

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
Sähkötekniikan koulutusohjelma

JARI-PEKKA FLINCK
UUSIUTUVAN ENERGIAN HYÖDYNTÄMISMAHDOLLISUU-
DET NURMI-SORILAN ALUEEN SUUNNITTELUSSA

Diplomityö

Tarkastaja: Lehtori Risto Mikkonen
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekuntaneu-
voston kokouksessa 3.6.2009

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

JARI-PEKKA FLINCK: Uusiutuvan energian hyödyntämismahdollisuudet Nurmi-Sorilan alueen suunnittelussa

Diplomityö, 92 sivua, 4 liitesivua

Maaliskuu 2010

Pääaine: Moderni sähköenergiatekniikka

Tarkastaja: Lehtori Risto Mikkonen

Avainsanat: hajautettu energiantuotanto, uusiutuva energia, aurinkoenergia, tuulivoima, kaatopaikkakaasu, polttokenno

Tässä työssä selvitetään uusiutuvan energian hyödyntämismahdollisuuksia asuinalueella. Esimerkkialueena on Tampereen Nurmi-Sorilaan suunniteltava uusi kaupunginosa, josta valittiin tarkasteltavaksi kolme erityyppistä aluetta. Alueille lasketaan aurinkolämmön, aurinkosähkön ja tuulisähkön tuotanto sekä tutkitaan kaavoituksen vaikutusta aurinkoenergian tuotantoon. Aurinkoenergian tuotannossa hyödynnetään rakennusten kattopintoja ja tuulienergia tuotetaan talo- ja korttelikohtaisilla pientuulivoimaloilla. Lisäksi tutkitaan kaatopaikkakaasun hyödyntämistä polttokennossa ja selvitetään hyödyntämiskohteita kaatopaikkakaasulle.

Työssä kehitetyllä tietokoneohjelmalla voidaan tutkia auringonsäteilyn saatavuutta asuinalueiden 3D-mallien perusteella. Suomessa auringonsäteilyä saadaan lähes yhtä paljon kuin Keski-Euroopassa, ja tehdyn selvityksen perusteella aurinkoenergialla pystyttäisiin kattamaan tarkastelualueilla jopa koko sähkönkulutus sekä puolet käyttöveden lämmityksestä. Aurinkolämmön hyödyntämistä hankaloittaa auringonsäteilyn suuri kuukausittainen vaihtelu.

Tuuliolosuhteita arvioidaan Suomen tuuliatlaksen perusteella. Järven rannalla sijaitsevan kerrostalon ja Tarastenjärven jätteenkäsittelykeskuksen jätepenkereen tuuliolosuhteita simuloitiin tarkemmin virtauslaskentaohjelmalla. Tuulivoimaloiden tuotanto jää sisämaassa melko pieneksi. Kuitenkin esimerkiksi jätepenkereen laella ja kerrostalon katolla tuuliolosuhteet ovat varsin hyvät.

Kaatopaikkakaasusta voidaan polttokennolla tuottaa puhtaasti ja hyvällä hyötysuhteella sähköä ja lämpöä. Kaatopaikkakaasu voisi olla rakennusten perusenergianlähde, jota täydennetään aurinko- ja tuulienergialla. Siitä voidaan valmistaa myös liikennepolttoainetta. Kaatopaikkakaasun muuntaminen nestemäiseksi metanoliksi helpottaisi varastointia ja kuljetusta.

Taloudellisessa tarkastelussa lasketaan hinta uusiutuvilla energiamuodoilla tuotetulle energialle. Tarkastelussa vertaillaan eri aurinkolämpö- ja aurinkosähköteknologioita, aurinkopaneelin sijoitustavan vaikutusta hintaan sekä tuulisähkön hintaa eri sijoituspaikoilla. Erityisesti tuulisähkön hinta riippuu suuresti sijoituspaikasta.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Degree Programme in Electrical Engineering

JARI-PEKKA FLINCK: Renewable Energy and Distributed Generation in Nurmi-Sorila

Master of Science Thesis, 92 pages, 4 Appendix pages

March 2010

Major: Sustainable electrical engineering

Examiner: Lehtori Risto Mikkonen

Keywords: distributed generation, renewable energy, solar energy, wind power, landfill gas, fuel cell

This thesis examines the utilization possibilities of renewable energy in a housing area. Three different areas were chosen from a new city quarter being planned in Nurmi-Sorila, Tampere. Energy produced by solar heat, solar electricity and wind electricity is calculated for the areas, and the influence of city planning to solar energy production is studied. Building roofs are utilized in solar energy production and wind energy is produced using small scale wind turbines. In addition, utilization of landfill gas in fuel cell is studied and different uses of landfill gas are examined. A computer program was developed to estimate the availability of solar energy based on 3D models of housing areas. The amount of solar radiation available in Finland is close to that of Central Europe, and according to the performed study, all of the electricity and half of the hot water used in the three study areas could be produced using solar energy. The utilization of solar heat is hindered by high variation of monthly solar radiation.

Wind speeds are estimated based on the Finnish Wind Atlas. Closer simulations using computational fluid dynamics software were performed to estimate wind speeds around an apartment house situated by the lake and trash hill of Tarastenjärvi Waste Management Centre. The energy produced by wind turbines remains fairly low at inland areas. However, for example at the trash hill and roof of an apartment house wind speeds are quite high.

Landfill gas can be used in a fuel cell to produce clean heat and electricity with good efficiency. Landfill gas could be used as the main energy source supplemented with solar and wind energy. It can also be used to produce transport fuel. Converting landfill gas into liquid methanol would make storage and transportation easier.

A price is calculated for the produced renewable energy. The study compares different solar heat and solar electricity technologies, influence of solar panel position on the price and the price of wind electricity at different sites. In particular the price of wind electricity depends highly on the siting of the turbine.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Tampereen teknillisen yliopiston Elektroniikan laitoksen Sähkömagneetiikan yksikössä alkuvuoden 2009 ja kevään 2010 välisenä aikana. Diplomityössä pääsin hyödyntämään vanhoja harrastuksen kautta opittuja peliohjelmointitaitoja, mutta opin myös kokonaan uutta perehtyessäni itselleni ennestään tuntemattomaan virtausten laskennalliseen simulointiin. On ollut myös kannustavaa huomata, miten laajasti työni on herättänyt kiinnostusta eri tahoilla.

Työn rahoittajina olivat Tampereen kaupunki, Pirkanmaan Jätehuolto Oy ja Tampereen Sähkölaitos Oy. Haluan kiittää Taru Hurmetta, Antonia Sucksdorffia ja Satu Kiveliö-Lukkaa Tampereen kaupungilta innostavista palavereista ja mahdollisuudesta tehdä tämä suurenmoisen mielenkiintoinen diplomityö, Pentti Rantalaa ja Elina Tiiraa Pirkanmaan Jätehuollosta kaatopaikkakaasua koskevista tiedoista, sekä Mika Pekkistä Tampereen Sähkölaitokselta kriittisen näkökulman esille tuomisesta ja rakentavasta palautteesta. Kiitän myös Jani Kanasta Tarastenjärven jätteenkäsittelykeskuksen ja kaatopaikkakaasun keräysjärjestelmän esittelystä paikan päällä.

Kiitän työn valvojaa, lehtori Risto Mikkosta, niin avusta työn alkuvaiheessa kuin saamastani palautteesta työn aikana, lehtori Aki Korpelaa korjausehdotuksista aurinkoenergiamallia käsittelevän luvun osalta ja arkkitehti Anna Helamaata lainaksi saamastani kirjallisesta materiaalista. Kiitokset myös tekn. yo. Matti Lindstedtille johdatuksesta virtausopin saloihin, sekä muillekin kavereille kannustuksesta työn aikana.

Diplomityöni on tehty käytännössä kokonaan vapailla ohjelmilla. Käytössä olivat muun muassa Blender, GCC, GIMP, GNU Make, GNU Octave, Inkscape, IPython, LaTeX, OpenFOAM ja PyX. Lisäksi käytin OGRE-grafiikkamoottoria kehittämäni aurinkoenergiamallin toteutuksessa. Haluan kiittää näiden ohjelmien tekijöitä yhteiseksi iloksi ja hyödyksi tehdystä pyyteettömästä työstä.

Tampereella 17.3.2010

Jari-Pekka Flinck
Männikönkatu 1 A 22
33820 Tampere

SISÄLLYS

1. Johdanto	1
1.1 Työn taustaa	1
1.2 Nurmi-Sorilan osayleiskaava-alueen kuvaus	1
1.3 Työn tavoitteet ja rakenne	3
2. Esimerkkejä uusiutuvan energian hyödyntämisestä	4
2.1 Eko-Viikki	4
2.1.1 Alueellinen aurinkolämpöprojekti	5
2.1.2 Aurinkosähkötalo	6
2.2 Suvilahti	7
2.3 Freiburg Solar Siedlung	8
3. Alueiden energiantarpeen määrittäminen	10
3.1 Tilojen lämmitysenergian tarve	10
3.1.1 Matala- ja passiivienergiatalo	11
3.1.2 Nolla- ja plusenergiatalo	12
3.2 Käyttöveden lämmityksen energiantarve	12
3.3 Sähköenergian tarve	14
3.4 Yhteenveto alueiden energiantarpeesta	15
4. Aurinkoenergian hyödyntäminen	17
4.1 Aurinkoenergian saatavuuden arviointi	17
4.1.1 Huipunkäyttöaika	20
4.2 Auringonsäteilyä vastaanottavan tason sijoittaminen	21
4.3 Aurinkolämpöteknologiat	22
4.4 Aurinkolämpöjärjestelmät	23
4.5 Aurinkosähköteknologiat	25
4.5.1 Puolijohdeaurinkokennon toimintaperiaate	26
4.5.2 Kiteisestä piistä valmistetut aurinkokennot	26
4.5.3 Ohutkalvokennot	29
4.5.4 Muut aurinkokennotyypit	29
4.6 Aurinkosähköjärjestelmät	29
4.7 Aurinkoenergian integrointi rakennuksiin	30
5. Aurinkoenergiamalli	33
5.1 Maan ja Auringon suhteellinen liike	34
5.2 Lähtötietojen muokkaaminen	35
5.2.1 Kokonaissäteilyn jakaminen komponentteihin	36
5.2.2 Hetkellisarvojen laskeminen päivittäisestä kertymästä	37
5.3 Tarkastelupisteeseen tulevan auringonsäteilyn laskeminen	39
5.3.1 Varjostus	39

5.3.2	Suora auringonsäteily	40
5.3.3	Diffuusi auringonsäteily	41
5.3.4	Maasta heijastunut auringonsäteily	42
5.3.5	Vedestä heijastunut auringonsäteily	42
6.	Tuulivoiman hyödyntäminen	45
6.1	Suomen tuuliolosuhteet	45
6.2	Tuuliolosuhteiden arviointi	46
6.2.1	Tuulen nopeuksien Weibull-jakauma	46
6.3	Tuulivoimateknologiat	47
6.3.1	Vaaka-akseliset tuulivoimalat	48
6.3.2	Pystyakseliset tuulivoimalat	49
6.4	Tuulivoiman ympäristövaikutukset	50
6.5	Tuuliolosuhteiden laskennallinen simulointi	51
6.5.1	Turbulentin virtauksen mallintaminen	52
7.	Kaatopaikkakaasun hyödyntäminen	53
7.1	Kaatopaikkakaasun koostumus ja määrä	53
7.2	Kaatopaikkakaasun hyötykäyttö tänään	54
7.3	Kaatopaikkakaasun hyödyntäminen polttokennossa	54
7.3.1	Polttokennotekniikan perusteita	55
7.3.2	Polttokennotyypit	57
7.3.3	Polttoaineen reformointi	60
7.3.4	Metanoli polttoaineena ja sen valmistaminen kaatopaikkakaasusta	61
7.4	Muu hyödyntämispotentiaali	61
8.	Alueiden energiantuotannon laskeminen	63
8.1	Aurinkoenergia	63
8.1.1	Arkkitehtisuunnitelman pohjalta tehtävä tarkastelu	63
8.1.2	Vertailevat teoreettiset tarkastelut	64
8.1.3	Yhteenveto auringonsäteilyn kokonaismääristä	65
8.1.4	Aurinkolämpö- ja aurinkosähköjärjestelmien tuotannon laskeminen	66
8.2	Tuulivoima	67
8.2.1	Tuulivoimaloiden sijoittaminen alueille	67
8.2.2	Käytettävien tuulivoimaloiden ominaisuudet	68
8.2.3	Sijoituspaiikkojen tuuliolosuhteiden määrittäminen	68
8.2.4	Tuulivoimaloiden tuotannon laskeminen	72
8.3	Kaatopaikkakaasu	72
9.	Energian tuotantomäärät alueilla ja taloudellinen tarkastelu	74
9.1	Aurinkoenergian tuotanto	74
9.2	Tuulienergian tuotanto	75
9.3	Kaatopaikkakaasu	76

9.4	Taloudellinen tarkastelu	76
9.4.1	Aurinkolämpö	78
9.4.2	Aurinkosähkö	78
9.4.3	Tuulisähkö	80
10	Johtopäätökset	82
	Lähteet	85

TERMIT JA SYMBOLIT

α	aurinkosähköpaneelin tai aurinkolämpökeräimen suuntakulma
α_{katto}	katon kaltevuus
β	aurinkosähköpaneelin tai aurinkolämpökeräimen kallistuskulma
δ	Auringon deklinaatiokulma
ΔT	lämpötilaero, °C
ε	turbulenssin dissipaatio
ε_0	korjauskerroin, jolla huomioidaan maan kiertoradan elliptisyyden vaikutus auringonsäteilyn tehoon
η	hyötysuhde
η_0	aurinkolämpökeräimen optinen hyötysuhde
$\eta_{\text{lämpö}}$	aurinkolämpöjärjestelmän hyötysuhde
$\eta_{\text{sähkö}}$	aurinkosähköjärjestelmän hyötysuhde
μ	dynaaminen viskositeetti, kg/(m·s)
ω	auringon tuntikulma, rad
ω_S	auringonnousun tuntikulma, rad
ϕ	leveyspiiri, rad
π	pii, 3,14159
ρ	aineen tiheys, kg/m ³
ρ_a	maanpinnan albedo
ρ_v	veden tiheys, 1000 kg/m ³
θ_i	valonsäteen tulokulma suhteessa vedenpinnan normaaliin, rad
θ_R	vedestä heijastuneen valonsäteen ja tarkastelupinnan normaalin välinen kulma, rad
θ_S	auringon suuntaisen vektorin ja tarkastelupinnan normaalin välinen kulma, rad

θ_t	taittuneen valonsäteen kulma suhteessa vedenpinnan normaaliin, rad
θ_{ZS}	aurion suuntaisen vektorin ja maanpinnan normaalin välinen kulma, rad
A	pinta-ala, m^2
A_{katto}	rakennuksen kattopinta-ala, m^2
A_{pohja}	rakennuksen pohjan pinta-ala, m^2
A_w	Weibull-jakauman määräparametri, m/s
B	suoran auringonsäteilyn tehotiheys, W/m^2
B_0	ilmakehän ulkopuolisen auringonsäteilyn tehotiheys, W/m^2
B_{0d}	ilmakehän ulkopuolisen auringonsäteilyn vuorokausikertymä, Wh/m^2
B_d	suoran auringonsäteilyn vuorokausikertymä, Wh/m^2
B_m	suoran auringonsäteilyn kuukausikertymä, Wh/m^2
c_{pv}	veden ominaislämpökapasiteetti, $4,2 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$
d_n	päivän järjestysluku
D	diffuusin auringonsäteilyn tehotiheys, W/m^2
D_d	diffuusin auringonsäteilyn vuorokausikertymä, Wh/m^2
D_m	diffuusin auringonsäteilyn kuukausikertymä, Wh/m^2
D^C	diffuusin auringonsäteilyn auringon suuntaisen komponentin tehotiheys, W/m^2
D^I	diffuusin auringonsäteilyn isotrooppisen komponentin tehotiheys, W/m^2
e	Neperin luku, 2,71828
E	energia, Wh
$E_{\text{lämpö}}$	aurinkolämpöjärjestelmän tuottama energia, Wh
$E_{\text{sähkö}}$	aurinkosähköjärjestelmän tuottama energia, Wh
G	kokonaissäteilyn tehotiheys, W/m^2
G_d	kokonaissäteilyn vuorokausikertymä, Wh/m^2

G_m	kokonaissäteilyn kuukausikertymä, Wh/m ²
k	turbulenssin kineettinen energia
k_1	aurinkolämpökeräimen lämpöhäviöitä kuvaava kerroin, W/(m ² ·K)
k_2	aurinkolämpökeräimen lämpöhäviöitä kuvaava kerroin, W/(m ² ·K ²)
k_d	diffuusin auringonsäteilyn isotooppisen ja auringon suuntaisen komponentin suhdetta kuvaava kerroin
K_T	kirkkauskerroin
k_w	Weibull-jakauman muotoparametri
n_1, n_2	aineiden 1 ja 2 taitekertoimia
\bar{L}	aurinkoa kohti osoittava yksikkövektori
\bar{L}_0	keskipäivän aurinkoa kohti osoittava yksikkövektori
\bar{N}	tarkastelupinnan normaalin suuntainen yksikkövektori
p	paine, N/m ²
P	teho, W
$P(u)$	tuulivoimalan tehokäyrästä laskettu teho tuulennopeudella u , W
Q_{lkv}	käyttöveden lämmitykseen tarvittava lämpöenergia, J
r	heijastuskerroin polarisoitumattoman valonsäteen amplitudille
r_p	heijastuskerroin p-polarisoituneen valonsäteen amplitudille
r_s	heijastuskerroin s-polarisoituneen valonsäteen amplitudille
r_D	diffuusin auringonsäteilyn tehotiheyden suhde vuorokausikertymään
r_G	kokonaissäteilyn tehotiheyden suhde vuorokausikertymään
R	maasta heijastuneen auringonsäteilyn tehotiheys, W/m ²
R_d	maasta heijastuneen auringonsäteilyn vuorokausikertymä, Wh/m ²
R_m	maasta heijastuneen auringonsäteilyn kuukausikertymä, Wh/m ²
R_w	vedestä heijastuneen auringonsäteilyn tehotiheys, W/m ²
S	aurinkovakio, 1367 W/m ²

T	vuorokauden pituus, h
T_c	aurinkolämpökeräimessä kiertävän lämmönsiirtonesteen keskilämpötila, °C
T_∞	ulkoilman lämpötila, °C
t_h	huipunkäyttöaika, h
t	aika, s
u	tuulen nopeus, m/s
v	virtausnopeus, m/s
$W(u)$	Weibull-jakaumasta laskettu tuulen nopeuden u todennäköisyystiheys
AFC	alkalipolttokenno
MCFC	sulakarbonaattipolttokenno
PAFC	fosforihappopolttokenno
PEM	polymeeripolttokenno
SOFC	kiinteäoksidipolttokenno

1. JOHDANTO

Tässä diplomityössä selvitetään uusiutuvan energian hyödyntämismahdollisuuksia Tampereen Nurmi-Sorilaan suunnitteilla olevassa uudessa kaupunginosassa. Työssä tarkasteltavia teknologioita ovat aurinkolämpö, aurinkosähkö, tuulivoima sekä kaatopaikkakaasun hyödyntäminen polttokennossa. Työ on luonteeltaan yleisselvitys, jossa pyritään saamaan selville osa-alueet, joihin myöhemmissä tutkimuksissa kannattaa perehtyä yksityiskohtaisemmin.

1.1 Työn taustaa

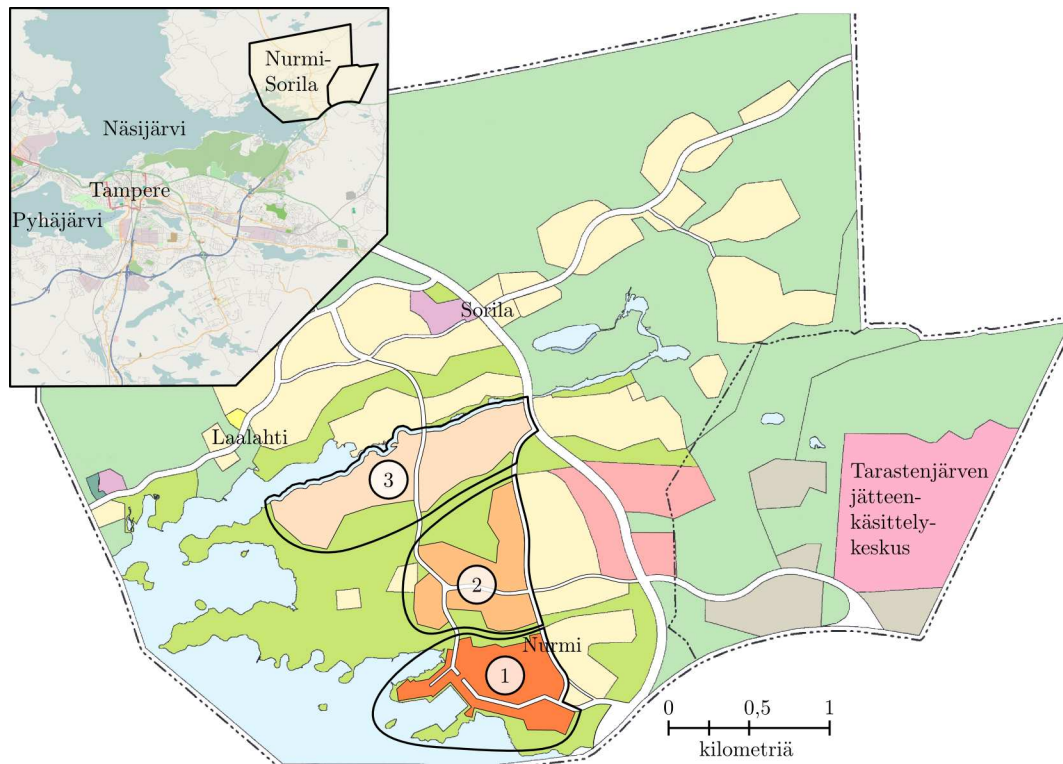
Suomessa asuin- ja palvelurakennusten energiankäytön osuus on yhteensä 30 prosenttia kaikesta energian loppukäytöstä [19]. Tämä energia tuotetaan pääasiassa fossiilisilla polttoaineilla, joiden käyttö aiheuttaa kasvihuoneilmiötä vahvistavia hiidioksidipäästöjä. Suomen hallituksen ilmasto- ja energiapoliittisessa tulevaisuusselonteossa on asetettu tavoitteeksi vähentää kasvihuonekaasupäästöjä vuoden 1990 tasosta vähintään 80 % vuoteen 2050 mennessä. Selonteossa yhtenä tärkeimmistä yksittäisistä tavoitteista mainitaan rakennuskannan energiatehokkuuden parantaminen. [77]

Suomen kansallisessa ilmasto- ja energiastrategiassa kasvihuonekaasupäästöt jaetaan EU:n päästökauppaan kuuluviin ja sen ulkopuolelle jääviin päästöihin. Strategiassa painotetaan päästökauppaa tärkeimpänä ohjauskeinona päästöjen vähentämiseksi. Päästökaupan ulkopuolelle jäävät kuitenkin muun muassa asuminen, liikenne ja jätehuolto. [51] Näiden sektorien päästöjen vähentämistavoitteiden saavuttamisessa kunnilla on keskeinen rooli. Esimerkiksi uuden asuinalueen suunnittelussa tehdään päätöksiä, joilla vaikutetaan asumisen ja liikenteen päästöihin pitkälle tulevaisuuteen.

1.2 Nurmi-Sorilan osayleiskaava-alueen kuvaus

Nurmi-Sorilan osayleiskaava-alueen sijainti Tampereen kaupunkirakenteessa on esitetty kuvassa 1.1. Alueelle on suunnitteilla noin 13000 asukkaan uusi kaupunginosa, jonka rakentaminen voitaisiin aloittaa joskus vuoden 2016 tietämällä. Nurmi-Sorilan keskusta sijaitsee alueen eteläosassa Näsijärven rannalla. Matkaa Tampereen keskustaan on 13 kilometriä. Etäisyydestä johtuen toimivien joukkoliikenneyhteyksien ja kevyenliikenteenverkoston kehittäminen ovat tärkeässä osassa alueen suunnittelussa.

Suunnittelun muihin tavoitteisiin kuuluvat muun muassa energiatehokkuus, matalaenergiarakentaminen sekä uusiutuvan energian käyttö, joita tullaan käsittelemään tässä diplomityössä.



Kuva 1.1: Nurmi-Sorilan ja Tarastenjärven osayleiskaava-alueet. Kuvaan on merkitty numeroin kolme lähempään tarkasteluun valittua aluetta Nurmi-Sorilasta.

Nurmi-Sorilasta valittiin lähempään tarkasteluun kolme erityyppistä aluetta. Alueiden sijainti Nurmi-Sorilan osayleiskaava-alueella on esitetty kuvassa 1.1. Keskustan kerrostalovaltaisella alueella (1) rakentaminen painottuu rannan myötäisesti kulkevan pääkadun varteen. Rakentaminen on pääosin nelikerroksista, mutta rantaan on suunniteltu myös viisi- ja kuusikerroksisia kerrostaloja sekä yksi kahdeksan kerroksinen kerrostalo. Kerrostaloalueen pohjoispuolella sijaitsevalla tiiviin ja matalan rakentamisen alueella (2) rakennukset ovat kaksikerroksisia kytkettyjä pientaloja. Edempänä pohjoisessa sijaitsee pientaloalue (3). Näille kolmelle alueelle tulisi sijoittamaan noin puolet koko Nurmi-Sorilan asukasmäärästä.

Nurmi-Sorilan itäpuolella Tarastenjärven osayleiskaava-alueella sijaitsee Tarastenjärven jätteenkäsittelykeskus. Sen etäisyys Nurmi-Sorilan keskustasta on noin kaksi kilometriä. Kaatopaikalla muodostuvaa kaatopaikkakaasua hyödynnetään sähkön ja lämmön tuotannossa. Kaatopaikkakaasua kuitenkin muodostuu enemmän kuin sitä pystytään tällä hetkellä hyödyntämään ja suuri osa siitä joudutaan polttamaan soihduissa.

1.3 Työn tavoitteet ja rakenne

Työssä arvioidaan aurinkoenergian ja tuulivoiman tuotantopotentiaali asuinalueella, ja selvitetään kaatopaikkakaasun hyödyntämismahdollisuudet rakennusten energiantuotannossa sekä erilaisissa asuinalueen yhteyteen sijoittuvissa toiminnoissa. Lisäksi tarkastellaan kaavoituksen vaikutusta energian tuotantoon.

Luvussa kaksi heti johdannon jälkeen esitetään joitakin esimerkkejä uusiutuvan energian hyödyntämisestä asuinalueilla. Mukana on esimerkkejä aurinkoenergian ja kaatopaikkakaasun hyödyntämisestä, sekä passiivienergiarakentamisesta. Rakennusten energiankulutukseen perehdytään tarkemmin luvussa kolme. Luvussa tarkastellaan rakennusten energiantarvetta jaettuna tilojen ja käyttöveden lämmitykseen sekä sähköenergiaan. Luvun kolme lopussa määritetään energiantarpeet Nurmi-Sorilasta valituille kolmelle tarkastelualueelle.

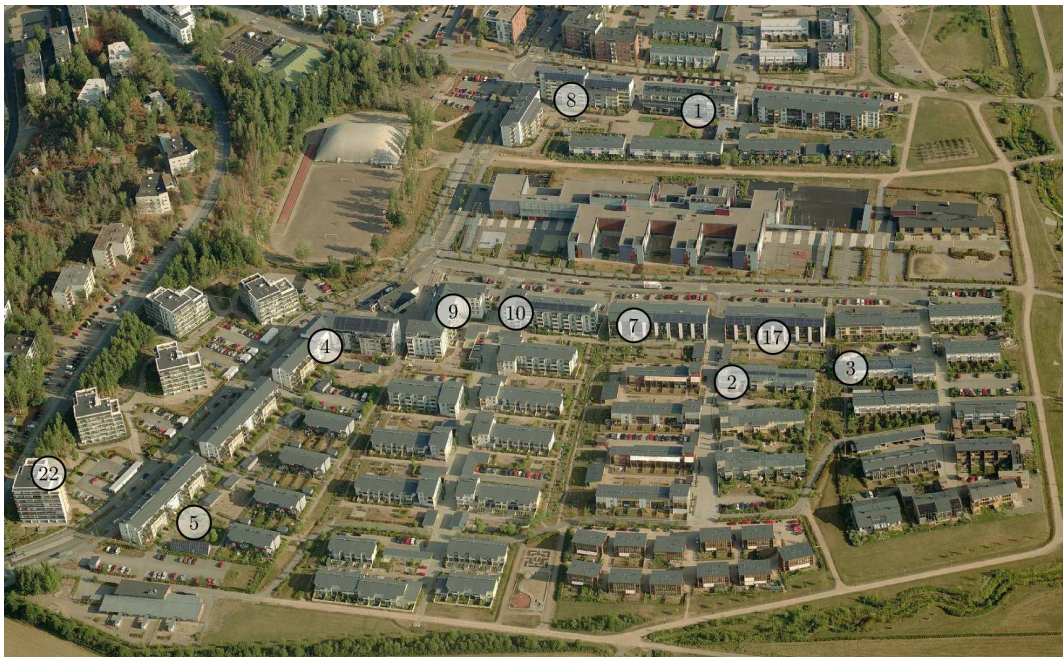
Luku neljä käsittelee aurinkoenergian hyödyntämistä. Luvussa selvitetään auringsäteilyn saatavuus Nurmi-Sorilassa, esitetään aurinkosähkön ja -lämmön tuotannossa käytettävät teknologiat sekä tarkastellaan aurinkoenergian integrointia rakennuksiin. Luvussa viisi esitellään työssä käytetty aurinkoenergiamalli. Luvussa kuusi perehdytään tuulivoiman hyödyntämiseen. Siinä kartoitetaan Nurmi-Sorilan tuuliolosuhteet ja tarkastellaan tuulivoiman sijoittamista rakennettuun ympäristössä. Lisäksi luvussa esitellään erilaiset pientuulivoimalatyypit. Luku seitsemän käsittelee kaatopaikkakaasun hyödyntämistä polttokennoissa.

Tarkastelualueilla tuotetun uusiutuvan energian määrät lasketaan luvussa kahdeksan. Luvussa selvitetään käytetyt laskentamenetelmät ja esitetään aurinkoenergian tuotantomoduulien ja tuulivoimaloiden sijoittaminen alueille. Tulokset tuotetun energian määristä esitetään luvussa yhdeksän. Lisäksi luvussa yhdeksän lasketaan arvio eri tavoilla tuotetun energian hinnalle.

2. ESIMERKKEJÄ UUSIUTUVAN ENERGIAN HYÖDYNTÄMISESTÄ

2.1 Eko-Viikki

Eko-Viikki on 1700 asukkaan ekologisesti suunniteltu asuinalue Helsingin Viikissä. Sen rakentaminen aloitettiin vuonna 1999 ja viimeinen kohde valmistui 2004. Eko-Viikki oli koealue, josta haettiin käytännön kokemuksia ekologisesti kestävästä rakentamisesta ja pyrittiin edistämään ympäristöystävällisempää asuntorakentamista. Suunnittelussa päähuomio oli energian säästössä ja aurinkoenergian käytössä. Kuvaan 2.1 on merkitty Eko-Viikin aurinkolämpöä hyödyntävät kohteet sekä yksi aurinkosähköä hyödyntävä kerrostalo (kohde 22). [60]



Kuva 2.1: Ilmakuva Eko-Viikistä [27]. Kuvaan on merkitty aurinkolämpöä ja -sähköä hyödyntävät kohteet käyttäen Eko-Viikin seurantaprojektin loppuraportin [60] kohdenumeroita.

Eko-Viikkiä varten laadittiin oma ekokriteeristö. Kehittäjiensä sukunimistä nimensä saaneen PIMWAG-kriteeristön tarkoituksena oli ohjata suunnittelua ja rakentamista ekologisesti kestävämpään suuntaan. Siinä rakennushankkeiden ekologisuutta mittaavat kriteerit jaettiin viiteen osatekijään, joita olivat saastuminen, luon-

nonvarojen käyttö, rakennusten terveellisyys, luonnon monimuotoisuus ja ravinnon tuotanto. Jo kriteeristön minimitaso tarkoitti tavanomaista ekologisempaa rakentamista ja vähimmäisvaatimusten täyttäminen oli tontinluovutusehtona kaikille rakennuttajille. Lisäksi rakennuttajien oli mahdollista kerätä lisäpisteitä kehittämällä kriteeristön mittaamia ominaisuuksia. PIMWAG-kriteeristön avulla rakennushankkeita on pystytty ohjaamaan haluttuun suuntaan ja sen toimintaan Eko-Viikissä on oltu tyytyväisiä. [60] PIMWAG-kriteeristö on ollut pohjana myös ympäristöministeriön rakennusten ympäristöjärjestelmä PromisE:n laadinnassa [17].

2.1.1 Alueellinen aurinkolämpöprojekti

Eko-Viikissä lähes puolet asunnoista hyödyntää aurinkolämpöä. Aurinkolämpöjärjestelmä on yhteensä kymmenessä kiinteistössä, joista yksi on Teknillisen korkeakoulun koordinoima SUNH-kiinteistö. Se oli osa Euroopan Komission Thermie-ohjelmaan kuuluvaa Solar Urban New Housing -projektia, jonka tavoitteina olivat energiansäästö, rakennusten parannettu lämmöneristävyys, aurinkoenergian käyttö ja ekologinen rakentaminen. Loput yhdeksän kiinteistöä kuuluivat alueelliseen aurinkolämpöprojektiin, jossa kokeiltiin erilaisten ratkaisujen toimivuutta tulevia aurinkolämpöprojekteja varten. [60]

Aurinkolämpökeräiminä Eko-Viikissä käytettiin tasokeräimiä. Useimmissa kiinteistöissä tasokeräimet on integroitu vesikatteeseen (kuva 2.2), jolloin ne korvaavat tavanomaisia kattomateriaaleja. Kahdessa kiinteistössä tasokeräimet on asennettu erillisinä vesikaton päälle ja yhdessä kiinteistössä tasokeräimet muodostavat huoltorakennuksen katon (kuva 2.3). [60]



Kuva 2.2: Kohde 7, As Oy Helsingin Auringonkukka. Osaksi vesikattoa integroituilla aurinkolämpökeräimillä tuotetaan lämmintä käyttövedettä. [11]



Kuva 2.3: Kohde 5, Helsingin Asumisoikeus Oy. Asuntojen käyttövedestä osa lämmitetään huoltorakennukseen integroiduilla aurinkolämpökeräimillä. [11]

Peruslämmönlähteenä kaikissa kohteissa on kaukolämpö ja aurinkokeräimien avulla lämmitetään pääasiassa asuntojen lämmin käyttövesi. Kiinteistöistä riippuen aurinkolämmön osuus on 15–75 % lämpimän käyttöveden lämmitykseen tarvittavasta

energiasta [10]. Muutamissa kohteissa aurinkolämpöä hyödynnetään myös kosteiden tilojen lämmitykseen ja SUNH-kiinteistössä aurinkolämpöä käytetään yhtenä varsinaisen lämmitysjärjestelmän lämmönlähteistä niin käyttöveden kuin tilojenkin lämmityksessä. [60]

2.1.2 Aurinkosähkötalo

Eko-Viikin aurinkosähkötalo (kuva 2.4) on yksi viidestä kerrostalosta, joiden suunniteltiin alun perin hyödyntävän aurinkoenergiaa ainoastaan passiivisesti ilman varsinaisia aurinkokeräimiä tai -kennoja. Päätös aurinkosähkön hyödyntämisestä tehtiin vasta aivan suunnittelun loppuvaiheessa kun muut neljä taloa olivat jo valmistuneet. Helsingin kaupunki halusi, että aurinkokennot integroidaan parvekejulkisivuun, missä ne olisivat näyttävästi esillä. Tämän päätöksen pohjalta aurinkosähköjärjestelmiä toimittava NAPS Systems ja parvekejulkisivuja valmistava Lumon aloittivat yhdessä kehitystyön. [36]



Kuva 2.4: Kohde 22, As Oy Helsingin Salvia. Aurinkosähköä hyödyntävä kerrostalo, jossa aurinkosähkökennot on integroitu parvekkeiden lasikaiteisiin. [26]

Arkkitehdille annettiin käytettäväksi sinisiä monikiteistä piistä valmistettuja aurinkokennoja kooltaan 10x10 cm. Aurinkokennojen lukumäärä määräytyi rakennuttajan asettaman rahasumman perusteella, eikä määrä riittänyt kattamaan koko julkisivua. Erityisesti se, että osa parvekkeista jäi ilman minkäänlaista näkösuojaa, on johtanut joidenkin asukkaiden keskustelua herättäneisiin omatekoisiin ratkaisuihin. Asukkaiden viihtyvyyden kannalta olisi voitu päästä parempaan lopputulokseen toisenlaisilla arkkitehtonisilla ratkaisuilla. Aurinkosähköjärjestelmän esteettistä integrointia kerrostaloon voidaan kuitenkin pitää varsin onnistuneena. Yhteistyö aurinkosähköjärjestelmän toimittajan ja arkkitehdin välillä sujui hyvin. Myös asukkaat ovat olleet mielissään siitä, että talo tuottaa itse osan kuluttamastaan sähköstä uusiutuvalla aurinkoenergialla. Asukkaiden myönteistä suhtautumista varmasti lisää

aurinkokennojen esteettisesti onnistunut integrointi. [36]

YIT:n rakennuttamassa kerrostalossa aurinkosähkökennojen kattamaa pinta-alaa on noin 240 m² ja järjestelmän kapasiteetti on 24 kW_p. Järjestelmän tuottamalla sähköllä pystytään kattamaan noin 20 % talon kiinteistösähkön tarpeesta. Aurinkosähkökennojen sähköntuotannon ollessa kiinteistön sähkönkulutusta suurempi, siirtyy ylimääräinen aurinkosähkö Helsingin Energian sähkönjakeluverkkoon. Eko-Viikissä on käytössä sähkön nettomittarointi, eli Helsingin Energia vähentää verkkoon syötetyn aurinkosähkön määrän suoraan taloyhtiön verkosta ostaman sähkön määrästä. [60]

2.2 Suvilahti

Vuoden 2008 asuntomessualue Vaasan Suvilahdessa on energiaomavarainen niin lämmön kuin sähkönkin suhteen. Alueen 48 pientalon ja kolmen kerrostalon käyttämä energia tuotetaan New Energy -voimalaitoksessa SOFC-Polttokennon ja mikroturbiinin avulla. Voimalaitoksen teknisiä tietoja on esitetty taulukossa 2.1. Wärtsilän valmistama polttokenno on prototyyppi, joka on lähitulevaisuudessa tarkoitus korvata merkittävästi suuremmalla yksiköllä. Polttoaineena käytetään Suvilahden vanhalta maisemoidulta kaatopaikalta saatavaa kaatopaikkakaasua. Lisäksi alueella hyödynnetään meren pohjasedimenttiä sekä lämmönlähteenä että rakennusten jäädytyksessä. [35] [42]

Taulukko 2.1: New Energy -voimalaitoksen polttokennojärjestelmän ja mikroturbiinin teknisiä tietoja. [29] [9]

	WFC20-polttokennojärjestelmä	Sarlinin mikroturbiini
Sähköteho [kW]	19	130
Lämpöteho [kW]	14–15	230
Sähköhyötysuhde	43 %	30 %
Kokonaishyötysuhde	73–76 %	83 %

Kaatopaikkakaasusta noin 40 % on metaania. SOFC-polttokennon korkeassa, noin 750 °C:n, toimintalämpötilassa tapahtuu sisäinen reformointi, jossa metaani muuntuu polttokennon käyttämiksi hiilimonoksidiksi ja vedyksi. Järjestelmässä on kuitenkin myös esireformeri, jolla varmistetaan polttokennolle johdettavan kaasuseoksen tasainen laatu. Suurimpia teknisiä haasteita on ollut kaatopaikkakaasun vaihteleva koostumus. Sitä varten kehitetyn oman ohjausjärjestelmän ansiosta polttokennoyksikkö on toiminut tasaisesti matalasta ja vaihtelevasta metaanipitoisuudesta huolimatta. Kaatopaikkakaasu sisältää lisäksi erilaisia epäpuhtauksia, kuten rikki-, kloori- ja siloksaaniyhdisteitä sekä tervaa, jotka on poistettava kaatopaikkakaasusta ennen polttokennoa. Puhdistus on toteutettu huoneenlämmössä toimivalla impregnoidulla aktiivihiilipohjaisella adsorbentilla. [29] [82]

Meren pohjasedimenttiin varastoitunut lämpö on peräisin auringosta. Kesällä auringonsäteet lämmittävät veden läpi pohjasedimenttiä ja ilmojen kylmetessä lämpö säilyy hyvin vesi- ja jääpeitteen alla. Pohjasedimenttiin on vaakaporattu yhteensä 26 kappaletta 300 metrin pituisia putkia. Lämpö kerätään 3–5 metrin syvyydestä, missä keskilämpötila on 7–9 °C maalämpöä korkeampi. Lämpötila nostetaan talo-kohtaisten lämpöpumppujen avulla, minkä jälkeen lämpöä voidaan käyttää tilojen ja käyttöveden lämmitykseen. Kesällä matalalämpöverkon lämpötilataso on 12–15 °C, joten sitä voidaan hyödyntää jäähdytykseen suoraan lämmönvaihtimella. [42] [38]

2.3 Freiburg Solar Siedlung

Etelä-Saksassa sijaitsevaa Freiburgia pidetään maailman aurinkoteknologian pääkaupunkina. Kaupungissa on lukuisia aurinkoteknologia-alan yrityksiä, tutkimuslaitoksia ja instituutteja. Freiburgissa sijaitsee myös Solar Siedlung aurinkokylä (kuva 2.5), jossa talot tuottavat aurinkosähköä yli kaksi kertaa oman sähkönkulutuksensa verran vuodessa.



Kuva 2.5: Freiburg Solar Siedlung, Saksa. Etäreunalla on Sonnenschiff liikekeskus ja sen takana plusenergiarivitaloja. Etelään suunnatuille katoille asennetut aurinkosähköpaneelit tuottavat sähköä yli oman tarpeen ja asukkaat myyvät ylijäämänsä yleiseen sähköverkkoon. [8]

Kaikki aurinkokylän 50 rivitaloasuntoa sekä liikekeskus ovat plusenergiataloja. Rivitalot tuottavat sähköä aurinkosähköpaneelilla, jotka peittävät katon koko etelän puoleisen lappeen ja ulottuvat pitkälle katon eteläreunan yli toimien kesäkuukausina myös varjostimina. Aurinkosähköpaneelit eivät kuitenkaan muodosta rivitalojen vesikattoja, vaan ne on asennettu varsinaisen katon päälle. Taulukkoon 2.2 on koottu tietoja aurinkosähkön tuotannosta alueella. Liikekeskukseen on asennettu aurinkosähköpaneelien lisäksi tyhjiöputkikeräimiä, joilla tuotetaan aurinkolämpöä paikalliseen lämpöverkkoon. Aurinkolämpöä käytetään alueella sekä käyttöve-

den että tilojen lämmittämiseen. Talvikuukausina sähköä ja lämpöä tuotetaan myös puuhaketta polttoaineena käytävässä paikallisessa voimalaitoksessa. [65]

Taulukko 2.2: Sähkönkulutus ja aurinkosähkön tuotanto Freiburgin Solar Siedlung aurinkokylässä. [14]

	Rivitalot	Liikekeskus
Aurinkosähköjärjestelmän nimellisteho [kW]	333	112
Aurinkosähkön tuotanto [MWh/vuosi]	314	106
Sähkön ominaiskulutus [kWh/m ² /vuosi]	16,3	17
Kerrosala [m ²]	6745	6034
Sähkönkulutus yhteensä [MWh/vuosi]	110	100
Sähkön tuotanto / kulutus	2,9	1,1

Asukkaat myyvät tuottamaansa aurinkosähköä yleiseen sähköverkkoon kun tuotanto ylittää oman sähkönkulutuksen. Saksan syöttötariffilaki velvoittaa verkko-operaattorit ostamaan uusiutuvilla energiamuodoilla tuotettua sähköä lain määräämään kiinteään hintaan 20 vuoden jakson ajan. Siitä aiheutuvat kustannukset jaetaan tasapuolisesti koko maan verkko-operaattoreiden kesken. Syöttötariffi on porrastettu eri teknologioille niiden tuotantokustannusten mukaan ja sen taso laskee vuosittain, mikä kannustaa tekemään nopeita investointeja ja kehittämään teknologioita entistä edullisemmiksi. [65].

Freiburg myös tukee energiatehokkuutta parantavia jälkiasennuksia ja lämmöneristyksen parantamista tukiohjelmilla. Esimerkiksi kuvan 2.6 kerrostalon modernisoinnin yhteydessä tehtiin parannuksia vanhaan lämmitysjärjestelmään ja taloon asennettiin aurinkosähköjärjestelmä. Lisäksi kaikki uudet kaupungin maalle rakennettavat talot on suunniteltava uusien energiatehokkuusvaatimusten mukaisesti. [5]



Kuva 2.6: Wilmersdorfer Straße, Freiburg, Saksa. Saksalainen näkemys aurinkosähköä hyödyntävästä kerrostalosta. Aurinkopaneelit on lisätty taloon jälkikäteen modernisoinnin yhteydessä. [79]

3. ALUEIDEN ENERGIANTARPEEN MÄÄRITTÄMINEN

Rakennusten energiankulutus on jaettu tilojen lämmitykseen, käyttöveden lämmitykseen ja sähköenergiaan. Vuotuisen energiankulutuksen lisäksi tarkastellaan energiankulutuksen kuukausittaista vaihtelua ja muita kulutustyyppien erityispiirteitä, jotka vaikuttavat uusiutuvien energiamuotojen hyödyntämiseen. Luvun lopussa määritetään energiankulutus kolmelle Nurmi-Sorilasta valitulle tarkastelualueelle.

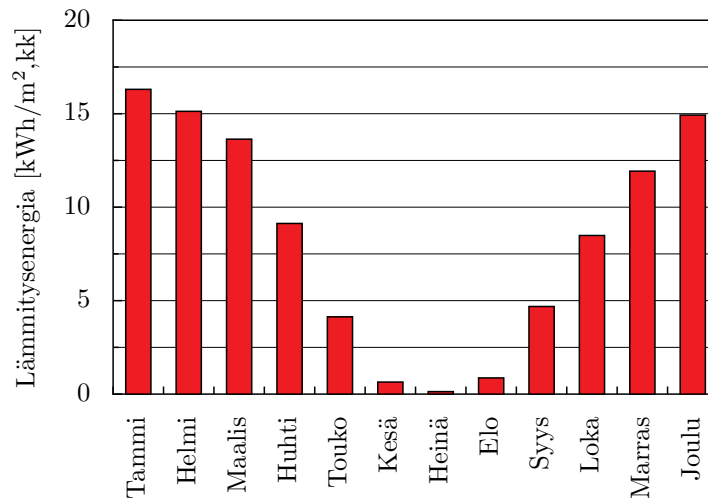
Suomen nykyisissä rakentamismääräyksissä rakennusten energiankulutusta ei säännellä suoraan. Sen sijaan rakentamismääräyksissä asetetaan tietyt kriteerit lattia-, katto- ja seinärakenteiden lämmöneristävyydelle. Rakentamismääräykset uudistuvat vuonna 2010, jolloin määräystaso tiukkenee noin 30 %. Vuonna 2012 ollaan toteuttamassa rakentamismääräysten kokonaisuudistus, jonka yhteydessä siirrytään kokonaisenergiankulutukseen perustuvaan sääntelyyn. Uudistuksen jälkeen rakentamismääräyksissä otetaan huomioon kulutetun energian määrän lisäksi myös energiamuodot, joilla rakennuksen käyttämä energia tuotetaan. [12]

3.1 Tilojen lämmitysenergian tarve

Tilojen lämmitysenergian tarvetta voidaan arvioida astepäivälukujen perusteella. Astepäiväluku on sisälämpötilan ja vuorokauden keskimääräisen ulkolämpötilan erotus. Kuukausittainen astepäiväluku saadaan päivittäisten astepäivälukujen summana ja vastaavasti koko vuoden astepäiväluku kuukausittaisten astepäivälukujen summana. Menetelmässä rakennuksen lämpöhäviöiden oletetaan riippuvan suoraan sisä- ja ulkolämpötilan erotuksesta. Ulkolämpötilan ollessa sisälämpötilaa matalampi, lämpöä karkaa johtamalla rakennuksen ulkovaipan läpi. Samoin ilmanvaihdon tuuloilman lämmittämiseen tarvittava energia kasvaa kun ulkoilman lämpötila laskee. Laskennallisena sisälämpötilana käytetään 17 °C, joka on todellista sisälämpötilaa matalampi, koska sisäisten ja ulkoisten lämmönlähteiden (sähkölaitteet, ihmiset ja aurinko) oletetaan nostavan sisälämpötilaa noin 4 °C. [32]

Kuvassa 3.1 on kuukausittaisten astepäivälukujen perusteella laskettu tilojen lämmityksen ominaiskulutus. Kuvaaja perustuu Ilmatieteen laitoksen vertailukauden 1971–2000 astepäivälukuihin Tampereella [39]. Lämmitysenergian kulutus on suhteutettu vuoden 2003 normitaloon, jonka ominaiskulutus on 100 kWh/m² vuodessa [55]. Kuvasta nähdään, että kesällä lämmitysenergian kulutus on olematonta tal-

veen verrattuna. Tämä hankaloittaa erityisesti aurinkoenergian hyödyntämistä tilojen lämmityksessä.



Kuva 3.1: Tilojen lämmitysenergian ominaiskulutus kuukausittain vuoden 2003 normitalolle Tampereella.

3.1.1 Matala- ja passiivenergiatalo

Matalaenergiatalo on rakennus, jonka lämpöhäviöt ovat tavanomaista pienemmät. Määritelmän mukaan matalaenergiatalon tilojen lämmitysenergian kulutus saa olla enintään 50 % rakentamismääräysten vähimmäisvaatimusten mukaiseen normitaloon verrattuna. Passiivenergiatalolle on puolestaan olemassa useampikin määritelmä. Keski-Euroopassa passiivenergiatalon lämmitys- ja jäähdytysenergian tarve saa olla enintään 15 kWh/m² vuodessa. Suomen ilmasto-oloissa tämä tavoite olisi liian ankara ja VTT onkin laatinut suomalaiselle passiivenergiatalolle oman määritelmän. Sen mukaan tilojen lämmitysenergian tarve saisi olla enintään 20-30 kWh/m² vuodessa riippuen siitä, sijaitseeko rakennus Etelä- vai Pohjois-Suomessa. Passiivenergiatalossa tilojen lämmitykseen kuluu energiaa siis alle 30 % verrattuna vuoden 2003 normitaloon. Sama passiivenergiatalon määritelmä koskee niin omakoti-, rivi- kuin kerrostaloja. [46]

Tilojen lämmitysenergian tarvetta voidaan pienentää parantamalla lämmöneristystä, ulkovaipan ilmanpitävyyttä ja ilmanvaihdon lämmöntalteenoton hyötysuhdetta. Rakennuksen tiiviys on lämpöhäviöiden pienentämisen kannalta yhtä tärkeää kuin eristys. Osin tästä syystä passiivenergiatalossa korostuu ilmanvaihtojärjestelmän rooli. Ilmanvaihto takaa terveellisen sisäilman, mutta myös tilojen lämmitys voidaan toteuttaa ilmanvaihdon kautta. Poistoilman lämmöntalteenoton korkean hyötysuhteen ansiosta lämmityksessä hyödynnetään tehokkaasti myös sisäisiä lämmönlähteitä, eli sähkölaitteista, ihmisistä ja lämpimästä käyttövedestä vapautuvaa

lämpöä sekä rakenteiden varaamaa lämpöä. Passiiviennergialalossa ei välttämättä ole lainkaan tavanomaisia lämmönjakojärjestelmiä, kuten lattialämmitystä tai lämpöpattereita. Myös passiivista aurinkoenergiaa voidaan hyödyntää tilojen lämmityksessä, mutta toisaalta pitää kiinnittää erityistä huomiota sisälämpötilan hallintaan kesällä. Sisälämpötilaa saadaan alennettua ikkunoiden tehokkaalla auringonsuojalla, tehostetulla yötuuletuksella, tuloilman viilennyksellä ja ikkunoiden ulkopuolisilla aurinkosuojilla. [46]

Passiiviennergialalojen kehityksessä ollaan siirtymässä pilottitaloista vaiheeseen, jossa passiiviennergialot alkavat yleistyä. Valkeakosken asuntomessuilla esiteltiin useiden matalaenergiatalojen lisäksi kolme passiiviennergialaloa. Taulukossa 3.1 on esitetty asuntomessuilla olleen Paroc Lupaus passiiviennergialalon energiatehokkuuden tunnuslukuja, jotka osoittavat, että Suomessa on mahdollista toteuttaa passiivitalon määritelmän täyttävä talo.

Taulukko 3.1: Paroc Lupaus passiiviennergialalo. [50]

	Normitalo 2003	Passiivi- energiatalon määritelmä	Paroc Lupaus
Ilmanvuotoluku n_{50} [1/h]	< 4,0	< 0,6	0,28
Lämmöntalteenoton hyötysuhde	30 %	> 75 %	87 %
Tilojen lämmityksen ominaiskulutus [kWh/m ² /vuosi]	100	20–30	23,8

3.1.2 Nolla- ja plusenergiatalo

Nolla- ja plusenergiatalon määritelmät perustuvat rakennuksen energiataseeseen. Vuositasolla energiataseen on oltava nolla tai positiivinen, mutta talon ei tarvitse olla täysin omavarainen, vaan se voi tarvittaessa ostaa energiaa ulkopuolelta. Oman tuotannon ylittäessä kulutuksen ylijäämäenergia voidaan vastaavasti myydä ulkopuolelle. Perusajatuksena on, että rakennus tuottaa uusiutuvilla energiamuodoilla yhtä paljon tai enemmän energiaa kuin mitä se kuluttaa vuoden aikana. Energiataseen laskemiseksi on kuitenkin olemassa lukuisia eri periaatteita, joita on listattu taulukossa 3.2. VTT:n ehdotus Suomen ilmastoon soveltuvaksi määritelmäksi on energian kokonaiskulutuksen perusteella laskettu energiatase, jossa rakennus syöttää verkkoon yhtä paljon uusiutuvilla energiamuodoilla tuottamaansa energiaa kuin mitä se kuluttaa ulkopuolelta ostettua energiaa. [46]

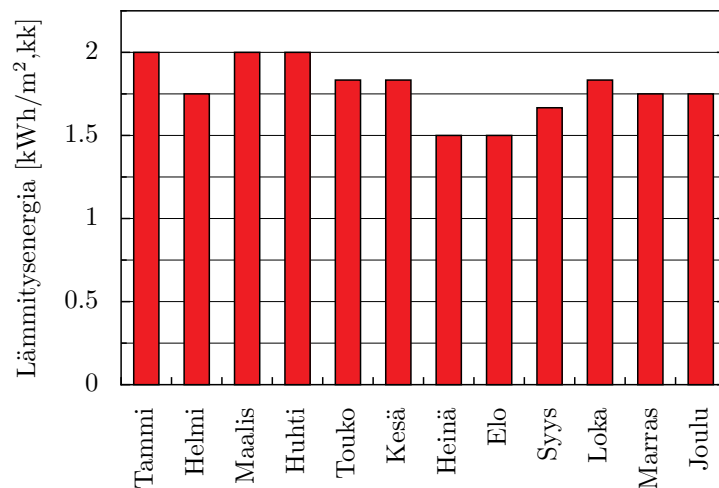
3.2 Käyttöveden lämmityksen energiantarve

Käyttöveden lämmityksen energiantarve ei juuri vaihtelee eri vuodenaikoina. Kuvassa 3.2 on erään asuinkerrostalon käyttöveden lämmityksen energiankulutuksen vaihte-

Taulukko 3.2: Nolla- ja plusenergiatalon energiataseen laskentaperiaatteet. [73]

Nollakustannus	Tuotetun ylijäämäenergian myynnistä saaduilla tuloilla katetaan ulkopuolelta ostetun energian kustannukset
Kokonaiskulutus	Tuotetun ylijäämäenergian määrä vastaa ulkopuolelta ostetun energian määrää
Primäärienergian kulutus	Tuotetun ylijäämäenergian määrä on yhtä suuri kuin ostetun sähkö- ja lämmitysenergian tuottamiseen käytetty primäärienergia
Laatu	Käytetään vain uusiutuvaa energiaa, mutta se voidaan ostaa myös ulkopuolelta
Nollapäästöt	Tuotetulla energialla korvataan ostetun energian kasvihuonekaasupäästöt
Energiariippuvuus	Rakennus on täysin omavarainen energian suhteen

lu eri kuukausina. Kuvassa näkyvä vaihtelu eri kuukausina on pääasiassa satunnaisista vedenkulutuksen muutoksista johtuvaa vaihtelua, mutta havaittavissa on myös pieni vuodenaikojen mukainen vaihtelu. Ulkolämpötilalla ei ole suoraa vaikutusta käyttöveden lämmityksen energiantarpeeseen, mutta kesällä tuloveden lämpötila on hieman korkeampi ja lämmityksen energiantarve sitä kautta pienempi. Kuvan perusteella energiankulutus on loppukesästä noin 25 % pienempi lopputalveen verrattuna. [58]



Kuva 3.2: Käyttöveden lämmitysenergian tarve kuukausittain. Kuvaaja perustuu lähteen [58] tietoihin.

Käyttöveden lämmityksen energiankulutukseen voidaan vaikuttaa monin laite- ja käyttöteknisin keinoin. Esimerkiksi vesijohtoverkoston oikea mitoitus ja säätö, energiaa säästävät vesikalusteet sekä lämpimän käyttövesijärjestelmän lämmöneristys vähentävät turhaa energiankulutusta. Myös henkilökohtaisilla käyttötottumuksilla

on merkittävä vaikutus lämpimän käyttöveden kulutukseen, sillä esimerkiksi suihkussa käytetään noin kaksi kolmasosaa kaikesta lämpimästä käyttövedestä. Toinen merkittävä lämpimän käyttöveden kulutuskohde on astioiden pesu, johon kuluu neljäsosa lämpimästä käyttövedestä. Käyttötottumusten muuttumista voidaan auttaa muun muassa huoneistokohtaisella vedenkulutuksen mittauksella ja laskutuksella. Tulevaisuudessa saattaa yleistyä myös lämmön talteenotto pesuvesistä esimerkiksi lämmittämällä suihkun kylmää tulovettä lattiakaivoon asennetulla lämmönvaihtimella. [58]

3.3 Sähköenergian tarve

Sähkönkulutuksella tarkoitetaan tässä diplomityössä huoneisto- ja kiinteistösähkön kulutusta ilman lämmityssähköä. Huoneistosähkö on muun muassa sisävalaistuksen, kylmäsäilytyslaitteiden ja kodin elektroniikkaan käyttämää sähköä. Kiinteistösähköksi puolestaan lasketaan talon teknisten järjestelmien, kuten ilmanvaihdon, hissien, autosähköpistokkeiden ja ulkovalaistuksen, käyttämä sähkö. Lämmityssähkö ei ole mukana sähkönkulutuksessa, koska tässä tarkastellaan sähköenergian tarvetta nimenomaan erillään tilojen ja käyttöveden lämmitysenergian tarpeesta.

Kotitalouksien sähkönkäyttöä on selvitetty vuonna 2008 valmistuneessa tutkimusraportissa. Tutkimuksen mukaan valtakunnallisella tasolla huoneistosähkön kulutuksen suurin laiteryhmä on sisävalaistus, seuraavina ovat kylmäsäilytyslaitteet ja kodin elektroniikka. Yksittäisten kotitalouksien kohdalla laiteryhmien kulutusosuudet voivat kuitenkin poiketa tästä merkittävästi riippuen käyttötottumuksista, asunnon tyypistä ja varustelutasosta. Tutkimusraportissa kotitalouksien eroja on selvitetty muutamien esimerkkitalouksien avulla, jotka edustavat omakotitaloja sekä rivi- ja kerrostaloasuntoja eri varustelutasoilla. Taulukossa 3.3 on esitetty eri laiteryhmien sähkönkulutuksen vaihteluväli esimerkkitalouksien välillä. Kiinteistösähkön osalta raportin tiedot ovat kuitenkin puutteelliset, koska siinä ei ole mukana kerros- ja rivitalojen kiinteistösähkön kulutusta. [30]

Kotitalouskohtainen huoneistosähkön kulutus on kasvanut vain vähän vuodesta 1993 vuoteen 2006. Kasvua on hillinnyt kylmäsäilytyslaitteiden energiatehokkuuden kehittyminen. Kylmäsäilytyslaitteiden sähkönkulutus on pienentynyt 43 % samalla kun kodin elektroniikan sähkönkulutus on kasvanut 100 % ja sisävalaistuksen 36 %. Kokonaisuudessaan kotitalouksien sähkönkulutus on kuitenkin kasvanut selvästi, sillä kiinteistösähkön kulutusta on lisännyt muun muassa koneellisen ilmanvaihdon yleistyminen. Uusissa taloissa LVI-laitteiden kulutusosuus voi olla yli 20 % yhteenlasketusta huoneisto- ja kiinteistösähköstä. Tulevaisuudessa suurin tekninen säästöpotentiaali on valaistuksessa. Raportissa arvioidaan, että vuoteen 2020 mennessä sisävalaistuksen kotitalouskohtainen sähkönkulutus voisi olla 65 % vuoden 2006 tasoa pienempi. Valaistuksen osuus kaikkien laiteryhmien säästöpotentiaalis-

Taulukko 3.3: Kotitaloussähkön laiteryhmäkohtainen kulutus Suomessa vuonna 2006. [30]

Laiteryhmä	Ominaiskulutus [kWh/m ² /vuosi]
Sisävalaistus ja muu	6,7...13,8
Kylmäsäilytyslaitteet	5,0...10,0
Kodin elektroniikka	4,4...13,9
Sähkökiuas	4,6...8,3
Ruoanvalmistus	3,3...8,0
Pyykinpesu ja -kuivaus	1,0...4,9
Huoneistosähkö yhteensä	27,8...46,7
LVI-laitteet	7,1...12,5
Autonlämmitys	1,7...2,1
Kiinteistosähkö yhteensä	8,8...14,6

ta on peräti 48 %. Myös kylmäsäilytyslaitteiden kulutusosuus tulee pienentymään entisestään laitekannan uusiutumisen myötä. Vuoteen 2020 mennessä kylmäsäilytyslaitteiden sähkönkulutus voisi raportin mukaan pienentyä 53 %. [30]

Sähkönkulutuksen kuukausittaisesta vaihtelusta saadaan jonkinlainen käsitys tarkastelemalla erikseen yksittäisten laiteryhmiä käyttöä. Useimpien laiteryhmiä kohdalla ei ole havaittavissa mitään selkeää vuodenaikojen mukaista vaihtelua. Valaistuksen käyttö kuitenkin lisääntyy päivien lyhetessä. Myös sähkökiukaan käyttö lienee suurempaa kylmempinä kuukausina, mutta toisaalta LVI-laitteiden sähkönkulutus luultavasti kasvaa kesäaikana. Kokonaisuudessaan sähköenergian tarve on todennäköisesti talvella suurempi kuin kesällä.

3.4 Yhteenveto alueiden energiantarpeesta

Tässä aliluvussa määritetään energiantarpeet Nurmi-Sorilasta valituilla kolmella tarkastelualueella. Energiantarpeen perusteella voidaan myöhemmin arvioida uusiutuvalla energialla tuotetun energian riittävyttä. Rakennuksista ei ole suunnittelun tässä vaiheessa olemassa vielä kovinkaan tarkkoja tietoja, joten laskelmatkin ovat vain suuntaa antavia. Energiantarpeet määritetään ainoastaan rakennusten kerrosalojen perusteella.

Rakentamismääräysten tiukkenemisen myötä Suomessa, kuten muuallakin Euroopassa, ollaan rakentamisessa siirtymässä kohti passiivienergiataloja. Näin ollen tilojen lämmityksen ominaiskulutukseksi valittiin passiivienergiatalon määritelmän mukaan 25 kWh/m² vuodessa.

Käyttöveden lämmityksen energiankulutus määritetään rakentamismääräyskoelman osan D5 perusteella. Siinä asuinrakennuksen lämpimän käyttöveden kulutukseksi on annettu 600 dm³/brm² vuodessa. Tämän vesimäärän lämmitykseen

tarvittava energia voidaan laskea yhtälöllä

$$Q_{\text{lkv}} = \rho_v c_{\text{pv}} V \Delta T , \quad (3.1)$$

jossa veden tiheys ρ_v on 1000 kg/m^3 ja veden ominaislämpökapasiteetti c_{pv} on $4,2 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$. V on lämpimän käyttöveden kulutus. Lämpimän ja kylmän veden lämpötilaerona ΔT voidaan käyttää $50 \text{ }^\circ\text{C}$. Näillä lukuarvoilla käyttöveden lämmityksen ominaiskulutukseksi saadaan 35 kWh/m^2 vuodessa. [68]

Sähkön ominaiskulutukseksi valittiin 45 kWh/m^2 vuodessa, joka on Eko-Viikin ekokriteeristössä käytetty vertailutaso. Seurantaprojektin loppuraportissa Eko-Viikin kohteiden sähkön ominaiskulutuksen todettiin olleen keskimäärin 46 kWh/m^2 vuodessa, josta kiinteistösähkön osuus oli 16 kWh ja huoneistosähkön osuus 30 kWh . [60]

Taulukosa 3.4 on esitetty tarkastelualueiden energiantarpeet laskettuna kerrosalan ja ominaiskulutuksen perusteella.

Taulukko 3.4: Tarkastelualueiden vuotuiset energiantarpeet.

	Kerrosala [m ²]	Tilojen lämmitys [GWh]	Käyttö- veden lämmitys [GWh]	Sähkö [GWh]
Kerrostaloalue	194 050	4,85	6,79	8,73
Tiivis-matala-alue	93 500	2,34	3,27	4,21
Pientaloalue	70 040	1,75	2,45	3,15

4. AURINKOENERGIAN HYÖDYNTÄMINEN

Aurinkoenergiaa voidaan käyttää rakennuksissa huonetilojen ja käyttöveden lämmitykseen sekä rakennusten sähköntarpeen tyydyttämiseen. Aurinkoenergia tuotetaan energiantuotantomoduuleilla, joissa auringonsäteilyä vastaanottava pinta muuttaa auringonsäteilyn lämpö- tai sähköenergiaksi. Energiantuotantomoduulit voidaan integroida osaksi rakennuksen katto- ja julkisivupintoja, jolloin ne korvaavat perinteisiä rakennusmateriaaleja, eikä aurinkoenergiajärjestelmä vaadi erillistä maapinta-alaa. Aurinkoenergian etuihin kuuluvat päästöttömyys, vähäinen huollon tarve ja pitkä käyttöikä. Aurinkoenergian hyödyntämistä kuitenkin hankaloittaa auringonsäteilyn suuri vaihtelu vuodenajoittain.

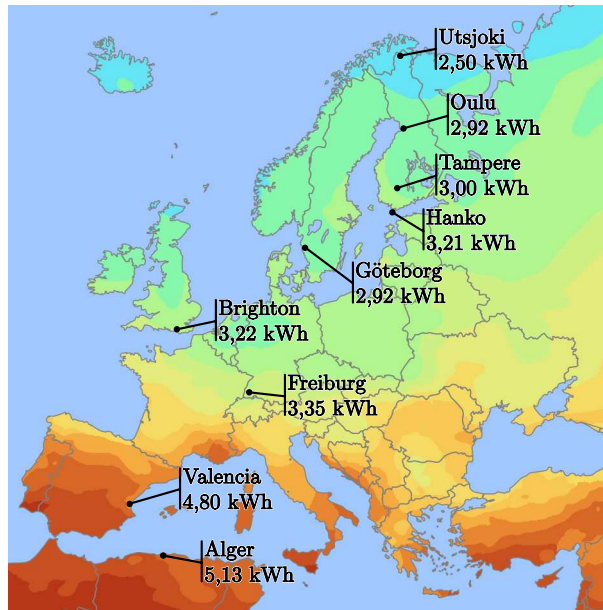
Tässä luvussa selvitetään aluksi aurinkoenergian saatavuus Suomessa sekä tarkastellaan sijoitustavan vaikutusta tason vastaanottaman auringonsäteilyn määrään. Sen jälkeen käydään läpi teknologiat, joilla auringonsäteily muutetaan lämmöksi ja sähköksi, sekä esitetään aurinkolämpö- ja aurinkosähköjärjestelmien toiminta. Lopuksi perehdytään aurinkoenergian kustannuksiin sekä siihen, miten aurinkoenergia integroidaan rakennuksiin.

4.1 Aurinkoenergian saatavuuden arviointi

Aurinkoenergian saatavuuden arviointiin käytettiin PVGIS-paikkatietojärjestelmää (Photovoltaic Geographical Information System), joka on työkalu aurinkoenergian saatavuuden maantieteelliseen arviointiin. Se sisältää kaksi tietokantaa, joista toinen kattaa koko Euroopan ja toinen Välimeren alueen, Afrikan ja Lounais-Intian. Euroopan tietokanta perustuu 566 sääaseman mittaustietoihin vuosilta 1981–1990. Alue on jaettu 1 km x 1 km kokosiin ruutuihin, joissa on laskettu vaakasuoralle tasolle tuleva auringonsäteily lähimpien sääasemien mittaustietojen, maaston ominaisuuksien ja säätilastojen perusteella. PVGIS:n avulla voidaan myös laskea tasolle tuleva auringonsäteily eri kallistuskulmilla, mutta suuntakulman muuttaminen ei ole siinä mahdollista. [49]

Kuvassa 4.1 on esitetty auringonsäteilyn keskimääräisiä vuorokausikertymiä eripuolilla Eurooppaa ja Afrikan pohjoisrannikolla. Etelä-Suomessa auringonsäteilyn määrä on pohjoisesta sijainnista huolimatta lähes samaa luokkaa kuin Keski-Euroopassa. Esimerkiksi Tampereella auringonsäteilyn määrä on vain kymmenen prosenttia pienempi kuin Freiburgissa Etelä-Saksassa, jossa tunnetusti hyödynnetään aurinkoe-

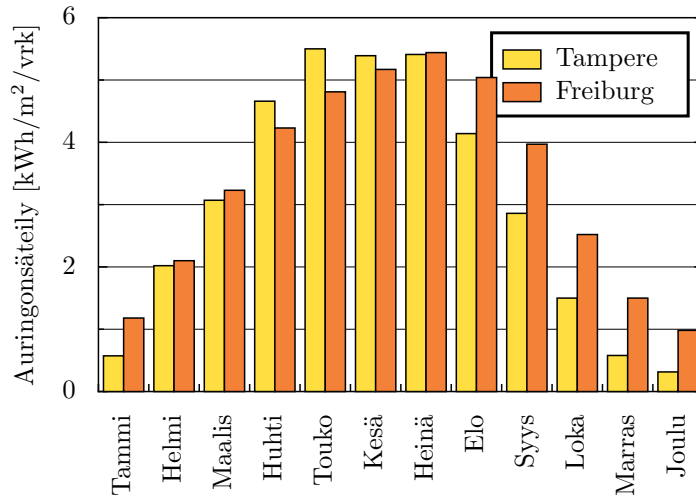
nergiaa runsaasti. Vielä Oulun korkeudellakin auringonsäteilyä saadaan saman verran kuin 800 km etelämpänä Göteborgissa Etelä-Ruotsissa. Suomessa ilmasto-olot ovat siis kuitenkin varsin suotuisat auringonsäteilyn saatavuuden kannalta.



Kuva 4.1: Vuoden keskimääräisiä auringonsäteilyn vuorokausikertymiä Euroopassa ja Afrikan pohjoisrannikolla. Auringonsäteilyn määrä on ilmoitettu yhtä neliometriä kohti etelään suunnatulle ja optimaalisessa kallistuskulmassa olevalle tasolle. [49]

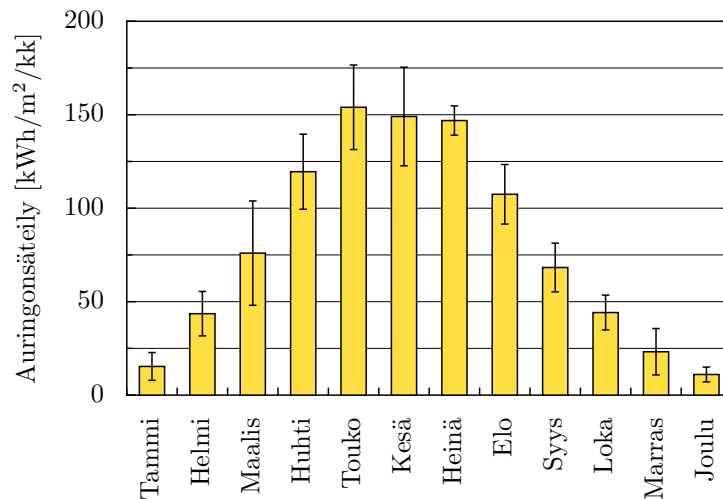
Auringonsäteilyn määrä vaihtelee Suomessa suuresti vuodenaikojen mukaan. Kuvassa 4.2 on vertailtu auringonsäteilyn keskimääräisiä vuorokausikertymiä eri kausina Tampereella ja Freiburgissa. Huhtikuusta kesäkuuhun auringonsäteilyn määrä Tampereella on jopa suurempi kuin Freiburgissa, mutta talvella auringonsäteilyä on tarjolla varsin niukasti. Pilvisyys on Suomessa runsasta syksyllä ja talvella, mikä pienentää auringonsäteilyn määrää elokuusta lähtien. Ero auringonsäteilyssä kesän aurinkoisimman ja talven pimeimmän kuukauden välillä on Tampereella jopa 17-kertainen, kun se Freiburgissa on noin kuusinkertainen.

Sään vaihtelut aiheuttavat vaihtelua myös auringonsäteilyn määrään. Edellä esitetyissä kuvaajissa käytettiin kymmenen vuoden keskiarvoja, mutta todellisuudessa auringonsäteilyn määrä tietyinä kuukautena voi vaihdella suurestikin eri vuosina. Tätä on tarkasteltu kuvassa 4.3, joka perustuu Tampereen Sähkölaitoksen mittauksiin vuosilta 1984–1992. Mittauksia käytettiin lähtötietoina aurinkoenergiailille, jolla

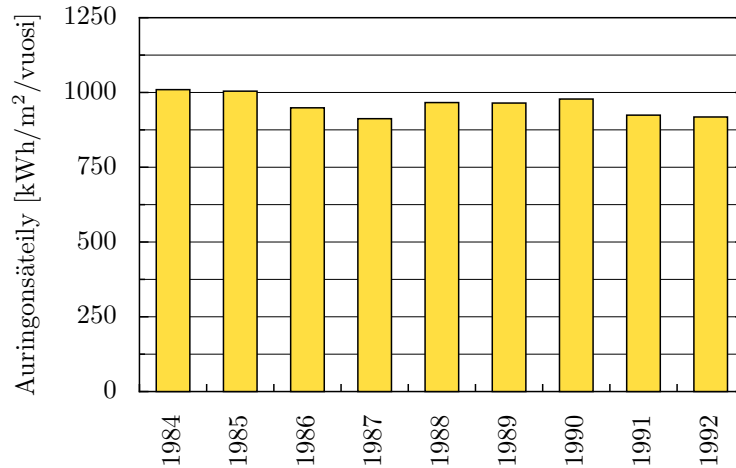


Kuva 4.2: Auringonsäteilyn keskimäärisiä vuorokausikertymiä eri kuukausina Tampereella ja Freiburgissa tasolle, jonka kallistuskulma on optimaalinen.

laskettiin auringonsäteily tasolle, jonka kallistuskulma on optimaalinen 46° . Kuvasta nähdään, että varsinkin maaliskuu-kesäkuussa auringonsäteilyn kuukausikertymä voi vaihdella paljon eri vuosina. Esimerkiksi maaliskuussa keskihajonta on 37 % keskiarvosta, kun se heinäkuussa on vain 5 %. Vaikka yksittäisten kuukausien kohdalla vaihtelu voi olla suurta, niin vuoden aikana vaihtelut kumoavat osittain toisensa. Kuvasta 4.4 nähdään, että auringonsäteilyn vuosikertymissä vaihtelu on varsin pientä.



Kuva 4.3: Vaihtelu auringonsäteilyn kuukausikertymissä Tampereella. Vaihteluväli palkin päässä kuvaa keskihajontaa, joka on laskettu auringonsäteilyn kuukausikertymien vaihtelusta eri vuosina.



Kuva 4.4: Auringonsäteilyn vuosikertymiä. Kuvaaja perustuu samoihin Tampereen Sähkölaitoksen mittauksiin kuin kuva 4.3.

4.1.1 Huipunkäyttöaika

Aurinkosähköpaneelille voidaan määrittää myös huipunkäyttöaika, jonka perusteella voidaan helposti arvioida aurinkosähkön tuottoa. Huipunkäyttöaika ilmaisee kuinka monta tuntia paneelin riittäisi toimia nimellistehollaan, jotta se tuottaisi energiaa yhtä paljon, kuin se todellisissa olosuhteissa tuottaa koko vuoden aikana. Mitä pienempi on huipunkäyttöaika, sitä pienemmällä teholla aurinkosähköpaneeli keskimäärin toimii. Kun huipunkäyttöaika on tiedossa, voidaan vuotuinen sähköntuotto laskea kertomalla aurinkosähköpaneelin nimellisteho huipunkäyttöajalla. Aurinkolämpökeräimen lämmöntuoton laskemisessa huipunkäyttöaikaa ei voida käyttää, koska aurinkolämpökeräimille ei ole mielekästä määrittää nimellistehoa.

Huipunkäyttöajan selvittämiseksi tarvitaan nimellistehon lisäksi aurinkosähköpaneelin vuotuinen sähköntuotto. Esimerkiksi Tampereella optimaalisesti suunnatulle tasolle tulee auringonsäteilyä keskimäärin 3,00 kWh/m² vuorokaudessa (kuva 4.1). Sähköntuotto voidaan laskea yhtälöllä

$$E = \eta \cdot 3,00 \text{ kWh/m}^2/\text{vrk} \cdot A \cdot 365 \text{ vrk} , \quad (4.1)$$

jossa η on aurinkosähköpaneelin hyötysuhde ja A on sen pinta-ala. Aurinkosähköpaneelin nimellistehon määrittämiseen käytetään standardoituja koeolosuhteita, jossa pinnalle tulevan auringonsäteilyn energiatiheys on 1 kW/m² [37]. Täten nimellisteho voidaan esittää yhtälöllä

$$P = \eta \cdot 1 \text{ kW/m}^2 \cdot A \quad (4.2)$$

Huipunkäyttöaika t_h on tuotetun energian E suhde nimellistehoon P . Kummassakin yhtälössä esiintyvä hyötysuhde η supistuu pois ja yhtälöksi huipunkäyttöajalle

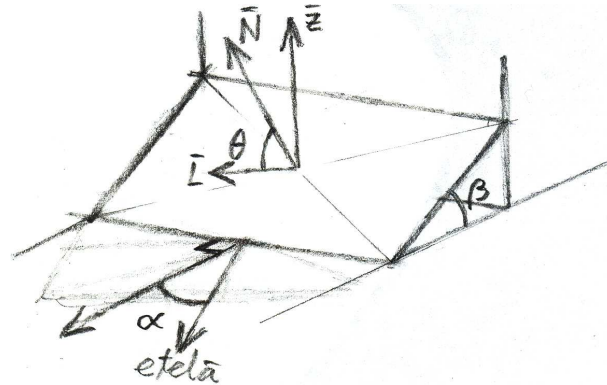
saadaan

$$t_h = \frac{E}{P} = \frac{3,00 \text{ kWh/m}^2/\text{vrk} \cdot 365 \text{ vrk}}{1 \text{ kW/m}^2} = 1095 \text{ h} \quad (4.3)$$

Tampereella optimaalisesti suunnatun aurinkosähköpaneelin huipunkäyttöaika on siis 1095 tuntia. Täten esimerkiksi nimellisteholtaan 1 kW:n aurinkosähköpaneelisto tuottaa vuoden aikana 1095 kWh sähköä.

4.2 Auringonsäteilyä vastaanottavan tason sijoittaminen

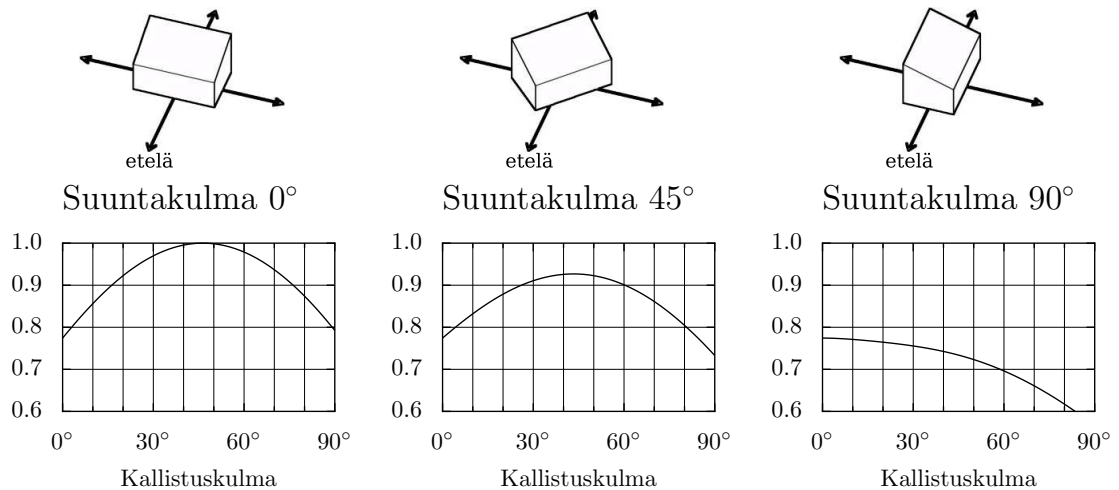
Tason asento määritetään suunta- ja kallistuskulman avulla. Kulmia on havainnollistettu kuvassa 4.5. Kallistuskulma kertoo, paljonko tasoa on kallistettu suhteessa vaakatasoon ja suuntakulma on tason kiertokulma pysty akselin ympäri, eli se kertoo, paljonko tason kallistussuunta poikkeaa etelästä. Suoraan etelään suunnatun tason suuntakulma on siten 0° . Suuntakulman kääntäminen itään tai länteen vaikuttaa symmetrisesti tasolle tulevaan auringonsäteilyyn.



Kuva 4.5: Tason asennon määrittäminen suuntakulman α ja kallistuskulman β avulla.

Kuvassa 4.6 on havainnollistettu kolmen esimerkkirakennuksen avulla, miten suunta- ja kallistuskulman muuttaminen vaikuttaa tasolle tulevan auringonsäteilyn määrään. Kuvan rakennusten katon kaltevuus vastaa kallistuskulmaa, joka muuttuu nollasta 90 asteeseen. Vaakasuoralla katolla kallistuskulma on 0° ja seinäpintaa vastaa kallistuskulma 90° . Tampereella optimaalinen kallistuskulma on noin 46° ja se määrittyy leveyspiirin, paikallisten sääolosuhteiden ja maanpinnan ominaisuuksien mukaan.

Kuvasta nähdään, että pystysuoralle seinäpinnalle tulee auringonsäteilyä noin 20 % vähemmän verrattuna optimaaliseen kallistuskulmaan. Kallistuskulman muuttaminen kymmenen astetta optimaalisesta kallistuskulmasta suuntaan tai toiseen ei kuitenkaan vielä merkittävästi vaikuta tasolle tulevan auringonsäteilyn määrään. Myöskään tason suuntaaminen tarkasti suoraan etelään ei ole välttämätöntä. Esimerkiksi suuntakulman kääntäminen 45° etelästä pienentää tasolle tulevaa auringonsäteilyä alle 10 %. Tason suuntakulmaa kääntämällä voidaan lisäksi vaikuttaa



Kuva 4.6: Kallistuskulman vaikutus tasolle tulevaan auringonsäteilyyn kolmella eri suuntakulmalla. Pystyakselilla on auringonsäteilyn vuosikertymä suhteutettuna optimaalisessa asennossa olevan tason vuosikertymään.

siihen, mihin ajankohtaan aurinkoenergian tuotanto painottuu. Asuinalueella tätä voitaisiin hyödyntää suuntaamalla rakennuksista osa hieman itään ja osa hieman länteen päin, jolloin aurinkoenergian tuotanto jakautuisi tasaisemmin koko päivälle.

4.3 Aurinkolämpöteknologiat

Auringonsäteily muutetaan lämmöksi aurinkolämpökeräimellä. Tässä keskitytään vain vesikiertoisiin aurinkolämpökeräimiin, joissa keräimen kautta virtaavan lämmönsiirtonesteen avulla lämpö siirretään joko lämpövarastoon tai suoraan käyttöön. Joissain järjestelmissä lämmönsiirtoaineena käytetään myös ilmaa, mutta sen lämmönsiirtokyky on paljon heikompi. Vesikiertoisia aurinkokeräintyyppejä ovat tasokeräin (kuva 4.7) ja tyhjiöputkikeräin (kuva 4.8). [54]



Kuva 4.7: Tasokeräin, Viessmann. [78]



Kuva 4.8: Tyhjiöputkikeräin, Viessmann. [78]

Tasokeräimessä on tasomainen levy, joka lämpiää auringonsäteilyn vaikutuksesta. Levystä lämpö siirtyy lämmönsiirtonesteeseen, joka virtaa levyyn kiinnitetystä putkistosta. Levy on yleensä pinnoitettu selektiivisellä absorptiopinnoitteella, joka vastaanottaa tehokkaasti lyhytaaltoista UV-säteilyä ja näkyvää valoa, mutta säteilee heikosti takaisin pidempiaaltoista lämpösäteilyä. Tasokeräin on katettu lasilevyllä ja eristetty takapuolelta lämpöhäviöiden pienentämiseksi. [54]

Tyhjiöputkikeräin koostuu rivistä yksittäisiä tyhjiöputkia. Tyhjiöputkessa lämmöneristeenä toimii kahden sisäkkäisen lasiputken välissä oleva tyhjiö. Sisemmän lasin sisäpinnalla on absorptiopinta, jossa auringonsäteily muuttuu lämmöksi, ja absorptiopintaan on kosketuksissa lämmönsiirtolevy, joka siirtää lämmön pois absorptiopinnalta. Läpivirtausperiaatteella toimivassa tyhjiöputkessa lämmönsiirtoneste virtaa tyhjiöputken sisällä u-muotoisessa putkessa tai koaksiaaliputkessa, joka muodostuu kahdesta sisäkkäisestä putkesta. Vaihtoehtoisesti tyhjiöputken toiminta voi perustua lämpöputken käyttöön. Siinä tyhjiöputken sisällä olevan suljetun lämpöputken sisällä on alkoholia tai vettä, joka höyrystyy jo matalissa lämpötiloissa normaalia ilmanpainetta alhaisemman paineen takia. Auringonsäteilyn lämmittäessä lämpöputkessa olevaa nestettä, se höyrystyy ja höyry nousee putken yläpäähän, jossa se kondensoituu ja luovuttaa lämpönsä lämmönsiirtonesteeseen. Lämpöputkiperiaattella toimivassa tyhjiöputkikeräimessä lämmönsiirtoneste ei siis virtaa tyhjiöputken sisällä. Yksittäiset tyhjiöputket on tällöin helppo kiinnittää ja irrottaa, koska tyhjiöputkien liitos on kuiva. [54]

Hyötysuhde η , jolla auringonsäteily muuttuu aurinkolämpökeräimessä hyötylämmöksi, voidaan laskea yhtälöllä

$$\eta = \eta_0 - k_1 \frac{T_c - T_\infty}{G} - k_2 \frac{(T_c - T_\infty)^2}{G} \quad (4.4)$$

Aurinkolämpökeräimen optinen hyötysuhde η_0 sekä lämpöhäviöitä kuvaavat kertoimet k_1 ja k_2 ovat valmistajan ilmoittamia mallikohtaisia parametreja (esimerkiksi $\eta_0=0,854$, $k_1=3,37$ (W/m²·K) ja $k_2=0,0104$ W/(m²·K²)). Lämpöhäviöt ovat verrannollisia aurinkolämpökeräimessä kiertävän lämmönsiirtonesteen keskilämpötilan T_c ja ulkoilman lämpötilan T_∞ erotukseen. Lämpöhäviöihin vaikuttaa lisäksi auringonsäteilyn voimakkuus G . Aurinkolämpökeräimen teknisten ominaisuuksien lisäksi hyötysuhteeseen vaikuttavat siis ympäristön olosuhteet ja sovelluskohde, joka määrittää keräimessä kiertävän lämmönsiirtonesteen lämpötilatason. Tämä hankaloittaa merkittävästi aurinkolämpökeräimen lämmöntuoton arviointia. [4]

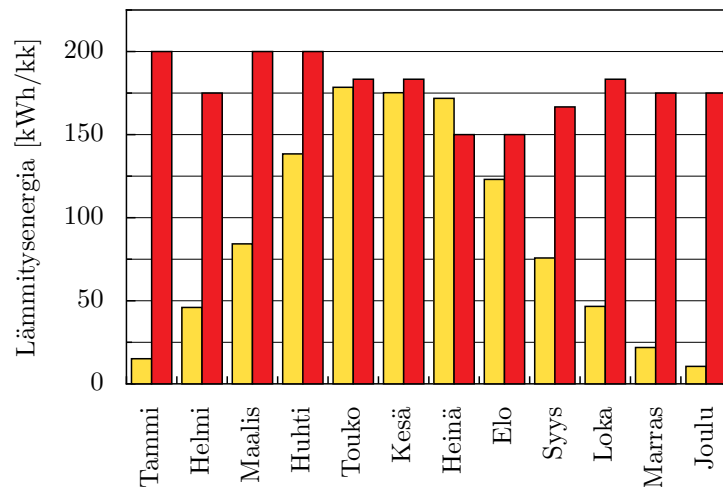
4.4 Aurinkolämpöjärjestelmät

Aurinkolämpöä voidaan hyödyntää käyttöveden ja tilojen lämmityksessä. Tavallisesti aurinkolämpöä käytetään yhdessä jonkin toisen lämmitysmuodon kanssa, kos-

ka auringonsäteilyä ei ole saatavilla tasaisesti kaikkina vuodenaikoina. Huonetilojen lämmityksessä aurinkolämpöä voidaan hyödyntää varsin rajallisesti, koska lämmitystarve on suurimmillaan talviaikana, jolloin aurinkoenergian saatavuus on pienimmillään. Aurinkolämpö sopiikin parhaiten käyttöveden ja kosteiden tilojen lämmitykseen, sillä niiden lämmöntarve pysyy suunnilleen samana myös kesällä.

Aurinkolämpöjärjestelmään kuuluu aurinkokeräimien lisäksi lämminvesivaraaja, pumppu sekä pumppua ohjaava säädin. Pumppu kierrättää putkistossa lämmönsiirtonestettä, jolla lämpö siirretään aurinkokeräimistä lämminvesivaraajaan. Lämminvesivaraaja valitaan siten, että sen tilavuus on 2–3 kertaa keskimääräinen päivittäinen lämpimän käyttöveden kulutus. Seuraavaksi käydään läpi aurinkolämpöjärjestelmän mitoituksen periaate kun aurinkolämpöä käytetään käyttöveden lämmittämiseen. [2]

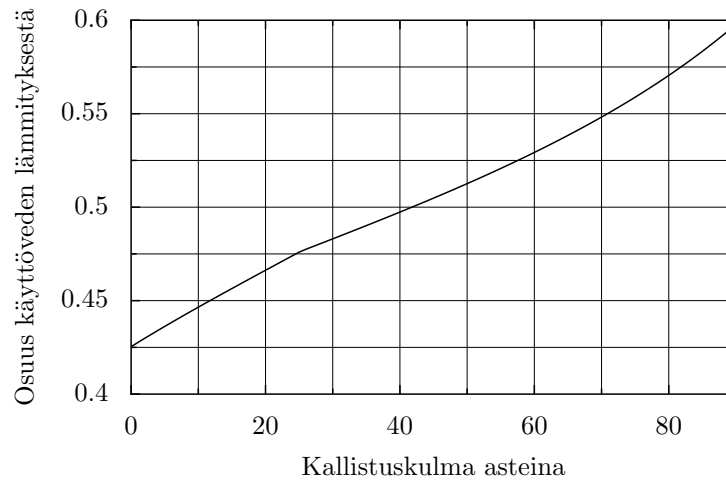
Aurinkolämpöjärjestelmän tehoa voidaan kasvattaa lisäämällä aurinkokeräimien pinta-alaa. Keräinpinta-ala mitoitetaan yleensä keskimääräisen kuukausittaisen lämmöntarpeen mukaan niin, ettei kuukausittainen lämmöntuotto kesällä ylitä keskimääräistä lämmöntarvetta (kuva 4.9) [2]. Näin kesäaikainen yلیلämmöntuotto pysyy pienenä ja käyttöveden lämmitystarpeesta pystytään kattamaan aurinkolämmöllä 40–60 %. [2]



Kuva 4.9: Käyttöveden lämmitys aurinkolämmöllä kun keräinpinta-ala on mitoitettu niin, ettei kuukausittainen tuotanto ylitä keskimääräistä lämmöntarvetta. Aurinkolämmön määrä on kuvattu keltaisilla palkeilla ja käyttöveden lämmitysenergian tarve punaisilla palkeilla.

Aurinkokeräimen kallistuskulmaa muuttamalla voidaan vaikuttaa aurinkolämmön osuuteen käyttöveden lämmityksessä (kuva 4.10). Kallistuskulman suurentaminen tasoittaa hieman aurinkoenergian tuottoa eri kuukausina. Kesäkuukausien tuotantohuippu pienenee samalla kun kevät- ja syyskuukausien tuotanto kasvaa. Pinta-alaa kohti suurin lämmöntuotto saadaan optimaalisella kallistuskulmalla, joka on 46° . Tällöin aurinkolämmöllä voidaan tuottaa vuoden aikana 50 % käyttöveden

lämmitysenergiasta. Sijoittamalla aurinkokeräin 90° kallistuskulmaan, aurinkolämmön osuus voidaan nostaa noin 60 prosenttiin.



Kuva 4.10: Aurinkolämmön osuus koko vuoden käyttöveden lämmityksestä eri kallistuskulmilla kun keräinpinta-ala on mitoitettu niin, ettei kuukausittainen tuotanto ylitä keskimääräistä lämmöntarvetta.

4.5 Aurinkosähköteknologiat

Auringon säteilyenergia voidaan muuttaa suoraan sähköksi aurinkokennon avulla. Ylivoimaisesti suurin osa tänä päivänä myytävistä aurinkokennoista on valmistettu yksi- tai monikiteisestä piistä. Näiden ensimmäisen sukupolven aurinkokennojen etuna on korkea hyötysuhde, mutta niiden hintaa nostaa suhteellisen paljon materiaalia ja energiaa vaativa valmistustekniikka. Aurinkokennojen hinta on laskenut jatkuvasti, mutta ensimmäisen sukupolven aurinkokennot ovat saavuttaneet kehitysvaiheen, jossa muiden kustannusten pienentyessä raaka-ainekustannukset muodostavat niin suuren osan kokonaiskustannuksista, ettei tuotteen hintaa ole enää juurikaan mahdollista laskea. [37]

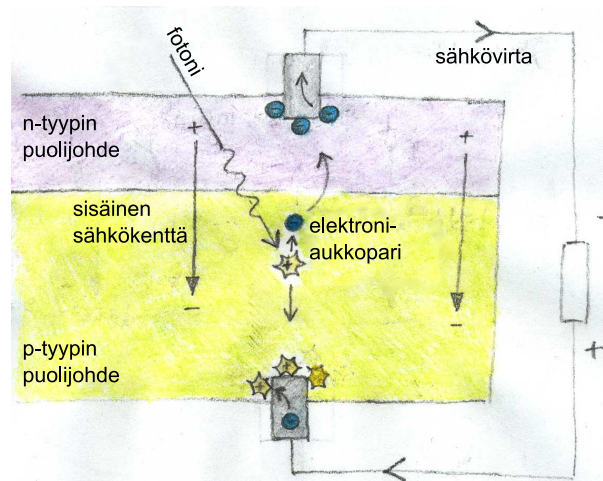
Valmistuskustannuksia on pyritty pienentämään toisen sukupolven ohutkalvokennoilla, joita voidaan valmistaa useista eri materiaaleista. Ohutkalvokennojen valmistuksessa tarvitaan merkittävästi vähemmän materiaalia kuin kiteisten piikennojen valmistuksessa, ja myös valmistusmenetelmien energiankulutus on pienempi. Toisaalta ohutkalvokennojen hyötysuhteet ovat jääneet melko mataliksi. Niiden suosio on kasvussa, mutta edullisemmasta hinnasta huolimatta ne eivät ole vielä onnistuneet uhkaamaan ensimmäisen sukupolven aurinkokennojen valta-asemaa. [37]

Tällä hetkellä tutkimus tähtää kolmannen sukupolven aurinkokennoihin, joilla pyritään saavuttamaan toisen sukupolven aurinkokennoja korkeampi hyötysuhde, mutta säilyttämään ensimmäisen sukupolven aurinkokennoihin verrattuna matalammat valmistuskustannukset. Lupaavin uusi tekniikka on nanorakenteisiin puolijohteisiin

perustuva väriaineaurinkokenno. [37]

4.5.1 Puolijohdeaurinkokennon toimintaperiaate

Kaikki nykyiset aurinkokennoteknologiat, joitakin poikkeuksia lukuun ottamatta, perustuvat puolijohdteisiin ja niiden kykyyn tuottaa sähköä auringonsäteilystä valosähköisen ilmiön avulla. Kuvassa 4.11 havainnollistetussa valosähköisessä ilmiössä aineeseen absorboituu valon foton, jonka energiasta osa siirtyy elektronille. Elektronin hyppää ylemmälle energiatasolle, johtavuusvyölle, ja syntyy elektroni-aukkopari. Johtavuusvyöllä elektroni pääsee liikkumaan pn-liitoksen synnyttämän sisäisen sähkökentän vaikutuksesta puolijohdteen n-puolelle. Vastaavasti positiivinen aukko siirtyy puolijohdteen p-puolelle. Puolijohdekennon pinnoille on kiinnitetty virtajohtimet ja kun virtajohtimiin kytketään ulkoinen kuorma, syntyy sähkövirta elektronin siirtymässä kuorman kautta puolijohdekennon toiselle puolelle, missä elektroni ja aukko voivat taas yhdistyä. [37]



Kuva 4.11: Valosähköinen ilmiö.

Ilman puolijohdeliitoksen aikaansaamaa sähkökenttää elektronin energiaa ei pystyttäisi hyödyntämään vaan tapahtuisi rekombinaatio, jossa elektroni-aukkopari häviää elektronin palatessa takaisin alemmalle energiatasolle. Myös aineen epäpuhtaudet ja kiderajat voivat aiheuttaa rekombinoitumisen. Sen todennäköisyys kasvaa sitä suuremmaksi mitä pidemmän matkan elektroni joutuu kulkemaan puolijohdemateriaalissa ennen kuin se saavuttaa virtajohtimen. [37]

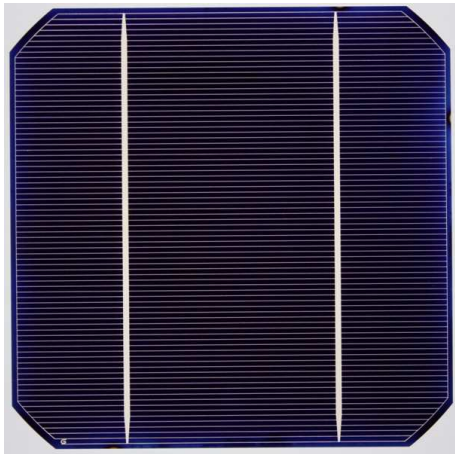
4.5.2 Kiteisestä piistä valmistetut aurinkokennot

Yksikiteisestä piistä valmistetun aurinkokennon etuna on hyvä suorituskyky. Yksikidekennossa ei ole lainkaan kiderajoja, ja siten rekombinaation todennäköisyys on monikidekennoa pienempi. Ongelmana yksikidekennon valmistuksessa on paljon

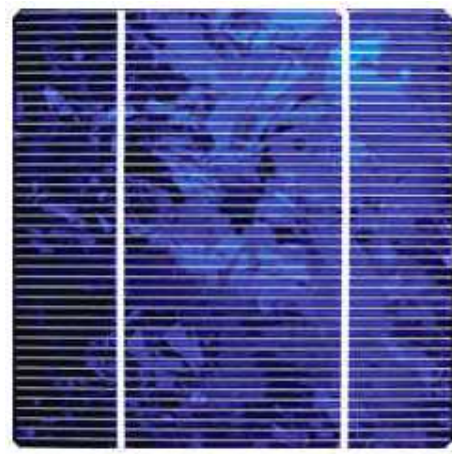
energiaa vaativa kiteyttämisen prosessi ja siitä aiheutuvat kustannukset. Sulasta piistä muodostuu kiteytettäessä sylinterin muotoisia harkkoja, jotka viipaloidaan ohuiksi kiekkoiksi. Tämän jälkeen kennoihin leikataan suora reuna neljälle sivulle, jotta ne saadaan mahtumaan aurinkopaneelissa tiiviimmin vierekkäin. Tästä johtuu kuvassa 4.12 esitetyille yksikidekennoille tyypillinen kahdeksankulmainen muoto. Yksikiteisen aurinkokennon hyötysuhde on 15–17 %. [37]

Monikiteisen aurinkokennon etuna on edullisempi valmistusprosessi yksikideaurinkokennoon verrattuna, sillä valmistuksessa ei tarvita samanlaista paljon energiaa kuluttavaa kiteyttämisen prosessia. Sula pii voidaan valaa suorakulmaisiksi harkkoiksi ja viipaloida samaan tapaan kuin yksikiteiset aurinkokennot. Monikiteisten aurinkokennojen ongelmana on kiderajoista johtuvat häviöt ja heikompi hyötysuhde. Oikealla valmistustekniikalla monikidekennon kiteistä saadaan niin suuria, että ero yksikiteisiin aurinkokennoihin jää pieneksi. Monikiteisen aurinkokennon hyötysuhde on 13–15 %. Kuvassa 4.13 on monikiteinen aurinkokenno. [37]

Sekä yksi että monikiteistä piitä tarvitaan vähintään noin $300 \mu\text{m}$ paksuinen kerros absorboimaan siihen osuvat fotonit. Tämä johtuu siitä, että kiteinen pii kuuluu epäsuoran energia-aukon puolijohdeisiin, joissa fotonin absorboituminen on monimutkaisempi ja epätodennäköisempi prosessi kuin suoran energia-aukon puolijohdeissä. Valmistuksen materiaalikustannuksia ei siis voida pienentää vain tekemällä kennoista ohuempia. [37]



Kuva 4.12: Yksikideaurinkokenno.



Kuva 4.13: Monikideaurinkokenno.

Aurinkokennojen pinnassa näkyy metalliset virtakontaktit. Vastaavat virtakontaktit löytyvät aurinkokennon takapinnalta. Uusilla valmistustekniikoilla molemmat virtakontaktit voidaan sijoittaa aurinkokennon takapuolelle, jolloin aurinkokennon hyötysuhde paranee kun virtakontaktit eivät enää varjosta aurinkokennon pinnalle tulevaa auringonsäteilyä. Esimerkiksi SunPower 300 aurinkopaneelin paneelihyötysuhde on 18,4 %. Samalla aurinkokennojen esteettinen vaikutelma paranee (kuvat 4.14 ja 4.15). [66]



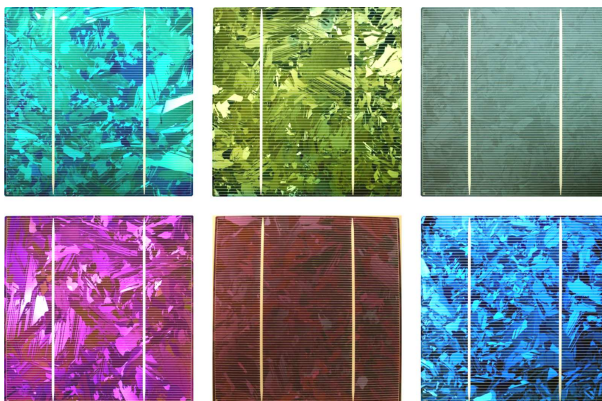
Kuva 4.14: Yksikideaurinkokenno, jossa virtakontaktit ovat kennon takapinnalla.



Kuva 4.15: Monikideaurinkokenno, jossa virtakontaktit ovat kennon takapinnalla.

Osa auringonsäteilystä heijastuu pois aurinkokennon pinnasta. Heijastushäviöiden pienentämiseksi yksi- ja monikiteisen aurinkokennon pinta teksturoidaan. Teksturoinnissa pintaan muodostetaan pieniä pyramidimaisia nyppyjä, joiden pinnasta valonsäde voi heijastua viereiseen pyramidiin ja saa uuden mahdollisuuden absorboitua kennomateriaaliin. Teksturoinnin päällä on vielä heijastuksenestokerros, joka pienentää taitekertoimen muutosta ilman ja piikennon rajapinnassa. Näiden molempien tekniikoiden avulla heijastushäviöt pienenevät muutamaa prosenttiin. Heijastuksenestokerroksen ominaisuuksia muuttamalla aurinkokennoista voidaan myös tehdä erivärisiä kuten kuvissa 4.16 ja 4.17. [37]

Värjääminen heikentää aurinkokennon hyötysuhdetta hieman, mutta sopivilla materiaaleilla sen vaikutus jää hyvin pieneksi. Esimerkiksi Gintechin valmistamien värjättyjen monikidekennojen hyötysuhde on väristä riippuen 13,2–15,2 %. Saman valmistajan tavallisten monikidekennojen hyötysuhde on noin 15,6 %. [48]



Kuva 4.16: Esimerkkejä erivärisistä monikideaurinkokennoista. [48]



Kuva 4.17: Erivärisistä aurinkokennoista koottu aurinkopaneeli. [13]

4.5.3 Ohutkalvokennot

Yleisin ohutkalvokennoissa käytetty materiaali on amorfinen pii. Siitä voidaan valmistaa hyvin ohuita aurinkokennoja, koska sen kyky absorboida valoa on huomattavasti kiteistä piitä parempi. Amorfisesta piistä valmistetuissa ohutkalvokennoissa valoa absorboivan kerroksen paksuus voi olla alle 1 μm . Pienempi raaka-aineiden tarve alentaa valmistuskustannuksia merkittävästi. Substraattina, jonka pintaan ohutkalvokenno valmistetaan, voidaan käyttää edullisia materiaaleja kuten lasia, metallia tai muovia. Energiankulutusta kiteisen piin valmistukseen verrattuna pienentää se, että valmistus voidaan tehdä alhaisessa lämpötilassa. [37]

Amorfisesta piistä valmistetut ohutkalvokennot ovat yleensä kaksi- tai kolmiluoksisia, mikä tarkoittaa että aurinkokennossa on useampi kerros, jotka absorboivat valon eri aallonpituuksia. Amorfisen piin energia-aukon suuruutta voidaan muuttaa helposti. Siten eri kerrokset saadaan absorboimaan valon eri aallonpituuksia ja suurempi osa auringon säteilystä saadaan hyödynnettyä. Amorfisesta piistä valmistettujen aurinkokennojen hyötysuhde on 6–10 %. Uudempia ohutkalvokennojen valmistusmateriaaleja ovat kupari-indiumdiselenidi ja kadmiumtelluridi. [37]

4.5.4 Muut aurinkokennotyypit

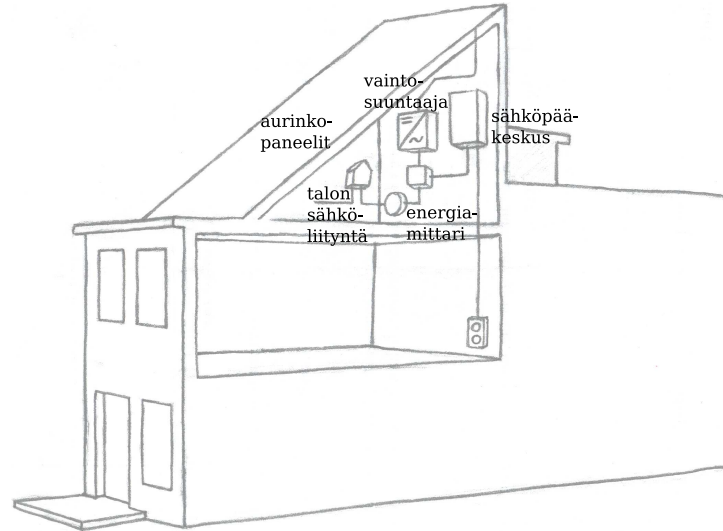
Kolmannen sukupolven aurinkokennoista paras hyötysuhde (11 %) on saavutettu nanorakenteisiin puolijohdeisiin perustuvalla väriaineaurinkokennolla. Väriaineaurinkokennon suurin ongelma on elektrolyytin epästabiilius. Valmistuksessa käytettävät raaka-aineet ovat kuitenkin edullisia ja valmistuskustannusten on arvioitu muodostuvan merkittävästi ensimmäisen sukupolven aurinkokennoja alhaisemmiksi. [37]

4.6 Aurinkosähköjärjestelmät

Aurinkosähköjärjestelmät jaetaan omavaraisiin ja yleiseen sähköverkkoon liitettyihin järjestelmiin. Omavaraisissa järjestelmissä tarvitaan aina energiavarasto, jotta sähköä saadaan silloinkin kun aurinkoenergiaa ei ole saatavilla riittävästi. Katkon sähkönsaanti voidaan varmistaa varavoimalla (esimerkiksi polttokenno tai dieselgeneraattori) ja energiajärjestelmää voidaan täydentää muilla uusiutuvilla energialähteillä, kuten tuulivoimalla. Omavaraisessa aurinkosähköjärjestelmässä aurinkopaneelien teho, energiavaraston kapasiteetti ja varavoima pitää mitoittaa tapauskohtaisesti kulutuksen mukaan. [37]

Yleiseen sähköverkkoon liitettyssä järjestelmässä aurinkosähköllä korvataan sähköverkosta ostettua sähköä. Aurinkopaneelien tuottama tasasähkö muunnetaan vaihtosuuntaajalla vaihtosähköksi ja syötetään rakennuksen omaan sähköverkkoon. Aurinkosähkö hyödynnetään ensisijaisesti oman kulutuksen kattamiseen ja yleistä sähköverkkoa käytetään virtuaalisena energiavarastona. Kun aurinkosähkön tuotanto

ylittää oman kulutuksen, ylijäämä sähkö siirtyy yleiseen sähköverkkoon. Vastaavasti sähköverkosta saadaan tarvittava määrä sähköä kun aurinkosähkön tuotanto ei riitä kattamaan kulutusta. Kuvassa 4.18 on esitetty yleiseen sähköverkkoon liitetty aurinkosähköjärjestelmä. [37]



Kuva 4.18: Sähköverkkoon liitetty aurinkosähköjärjestelmä.

4.7 Aurinkoenergian integrointi rakennuksiin

Aurinkokennot ja aurinkolämpökeräimet mahdollistavat rakennuksen ulkopintojen hyödyntämisen energiantuotannossa. Samalla kun nämä aurinkoenergiajärjestelmän energiantuotantomoduulit tuottavat sähköä ja lämpöä rakennuksen käyttöön, ne suojaavat rakennusta sään vaikutuksilta. Aurinkokennoja voidaan hyödyntää myös esimerkiksi varjostimina tai näkösuojina. Alla on esitetty joitakin esimerkkejä aurinkoenergian integrointikohteista:

- vesikatto
- seinä
- parvekejulkisivu
- piharakennukset ja autokatokset
- aidat ja meluesteet

Aurinkoenergiajärjestelmän onnistunut integrointi vaatii sekä teknisten että esteettisten näkökulmien huomioimista. Perinteisesti aurinkosähköpaneelit ja aurinkolämpökeräimet on kiinnitetty olemassa olevan katon päälle, jolloin asennuksessa tarvitaan erillisiä tukirakenteita ja asennuskehikoita. Lisäksi lopputuloksen esteettinen

laatu on usein heikko. Parempaan lopputulokseen päästään integroimalla energiantuottomodulit osaksi rakennuksen kattoa tai julkisivua. Tällöin saavutetaan myös kustannussäästöjä kun energiantuottomodulit korvaavat muita rakennusmateriaaleja. Aurinkoenergian integrointi luo omat mahdollisuutensa ja haasteensa myös rakennusten arkkitehtuurille. Onnistuneen lopputuloksen kannalta on tärkeää, että aurinkoenergian hyödyntäminen otetaan huomioon rakennuksen suunnittelussa jo alusta lähtien.

Aurinkosähkömoduulit voidaan valmistaa katolle asennettavien kattotiilien tai -laattojen muotoon. Kuvissa 4.19, 4.20 ja 4.21 on esitetty erityyppisiä aurinkosähkömoduuleita, jotka toimivat samalla rakennuksen vesikattona. Aurinkokattotiilet ovat yhteensopivia tavanomaisten kattotiilien kanssa, joten niitä voidaan asentaa katolle rinnakkain. Aurinkokattotiilien asennus ei merkittävästi poikkea tavanomaisten kattotiilien asennuksesta. Sähköinen kytkentä tehdään mallista riippuen joko kytkemällä aurinkokattotiilet toisiinsa johdoilla tai sähköinen yhteys syntyy samalla kun moduulit kiinnitetään toisiinsa.



Kuva 4.19: Aurinkokattopaneelien asennusta Solar Decathlon kilpailussa [63].



Kuva 4.20: Solarcentury:n valmistamia C21e Solar Tiles aurinkokattotiiliä [7].



Kuva 4.21: Atlantis Energy Systems:n valmistamia Sunslates aurinkokattotiiliä [59].

Ohutkalvotekniikalla aurinkokennoista voidaan valmistaa taipuisia ohutkalvolaminaatteja. Kuvassa 4.22 on esitetty ohutkalvolaminaatti, joka laminoidaan tavanomaisen peltikaton pintaan. Laminointi voidaan tehdä paikan päällä tai valmiiksi tehtaalla. Lopputulosta voi olla vaikea erottaa normaalista peltikatosta, kuten näkyy kuvasta 4.23. [20]

Aurinkokennojen integroinnista rakennuksen julkisivuun on esitetty esimerkiksi kuvissa 4.24, 4.25 ja 4.26. Kuvassa 4.24 on rakennuksen päätyseinään integroitu NAPS Systemsin 6 kW_p :n aurinkosähköjärjestelmä. Aurinkokennoina on käytetty tavallisia monikiteisestä piistä valmistettuja kennoja. Kuvan 4.25 talon peruskorjauksen yhteydessä osa julkisivusta korvattiin ohutkalvotekniikalla amorfisesta piistä valmistetuilla aurinkosähkömoduuleilla. Nimellisteholtaan 14 kW_p :n aurinkosäh-



Kuva 4.22: Uni-Solar:n valmistama ohutkalvolaminaatti. [67]



Kuva 4.23: New England Metal Roof:n peltikattoon integroitu ohutkalvolaminaatti. [15]

köjärjestelmän on toimittanut NAPS Systems. Kuvassa 4.26 näkyy osa Tübingenin urheiluhallin julkisivusta. Julkisivuun integroidut aurinkokennot ovat monikiteisestä piistä valmistettuja vihreän sävyisiä kennoja.



Kuva 4.24: Kristianstad, Ruotsi [44].



Kuva 4.25: Kööpenhamina, Tanska [44].



Kuva 4.26: Tübingenin urheiluhalli, Saksa [1].

Aurinkoenergian muista integrointikohteista kuvassa 4.27 on vuoden 2007 Solar Decathlon kilpailun voittaneen prototyypitalon ratkaisu, jossa aurinkokennot on integroitu kaihtimiin. Tavanomaisempi ratkaisu aurinkokennojen hyödyntämisestä varjostimina on asentaa aurinkokennot ikkunan yläpuolelle varjostavaksi katokseksi. Kuvassa 4.28 on puolestaan autokatokseen integroitu aurinkosähköjärjestelmä.



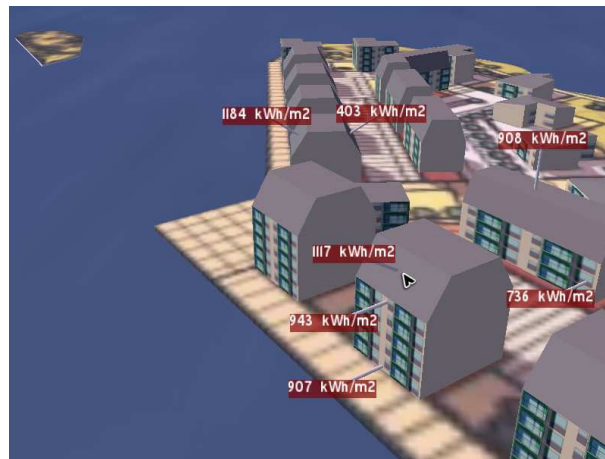
Kuva 4.27: Technische Universität Darmstadt, Saksa. Kaihtimiin integroidu aurinkokennoja. [64]



Kuva 4.28: Photocampa, Tarragona, Espanja. Autokatokseen integroitu aurinkosähköjärjestelmä [24].

5. AURINKOENERGIAMALLI

Tässä luvussa esitellään selvitystyön yhteydessä kehitetty aurinkoenergiamalli. Kyseessä on tietokoneohjelma, jolla voidaan laskea asuinalueen rakennusten katto- ja seinäpinnoille tulevan auringonsäteilyn määrä. Se koostuu varsinaisesta laskentamallista sekä käyttöliittymästä, josta on ruutukaappaus kuvassa 5.1. Ohjelma on toteutettu C++ -ohjelmointikielellä käyttäen apuna avoimen lähdekoodin OGRE-grafiikkamoottoria (Object-Oriented Graphics Rendering Engine). Käyttöliittymä näyttää ruudulla asuinalueen 3D-mallin ja rakennusten ulkopinnoilta voidaan vapaasti valita tarkastelupisteitä yhdellä hiiren klikkauksella. Käyttöliittymä selvittää valitun tarkastelupinnan suunta- ja kallistuskulman ja välittää ne laskentamallille, joka laskee tarkastelupisteeseen tulevan auringonsäteilyn vuosikertymän neliometriä kohti. Tuloksen perusteella voidaan edelleen laskea esimerkiksi aurinkolämpökeräimen tai aurinkosähköpaneelin energiantuotto.



Kuva 5.1: Kuvaruutukaappaus aurinkoenergiamallista. Kuvassa näkyy eri rakennusten katto- ja seinäpinnoille vuoden aikana tulevan auringonsäteilyn määrä neliometriä kohti.

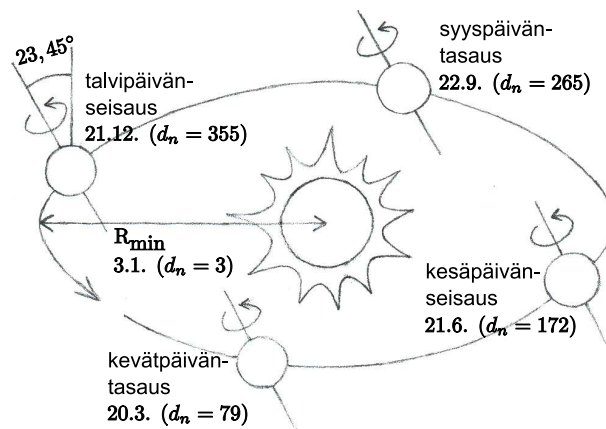
Laskentamalli perustuu lähteessä [37] esitettyihin yhtälöihin. Siinä auringonsäteily koostuu auringon suuntaisesta suorasta komponentista, taivaalta sironneesta diffuusista komponentista sekä maasta heijastuneesta komponentista. Pinnan suunta- ja kallistuskulman muuttaminen vaikuttaa kuhunkin komponenttiin eri tavalla. Lisäksi asuinalueesta tehty 3D-malli mahdollistaa varjostuksen ja vedestä heijastuneen auringonsäteilyn huomioimisen. Lähteessä [37] on kerrottu varjostavien esteiden vaikutus auringonsäteilyn eri komponentteihin, mutta varsinaisen algoritmin varjostuk-

sen selvittämiseksi olen kehittänyt itse. Samaan ajatukseen perustuvaa algoritmia käytetään laskentamallissa myös vedestä heijastuvan auringonsäteilyn laskemisessa.

Laskennan lähtötietoina käytetään vaakasuoralle pinnalle mitattuja keskimääräisiä päivittäisiä auringonsäteilyn kertymiä eri kuukausina. Eri laskentavaiheet esitetään tarkemmin myöhemmin tässä luvussa, mutta pääpiirteissään laskenta etenee seuraavasti. Aluksi auringonsäteily jaetaan suoraan komponenttiin ja taivaalta heijastuneeseen diffuusiin komponenttiin. Sen jälkeen lasketaan tarkastelupinnan suunta- ja kallistuskulman sekä varjostuksen vaikutus eri komponentteihin sekä arvioidaan maasta ja vedestä heijastunut auringonsäteily. Lopuksi tarkastelupinnalle tuleva suora, diffuusi ja heijastunut auringonsäteily yhdistetään takaisin kokonais-säteilyksi.

5.1 Maan ja Auringon suhteellinen liike

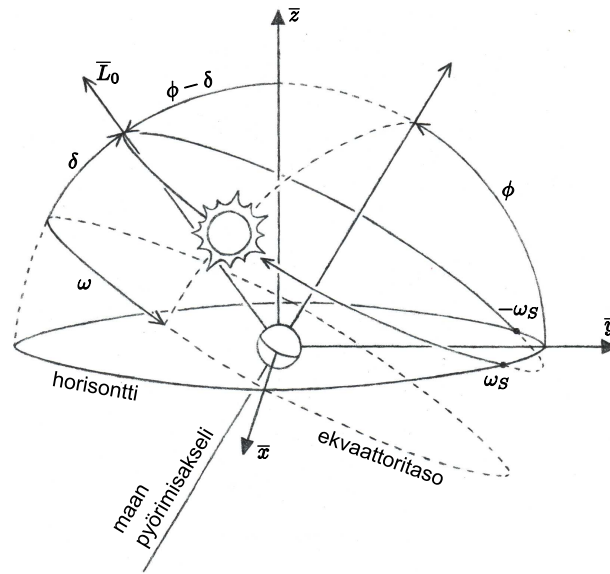
Maa kiertää Aurinkoa elliptisellä radalla, joka on hyvin lähellä täydellistä ympyrää. Tämä on esitetty kuvassa 5.2. Yhteen kierrokseen kuluva aika määrittää vuoden pituuden. Sen lisäksi Maa pyörähtää kerran vuorokaudessa oman akselinsa ympäri, joka on $23,45^\circ$ kulmassa kiertoratatason normaaliin nähden. Maan pyörimisakselin kaltevuudesta johtuen kesällä aurinko on korkeammalla ja päivä on pidempi kuin talvella.



Kuva 5.2: Maan liike Auringon ympäri.

Aurinkoenergiamallissa koordinaatisto on kiinnitetty tarkastelupisteeseen maanpinnalla ja Auringon ajatellaan kiertävän paikallaan pysyvää Maapalloa. Auringon päivittäinen liike on esitetty kuvassa 5.3. Aurinko tekee yhden täyden kierroksen Maan pyörimisakselin ympäri kerran vuorokaudessa. \bar{x} , \bar{y} ja \bar{z} ovat tarkastelupisteen paikallisen koordinaatiston koordinaattiakseleita. Koordinaatiston z -akseli osoittaa suoraan ylös, x -akseli osoittaa itään ja y -akseli osoittaa pohjoiseen. Tällöin Maapallo on kääntyneenä siten, että Maan pyörimisakselin ja y -akselin välisen kulman suuruudeksi tulee tarkastelupisteen leveyspiiri ϕ . Jos tarkastelupiste sijaitsee esimerkiksi

päiväntasajalla, on maan pyörimisakseli y-akselin suuntainen.



Kuva 5.3: Auringon päivittäinen liike tarkastelupisteeseen kiinnitetystä koordinaatistosta. Aurinko kiertää kuvan keskellä olevaa Maapalloa ekvaattoritason kanssa yhdensuuntaisella kiertoradalla.

Auringon kiertokulmaa maan pyörimisakselin ympäri merkitään auringon tuntikulmalla ω . Auringon tuntikulma muuttuu vuorokauden aikana 180 asteesta -180 asteeseen, keskipäivällä se on nolla. Auringon tuntikulman arvoa, kun aurinko nousee horisontin yläpuolelle, kutsutaan auringonnousun tuntikulmaksi ω_S . Auringonlaskun tuntikulma on siten $-\omega_S$.

Auringon kiertorataso on maan ekvaattoritason kanssa yhdensuuntainen, mutta kiertoradan korkeuskulma, eli deklinaatiokulma δ , muuttuu vuoden aikana johtuen maan pyörimisakselin kaltevuudesta. Deklinaatiokulma lasketaan yhtälöllä

$$\delta = \pi \frac{23,45^\circ}{180^\circ} \cos\left(2\pi \frac{d_n - 172}{365}\right), \quad (5.1)$$

jossa d_n on päivän järjestysluku. Se saa arvoja yhdestä (tammikuun 1. päivä) 365:een (joulukuun 31. päivä). Deklinaatiokulma on suurimmillaan kesäpäivänseisauksen ($d_n = 172$) aikaan, jolloin auringon kiertorata on maan pyörimisakselin kaltevuuden verran ($23,45^\circ$) ekvaattoritason yläpuolella. Vastaavasti talvipäivänseisauksen aikaan deklinaatiokulma on pienimmillään ($-23,45^\circ$). Kevät- ja syyspäiväntasauksien aikaan deklinaatiokulma on nolla.

5.2 Lähtötietojen muokkaaminen

Aurinkoenergiamalli käyttää lähtötietoina vaakasuoralle pinnalle mitattuja auringonsäteilyn kuukausikertymiä $G_m(0)$. Aluksi lähtötiedoista lasketaan kunkin kuukauden keskimääräinen päivittäinen kokonaissäteily vaakasuoralle pinnalle $G_d(0)$.

Se saadaan jakamalla kuukausittainen kokonaissäteily kuukauden päivien lukumäärällä.

Aurinkoenergiamallissa vuosi muodostuu vain kuukauden keskiarvoa edustavista 12:sta päivästä sen sijaan, että vuoden jokainen yksittäinen päivä laskettaisiin erikseen. Kuukautta edustavat päivät valitaan taulukosta 5.1, johon on koottu ne päivät, jolloin auringon deklinaatiokulma on lähimpänä kuukauden keskiarvoa.

Taulukko 5.1: Deklinaatiokulman perusteella valitut eri kuukausia edustavat päivät. [37]

Kuukausi	Päivä	d_n	Deklinaatiokulma
Tammi	17.	17	$-20,9^\circ$
Helmi	14.	45	$-13,5^\circ$
Maalis	15.	74	$-2,7^\circ$
Huhti	15.	105	$9,5^\circ$
Touko	15.	135	$18,9^\circ$
Kesä	10.	161	$23,0^\circ$
Heinä	18.	199	$21,0^\circ$
Elo	18.	230	$12,7^\circ$
Syys	18.	261	$0,9^\circ$
Loka	19.	292	$-11,1^\circ$
Marras	18.	322	$-19,9^\circ$
Joulu	13.	347	$-23,3^\circ$

5.2.1 Kokonaissäteilyn jakaminen komponentteihin

Päivittäinen kokonaissäteily $G_d(0)$ on jaettava suoraan $B_d(0)$ ja diffuusiin $D_d(0)$ komponenttiin, koska tason kallistuskulman muuttaminen vaikuttaa eri tavalla auringonsäteilyn eri komponentteihin. Suoralla auringonsäteilyllä on yksi tietty suunta kun taas diffuusi auringonsäteily on ilmamolekyylien, pienhiukkasten ja pilvien sirottamaa säteilyä, joka tulee tasaisesti koko taivaan alueelta. Mitatun auringonsäteilyn jakamista komponentteihin helpottaa se, että lähtötiedot eivät sisällä lainkaan maasta heijastunutta komponenttia. Tämä johtuu siitä, että auringonsäteily on mitattu vaakasuoralle pinnalle, jolloin alhaalta maasta heijastunut auringonsäteily ei osu pinnalle. Suoran auringonsäteilyn osuus kokonaissäteilystä voidaan erottaa kirkkauskerroimen K_T avulla käyttäen yhtälöä

$$B_d = G_d \cdot 1,13K_T \quad (5.2)$$

Jäljelle jäävä osuus kokonaissäteilystä on diffuusia auringonsäteilyä yhtälön

$$D_d = G_d - B_d \quad (5.3)$$

mukaisesti. Kirkkauskerroin kuvaa ilmakehän vaikutusta auringonsäteilyyn. Se

lasketaan päivittäisen kokonaissäteilyn ja päivittäisen laskennallisen ilmakehän ulkopuolisen auringonsäteilyn B_{0d} suhteesta yhtälöllä

$$K_T = G_d/B_{0d} \quad (5.4)$$

Kun ilmakehän vaikutus jätetään huomiotta, vaakasuoralle tasolle yhden vuorokauden aikana tuleva auringonsäteily voidaan laskea kaavalla

$$B_{0d} = \frac{T}{\pi} S \varepsilon_0 (\omega_S \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \omega_S) \quad (5.5)$$

T on vuorokauden pituus tunteina, δ on Auringon deklinaationkulma ja ϕ on leveyspiiri. S on aurinkovakioksi kutsuttu auringonsäteilyn teho Maan keskimääräisellä etäisyydellä Auringosta.

$$S = 1367 \text{ W/m}^2 \quad (5.6)$$

ε_0 on korjauskerroin, jolla otetaan huomioon maan kiertoradan elliptisyyden vaikutus auringonsäteilyn tehoon. Kiertoradan elliptisyydestä johtuen Maan etäisyys Auringosta ei ole vakio ja Maapallolle tulevan auringonsäteilyn teho vaihtelee kiertoradan eri kohdissa. Auringonsäteilyn teho saa maksimiarvonsa tammikuun 3. päivän ($d_n = 3$) tienoilla, jolloin Maa on lähinnä Aurinkoa.

$$\varepsilon_0 = 1 + 0,0342 \cdot \cos \left(2\pi \frac{d_n - 3}{365} \right) \quad (5.7)$$

Auringonnousun tuntikulma ω_S , eli auringon tuntikulman arvo, kun aurinko nousee horisontin yläpuolelle, lasketaan yhtälöllä

$$\omega_S = \arccos(-\tan \phi \cdot \tan \delta) \quad (5.8)$$

Tätä kaavaa ei voida käyttää aivan suoraan auringonnousun tuntikulman laskemiseen, sillä jos tarkastelupiste on lähellä napoja, aurinko ei laske kesällä tiettyyn aikaan lainkaan horisontin alapuolelle, eikä nouse talvella horisontin yläpuolelle. Tällöin tulo $-\tan \phi \cdot \tan \delta$ on suurempi kuin 1 tai pienempi kuin -1, eikä kulmaa ω_S voida laskea arccos-funktion avulla. Tulon arvo pitää siksi leikata välille -1...1. Tällöin auringonnousun tuntikulma saa arvon 0° niinä päivinä, joina aurinko ei nouse lainkaan horisontin yläpuolelle, ja arvon 180° , kun aurinko pysyy koko päivän horisontin yläpuolella.

5.2.2 Hetkellisarvojen laskeminen päivittäisestä kertymästä

Jokainen vuorokausi jaetaan aika-askeleen mittaisiin jaksoihin ja auringonsäteilyn komponenttien hetkellisarvot ($B(0)$, $D(0)$) vuorokauden aikana arvioidaan lasken-

nallisesti. Tämä operaatio vaaditaan, jotta pystytään laskemaan tarkastelupinnalle tuleva auringonsäteily eri suuntakulman α arvoilla. Kun tarkastellaan ilmakehän ulkopuolista auringonsäteilyä, voidaan vaakasuoralle tasolle tulevan hetkellisen säteilytehon $B_0(0)$ suhde päivittäiseen kertymään $B_{0d}(0)$ esittää yhtälöllä

$$\frac{B_0(0)}{B_{0d}(0)} = \frac{\pi}{T} \cdot \frac{\cos \omega - \cos \omega_S}{\sin \omega_S - \omega_S \cdot \cos \omega_S} \quad (5.9)$$

ω on auringon tuntikulma. Eri säteilykomponenttien hetkellisarvojen vaihtelua on selvitetty tutkimalla useiden mittausasemien mittaustietoja [37]. Hetkellisen diffuusin auringonsäteilyn tehon $D(0)$ ja päivittäisen kertymän $D_d(0)$ suhteen r_D on havaittu noudattavan varsin hyvin ilmakehän ulkopuolisen auringonsäteilyn hetkellisarvon ja päivittäisen kertymän suhdetta.

$$r_D = \frac{D(0)}{D_d(0)} = \frac{B_0(0)}{B_{0d}(0)} \quad (5.10)$$

$$D(0) = D_d(0) \cdot r_D \quad (5.11)$$

Hetkellisen kokonaissäteilytehon $G(0)$ ja kokonaissäteilyn päivittäisen kertymän $G_d(0)$ suhteen r_G käyttäytyminen sen sijaan poikkeaa tästä hieman ja sitä on korjattava auringon tuntikulman mukaan muuttuvalla kertoimella.

$$r_G = \frac{G(0)}{G_d(0)} = \frac{B_0(0)}{B_{0d}(0)} (a + b \cdot \cos \omega) \quad (5.12)$$

$$G(0) = G_d(0) \cdot r_G \quad (5.13)$$

Korjauskertoimen parametrit a ja b saadaan seuraavista empiirisesti määritetyistä kaavoista.

$$a = 0,409 + 0,5016 \cdot \sin(\omega_S - \pi/3) \quad (5.14)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \cdot \sin(\omega_S - \pi/3) \quad (5.15)$$

Suoran auringonsäteilyn hetkellinen teho $B(0)$ saadaan kokonaissäteilytehon ja diffuusin auringonsäteilyn tehon erotuksena yhtälöllä

$$B(0) = G(0) - D(0) \quad (5.16)$$

5.3 Tarkastelupisteeseen tulevan auringonsäteilyn laskeminen

Tässä aliluvussa käydään läpi laskentavaiheet, joissa lasketaan tason suuntakulman α ja kallistuskulman β vaikutus auringonsäteilyn suoran ja diffuusin komponentin hetkellisarvoihin sekä arvioidaan maasta ja vedestä heijastunut auringonsäteily. Kun tarkastelupinnalle tulevien auringonsäteilyn komponenttien hetkellisarvot $(B(\beta, \alpha), D(\beta, \alpha), R(\beta, \alpha))$ on saatu laskettua, ne yhdistetään päivittäisiksi kertymiksi $(B_d(\beta, \alpha), D_d(\beta, \alpha), R_d(\beta, \alpha))$. Päivittäinen kertymä saadaan laskemalla yhteen säteilyenergia vuorokauden jokaisen aika-askeleen aikana. Säteilyenergia lasketaan kertomalla auringonsäteilyn hetkellisarvo aika-askeleen pituudella. Esimerkiksi suoran auringonsäteilyn päivittäinen kertymä lasketaan seuraavasti.

$$B_d(\alpha, \beta) = \sum_{t=0}^{24h} (B(\alpha, \beta, t) \cdot \Delta t) \quad (5.17)$$

Päivittäisistä kertymistä voidaan edelleen laskea kuukausikertymät $(B_m(\beta, \alpha), D_m(\beta, \alpha), R_m(\beta, \alpha))$ kertomalla päivittäiset kertymät kuukauden päivien lukumäärällä. Lopuksi kokonaissäteilyn kuukausikertymä $G_m(\beta, \alpha)$ saadaan auringonsäteilyn eri komponenttien summana.

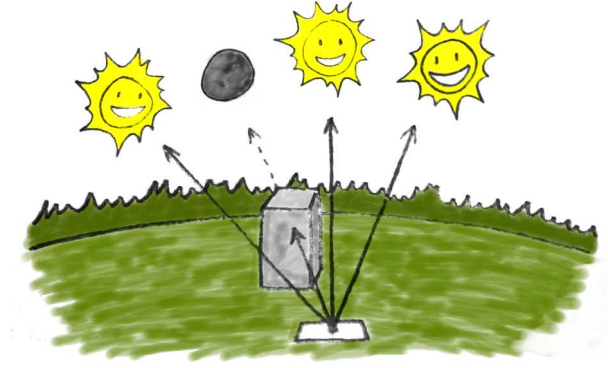
5.3.1 Varjostus

Varjostuksen laskemisessa sovelletaan säteenjäljitystekniikkaa (ray tracing), jota on pitkään hyödynnetty kolmiulotteisen fotorealistisen tietokonegraafikan renderöinnissä. Säteenjäljityksessä tarkastelupisteestä lähetetään valonlähdettä kohti vastakkaisuuntainen jäljityssäde, jonka avulla selvitetään valonsäteen kulkureitti valonlähteestä tarkastelupisteeseen [53]. Laskentamallissa jäljityssäde lähetetään jokaisella aika-askeleella kohti Auringon sen hetkistä sijaintia, ja näin saadaan selville tarkastelupisteen varjostus koko tarkastelujakson aikana. Mikäli säteen kulkureitillä on toinen kappale, säde törmää siihen ennen valonlähdettä ja tarkastelupisteen tiedetään olevan varjossa. Tätä on havainnollistettu kuvassa 5.4. Varjostuksen vaikutus auringonsäteilyn eri komponentteihin selitetään tarkemmin seuraavissa aliluvuissa.

Jäljityssäde muodostetaan leveyspiirin ϕ ja auringon deklinaatiokulman δ avulla. Näin saadaan keskipäivän aurinkoa kohti osoittava yksikkövektori \bar{L}_0 .

$$\bar{L}_0 = \begin{bmatrix} 0 \\ -\sin(\phi - \delta) \\ \cos(\phi - \delta) \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

Kiertämällä vektoria \bar{L}_0 maan pyörimisakselin ympäri auringon tuntikulman ω verran, saadaan vektori \bar{L} , joka osoittaa auringon sijainnin haluttuna hetkenä päivän aikana.



Kuva 5.4: Havainnekuva säteenjäljitystekniikan hyödyntämisestä tarkastelupisteen varjostuksen laskemisessa.

Auringon ollessa horisontin alapuolella tai tarkastelupinnan takana, on tarkastelupiste joka tapauksessa varjossa ja säteenjäljitystä on turha aloittaa. Tämä voidaan helposti tarkistaa kulmien θ_{ZS} ja θ_S avulla. θ_{ZS} on auringon suuntaisen vektorin ja maanpinnan normaalin \bar{z} välinen kulma ja θ_S on auringon suuntaisen vektorin ja tarkastelupinnan normaalin \bar{N} välinen kulma. Säteenjäljitys aloitetaan vain kun seuraavat epäyhtälöt ovat tosia.

$$\cos \theta_{ZS} > 0 \text{ ja } \cos \theta_S > 0 \quad (5.19)$$

Kulman kosini voidaan laskea kahden vektorin pistetulona, joten $\cos \theta_{ZS} = \bar{L} \cdot \bar{z}$ ja $\cos \theta_S = \bar{L} \cdot \bar{N}$.

5.3.2 Suora auringonsäteily

Vaakasuoralle tasolle tuleva suora auringonsäteily $B(0)$ on B :n komponentti vaakasuoran tason normaalin suunnassa. Kohtisuoraan aurinkoa vastaan olevalle tasolle tuleva suora auringonsäteily B voidaan laskea $B(0)$:sta kulman θ_{ZS} avulla, joka on auringonsäteen ja vaakasuoran tason normaalin välinen kulma.

$$B = \frac{B(0)}{\cos \theta_{ZS}} \quad (5.20)$$

Suora auringonsäteily $B(\beta, \alpha)$ tasolle, jonka kallistuskulma on β ja suuntakulma on α , voidaan nyt laskea auringonsäteen ja kallistetun tason normaalin välisen kulman θ_S avulla.

$$B(\beta, \alpha) = B \cdot \max(0, \cos \theta_S) \quad (5.21)$$

Mikäli tarkastelupiste on varjossa, auringonsäteilyn suora komponentti $B(\beta, \alpha)$ asetetaan nolllaksi.

5.3.3 Diffuusi auringonsäteily

Yksinkertaisimmassa mallissa taivaan ajatellaan olevan tasaisesti yhtä kirkas joka suunnassa. Diffuusi auringonsäteily oletetaan siis isotrooppiseksi. Tällöin diffuusin auringonsäteilyn määrä riippuu vain siitä, kuinka suuri osa taivaasta on näkyvissä tarkastelupinnalta katsottuna. Isotrooppinen diffuusi auringonsäteily on suurimmillaan, kun taso on vaakasuorassa, ja pienenee kallistuskulman kasvaessa yhtälön

$$D^I(\beta, \alpha) = D(0) \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (5.22)$$

mukaisesti. Suuntakulmalla ei ole vaikutusta isotrooppiseen diffuusiin auringonsäteilyyn. Todellisuudessa taivas on kirkkaampi auringon ympärillä. Tarkempaan tulokseen päästäänkin, kun isotrooppiseen komponenttiin lisätään auringon suuntainen komponentti D^C .

$$D^C(\beta, \alpha) = \frac{D(0)}{\cos \theta_{ZS}} \max(0, \cos \theta_S) \quad (5.23)$$

Isotrooppisen ja auringon suuntaisen komponentin suhde määräytyy kertoimen k_d perusteella.

$$k_d = \frac{B(0)}{B_0(0)} \quad (5.24)$$

Diffuusi auringonsäteily saadaan nyt yhtälöstä

$$D(\beta, \alpha) = (1 - k_d)D^I(\beta, \alpha) + k_d D^C(\beta, \alpha) \quad (5.25)$$

Tällä tarkemmalla mallilla saadut tulokset poikkeavat pelkän isotrooppisen mallin tuloksista erityisesti suuremmilla kallistuskulman arvoilla. Yksinkertainen isotrooppinen malli antaa noin kahdeksan prosenttia pienemmän tuloksen kun auringonsäteilyä vastaanottava taso on pystysuorassa. Vaakasuoralle tasolle kumpikin malli antaa täsmälleen saman tuloksen, kuten on tarkoituskin.

Kun tarkastelupiste on varjossa, auringon suuntainen komponentti D^C asetetaan nolaksi. Todellisuudessa vaikutus diffuusiin auringonsäteilyyn ei ole aivan näin yksinkertainen. Vaikka tarkastelupisteestä katsottuna aurinko olisikin peitossa, niin taivas auringon ympärillä on edelleen keskiarvoa kirkkaampi. Toisaalta varjostavat esteet pienentävät myös isotrooppista komponenttia peittäessään osan tarkastelupinnan näkemästä taivaasta. Laskentatarkkuutta voitaisiin haluttaessa parantaa tietokonegraafikassa käytettyjen kehittyneiden valaistusalgoritmien avulla.

5.3.4 Maasta heijastunut auringonsäteily

Auringonsäteilyn heijastuminen maasta riippuu monista maanpinnan ominaisuuksista. Heijastavuuteen vaikuttavat muun muassa maatyyppe, kasvillisuus, maaston muodot sekä rakennettu ympäristö rakennuksineen ja teineen. Laskentamallissa maanpinta kuitenkin oletetaan tasaiseksi ja valonsäteiden oletetaan heijastuessaan hajautuvan tasaisesti joka suuntaan. Maasta heijastuvalla auringonsäteilyllä ei siis ole mitään tiettyä suuntaa, eikä tarkastelupinnan suuntakulmalla ole merkitystä. Maasta heijastunut auringonsäteily voidaan laskea yhtälön

$$R(\beta, \alpha) = \rho_a G(0) \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (5.26)$$

avulla. Siinä heijastavuus määräytyy yhden parametrin, maanpinnan albedon ρ_a , perusteella. Albedon arvoja erityyppisille maapeitteille on koottu taulukkoon 5.2. Maasta heijastuneen auringonsäteilyn tarkka mallintaminen olisi laskennallisesti melko vaativa tehtävä. Sen osuus kokonaissäteilystä on kuitenkin vain muutamia prosentteja, joten sen suuruuden arvioimiseen riittää tämä yksinkertainen menetelmällä.

Taulukko 5.2: Albedon arvoja erityyppisille maapeitteille [40].

Maapeite	Albedo
Tuore lumi	0,8...0,9
Lumi	0,4...0,8
Aavikkohiekka	0,4
Kuiva ruohikko	0,3
Paljas maa	0,2
Lehtipuut	0,15...0,18
Havupuut	0,08...0,15
Kulunut asfaltti	0,12
Tuore asfaltti	0,04

Heijastavuus voi myös vaihdella esimerkiksi kasvukauden etenemisen tai lumipeitteen vaikutuksesta. Laskentamallissa käytetään jokaiselle kuukaudelle omaa albedon arvoa. Näin pystytään huomioimaan vuodenaikojen mukainen vaihtelu maanpinnan heijastavuuteen.

5.3.5 Vedestä heijastunut auringonsäteily

Vesi heijastaa valoa olennaisesti eri tavalla verrattuna tyypilliseen maanpintaan. Kun valonsäde osuu vedenpintaan, osa siitä heijastuu peilimäisesti yhteen suuntaan ja osa jatkaa matkaa taittuneena vedenpinnan läpi. Lisäksi veden heijastuskerroin riippuu suuresti valonsäteiden tulokulmasta. Mallinnettava alue sijaitsee järven rannalla, joten suuri osa auringonsäteilyä heijastavasta ympäristöstä on vettä. Tästä

syystä aurinkoenergiamalliin lisättiin laskentavaihe, jossa lasketaan vedestä heijastuneen auringonsäteilyn määrä. Heijastuvalle auringonsäteilylle on myös kuukausikohtainen kerroin, jonka arvo voi vaihdella välillä 0...1. Sen avulla voidaan ottaa huomioon se, että talvella järvi jäätyy ja jään päälle sataa lunta, jolloin järvi ei enää heijastakaan auringonsäteilyä kuten vesi.

Vedestä heijastuvan auringonsäteilyn laskemisessa hyödynnetään samaa ajatusta kuin varjostuksen laskemisessa. Tarkastelupisteestä lähetetään jäljityssäde heijastuksen suuntaan ja tarkistetaan, onko reitti vedenpinnan kautta aurinkoon esteetön. Heijastuksen suunta saadaan peilaamalla Aurinkoa kohti osoittava vektori \bar{L} pysty akselin suhteen. Jäljityssäteen on osuttava ensin vedenpintaan, minkä jälkeen vedenpinnasta lähetetään uusi säde kohti Aurinkoa, kuten kuvassa 5.5 on esitetty. Mikäli jäljityssäde ei osu matkallaan esteisiin, tarkastelupisteeseen heijastuu auringonsäteilyä vedenpinnasta. Tällöin vedestä heijastuneen auringonsäteilyn voimakkuus $R_w(\beta, \alpha)$ voidaan laskea yhtälöllä

$$R_w(\beta, \alpha) = r^2 \cdot B(0) \frac{\cos \theta_R}{\cos \theta_{ZS}}, \quad (5.27)$$

jossa r on heijastuskerroin valonsäteen amplitudille ja θ_R on heijastuneen valonsäteen ja tarkastelupinnan normaalin välinen kulma. Tässä ollaan kiinnostuneita valonsäteen tehollisarvosta, jolloin käytetään heijastuskertoimen toista potenssia r^2 .

Kuva 5.5: Havainnekuva säteenjäljitystekniikan hyödyntämisestä vedestä tarkastelupisteeseen heijastuvan auringonsäteilyn laskemisessa.

Valo muodostuu s- ja p-polarisoituneesta komponentista, joille on omat heijastuskertoimensa r_s ja r_p . Auringonsäteily on polarisoitumatonta, jolloin siinä on yhtä paljon sekä s- että p-polarisoitunutta komponenttia. Tällöin heijastunut valonsäde on s- ja p-polarisoituneelle valonsäteelle laskettujen tehollisarvojen keskiarvo. Tällöin kokonaisheijastuskerroin r^2 on s- ja p-polarisoituneen valon heijastuskertoimien keskiarvo yhtälön [18]

$$r^2 = \frac{r_s^2 + r_p^2}{2} \quad (5.28)$$

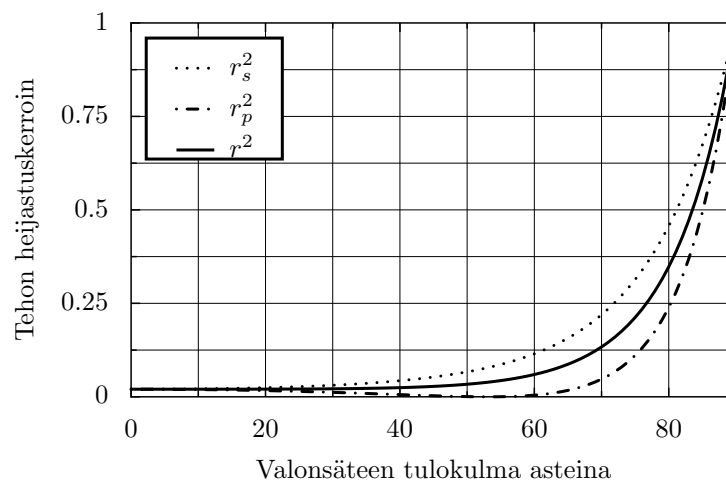
mukaisesti. Heijastuskertoimet s- ja p-polarisoituneelle komponentille saadaan alla esitetyistä Fresnelin yhtälöistä [18].

$$r_s = \frac{\sin(\theta_t - \theta_i)}{\sin(\theta_t + \theta_i)} = \frac{n_1 \cdot \cos \theta_i - n_2 \sqrt{1 - \left(\frac{n_1}{n_2} \sin \theta_i\right)^2}}{n_1 \cdot \cos \theta_i + n_2 \sqrt{1 - \left(\frac{n_1}{n_2} \sin \theta_i\right)^2}} \quad (5.29)$$

$$r_p = \frac{\tan(\theta_t - \theta_i)}{\tan(\theta_t + \theta_i)} = \frac{n_1 \sqrt{1 - \left(\frac{n_1}{n_2} \sin \theta_i\right)^2} - n_2 \cdot \cos \theta_i}{n_1 \sqrt{1 - \left(\frac{n_1}{n_2} \sin \theta_i\right)^2} + n_2 \cdot \cos \theta_i} \quad (5.30)$$

θ_i on valonsäteen tulokulma suhteessa pinnan normaaliin ja θ_t on taittuneen valonsäteen kulma. n_1 ja n_2 ovat aineiden taitekertoimia eli optisia tiheyksiä. Ilman taitekerroin n_1 on 1,00022926 ja veden taitekerroin n_2 on 1,333.

Kuvassa 5.6 on esitetty heijastuskertoimet s- ja p-polarisoituneelle sekä polarisoitumattomalle valonsäteelle. Vedenpinta heijastaa valoa hyvin heikosti valonsäteen tulokulman ollessa alle 70° , minkä jälkeen heijastavuus kasvaa jyrkästi.



Kuva 5.6: Valonsäteen ja pinnan normaalin välisen kulman funktiona lasketut heijastuskertoimien arvot s- ja p-polarisoituneen sekä polarisoitumattoman valonsäteen heijastumiselle veden pinnasta.

6. TUULIVOIMAN HYÖDYNTÄMINEN

Tässä luvussa tarkastellaan tuulivoiman hyödyntämistä asuinalueen energiantuotannossa. Luvun alussa tutustutaan Suomen tuuliolosuhteisiin sekä tuulivoimalan sijoituspaikan tuuliolosuhteiden arvioimiseen. Lisäksi luvussa esitellään eri tuulivoimalatyypit sekä perehdytään tuulivoimaloiden ympäristövaikutuksiin erityisesti sijoitettaessa tuulivoimaloita asuinalueelle. Tarkastelussa keskitytään pientuulivoimaloihin, jotka ovat teholtaan muutamia kilowatteja.

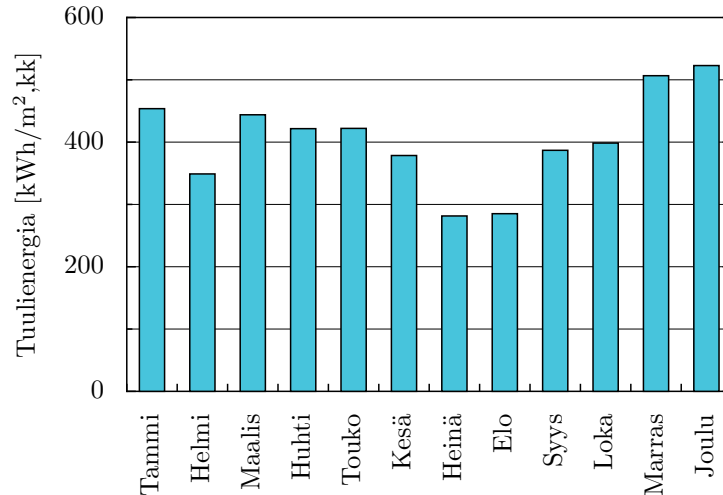
6.1 Suomen tuuliolosuhteet

Suomessa geostrofisen tuulen keskimääräinen nopeus on verraten suuri. Johtuen Suomen maantieteellisestä sijainnista sekä Atlantilta maahan suuntautuvista matalapaineista geostrofisen tuulen nopeus on 9–9,5 m/s, kun se esimerkiksi eteläisessä Euroopassa on vain 7–8,5 m/s. Toisaalta Norjan rannikolla geostrofisen tuulen nopeus on 10–11 m/s ja Brittein saarilla paikoin jopa 12 m/s. Geostrofisen tuulen on lämpötilaerojen aiheuttamista paine-eroista syntyvä tuuli, joka vaikuttaa muutaman kilometrin korkeudessa vapaassa ilmakehässä. Maanpinnan ja vapaan ilmakehän välisessä rajakerroksessa tuulen nopeus pienenee maanpinnan kitkan vaikutuksesta. Rajakerroksen alaosissa lähellä maanpintaa tuuliolosuhteisiin vaikuttavat merkittävästi muun muassa maaston rosoisuus, korkeuserot ja maanpinnan lämpötila. [69]

Tuulienergian kannalta parhaat tuuliolosuhteet Suomessa ovat merialueilla, rannikolla ja tuntureilla. Avoimilla merialueilla tuuliolosuhteet ovat erinomaiset, mutta tuulen nopeus muuttuu jyrkästi siirryttäessä mereltä maalle, sillä alueiden välillä on suuri ero maaston rosoisuudessa. Rannikolla myös puuston peittämät saaret ja niemet voivat heikentää tuuliolosuhteita huomattavasti. Tuntureilla tuuliolosuhteet ovat poikkeuksellisen hyvät usean yksittäisen tekijän yhteisvaikutuksesta. Talvikausina tuntureilla vaikuttaa usein inversiotilanne, jolloin lämpötila ja tuulen nopeus kasvavat voimakkaasti ylöspäin mentäessä. Toinen merkittävä tekijä on mäkivaikutus, joka kasvattaa tuulenopeutta tunturin laella, kun ilmavirta joutuu kiertämään tunturin sen sivuilta ja päältä. Lisäksi tunturin laella esiintyy yleisesti alemman ilmakehän suihkuvirtauksia. Sisämaassa tuuliolosuhteet sen sijaan ovat huomattavasti heikommät. Maaston rosoisuutta lisää metsien suuri osuus ja myös järviolueilla tuulen nopeudet jäävät alhaisiksi. [69]

Suomen ilmastolle on tyypillistä tuulen nopeuksien selvä vaihtelu vuodenaiko-

jen mukaan. Tuulen nopeudet ovat suurimpia talvikuukausina, vaikka sisämaassa eri kuukausien väliset erot ovat selvästi pienemmät kuin merialueilla, rannikolla tai tuntureilla. Kuvassa 6.1 on esitetty tuulen energiatiheys eri kuukausina. Kuva perustuu sisämaassa sijaitsevan Jokioisten mittausaseman tietoihin. [71]



Kuva 6.1: Suomen Tuuliatlaksen perusteella laskettu tuulen energiatiheys kuukausittain Jokioisissa.

6.2 Tuuliolosuhteiden arviointi

Tuuliolosuhteet voivat muuttua paljonkin tuulivoimalan sijoituspaikasta riippuen. Siksi tuuliolosuhteiden luotettava arviointi on tärkeää. Tarkimmin tuuliolosuhteita voidaan arvioida paikan päällä tehtävien mittausten perusteella. Vähänkin suuremmissa tuuliprojekteissa mittauksia tehdään vähintään kahden vuoden ajan ja usealta eri korkeudelta. Pientuulivoimaloiden kohdalla mittausten tekeminen ei kuitenkaan ole kannattavaa. Tällöin tuuliolosuhteita voidaan arvioida tilastollisilla menetelmillä tuuliatlaksen perusteella sekä hyödyntämällä kokemuseräistä tietoa. [16]

Tässä selvityksessä tuuliolosuhteiden kartoitukseen käytettiin vuonna 1991 valmistunutta Suomen Tuuliatlasta. Tuuliatlakseen on kerätty pitkäaikaisia tuulimittauksia 60 mittausasemalta ympäri Suomea. Mittaustietoja kerätessä on otettu huomioon mittauskorkeus, maaston rosoisuus ja mittausaseman lähiympäristön esteet. Tuuliatlakseen on koottu kunkin mittausaseman osalta tuulennopeuksien Weibull-jakauman parametrien arvoja eri korkeuksille ja eri maastotyypeille. Weibull-jakaumasta on kerrottu seuraavassa aliluvussa. [71]

6.2.1 Tuulen nopeuksien Weibull-jakauma

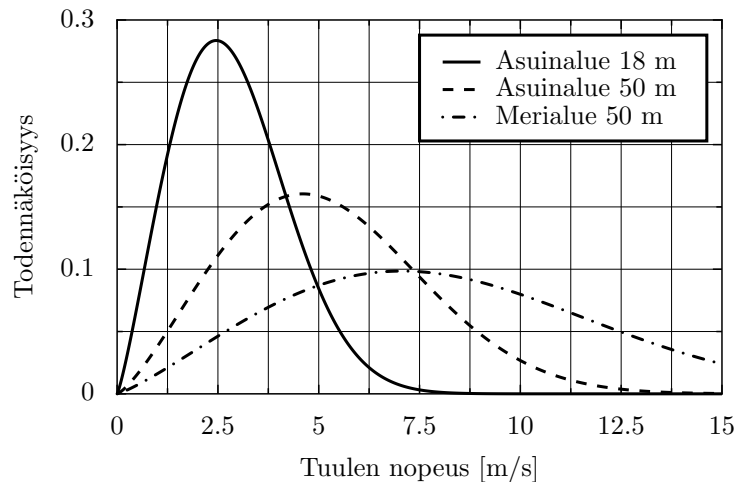
Tuulen nopeuden vaihtelua voidaan kuvata Weibull-jakauman avulla. Kun tuulen nopeutta mitataan samalla paikalla usean vuoden ajan, muodostuu tuulennopeuk-

sien todennäköisyystiheyksistä juuri Weibull-jakauman kaltainen. Weibull-jakauma muodostetaan kahden parametrin, määräparametrin A_w ja muotoparametrin k_w , perusteella yhtälöllä

$$W(u) = \frac{k_w}{A_w} \left(\frac{u}{A_w} \right)^{k_w-1} e^{-(u/A_w)^{k_w}}, \quad (6.1)$$

jossa u on tuulen nopeus. [16]

Jakauma ei ole symmetrinen tuulen nopeuden keskiarvon suhteen, vaan pienempiä tuulennopeuksia esiintyy selvästi useammin. Toisinaan taas voi esiintyä hyvinkin suuria tuulennopeuksia, mutta niiden todennäköisyys on pieni. Kuvassa 6.2 on esitetty tuulennopeuksien Weibull-jakaumia eri A_w :n ja k_w :n arvoilla. Parametrien arvot on saatu Suomen tuuliatlaksesta [71]. Yhtenäisellä viivalla piirretty jakauma kuvaa tuulennopeuksien todennäköisyystiheyksiä Nurmi-Sorilassa 18 metrin korkeudella. Siinä matalien tuulennopeuksien todennäköisyys on hyvin suuri ja yli 7 m/s puhaltavia tuulia esiintyy todella harvoin. Katkoviivalla on piirretty saman paikan tuulennopeuksien todennäköisyystiheyksiä 50 metrin korkeudessa. Kuvasta havaitaan, että tällöin suurten tuulennopeuksien todennäköisyys kasvaa merkittävästi. Vertailun vuoksi kuvassa on esitetty vielä Weibull-jakauma merialueella.



Kuva 6.2: Weibull-jakaumia kolmella eri sijoituspaikalla.

6.3 Tuulivoimateknologiat

Tässä aliluvussa esitellään markkinoilla olevat pientuulivoimalatyypit. Tuulivoimalat voidaan jakaa vaaka- ja pystyakselisiin tuulivoimaloihin. Yleisin tuulivoimalatyypin on vaaka-akselinen tuulivoimala, jollaisia kaupalliset suurtuulivoimalat ovat poikkeuksetta. Pientuulivoimaloista sen sijaan löytyy joitakin pystyakselisiä tuulivoimaloita.

6.3.1 Vaaka-akseliset tuulivoimalat

Vaaka-akselinen tuulivoimala soveltuu muita tuulivoimalatyyppejä paremmin energian tuotantoon hyvän hyötysuhteensa ja pienempien valmistuskustannusten johdosta. Tuulivoimalan roottori on kohtisuoraan tuulta vastaan korkean maston päässä (kuva 6.3). Koska roottori pystyy hyödyntämään tuulta vain yhdestä suunnasta, tarvitaan kääntömoottori tai peräsin, jonka avulla roottori käännetään tuulta kohti. Joissakin pientuulivoimaloissa taas roottori on mastoon nähden tuulen alapuolella, jolloin se kääntyy itsestään oikeaan suuntaan. Ratkaisun ongelmana on kuitenkin se, että tuulivoimalan masto häiritsee ilmapirtausta ja aerodynaaminen melu voimistuu. [16]



Kuva 6.3: Vaaka-akselinen Skysteam pientuulivoimala. [61]

Vaaka-akselisen tuulivoimalan toiminta perustuu nostevoiman hyödyntämiseen. Roottorin läpi virtaava ilma kohdistaa lapoihin roottorin kehän suuntaisen nostevoiman, joka saa roottorin pyörimään. Lapoja on roottorissa useimmiten kolme. Lapojen lukumäärän lisääminen kasvattaa vääntömomenttia ja parantaa tuulivoimalan käynnistymistä pienillä tuulen nopeuksilla. Se kuitenkin nostaa tuulivoimalan valmistuskustannuksia, ja suurilla tuulennopeuksilla, jolloin tuulesta saataisiin eniten energiaa, lapojen suuremmasta lukumäärästä on vain haittaa. Myös kaksilapaisia pientuulivoimaloita on olemassa, mutta kolmilapaista roottoria pidetään esteettisesti tasapainoisempana. Suurissa tuulivoimaloissa lapojen parillinen lukumäärä aiheuttaa stabiilisuongelmia. Energiantuotantoon soveltuu siksi paremmin kolmilapainen roottori. [16]

6.3.2 Pysty akseliset tuulivoimalat

Pysty akselinen tuulivoimala pystyy hyödyntämään eri suunnista puhaltavan tuulen, eikä se tarvitse erillistä kääntömekanismia. Haittapuolena kuitenkin on, että roottorin sijoittaminen korkean tornin päähän on ongelmallista pyörivään roottoriin kohdistuvien voimien takia. Tästä syystä pysty akseliselällä tuulivoimalalla ei pystytä hyödyntämään korkeammalla vaikuttavia parempia tuuliolosuhteita. [16]

Pysty akselisen tuulivoimalan toiminta voi perustua joko noste- tai vastusvoiman hyödyntämiseen. Vastusvoimaa hyödyntävä tuulivoimala voi olla esimerkiksi kuvan 6.4 tyyppinen Savonius-roottori. Ylhäältä katsottuna Savonius-roottorin poikkileikkaus muodostuu kahdesta puoliympyrästä. Tuuli aiheuttaa roottorin toiselle puolelle tuulen suuntaisen vastusvoiman, joka saa roottorin pyörimään. Vastusvoima on verrannollinen tuulennopeuden ja roottorin kehänopeuden erotukseen, eikä kehänopeus tästä syystä voi nousta tuulennopeutta suuremmaksi. Alhaisesta pyörimisnopeudesta johtuen vastusvoimaa hyödyntävän tuulivoimalan teho jää pieneksi. Ilma pääsee virtaamaan roottorin keskiosan kautta roottorin puolelta toiselle, mikä parantaa hyötysuhdetta estämällä alipaineen muodostumisen tuulta vastaan liikkuvalla puolella. Hyötysuhde jää kuitenkin selvästi huonommaksi kuin nostevoimaa hyödyntävissä tuulivoimaloissa. [80]

Nostevoimaa hyödyntävä tuulivoimala soveltuu paremmin energiantuotantoon, koska sen hyötysuhde on parempi suuremmilla tuulennopeuksilla. Siinä roottorin kehällä on lapoja, joihin ilmavirta kohdistaa sivusuunnassa vaikuttavan nostevoiman. Roottorin pyöriessä lapojen kohtauskulma tuulta vastaan muuttuu liikeradan eri kohdissa ja nostevoiman suuruus vaihtelee. Kuvassa 6.5 on esimerkki nostevoimaa hyödyntävästä pysty akselisestä pientuulivoimalasta. [80]



Kuva 6.4: Vastusvoimaa hyödyntävä Savonius-roottori. [81]



Kuva 6.5: Nostevoimaa hyödyntävä Giromill-roottori. [23]

6.4 Tuulivoiman ympäristövaikutukset

Tuulivoimalla on sekä positiivisia että negatiivisia ympäristövaikutuksia. Positiivisiin ympäristövaikutuksiin kuuluu energiantuotannon hiilidioksidi- ja hiukkaspäästöjen väheneminen, sillä tuulivoima korvaa muuta energiantuotantoa. Esimerkiksi hiilivoimalla tuotetun energian hiilidioksidipäästöt ovat 800–900 g/kWh. Kun huomioidaan Suomen sähköntuotannon rakenne, on tuulivoiman hiilidioksidipäästöjä vähentävä vaikutus noin 700 g/kWh. [22]

Tuulivoiman negatiiviset ympäristövaikutukset riippuvat suuresti sijoituspaikasta. Rakennettaessa valmiiksi teolliseen ympäristöön, vaikutukset ovat pienet verrattuna luonnonvaraisen tunturin laelle tai saaristoon rakennettaessa. Siten esimerkiksi asuinalueella, jossa on runsaasti muitakin rakennelmia, maisema sietää paremmin tuulivoimaloita. Myös tuulivoimaloiden sijoittelua ja kokoluokkaa tulisi miettiä kun tuulivoimaa sovitetaan maisemaan. Tuulivoimalat on suositeltavaa sijoittaa geometrialtaan selkeisiin ja harmonisiin muodostelmiin. Kokoluokaltaan pienempi tuulivoimala ei erotu maisemasta yhtä selvästi kuin suurempi, mutta toisaalta niitä tarvitaan lukumäärällisesti enemmän saman energiamäärän tuottamiseen. Suuremmassa tuulivoimalassa roottorin pyörimisnopeus on pienempi, mikä luo rauhallisemman vaikutelman. [21]

Roottorin pyöriminen aiheuttaa tuulivoimalan varjon välkyntää. Erityisesti asuinalueella, missä tuulivoimalan läheisyydessä on useita asuinrakennuksia, varjon välkyntästä voi aiheutua haittaa, ja se on syytä ottaa huomioon mietittäessä tuulivoimalan sijoituspaikkaa. Haittavaikutus esiintyy yleensä vain tiettyinä vuorokauden aikoina. Tuulivoimalan varjon vaikutusalue myös muuttuu vuoden aikana, mutta se voidaan helposti laskea auringon liikeradan perusteella. [16]

Linnustoon kohdistuvat haitat liittyvät lähinnä teollisiin suurtuulivoimaloihin. Suurtuulivoimaloiden on todettu vaikuttavan kaikkein arimpien lintulajien, kuten vesilintujen, pesintään ja ravinnonhankintaan. Lintujen törmäysriski tuulivoimalaan on sen sijaan pieni verrattuna suuren taloon. Samoin kilometri maantietä tai korkeaajännitejohtoa aiheuttaa enemmän lintukuolemia kuin kilometrin rivi tuulivoimaloita. [21]

Tuulivoimalan käyntiäänäni muodostuu lapojen aerodynaamisesta melusta sekä koneiston mekaanisesta melusta. Tuulivoimalan käyntiäänäni erottuu parhaiten tuulen nopeuden ollessa 4–8 m/s. Kovemilla tuulennopeuksilla tuulivoimalan käyntiäänäni peittyä tuulen kohinan alle ja käyntiäänänen voi erottaa vain tuulivoimalan välitömässä läheisyydessä. Useissa pientuulivoimaloissa lapojen muotoilulla on pyritty pienentämään aerodynaamista melua. [43]

6.5 Tuuliolosuhteiden laskennallinen simulointi

Tässä luvussa selitetään yleisellä tasolla laskennallisen virtausdynamiikan perusteet sekä turbulentin virtauksen mallintamisessa käytettävät menetelmät. Laskennallisen virtausdynamiikan menetelmillä voidaan mallintaa erilaisten nesteiden ja kaasujen virtauksia. Virtauslaskennan kehitys sai alkunsa lentokoneteollisuudesta. Nykyään sitä käytetään paljon muun muassa autoteollisuudessa niin autojen korin aerodynamiikan kuin moottorien palamisprosessien kehittämiseen.

Virtausopin perustana on Navier-Stokesin yhtälö. Se voidaan johtaa liikemäärän säilymislaista soveltamalla Newtonin II lakia ($F = ma$) virtauksille. Yhtälö kuvaa virtauksen liikemäärän muutosta kontrollitulavuuteen vaikuttavien ulkoisten voimien seurauksena. Yleensä virtaus voidaan olettaa kokoonpuristumattomaksi, sillä kokoonpuristuvuuden vaikutus kasvaa merkittäväksi vasta virtausnopeuden ollessa lähellä äänennopeutta. Oletus yksinkertaistaa yhtälöiden käsittelyä huomattavasti, koska sen seurauksena tiheys on vakio koko laskenta-alueella. Kokoonpuristumattomille virtauksille Navier-Stokesin yhtälö on

$$\rho \left(\underbrace{\frac{\partial v}{\partial t}}_{\text{kihtiivvyys}} + \underbrace{v \cdot \nabla v}_{\text{konvektiivinen kihtiivvyys}} \right) = \underbrace{-\nabla p}_{\text{painegradientti}} + \underbrace{\mu \nabla^2 v}_{\text{viskositeetti}} + \underbrace{\rho g}_{\text{painovoima}}, \quad (6.2)$$

jossa ρ on virtaavan aineen tiheys, v on virtausnopeus, p on paine, μ on dynaaminen viskositeetti, g on maan vetovoiman aiheuttama kiihtiivvyys ja t on aika. Yhtälön vasen puoli kuvaa virtauksen liikemäärän muutosta ja oikealla puolella olevat termit ovat kontrollitulavuuteen vaikuttavia voimia. Esimerkiksi painegradientti aiheuttaa virtauksen kiihtymisen siihen suuntaan, johon paine pienenee. Viskositeetti puolestaan voidaan ajatella sisäiseksi kitkaksi, joka vastustaa virtaavan aineen muodonmuutoksia. Lisäksi virtaukseen vaikuttaa painovoima tasaisesti koko laskenta-alueella. Erikoistapauksissa yhtälöön voidaan lisätä muitakin voimia, kuten vaikka ulkoinen sähkökenttä. [47]

Toinen virtausta hallitseva yhtälö on massan säilymistä kuvaava jatkuvuusyhtälö

$$\rho (\nabla \cdot v) = 0, \quad (6.3)$$

Siitä seuraa, että kontrollitulavuudesta lähtevien massavirtojen on oltava yhtä suuria kuin siihen tulevien massavirtojen. Kontrollitulavuuteen ei voi varastoitua massaa, koska virtaava aine oletetaan kokoonpuristumattomaksi. [47]

Jatkuvuusyhtälö ja Navier-Stokesin yhtälö ovat voimassa kaikenlaisille virtauksille, mutta käytännössä laskentakapasiteetin rajoitukset voivat estää laskemisen suoraan näiden yhtälöiden avulla. Turbulentin virtauksen laskennassa käytetään lähes poikkeuksetta jotakin turbulenssimallia, jonka avulla voidaan pienentää tarvittavaa

laskentakapasiteettia. [56]

6.5.1 Turbulenttien virtauksen mallintaminen

Turbulenssi on ajasta riippuva, epälineaarinen ilmiö, jolle on luonteenomaista epä säännöllinen pyörteily. Näennäisestä satunnaisuudesta huolimatta turbulenttia virtausta on mahdollista simuloida suoraan edellä esitettyjen yhtälöiden avulla. Suora numeerinen simulointi (DNS, direct numerical simulation) vaatii kuitenkin suhteettoman paljon laskentakapasiteettia, sillä laskentaverkon on oltava niin tiheä, että pienimmätkin pyörteet pystytään laskemaan. Yksi vaihtoehtoinen menetelmä on suurten pyörteiden simulointi (LES, large eddy simulation). Se perustuu havaintoon, että turbulentissa virtauksessa vain suuren mittakaavan pyörteet riippuvat virtausgeometriasta, kun taas pienemmät pyörteet toistuvat samanlaisina eri mittakaavoissa. LES-simuloinnissa virtausta hallitsevia yhtälöitä muutetaan niin, että laskentaverkon tarkkuutta pienemmät vaihtelut suodattuvat pois. Yhtälöiden avulla suuren mittakaavan virtaukset lasketaan tarkasti ja pienemmät pyörteet mallinetaan erillisellä aliverkkomallilla. [56]

Tässä työssä turbulenttien virtauksen laskentaan käytettiin k -epsilon -turbulenssimallia. Se perustuu Reynolds-keskiarvotettuun Navier-Stokes yhtälöön (RANS, Reynolds averaged Navier-Stokes), jossa turbulenttista vaihtelua sisältävät muuttujat, nopeus ja paine, jaetaan aikakeskiarvon ja heilahteluarvon summaksi. Menetelmässä lasketaan siis keskimääräinen virtauskenttä, eikä hetkellisesti vaihtelevia turbulenttisia pyörteitä kuten DNS- ja LES-simuloinneissa. Laskentaverkkoa tihentämällä ei myöskään voida vaikuttaa virtauskentän yksityiskohtaisuuteen. Keskiarvoistuksen myötä Navier-Stokesin yhtälöön tulee turbulenttisuutta kuvaava lisätermi, jonka ratkaisemiseen tarvitaan turbulenssimallia. Näitä on lukuisia erilaisia, mutta käytetyin lienee juuri k -epsilon -turbulenssimalli. [56]

Turbulenssimalli perustuu turbulenssin kineettisen energian kulkeutumisyhtälöön, joka kuvaa turbulenssin muodostumista, vaimenemista, diffuusia leviämistä sekä konvektiivista siirtymistä virtauksen mukana. k -epsilon -turbulenssimallissa virtaavalle aineelle on annettu kaksi turbulenttisuutta kuvaavaa ominaisuutta: turbulenssin kineettinen energia k ja sen dissipaatio ε . [56] k -epsilon -turbulenssimalli soveltuu hyvin tuulien energiasimulaatioon, koska siinä ei ole tarpeen tietää yksityiskohtaisesti virtauksen turbulenttisten pyörteiden ajallista käyttäytymistä, vaan ollaan kiinnostuneita turbulenssin voimakkuudesta laskenta-alueen eri kohdissa.

7. KAATOPAIKKAKAASUN HYÖDYNTÄMINEN

Kaatopaikkakaasua syntyy orgaanisen aineen hajotessa kaatopaikan hapettomissa olosuhteissa. Hajoamistuotteena syntyy metaania, joka on hiilidioksidia lyhytikäisempi, mutta 25 kertaa tehokkaampi kasvihuonekaasu [6]. Kaatopaikkakaasua voidaan kerätä talteen kaatopaikalta ja polttaa vähemmän haitalliseksi hiilidioksidiksi tai hyödyntää polttoaineena sähkön- ja lämmöntuotannossa.

7.1 Kaatopaikkakaasun koostumus ja määrä

Tarastenjärven kaatopaikalta kerättiin kaatopaikkakaasua yhteensä 5,8 milj. n-m³ vuonna 2008 [57]. Kaatopaikkakaasun määrä ilmoitetaan normikuutiometreinä (n-m³), joka kuvaa kaasun tilavuutta mitattuna vallitsevassa ilmanpaineessa ja 0 °C:n lämpötilassa [41]. Tulevaisuudessa kaatopaikkakaasun tuotanto tulee heikkenemään, koska kaatopaikkakaasua kerätään Tarastenjärven vanhalta kaatopaikalta, jonne ei tuoda enää uutta jätettä. Lähivuosina talteen kerättävän kaatopaikkakaasun määrä kuitenkin kasvaa kun kaatopaikan peittäminen ja maisemointi valmistuvat. [25]

Kaatopaikkakaasun metaanipitoisuus on 45–59 %. Loput kaasusta on pääasiassa hiilidioksidia ja typpeä. Kaasun koostumus vaihtelee sekä kausittain, että vuosien kuluessa. Myös se miten paljon kaasua pumpataan kaatopaikalta, vaikuttaa kaasun koostumukseen. Pumppaustehon suurentaminen laskee metaanipitoisuutta ja nostaa happipitoisuutta. Happea pääsee vuotamaan pieniä määriä imuputkistoon ja liian suurina pitoisuuksina se aiheuttaa räjähdysvaaran. Siitä syystä pumppaus keskeytetään, jos happipitoisuus ylittää asetetun raja-arvon. [25]

Kaasussa on mukana pieninä pitoisuuksina lukuisia eri epäpuhtauksia kuten tervaa sekä kloori- ja siloksaaniyhdisteitä. Siloksaanit ovat orgaanisia piiyhdisteitä, joita käytetään lisäaineina polttoaineissa, autovahoissa, puhdistusliuoksissa, kosmetiikka-, hygieni- ja biolääketuotteissa, maaleissa ja lakoissa. Jätteiden mukana siloksaaneja joutuu kaatopaikalle ja sitä kautta maaperään ja vesistöön. Epäpuhtaudet aiheuttavat ongelmia myös kaatopaikkakaasun hyödyntämisessä. [31]

7.2 Kaatopaikkakaasun hyötykäyttö tänään

Kaatopaikkakaasua hyödynnetään pääasiassa kaasumoottorissa sähkön ja lämmön tuotantoon. Pieni osa kaatopaikkakaasusta käytetään myös asfalttiasemalla. Kaasumoottorin tuottama lämpö ja osa sähköstä menee jätteenkäsittelylaitoksen omaan käyttöön, mutta oman tarpeen ylittävä osuus sähköstä myydään yleiseen sähköverkkoon vihreänä sähköä. Vuonna 2008 sähköntuotanto oli 5,3 GWh, mikä riittäisi kattamaan noin kahdentuhannen asukkaan sähkötarpeen. Kaikkea kerättyä kaatopaikkakaasua ei kuitenkaan pystytä käyttämään hyödyksi, vaan suuri osa siitä joudutaan polttamaan soihduissa. [57]

Kaatopaikalla on kaksi erillistä kaasulinjaa. Ensimmäisen kaasulinjan pumppaamo on Sarlinin toimittama ja sen maksimikapasiteetti on 800 n-m³/h. Pumppaamon kautta kaatopaikkakaasua johdetaan Jenbacherin valmistamalle kaasumoottorille, joka nimellisteholla toimiessaan käyttää kaatopaikkakaasua 500 n-m³/h. Kaasumoottorin sähköteho on 800 kW ja lämpöteho on 400 kW. Kaasumoottori otettiin käyttöön vuonna 1997 ja sen jatkosta päätetään vuonna 2012. Kaatopaikkakaasun sisältämät epäpuhtaudet, joita ei tällä hetkellä suodateta mitenkään, lisäävät kaasumoottorin huoltotarvetta ja lyhentävät sen käyttöikää. Palamisprosessissa syntyy lisäksi dioksiineja ja furaaneja kun kaatopaikkakaasun sisältämä kloori reagoi orgaanisten aineiden kanssa. Dioksiinien ja furaanien synnyn vähentämiseksi loppulämpötilan on oltava tavallista korkeampi. [57]

Toinen kaasulinja toimittaa kaasua kaatopaikan vieressä sijaitsevalle Tampereen kaupungin asfalttiasemalle. Asfalttiasema käyttää toimiessaan kaatopaikkakaasua 500–600 n-m³/h. Asfalttiasema on toiminnassa vain osan vuodesta, mutta sen yhteydessä on kiinteistö, jota lämmitetään kaatopaikkakaasulla ympäri vuoden. Kaasulinjaan kuuluu myös soihutupolttimia, joissa hyödyntämättä jäänyt kaatopaikkakaasua poltetaan hiilidioksidiksi. Mesmecin toimittaman pumppaamon maksimikapasiteetti on 1000 n-m³/h. [25]

7.3 Kaatopaikkakaasun hyödyntäminen polttokennossa

Polttokenno tuottaa sähköä suoraan polttoaineen kemiallisesta energiasta. Polttokennon etuna on parempi sähköhyötysuhde verrattuna mäntämoottoreihin ja kaasuturbiineihin, joissa polttoaineen energia muutetaan lämmön kautta sähköksi. Polttokenno ei myöskään tuota mitattavia määriä haitallisia hiukkaspäästöjä, eikä rikkioksidien tai typpioksidien päästöjä, joita muodostuu tavallisesti palamisprosessissa. Skaalautuvan rakenteensa ansiosta polttokenno soveltuu kannettavien laitteiden, ajoneuvojen ja työkoneiden voimanlähteeksi, sekä yhdistettyyn sähkön ja lämmön tuotantoon niin talokohtaisesti kuin suurissa voimalaitoksissakin.

Yksi merkittävimmistä polttokennoihin liittyvistä kehityshaasteista on polttoai-

nekysymys. Polttokenno mahdollistaa siirtymisen nykyisestä öljytaloudesta vetytalouteen, mutta teknologian kehittymiseen menee pitkä aika ja muutos vaatii kalliita investointeja. Vedyn lisäksi polttokennoissa voidaan käyttää polttoaineena metaanipitoisia kaasuja, kuten maakaasua, kaatopaikkakaasua ja biokaasua. Lisäksi polttoaineena voidaan hyödyntää metanolia, jota on nestemäisenä aineena helpompi varastoida ja kuljettaa. Näillä vaihtoehtoisilla polttoaineilla on tärkeä rooli erityisesti siirtymän alkuvaiheessa kun vedyn tuotantoa ja jakelua ei ole saatu käyntiin. [33]

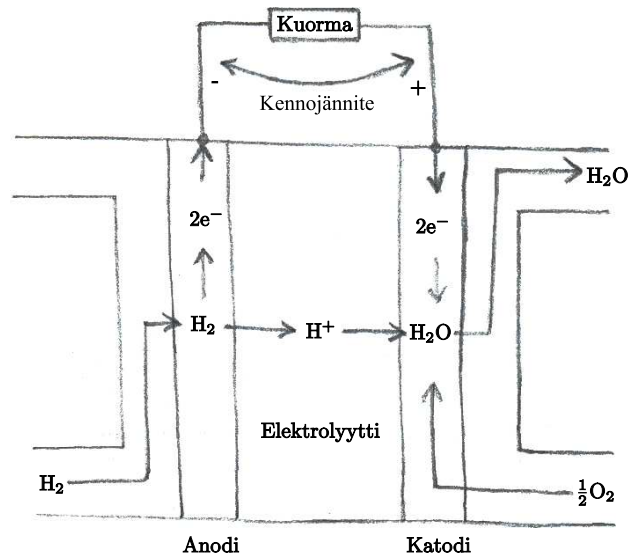
Kaatopaikkakaasun käytöstä polttoaineena seuraa joitakin lisävaatimuksia polttokennojärjestelmälle. Kaatopaikkakaasun metaanipitoisuus on noin 50 %, joten se on laimeampaa verrattuna maakaasuun, joka koostuu lähes pelkästään metaanista. Lisäksi kaatopaikkakaasun koostumus vaihtelee ajan myötä ja se sisältää lukuisia epäpuhtauksia, kuten tervaa sekä kloori-, rikki- ja siloksaaniyhdisteitä. Kaatopaikkakaasun käyttö polttokennossa edellyttää epäpuhtauksien suodattamista, mikä Vaasan asuntomessualueen polttokennojärjestelmässä toteutettiin huoneenlämmössä toimivalla impregnoidulla aktiivihiilipohjaisella adsorbentilla. [29]

7.3.1 Polttokennotekniikan perusteita

Polttokenno koostuu kahdesta elektrodista, anodista ja katodista, sekä niiden välissä olevasta elektrolyytistä. Polttoaine syötetään anodille ja happi tai ilma katodille. Elektrodeilla tapahtuvien sähkökemiallisten reaktioiden seurauksena anodin ja katodin välille muodostuu potentiaaliero ja elektrodien välille kytketyn ulkoisen kuorman kautta alkaa kulkea sähkövirta. Kuvassa 7.1 on esitetty PEM-polttokennon periaatekaavio. Elektrodeilla tapahtuvat reaktiot vaihtelevat polttokennotyypistä riippuen, mutta toimintaperiaate on kaikissa polttokennoissa sama. PEM-polttokennossa polttoaineen vetymolekyylit (H_2) jaetaan anodilla katalyyttien avulla protoneiksi ($2H^+$) ja elektroneiksi ($2e^-$). Sähköä johtamaton elektrolyytti päästää protonit kulkemaan elektrolyytin läpi katodille, mutta elektronit joutuvat kiertämään ulkoisen kuorman kautta. Katodilla elektronit ja elektrolyytin läpi kulkeneet protonit reagoivat hapen ($\frac{1}{2}O_2$) kanssa muodostaen vettä (H_2O). Taulukkoon 7.1 on koottu eri polttokennotyyppien elektrodeilla tapahtuvat reaktiot. [33]

Taulukko 7.1: Eri polttokennotyyppien anodi- ja katodireaktiot. Varauksenkuljettaja on merkitty reaktioyhtälöihin alleviivauksella. [33]

	Anodireaktio	Katodireaktio
PEM	$H_2 \rightarrow 2\underline{H^+} + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2\underline{H^+} + 2e^- \rightarrow H_2O$
PAFC	$H_2 \rightarrow 2\underline{H^+} + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2\underline{H^+} + 2e^- \rightarrow H_2O$
MCFC	$H_2 + \underline{CO_3^{2-}} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$ $CO + \underline{CO_3^{2-}} \rightarrow 2CO_2 + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow \underline{CO_3^{2-}}$
SOFC	$H_2 + \underline{O^{2-}} \rightarrow H_2O + 2e^-$ $CO + \underline{O^{2-}} \rightarrow CO_2 + 2e^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow \underline{O^{2-}}$



Kuva 7.1: PEM-polttokennon periaatekaavio.

Yhden kennon antama jännite on suuruudeltaan 0,7-1,0 V. Halutun jännitetason ja tehon saavuttamiseksi kennoja kytketään yhteen tavallisesti useita kymmeniä tai satoja. Kennot yhdistetään toisiinsa bipolaarilevyillä, jotka liittävät kennon katodin sähköisesti seuraavan kennon anodiin. Sähköisten häviöiden minimoimiseksi bipolaarilevyn ja elektrodien välisen kosketuspinnan tulisi olla mahdollisimman suuri ja bipolaarilevyjen tulisi olla mahdollisimman ohuita. Toisaalta bipolaarilevyjen tehtävänä on myös johtaa polttoaine ja happi tai ilma polttokennon elektrodeille, sekä ohjata poisto- ja jäännöskaasut ulos polttokennosta. [33]

Polttokennon häviöt voidaan jakaa neljään eri tyyppiin. Nämä ovat aktivaatiohäviöt, vuotovirtahäviöt, ohmiset häviöt ja massansiirtohäviöt. Aktivaatiohäviöt johtuvat reaktioiden hitaudesta, minkä takia matalan lämpötilan polttokennoissa elektrodeilla joudutaan käyttämään jalometallisia katalyyttejä. Toimintalämpötilan noustessa reaktiot nopeutuvat ja voidaan siirtyä halvempiin katalyytteihin. Vuotovirtahäviöillä tarkoitetaan polttoaineen vuotamista elektrolyytin läpi, mikä aiheuttaa häviöitä lähinnä matalissa lämpötiloissa. Myös elektronit voivat päästä vuotamaan elektrolyytin läpi, mutta sen merkitys on selvästi pienempi. Ohmiset häviöt ovat verrannollisia polttokennosta otettavan virran suuruuteen ja ne aiheutuvat resistanssista muun muassa anodilla ja katodilla, sekä eri komponenttien välisissä liitoksissa. Massansiirtohäviöt ovat seurausta polttoaineen tai hapen konsentraation pienentymisestä anodilla tai katodilla. Se ilmenee suurilla virrantiheyksillä kun polttoainetta tai happea käytetään nopeammin kuin niitä pystytään toimittamaan elektrodeille. [33]

7.3.2 Polttokennotyypit

Tässä aliluvussa esitellään neljä hajautettuun sähkön ja lämmön tuotantoon soveltuvaa polttokennotyyppiä. Polttokennot jaetaan käytettävän elektrolyytin mukaan eri tyyppeihin, joista tässä esitellään polymeeri- (PEM), fosforihappo- (PAFC, sulakarbonaatti- (MCFC) ja kiinteäoksidipolttokenno (SOFC). Näiden polttokennotyyppien ominaisuuksia on koottu taulukkoon 7.2. Tarkastelun ulkopuolelle on jätetty alkalipolttokenno (AFC), koska sen käytöstä yhdistetyssä sähkön ja lämmön tuotannossa ei löytynyt tietoa.

Taulukko 7.2: Polttokennotyyppien ominaisuuksia. [33]

	Toimintalämpötila	Elektrolyytti	Katalyytit
PEM	30–100 °C	Kiinteä polymeerikalvo	Platina
PAFC	200–220 °C	Fosforihappo	Platina
MCFC	noin 650 °C	Alkalikarbonaattien seos	Nikkeli
SOFC	650–1000 °C	Kiinteä zirkonium-oksidi	Perovskitekeraamit

Polttokennotyypit jaetaan toimintalämpötilan perusteella korkean ja matalan lämpötilan polttokennoihin. Matalissa lämpötiloissa polttokennon teoreettinen hyötysuhde on korkeampi, mutta toisaalta häviöt ovat suurempia. Häviöt pienenevät lämpötilan noustessa, mutta korkeissa lämpötiloissa materiaaleilta vaaditaan hyvää korroosionkestävyyttä. Yhdistetyssä sähkön ja lämmön tuotannossa, polttokennon poistokaasujen lämpö voidaan hyödyntää esimerkiksi rakennusten lämmitykseen, mutta korkean lämpötilan polttokennon poistokaasut voidaan myös johtaa turbiiniin, jolla poistokaasuista tuotetaan lisää sähköä. Näin sähköhyötysuhde saadaan nostettua jopa 60–70 prosenttiin. [33]

Korkeampaa lämpötilaa voidaan hyödyntää myös polttoaineen reformoinnissa, muunnettaessa polttoaine polttokennolle sopivaan muotoon, mikä mahdollistaa laajemman polttoainevalikoiman. Matalan lämpötilan polttokennojen vaatimukset polttoaineena käytetyn vedyn puhtaudelle ovat hyvin tiukat. Usein vety valmistetaan reformoimalla esimerkiksi maakaasusta, jolloin siinä on mukana hiilimonoksidia. Hiilimonoksidi on matalan lämpötilan polttokennoille myrkkä, joka pitää poistaa kaasuseoksesta. Polttokennotyyppien sietorajat eri polttoainekomponenteille ja komponenttien soveltuvuus polttoaineeksi on esitetty tarkemmin taulukossa 7.3. [33]

Polymeeripolttokenno (PEM)

Matalan toimintalämpötilan ja kiinteän elektrolyytin ansiosta PEM-polttokenno toimii varsin luotettavasti ja sen käynnistäminen onnistuu nopeasti. PEM-polttokennot soveltuvat muita polttokennotyyppejä paremmin ajoneuvojen voimanlähteeksi ja

Taulukko 7.3: Haitallisten pitoisuuksien rajat polttoaineiden eri komponenteille sekä komponenttien soveltuvuus polttoaineeksi polttokennotyypeittäin. [33]

	H ₂	CO	CH ₄	S (H ₂ S ja COS)
PEM	Polttoaine	< 10 ppm	Reagoimaton	Myrky ^a
PAFC	Polttoaine	< 5000 ppm	Reagoimaton	< 50 ppm
MCFC	Polttoaine	Polttoaine	Polttoaine ^b	< 0,5 ppm
SOFC	Polttoaine	Polttoaine	Polttoaine ^b	< 1,0 ppm

a) Tutkittu vain vähän.

b) CH₄ voidaan hyödyntää polttoaineena sisäisen reformoinnin avulla.

pienen kokoluokan energiantuotantoon, mutta niitä käytetään myös isommissa voimaloissa sähkön ja lämmön yhteistuotannossa. Esimerkiksi ALSTOM-Ballard valmistaa PEM-polttokennovoimalaa, jonka sähköteho on 212 kW ja lämpöteho on 240 kW [34]. Polttokennovoimala käyttää polttoaineena maakaasua. Järjestelmä sisältää rikinpoistoyksikön sekä höyryreformerin, jolla maakaasu muunnetaan vedyksi. Höyryreformerin jälkeen tuotekaasun hiilimonoksidipitoisuus lasketaan katalyyttisen puhdistuksen avulla alle 20 ppm:n tasolle. [33]

Polttoaineen seassa oleva hiilimonoksidi on haitallista PEM-polttokennolle, koska se kiinnittyy katalyyttinä käytetyn platinan pintaan ja estää vetyä pääsemästä kosketuksiin katalyytin kanssa. Platinakatalyyttiä joudutaan käyttämään matalan toimintalämpötilan johdosta nopeuttamaan elektrodeilla tapahtuvia reaktioita. PEM-polttokennon toimintalämpötila on tavallisesti noin 80 °C. Yli 10 ppm:n hiilimonoksidipitoisuus alkaa olla haitallinen PEM-polttokennolle. Johtamalla anodille polttoaineen seassa pieni määrä happea, hiilimonoksidipitoisuus voi olla 100 ppm:n tasoa, sillä happi reagoi hiilimonoksidin kanssa ja puhdistaa katalyyttiä. [33]

Fosforihappopolttokenno (PAFC)

Eri polttokennotyypeistä fosforihappopolttokenno kehitettiin ensimmäisenä kaupalliselle tasolle. Sitä käytetään sairaaloissa, hotelleissa, toimistorakennuksissa ja kouluissa sekä yleiseen sähköverkkoon liitetyissä voimalaitoksissa. Lisäksi fosforihappopolttokennoja on käytössä kaatopaikoilla ja jätevedenkäsittelylaitoksissa, joissa polttoaineena käytetään kaatopaikkakaasua tai mädättämössä tuotettua biokaasua. [34]

Fosforihappopolttokennon toimintalämpötila on 200–220 °C. Elektrolyyttinä siinä on nestemäinen fosforihappo, jonka sulamispiste on 42 °C. Toistuva elektrolyytin jähmettyminen ja sulaminen aiheuttaa mekaanisia rasituksia, minkä takia fosforihappopolttokenno pidetään käyttöönoton jälkeen yleensä elektrolyytin sulamispistettä korkeammassa lämpötilassa. Fosforihappopolttokenno soveltuu siis paremmin jatkuvatoimiseen energiantuotantoon, mutta sitä on käytetty myös esimerkiksi metanolikäyttöisen linja-auton voimanlähteenä. [74]

Fosforihappopolttokennon elektrodeilla käytetään PEM-polttokennon tavoin ka-

talyyttinä platinaa. Korkeamman toimintalämpötilan ansiosta fosforihappopoltto-kenno sietää reformoimalla valmistetun vedyn seassa olevaa hiilimonoksidia kuitenkin merkittävästi PEM-poltto-kennoa paremmin. Fosforihappopoltto-kennolle haitallisenä rajana pidetään 5000 ppm:n hiilimonoksidipitoisuutta. Siihen päästään ilman perusteellisempaa hiilimonoksidin poistoa käsittelemällä höyryreformerin tuotekaa- su vesikaasureaktorissa, josta on kerrottu aliluvussa 7.3.3. [33]

Sulakarbonaattipoltto-kenno (MCFC)

Sulakarbonaattipoltto-kennon toimintalämpötila on noin 650 °C. Elektrolyyttinä sii- nä on alkalikarbonaattien seos, joka sulaa yli 450 °C:n lämpötilassa. Sulakarbo- naattipoltto-kennon käynnistäminen kestää useita tunteja, sillä liian nopea lämpö- tilan muutos voi rikkoa elektrolyyttimatriisin. Tämä rajaa käytön jatkuvatoimisiin järjestelmiin. Muista poltto-kennotyypeistä poiketen sulakarbonaattipoltto-kenno-ssa katodille pitää johtaa hapen lisäksi hiilidioksidia. Se onnistuu ilman lisäkomponen- teja johtamalla anodin poistokaasu katodille, sillä anodilla muodostuu jatkuvasti vastaava määrä hiilidioksidia. [33]

Korkean käyttölämpötilan ansiosta fosforihappopoltto-kennoissa katalyyttiksi kel- paa anodilla nikkeli ja katodilla nikkelioksidi. Polttoainevalikoima on varsin laaja, sillä platinakatalyytin puuttuessa sulakarbonaattipoltto-kenno pystyy käyttämään vedyn lisäksi myös hiilimonoksidia polttoaineena. Sulakarbonaattipoltto-kenno voi siis käyttää höyryreformerin tuotekaa- sua suoraan ilman jatkokäsittelyä. Ulkoisen höyryreformerin käyttö ei kuitenkaan ole tarpeen, sillä korkea toimintalämpötila mahdollistaa sisäisen reformoinnin poltto-kennoissa. Se edellyttää vain reformointi- katalyytin lisäämistä anodille. [33]

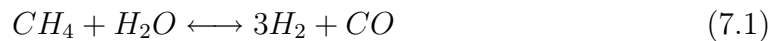
Kiinteäoksidipoltto-kenno (SOFC)

Kiinteäoksidipoltto-kennoissa elektrolyytti on kiinteä yttriumstabiloitu zirkoniumok- sidi. Varauksenkuljettajina toimivien happi-ionien diffuusio elektrolyytissä tulee mah- dolliseksi vasta 900–1000 °C:n lämpötilassa. Korkean toimintalämpötilan ansiosta poltto-kennoissa tapahtuvat reaktiot ovat nopeita. Korkea toimintalämpötila kuiten- kin hankaloittaa materiaalivalintoja ja kiinteäoksidipoltto-kennoon onkin kehitetty vaihtoehtoisia elektrolyyttimateriaaleja, jotka toimivat jo 600–800 °C:n lämpötilas- sa. Matalamman toimintalämpötilan myötä keraamirakenteita halvempien teräsra- kenteiden käyttö on mahdollista. Kiinteäoksidipoltto-kenno pystyy hyödyntämään hiilimonoksidin polttoaineena ja korkea toimintalämpötila mahdollistaa sisäisen höy- ryreformoinnin. [33]

7.3.3 Polttoaineen reformointi

Reformoinnin avulla polttokennojen polttoainevalikoimaa voidaan laajentaa merkittävästi. Polttoaineena voidaan käyttää esimerkiksi biomassaa, metanolia sekä metaania ja muita hiilivetyjä. Höyryreformerissa polttoaine reagoi korkeassa lämpötilassa vesihöyryn kanssa, jolloin tuotekaasuna saadaan vedyn ja hiilimonoksidin seosta, joka sopii sellaisenaan korkean lämpötilan polttokennoille. Matalan lämpötilan polttokennot eivät pysty hyödyntämään tuotekaasun hiilimonoksidia polttoaineena, mutta tuotekaasu voidaan käsitellä vesikaasureaktorissa, jossa hiilimonoksidin avulla tuotetaan lisää vetyä. Sen jälkeenkin kaasussa on hiilimonoksidia vielä 2500–5000 ppm, mutta tarvittaessa hiilimonoksidipitoisuutta on mahdollista laskea esimerkiksi katalyyttisen puhdistuksen avulla. [33]

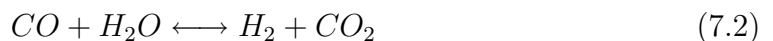
Höyryreformerissa tapahtuva reaktio metaanille on



Reaktio on kaksisuuntainen ja sen tasapainopiste riippuu lämpötilasta. Hieman yli 700 °C:n lämpötilassa tuotekaasu ei sisällä enää lainkaan metaania, vaan se on pääasiassa vedyn ja vesihöyryn seos, jossa on mukana hiilimonoksidia ja hieman hiilidioksidia. Tuotekaasun vetypitoisuus on 50–60 %. [33]

Reaktion eteneminen edellyttää ulkopuolelta tuotua lämpöenergiaa, mihin voidaan käyttää polttokennon poistokaasujen lämpöä. MCFC- ja SOFC-polttokennoissa höyryreformointi voidaan toteuttaa sisäisesti polttokennon anodilla. Sisäisen reformoinnin etuna verrattuna erilliseen reformointiyksikköön on se, että reaktio ei pääse koskaan pysähtymään, sillä polttokenno kuluttaa jatkuvasti reaktiotuotteina syntyviä vety- ja hiilimonoksidimolekyylejä. Ulkoista reformointiyksikköä käytetään yleensä vain vetykaasun tuottamiseksi matalan lämpötilan polttokennoille. Korkean lämpötilan polttokennossa voi kuitenkin olla erillinen polttoaineen esireformointi, jonka avulla pienennetään termistä räsitusta polttokennon anodilla, ja varmistetaan, ettei anodilla pääse syntymään olosuhteita, joissa polttoaineesta muodostuu kiinteää hiiltä pyrolyysireaktiossa. [33]

Höyryreformerin tuotekaasun hiilimonoksidi voi olla ongelma matalan lämpötilan polttokennojen kanssa, koska se heikentää PEM- ja fosforihappopolttokennoissa käytetyn platinakatalyytin toimintaa. Hiilimonoksidipitoisuutta voidaan laskea käsittelemällä kaasuseos vesikaasureaktorissa, jossa tapahtuu reaktio



Reaktio tapahtuu myös höyryreformerissa, mutta korkeissa lämpötiloissa reaktion tasapainopiste on yhtälön vasemmalla puolella. Vesikaasureaktorissa lämpötila on

matalampi, jolloin reaktion tasapainopiste siirtyy yhtälön oikealle puolelle, ja hiilimonoksidi alkaa reagoida vesihöyryn kanssa muodostaen vetyä ja hiilidioksidia. [33]

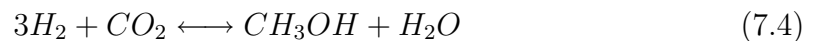
7.3.4 Metanoli polttoaineena ja sen valmistaminen kaatopaikkakaasusta

Metanoli on erittäin hyvä vedynkantaja. Sen energiatiheys on noin puolet bensiinin energiatihydestä ja suurempi kuin muilla vedyn varastointimenetelmillä. Nestemäisenä aineena metanolia on helppo varastoida ja kuljettaa. [33]

Metanolia valmistetaan esimerkiksi biomassasta, kaatopaikkakaasusta tai maakaasusta saatavasta synteetikaasusta. Synteetikaasulla tarkoitetaan vedyn ja hiilimonoksidin seosta, jota voidaan tuottaa aliluvussa 7.3.3 esitetyn höyryreformoinnin avulla. Sen jälkeen synteetikaasun vety, hiilimonoksidi ja hiilidioksidi reagoivat reaktioyhtälöiden



ja



mukaisesti. Reaktiot etenevät korkeassa paineessa ja sopivien katalyyttien avulla melko nopeasti. Katalyyttinä voidaan käyttää kuparin, sinkkioksidin ja alumiinioksidin yhdistettä. [33]

Metanolin valmistuksessa käytetty tekniikka tunnetaan hyvin, sillä metanoli on maailman 20 eniten käytetyn kemikaalin joukossa ja sitä valmistetaan yli 20 miljoonaa tonnia vuosittain. Nykyään suurin osa metanolista valmistetaan maakaasusta. Metanolin valmistuksen hyötysuhde on 70 % luokkaa. [33]

7.4 Muu hyödyntämispotentiaali

Rakennusten sähkön ja lämmön tuotannon lisäksi kaatopaikkakaasua voidaan hyödyntää esimerkiksi liikennepolttoaineena. Kaatopaikkakaasun puhdistaminen liikennepolttoaineeksi edellyttää hiilidioksidin ja rikkivetyjen poistamista. Puhdistaminen voidaan toteuttaa vesipesulla, joka perustuu kaasun komponenttien erilaisiin vesiliukoisuuksiin. Puhdistuksen jälkeen kaasun metaanipitoisuus on 88–92 %. Lopuksi kaasu paineistetaan varastointia varten enintään 350 bar:n paineeseen. [72]

Kaatopaikkakaasun liikennepolttoainekäytön edellytyksenä on tietenkin tankkausasema sekä kaasukäyttöinen ajoneuvokanta. Nurmi-Sorilassa kaatopaikkakaasua voitaisiin käyttää esimerkiksi alueelle liikennöivien bussien polttoaineena. Lisäksi alueella voisi olla "kimppa-atorinki", joka tarjoaisi asukkaiden käyttöön muutaman biokaasuauton ja helpottaisi näin siirtymistä uusiutuvien liikennepolttoaineiden käyttöön. Alueen suunnittelussa on ollut esillä myös idea kevyenliikenteen lautasta, joka

liikennöisi Näsijärvellä Nurmi-Sorilan ja esimerkiksi Mustanlahden välillä. Lautta voisi käyttää voimanlähteenä polttokennoa ja polttoaineena joko kaatopaikkakaasua tai siitä valmistettua metanolia.

8. ALUEIDEN ENERGIANTUOTANNON LASKEMINEN

Tässä luvussa selvitetään käytetyt laskentamenetelmät uusiutuvan energian tuotantomäärien laskemiseksi kolmella tarkastelualueella. Lisäksi esitetään aurinkoenergian tuotantomoduulien ja tuulivoimaloiden sijoituspaikkojen valintaperusteet.

8.1 Aurinkoenergia

Tarkastelualueiden aurinkoenergian tuotannossa hyödynnetään rakennusten kattopintoja. Aurinkoenergian tuotantomoduulit integroidaan osaksi rakennusten kattoa, jolloin niiden suunta- ja kallistuskulma määräytyvät rakennuksen suunnan ja katon kaltevuuden perusteella. Tarkastelu tehdään arkkitehtisuunnitelman pohjalta tehtyjen tarkastelualueiden 3D-mallien perusteella.

Kaavoituksen vaikutusta aurinkoenergian tuotantoon arvioidaan kahden teoreettisen tarkastelun perusteella, joita verrataan arkkitehtisuunnitelman pohjalta tehtyyn tarkasteluun. Seuraavissa aliluvuissa on selvitetty aurinkoenergian tuotannossa hyödynnettävien pintojen valitseminen sekä pinta-alojen ja auringonsäteilyn kokonaismäärän laskeminen kussakin kolmessa eri tapauksessa.

8.1.1 Arkkitehtisuunnitelman pohjalta tehtävä tarkastelu

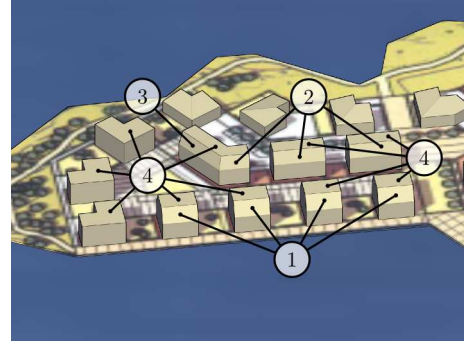
Tarkastelu suoritetaan alueista tehtyjen 3D-mallien perusteella. Luvussa 5 esitetyn aurinkoenergiamallin avulla selvitetään alueen jokaisen rakennuksen kattopintojen auringonsäteilyn energiatiheys ja pinta-ala. Energiantuotannossa hyödynnettäväksi valitaan kattopinnoista vain ne, joiden auringonsäteilyn vuotuinen energiatiheys on vähintään 75 % optimaalisesti suunnatun pinnan energiatiheudesta, joka on 1170 kWh/m^2 .

Seuraavaksi käydään esimerkin omaisesti läpi työvaiheet kerrostaloalueen yhden korttelin osalta. Aurinkoenergiamallin näkymä kerrostaloalueelta valitusta esimerkikorttelista on esitetty kuvassa 8.1. Kuvassa näkyy auringonsäteilyn vuotuisia energiatihyksiä valituilla kattopinnoilla. Energiatiheys voi vaihdella pinnan eri kohdissa ympäröivien rakennusten aiheuttaman varjostuksen takia. Esimerkiksi kuvan 8.1 taaempien rakennusten kaltevilla kattopinnoilla auringonsäteilyn energiatiheys on

katon alareunassa pienempi kuin yläreunassa. Tällöin energiatiheys lasketaan useamman mittauspisteen keskiarvona. Osa kattopinnasta voidaan myös jättää hyödyntämättä, mikäli energiatiheys on liian pieni. Käsiteltävän tietomäärän pienentämiseksi valitut pinnat kootaan ryhmiin energiatiheiden mukaan, kuten on esitetty kuvassa 8.2.



Kuva 8.1: Auringonsäteilyn vuotuisia energiatiheksiä esimerkkikorttelin kattopinnoilla.



Kuva 8.2: Esimerkkikorttelin kattopinnot jaettuna ryhmiin auringonsäteilyn vuotuisen energiatiheiden mukaan.

Esimerkkikorttelin energiantuotannossa hyödynnettävistä pinta-aloista ja pintojen auringonsäteilyn vuotuisista energiatiheyksistä voidaan koostaa taulukko 8.1. Pinta-aloille vuoden aikana tuleva auringonsäteilyn kokonaismäärä saadaan energiatiheiden ja pinta-alan tulona. Yhteensä kaikille energiantuotannossa hyödynnettäville pinnoille tulee taulukon lukuarvojen perusteella auringonsäteilyä 3,51 GWh vuodessa.

Taulukko 8.1: Esimerkkikorttelin energiantuotannossa hyödynnettävien kattopintojen auringonsäteilyn vuotuiset energiatihetydet ja pinta-alat sekä niiden perusteella lasketut auringonsäteilyn kokonaismäärät.

Ryhmä	1	2	3	4
Energiatiheys [kWh/m ²]	1157	1076	991	908
Pinta-ala [m ²]	605	484	214	2285
Auringonsäteily [GWh]	0,700	0,521	0,212	2,075

8.1.2 Vertailevat teoreettiset tarkastelut

Teoreettisissa tarkasteluissa aurinkoenergian tuotannossa hyödynnetään kaikkien rakennusten koko kattopinta-ala. Kattomuodoksi valittiin aurinkoenergian hyödyntämiseen hyvin soveltuva pulpettikatto, joka on kallistettu suoraan etelään. Tarkasteluissa myös oletetaan rakennusten sijoittelun olevan sellainen, etteivät ne varjosta toisiaan. Kattopinta-ala A_{katto} lasketaan rakennusten pohjapinta-alan A_{pohja} ja katon kaltevuuden α_{katto} perusteella yhtälöllä

$$A_{\text{katto}} = \frac{A_{\text{pohja}}}{\cos(\alpha_{\text{katto}})} \quad (8.1)$$

Ensimmäisessä teoreettisessa tapauksessa rakennusten kattojen kaltevuus vastaa tavallisen pulpettikaton kaltevuutta. Omien havaintojeni perusteella pulpettikaton pohjois- ja eteläreunan korkeusero on tavallisesti noin 2,4 metriä ja katon kaltevuus määräytyy rakennuksen lyhimmän sivun pituuden perusteella. Suuremmassa kerrostalossa katon kaltevuus on siten pienempi kuin pientalossa. Kerrostaloalueella tyypillisen kerrostalon lyhimmän sivun pituus on 12 metriä ja katon kaltevuus siten $11,3^\circ$. Auringonsäteilyn vuotuiseksi energiatiheudeksi tulee 1016 kWh/m^2 . Tiivis-matala- ja pientaloalueella talojen lyhimmän sivun pituus on 10 metriä, katon kaltevuus $13,5^\circ$ ja auringonsäteilyn vuotuinen energiatiheys 1034 kWh/m^2 .

Toisessa teoreettisessa tapauksessa rakennusten kattojen kaltevuus on valittu aurinkoenergian hyödyntämisen kannalta optimaaliseksi. Ratkaisun toteutuksen mahdolliset ongelmat on jätetty arkkitehdin huoleksi. Aurinkoenergiamallilla laskettu optimaalinen kaltevuus on 46° , jolloin auringonsäteilyn vuotuinen energiatiheys on 1170 kWh/m^2 .

8.1.3 Yhteenveto auringonsäteilyn kokonaismääristä

Aurinkoenergian tuotannossa hyödynnettävien pintojen pinta-alat ja auringonsäteilyn energiatihedät arkkitehtisuunnitelman pohjalta tehtävässä tarkastelussa on esitetty liitteissä 1, 2 ja 3. Liitteissä on myös rakennusten pohjapinta-alat, joiden perusteella voidaan laskea kattopinta-alat edellisessä aliluvussa esitetyllä tavalla kahdessa teoreettisessa tarkastelussa. Näiden tietojen perusteella lasketut energiantuotannossa hyödynnettävien pintojen yhteenlasketut pinta-alat ja auringonsäteilyn kokonaismäärät eri tapauksissa kullekin kolmelle tarkastelualueelle on esitetty taulukoissa 8.2, 8.3 ja 8.4. Ensimmäinen tapaus (Perus) on arkkitehtisuunnitelman pohjalta tehty tarkastelu ja toisessa tapauksessa (Etelään) rakennukset on suunnattu etelään, mutta kattojen kaltevuus vastaa ensimmäistä tapausta. Kolmannessa tapauksessa (Optimi) kattojen kallistuskulma on asetettu auringonsäteilyn saatavuuden kannalta optimaaliseksi.

Taulukko 8.2: Aurinkoenergian tuotannossa hyödynnettävä pinta-ala ja pinta-alalle tulevan auringonsäteilyn kokonaismäärä kerrostaloalueella.

	Pinta-ala [m ²]	Auringonsäteily [GWh/vuosi]
Perus	58003	54,6
Etelään	61152	62,1
Optimi	86326	101,0

Taulukko 8.3: Aurinkoenergian tuotannossa hyödynnettävä pinta-ala ja pinta-alalle tulevan auringonsäteilyn kokonaismäärä tiivis-matala-alueella.

	Pinta-ala [m ²]	Auringonsäteily [GWh/vuosi]
Perus	47921	46,4
Etelään	48503	50,2
Optimi	67894	79,4

Taulukko 8.4: Aurinkoenergian tuotannossa hyödynnettävä pinta-ala ja pinta-alalle tulevan auringonsäteilyn kokonaismäärä pientaloalueella.

	Pinta-ala [m ²]	Auringonsäteily [GWh/vuosi]
Perus	35720	34,6
Etelään	36015	37,2
Optimi	50413	59,0

8.1.4 Aurinkolämpö- ja aurinkosähköjärjestelmien tuotannon laskeminen

Hyödynnettävästä pinta-alasta osa käytetään aurinkolämmön ja osa aurinkosähkön tuotantoon. Pinta-alalle tulevan auringonsäteilyn jakautumista aurinkolämmön ja aurinkosähkön tuotannolle voidaan kuvata yhtälöllä

$$E = \frac{E_{\text{lämpö}}}{\eta_{\text{lämpö}}} + \frac{E_{\text{sähkö}}}{\eta_{\text{sähkö}}}, \quad (8.2)$$

jossa $\eta_{\text{lämpö}}$ ja $\eta_{\text{sähkö}}$ ovat aurinkolämpö- ja aurinkosähköjärjestelmän hyötysuhteita, $E_{\text{lämpö}}$ on aurinkolämmön tuotantomäärä ja $E_{\text{sähkö}}$ on aurinkosähkön tuotantomäärä. Pinta-alalle tulevan auringonsäteilyn kokonaismäärää merkitään termillä E .

Aurinkolämpöjärjestelmän hyötysuhteena käytetään 50 %. Tämä on vain karkea arvio, ja todellinen hyötysuhde riippuu laitteiden teknisten ominaisuuksien lisäksi monista ajallisesti vaihtelevista tekijöistä, kuten ilman lämpötilasta, auringonsäteilyn hetkellisestä voimakkuudesta ja lämpimän käyttöveden kulutuksesta. Eko-Viikissä on päästy noin 40 % hyötysuhteeseen käyttäessä perinteisiä tasokeräimiä [10]. Uudempaa teknologiaa edustavilla tyhjiöputkikeräimillä lämmöntuotto paranee erityisesti viileämpinä kuukausina ja auringonsäteilyn ollessa heikompaa, mikä voi nostaa järjestelmän hyötysuhteen 60 %:iin [4].

Aurinkosähköjärjestelmän hyötysuhde muodostuu pääasiassa aurinkopaneelien ja vaihtosuuntaajan hyötysuhteesta. Tällä hetkellä käytetyin aurinkokennotyyppi on monikidekenno, jonka hyötysuhde aurinkopaneelina on keskimäärin 13 %. Aurinkosähköjärjestelmän vaihtosuuntaajan hyötysuhde on tyypillisesti 91–93 % [62] [83].

Näin ollen koko järjestelmän hyötysuhteeksi saadaan 12 %.

Auringonsäteilyn kuukausittainen vaihtelu rajoittaa aurinkolämmön hyödyntämistä noin 50 %:iin käyttöveden lämmitysenergian tarpeesta. Kun tämä valitaan aurinkolämpöjärjestelmän mitoituksen lähtökohdaksi, voidaan tuotetun aurinkolämmön määrä $E_{\text{lämpö}}$ laskea suoraan käyttöveden lämmityksen energiantarpeesta Q_{lkv} yhtälöllä

$$E_{\text{lämpö}} = 0,50 \cdot Q_{\text{lkv}} \quad (8.3)$$

Hyödynnettäville pinnoille tulevan auringonsäteilyn kokonaismäärän E selvittäminen on käyty läpi edellisessä aliluvussa. Tämän jälkeen yhtälöstä 8.2 tiedetään jokaisen muuttujan lukuarvo lukuun ottamatta tuotetun aurinkosähkön määrää $E_{\text{sähkö}}$. Se saadaan laskettua, kun yhtälö 8.2 ratkaistaan muotoon

$$E_{\text{sähkö}} = \left(E - \frac{E_{\text{lämpö}}}{\eta_{\text{lämpö}}} \right) \cdot \eta_{\text{sähkö}} \quad (8.4)$$

8.2 Tuulivoima

Tuulienergia tuotetaan asuinalueilla talo- ja korttelikohtaisilla pientuulivoimaloilla. Lisäksi lasketaan taloudellista tarkastelua varten tuulienergian tuotanto Tarastenjärven jätteenkäsittelykeskuksen jätepenkereellä sekä järviolueella. Sijoittelussa on huomioitava, että tuulivoimaloiden välisen etäisyyden tulee olla vähintään viisi kertaa roottorin halkaisija, jotta ne eivät varjostaisi toisiaan liikaa. [16]

8.2.1 Tuulivoimaloiden sijoittaminen alueille

Pientaloalueella käytetään pientuulivoimaloita, joiden roottorin halkaisija on 5 metriä. Näin ollen ne voidaan sijoittaa 25 metrin etäisyydelle toisistaan, jolloin jokaisen asunnon pihaan tai katolle voidaan sijoittaa oma pientuulivoimala. Pientaloalueella on 93 erillispientaloa ja 110 paritaloa, joten alueelle tulee yhteensä 313 pientuulivoimalaa.

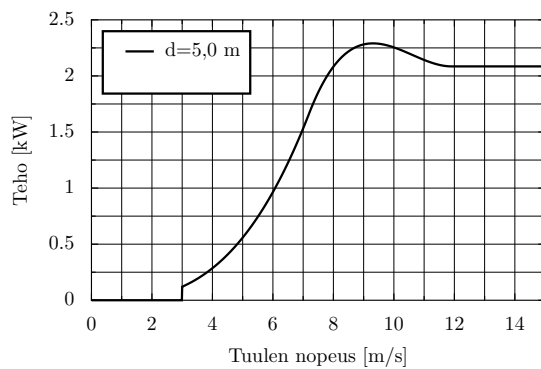
Tiivis-matala-alueella asumistiheys on niin suuri, ettei jokaista asuntoa kohden saada mahtumaan yhtä pientuulivoimalaa. Alueelle kuitenkin mahtuisi pientaloalueella käytettyjä pientuulivoimaloita noin 260 kappaletta. Ratkaisuna on käyttää suurempia korttelikohtaisia pientuulivoimaloita, jolloin päästään myös suurempaan energiantuottoon. Kaupallisissa pientuulivoimaloissa on suurimmillaan halkaisijaltaan 12 metriä oleva roottori. Tällaisia tuulivoimaloita voidaan sijoittaa 60 metrin etäisyydelle toisistaan. Tiivis-matala-alueelle niitä saadaan vaivattomasti mahtumaan 44 kappaletta, kun tuulivoimalat sijoitetaan taloryhmien sisäpihoille.

Kerrostaloalueella rakennusten mittakaava ja etäisyydet ovat pientaloaluetta suurempia. Siten alueella on mahdollista käyttää pientuulivoimaloita, joiden roottorin

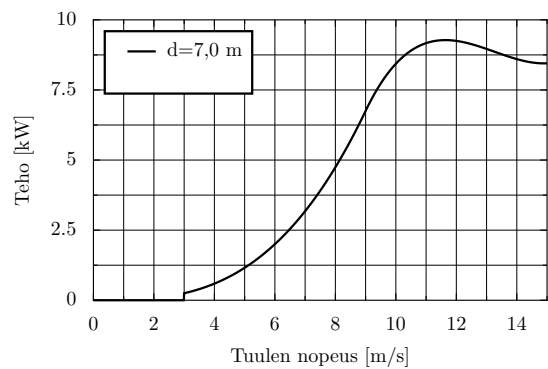
halkaisija on 7,2 metriä. Tämä edellyttää 36 metrin etäisyyttä tuulivoimaloiden välillä. Tuulivoimalat sijoitetaan kerrostalojen katoille, minne niitä tulee rakennuksen mitoista riippuen yksi tai useampia. Yhteensä näitä pientuulivoimaloita sijoitetaan alueelle 110 kappaletta. Lisäksi alueella on 19 kerrostaloa, jotka sijaitsevat riveissä järven rannalla 36 metrin välein, joten jokaisen katolle on mahdollista sijoittaa yksi pientuulivoimala. Näiden osalta tuuliolosuhteet simuloidaan tarkemmin virtauslaskennan menetelmillä. Alueen itäreunalla on vielä yhdeksän pientalon ryhmä, jonne sijoitetaan samoja pienempiä tuulivoimaloita, joita käytettiin pientaloalueella.

8.2.2 Käytettävien tuulivoimaloiden ominaisuudet

Tuulivoimalat eivät vastaa mitään tiettyä kaupallista pientuulivoimalamallia, vaan ominaisuuksia määriteltäessä on käytetty pohjana useiden eri valmistajien tuulivoimaloille ilmoittamia tietoja [76] [75] [52]. Tuulivoimalat käynnistyvät tuulen nopeuden ylittäessä 3 m/s, minkä jälkeen ne toimivat 35 %:n hyötysuhteella. Tuulen nopeuden kasvaessa tehokerroin alkaa pienetä jo hieman ennen nimellistuulennopeutta. Vähän nimellistuulennopeutta suuremmilla tuulen nopeuksilla tehontuotto ylittää nimellistehon 10 prosentilla, mutta asettuu takaisin nimellisarvoonsa tuulennopeuden kasvaessa. Tuotanto keskeytetään tuulen nopeuden ylittäessä 25 m/s, mutta sillä ei ole havaittavaa vaikutusta tuotetun energian määrään. Tuulivoimaloiden tehokäyrät on esitetty kuvissa 8.3, 8.4 ja 8.5.



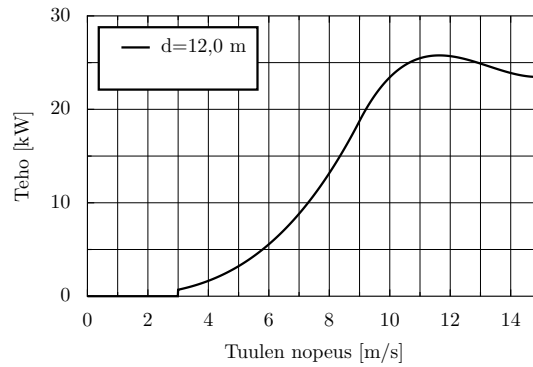
Kuva 8.3: Tehokäyrä tuulivoimalalle, jonka roottorin halkaisija on 5,0 metriä ja nimellisteho 2,1 kW tuulennopeudella 8 m/s.



Kuva 8.4: Tehokäyrä tuulivoimalalle, jonka roottorin halkaisija on 7,2 metriä ja nimellisteho 8,4 kW tuulennopeudella 10 m/s.

8.2.3 Sijoituspaikkojen tuuliolosuhteiden määrittäminen

Tarkastelualueiden tuuliolosuhteita arvioidaan Suomen tuuliatlaksen perusteella. Tuuliatlaksesta löytyvistä mittauspaikoista lähin ympäristöltään vastaava paikka on Jokioinen, joka sijaitsee noin 80 km Tampereelta etelään. Tuuliolosuhteita kuvataan



Kuva 8.5: Tehokäyrä tuulivoimalalle, jonka roottorin halkaisija on 12,0 metriä ja nimellisteho 23,4 kW tuulennopeudella 10 m/s.

Weibull-jakauman avulla, jonka parametrien lukuarvoja eri korkeuksilla rosoisuusluokissa 3–5 on esitetty taulukoissa 8.5, 8.6 ja 8.7. Parametrien arvot muilla kuin taulukossa esitetyillä korkeuksilla saadaan interpoloimalla. [71]

Taulukko 8.5: Jokioisten Weibull-parametrien lukuarvoja rosoisuusluokassa 3. Rosoisuusluokkaan 3 kuuluvat esimerkiksi suhteellisen avoin maaseutumaisema sekä sisäsaaristo, jossa maan osuus on 50–70 %. [71]

Korkeus [m]	10	25	50	100	200
A_w [m/s]	4,0	4,9	5,6	6,5	7,5
k_w	2,16	2,23	2,34	2,45	2,38

Taulukko 8.6: Jokioisten Weibull-parametrien lukuarvoja rosoisuusluokassa 4. Rosoisuusluokka 4 kuvaa avoimia, matalia pientaloalueita ja vaihtelevia viljelyalueita, joissa on yksittäisiä matalia rakennuksia ja metsäsaarekkeita sekä korkeapuustoista sisäsaaristoa, jossa maan osuus on 70–80 %. [71]

Korkeus [m]	10	25	50	100	200
A_w [m/s]	3,2	4,1	4,9	5,7	6,7
k_w	2,18	2,24	2,34	2,49	2,43

Taulukko 8.7: Jokioisten Weibull-parametrien lukuarvoja rosoisuusluokassa 5. Rosoisuusluokkaan 5 kuuluvat tyypillinen laaja metsämaasto sekä alueet, joissa on matalia rakennuksia, puustoa ja peltoaukioita. [71]

Korkeus [m]	10	25	50	100	200
A_w [m/s]	2,7	3,7	4,5	5,3	6,1
k_w	2,17	2,23	2,31	2,45	2,43

Kaikkien kolmen tarkastelualueen oletetaan kuuluvan rosoisuusluokkaan 5. Tuulivoimaloiden napakorkeus kuitenkin vaihtelee sijoituspaikan mukaan. Kerrostaloluueella tuulivoimalat sijoitetaan rakennusten katoille ja napakorkeutena käytetään

18 metriä. Todellinen napakorkeus maan pinnasta on suurempi, sillä pelkästään rakennukset ovat yli 14 metriä korkeita. Tässä on kuitenkin oletettu, että korkeiden rakennusten takia tuulennopeuden nollassa siirtyy jonkin verran maan pinnasta ylöspäin, mikä pienentää tuulivoimaloiden napakorkeutta tuuliolosuhteiden kannalta. Myös kerrostaloalueen itäreunan pientaloryhmän yhdeksälle pienemmälle tuulivoimalalle käytetään napakorkeutena 18 metriä. Tiivis-matala-alueen suurempien tuulivoimaloiden napakorkeus on 24 metriä ja pientaloalueella tuulivoimaloiden napakorkeus on 18 metriä.

Kerrostaloalueen järven rannalla sijaitsevien kerrostalojen sekä Tarastenjärven jätteenkäsittelykeskuksen jätepenkereen tuuliolosuhteet määritetään virtauslaskentaohjelman avulla. Järvialueen tuuliolosuhteet arvioidaan suoraan tuuliatlaksen perusteella rosoisuusluokassa 3, tuulivoimalan napakorkeudella 24 metriä.

Taulukko 8.8: Tuulivoimaloiden sijoituspaikkojen Weibull-parametrit.

	A_w [m/s]	k_w
Muu kerrostaloalue	3,23	2,20
Kerrostaloalueen pientalot	3,23	2,20
Tiivis-matala-alue	3,63	2,23
Pientaloalue	3,23	2,20
Järvialue	4,04	2,23

Rantakerrostalon virtauslaskenta

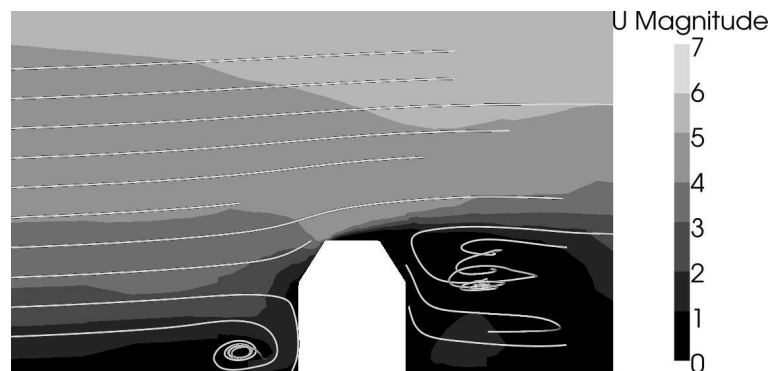
Ilmavirtausten simulointi kerrostalon ympärillä on toteutettu kolmiulotteisella mallilla, joka vastaa Nurmi-Sorilan kerrostaloalueella järvenrannalla sijaitsevia kerrostalorivejä. Talojen korkeus on 22 metriä ja ne sijaitsevat rivissä kohtisuorasti tuulta vastaan. Laskenta-alueen korkeus ja pituus ovat 234 metriä, ja se rajautuu kummaltakin sivulta symmetriatasoon. Toinen symmetriataso on talon keskellä ja toinen kahden talon välissä. Symmetriatasojen välinen etäisyys, on 18 metriä.

Sisääntulo on laskenta-alueen vasemmalla sivulla. Sitä varten toteutettiin oman sisääntulofunktion, jonka avulla ilmavirran nopeus voidaan asettaa halutuksi eri korkeuksilla. Simulaatiossa ilmavirran nopeus vastaa Weibull-jakauman määräparametria A_w . Sisääntulossa tuuliolosuhteita kuvaamaan käytettiin rosoisuusluokkaa 4, koska kohde sijaitsee järvialueen ja asuinalueen rajalla. Ulostulo on laskenta-alueen oikealla sivulla ja reunaehtona on vakiopaine. Kun sisääntulossa on nopeusreunaehto ja ulostulossa on vakiopaine, saadaan ilma virtaamaan halutulla tavalla laskenta-alueen läpi. Maanpinnalla ja rakennuksen ulkopinnoilla reunaehtona ilmavirran nopeus on nolla. Laskenta-alueen yläreunalla on nollagradianttireunaehto, joka sallii ilmavirran kulkea vapaasti rajapinnan läpi kumpaankin suuntaan. Laskenta-alueen

reunojen on kuitenkin tärkeä sijaita riittävän etäällä tarkasteltavasta kohteesta, jotta ne eivät aiheuta virhettä simulointituloksiin.

Kuvassa 8.6 nähdään virtaviivat kerrostalon halkaisevalla symmetriatasolla. Ilmavirta on pyörteistä kerrostalon edessä ja takana. Kerrostalon katolla muutama metri katon pinnan yläpuolella ilmavirtaus on pyörteetöntä eikä turbulenssin voimakkuus ole merkittävä. Tuulivoimalan napakorkeudeksi on valittu 12 metriä kerrostalon katon yläpuolella. Tuulen keskinopeus on 22 metriä korkean kerrostalon katolla, 12 metriä korkean maston päässä on sama kuin suunnilleen 40 metrin korkeudella ennen kerrostaloa. Alla on esitetty tuloksena saadut Weibull-parametrit.

A_w [m/s]	k_w
4,58	2,30



Kuva 8.6: Ilmavirtaukset kerrostalon ympärillä. Asteikolla on Weibull-jakauman määräparametrin A_w lukuarvoja yksikössä m/s. Virtaviivat esittävät ilmavirran mukana kulkevien partikkelien liikeratoja. Kuva on rajattu lähelle kerrostaloa, joten mallinnusalueen reunat eivät näy kuvassa.

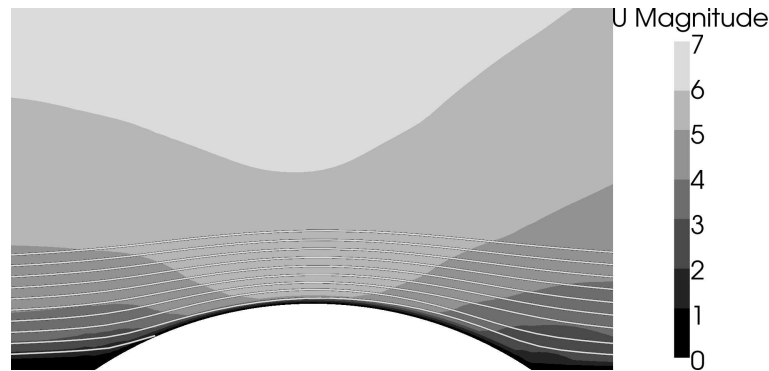
Jätepenkereen virtauslaskenta

Tarastenjärven jätteenkäsittelykeskuksen jätepenkereen tuuliolosuhteiden simuloinnissa käytetyn laskenta-alueen leveys ja pituus ovat 468 metriä ja korkeus on 234 metriä. Laskenta-alueen sisällä oleva jätepenkere on 30 metriä korkea ja se halkaisija on 200 metriä. Laskenta-alueen yhdellä sivulla on symmetriataso, joka halkaisee jätepenkereen keskeltä. Simuloinnissa käytetään samoja reunaehtoja kuin kerrostalon tapauksessa.

Kuvassa 8.7 nähdään virtaviivat jätepenkereen halkaisevalla symmetriatasolla. Ilmavirtaukset noudattavat hyvin jätepenkereen muotoa. Jätepenkereen loivan rinteen ansiosta virtaukseen ei synny pyörteitä. Tuulivoimalan napakorkeudeksi on valittu 12 metriä tiivis-matala-alueella samalle tuulivoimalalle käytetyn 24 metrin sijaan,

koska jätepenkereelle on hankalampi tehdä tukevaa perustusta tuulivoimalalle. Tuulen keskinopeus jätepenkereen laella 12 metriä korkean maston päässä vastaa tuulennopeutta suunnilleen 70 metrin korkeudessa ennen jätepenkerettä. Alla on esitetty tuloksena saadut Weibull-parametrit.

A_w [m/s]	k_w
5,22	2,40



Kuva 8.7: Ilmavirtaukset jätepenkereen halkaisevalla symmetriatasolla. Asteikkolla on Weibull-jakauman määräparametrin A_w lukuarvoja yksikössä m/s. Virtaviivat kuvaavat ilmavirran mukana kulkevien partikkelien liikeratoja. Kuva on rajattu lähelle jätepenkerettä, joten mallinnusalueen reunat eivät näy kuvassa.

8.2.4 Tuulivoimaloiden tuotannon laskeminen

Koko vuoden aikana tuotettu tuulinergia saadaan integroimalla tuulen nopeuksien todennäköisyystiheyden $W(u)$, tuulivoimalan tehokäyrän $P(u)$ ja ajan t tuloa. Koko vuoden energiantuotantoa laskettaessa aika on 8760 tuntia. Yhtälö vuoden kokonaisenergian E laskemiseksi on [71]

$$E = t \int_0^{\infty} P(u) \cdot W(u) du \quad (8.5)$$

Yhtälöä käyttäen on laskettu taulukossa 8.9 esitetyt yksittäisten tuulivoimaloiden vuosituotannot eri sijoituspaikoilla. Tuloksista nähdään selvästi miten suuri vaikutus sijoituspaikan valinnalla on tuulivoimalan tuotantoon.

8.3 Kaatopaikkakaasu

Tarastenjärven kaatopaikalta kerätään kaatopaikkakaasua 5,8 milj. n-m³ vuodessa. Kaatopaikkakaasun metaanipitoisuus on 45–59 %. Laskuissa metaanipitoisuutena käytetään näiden lukujen keskiarvoa, joka on 52 %. Metaanin lämpöarvo on 36 MJ/n-m³, mistä saadaan vuoden aikana kerätyn kaatopaikkakaasun energiasisällöksi 30,16 GWh. Polttokennolla tuotetun energian määrät lasketaan Wärtsilän

Taulukko 8.9: Eri sijoituspaikoissa lasketut energian vuosituotannot yksittäisille tuulivoimaloille.

	Roottorin halkaisija [m]	Weibull-parametrit	Vuosituotanto [kWh]
Muu kerrostaloalue	7,2	$A_w = 3,23$ $k_w = 2,20$	2879
Kerrostaloalueen pientalot	5,0	$A_w = 3,23$ $k_w = 2,20$	1388
Rantakerrostalot	7,2	$A_w = 4,58$ $k_w = 2,30$	8335
Tiivis-matala-alue	12,0	$A_w = 3,63$ $k_w = 2,23$	11908
Pientaloalue	5,0	$A_w = 3,23$ $k_w = 2,20$	1388
Järvialue	12,0	$A_w = 4,04$ $k_w = 2,23$	29945
Jätepenkere	12,0	$A_w = 5,22$ $k_w = 2,40$	38760

WFC20-polttokennojärjestelmän teknisten tietojen perusteella. Kaatopaikkakaasusta voidaan tuottaa sähköä hyötysuhteella 43 % ja sähköntuotannon sivutuotteena muodostuu lämpöä hyötysuhteella 32 %. [29] Kaatopaikkakaasusta tuotettavat sähkö- ja lämpöenergian määrät on esitetty taulukossa 8.10.

Taulukko 8.10: Polttokennolla kaatopaikkakaasusta tuotettavat sähkö- ja lämpöenergian määrät.

	Kaatopaikkakaasun energiasisältö [GWh/vuosi]	Hyötysuhde	Vuosituotanto [GWh]
Sähköenergia	30,16	43 %	12,97
Lämpöenergia		32 %	9,65

9. ENERGIAN TUOTANTOMÄÄRÄT ALUEILLA JA TALOUDELLINEN TARKASTELU

Rakennuksiin integroidun aurinkoenergian, talo- ja korttelikohtaisen pientuulivoiman sekä kaatopaikkakaasusta saatavan sähkön ja lämmön tuotantopotentiaali selvitetään kolmella Nurmi-Sorilasta valitulla tarkastelualueella. Tässä luvussa esitetään tarkastelualueilla tuotetun energian määrät ja verrataan tuotantomääriä alueiden energiankulutukseen. Luvun lopussa lasketaan hinta eri tavoilla tuotetulle energialle.

9.1 Aurinkoenergian tuotanto

Lisäksi arvioitiin kaavoituksen vaikutusta aurinkoenergian tuotantoon laskemalla energiantuotanto ensin arkkitehtisuunnitelman pohjalta tehdyn 3D-mallin perusteella (Perus), ja vertaamalla sitä kahteen teoreettiseen tapaukseen, joissa rakennusten sijoittelua ja arkkitehtuuria muutettiin aurinkoenergian kannalta edullisemmiksi. Ensimmäisessä tapauksessa (Etelään) kaikki rakennukset oli suunnattu suoraan etelään ja toisessa tapauksessa (Optimi) kattojen kaltevuus oli lisäksi muutettu auringonsäteilyn saatavuuden kannalta optimaaliseksi.

Taulukossa 9.1 on esitetty aurinkolämmön tuotanto kolmella tarkastelualueella. Aurinkolämmön tuotanto pysyy samana kaikissa kolmessa eri tapauksessa, sillä auringonsäteilyn kuukausittainen vaihtelu rajoittaa aurinkolämmön hyödyntämisen noin 50 %:iin käyttöveden lämmityksen energiantarpeesta. Tilojen lämmitykseen aurinkoenergiaa ei käytetä lainkaan, koska lämmitysenergian tarve on vähäistä silloin, kun aurinkoenergiaa on saatavilla eniten, ja hyödyntämistä jäisi hyvin matalaksi.

Taulukko 9.1: Aurinkolämmön tuotanto kolmella tarkastelualueella.

	Aurinkolämmön tuotanto [GWh/vuosi]	Osuus käyttöveden lämmityksestä
Kerrostaloalue	3,28	50 %
Tiivis-matala-alue	1,64	50 %
Pientaloalue	1,23	50 %

Aurinkosähkön tuotanto kolmella tarkastelualueella eri tapauksissa on esitetty

taulukkoissa 9.2, 9.3 ja 9.4. Tehtyjen laskelmien perusteella tiivis-matala- ja pientaloalueella kattoihin integroiduilla aurinkosähkömoduuleilla on mahdollista tuottaa aurinkosähköllä yli oman sähkönkulutuksen verran ja kerrostaloalueellakin selvästi yli puolet. Aurinkosähkön osuus on kerrostaloalueella muita alueita pienempi, koska siellä kattopinta-alan suhde kerrosalaan on pienempi.

Kaavoituksella voidaan parantaa etenkin kerrostaloalueen aurinkosähkön tuotantoa. Eri korkuiset kerrostalot varjostavat helposti toisiaan ja siksi kaavoituksen vaikutus on muita alueita suurempi. Muilla alueilla pelkkä talojen suuntaaminen etelään ei lisää aurinkosähkön tuotantoa merkittävästi. Katon kaltevuuden jyrkentäminen kasvattaa myös kattopinta-alaa, mistä syystä aurinkosähkön tuotanto lisääntyy roimasti.

Taulukko 9.2: Aurinkosähkön tuotanto ja osuus sähkönkulutuksesta kerrostaloalueella.

	Aurinkosähkön tuotanto [GWh/vuosi]	Osuus sähkön- kulutuksesta
Perus	5,74	66 %
Etelään	6,64	76 %
Optimi	11,31	129 %

Taulukko 9.3: Aurinkosähkön tuotanto ja osuus sähkönkulutuksesta tiivis-matala-alueella.

	Aurinkosähkön tuotanto [GWh/vuosi]	Osuus sähkön- kulutuksesta
Perus	5,17	123 %
Etelään	5,63	134 %
Optimi	9,14	217 %

Taulukko 9.4: Aurinkosähkön tuotanto ja osuus sähkönkulutuksesta pientaloalueella.

	Aurinkosähkön tuotanto [GWh/vuosi]	Osuus sähkön- kulutuksesta
Perus	3,86	123 %
Etelään	4,17	132 %
Optimi	6,78	215 %

9.2 Tuulienergian tuotanto

Tuulienergian tuotanto kolmella tarkastelualueella on esitetty taulukossa 9.5. Tuulisähkön osuus sähkönkulutuksesta jää kaikilla alueilla kauas siitä mihin aurinkosähköllä päästiin. Mielenkiintoista on kuitenkin se, että tiivis-matala-alueen 44:llä tuulivoimalalla tuotetaan määrällisesti enemmän sähköä kuin pientaloalueen 313:lla

pienemmällä tuulivoimalalla. Samoin kerrostaloalueen yhteensä 138:sta tuulivoimalasta 19 rantakerrostalojen katoille sijoitettua tuulivoimalaa tuottaa kolmasosan koko kerrostaloalueen tuulisähköstä. Tästä voidaan huomata hyvän sijoituspaikan vallinnan tärkeys ja se, että tuulisähkön tuotanto kannattaa keskittää suurempiin yksiköihin. Esimerkiksi järviolueelle suurempia, roottorin halkaisijaltaan 12 metrisiä, tuulivoimaloita riittäisi sijoittaa 17 kappaletta tuottamaan sama määrä sähköä kuin kaikki pientaloalueen 313 pientuulivoimalaa yhteensä.

Taulukko 9.5: Tuulienergian tuotanto kolmella tarkastelualueella.

	Tuulienergian tuotanto [GWh/vuosi]	Osuus sähkönkulutuksesta
Kerrostaloalue	0,488	5,6 %
Tiivismatala-alue	0,524	12,5 %
Pientaloalue	0,435	13,8 %

9.3 Kaatopaikkakaasu

Taulukossa 9.6 on esitetty kaatopaikkakaasusta polttokennolla tuotetun sähkö- ja lämpöenergian osuudet sähkönkulutuksesta ja lämmitysenergiasta. Kerrostaloalueella osuudet ovat pienimmät, koska alueen energiantarve on suurin. Kaikkien kolmen tarkastelualueen energiantarpeen täyttämiseen kaatopaikkakaasun määrä ei riitä, mutta sitä voidaan käyttää yhdessä muiden energialähteiden kanssa. Kaatopaikkakaasua voitaisiin hyödyntää silloin, kun aurinko- tai tuulienergiaa ei hetkellisesti ole saatavilla.

Taulukko 9.6: Polttokennolla kaatopaikkakaasusta tuotettavan lämpö- ja sähköenergian määrät.

	Osuus lämmitysenergiasta	Osuus sähkönkulutuksesta
Kerrostaloalue	80 %	143 %
Tiivis-matala-alue	165 %	296 %
Pientaloalue	221 %	396 %
Alueet yhdessä	43 %	78 %

9.4 Taloudellinen tarkastelu

Tässä aliluvussa lasketaan hinta tuotetulle aurinkolämmölle, aurinkosähkölle ja tuulisähkölle. Aurinkoenergian ja tuulienergian kustannukset muodostuvat pääosin investointikustannuksista. Niillä ei ole lainkaan polttoainekuluja, kuten tavanomaisilla voimalaitoksilla, ja huoltotarve on suhteellisen pieni. Energian hinta on laskettu

jakamalla investointikustannus eri vuosille annuiteettitekijän a avulla. Se määräytyy pitoajan n ja koron i mukaan yhtälöstä

$$a = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (9.1)$$

Vuosittainen kustannus saadaan kertomalla investointi annuiteettitekijällä, ja energian hinta saadaan jakamalla vuosittainen kustannus vuoden aikana tuotetun energian määrällä.

Energian hinta lasketaan tässä tarkastelussa sekä viiden prosentin korolla että ilman korkoa. Laskentakoron ollessa 0 %, on annuiteettitekijä yksinkertaisesti $1/n$. Energian hinnan laskeminen ilman korkoa on perusteltua ekologisessa lähestymistavassa, jossa sijoituksella ei tavoitella taloudellista hyötyä. Sähkön tuotantoyhtiölle, jonka tarkoituksena on tuottaa taloudellista voittoa, käytetty 5 % korkokin on todennäköisesti liian matala.

Saatuja hintoja voidaan verrata kaukolämmön ja verkkosähkön hintoihin, jotka on esitetty taulukoissa 9.7 ja 9.8. Sähkön hinta koostuu sähköenergian hinnasta ja sähkön siirto hinnasta. Kotitalouden oma sähköntuotanto korvaa ostosähköä, joten tuotantokustannuksia verrataan sähkön kokonaishintaan. Kotitaloudelle sähkön tuottaminen on taloudellisesti kannattavaa, kun tuotantokustannus on ostosähkön kokonaishintaa matalampi. Sähköä myyvän yrityksen tilanne on toinen, sillä sen tulisi päästä tuotantokustannuksissa alle sähköenergian hinnan, jotta toiminta ei olisi tappiollista.

Taulukko 9.7: Tampereen Kaukolämmön kaukolämmön kokonaishintoja pientalo, rivitalo ja kerrostaloasiakkaille. [28]

	Kaukolämmön kokonaishinta [snt/kWh]
Pientalo	7,20
Rivitalo	6,42
Kerrostalo	5,66

Taulukko 9.8: Tampereen Sähkölaitoksen taloussähkön ja hyötytuuli-sähkön hinnat. [70]

	Sähköenergian hinta [snt/kWh]	Sähkön siirtohintaa [snt/kWh]	Sähkön kokonaishinta [snt/kWh]
Taloussähkö	5,90	4,15	10,05
Hyötytuuli-sähkö	6,49	4,15	10,64

9.4.1 Aurinkolämpö

Aurinkolämmölle on laskettu hinta taulukossa 9.9. Tarkastelussa käytettiin lähtötietoina JVT-Energian tasokeräimiin perustuvaa Tasokeräinjärjestelmä 500:ta sekä tyhjiöputkikeräimiin perustuvaa Tyhjiöputkijärjestelmä Heat-pipe/500:ta [3]. Järjestelmät sisältävät aurinkolämpökeräimien lisäksi muun muassa lämminvesivaraajan, pumpun ja ohjainyksikön. Tuotantokustannus lasketaan yhtälöllä

$$\text{aurinkolämmön hinta} = \frac{a \cdot \text{investointikustannus}}{A \cdot \eta_{\text{lämpö}} \cdot 1170 \text{ kWh/m}^2}, \quad (9.2)$$

jossa A on aurinkolämpökeräimien pinta-ala ja 1170 kWh/m^2 on optimaalisesti suunnatun pinnan auringonsäteilyn energiatiheys. Aurinkolämpöjärjestelmän hyötysuhteena $\eta_{\text{lämpö}}$ käytetään tasokeräimillä 40 % ja tyhjiöputkikeräimillä 60 %.

Taulukko 9.9: Aurinkolämmölle laskettu hinta 20 vuoden pitoajalla.

	Inves- tointikus- tannus [euroa]	Keräin- pinta-ala [m ²]	Vuosi- tuotanto [kWh]	Tuotanto- kustannus 5 % korolla [snt/kWh]	Tuotanto- kustannus 0 % korolla [snt/kWh]
Tasokeräin	4550	10,0	4696	7,77	4,84
Tyhjiöputki- keräin	3775	8,7	6104	4,96	3,09

9.4.2 Aurinkosähkö

Aurinkosähkön tuotantokustannus lasketaan yhtälöllä

$$\text{aurinkosähkön hinta} = \frac{a \cdot \text{investointikustannus}}{t_h}, \quad (9.3)$$

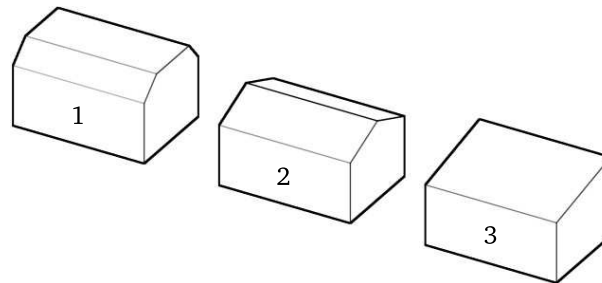
jossa t_h on huipunkäyttöaika. Investointikustannus on tapana ilmoittaa järjestelmän nimellistehoa W_p kohti. Aurinkosähkölle laskettu hinta on esitetty taulukossa 9.10. Taulukossa esitetty investointikustannus on valmiin monikidekennoihin perustuvan järjestelmän hinta asennuksineen [45]. Ohutkalvokennoille ei ollut saatavilla vastaavaa valmiin järjestelmän hintaa. Vertailu ohutkalvokennoihin perustuvaan järjestelmään olisi ollut mielenkiintoinen, sillä markkinoilla olevien yksittäisten aurinkosähköpaneelien hintoja vertaamalla ohutkalvokennojen voidaan todeta olevan huomommasta hyötysuhteestaan huolimatta monikidekennoja edullisempia.

Taulukko 9.10: Aurinkosähkölle laskettu hinta 20 vuoden pitoajalla.

	Inves- tointi- kustannus [euroa/W _p]	Huipun- käyttöaika [h]	Tuotanto- kustannus 5 % korolla [snt/kWh]	Tuotanto- kustannus 0 % korolla [snt/kWh]
Monikide	4,46	1095	32,68	20,37

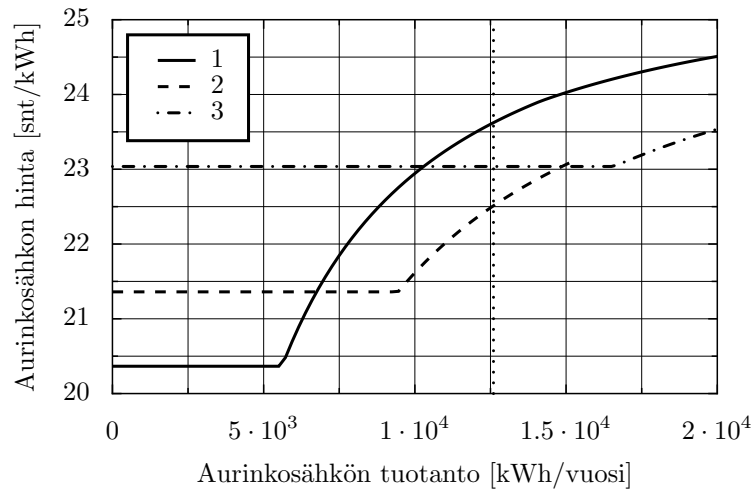
Sijoitustavan vaikutus aurinkosähkön hintaan

Aurinkoenergian tuotantomoduulien sijoitustapa vaikuttaa tuotetun energian määrään ja sitä kautta energian hintaan. Seuraavaksi tarkastellaan aurinkosähkön hinnan muuttumista kun aurinkosähkön tuotannossa hyödynnetään kuvan 9.1 talojen katto- ja seinäpintoja. Kuvassa 9.2 on esitetty energian hinnan muutos, kun aurinkosähkön tuotantoa lisätään asteittain. Käyrät jakaantuvat kahteen tai kolmeen osaan kattomuodosta riippuen. Ensimmäisenä hyödynnetään kattopinnat ja sen jälkeen julkisivu energiatiheuden mukaisessa järjestyksessä. Alkuhinta määräytyy sen mukaan, miten lähellä katon kaltevuus on aurinkoenergian kannalta optimaalista kallistuskulmaa. Muilla pinnoilla auringonsäteilyn energiatiheys on huomattavasti pienempi ja hinta siten korkeampi. Pystysuora pisteiviiva osoittaa talon kuluttaman sähköenergian määrän. Sähkönkulutus on laskettu ominaiskulutuksella 45 kWh/m² talolle, jonka kerrospinta-ala on 280 m².



Kuva 9.1: Kolme esimerkkitaloa erilaisilla kattomuodoilla. Korkeus katon alareunasta harjaan on sama kaikissa kattotyypeissä.

Vaihtoehdossa yksi katon kaltevan osan kulma on aurinkoenergian kannalta optimaalinen. Aurinkoenergian tuotto pinta-alaa kohti saadaan siten muita vaihtoehtoja suuremmaksi ja hinta pienemmäksi. Tosin vain tiettyyn tuotantomäärään asti, sillä kaltevan osan pinta-ala on verraten pieni. Kun mukaan lasketaan katon tasainen keskiosa, on hyödynnettävä kattopinta-ala kokonaisuudessaan silti suurempi kuin vaihtoehdossa kaksi ja siten aurinkoenergian tuotantomäärä saadaan lopulta suuremmaksi. Vaihtoehdossa kaksi hyödynnettävä pinta-ala loppuu kun aurinkosähkön tuotanto on noin 15 MWh/vuosi. Vaihtoehto kolme soveltuu käytettäväksi parhaiten silloin, kun aurinkosähköllä halutaan kattaa talon koko sähkönkulutus. Siinä



Kuva 9.2: Aurinkosähkön tuotannon lisäämisen vaikutus aurinkosähkön hintaan kun aurinkokennot on integroitu rakennuksen katto- ja seinärakenteisiin. Pystysuora pisteiviiva esittää talon sähkönkulutusta.

koko kattopinta-ala on hyödynnettävissä aurinkoenergian tuotantoon, ja vaikka aurinkosähkön hinta on aluksi muita vaihtoehtoja korkeampi, hinta pysyy vakiona niin pitkälle kuin kattopinta-alaa riittää.

9.4.3 Tuulisähkö

Tarkastelussa käytetään sähköverkkoon kytkettäviä tuulivoimalatyyppejä WPE5KW ja WPE20KW. Näiden hinnat ja tekniset tiedot löytyvät lähteestä [76]. Taulukossa 9.11 esitetyt tuulisähkön tuotantolukemat on laskettu tuulivoimaloille ilmoitettujen tehokäyrien perusteella. Tarkastelussa verrataan tuulisähkön hintaa neljässä eri sijoituspaikassa asuinalueella, kerrostalon katolla, järviolueella ja jätepenkereen laella. Näiden tuuliosuhteet on selvitetty luvussa 8. Tuulisähkölle lasketut hinnat on esitetty taulukossa 9.12.

Taulukko 9.11: Tuulivoimalan vuotuinen energiantuotanto eri sijoituspaikoilla.

	Weibull-parametrit	Vuosituotanto [kWh]
Asuinalue, WPE5KW	$A=3,23; k=2,20$	2690
Rantakerrostalo, WPE5KW	$A=4,58; k=2,30$	6893
Tiivis-matala-alue, WPE20KW	$A=3,63; k=2,23$	15430
Järviolue, WPE20KW	$A=4,84; k=2,23$	31704
Jätepenkere, WPE20KW	$A=5,22; k=2,40$	36819

Taulukko 9.12: Tuotetun tuulisähkön hinta eri sijoituspaikoilla.

	Investointi [euroa]	Hinta 0 %:n korolla [snt/kWh]	Hinta 5 %:n korolla [snt/kWh]
Asuinalue, WPE5KW	13550	25,19	40,42
Rantakerrostalo, WPE5KW	13550	9,83	15,77
Tiivis-matala-alue, WPE20KW	42600	13,80	22,15
Järvialue, WPE20KW	42600	6,72	10,78
Jätepenkere, WPE20KW	42600	5,79	9,28

10. JOHTOPÄÄTÖKSET

Työssä selvitettiin uusiutuviin energialähteisiin perustuvien energiantuotantomenetelmien hyödyntämismahdollisuuksia Nurmi-Sorilaan suunniteltavalla asuinalueella. Tarkasteltavia energiantuotantoteknologioita olivat aurinkolämpö, aurinkosähkö, tuulivoima sekä polttokennot. Työssä tutkittiin myös aurinkoenergiajärjestelmien integroimista rakennuksiin. Tuulivoiman osalta keskityttiin talokohtaisiin pientuulivoimaloihin, mutta sen lisäksi selvitettiin mahdollisuutta sijoittaa suurempia tuulivoimaloita järviolueelle tai läheisen Tarastenjärven vanhan jätepenkereen laelle. Kaatopaikalla muodostuu kaatopaikkakaasua, josta nykyään suuri osa poltetaan soihduissa. Työssä selvitettiin mahdollisuuksia hyödyntää kaatopaikkakaasua esimerkiksi rakennusten sähkön ja lämmön tuotannossa polttokennojen avulla.

Aurinkoenergian tuotantoa arvioitiin työn yhteydessä kehitetyllä aurinkoenergiamallilla. Nurmi-Sorilan asuinalue jaettiin kolmeen erityyppiseen alueeseen, joista tehtiin 3D-malli aurinkoenergiamallia varten. Tarkasteltavina alueina olivat kerrostaloalue, tiiviin ja matalan rakentamisen alue sekä pientaloalue. Aurinkoenergiamallin avulla selvitettiin rakennusten katto ja seinäpinnoille tulevan aurinkoenergian määrä, minkä jälkeen pinnat jaettiin aurinkolämpökeräinten ja aurinkosähkökennojen kesken.

Aurinkoenergialla voidaan tuottaa noin puolet rakennusten lämpimän käyttöveden energiantarpeesta. Aurinkolämmön osuuden nostamista rajoittaa kuukausittainen vaihtelu aurinkoenergian saatavuudessa. Aurinkolämmön osuutta olisi mahdollista nostaa pitkäaikaisen lämpövaraston avulla. Tällaisena lämpövarastona voitaisiin käyttää esimerkiksi järven pohjasedimenttiä, johon kesäaikana varastoitaisiin aurinkolämpökeräimillä tuotettu yllämpö. Varastoitu lämpö voidaan talvella hyödyntää lämpöpumppujen avulla rakennusten tilojen ja käyttöveden lämmitykseen.

Aurinkosähköllä voidaan tuottaa Nurmi-Sorilan kerrostaloalueella 66 % sähkönkulutuksesta. Tiiviin ja matalan rakentamisen alueella sekä pientaloalueella kattopinta-alan suhde kerrosalaan on suurempi ja aurinkosähköä on mahdollista tuottaa jopa yli oman tarpeen. Aurinkosähkön hyödyntämistä hankaloittaa auringonsäteilyn suuri kuukausittainen vaihtelu. Yksi mahdollisuus on käyttää sähköverkkoa virtuaalisena energiavarastona, jonne aurinkosähkön ylituotanto voidaan myydä, ja josta voidaan ostaa sähköä kun aurinkosähkön tuotanto ei riitä kattamaan sähkönkulutusta.

Aurinkoenergian tuotannon lisäksi työssä tarkasteltiin aurinkoenergiajärjestel-

mien integroimista rakennusten arkkitehtuuriin. Aurinkosähköpaneeleita on olemassa erilaisina moduuleina, joilla voidaan korvata kattotiiliä tai muita perinteisiä rakennusmateriaaleja. Oikealla suunnittelulla aurinkosähköpaneelit ja aurinkolämpökeräimet voidaan sulauttaa huomaamattomasti osaksi rakennusta, tai ne voidaan sovittaa näyttävästi rakennuksen julkisivuun.

Asuinalueen tuulisuutta arvioitiin Suomen tuuliatlaksen perusteella. Sen lisäksi tehtiin tarkempia simulointeja, joiden avulla selvitettiin tuuliolosuhteet Tarastenjärven vanhan jätepenkereen laella sekä kerrostalon katolla. Tuulienergian tuotanto riippuu suuresti maaston muodoista ja avoimuudesta. Asuinalueella tuuliolosuhteet eivät yleisesti ottaen ole erityisen suotuisat. Talokohtaisilla pientuulivoimaloilla voitaisiin kuitenkin tuottaa noin 13 % tarkastellun alueen sähkönkulutuksesta. Tuulienergian etuna on tasainen jakautuminen eri kuukausille sekä lievä painottuminen talvikuukausille.

Muuhun asuinalueeseen verrattuna rannan kerrostalojen katoilla samanlainen tuulivoimala tuottaa simulointien perusteella 2,9-kertaisen määrän energiaa. Tällöin tuulivoimalan tuottama sähkö olisi aurinkosähköä edullisempaa. Tuulienergiaa kannattaa tuottaa suuremmissa yksiköissä ja keskittää tuotanto paikkoihin, joissa tuuliolosuhteet ovat hyvät. Tuulivoimalan pystyttämistä jätepenkereen laelle hankaloittaa kuitenkin jätepenkereen painuminen noin 30–40 cm vuosittain.

Kaatopaikkakaasusta voidaan tuottaa polttokennon avulla hyvällä hyötysuhteella sähköä. Sivutuotteena syntyy lämpöä, jota voidaan hyödyntää rakennusten tilojen ja käyttöveden lämmityksessä. Tarastenjärven kaatopaikalta kerätään kaatopaikkakaasua talteen vuosittain määrä, joka riittäisi polttokennokäytössä kattamaan 78 % tarkastellun alueen sähkönkulutuksesta sekä 43 % tilojen ja käyttöveden lämmityksestä. Kaatopaikkakaasua voitaisiin käyttää energian tuottamiseen silloin, kun aurinko- ja tuulienergiaa ei ole riittävästi saatavilla. Yhdistetty sähkön ja lämmön tuotanto hajautetusti talo- tai korttelikohtaisilla polttokennojärjestelmillä edellyttää kaasuputken rakentamista Tarastenjärven jätteenkäsittelykeskukselta asuinalueelle sekä kaasuverkon rakentamista asuinalueelle. Toinen vaihtoehto olisi tuottaa sähkö ja lämpö keskitetysti suuressa voimalaitoksessa, joka syöttäisi lämmön alueelliseen lämpöverkkoon.

Kaatopaikkakaasusta voidaan valmistaa metanolia, jota voidaan hyödyntää polttokennoissa rakennusten sähkön ja lämmön tuotannossa. Nestemäisenä aineena metanolin kuljettaminen ja varastointi on kaatopaikkakaasuun verrattuna helpompaa. Tämä mahdollistaisi metanolin kuljettamisen säiliöautolla asuinalueelle, jolloin vältyttäisiin Tarastenjärven jätteenkäsittelykeskukselta asuinalueelle johtavan kaasuputken rakentamiselta.

Kaatopaikkakaasusta voidaan valmistaa myös liikennepolttoainetta. Sitä voitaisiin hyödyntää esimerkiksi polttokennobussin ja Näsijärvellä liikennöivän kevyenlii-

kenteen lautan polttoaineena. Myös metanoli soveltuu ajoneuvojen polttoaineeksi. Polttokennon lisäksi sitä voidaan käyttää perinteisillä mäntämootoreilla varustettujen ajoneuvojen polttoaineena, kunhan auton polttoainejärjestelmä on tehty kestämään metanolia.

LÄHTEET

- [1] Alles im grünen Bereich: Tübinger Solarstromfassade zeigt Möglichkeiten der Photovoltaikintegration. Solar-Magazin. Der Solarserver. Verkkodokumentti. Viitettu 1.5.2009. Saatavissa: <http://www.solarserver.de/solarmagazin/anlagedezember2004.html>
- [2] Aurinkolämpöjärjestelmien perusteet, mitoitus ja käyttö. 2006, Solpros Ay. Verkkodokumentti. Viitattu 10.8.2009. Saatavissa: <http://www.kolumbus.fi/solpros/r&down.htm>
- [3] Aurinkolämpöjärjestelmät. JVT-energia Ky. Verkkodokumentti. Viitattu 4.3.2010. Saatavissa: <http://www.jtv-energia.fi/aurinkolampo.html>
- [4] Balan, M. C., Jäntschi, L. & Bolboaca, S. About the thermal solar collectors efficiency in a location in Romania. COFRET'08, 11–13 juin 2008, Nantes, France.
- [5] Breyer, F. Freiburg Energy Policy Approaches to Sustainability. Presentation at Local Renewables Conference, Freiburg 28.4.2009. Verkkodokumentti. Viitattu 13.11.2009. Saatavissa: http://www.iclei-europe.org/fileadmin/template/events/lr_freiburg_2009/files/Presentations/Hoppe_P5.pdf
- [6] Climate Change 2007, The Physical Science Basis. Chapter 2: Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the IPCC. 2007, Intergovernmental Panel on Climate Change. Verkkodokumentti. Viitattu 11.10.2009. Saatavissa: <http://ipcc-wg1.ucar.edu/wg1/wg1-report.html>
- [7] C21e Solar tiles & slates. Solarcentury. Verkkodokumentti. Viitattu 1.5.2009. Saatavissa: <http://www.solarcentury.co.uk/Your-home/Product-C21e-Solar-tiles-slates>
- [8] Die Solarsiedlung in Freiburg. Agenda 21 Schwarzenbruck. Verkkodokumentti. Viitattu 10.11.2009. Saatavissa: http://www.agenda21-schwarzenbruck.de/Disch_Plusenergiehaus.html
- [9] Ekologinen energia lämmittää messukoteja. Vaasan Asuntomes-sutoimisto. Verkkodokumentti. Viitattu 29.4.2009. Saatavissa: <http://asuntomessut.vaasa.fi/Default.aspx?id=485636>

- [10] Ekoviikin EU-aurinkolämpöjärjestelmien jatkoseuranta, loppuraportti. Solpros Ay, Marraskuu 2004. Verkkodokumentti. Viitattu 13.3.2009. Saatavissa: http://www.kolumbus.fi/solpros/reports/Ekoviikki_loppuraportti_2004.pdf
- [11] Ekoviikki Sustainable City Projects. Solpros Ay. Verkkodokumentti. Viitattu 27.4.2009. Saatavissa: <http://www.kolumbus.fi/solpros/ekoviikki.htm>
- [12] Energiatohokkuutta parantavat rakentamismääräykset lausuntokierrokselle. Ympäristöministeriön tiedotteet 2008. 17.6.2008, Ympäristöministeriö. Verkkodokumentti. Viitattu 15.4.2009. Saatavissa: <http://www.ymparisto.fi/default.asp?contentid=285182&lan=FI>
- [13] Energy Masters LLC. Verkkodokumentti. Viitattu 10.8.2009. Saatavissa: <http://www.energymasters.com/>
- [14] Gipe, P. Freiburg's Solar Siedlung (Settlement). 7.4.2007. Verkkodokumentti. Viitattu 2.4.2009. Saatavissa: <http://www.windworks.org/FeedLaws/Germany/FreiburgsSolarSiedlung.html>
- [15] Green Roofing. New England Metal Roof. Verkkodokumentti. Viitattu 22.4.2009. Saatavissa: <http://www.newenglandmetalroof.com/green-roofing.html>
- [16] Guided Tour on Wind Energy. Danish Wind Industry Association. Verkkodokumentti. Viitattu 18.2.2009. Saatavissa: <http://guidedtour.windpower.org/en/tour/>
- [17] Hakaste, H. New tools to promote eco-efficiency in construction. Valtion ympäristöhallinto. Verkkodokumentti. Viitattu 2.3.2009. Saatavissa: <http://www.ymparisto.fi/download.asp?contentid=33441>
- [18] Hecht, E. Optics. Second edition. Reading, Massachusetts 1990, Addison-Wesley. 676 p.
- [19] Heljo, J., Nippala, E. & Nuutila, H. Rakennusten energiankulutus ja CO₂-päästöt Suomessa. Tampereen teknillinen yliopisto. Rakentamistalouden laitos. Raportti 2005:4. 32 s.
- [20] Helmke, C. Third generation BIPV standard building elements with integrated photovoltaic. United Solar Ovonic Europe GmbH. Verkkodokumentti. Viitattu 22.4.2009. Saatavissa: <http://www.uni-solar.com/uploadedFiles/6DV44-146%20ver%2003.pdf>

- [21] Holttinen, E., Monni, S., Pohjonen, M., Bonn, T. & Anton, P. Tuulivoiman tuotantoon soveltuvien alueiden kartoitus : vaikutusten arviointi maakuntakaavoitusta varten. Uudenmaan liiton julkaisuja E 77. Helsinki 2003, Uudenmaan liitto.
- [22] Holttinen, H. & Tuhkanen, S. The effect of wind power on CO₂ abatement in the Nordic Countries. Energy Policy 2004. Vol. 32/14, pp. 1639–1652.
- [23] Images. Quietrevolution Ltd. Verkkodokumentti. Viitattu 20.1.2010. Saatavissa: http://www.quietrevolution.co.uk/media_images.htm
- [24] Instalació fotovoltaica integrada a la marquesina d'un aparcament. 29.1.2009, Generalitat de Catalunya. Verkkodokumentti. Viitattu 18.4.2009. Saatavissa: http://www20.gencat.cat/docs/icaen/06_Relacions%20Institucionals%20I%20Comunicacio/04_Publicacions/Energia%20DEMO/Documents/Energia%20Demo%201_99%20PDFs/energiaDEMO%201-99%20Pdfs/demo_79_cat.pdf
- [25] Kananen, J. Vierailu Tarastenjärven jätteenkäsittelykeskuksella. 16.1.2009
- [26] Karjalainen, R. Kehittämishankeselvitys - selvitys toteutuneista kehittämissankkeista. Kerrostalojen kehittämissankkeista osaselvitys 5. Helsingin kaupunki, Talous- ja suunnittelukeskus. 17.12.2007. Verkkodokumentti. Viitattu 27.4.2009. Saatavissa: <http://www.hel2.fi/ksv/kerrostalo/pdf/kehittamishankeselvitys.pdf>
- [27] Kartat ja reitit. Oy Eniro Finland Ab. Verkkotyökalu. Viitattu 10.11.2009. Saatavissa: <http://kartat.eniro.fi/>
- [28] Kaukolämmön hinnat 1.1.2010 alkaen. Energiategollisuus ry. 25.2.2010, korjattu 1.3.2010. Verkkodokumentti. Viitattu 4.3.2010. Saatavissa: <http://www.energia.fi/fi/tilastot/kaukolampotilastot/kaukolammonhinta>
- [29] Kivisaari, T. Paikallinen eneriantuotanto kaatopaikkakaasusta polttokennolla -esitelmä. 13. valtakunnalliset jätteen hyötykäyttöpäivät 11.–12.11.2008 Lappeenranta.
- [30] Kotitalouksien sähkönkäyttö 2006. Tutkimusraportti 2.10.2008. Adato Energia Oy. 20 s.
- [31] Kuluttajakemikaalien lisäainetta siloksaania löytyi ympäristönäytteistä. Ympäristöministeriön tiedotteet 2006. 26.1.2006, Ympäristöministeriö. Verkkodokumentti. Viitattu 7.8.2009. Saatavissa: <http://www.ymparisto.fi/default.asp?contentid=167894>

- [32] Kulutuksen normitus. Motiva Oy. Verkkodokumentti. Viitattu 10.6.2009. Saatavissa: http://www.motiva.fi/julkinen_sektori/energian kayton_tehostaminen/kiinteistojen_energianhallinta/kulutuksen_normitus
- [33] Larminie, J. & Dicks, A. Fuel Cell Systems Explained, Second Edition. Chichester, England 2003, John Wiley & Sons, Ltd. 418 p.
- [34] Laurikko, J. Polttokennoteknologia ja sen tarjoamat liiketoimintamahdollisuudet. Helsinki, 2002. Metalliteollisuuden keskusliitto. 48 s.
- [35] Loppuraportti - Asuntomessut Vaasassa 2008. 29.10.2008. Verkkodokumentti. Viitattu 13.3.2009. Saatavissa: http://www.asuntomessut.fi/messut/historia/1990-vaasa/loppuraportti/fi_FI/loppuraportti_vaasa/
- [36] Lundgren, M., Torstensson, K. Photovoltaics in architecture - lessons learned in PV Nord. December 2004. Verkkodokumentti. Viitattu 27.4.2009. Saatavissa: <http://www.pvnord.org/results/downloads/PVarchitects050121.pdf>
- [37] Luque, A. & Hegedus, S. (ed.). Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. Chichester, England 2003, John Wiley & Sons Ltd. 1138 p.
- [38] Lähienergiaa. Mateve Oy:n asiakaslehti n:o 1/2008. Verkkolehti. Viitattu 13.3.2009. Saatavissa: http://www.mateve.fi/assets/files/lhienergiaa1_2008_naytto.pdf
- [39] Lämmitystarveluku vertailukaudella 1971-2000. Ilmatieteen laitos. Verkkodokumentti. Viitattu 10.6.2009. Saatavissa: http://www.fmi.fi/saa/tilastot_148.html
- [40] Markvart, T. (ed.). Solar Electricity. Second Edition. Chichester, England 1997, John Wiley & Sons Ltd. 280 p.
- [41] McNaught, A. D. & Wilkinson, A. IUPAC Compendium of Chemical Terminology. The Gold Book, Second Edition. 1997, Blackwell Science. 464 p.
- [42] Merinova News Nro 2 2008. Teknologiakeskus Oy Merinova Ab. Vaasa, 2008. Verkkolehti. Viitattu 4.2.2009. Saatavissa: <http://www.merinova.fi/default.aspx?id=517218>
- [43] Napoli, C. Tuulivoimaloiden melun syntytavat ja leviäminen. Suomen ympäristö 4/2007, Rakennettu ympäristö. Ympäristöministeriö. 32 s. Verkkodokumentti. Viitattu: 15.2.2010. Saatavissa: <http://www.ymparisto.fi/default.asp?contentid=301836&lan=fi>
- [44] NAPS - Photovoltaics in buildings -esite. NAPS Systems Oy.

- [45] NAPS Systems Oy:n toimittama aurinkosähköjärjestelmä avaimetkäteän periaatteella. NAPS Systems Oy. Julkaisematon lähde.
- [46] Nieminen, J. Energiatehokas rakentaminen. VTT. Verkkodokumentti. Viitattu 5.8.2009. Saatavissa: http://www.vtt.fi/liitetiedostot/cluster5_metsa_kemia_ymparisto/Nieminen.pdf
- [47] Oertel, H. jr., Böhle, M. & Dohrmann, U. Strömungsmechanik. 4. Auflage. Germany 2006, Studium Technik. 428 S.
- [48] Phoenix Series (Color Cells). Gintech Energy Corporation. Verkkodokumentti. Viitattu 13.8.2009. Saatavissa: <http://www.gintechenergy.com/en/product.php?prekey=1258349638>
- [49] Photovoltaic Geographical Information System. European Commission Joint Research Centre. Verkkotyökalu. Viitattu 19.7.2009. Saatavissa: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [50] Pilottihankkeet. Paroc. Verkkodokumentti. Viitattu 26.9.2009. Saatavissa: <http://www.energiaviisastalo.fi/?cat=Pilottikohteet>
- [51] Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategia. Valtioneuvoston selonteke eduskunnalle 6. päivänä marraskuuta 2008. Työ- ja elinkeinoministeriö, 2008. Verkkodokumentti. Viitattu 21.10.2009. Saatavissa: <http://www.tem.fi/index.phtml?s=2658>
- [52] Products. Eagle Windpower LTD. Verkkodokumentti. Viitattu 1.3.2010. Saatavissa: http://www.eagle.fi/index.php?option=com_content&task=view&id=23&Itemid=53
- [53] Puhakka, A. 3D-grafiikka. Helsinki 2008, Talentum. 453 s.
- [54] Rabl, A. Active Solar Collectors and Their Applications. USA 1985, Oxford University Press. 517 p.
- [55] Rakenteiden elinkaaritekniikka. RIL-216-2001. Helsinki 2001, Suomen rakennusinsinöörien liitto RIL ry. 301 s.
- [56] RANS-based turbulence models. CFD Online. Verkkodokumentti. Viitattu 10.7.2009. Saatavissa: http://www.cfd-online.com/Wiki/RANS-based_turbulence_models
- [57] Rantala, P. Sähköpostikeskustelu: Kaatopaikkakaasujen määrä ja jakautuminen. 4.5.2009.

- [58] Reisbacka, A. & Speeti, T. Rakennetun asuinkerrostalokannan lämpimän käytöveden energiatalous. Työtehoseuran julkaisu 253. Helsinki 1983, Työteho-seura. 109 s.
- [59] Revolutionary Solar Roofing Tiles Make New Jersey Debut. New Age Solar. Verkkodokumentti. Viitattu 10.4.2009. Saatavissa: <http://www.newagesolar.com/solarnews.php?catid=12&blogid=2>
- [60] Rodriguez, A., Jaarto, P., Vikström, K. & Aho, I. Eko-Viiki, seurantaprojektin loppuraportti. 24.8.2004, Helsinki. Helsingin kaupunkisuunnitteluviraston julkaisuja 2004:10. 112 s.
- [61] Skystream Info. Southwest Windpower, Inc. Verkkodokumentti. Viitattu 19.1.2010. Saatavissa: <http://www.skystreamenergy.com/>
- [62] SmartRE. Outback Power Systems. Verkkodokumentti. Viitattu 26.2.2010. Saatavissa: <http://www.outbackpower.com/products/smartre/>
- [63] Solar Decathlon High Resolution Photo Gallery. U.S. Department of Energy, EERE Project Management Center. Verkkodokumentti. Viitattu 10.3.2009. Saatavissa: https://www.eerepmc.energy.gov/ExternalAffairs/MediaEventLibraries/Solar_Decathlon_07/Construction.aspx
- [64] Solar Decathlon - Technische Universitat Darmstadt. Greenline, October 17th, 2007. Verkkodokumentti. Viitattu 22.4.2009. Saatavissa: <http://greenlineblog.com/2007/10/solar-decathlon-technische-universitat-darmstadt/>
- [65] Solarsiedlung by Rolf Disch. Greenline, January 11th, 2008. Verkkodokumentti. Viitattu 2.4.2009. Saatavissa: <http://greenlineblog.com/2008/01/solarsiedlung-by-rolf-disch/>
- [66] SPR-300 Solar Panel. SunPower Corporation. Verkkodokumentti. Viitattu: 13.7.2009. Saatavissa: http://www.sunpowercorp.com.au/downloads/product_pdfs/panels/sp_300wh_en_a4_p_ds.pdf
- [67] Standard Products. United Solar Ovonic LLC. Verkkodokumentti. Viitattu 2.5.2009. Saatavissa: <http://www.uni-solar.com/interior.asp?id=102>
- [68] Suomen rakentamismääräyskokoelma. Ympäristöministeriö. Verkkodokumentti. Viitattu 15.12.2009. Saatavissa: <http://www.ymparisto.fi/rakentamismaaraykset>

- [69] Suomen Tuuliatlas. Työ- ja elinkeinoministeriö. Verkkodokumentti. Viitattu 3.2.2010. Saatavissa: <http://www.tuuliatlas.fi/>
- [70] Sähköhinnasto/ Sähkötaksat Tampereen Sähköverkko Oy:n jakelualueella 1.1.2010 alkaen. Tampereen Sähkölaitos Oy. 11.2.2010. Verkkodokumentti. Viitattu 4.3.2010. Saatavissa: <http://www.tampereensahkolaitos.fi/internet/Yksityisasiakas/S%C3%A4hk%C3%B6n+myynti/Hinnastot.htm>
- [71] Tammelin, B. Suomen tuuliatlas. Helsinki 1991, Ilmatieteenlaitos. 355 s.
- [72] Tiira, E. Sähköpostikeskustelu: Kaatopaikan käyttäytyminen prosessina. 17.8.2009.
- [73] Torcellini, P., Pless, S., Deru, M. & Crawley, D. Zero Energy Buildings: A Critical Look at the Definition. June 2006, National Renewable Energy Laboratory. Verkkodokumentti. Viitattu 10.8.2009. Saatavilla: <http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39833.pdf>
- [74] Transit Buses: Today's Pioneers in Fuel Cell Transportation. U.S. Department of Energy, EERE Project Management Center. Verkkodokumentti. Viitattu 5.10.2009. Saatavissa: http://www1.eere.energy.gov/vehiclesandfuels/features/fcvt_feature_bus.html
- [75] Tuule T 188 - tuulivoimala. Finnwind Oy. Verkkodokumentti. Viitattu 1.3.2010. Saatavissa: <http://www.finnwind.fi/web-content/tuotteet.html>
- [76] Tuulivoimalat. Roaming Oy. Verkkodokumentti. Viitattu 1.3.2010. Saatavissa: <http://www.roaming.fi/tuulivoimala.htm>
- [77] Valtioneuvoston tulevaisuusselonteko ilmasto- ja energiapolitiikasta: kohti vähäpäästöistä Suomea. Valtioneuvoston kanslian julkaisusarja, 28/2009. Verkkodokumentti. Viitattu 21.10.2009. Saatavissa: <http://www.valtioneuvosto.fi/toiminta/tulevaisuusselonteko/>
- [78] Viesmann Werke GmbH & Co KG. Verkkodokumentti. Viitattu 29.4.2009. Saatavissa: <http://www.viessmann.fi/>
- [79] Wilmersdorfer Straße, Freiburg. Solar-Fabrik AG. Saatavissa: http://www.solar-fabrik.de/uploads/pics/1_gross.jpg
- [80] Wilson, R. E. & Lissaman, P. B. S. Applied aerodynamics of wind power machines. NASA STI/Recon Technical Report N. July 1974, Oregon State University. 109 p.

- [81] Windside Products. Oy Windside Production Ltd. Verkkodokumentti. Viitattu 20.1.2010. Saatavissa: <http://www.windside.com/products.html>
- [82] Wärtsilän ainutlaatuinen polttokennoyksikkö saavuttanut erinomaisia tuloksia. Wärtsilä Oyj Abp. Lehistötiedote 22.2.2010. Verkkodokumentti. Viitattu 5.3.2010. Saatavissa: <http://www.wartsila.com/,fi,press,0,pressrelease,FA065BB3-0626-4FD1-889C-6DC2359DF20D,A3DC410D-C245-4996-A79B-8DFF76C99F54,,.htm>
- [83] XW Hybrid Inverter/Charger. Xantrex. Verkkodokumentti. Viitattu 26.2.2010. Saatavissa: http://www.xantrex.com/xw/00_prod-page_inv.html

LIITE 1: KERROSTALOALUEEN TIETOJA

Kerrostaloalueen rakennusten kerrosalat ja pohjapinta-alat kortteittain, sekä aurinkoenergian tuotannossa hyödynnettävät kattopinta-alat ja pintojen auringonsäteilyn vuotuiset energiatiheddet, jotka on jaettu korttelikohtaisesti energiatihedden mukaan enintään viiteen ryhmään.

Kortteli	Kerrosala [m ²]	Pohjapinta-ala [m ²]	Kattopinta-alat [m ²]					Energiatiheddet [kWh/m ²]				
			1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	14500	3355	605	484	214	2285		1158	1076	991	908	
2	13300	2972	605	478	188	1528		1087	970	930	907	
3	6300	1448	303	217	188	844		1047	970	940	907	
4	10100	2118	454	609	1212			1053	921	907		
5	7700	1809	303	228	1052			1053	921	907		
6	1500	1524	1524					905				
7	9000	2118	454	391	1212			1151	1016	907		
8	9000	2118	454	391	1212			1149	1017	907		
9	8000	2016	306	365	949	424		1009	993	937	933	
10	9900	2498	1681	202	651			999	933	903		
11	10700	3161	1071	636	459	601	438	991	981	949	942	904
12	16500	3801	730	1824	1298			999	992	941		
13	5000	1266	766	520				993	942			
14	10000	2028	1129	827				991	944			
15	5000	2331	487	1655	222			993	936	926		
16	9850	1800	151	151	454	990		1134	1041	1028	908	
17	19600	9800	1116	6218	585			907	899	887		
18	20000	10137	6530	3606				908	897			
19	2850	1088	365	182	185	368		993	950	942	916	
20	5250	2579	595	731	735	365		949	937	916	904	

LIITE 2: TIIVIS-MATALA-ALUEEN TIETOJA

Tiivis-matala-alueen rakennusten kerrosalat ja pohjapinta-alat kortteleittain, sekä aurinkoenergian tuotannossa hyödynnettävät kattopinta-alat ja pintojen auringonsäteilyn vuotuiset energiatiheddet, jotka on jaettu korttelikohtaisesti energiatihedden mukaan enintään viiteen ryhmään.

Kortteli	Kerrosala [m ²]	Pohjapinta-ala [m ²]	Kattopinta-alat [m ²]					Energiatiheydet [kWh/m ²]				
			1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	2800	1439	201	500	18	392	357	1014	1006	1006	976	909
2	2500	1340	464	245	502	156		1013	1010	1006	893	
3	2500	1585	510	472	278	357		1012	1012	1006	981	
4	3300	1550	520	382	286	392		1012	987	981	934	
5	4100	2074	571	857	201	143	344	1010	986	981	980	916
6	1900	930	408	540				1013	910			
7	3800	1890	1214	357	357			1013	987	904		
8	4700	2310	357	999	500	214	286	991	989	986	913	911
9	1900	980	286	286	428			1013	912	911		
10	2600	1330	143	357	857			1011	942	936		
11	3000	1680	428	500	286	500		1011	996	992	959	
12	4900	2463	214	357	500	150	1292	1012	1004	961	931	906
13	4000	1960	785	357	214	643		1013	927	919	905	
14	1200	630	500	143				1014	976			
15	2800	1400	428	357	643			1013	1011	976		
16	3800	1459	598	571	88	153	78	1013	1012	928	911	898
17	2100	1105	306	428	123	269		1011	953	926	914	
18	4300	2190	803	143	286	357	359	1010	953	945	933	925
19	2500	1260	428	571	286			1014	1013	932		
20	2800	1400	286	286	571	143	143	1013	1010	1009	933	932
21	1500	770	357	428				1013	947			
22	1900	1028	295	286	468			1014	1013	931		
23	5100	2568	643	119	1202	463	192	1012	986	927	912	873
24	2800	1423	357	500	435	160		1012	923	912	881	
25	2200	1080	388	286	428			1013	1008	923		
26	4900	2450	571	643	571	428	286	1012	1004	952	937	921
27	5600	2800	1285	286	571	286	428	1009	982	958	923	907
28	2100	1070	377	286	428			1013	908	917		
29	3000	1489	357	412	571	178		1013	955	933	894	
30	2900	1510	326	571	643			1004	932	905		

LIITE 3: PIENTALOALUEEN TIETOJA

Pientaloalueen rakennusten kerrosalat ja pohjapinta-alat kortteleittain, sekä aurinkoenergian tuotannossa hyödynnettävät kattopinta-alat ja pintojen auringonsäteilyn vuotuiset energiatiheddet, jotka on jaettu korttelikohtaisesti energiatihedden mukaan enintään viiteen ryhmään.

Kortteli	Kerrosala [m ²]	Pohjapinta- ala [m ²]	Kattopinta-alat [m ²]					Energiatiheydet [kWh/m ²]				
			1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	4200	2100	571	286	857	286	143	1013	1010	1005	934	913
2	6160	3080	714	286	857	999	286	1014	1008	1005	997	953
3	4760	2380	571	143	428	1285		954	933	918	913	
4	4200	2100	286	286	143	428	999	1008	1004	976	968	960
5	4400	2200	405	612	612	612		1004	997	964	951	
6	5600	2800	204	408	408	1428	408	1010	995	982	965	915
7	2400	1200	204	408	612			973	959	929		
8	7600	3800	816	204	204	1428	1224	1012	996	956	929	911
9	2400	1200	612	612				1013	957			
10	2960	1480	204	551	408	204	143	1013	998	975	957	946
11	4400	2200	408	204	204	1428		1014	1010	1004	935	
12	2400	1200	612	408	204			1013	995	968		
13	5080	2540	408	408	816	755	204	1012	998	965	949	914
14	3600	1800	204	204	204	408	816	1014	1009	970	968	933
15	4000	2000	612	408	816	204		1007	997	971	965	
16	3360	1680	286	571	857			1006	946	935		
17	2520	1260	143	286	143	143	571	1013	1002	995	985	949

LIITE 4: TARKASTELUALUEIDEN HAVAINNEKUVAT

Ylimpänä pientaloalue, keskellä tiivis-matala-alue ja alhaalla kerrostaloalue.
Kuviin on merkitty aurinkoenergian laskemisessa käytetty rakennusten ryhmittely.

