla varustettu 2000-luvun alkupuoliskolla rakennettu toimisto-, tutkimus- ja opetuskäytössä oleva rakennus. Rakennuksen ulkopuoliset muodot on esitetty kuvassa 19, josta nähdään myös kaksi mahdollista aluetta, joihin aurinkosähköpaneeleja voidaan asentaa.

Kuva 19. Toimistorakennuksen muoto ja mahdolliset aurinkosähköpaneelien asennusalueet. [43]

4.2 Säätiedot ja auringon säteily

Auringon säteilyn, ulkoilman lämpötilan ja tuulen nopeudet tiedot saadaan testivuoden 2012 tiedoista. Rakennukset sijaitsevat Espoossa, joten lähtötietoina käytetään Vantaan TRY2012 säätietoja. Testivuoden 2012 säätiedot on luotu useamman vuoden kuukausittaisista säätiedoista [44]. Testivuoden 2012 säätiedosto on saatavissa ympäristöministeriön internetsivuilta [45]. Kuvassa 20 on esitetty Vantaan TRY2012 kuukausittaiset auringonsäteilykertymät auringon normaalille ja vaakatasolle neliömetriä kohden.



Kuva 20. Auringon säteily komponenteittain kuukausitasolla sekä kumulatiivinen summa, Vantaa TRY2012. [45]

Auringon atsimuutti- ja zeniittikulmat, γ_s ja θ_z, lasketaan taulukossa 7 esitettyjen arvojen mukaan. Auringon atsimuutti- ja zeniittikulmat lasketaan Suomen normaaliajassa (talviaika) tunnin puolivälissä.

Taulukko 7. SPA:n Matlab-implementaation parametrit.

Nimi	*Muuttuja*	*Arvo*
vuosiluku	t_{year}	2012
kuukausi	t_{month}	1..12
kalenteripäivä	t_{day}	1..31
paikallinen kellonaika, tunti	t_{hour}	0..23
paikallinen kellonaika, minuutti	t_{min}	30
paikallinen kellonaika, sekunti	t_{sec}	0
poikkeama UTC:stä	t_{UTC}	2

4.3 Aurinkosähköjärjestelmä

Aurinkosähkömoduulina tässä työssä on käytetty Solarwatt Blue 60P-tyyppistä paneelia, jonka nimellisteho on 250 Wp [46]. Tämä aurinkosähkömoduuli kuuluu Finnwindin toimittamaan pakettiin [47]. Taulukossa 8 on esitetty moduulin tekniset tiedot.

Taulukko 8. Aurinkosähköpaneeleiden ominaisuudet. [46]

Nimi	*Muuttuja*	*Arvo*
moduulin nimellisteho	W_P	250 Wp
moduulin korkeus	h_{PV}	1,680 m
moduulin leveys	w_{PV}	0,990 m
oikosulkuvirta, referenssi	$I_{sc,ref}$	8,69 A
tyhjäkäyntijännite, referenssi	$V_{oc,ref}$	37,6 V
maksimitehopisteen virta, referenssi	$I_{mp,ref}$	8,28 A
maksimitehopisteen jännite, referenssi	$V_{mp,ref}$	30,2 V
paneelin referenssilämpötila	$T_{c,ref}$	298,15 K (25 °C)
paneelin referenssisäteilyteho	G_{ref}	1000 W/m^2
avoimen piirin jännitteen lämpötilakerroin	$\mu_{V,oc}$	-1,2408e-1 V/K
oikosulkuvirran lämpötilakerroin	$\mu_{I,sc}$	3,476e-3 A/K
sarjaan kytkettyjen kennojen määrä paneelissa	N	60 kpl
pintamateriaalin paksuus	L	0,0032 m

Aurinkosähköpaneelin muut parametrit saadaan selvitettyä paneelin tiedoista, taulukko 9. Kennon materiaali on monikiteinen pii. Optisen ilmamassan kertoimet saadaan taulukosta 1. Pintamateriaalin voidaan olettaa olevan ”veden valkoista lasia”, tästä saadaan heijastuskerroin ilman ja lasin välille sekä vaimennuskerroin lasille [10]. Energiaraon parametrit ovat kennon materiaalista riippuvia [9].

Taulukko 9. Muut kertoimet aurinkosähköpaneelille. [9,10]

Nimi	*Muuttuja*	*Arvo*
optisen ilmamassan kertoimet	a_0	0,918093
	a_1	0,086257
	a_2	-0,024459
	a_3	0,002816
	a_4	-0,000126
materiaalin energiarako referenttitilassa, Si	$E_{g,ref}$	1,121 eV
energiaraon lämpötilakerroin, Si	C	0,0002677 K^{-1}
heijastuskerroin pintamateriaalille	n	1,526
pintamateriaalin vaimennuskerroin	K	4 m^{-1}

Pientalossa aurinkosähköpaneelit oletetaan asennetuksi suoraan katon päälle ja toimistorakennuksessa telineille. Kennon lämpötilan laskennassa käytetyt parametrit saadaan taulukosta 4 ja simuloinnissa käytetyt arvot on esitetty taulukossa 10.

Taulukko 10. Asennustavan vaikutus kennon lämpötilan laskennan parametreihin. [12]

Talotyyppi	*kiinnitystapa*	*a*	*b*	*ΔT [°C]*
Pientalo	eristys takana	-2,81	-0,0455	0
Toimistorakennus	avoin asennus	-3,58	-0,113	3

Aurinkosähköjärjestelmässä olevien muiden laitteiden ominaisuudet on esitetty taulukossa 11. Vaihtomuuntajan toiminta-arvot saadaan Fronius Symo 3.0-3-S tuoteesitteestä [48]. Vaihtomuuntaja sisältää maksimitehopisteseuraajan. Kyseinen vaihtomuuntaja sisältyy Finnwindin toimittamaan aurinkosähköpakettiin. Kaapelointihäviöiden arvioidaan olevan 1 % [34]. Laitteiston kokonaishyötysuhteeksi saadaan $\eta_e = 95{,}1\ \%$.

Taulukko 11. Laitteiston hyötysuhteet.

Järjestelmä	*Muuttuja*	*Arvo*
maksimitehopisteseuraaja [48]	η_{MPPT}	99,9 %
vaihtomuuntaja [48]	$\eta_{inv,EU}$	96,2 %
kaapelointi [34]	η_c	99,0 %

Aurinkosähköjärjestelmän simulointitapaukset tullaan tekemään muuttamalla taulukossa 12 olevia parametreja, jotka liittyvät paneelien suuntaukseen ja määrään.

Taulukko 12. Muuttuvat parametrit.

Nimi	*Muuttuja*	*Arvo*
moduulien lukumäärä rivissä	n_{PV}	muuttuja
moduulirivien lukumäärä	n_{rows}	muuttuja
moduulirivien etäisyys	D	muuttuja
moduulin kallistuskulma vaakatasosta	β	muuttuja
moduulin suuntaus etelästä	γ	muuttuja

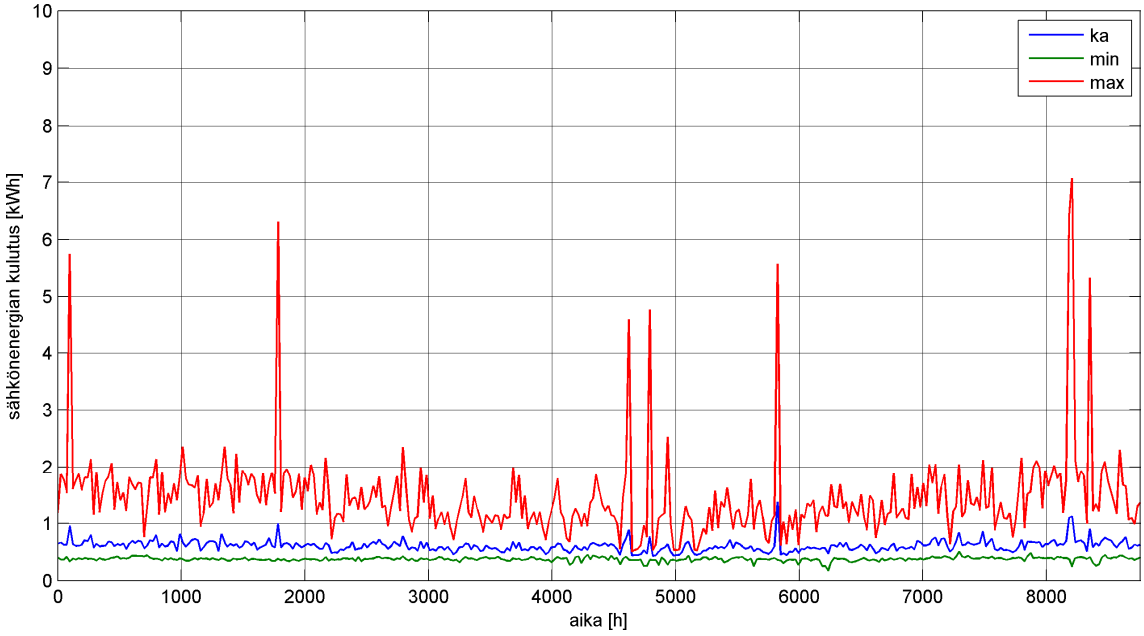
Suomessa on voimassa standardi SFS 2513, Vesikaton kaltevuudet, standardisoidut. Standardissa on esitetty vesikaton kantavan rungon standardisoidut kaltevuudet. Taulukossa 13 on esitetty standardissa olevat kaltevuudet. Kaltevuudet ilmoitetaan suhdelukuna. Suhdeluku ilmaisee katonlappeen korkeuden ja sen vaakasuoran projektion suhteen. Taulukossa on ilmaistu likiarvoiset kaltevuudet eri suhdeluvuille. Taulukon 13 arvoja voidaan käyttää hyödyksi aurinkosähkön tuottoa laskettaessa, jos tiedetään rakennuksen vesikaton suhdeluku. [49]

Taulukko 13. Standardisoidut kattojen kaltevuudet. [49]

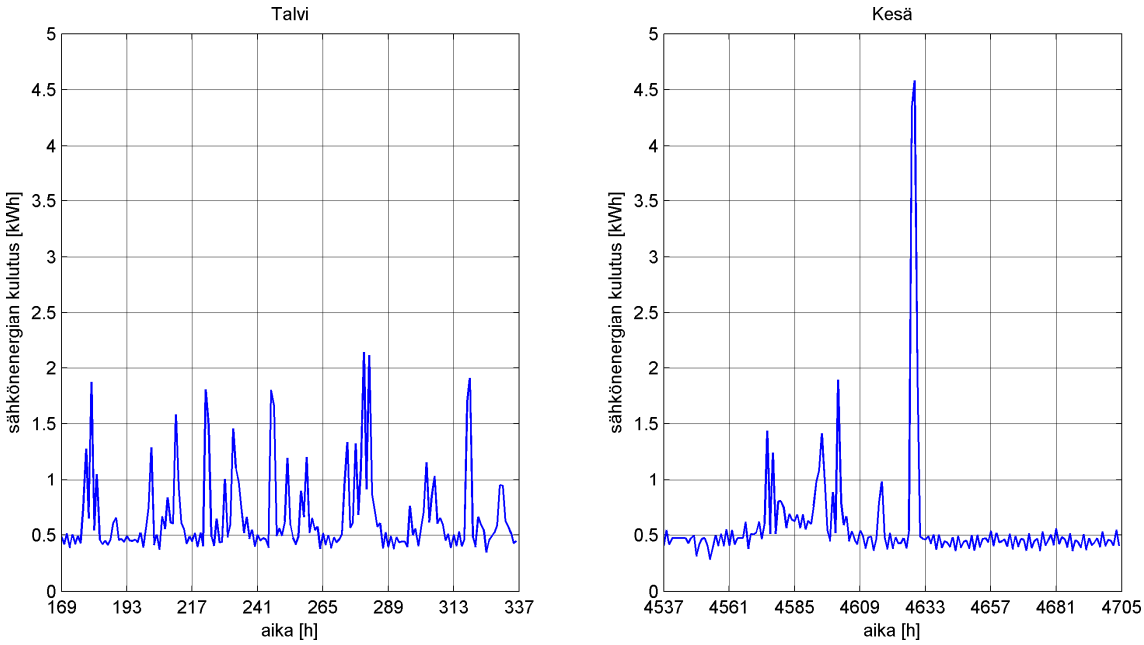
Suhdeluku	*Asteet [°]*	*Suhdeluku*	*Asteet [°]*	*Suhdeluku*	*Asteet [°]*
1:∞	0	1:8	7	1:2	27
1:40	1,5	1:5	11	1:1,5	34
1:16	3,5	1:3	18	1:1	45

4.4 Rakennuksen sähköenergiankulutus

Pientalon sähköenergian kulutuksen profiili on mitattua tietoa. Sähköenergian kulutus on mitattu tunneittain vuonna 2013. Sähköenergian kokonaiskulutus vuonna 2013 oli 5321 kWh. Kuvassa 21 on esitetty pientalon sähköenergian keskimääräinen tuntukulutus vuorokaudessa, sekä vuorokauden minimi ja maksimituntikulutus. Keskikulutus tunnissa koko vuoden ajalta oli 0,61 kWh/h. Kuvassa 22 on esitetty pientalon tunnittaiset kulutukset talvi- ja kesäviikoilla.

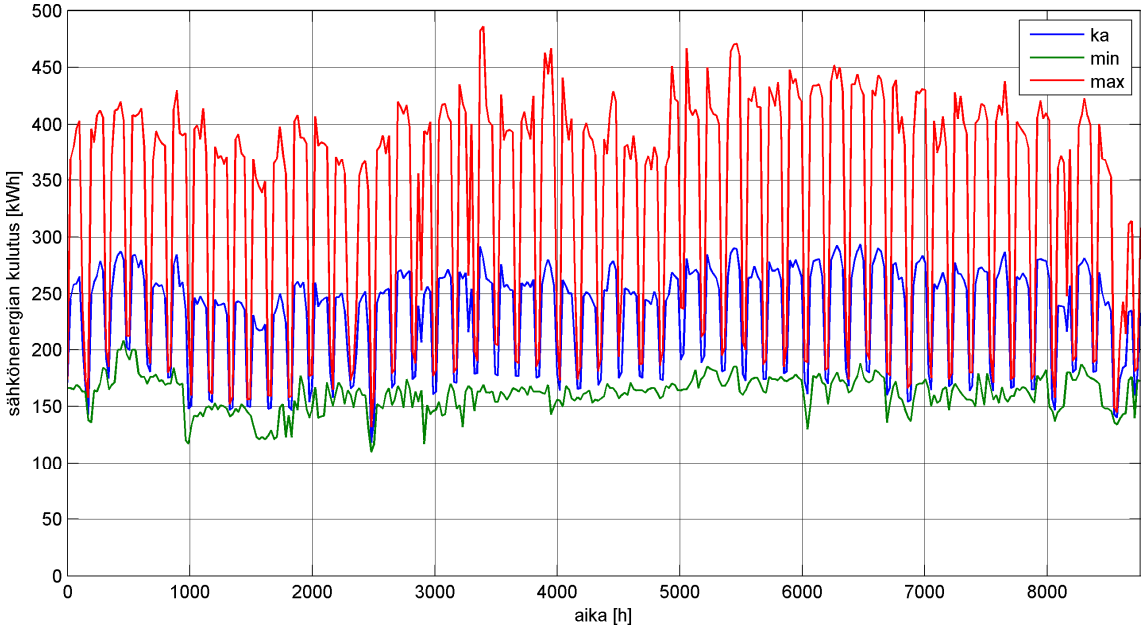


Kuva 21. Pientalon sähköenergian kulutus, päivittäinen keskiarvo, vuorokauden minimikulutus sekä maksimikulutus.

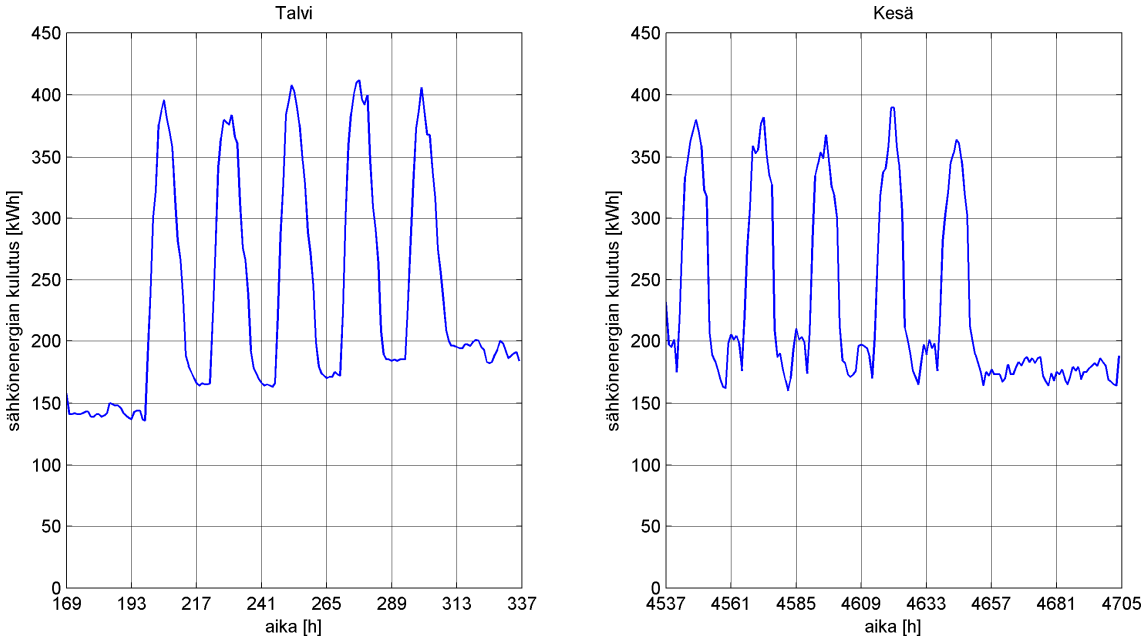


Kuva 22. Pientalon tunnittainen sähköenergian kulutus talvi- ja kesäviikoilla.

Toimistorakennuksen sähköenergian kulutus on mitattu tunneittain vuonna 2012. Kokonaiskulutus ilman karkauspäivää vuonna 2012 oli noin 2037 MWh. Rakennuksen keskimääräinen tuntikulutus oli kyseisenä vuonna 232,6 kWh/h. Kuvassa 23 on esitetty toimistorakennuksen vuorokauden keski-, minimi- ja maksimikulutukset. Kuvassa 24 on esitetty toimistorakennuksen tunnittaiset kulutukset talvi- ja kesäviikoilla.



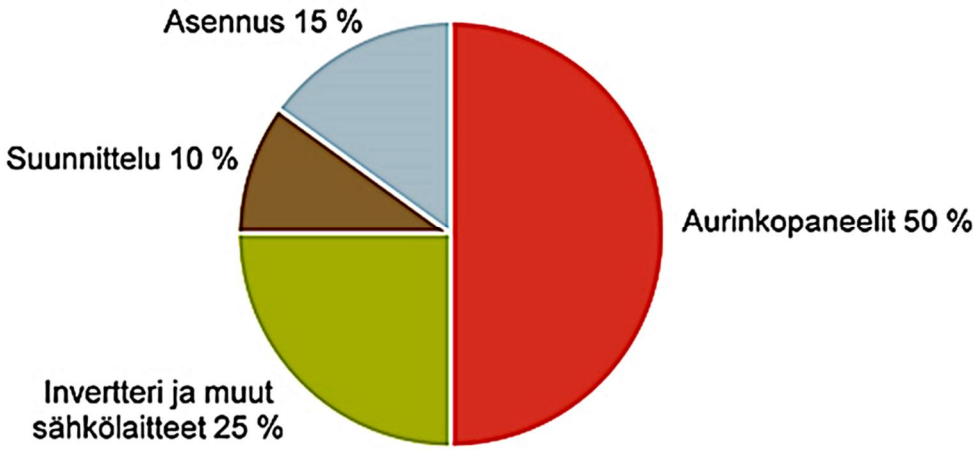
Kuva 23. Toimistorakennuksen sähköenergian kulutus, päivittäinen keskiarvo, vuorokauden minimikulutus sekä maksimikulutus.



Kuva 24. Toimistorakennuksen tunnittainen sähköenergian kulutus talvi- ja kesäviikoilla.

4.5 Aurinkosähköpaneelien investointikustannukset

Motiva on tutkinut pientaloihin asennettuja aurinkosähköjärjestelmien hintoja Suomessa ja globaalisti. Vuoden 2013 lokakuussa pienen mittakaavan verkkoon liitettyjen järjestelmien kokonaiskustannuksen globaali keskiarvo oli noin 1,5 €/W_p (alv. 0 %), kun taas Suomessa asennettujen järjestelmien kokonaishinta vuoden 2013 lopulla oli noin 1,8-4,0 €/W_p (alv. 24 %). Kuvasta 25 nähdään, miten pientaloluokan aurinkosähköjärjestelmän suhteelliset kustannukset karkeasti jakautuvat. [50]



Kuva 25. Aurinkosähköjärjestelmän suuntaa antava hinnan jakautuminen pientalokokoluokassa. [50]

Motivan kanssa samaan hinnan suuruusluokkaan päästään, kun tutkitaan kolmea Suomessa toimivaa aurinkosähköjärjestelmän toimittajaa. Kaksi näistä on energiayhtiöitä ja yksi uusiutuvien energioiden tuottamiseen laitteita myyvä yhtiö. Taulukoissa 14-16 on esitetty eri toimijoiden tarjoamia aurinkosähköjärjestelmien hintatietoja. Hinnat sisältävät arvonlisäveron, joka on 24 % vuonna 2014. Fortum ja Helsingin Energia ovat ilmoittaneet hintatiedoissaan eriteltynä järjestelmän toimituskulut ja asennuskulut. Finnwindin asennuskulut on laskettu kuvan 25 arvion mukaan. Finnwindin asennuskulut sisältävät suunnittelun ja asennuksen, yhteensä 25 % kokonaishinnasta. Kaikkien toimijoiden järjestelmien kokonaiskustannuksen keskiarvoksi saadaan 2,56 €/W_p. [47,51-53]

Taulukko 14. Fortumin hinnat. [51]

Paneelit [kpl]	*Nimelllisteho [kW$_p$]*	*Järjestelmä [€]*	*Asennus [€]*	*Kokonaiskustannus [€]*	*Kokonaiskustanus [€/W$_p$]*
9	2,25	5280	1340	6620	2,94
12	3	6460	1550	8010	2,67
18	4,5	9385	1815	11200	2,49
24	6	10950	3800	14750	2,46
30	7,5	14050	4250	18300	2,44
36	9	16200	4900	21100	2,34

Taulukko 15. Helsingin Energian hinnat. [52]

Paneelit [kpl]	*Nimelllisteho [kW$_p$]*	*Järjestelmä [€]*	*Asennus [€]*	*Kokonaiskustannus [€]*	*Kokonaiskustanus [€/W$_p$]*
4	1	2400	2020	4420	4,42
12	3	5530	2400	7930	2,64
20	5	8710	3050	11760	2,35

Taulukko 16. Finnwindin hinnat. [47,53]

Paneelit [kpl]	*Nimelllisteho [kW$_p$]*	*Järjestelmä [€]*	*Asennus [€]*	*Kokonaiskustannus [€]*	*Kokonaiskustanus [€/W$_p$]*
5	1,25	2570	857	3427	2,74
8	2	3890	1297	5187	2,59
10	2,5	4590	1530	6120	2,45
12	3	5990	1997	7987	2,66
20	5	8290	2763	11053	2,21
24	6	9600	3200	12800	2,13

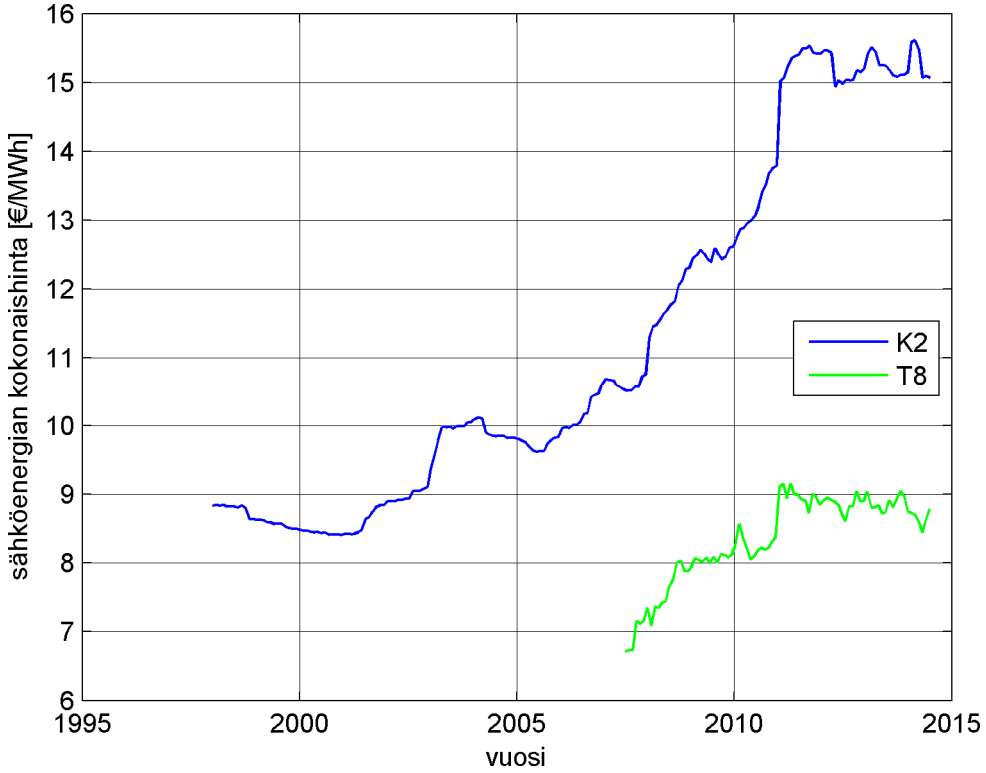
Yksityisten kotitalouksien on mahdollista saada tehdystä työstä kotitalousvähennys. Kotitalousvähennystä ei voi saada uudistuotannosta. Vuonna 2014 työn osuudesta maksettava kotitalousvähennyt on 45 %, josta vähennetään omavastuuosuus 100 €. Kotitalousvähennyksen maksimimäärä vuonna 2014 on 2400 €/henkilö, täten puolisoiden maksimivähennys on 4800 €. Yhden henkilön maksimi kotitalousvähennys saadaan, kun työn osuus investoinnista on 25 % ja investoinnin arvo on 22 200 €. Kotitalousvähennys vähennetään ansio- ja pääomatulojen verosta. Vähennys myönnetään sinä vuonna, jolloin laskut on maksettu. [54]

Yrityksille, kunnille ja yhteisöille voidaan myöntää investointitukea uusiutuvien energioiden edistämistä lisääviin hankkeisiin. Energiatuen määrä vuonna 2015 aurinkosähkön edistämiseksi voi olla korkeintaan 30 % investointikustannuksista. [55]

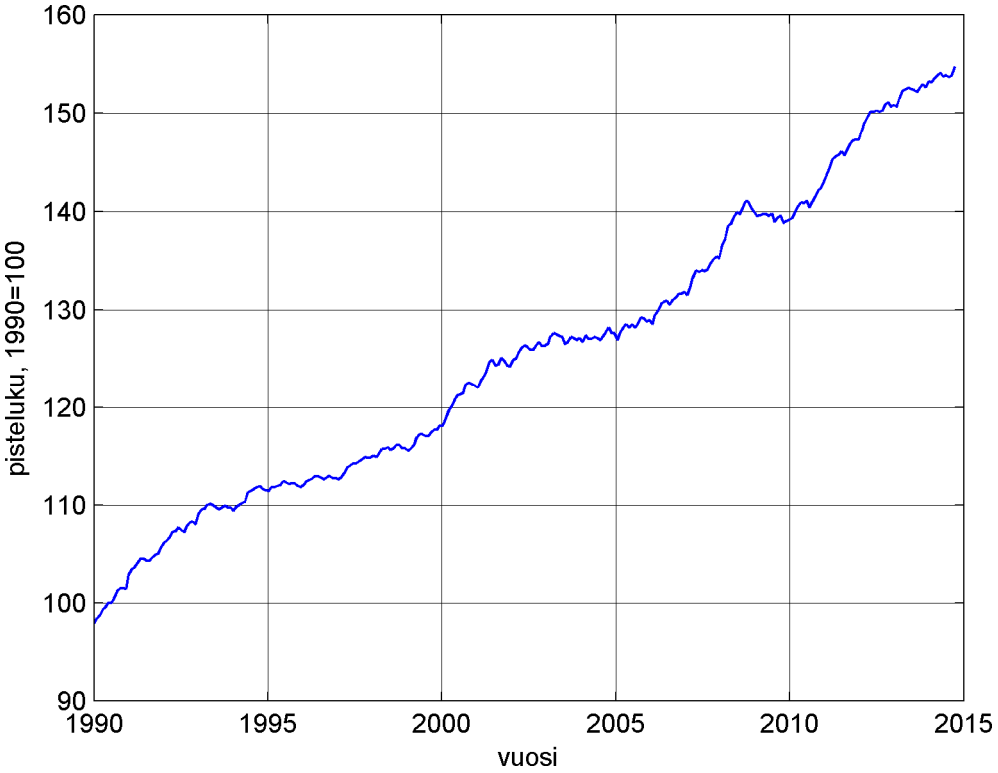
4.6 Sähkön hinnan ja kuluttajahintojen kehitys

Tilastokeskus ylläpitää Suomen virallisia tilastoja. Tilastokeskuksen internetsivuilta on mahdollista saada eri tilastoja. Tässä tutkimuksessa tarvitaan kuluttajahintaindeksiä sekä sähköenergian hinnan kehityksen tilastoja. Kuluttajahintaindeksistä voidaan laskea keskimääräinen inflaatio eri ajanjaksojen aikana. Sähköenergian hinnan tilastoista voidaan määrittää sähköenergian keskimääräinen hinnan nousu eri ajanjaksoille.

Kuvassa 26 on esitetty sähköenergian kokonaishinta kuluttajatyypille K2 1/1998-6/2014 ja T8 1/1998-6/2014 välisenä aikana. Kokonaishinta sisältää sähköenergian, siirtohinnan ja verot. Kuluttajaryhmään K2 kuuluvat pientalot, jotka eivät ole sähkölämmitteisiä, joissa on sähkökiuas, pääsulake on 3x25 A ja sähkön käyttö 5 000 kWh/vuosi. Kuluttajaryhmään T8 kuuluvat yritys- ja yhteisöasiakkaat, joiden vuotuinen sähkönenergiankäyttö on välillä 2000–19999 MWh. Sähkön keskimääräinen hinta vuoden 2014 ensimmäisellä puoliskolla oli hintaryhmässä K2 $h_o = 15{,}32\ c/kWh$ ja hintaryhmässä T8 $h_o = 8{,}65\ c/kWh$. Kuvasta 26 nähdään kuluttajahintaindeksin kehitys ajalla 1/1990-9/2014. Vuoden 1990 kuluttajahintaindeksi pisteluku on 100. [56,57]



Kuva 26. Sähkön hinnan kehitys kuluttajaryhmittäin. [56]



Kuva 27. Kuluttajahintaindeksin muutos ajalla 1/1990 – 9/2014 (1990=100). [57]

Kuluttajahintaindeksin ja sähkön hinnan muutoksesta voidaan laskea sähkön hinnan eskalaatio soveltamalla kaavaa 60. Vuotuinen inflaatio voidaan laskea jollekin aikavälille kuluttajahintaindeksin muutoksesta soveltamalla korkoa korolle yhteyttä ja samoin

voidaan laskea sähkön hinnan prosentuaalinen vuosimuutos. Sähkön hinnan eskalaatio saadaan asettamalla kaavassa 60 nimelliskoron tilalle sähkön hinnan prosentuaalinen vuosimuutos. Aikavälille 6/2009-6/2014 saadaan sähkön hinnan eskalaatioksi kuluttajaryhmälle K2 $e_s = 2{,}03$ % ja T8 $e_s = -0{,}05$ %.

4.7 Sähkön myynti

Suomessa ei ole käytössä aurinkosähkölle syöttötariffia eli takuuhintaa [58], mutta osa sähkönmyyjistä ostaa aurinkosähköllä tuotetun ylijäämä sähkön. Taulukossa 17 on esitetty eri sähköyhtiöiden maksamat hinnat ja muut kulut sähkön myynnille. Kaikki taulukossa olevat yhtiöt maksavat myydystä sähköstä Nord Pool Spot-sähköpörssissä määräytyneen tuntihinnan mukaan ja osa yhtiöistä vähentää spot-hinnasta käsittelykulun [59-61]. Vuonna 2014 Nord Pool Spot hinta Suomen alueella oli keskimäärin 36,02±0,24 (95 %) €/MWh ja huippuaikana klo 08-20 40,64±0,37 (95 %) €/MWh [62]. Keskimääräinen vuotuinen hinta, jonka sähkön myynnistä voi saada, on 3,42 c/kWh ja huippuaikana laskettuna 3,88 c/kWh.

Taulukko 17. Sähkön myynti verkkoon. [59-61]

Yhtiö	*Hinta*	*Kulut [c/kWh]*	*Muut kulut [€/kk]*
Fortum	FI Spot	0,24	0
Helen	FI Spot	0,00	0
Vantaan Energia	FI Spot	0,30	0

4.8 Kustannuslaskennan parametrit

Elinkaarikustannuksista lasketaan säästetyn sähköenergian hinta ja takaisinmaksuaika käyttämällä taulukossa 18 esitettyjä arvoja pientalolle ja toimistorakennukselle. Reaalikorko määräytyy energiatehokkuusdirektiivin pohjalta [4]. Energiatehokkuusdirektiivin soveltamisohjeesta on valittu laskennassa käytettävät arvot pientalolle [63]. Toimistorakennuksen peruslaskelmissa käytetty laskentakorko on vähän korkeampi. Laskenta-ajan maksimipituus määräytyy paneelin takuuajasta [46]. Järjestelmän tuoton aleneminen saadaan taulukosta 3 [28]. Muut parametrit on kerätty tässä luvussa olevasta tiedoista.

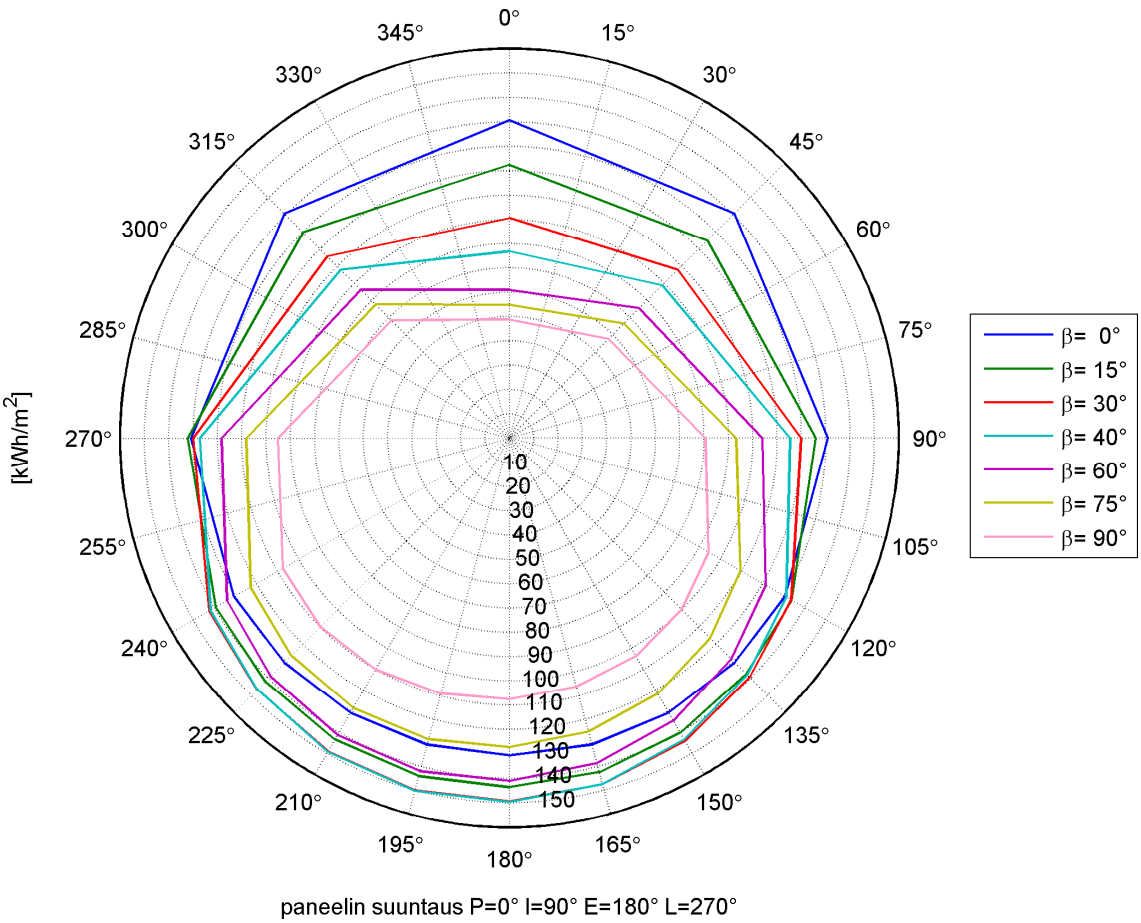
Taulukko 18. Kustannuslaskennan parametrit.

Nimi	*Muuttuja*	*Yks.*	*Pientalo*	*Toimisto*
reaalikorko	R_R	[%]	0,0; **3,0**; 7,0	3,0; **5,0**; 7,0
sähköenergian hinnan eskalaatio [56,57]	e_e	[%]	0,0; **2,0**; 4,0	-2,0; **0,0**; 2,0
laskenta-aika [46]	n	[a]	15, 20, **25**	15, 20, **25**
investointikustannus [47,50-53]	$C_{I,Wp}$	[€/Wp]	2,0; **2,6**; 3,0	1,6; **1,8;** 2,0
työn osuus investoinnista [50]	$n_{CI,w}$	[%]	25	0
sähkön markkinahinta [56]	h_o	[c/kWh]	15,3	8,7
myytävän energian hinta [59-61]	h_m	[c/kWh]	**0,0**; 3,9; 7,8	0,0
maksimi ktv per hlö [54]	$h_{r,max}$	[€]	2400	0
kotitalousvähennyksen omavastuu [54]	$h_{r,ed}$	[€]	100	0
aikuisia kotitaloudessa	n_{ad}	[hlö]	0, 1	0
ktv:n osuus työstä [54]	h_{lcr}	[%]	45	0
järj. tuoton aleneminen [28]	d	[%]	0,60	0,60
energiatuki investointiin [55]	t_e	[%]	0	0; 30

5 Tulokset

5.1 Sähköenergian tuotto

Aurinkosähköpaneelin nettotuotto neliömetrille vuodessa, suuntauksesta γ ja kallistuksesta β riippuvana, on esitetty kuvassa 28. Kuvan 28 tuotot on laskettu käyttäen pientalon asennustapaa (taulukko 10). Aurinkosähköpaneelin vuosituotto on parhaimmillaan paneelien ollessa suunnattuna etelä-lounaslinjalle ja kallistuksen ollessa 15° – 60°. Vuosituotto vaihtelee tällöin noin 140 – 150 kWh/(m^2 a) välillä. Kuvasta 28 nähdään se, että vuosituoton osalta etelään suunnatuilla paneeleilla ei ole juurikaan merkitystä sillä, mihin kallistuskulmaan paneelit on asennettu. Maksimivuosituotto, 150,3 kWh/(m^{2}a), saadaan paneelien suuntauksen ollessa $\gamma = 15°$ ja $\beta = 40°$. Taulukossa 19 on esitetty vuosituotot numeroarvoina.

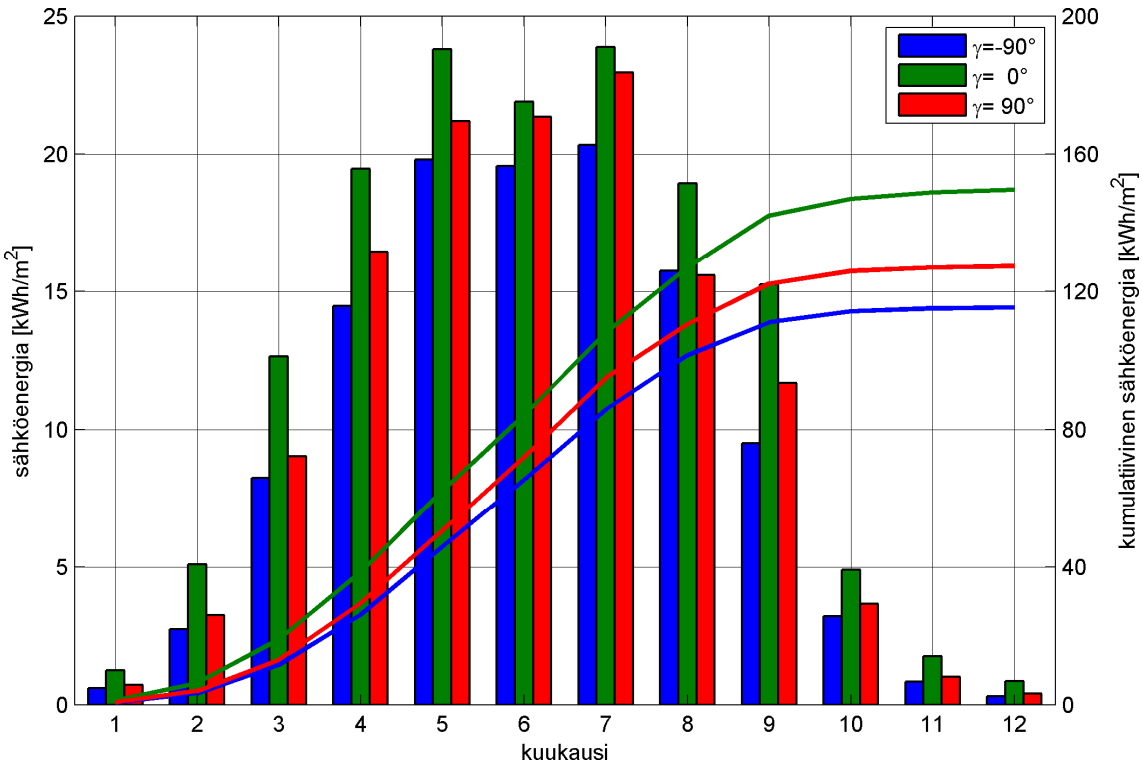


Kuva 28. Suuntauksen vaikutus SolarWatt Blue 60P 250 Wp -paneelin vuosituottoon.

Taulukko 19. Suuntauksen vaikutus Solarwatt 250 Wp –paneelin vuosituottoon [kWh/m^2].

Ilmansuunta		0	45	90	120	135	150	165	180	195	210	225	240	270	315
γ		-180	-135	-90	-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	90	135
β	0	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8	130,8
	15	112,5	114,9	125,9	134,0	137,5	140,4	142,5	143,7	144,1	143,5	141,9	139,4	132,2	119,8
	30	90,6	97,9	119,8	133,7	139,5	144,2	147,6	149,6	150,1	149,1	146,6	142,5	129,9	105,7
	40	76,8	88,8	115,3	131,4	138,1	143,5	147,4	149,6	150,3	149,3	146,5	141,8	127,2	97,9
	45	71,0	85,0	112,8	129,6	136,6	142,3	146,3	148,5	149,3	148,3	145,5	140,7	125,5	94,7
	60	61,0	75,5	104,0	121,5	128,9	134,6	138,7	141,1	141,9	141,3	138,8	134,0	118,3	86,2
	75	54,7	66,5	93,2	109,6	116,6	121,8	125,2	127,4	128,4	128,4	126,7	122,8	108,1	77,7
	90	48,7	57,6	80,6	94,5	99,9	103,8	106,1	107,7	109,0	110,1	109,9	107,5	95,1	68,5

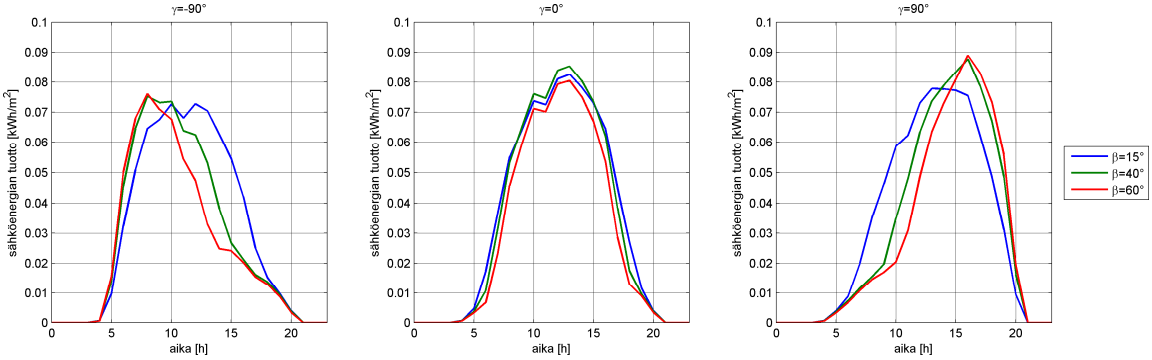
Eri kuukausien tuotto paneelineliömetrille, paneelien ollessa suunnattuna itään $\gamma = -90°$, etelään $\gamma = 0°$ tai länteen $\gamma = 90°$ ja kallistuksen ollessa $\beta = 40°$, voidaan nähdä kuvasta 29. Etelään suunnattu paneeli tuottaa sähköenergiaa vuodessa 149,6 kWh/(m^2 a), itään suunnattu 115,3 kWh/(m^2 a) ja länteen suunnattu 127,2 kWh/(m^2 a).



Kuva 29. SolarWatt Blue 60P 250 Wp -paneelin kuukausittainen tuotto neliömetrille suuntauksesta riippuvana sekä kumulatiivinen tuotto ($\beta = 40°$).

Kuvassa 30 on esitetty tarkemmin suuntauksen ja kallistuksen vaikutus aurinkosähkötuoton päiväprofiiliin. Kuvan 30 tuntituotot ovat heinäkuun tunnittaiset keskiarvot. Suuntauksella on merkitystä siinä, mihin kellonaikaan tuotto on parhaimmillaan. Kuvasta 30 nähdään se, että suuntaus on vaikuttava tekijä siinä, mihin aikaan aurinkosähköpaneelin tuotto on parhaimmillaan. Itään suunnatut paneelit tuottavat sähköä enemmän aamupäivällä, kun taas länteen suunnatut paneelit tuottavat sähköä iltapäivällä. Etelään suunnatuilla paneeleilla tuottoprofiilin ei juuri vaikuta se, mihin kallistuskulmaan paneelit on asennettu. Itään ja länteen suunnatuilla paneeleilla kallistuskulmalla on enem-

män merkitystä tuottoprofiiliin. Lähempänä vaakatasoa olevat paneelit tuottavat sähköenergiaa tasaisemmin ympäri vuorokauden.



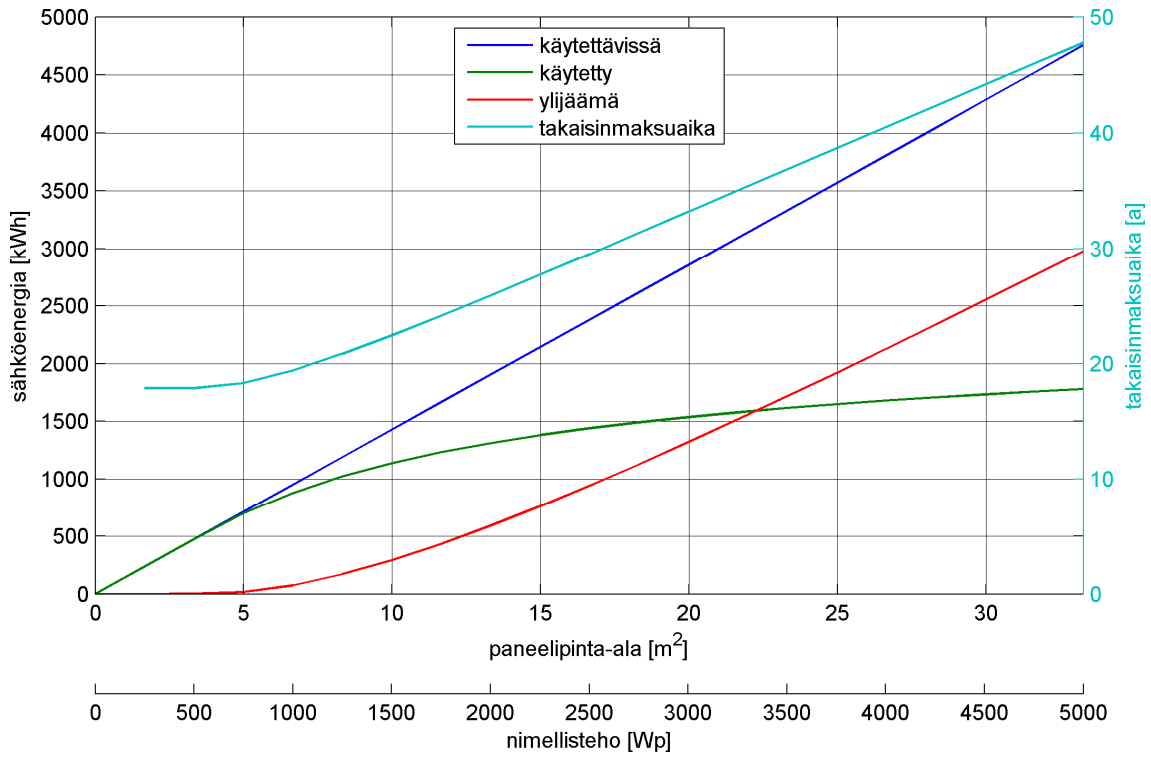
Kuva 30. Kallistuksen ja suuntauksen vaikutus tuoton suhteelliseen profiiliin heinäkuussa (tunnittaiset arvot ovat kuukauden keskiarvot).

5.2 Sähköenergian tuotto, kulutus ja ylijäämä pientalossa

Pientaloon asennetun aurinkosähköjärjestelmän sähköntuotto määräytyy sen mukaan, kuinka paljon ja millaisia aurinkosähköpaneeleja järjestelmään on asennettu, miten paneelit on asennettu ja suunnattu, millainen säteilymäärä paneelille osuu ja millainen on muiden laitteiden hyötysuhteet. Aurinkosähköjärjestelmän sähköntuotto myös heikkenee vuosien mittaan.

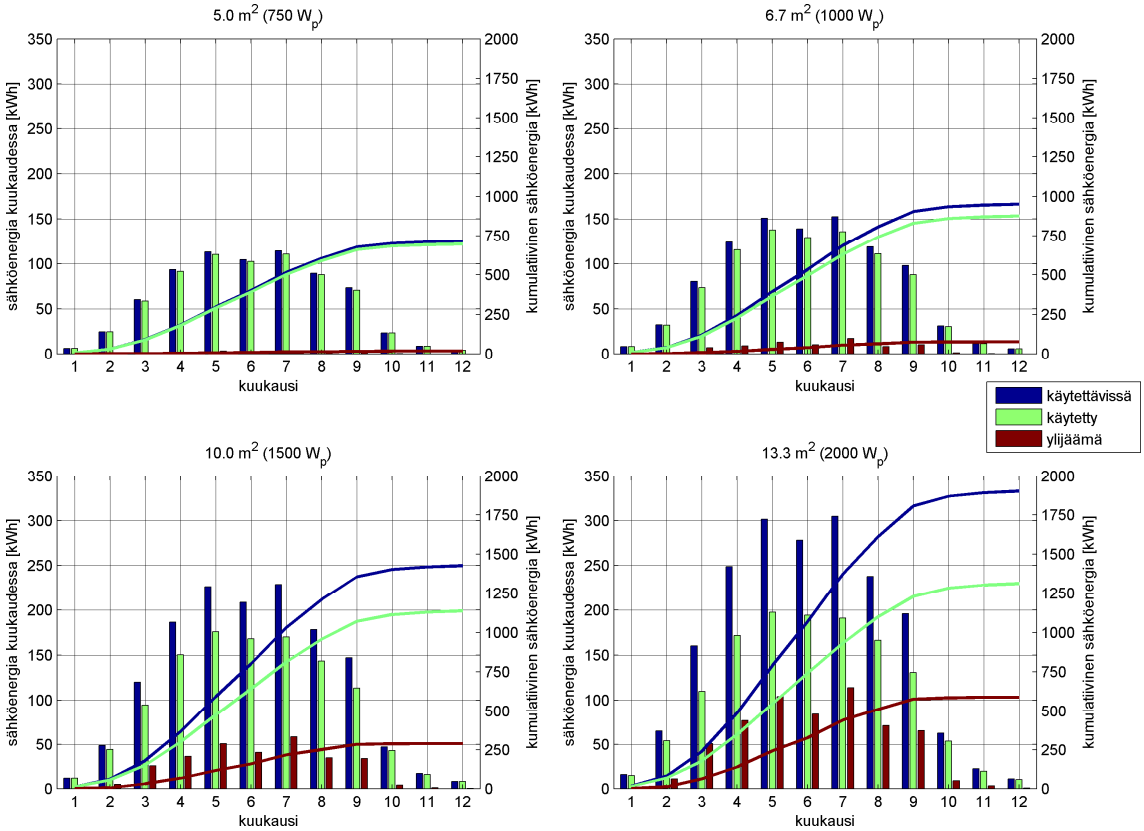
Pientaloa koskevissa tuloksissa käsitellään ensisijaisesti järjestelmää, jonka suuntaus on etelästä länteen γ=15° ja kallistettu vaakatasosta kulmaan β=40°. Tämä valinta on tehty sillä perusteella, että kyseisellä suuntauksella ja kallistuksella vuosituotto neliömetrille on suurin.

Kuvassa 31 on esitetty paneelipinta-alan funktiona se, kuinka paljon järjestelmä tuottaa sähköä, kuinka paljon tästä tuotetusta sähköstä voidaan käyttää hyödyksi ja paljonko ylimääräistä sähköenergiaa jää jäljelle. Kuvasta 31 nähdään se, että tarkasteltavana oleva pientalo voi käyttää lähes kaiken tuotetun aurinkosähköenergian paneelipinta-alan ollessa alle 5 m^2 (750 Wp). Lisäneliömetreillä tuotetusta aurinkosähköstä saatava hyöty ei ole enää lineaarinen, kuitenkin lisäneliöillä tuotettua sähköenergiaa voidaan käyttää osittain hyödyksi. Ylimääräinen sähköenergia voidaan joko hylätä tai myydä sähköverkkoon, jos sellaista mahdollisuutta sähköyhtiö tarjoaa.



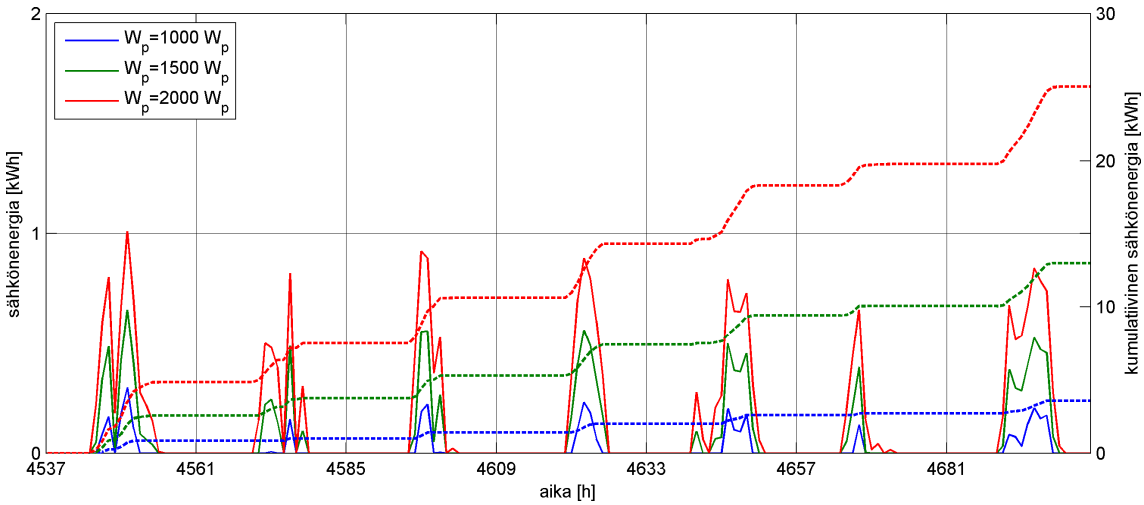
Kuva 31. Aurinkosähköjärjestelmän tuotto (sis. häviöt), kulutus ja ylijäämä vuositasolla pientalossa paneelipinta-alan tai nimellistehon funktiona ($\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$), sekä yksinkertainen takaisinmaksuaika.

Tarkastellaan tarkemmin kuulakausittaisia tuottoja. Kuvassa 32 on esitetty aurinkosähköjärjestelmän kuukausittaiset tuotot (häviöt mukana), kulutukset ja ylijäämät sekä näiden kumulatiiviset summat 750–2000 Wp nimellistehoisille aurinkosähköjärjestelmille paneelien suuntauksen ollessa γ=15° ja kallistuskulman ollessa β=40°. Kuten kuvasta 32 nähdään, nimellistehon ollessa 750, Wp ei juurikaan tuoteta ylimääräistä sähköä. Lisäämällä paneelipinta-alaa nähdään se, että näiden paneelien tuottamasta sähköenergiasta ei voida enää käyttää kaikkea hyödyksi. Kuvasta 32 voidaan myös nähdä se, että suurin osa ylimääräisestä sähköenergiasta tuotetaan maalis-syyskuussa, vertaa kuva 20.



Kuva 32. Paneelipinta-alan (nimellistehon) vaikutus kuukausittaiseen sähköenergian tuottoon (sis. häviöt), käyttöön ja ylijäämään ($\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$).

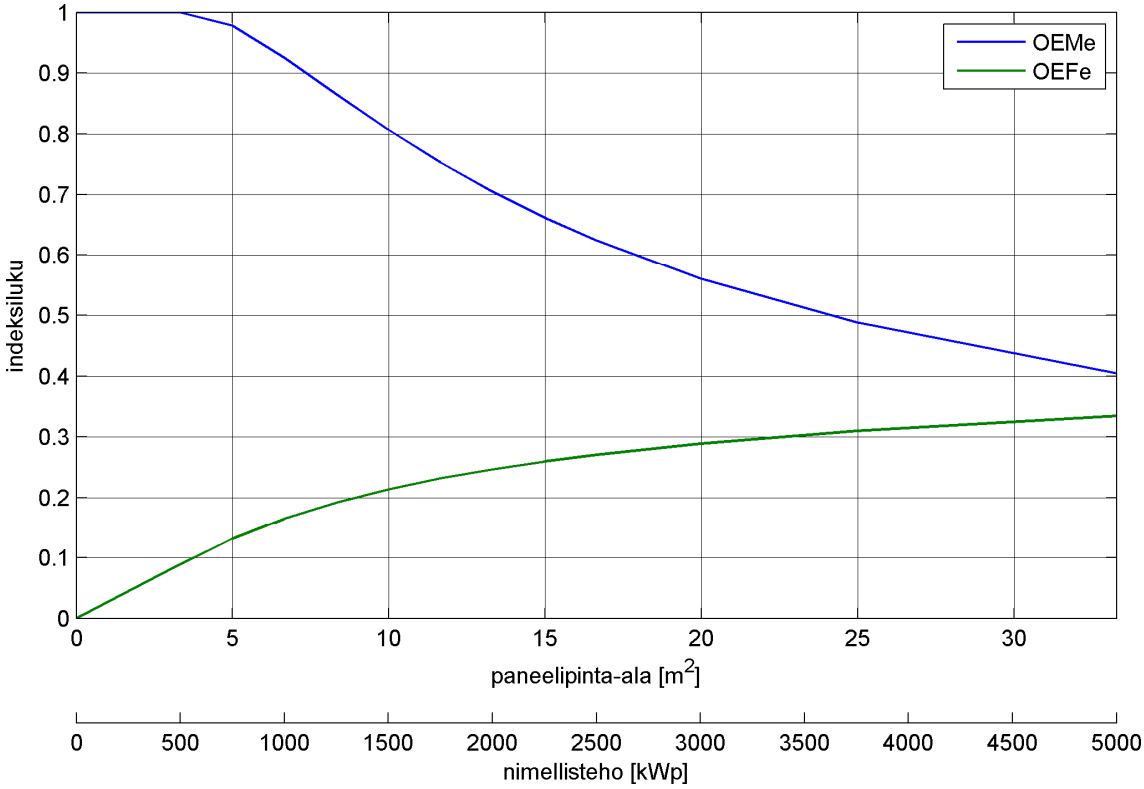
Kuvassa 33 on käsitelty tarkemmin aurinkosähköjärjestelmän tuottamaa ylijäämää sekä kumulatiiviista ylijäämä kolmella eri nimellistehoilla kesäaikana. Kuva 33 kertoo hyvin sen, mistä syystä aurinkosähköjärjestelmää ei kannata ylimitoittaa. Aurinkosähköpaneelien sopiva määrä rakennuksessa riippuu rakennuksen sähkönkulutuksesta ja laitteiston nimellistehosta.



Kuva 33. Aurinkosähköjärjestelmän ylijäämä ja kumulatiivinen ylijäämä kesäviikkona.

Kuvassa 34 on esitetty pientalon OEMe- ja OEFe-indeksiluvut paneelipinta-alan funktiona paneelien suuntauksen ollessa $\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$. Kuvasta 34 voidaan nähdä kuvan 33 esittämä asia vuositasolla. OEFe-kuvaajasta voidaan nähdä se, että 10 % tuo-

tetusta ja kulutetusta sähköenergiasta voidaan tuottaa noin 4 m^2 aurinkosähköpaneelia, 20 % noin 9 m^2 ja 30 % tarvitaan jo noin 22 m^2 aurinkosähköpaneelia, eli kaksinkertaistamalla uusiutuvan sähköenergian osuus 10 %:sta 20 %:iin tarvitaan paneelia 2,25 kertainen määrä ja kolminkertaistamalla aurinkosähkön osuus 30 %:iin tarvitaan paneelia jo 5,5 kertainen määrä. Tuotetun aurinkosähkön hyödynnettävyys vähenee tässä tapauksessa hyvin nopeasti tietyn pisteen jälkeen. OEMe-kuvaajasta voidaan nähdä se, kuinka paljon tuotetusta aurinkosähköstä kulutetaan tarkasteltavassa rakennuksessa. Tuotettaessa 10 % rakennuksen tarpeesta aurinkosähköllä, kaikki tuotettu aurinkosähkö voidaan käyttää hyväksi rakennuksessa, 20 % kohdalla 85 % voidaan käyttää hyväksi ja 30 % kohdalla vain vähän yli puolet voidaan käyttää hyväksi.



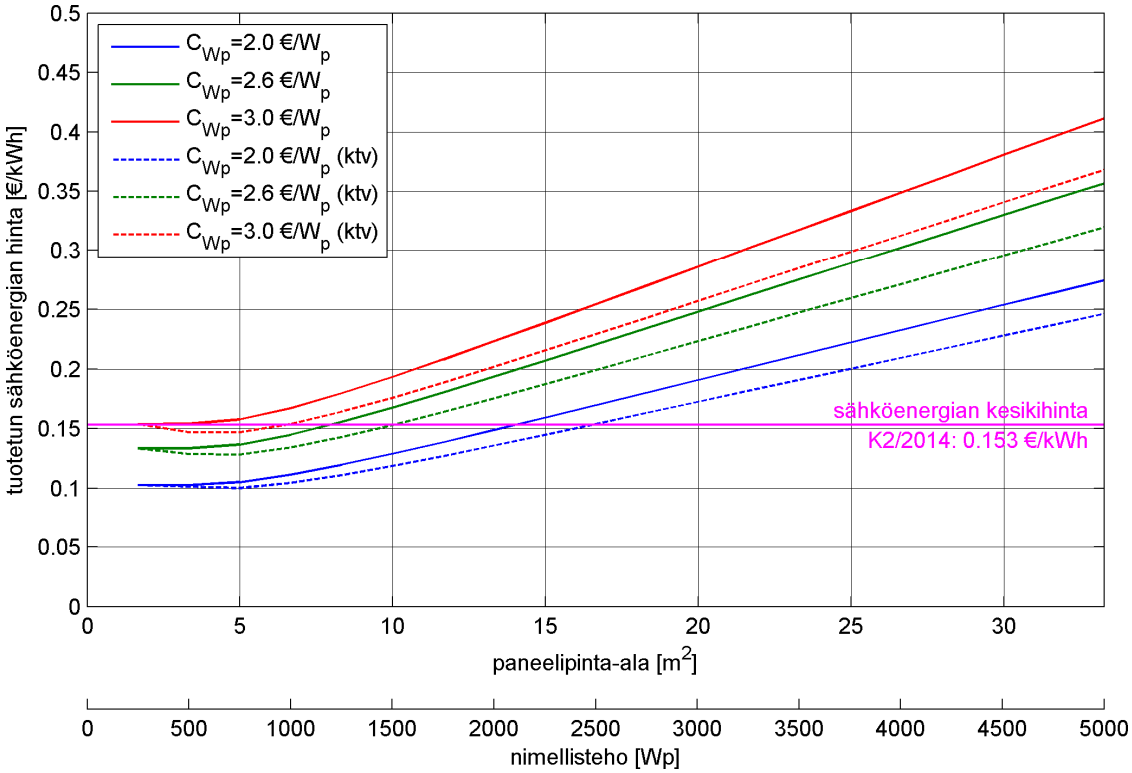
Kuva 34. Indeksilukujen OEMe ja OEFe muutos pientalossa paneelipinta-alan funktiona ($\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$).

5.3 Kustannukset ja kannattavuus pientalossa

Kustannukset pientaloon on laskettu paneelien suuntauksen ollessa γ=15° ja kallistuskulman ollessa β=40°. Yksinkertainen takaisinmaksuaika pientaloon asennetulla aurinkosähköjärjestelmällä on esitetty kuvassa 31, ja se lasketaan kaavalla 67. Takaisinmaksuaika on laskettu investointikustannuksen ollessa 2,6 €/Wp. Takaisinmaksuaika on 18 vuotta tai enemmän, riippuen järjestelmän koosta. Takaisinmaksuajan ollessa 25 vuotta voidaan rakennukseen asentaa noin 12,5 m^2 aurinkosähköpaneeleja, jolloin aurinkosähköjärjestelmä kattaa noin 24 % kokonaissähköenergian kulutuksesta.

Tarkemmin tutkittaessa kustannuksia ja kannattavuutta, on laskennassa mukana useampi eri parametri. Aluksi tutkitaan eri alkuinvestointikustannusten vaikutusta säästetyn energian hintaan, reaalikoron ollessa 3,00 %, sähkön hinnan eskalaation ollessa 2,00 %, tarkasteluajanjakson ollessa 25 vuotta sekä olettamalla, että ylijäämä sähköstä ei saada

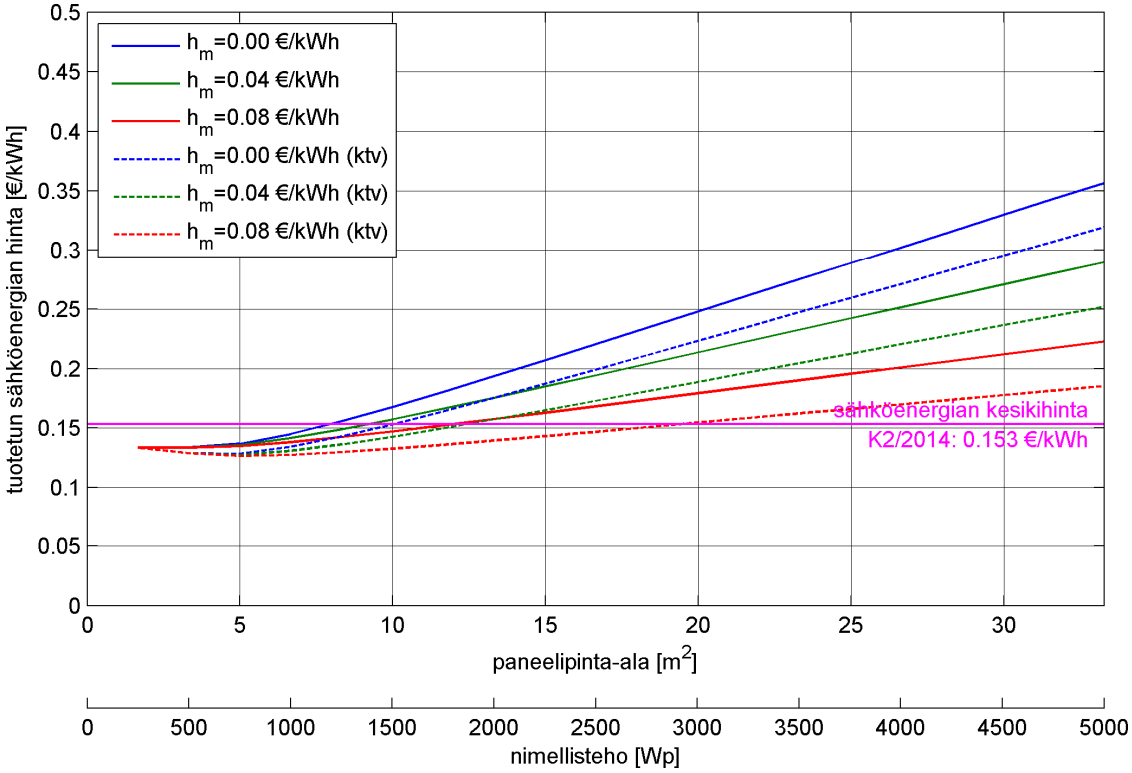
rahallista korvausta. Tuotetun sähköenergian hinta eri investointikustannuksilla pientalossa suhteessa paneelipinta-alaan ja nimellistehoon on esitetty kuvassa 35. Kuvassa 35 on esitetty liilalla keskimääräinen sähkön hinta pientalossa kuluttajaryhmässä K2 vuonna 2014 (0,153 €/kWh), katkoviivalla on esitetty säästetyn energian hinta kotitalousvähennyksellä ja yhtenäisellä viivalla ilman kotitalousvähennystä.



Kuva 35. Investointikustannusten vaikutus tuotetun sähköenergian hintaan ilman kotitalousvähennystä ja sen kanssa (ktv) ($R_R = 3,00$ %, $e_e = 2,00$ %, $n = 25\ a$, $h_m = 0,00$ €$/kWh$, $\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$).

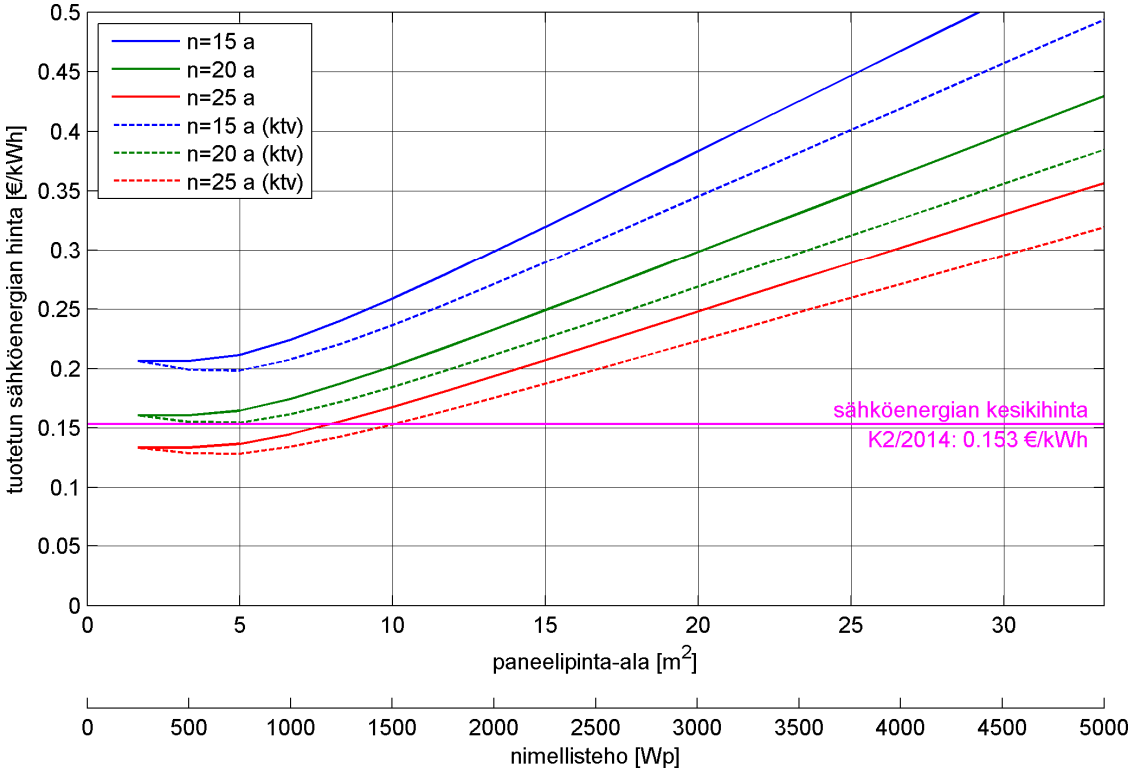
Kuten kuvasta 35 nähdään, investointikustannukset vaikuttavat merkittävästi siihen, kuinka paljon aurinkosähköpaneeleita voidaan pientaloon asentaa, että investointi olisi vielä kannattava. Investointikustannusten ollessa 2,6 €/Wp aurinkosähköpaneelia voidaan asentaa rakennukseen noin 8 m^2 (vastaa noin 5 paneelia), jos kotitalousvähennystä ei oteta huomioon. Kotitalousvähennyksen kanssa voidaan aurinkosähköpaneeleja asentaa 10 m^2 (vastaa 6 paneelia). Tämä tarkoittaa, että noin 20 % käytetystä sähköenergiasta, kuva 34, voidaan tuottaa kannattavasti käyttäen aurinkosähköjärjestelmää ja järjestelmän kokonaistuotosta voidaan hyödyntää 80–90 %. Jos järjestelmän investointikustannukset olisivat vain 2,0 €/Wp, voitaisiin aurinkosähköpaneeleja asentaa noin 15 m^2, tällöin aurinkosähköä voitaisiin hyödyntää rakennuksen kokonaiskulutuksesta kuitenkin vain noin 26 %.

Myymällä sähköä verkkoon, voidaan investoinnin kannattavuutta jonkin verran parantaa, kuva 36. Kuvassa 36 on esitetty tuotetun sähköenergian hinta erisuuruisilla myytävästä sähköenergiasta saatavilla tuotoilla. Ilman kotitalousvähennystä, ylijäämäsähkön myyntituotto ei vaikuta merkitsevästi investoinnin kannattavuuteen. Kotitalousvähennyksen kanssa ylijäämäsähkön myynnillä voidaan jonkin verran kuitenkin parantaa kannattavuutta. Jos sähköstä saataisiin markkinahintaa parempi korvaus, parantuisi kannattavuus huomattavasti enemmän, tällöin jopa 30 % rakennuksen kokonaiskulutuksesta voitaisiin kattaa aurinkosähköllä.

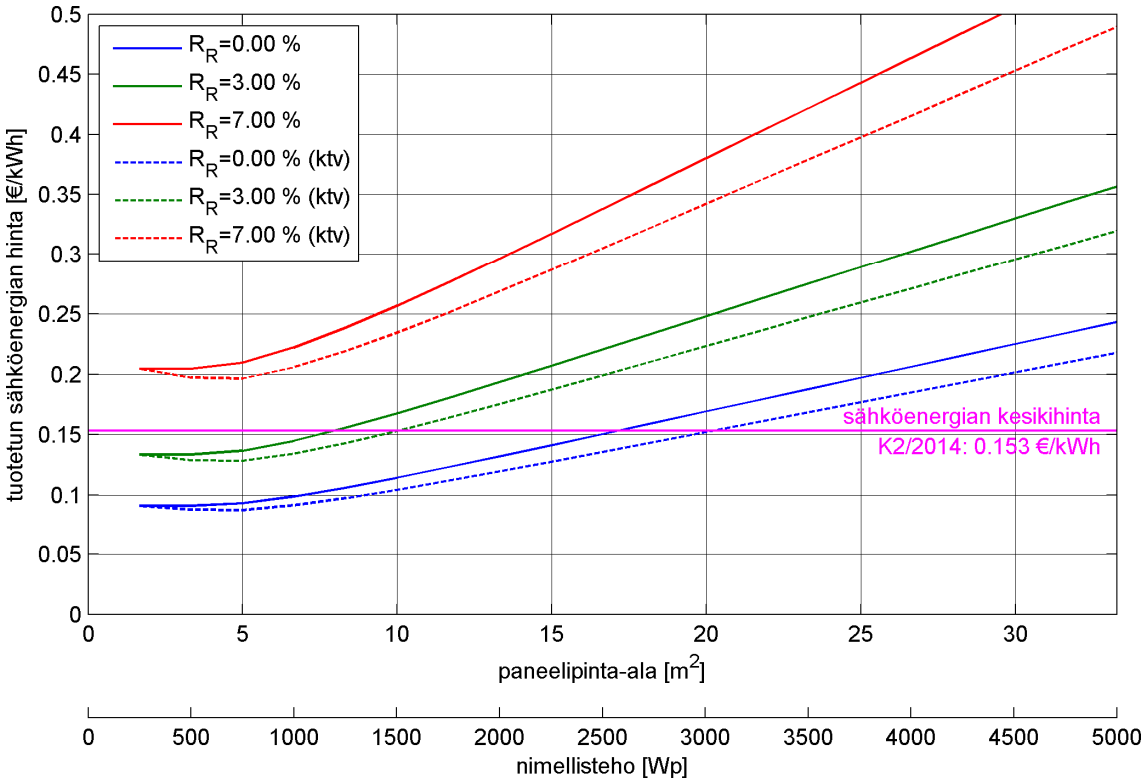


Kuva 36. Ylijäämäsähkön myynnin vaikutus tuotetun sähköenergian hintaan ilman kotitalousvähennystä ja sen kanssa ($R_R = 3,00$ %, $e_e = 2,00$ %, $n = 25$ a, $C_{Wp} = 2,6$ €$/W_p$, $\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$).

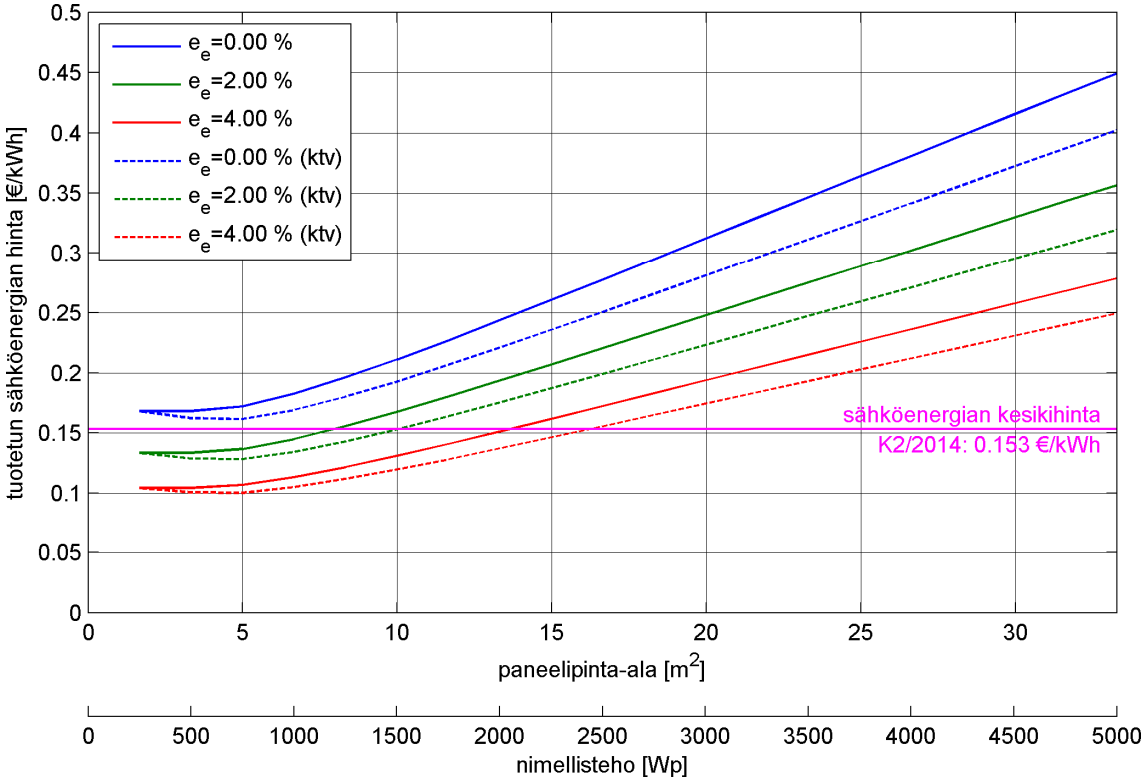
Tarkastellaan vielä muita tekijöitä tuotetun sähköenergian hintaan. Kuvissa 37–39 on esitetty tarkasteluajanjakson, reaalikoron sekä sähkön hinnan eskalaation vaikutusta tuotetun sähköenergian hintaan pientalossa. Kuvasta 37 nähdään miten tarkasteluajanjakso vaikuttaa tuotetun sähköenergian hintaan. Lyhyempi tarkasteluajanjakso heikentää investoinnin kannattavuutta, mutta kuitenkin vielä 20 vuoden tarkasteluajanjaksolla päästään lähes kannattavaan investointiin. Laskennassa käytettävällä reaalikorolla, kuva 38, on suuri vaikutus tuotetun sähköenergian hintaan. Reaalikoron ollessa 7,0 % investointi ei kuitenkaan enää ole kannattava. Sähkön hinnan eskalaatiolla, kuva 39, ei ole niin suurta merkitystä tuotetun sähköenergian hintaan. Jos sähkön hinta kuitenkin nousisi nykyistä muutosnopeutta nopeammin, investointi kannattaisi vieläkin paremmin.



Kuva 37. Tarkasteluajanjakson pituuden vaikutus tuotetun sähköenergian hintaan ilman kotitalousvähennystä ja sen kanssa ($R_R = 3,00$ %, $e_e = 2,00$ %, $h_m = 0,00$ €$/kWh$, $C_{Wp} = 2,6$ €$/W_p$, $\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$).



Kuva 38. Reaalikoron vaikutus tuotetun sähköenergian hintaan ilman kotitalousvähennystä ja sen kanssa ($e_e = 2,00$ %, $n = 25$ a, $h_m = 0,00$ €$/kWh$, $C_{Wp} = 2,6$ €$/W_p$, $\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$).



Kuva 39. Sähköenergian hinnan eskalaation vaikutus tuotetun sähköenergian hintaan ilman kotitalousvähennystä ja sen kanssa ($R_R = 3,00$ %, $n = 25\ a$, $h_m = 0,00$ €$/kWh$, $C_{Wp} = 2,6$ €$/W_p$, $\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$).

5.4 Sähköenergian tuotto, kulutus ja ylijäämä toimistorakennuksessa

Toimistorakennuksessa on kaksi erillistä aluetta, jotka nähdään kuvassa 19, joihin voidaan asentaa aurinkosähköpaneeleja. Rakennus suuntautuu noin 15° etelästä länteen, joten aurinkosähköpaneeleiden suuntauksena käytetään $\gamma = 15°$ ja kallistuksena $\beta = 40°$. Toimistorakennuksen sähköntuottoa tarkastellaan paneelien ollessa kolmen tai viiden metrin päässä toisistaan. Taukukossa 20 on esitetty alueiden koot ja sinne asennettavat paneelien maksimimäärät rivien etäisyyden mukaan.

Taulukko 20. Toimistorakennuksen maksimi paneelipinta-ala eri rivietäisyyksillä.

Rivien etäisyys, D [m]	*Alue [m x m]*	*Rivien lkm.*	*Maksimi paneelipinta-ala [m²]*
3	100 x 14	1+4	832
3	50 x 20	1+6	582
			Yht. 1414
5	100 x 14	1+2	499
5	50 x 20	1+4	416
			Yht. 915

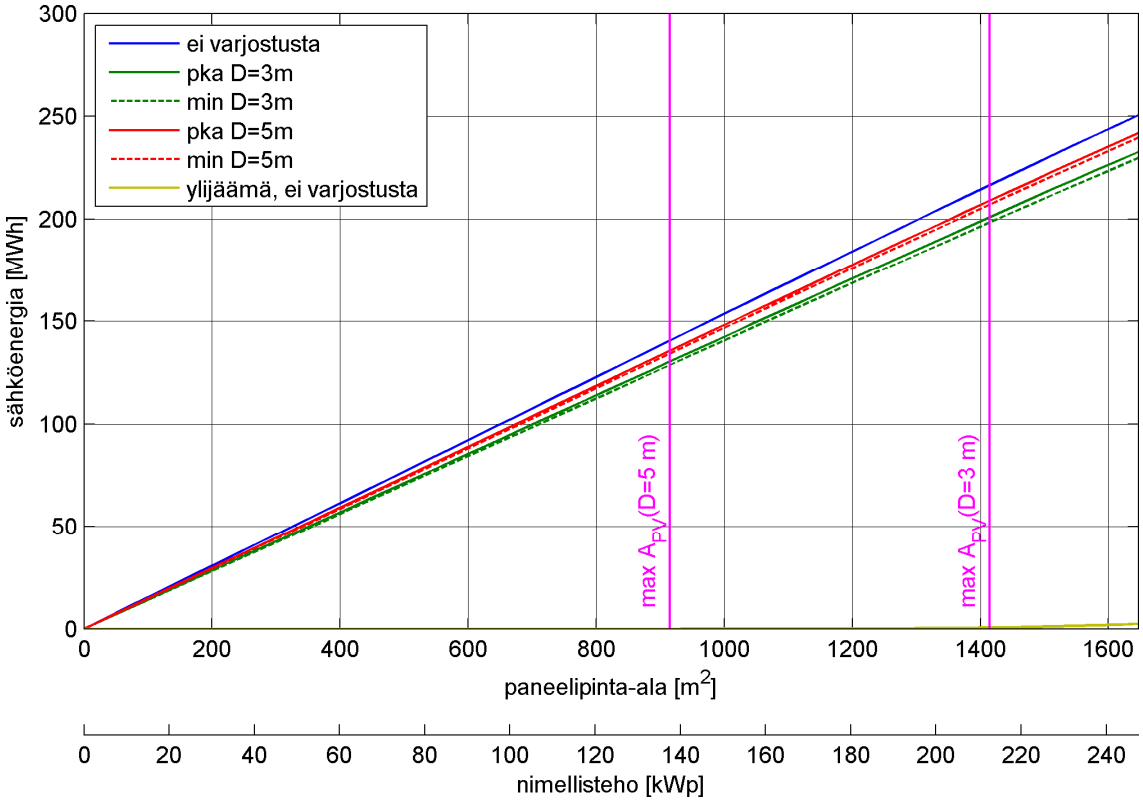
Toimistorakennuksessa aurinkosähköpaneelit pitää asentaa peräkkäisiin riveihin. Asennustavasta johtuen ensimmäisen rivin takajana olevat paneelit tuottavat vähemmän aurinkosähköenergiaa. Taulukossa 21 on esitetty paneelien vuosituotto neliömetrille ensimmäiselle riville, ensimmäisen rivin takana oleville paneeleille sekä painotettu kes-

kiarvo koko systeemille. Painotettu keskiarvo on laskettu paneelien ollessa asennettuna 50 m x 20 m olevalle alueelle rivien etäisyyden ollessa kolme tai viisi metriä.

Taulukko 21. Paneelirivien etäisyyden vaikutus tuotettuun vuosisähköenergiaan.

Rivien etäisyys	*Rivi 1* *[kWh/(m² a)]*	*Rivit 2…n* *[kWh/(m² a)]*	*Painotettu keskiarvo* *[kWh/(m² a)]*
3	161,4	147,8	149,7
5	161,4	154,3	156,0

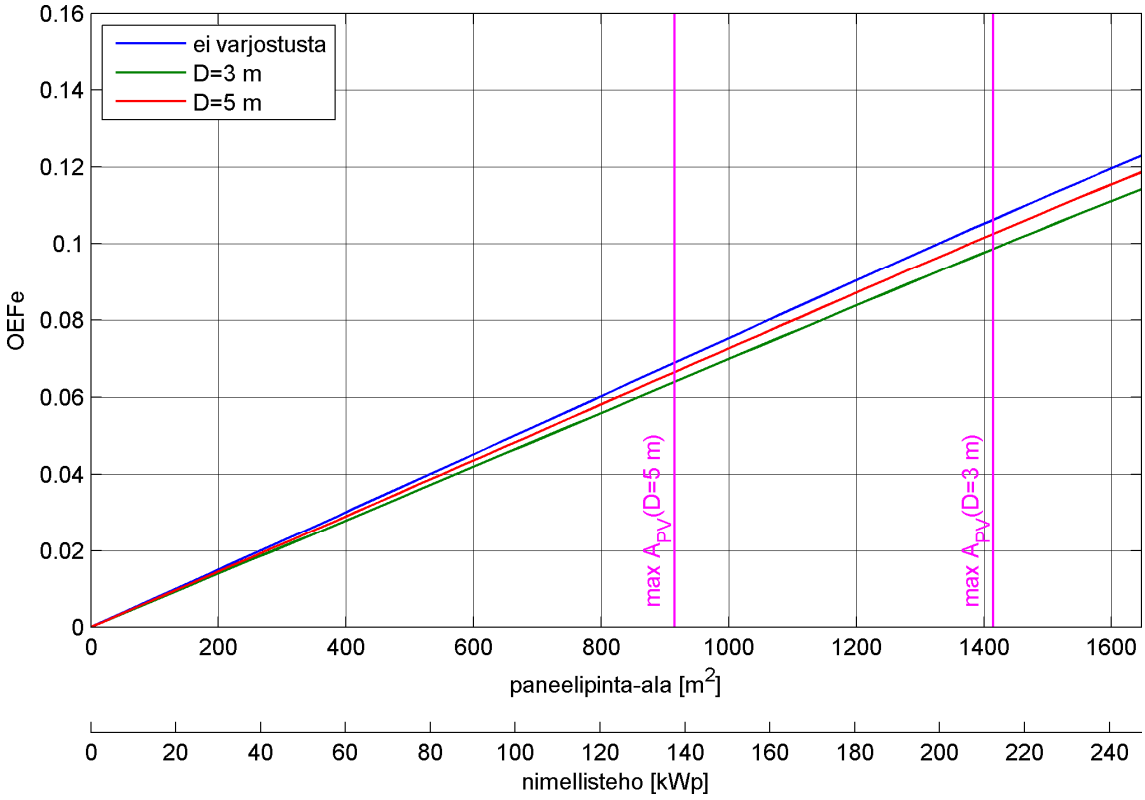
Kuvassa 40 on esitetty järjestelmän tuotto paneelipinta-alan funktiona viidellä eri tapauksella. Sinisellä viivalla on esitetty tapaus, jossa kaikki paneelit on laskettu niin, että ne olisivat sijoitettu yhteen riviin, jolloin niissä ei ole varjostusta. Vihreällä ja punaisella viivoilla on esitetty järjestelmän tuotto paneelien ollessa riveissä. Yhtenäisellä viivalla on esitetty järjestelmän tuotto käytettäessä painotettua keskiarvoa ja katkoviivalla on esitetty järjestelmän tuotto käytettäessä rivien 2…n tuottoa. Keltaisella viivalla on esitetty järjestelmän tuottama ylijäämä, kun kaikki paneelit olisi asetettu yhteen riviin.



Kuva 40. Sähköenergian tuotto ja ylijäämä toimistorakennuksessa paneelipinta-alan funktiona ilman varjostusta, lisäksi sähköenergiantuotto rivivälin ollessa kolme tai viisi metriä tuoton painotetulla keskiarvolla sekä minimituotolla laskettuna.

Kuten kuvasta 40 nähdään, parhaimmassakin tapauksessa tuotetusta aurinkosähköstä voidaan käyttää toimistorakennuksessa hyväksi kaikki, kunnes paneelipinta-ala kasvaa yli 950 m^2. Tämä pinta-ala on suurempi, kuin maksimi määrä aurinkosähköpaneeleja, mitä toimistorakennukseen voidaan asentaa rivien etäisyyden ollessa viisi metriä. Rivien etäisyyden ollessa kolme metriä, maksimi määrällä paneeleita ja painotetulla keskiarvolla laskettuna järjestelmä tuottaa vain noin 0,5 MWh ylimääräistä sähköenergiaa, mikä on 0,25 % tuotetusta aurinkosähköenergiasta.

Kuvasta 41 nähdään aurinkosähköllä tuotetun sähköenergian osuus (OEFe) kokonaiskulutuksesta toimistorakennuksessa. Rivietäisyyden ollessa viisi metriä, voidaan kokonaiskulutuksesta kattaa aurinkosähköllä maksimissaan 6,7 % ja rivietäisyyden ollessa kolme metriä, voidaan kattaa 9,9 %. Tuotetun aurinkosähkön käyttöaste (OEMe) on kaikissa tapauksissa lähes 100 %.

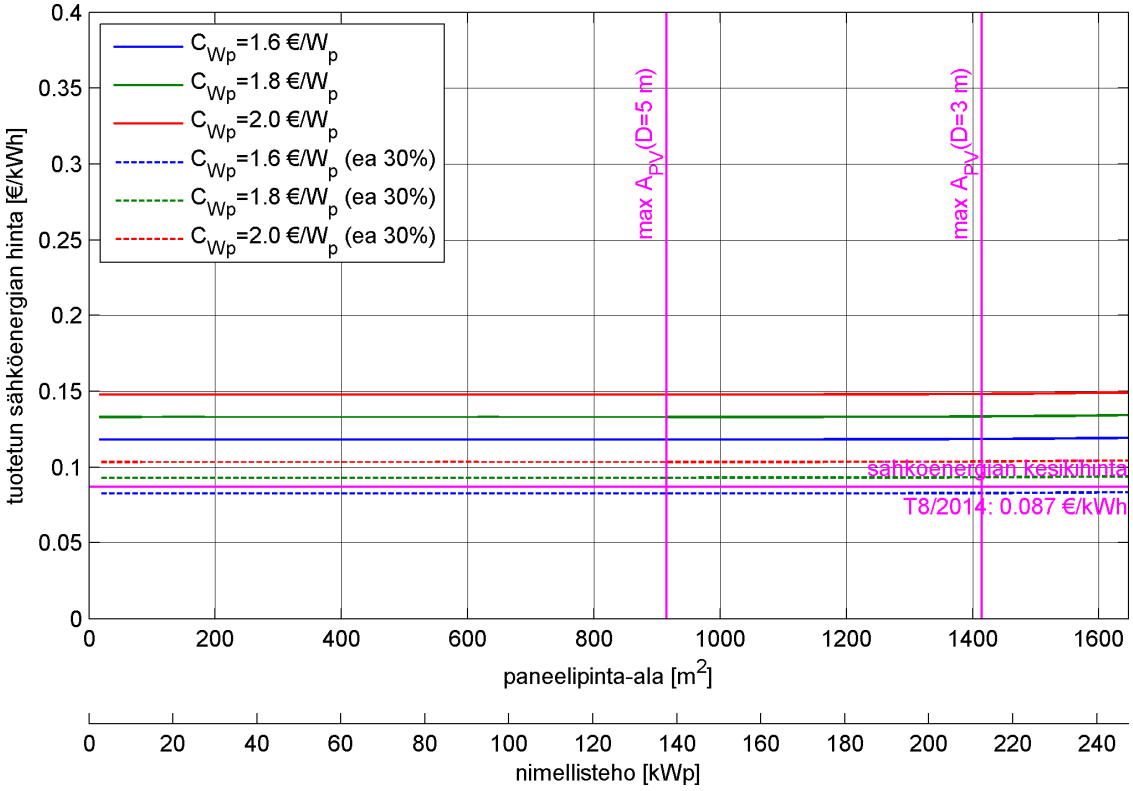


Kuva 41. Aurinkosähköllä tuotetun sähköenergian osuus kokonaiskulutuksesta (OEFe) toimistorakennuksessa.

5.5 Kustannukset ja kannattavuus toimistorakennuksessa

Yksinkertainen takaisinmaksuaika toimistorakennuksessa on lähes riippumaton asennetusta paneelimäärästä, sillä ylijäämäsähköä ei järjestelmästä juurikaan saada. Investointikustannuksen ollessa 1,8 €/Wp, takaisinmaksuaika on 20,3 vuotta ilman varjostusta oleville aurinkosähköpaneeleille, rivien etäisyyden ollessa kolme metriä takaisinmaksuaika on 21,8 vuotta ja rivien etäisyyden ollessa viisi metriä takaisinmaksuaika on 21,0 vuotta.

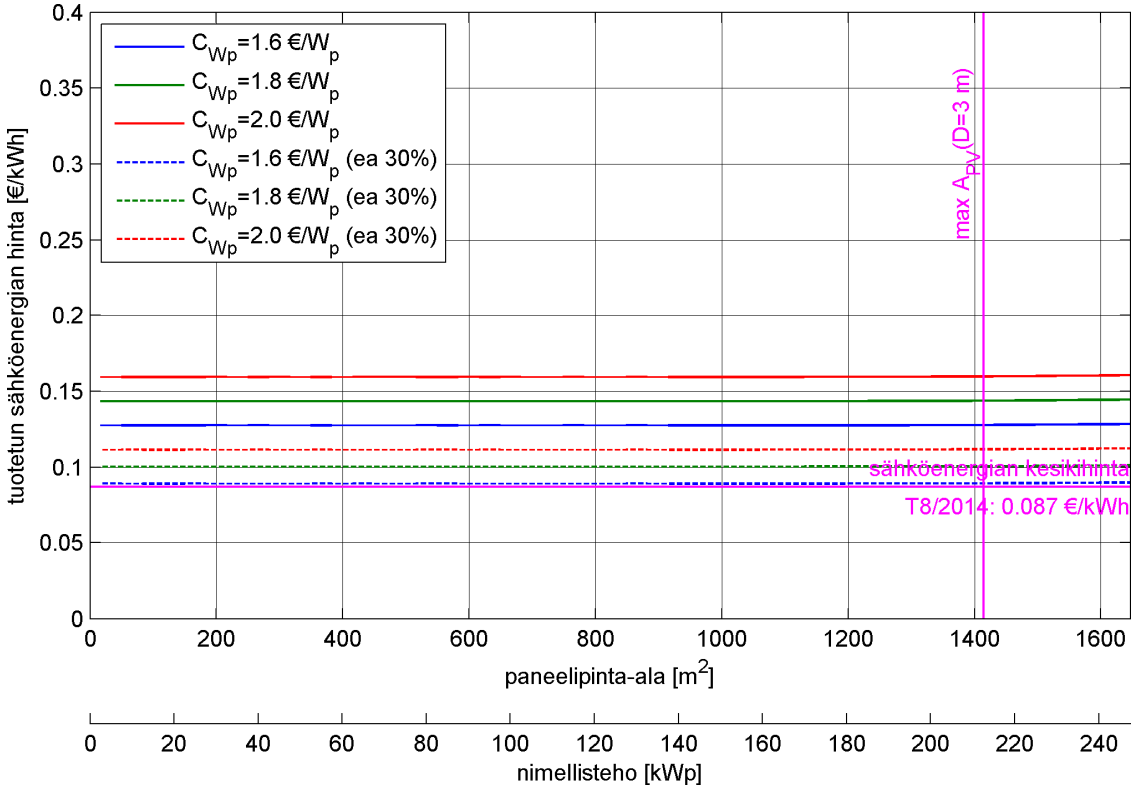
Kuvassa 42 on esitetty investointikustannuksen vaikutus tuotetun sähköenergian hintaan toimistorakennuksessa, hinta on laskettu paneelien ollessa yhdessä rivissä, eli varjostuksia ei ole. Yhtenäisellä viivalla on esitetty tuotetun sähköenergian hinta kyseisellä investointikustannuksella ja katkoviivalla on esitetty tuotetun sähköenergian hinta investointiin satavan energia-avustuksen (ea) ollessa 30 %. Kuvasta 40 nähdään, ettei ylijäämäsähköenergiaa juurikaan tuoteta, joten kustannus- ja kannattavuustarkasteluissa ei oteta huomioon sähkön myyntiä verkkoon.



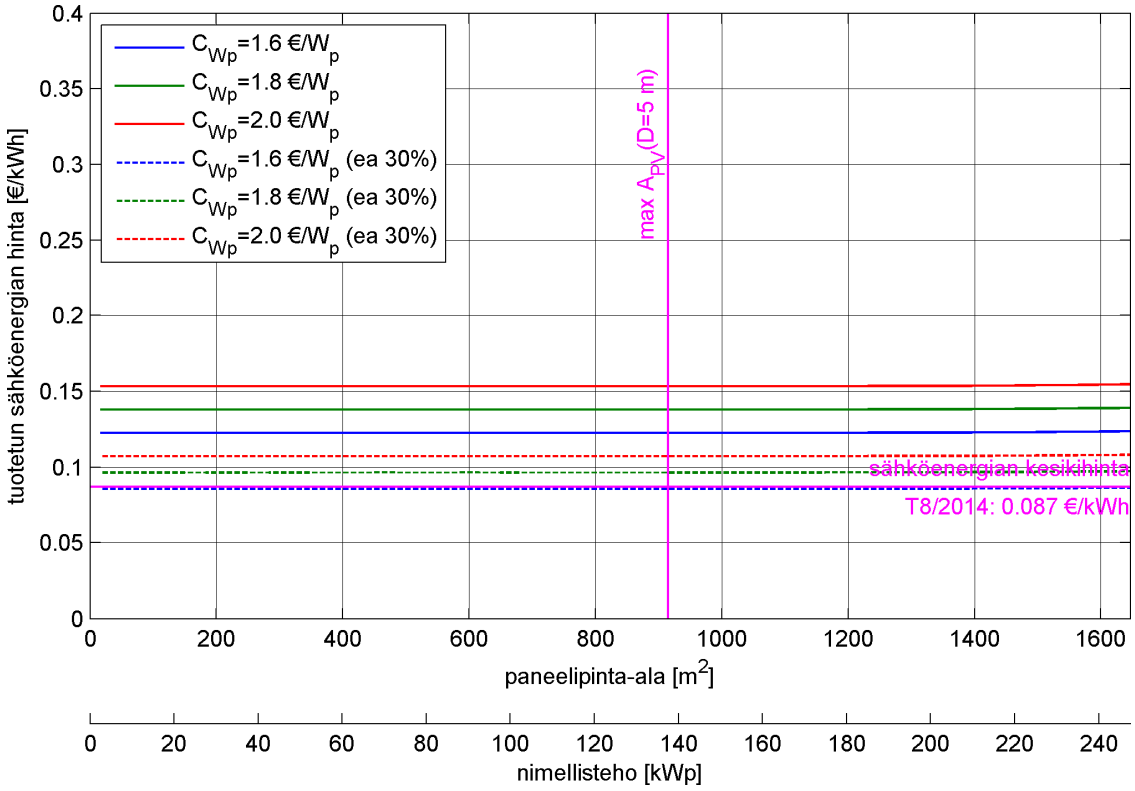
Kuva 42. Investointikustannusten vaikutus tuotetun sähköenergian hintaan toimistorakennuksessa ilman energia-avustusta ja sen kanssa ($R_R = 5,0$ %, $e_e = 0,0$ % $n = 25$ a, $\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$). Paneeleilla ei ole varjostusta.

Kuvassa 43 on esitetty investointikustannusten vaikutus aurinkosähköjärjestelmän hintaan paneelirivien etäisyyden ollessa kolme metriä ja kuvassa 44 paneelirivien etäisyyden ollessa viisi metriä. Kuvista 42–44 voidaan nähdä, että tuotetun aurinkosähköenergian hinta on lähes vakio paneelien määrästä riippumatta. Tämä johtuu siitä, että kaikki tuotettu aurinkosähkö voidaan käyttää rakennuksessa hyödyksi. Tuloksista voidaan todeta, että ilman energia-avustusta paneelien asentaminen ei ole taloudellisesti kannattavaa investointikustannusten ollessa 1,6–2,0 €/Wp, kun reaalikorkona käytetään 5,0 %.

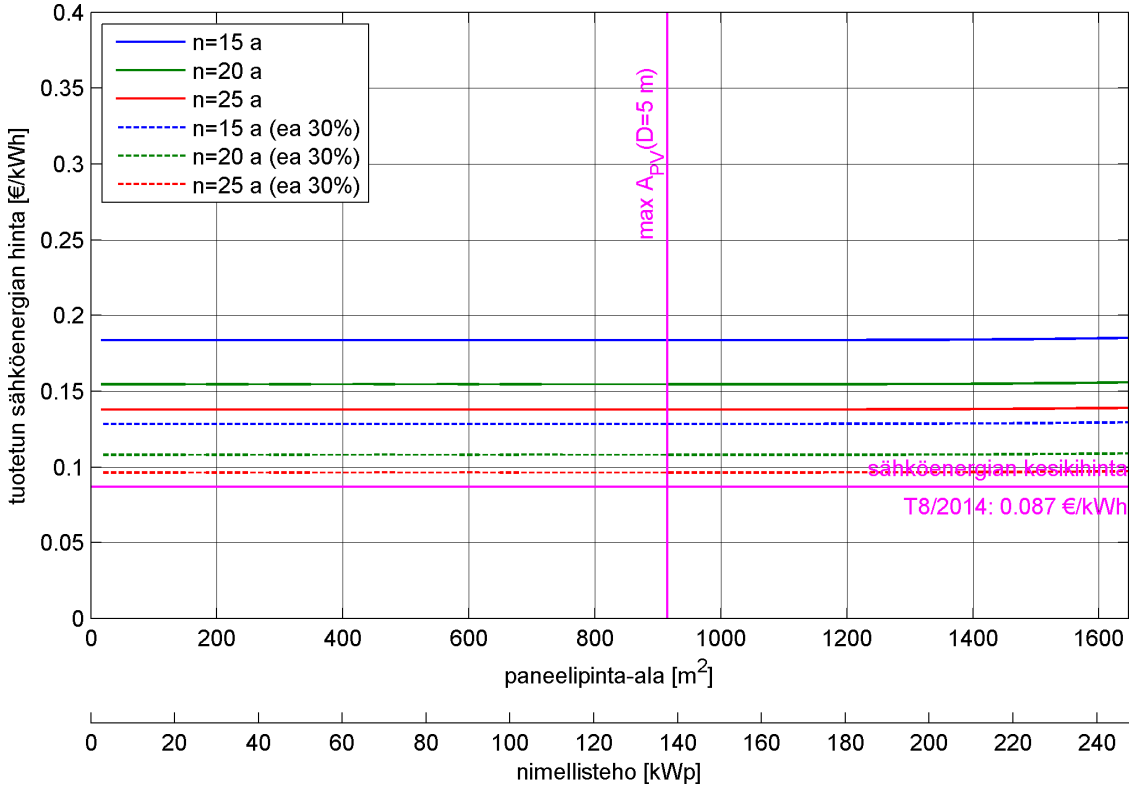
Tarkasteluajanjakson vaikutus tuotetun sähköenergian hintaan on esitetty kuvassa 45, reaalikoron vaikutus kuvassa 46 ja sähkön hinnan eskalaation kuvassa 47. Tarkasteluajanjakson pituus vaikuttaa jonkin verran tuotetun sähköenergian hintaan, enemmän siihen kuitenkin vaikuttaa mahdollinen energia-avustus. Laskennassa käytettävällä reaalikorolla on merkittävä vaikutus tuotetun sähköenergian hintaan, pienempi laskentakorko tarkoittaa pienempää tuotetun sähköenergian hintaa, käytettäessä 3,0 % reaalikorkoa ja 30 % energia-avustusta, saadaan tuotetun sähköenergian hinta pienemmäksi, kuin markkinahinta on. Sähköenergian hintakehityksellä on myös kohtalaisesti vaikutusta tuotetun sähköenergian hintaan. Jos sähköenergian hinta nousee kuluttajahintoja 2,0 % nopeammin, on investointi myös tällöin kannattavaa laskentakoron ollessa 5,0 %.



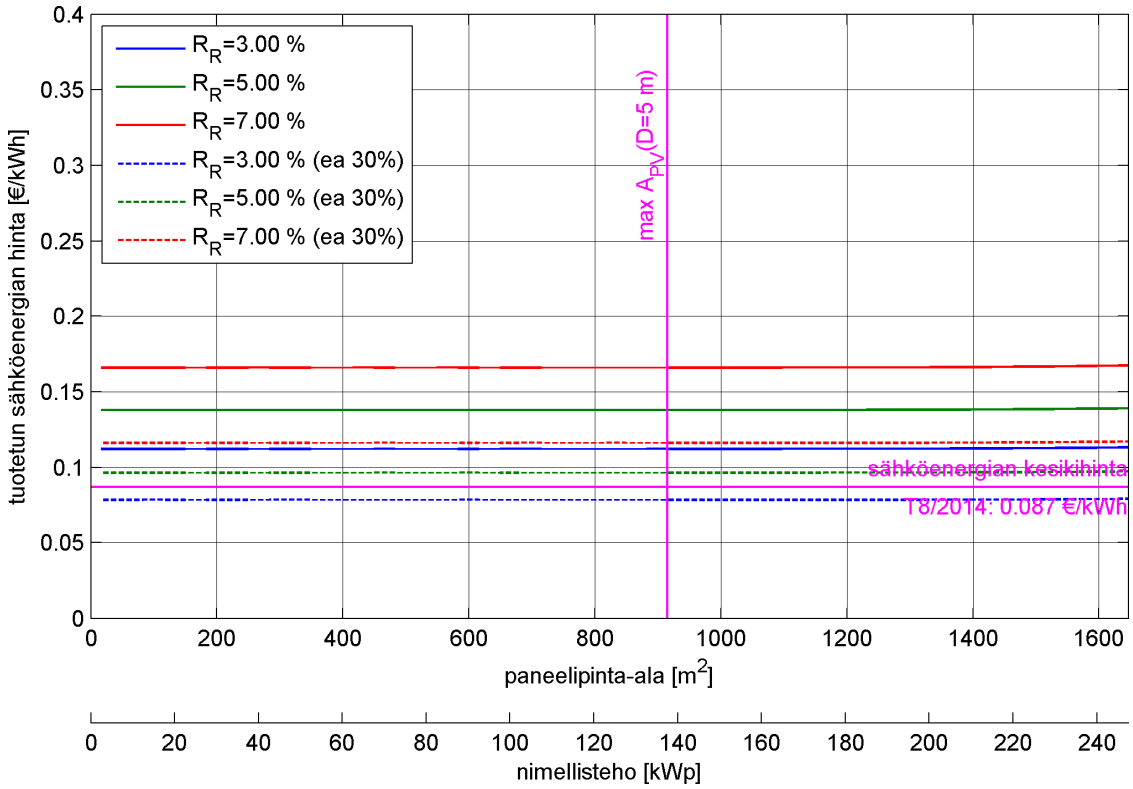
Kuva 43. Investointikustannusten vaikutus tuotetun sähköenergian hintaan toimistorakennuksessa ilman energia-avustusta ja sen kanssa ($R_R = 5,0$ %, $e_e = 0,0$ % $n = 25$ a, $\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$). Paneelit on asennettu $D = 3$ m välein ja tuottona on käytetty painotettua keskiarvoa (taulukko 21).



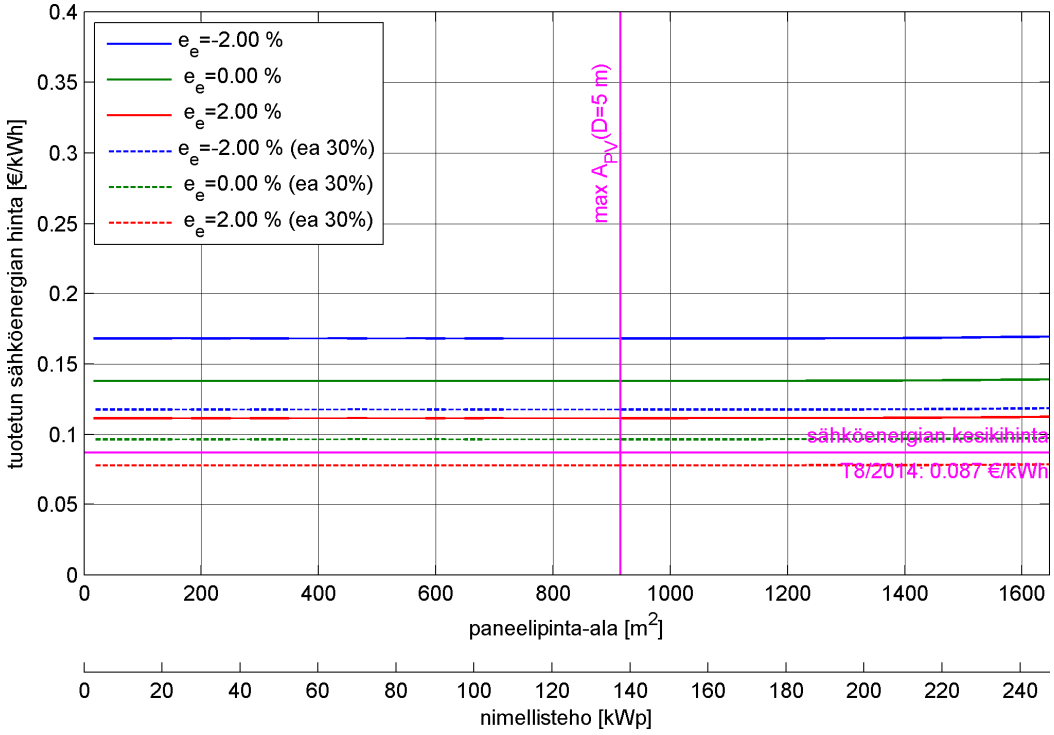
Kuva 44. Investointikustannusten vaikutus tuotetun sähköenergian hintaan toimistorakennuksessa ilman energia-avustusta ja sen kanssa ($R_R = 5,0$ %, $e_e = 0,0$ % $n = 25$ a, $\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$). Paneelit on asennettu $D = 5$ m välein ja tuottona on käytetty painotettua keskiarvoa (taulukko 21).



Kuva 45. Tarkasteluajanjakson pituuden vaikutus tuotetun sähköenergian toimistorakennuksessa ilman energia-avustusta ja sen kanssa ($C_{Wp} = 1,8$ €$/W_p$, $R_R = 5,0$ %, $e_e = 0,0$ %, $\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$). Paneelit on asennettu $D = 5\ m$ välein ja tuottona on käytetty painotettua keskiarvoa (taulukko 21).



Kuva 46. Reaalikoron vaikutus tuotetun sähköenergian toimistorakennuksessa ilman energia-avustusta ja sen kanssa ($C_{Wp} = 1,8$ €$/W_p$, $n = 25\ a$, $e_e = 0,0$ %, $\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$). Paneelit on asennettu $D = 5\ m$ välein ja tuottona on käytetty painotettua keskiarvoa (taulukko 21).



Kuva 47. Sähkön hinnan eskalaation vaikutus tuotetun sähköenergian toimistorakennuksessa ilman energia-avustusta ja sen kanssa ($C_{Wp} = 1,8$ €$/W_p$, $n = 25\ a$, $R_R = 5,0$ %, $\beta = 40°$ ja $\gamma = 15°$). Paneelit on asennettu $D = 5\ m$ välein ja tuottona on käytetty painotettua keskiarvoa (taulukko 21).

6 Johtopäätökset

Nimellisteholtaan 250 Wp aurinkosähköpaneeleilla voidaan Etelä-Suomessa optimaalisesti suunnattuna tuottaa noin 150–160 kWh/m^2 aurinkosähköenergiaa vuodessa asennustavasta riippuen. Riviin asennetuilla aurinkosähköpaneeleilla keskimääräinen tuotto putoaa 4,0 %, jos paneelit asennetaan viiden metrin sijasta kolmen metrin välein. Vaikka vuosituotto Suomessa on lähes hyvä verrattuna esimerkiksi Saksaan, Suomessa aurinkosähkön tuotto keskittyy maalis-syyskuulle, jolloin saadaan 93,1 % koko vuoden auringonsäteilystä vaakatasolle.

Tuotetun sähköenergian hyödynnettävyys kuitenkin riippuu merkittävästi rakennuksen sähköenergian kulutuksesta ja siitä, miten hyvin tuotto ja kulutus kohtaavat. Tutkitussa pientalossa voidaan kannattavasti tuottaa noin 20 % vuotuisesta noin 5300 kWh sähköenergiantarpeesta aurinkosähköllä. Tällöin itse tuotettu sähköenergia maksaa suurin piirtein saman verran kuin verkosta ostettu sähköenergia. Sähköenergian myynti verkkoon nykyhinnoilla ei parantanut merkittävästi järjestelmän kannattavuutta.

Tässä työssä tutkitussa pientalossa tuoton ja kulutuksen kohtaaminen alkaa erkautua jo hyvinkin pienellä aurinkosähköpaneelimäärällä, mikä näkyy tuotetun sähköenergian hinnassa ja takaisinmaksuajassa. Ensimmäiset paneelineliöt ovat kannattavampia, jonka jälkeen kannattavuus lähtee laskemaan. Pientaloon asennetun aurinkosähköjärjestelmän yksinkertainen takaisinmaksuaika on 18 vuodesta ylöspäin.

Toimistorakennuksessa koko aurinkosähkön tuotto voidaan käyttää hyödyksi. Viiden metrin välein asennetuilla aurinkosähköpaneeleilla voidaan kattaa noin 2000 MWh vuotuisesta sähköenergian kulutuksesta 6,7 % ja kolmen metrin välein asennetuilla paneeleilla 9,9 %.

Toimistorakennuksessa tuotetun sähköenergian hinta on kuitenkin huomattavasti kalliimpaa, kuin verkosta ostettava sähköenergia. Riittävän halvoilla paneeleilla ja valtiolta saatavalla energia-avustuksella tuotetun sähköenergian hintaa voitaisiin laskea samalle tasolle verkosta ostettavan sähköenergian kanssa. Toimistorakennuksessa yksinkertainen takaisinmaksuaika on noin 20–22 vuotta.

Pientalo oli hyvin vähän sähköenergiaa kuluttava rakennus ja toimistorakennus oli taas hyvin paljon sähköenergiaa kuluttava rakennus. Lisätutkimusta voitaisiin tehdä erilaisista talotyypeistä, joissa on erilainen sähkönkulutusprofiili, jotta saataisiin parempi käsitys siitä, miten hyvin aurinkosähköenergiaa voitaisiin näissä rakennuksissa hyödyntää ja millaisilla kustannuksilla. Lisäksi kannattavuuslaskelmia voitaisiin parantaa ottamalla huomioon tarkemmin aurinkosähköjärjestelmän koon vaikutus investointikustannuksiin, sekä lisäämällä laskelmiin huoltokustannukset. Tässä työssä tehtyä aurinkosähkön laskentaohjelmaa voitaisiin myös parantaa rakentamalla sille käyttöliittymä ja tekemällä ohjelmaan käyttöohjeet.

Lähdeluettelo

[1] Direktiivi 2009/28/EY. Uusiutuvista lähteistä peräisin olevan energian käytön edistämisestä. Euroopan Parlamentti ja Euroopan Unionin Neuvosto. 2009. 47 s.

[2] Motiva. Uusiutuvan energian direktiivi (RES-direktiivi). Saatavissa: http://www.motiva.fi/taustatietoa/ohjauskeinot/direktiivit/uusiutuvan_energian_direktiivi_(res-direktiivi). [Viitattu: 14.9.2015].

[3] Direktiivi 2010/31/EU. Rakennusten energiatehokkuus. Euroopan Parlamentti ja Euroopan Unionin Neuvosto. 2010. 23 s.

[4] Direktiivi 2012/27/EU. Energiatehokkuus. Euroopan Parlamentti ja Euroopan Unionin Neuvosto. 2012. 56 s.

[5] Šúri M, Huld TA, Dunlop ED, Ossenbrink HA. Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. Solar Energy. [Verkkolehti]. Vol. 81:10. 2007. S. 1295-1305. [Viitattu 8.1.2015]. DOI:10.1016/j.solener.2006.12.007.

[6] European Commission Institute for Energy and Transport. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Saatavissa: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#. [Viitattu: 14.9.2015].

[7] EurObserv'ER. Photovoltaic barometer 2014. Saatavissa: http://www.eurobserver.org/pdf/photovoltaic-barometer-2014-en/. [Viitattu: 14.9.2015].

[8] Fantidis JG, Bandekas DV, Potolias C, Vordos N. Cost of PV electricity – Case study of Greece. Solar Energy. [Verkkolehti]. Vol. 91:0. 2013. S. 120-130. [Viitattu 8.1.2015]. DOI:10.1016/j.solener.2013.02.001.

[9] Duffie JA, Beckman WA. Solar Engineering of Thermal Processes (4th Edition). 4th ed. Somerset, NJ, USA: Wiley, 2013.910 s. ISBN 9-7811-1841-812-3.

[10] De Soto W, Klein SA, Beckman WA. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. Solar Energy. [Verkkolehti]. Vol. 80:1. 2006. S. 78-88. [Viitattu 14.2.2015]. DOI:10.1016/j.solener.2005.06.010.

[11] Maor T, Appelbaum J. View factors of photovoltaic collector systems. Solar Energy. [Verkkolehti]. Vol. 86:6. 2012. S. 1701-1708. [Viitattu 15.2.2015]. DOI:10.1016/j.solener.2012.03.017.

[12] King DL, Boyson WE, Kratochvill JA. Photovoltaic Array Performance Model. Albuquerque, New Mexico, USA: Sandia National Laboratories, 2004. 43 s. SAND2004-3535.

[13] Blanco-Muriel M, Alarcón-Padilla DC, López-Moratalla T, Lara-Coira M. Computing the solar vector. Solar Energy. [Verkkolehti]. Vol. 70:5. 2001. S. 431-441. [Viitattu 12.10.2014]. DOI:10.1016/S0038-092X(00)00156-0.

[14] ASHRAE. 2009 ASHRAE Handbook - Fundamentals (SI Edition). American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc. ISBN 978-1-933742-55-7.

[15] Reda I, Andreas A. Solar position algorithm for solar radiation applications. Solar Energy. [Verkkolehti]. Vol. 76:5. 2004. S. 577-589. [Viitattu 14.11.2014]. DOI:10.1016/j.solener.2003.12.003.

[16] Woyte A, Nijs J, Belmans R. Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results. Solar Energy. [Verkkolehti]. Vol. 74:3. 2003. S. 217-233. [Viitattu 14.11.2014]. DOI:10.1016/S0038-092X(03)00155-5.

[17] Wolfram MathWorld. Euler Angles. Saatavissa: http://mathworld.wolfram.com/EulerAngles.html. [Viitattu: 14.11.2014].

[18] Wolfram MathWorld. Spherical Coordinates. Saatavissa: http://mathworld.wolfram.com/SphericalCoordinates.html. [Viitattu: 14.11.2014].

[19] Deline C, Dobos A, Janzou S, Meydbray J, Donovan M. A simplified model of uniform shading in large photovoltaic arrays. Solar Energy. [Verkkolehti]. Vol. 96:0. 2013. S. 274-282. [Viitattu 2.3.2015]. DOI:10.1016/j.solener.2013.07.008.

[20] Tiwari GN, Mishra RK. Advanced Renewable Energy Sources. UK : Royal Society of Chemistry, 2012.ISBN 978-1-84973-380-9.

[21] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Photovoltaics Report. Saatavissa: http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/photovoltaics-report-slides.pdf. [Viitattu: 20.10.2014].

[22] Walker A. Solar Energy : Technologies and Project Delivery for Buildings. Somerset, NJ, USA: RSMeans, 2013.ISBN 9781118419335.

[23] Saloux E, Teyssedou A, Sorin M. Explicit model of photovoltaic panels to determine voltages and currents at the maximum power point. Solar Energy. [Verkkolehti]. Vol. 85:5. 2011. S. 713-722. [Viitattu 3.12.2014]. DOI:10.1016/j.solener.2010.12.022.

[24] Ma T, Yang H, Lu L. Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays. Solar Energy. [Verkkolehti]. Vol. 100:0. 2014. S. 31-41. [Viitattu 2.3.2015]. DOI:10.1016/j.solener.2013.12.003.

[25] Ding K, Zhang J, Bian X, Xu J. A simplified model for photovoltaic modules based on improved translation equations. Solar Energy. [Verkkolehti]. Vol. 101:0. 2014. S. 40-52. [Viitattu 12.4.2015]. DOI:10.1016/j.solener.2013.12.016.

[26] Jordan DC, Kurtz SR. Photovoltaic degradation rates—an analytical review. Prog Photovoltaics Res Appl. [Verkkolehti]. Vol. 21:1. 2013. S. 12-29. [Viitattu 3.12.2014]. DOI:10.1002/pip.1182.

[27] Andrews RW, Pollard A, Pearce JM. The effects of snowfall on solar photovoltaic performance. Solar Energy. [Verkkolehti]. Vol. 92:0. 2013. S. 84-97. [Viitattu 3.12.2014]. DOI:10.1016/j.solener.2013.02.014.

[28] Armstrong S, Hurley WG. A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. Appl Therm Eng. [Verkkolehti]. Vol. 30:11-12. 2010. S. 1488-1495. [Viitattu 22.5.2015]. DOI:10.1016/j.applthermaleng.2010.03.012.

[29] NREL. National Center for Photovoltaics Home Page. Saatavissa: http://www.nrel.gov/ncpv/. [Viitattu: 1.12.2014].

[30] Green MA, Emery K, Hishikawa Y, Warta W, Dunlop ED. Solar cell efficiency tables (version 44). Prog Photovoltaics Res Appl. [Verkkolehti]. Vol. 22:7. 2014. S. 701-710. [Viitattu 25.11.2014]. DOI:10.1002/pip.2525.

[31] King DL, Gonzalez S, Galbraith GM, Boyson WE. Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters. Albuquerque, New Mexico, USA: Sandia National Laboratories, 2007. 47 s. SAND2007-5036.

[32] Bendib B, Belmili H, Krim F. A survey of the most used MPPT methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews. [Verkkolehti]. Vol. 45:0. 2015. S. 637-648. [Viitattu 5.6.2015]. DOI:10.1016/j.rser.2015.02.009.

[33] PV inverter test setup for European efficiency, static and dynamic MPPT efficiency evaluation. Optimization of Electrical and Electronic Equipment, 2008. OPTIM 2008. 11th International Conference on: IEEE; 2008.

[34] Eicker U. Solar technologies for buildings. Chichester: Wiley, cop. 2003.xii, 323 s. ISBN 0-471-48637-X.

[35] Motiva. Opas sähkön pientuottajalle. : Motiva Oy, 2012. 35 s. 04/2012.

[36] Energiateollisuus ry. Hajautettu pientuotanto. Saatavissa: http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkoverkko/pientuotanto. [Viitattu: 11.9.2015].

[37] Cao S, Hasan A, Sirén K. On-site energy matching indices for buildings with energy conversion, storage and hybrid grid connections. Energy Build. [Verkkolehti]. Vol. 64:0. 2013. S. 423-438. [Viitattu 10.12.2014]. DOI:10.1016/j.enbuild.2013.05.030.

[38] Cao S, Sirén K. Impact of simulation time-resolution on the matching of PV production and household electric demand. Appl Energy. [Verkkolehti]. Vol. 128:0. 2014. S. 192-208. [Viitattu 10.3.2015]. DOI:10.1016/j.apenergy.2014.04.075.

[39] SFS-EN 15459. Rakennusten energiatehokkuus. Rakennusten energiajärjestelmien taloudellisuuden arviointimenettelyt. Helsinki:Suomen standardisoimisliitto. 2008. 88 s.

[40] The Mathworks Inc. MATLAB R2013b. 2013;R2103b.

[41] Roy V. Sun position algorithm. 2004.

[42] Thevenard D, Haddad K. Ground reflectivity in the context of building energy simulation. Energy Build. [Verkkolehti]. Vol. 38:8. 2006. S. 972-980. [Viitattu 10.11.2014]. DOI:10.1016/j.enbuild.2005.11.007.

[43] Maanmittauslaitos. Kansalaisen karttapaikka. Saatavissa: http://kansalaisen.karttapaikka.fi. [Viitattu: 5.11.2015].

[44] Kalamees T, Jylhä K, Tietäväinen H, Jokisalo J, Ilomets S, Hyvönen R, et al. Development of weighting factors for climate variables for selecting the energy reference year according to the en ISO 15927-4 standard. Energy Build. [Verkkolehti]. Vol. 47:0. 2012. S. 53-60. [Viitattu 16.5.2014]. DOI:10.1016/j.enbuild.2011.11.031.

[45] Ilmatieteen laitos. Energialaskennan testivuodet. Saatavissa: http://ilmatieteenlaitos.fi/energialaskennan-testivuodet-nyky. [Viitattu: 16.5.2014].

[46] Solarwatt. SOLARWATT BLUE 60P Technical Data. Saatavissa: https://www.solarwatt.de/fileadmin/user_upload/pdf/datenblaetter/datenblaetter_englisch/SOLARWATT_BLUE_60P_5_2012_eng.pdf. [Viitattu: 9.9.2015].

[47] Finnwind. Aurinko E-sarja yleisesite. Saatavissa: http://www.finnwind.fi/aurinko/Aurinko-E-sarja-yleisesite.pdf. [Viitattu: 16.10.2014].

[48] Fronius International GmbH. Fronius Symo 3.0-3-S / 3.0-3-M Data Sheet. Saatavissa: http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-806D8345-12670500/fronius_international/hs.xsl/83_28700_ENG_HTML.htm. [Viitattu: 9.9.2015].

[49] SFS 2513. Vesikaton kaltevuudet, standardisoidut. Helsinki:Suomen standardisoimisliitto. 1970. 1 s.

[50] Motiva. Aurinkosähköjärjestelmien hinta. Saatavissa: http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelmien_hinta. [Viitattu: 16.10.2014].

[51] Fortum Oyj. Fortum Aurinkopaketin hinnasto. Saatavissa: http://www.fortum.com/countries/fi/yksityisasiakkaat/energiansaasto/aurinkoenergiaratkaisut/aurinkopaneeli/hinta/pages/default.aspx. [Viitattu: 16.10.2014].

[52] Helsingin Energia. Aurinkosähköpaketit. Saatavissa: https://www.helen.fi/Kotitalouksille/Palvelumme/Tuota-sahkoa/Aurinkosahkoa-pientaloihin/Aurinkosahkotuotteet/. [Viitattu: 16.10.2014].

[53] Finnwind Oy. Finnwind verkkokauppa - Aurinkosähkö verkkoon kytkettävä. Saatavissa: http://www.verkkokauppa.finnwind.fi/tuotteet.html?id=1/. [Viitattu: 16.10.2014].

[54] Verohallinto. Kotitalousvähennys. Saatavissa: http://www.vero.fi/fi-FI/Henkiloasiakkaat/Kotitalousvahennys. [Viitattu: 21.10.2014].

[55] Työ- ja elinkeinoministeriö. Energiatuki. Saatavissa: https://www.tem.fi/energia/energiatuki. [Viitattu: 11.9.2015].

[56] Tilastokeskus. Energian hinnat. Saatavissa: http://www.tilastokeskus.fi/til/ehi/index.html. [Viitattu: 21.10.2014].

[57] Tilastokeskus. Kuluttajahintaindeksi. Saatavissa: http://www.tilastokeskus.fi/til/khi/index.html. [Viitattu: 21.10.2014].

[58] Motiva. Syöttötariffi eli takuuhintajärjestelmä. Saatavissa: http://www.motiva.fi/taustatietoa/ohjauskeinot/syottotariffi_eli_takuuhintajarjestelma. [Viitattu: 9.9.2015].

[59] Fortum Oyj. Lähisähkösopimuksen ehdot. Saatavissa: http://www.fortum.com/countries/fi/kampanjat/sahko/ehdot/Pages/lahisahkosopimuksen-ehdot.aspx. [Viitattu: 9.9.2015].

[60] Helen. Pientuotannon osto 1.2.2015 alkaen. Saatavissa: https://www.helen.fi/globalassets/hinnastot-ja-sopimusehdot/pientuotanto/pientuotannon-ostopdf. [Viitattu: 10.9.2015].

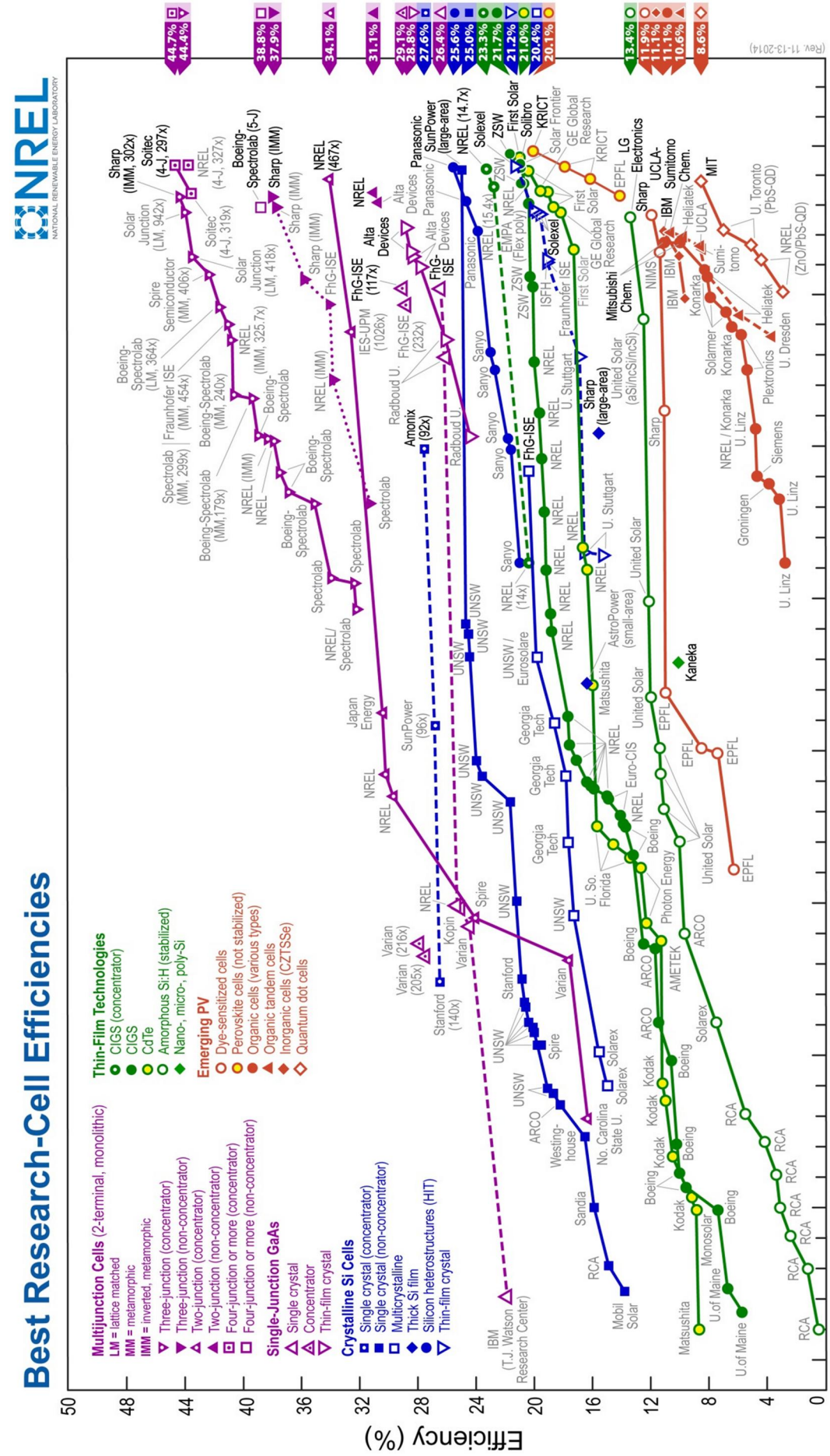
[61] Vantaan Energia. Ostamme tuottamasi sähkön. Saatavissa: http://www.vantaanenergia.fi/fi/sahko/pientuotanto/Sivut/default.aspx. [Viitattu: 10.9.2015].

[62] Nord Pool Spot. Historical Market Data. Saatavissa: http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/. [Viitattu: 10.9.2015].

[63] Energiatehokkuutta koskevien vähimmäisvaatimusten kustannusoptimaalisten tasojen laskenta, SUOMI. 2012. 144 s.

Liiteluettelo

Liite 1. Teknologiakehitys. 1 sivu.
Liite 2. Mallin lähtötiedot. 2 sivua.
Liite 3. Ohjelmakoodi referenssiarvojen laskemiseksi. 3 sivua.
Liite 4. Ohjelmakoodi sähköntuotannon laskemiseksi. 5 sivua.


Best Research-Cell Efficiencies
NREL
NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY
Efficiency (%)
Multijunction Cells (2-terminal, monolithic)
LM = lattice matched
MM = metamorphic
IMM = inverted, metamorphic
Three-junction (concentrator)
Three-junction (non-concentrator)
Two-junction (concentrator)
Two-junction (non-concentrator)
Four-junction or more (concentrator)
Four-junction or more (non-concentrator)
Single-Junction GaAs
Single crystal
Concentrator
Thin-film crystal
Crystalline Si Cells
Single crystal (concentrator)
Single crystal (non-concentrator)
Multicrystalline
Thick Si film
Silicon heterostructures (HIT)
Thin-film crystal
Thin-Film Technologies
CIGS (concentrator)
CIGS
CdTe
Amorphous Si:H (stabilized)
Nano-, micro-, poly-Si
Emerging PV
Dye-sensitized cells
Perovskite cells (not stabilized)
Organic cells (various types)
Organic tandem cells
Inorganic cells (CZTSSe)
Quantum dot cells
44.7%
44.4%
38.8%
37.9%
34.1%
31.1%
29.1%
28.8%
27.6%
26.4%
25.6%
25.0%
23.3%
21.7%
21.2%
21.0%
20.4%
20.1%
13.4%
11.9%
11.1%
11.1%
10.6%
8.6%
(Rev. 11-13-2014)

Taulukko 22. Rakennuksen ja ympäristön ominaisuudet.

Nimi	*Muuttuja*	*Yksikkö*	*Tyyppi*
sijainti, leveyspiiri	ϕ	°	vakio
sijainti, pituuspiiri	L	°	vakio
sijainti, asennuskorkeus merenpinnasta	h	m	vakio
tunnittainen sähköenergian kulutus	$L_{elec}(t)$	kWh	vektori [1..8760]
talotyyppi	B_t	-	vakio [1,2]
maanpinnan heijastussuhde	ρ_g tai $\rho_g(t)$	-	vakio / vektori [1..8760]

Taulukko 23. Auringon säteily ja sää.

Nimi	*Muuttuja*	*Yksikkö*	*Tyyppi*
suora säteily auringon normaalille	$I_{b,n}$	kWh/m^2	vektori [1..8760]
hajasäteily vaakatasolle	I_d	kWh/m^2	vektori [1..8760]
kokonaissäteily vaakatasolle	I	kWh/m^2	vektori [1..8760]
ulkoilman lämpötila	T_a	°C	vektori [1..8760]
tuulen nopeus	v_{wind}	m/s	vektori [1..8760]

Taulukko 24. SPA:n Matlab-implementaation parametrit.

Nimi	*Muuttuja*	*Yksikkö*	*Tyyppi*
vuosiluku	t_{year}	a	vakio [-2000..6000]
kuukausi	t_{month}	kk	vakio [1..12]
kalenteripäivä	t_{day}	d	vakio [1..31]
paikallinen kellonaika, tunti	t_{hour}	h	vakio [0..23]
paikallinen kellonaika, minuutti	t_{min}	min	vakio [0..59]
paikallinen kellonaika, sekunti	t_{sec}	s	vakio [0..59]
poikkeama UTC:stä	t_{UTC}	h	vakio [-12..12]
leveyspiiri	ϕ	°	vakio
pituuspiiri	L	°	vakio
korkeus merenpinnantasosta	h	m	vakio

Taulukko 25. Aurinkosähköpaneeleiden ominaisuudet.

Nimi	*Muuttuja*	*Yksikkö*	*Tyyppi*
moduulin nimellisteho	W_P	m	vakio
moduulin korkeus	h_{PV}	m	vakio
moduulin leveys	w_{PV}	m	vakio
moduulien lukumäärä rivissä	n_{PV}	-	vakio
moduulirivien lukumäärä	n_{rows}	-	vakio
moduulirivien etäisyys	D	m	vakio
moduulin kallistuskulma vaakatasosta	β	°	vakio
moduulin suuntaus etelästä	γ	°	vakio
tuulen vaikutuksen asennustapakerroin	a	-	vakio
tuulen vaikutuksen asennustapakerroin	b	-	vakio
asennustapalämpötilakerroin	ΔT	K	vakio
oikosulkuvirta, referenssi	$I_{sc,ref}$	A	vakio
tyhjäkäyntijännite, referenssi	$V_{oc,ref}$	V	vakio
maksimitehopisteen virta, referenssi	$I_{mp,ref}$	A	vakio
maksimitehopisteen jännite, referenssi	$V_{mp,ref}$	V	vakio
paneelin referenssilämpötila	$T_{c,ref}$	K	vakio
paneelin referenssisäteilyteho	G_{ref}	W/m^2	vakio
avoimen piirin jännitteen lämpötilakerroin	$\mu_{V,oc}$	V/K	vakio
oikosulkuvirran lämpötilakerroin	$\mu_{I,sc}$	A/K	vakio
sarjaan kytkettyjen kennojen määrä paneelissa	N	-	vakio
materiaalin energiarako referenttitilassa	$E_{g,ref}$	eV	vakio
energiaraon lämpötilakerroin	C	1/K	vakio

optisen ilmamassan kertoimet materiaalille	a_i	-	vakio
heijastuskerroin pintamateriaalille	n	-	vakio
pintamateriaalin paksuus	L	m	vakio
pintamateriaalin vaimennuskerroin	K	m^{-1}	vakio

Taulukko 26. Laitteiston ominaisuudet.

Nimi	*Muuttuja*	*Yksikkö*	*Tyyppi*
maksimitehopisteseuraajan hyötysuhde	η_{MPPT}	-	vakio
vaihtomuuntajan EU-hyötysuhde	$\eta_{inv,EU}$	-	vakio
kaapeloinnin hyötysuhde	η_c	-	vakio

Taulukko 27. Kustannuslaskennan parametrit.

Nimi	*Muuttuja*	*Yksikkö*	*Tyyppi*
reaalikorko	R_R	%	vakio
sähköenergian hinnan eskalaatio	e_e	%	vakio
laskenta-aika	n	a	vakio
investointikustannus per W_p	$C_{I,Wp}$	€/W_p	vakio
työn osuus investointikustannuksista	$n_{CI,w}$	%	vakio
sähkön markkinahinta	h_o	c/kWh	vakio
myytävän energian hinta	h_m	c/kWh	vakio
maksimi kotitalousvähennys per henkilö	$h_{r,max}$	€	vakio
kotitalousvähennyksen omavastuu	$h_{r,ed}$	€	vakio
aikuisten lukumäärä kotitaloudessa	n_{ad}	-	vakio [0,1,2]
kotitalousvähennyksen osuus työstä	h_{lcr}	%	vakio
energiatuki	t_e	%	vakio
järjestelmän tuoton alenemiskerroin	d	%	vakio

Taulukko 28. Laskettavat vakiotermit.

Nimi	*Muuttuja*	*Yksikkö*	*Tyyppi*
auringon atsimuuttikulma	$\alpha_s(t)$	°	vektori [1..8760]
auringon zeniittikulma	$\theta_z(t)$	°	vektori [1..8760]
valon indusoima virta (ref)	$I_{L,ref}$	A	vakio
diodin estokyllästysvirta (ref)	$I_{0,ref}$	A	vakio
sarjavastus (ref)	$R_{s,ref}$	Ω	vakio
rinnakkaisvastus (ref)	$R_{sh,ref}$	Ω	vakio
diodin muunnettu ihannekerroin (ref)	a_{ref}	V	vakio
auringonsäteilyn läpäisy paneelin normaalilla	$\tau(0)$	-	vakio
diffuusin säteilyn efektiivinen osumakulma	$\theta_{e,d}$	°	vakio
heijastuneen sät. efektiivinen osumakulma	$\theta_{e,g}$	°	vakio
diffuusin säteilyn suhteellinen läpäisykerroin	$K_{\tau\alpha,d}(\theta_{e,d})$	-	vakio
heijastuneen sät. suhteellinen läpäisykerroin	$K_{\tau\alpha,g}(\theta_{e,g})$	-	vakio
diffuusin sät. näkyvyyskerroin 1. riville	$F_{c,1-s}$	-	vakio
heijastuneen sät. näkyvyyskerroin 1. riville	$F_{c,1-g}$	-	vakio
diffuusin sät. näkyvyyskerroin 2-n. riveille	$F_{c,2-s}$	-	vakio

```
function [ref_values, model] = calc_reference( panel )

%CALC_REFERENCE Calculates reference values IL_ref, I0_ref, a_ref, Rsh_ref and
%Rs_ref for the panel.

%%initialize

% temp difference for reference calulation
dT=10;

% scale for I0 reference (for solving purposes)
scale=1e8;

%options for solver
Tolx=1e-6;
TolFun=1e-6;
MaxIter=5e3;
MaxFunEvals=1e5;
dsp_data='off';
options =
optimoptions('fsolve','Display',dsp_data,'Tolx',Tolx,'TolFun',TolFun,'MaxFunEvals',MaxFu
nEvals,'MaxIter',MaxIter);
```

6.1 calculate initial guess values

```
g.aref=(1.5.*panel.C.k.*panel.ref.Tc.*panel.elec.N)./panel.C.q;
g.ILref=panel.elec.STC.Isc;
g.I0ref=panel.elec.STC.Isc*exp(-panel.elec.STC.Voc/g.aref);
g.Rsref=(g.aref*log((g.ILref-panel.elec.STC.Imp)/g.I0ref)-
panel.elec.STC.Vmp)/panel.elec.STC.Imp;
g.Rshref=100;
x0_5=[g.I0ref.*scale, g.ILref, g.Rsref, g.Rshref, g.aref];
```

6.2 define model and solve

```
f5 = @(x)pv_5_param_model_ref(x, panel, dT, scale);

% x=[I0_ref, IL_ref, Rs_ref, Rsh_ref, a_ref]
[x5,~,exitflag5] = fsolve(f5,x0_5,options);

if(exitflag5 <= 0)
    disp('Iteration did not converge.');
    return
else
    disp('5 parameter model solved.');
    I0=x5(1)./scale;
    IL=x5(2);
    Rs=x5(3);
    Rsh=x5(4);
    a=x5(5);
end

rowName=sprintf('Wp=%i', panel.elec.STC.Wp);
ref_values=table(I0, IL, Rs, Rsh, a, 'RowNames', {rowName});
```

```
% saves calculated reference values for 5 param model
save('.\data\ref_values.mat', 'ref_values');

end

function [ F ] = pv_5_param_model_ref(x, panel, dT, scale)
%PV-5_PARAM_MODEL_REF Defines reference functions for 5-parameter model PV
%   x=[I0_ref, IL_ref, Rs_ref, Rsh_ref, a_ref]

I0_ref=x(1);
IL_ref=x(2);
Rs_ref=x(3);
Rsh_ref=x(4);
a_ref=x(5);

%reference values
Voc_ref=panel.elec.STC.Voc; % [V]
Isc_ref=panel.elec.STC.Isc; % [A]
Imp_ref=panel.elec.STC.Imp; % [A]
Vmp_ref=panel.elec.STC.Vmp; % [V]
Tc_ref=panel.ref.Tc; % [K]
Tc=Tc_ref+dT; % [K]

%calculate some funcitons & values

% a at T_ref+dT
a=(Tc./Tc_ref).*a_ref;

% IL at T_ref+dT
IL=IL_ref+panel.elec.a_Isc.*(Tc-Tc_ref);

% I0 at T_ref+dT
Eg=panel.ref.Eg.*(1-panel.ref.C.*(Tc-Tc_ref));
I0=(I0_ref./scale).*(Tc./panel.ref.Tc).^3.*exp(panel.C.q./panel.C.k.*(panel.ref.Eg./pane
l.ref.Tc-Eg./Tc));

% Voc at T_ref+dT
Voc=Voc_ref+panel.elec.b_Voc.*(Tc-Tc_ref);

% Rsh at T_ref+dT (independent of temperature)
Rsh=Rsh_ref;

% subfunctions

F1=Isc_ref-IL_ref+(I0_ref./scale).*(exp(Isc_ref.*Rs_ref./a_ref)-
1)+Isc_ref.*Rs_ref./Rsh_ref;
F2=IL_ref-(I0_ref./scale).*(exp(Voc_ref./a_ref)-1)-Voc_ref./Rsh_ref;
F3=Imp_ref-IL_ref+(I0_ref./scale).*(exp((Vmp_ref+Imp_ref.*Rs_ref)./a_ref)-
1)+(Vmp_ref+Imp_ref.*Rs_ref)./Rsh_ref;
F41=(I0_ref./scale)./a_ref.*exp((Vmp_ref+Imp_ref.*Rs_ref)./a_ref)+1./Rsh_ref;
F42=1+(I0_ref./scale).*Rs_ref./a_ref.*exp((Vmp_ref+Imp_ref.*Rs_ref)./a_ref)+Rs_ref./Rsh_
ref;
F4=Imp_ref-Vmp_ref.*(F41./F42);
F5=IL-I0.*(exp(Voc./a)-1)-Voc./Rsh;

% main function defenition

F=[ F1;
    F2;
```

```
    F3;
    F4;
    F5 ];

end
```

```
function [ data ] = pv(sim, panel, solarangles, weather)

%PV Calculates pv electricity production with given parameters
%   sim - simulation parameters
%   panel - panel parameters
%   solarangles - solar angles azimuth & zenith
%   weather - weather data
```

6.3 init values

```
% weather data
% beam radiation on sun normal
I_bn=weather(:,1);
% diffuse radiation on horizontal surface
I_d=weather(:,2);
% global radiation on horizontal surface
I=weather(:,3);
% ambient temperature
Ta=weather(:,4);
% wind speed
WS=weather(:,5);

% solar angles
% azimuth
azimuth=solarangles(:,1);
% zenith
zenith=solarangles(:,2);

% tolerance for zero
ztol=1e-10;

% end of value initialization
```

6.4 precalculate parameters

```
% solar azimuth due south; azi_s=0 -> south
azi_s=deg2rad(azimuth-180);

% panel azimuth versus sun azimuth

azi_m_gamma= azi_s-panel.gamma;
theta_z=deg2rad(zenith);

% calculate cos(theta) & theta
[cos_theta, theta]=costheta(theta_z, panel.beta, azi_m_gamma);

% calculate Kta
% effective refraction angles for diffuse and reflected radiation
theta_eg=deg2rad(90-0.5788.*rad2deg(panel.beta)+0.002693.*rad2deg(panel.beta).^2);
theta_ed=deg2rad(59.7-0.1388.*rad2deg(panel.beta)+0.001497.*rad2deg(panel.beta).^2);

% incidence angle modifiers for diffuse and reflected radiation
Kta_d=taualpha(theta_ed,
struct('L',panel.opt.L,'K',panel.opt.K,'n',panel.opt.n))./panel.opt.ta_n;
Kta_g=taualpha(theta_eg,
```

```
struct('L',panel.opt.L,'K',panel.opt.K,'n',panel.opt.n))./panel.opt.ta_n;
Kta_b=taualpha(theta, panel.opt)./panel.opt.ta_n;

% view factors for ground and sky (1. row & other rows)
F_1s=(1+cos(panel.beta))./2;
F_1g=(1-cos(panel.beta))./2;
F_Cs=(panel.h+panel.rowdist-sqrt((panel.h.*sin(panel.beta)).^2+(panel.rowdist-
panel.h.*cos(panel.beta))^2))./(2.*panel.h);

% convert near zero values to zero
Kta_b(Kta_b<ztol)=0;

% Calculate M/Mref
MMref=M_Mref(zenith, panel.opt.a_i);

% Total irradiation to tilted surface
I_T=I_bn.*cos_theta+I_d.*F_1s+I.*panel.oth.rho_g.*F_1g;

% Calculate S/Sref
SSref=(I_bn.*cos_theta.*Kta_b+I_d.*Kta_d.*F_1s+I.*panel.oth.rho_g.*Kta_g.*F_1g)./panel.r
ef.G;

% Calculate cell temperature
Tc=Tcell(I_T, Ta, WS, panel.temp, panel.ref);

% Calculate diode idealityfactor
a=panel.elec.ref.a.*Tc./panel.ref.Tc;

% Calculate material band gap [eV]
Eg=panel.ref.Eg.*(1-panel.ref.C.*(Tc-panel.ref.Tc));

% Calculate diode reverse saturation current
I0=panel.elec.ref.I0.*(Tc./panel.ref.Tc).^3.*exp(panel.C.q./panel.C.k.*(panel.ref.Eg./pa
nel.ref.Tc-Eg./Tc));

% Calculate light current
IL=SSref.*MMref.*(panel.elec.ref.IL+panel.elec.a_Isc.*(Tc-panel.ref.Tc));

% Series resistance
Rs=panel.elec.ref.Rs;

% Calculate shunt resistance
Rsh=panel.elec.ref.Rsh./SSref;

% end of percalculation
```

6.5 calculate maxium power point voltage and current

```
% initialize result vectors
P=zeros(sim.stop-sim.start+1,1);
I_V_mp=zeros(sim.stop-sim.start+1,2);
fval=zeros(sim.stop-sim.start+1,2);
exitflag=zeros(sim.stop-sim.start+1,1);

% define functions for Imp/Vmp and Imp

F=@(x,i) [ x(1)-
```

```
x(2).*(I0(i)./a(i).*exp((x(2)+x(1).*Rs)./a(i))+1./Rsh(i))./(1+Rs./Rsh(i)+I0(i).*Rs./a(i)
.*exp((x(2)+x(1).*Rs)./a(i)));
           x(1)-(IL(i)-I0(i).*(exp((x(2)+x(1).*Rs)./a(i))-1)-(x(2)+x(1).*Rs)./Rsh(i))];

% calculate Imp(i) and Vmp(i) in parallell
ILref=panel.elec.ref.IL;
Isc_STC=panel.elec.STC.Isc;
Vmp_STC=panel.elec.STC.Vmp;
options=sim.options;

parfor index=sim.start:sim.stop
    % checks for solar radiation, if no irradation skip iteration
    if(I(index)==0)
        P(index)=0;
        fval(index,:)=[0,0]; % for debug
        I_V_mp(index,:)=[0,0];
        exitflag(index)=10; % for debug
    else
        % initial values [Imp, Vmp]
        Imp_g=Isc_STC.*IL(index)./ILref;
        x0=[Imp_g, Vmp_STC];

        % define funtion with relative parameters
        FI = @(x) F(x,index);

        % calculate Imp, Vmp
        [x,fval(index,:), exitflag(index)] = fsolve(FI,x0,options);
        I_V_mp(index,:)=x;
        P(index)=x(1)*x(2);
    end
end

% end of first row
```

6.6 calculate possible other rows

```
if(panel.rows>1)
    % calculates panel's position vectors
    panel.vec.w=rot_z(panel.gamma, rot_x(panel.beta,[panel.num.*panel.w./2;0;0]));
    panel.vec.h=rot_z(panel.gamma, rot_x(panel.beta,[0;0;panel.h]));
    panel.vec.n=cross(panel.vec.w,panel.vec.h)./norm(cross(panel.vec.w,panel.vec.h));
    panel.vec.p0=rot_z(panel.gamma, [0;panel.rowdist;0]);

    P_other=zeros(sim.stop-sim.start+1,1);
    I_V_mp_o=zeros(sim.stop-sim.start+1,2);

    % calculate shadowless part
    PSFc=zeros(8760,1);
    for i=1:length(PSFc)
        PSFc(i)=PSF(azi_s(i), theta_z(i), azi_m_gamma(i), panel.vec);
    end

    % irradiation to tilted surface (no reflected radiation)
    I_To=PSFc.*I_bn.*cos_theta+I_d.*F_Cs;

    % S/Sref
    SSrefo=(PSFc.*I_bn.*cos_theta.*Kta_b+I_d.*Kta_d.*F_Cs)./panel.ref.G;
```

```
    % cell temperature
    Tco=Tcell(I_To,Ta, WS, panel.temp, panel.ref);

    % diode idealityfactor
    ao=panel.elec.ref.a.*Tco./panel.ref.Tc;

    % material band gap [eV]
    Ego=panel.ref.Eg.*(1-panel.ref.C.*(Tco-panel.ref.Tc));

    % diode reverse saturation current

IOo=panel.elec.ref.I0.*(Tco./panel.ref.Tc).^3.*exp(panel.C.q./panel.C.k.*(panel.ref.Eg./
panel.ref.Tc-Ego./Tco));

    % light current
    ILo=SSrefo.*MMref.*(panel.elec.ref.IL+panel.elec.a_Isc.*(Tco-panel.ref.Tc));

    % series resistance
    Rso=panel.elec.ref.Rs;

    % shunt resistance
    Rsho=panel.elec.ref.Rsh./SSrefo;

    % define maxium powerpoint funcitons
    Fo=@(x,i) [ x(1)-
x(2).*(IOo(i)./ao(i).*exp((x(2)+x(1).*Rso)./ao(i))+1./Rsho(i))./(1+Rso./Rsho(i)+IOo(i).*
Rso./ao(i).*exp((x(2)+x(1).*Rso)./ao(i)));
            x(1)-(ILo(i)-IOo(i).*(exp((x(2)+x(1).*Rso)./ao(i))-1)-
(x(2)+x(1).*Rso)./Rsho(i))];

    parfor index=sim.start:sim.stop
        % checks for solar radiation, if no radiation skip iteration
        if(I(index)==0)
            P_other(index)=0;
            I_V_mp_o(index,:)=[0,0];

        else
            % initial values [Imp, Vmp]
            Imp_g=Isc_STC.*ILo(index)./ILref;
            x0=[Imp_g, Vmp_STC];
            % define funtion with relative parameters
            FI = @(x) Fo(x,index);
            % calculate Imp, Vmp
            [x] = fsolve(FI,x0,options);
            I_V_mp_o(index,:)=x;
            P_other(index)=x(1)*x(2);
        end
    end
else
    P_other=0;
    I_V_mp_o=0;
end

% end of main simulation
```

6.7 data handling

```
% skip values under tolerance

simTol=1e-3;
P(P<simTol)=0;
P_other(P_other<simTol)=0;

I_V_mp=abs(I_V_mp);
I_V_mp(I_V_mp(:,1)<simTol,1)=0;
I_V_mp((I_V_mp(:,2)<simTol),2)=0;

% on-site hourly electricity generation [kWh]
Pout=panel.num.*P./1000;
Pout_other=(panel.rows-1).*panel.num.*P_other./1000;

% export data
data.generated=Pout;
data.generated_other=Pout_other;
data.ImpVmp=I_V_mp;
data.ImpVmp_other=I_V_mp_o;
data.Itot=I_T;

% end of data handling

end
```