SUUREN KOKOLUOKAN AURINKOVOIMALAN SUUNNITTELU JA KUSTANNUSTEN LASKENTA

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT

Sähkötekniikan diplomityö

2022

Markus Nevalainen

Tarkastajat: Professori Jero Ahola

TkT Antti Kosonen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT

LUT Energiajärjestelmät

Sähkötekniikka

Markus Nevalainen

Suuren kokoluokan aurinkovoimalan suunnittelu ja kustannusten laskenta

Sähkötekniikan diplomityö

2022

75 sivua, 22 kuvaa, 5 taulukkoa ja 4 liitettä

Tarkastajat: Professori Jero Ahola ja TkT Antti Kosonen

Avainsanat: Aurinkopaneeli, Aurinkovoima, Sähköntuotanto, Uusiutuva energia

Tässä diplomityössä suunnitellaan suuren kokoluokan aurinkovoimala ja lasketaan sen kustannukset. Työn tavoite on selvittää Hituran kaivosalueen sopivuus aurinkovoimalan rakentamiseksi. Alueen vahvuudet ja heikkoudet selvitetään. Tehdään kustannuslaskelmat aurinkovoimalan koko elinajalle, mistä saadaan aurinkovoimalan sähköntuotantokustannukset.

Ensimmäiseksi selvitetään valosähköisen ilmiön toimintaperiaate ja kuinka sitä hyödyntäen saadaan tehtyä aurinkopaneeli. Käydään läpi erilaiset kennomateriaalit aurinkopaneeleille ja kuinka yksi- ja kaksipuoleiset aurinkopaneelit eroavat toisistaan. Selvitetään eri asennustapoja aurinkopaneeleille ja selvitetään niiden vahvuudet ja heikkoudet.

Alueesta selvitettiin sijainnin, maaperän ja maanmuotojen vaikutukset aurinkovoimalan rakentamiseen. Sijainti vaikuttaa auringonsäteilyn suhteen sekä lähistöltä tulisi löytyä tarvittava infrastruktuuri. Maaperän tulee mahdollistaa aurinkopaneelien asennus, sekä sen pölyisyyden ja kasvuston vaikutus tuotantoon. Maanmuodot vaikuttavat aurinkopaneelien sijoittamiseen sekä paneelien varjostamiseen. Alue todettiin sopivaksi. Simuloinnin avulla selvitettiin aurinkovoimalan tuotanto alueella erilaisilla aurinkopaneelikokoonpanoilla.

Kustannuslaskelmat toteutettiin simulaatioiden ja aikaisempien tutkimusten pohjalta. Kustannuslaskelmien avulla saatiin selvitettyä aurinkopaneelikokoonpano, millä oli pienimmät elinaikaiset sähköntuotantokustannukset. Laskettiin pienimmät ja suurimmat tuotantokustannukset aurinkovoimalalle sekä verrattiin niitä lukuja historiallisiin ja nykyisiin sähkönhintoihin.

Aurinkovoimalan sijoittamisen Hituran kaivosalueelle todettiin taloudellisesti kannattavaksi nykyisten sähkönhintojen aikana. Tulevaisuuden hintojen arviointi todettiin mahdottomaksi, sillä poliittinen tilanne on epävarma.

ABSTRACT

Lappeenranta–Lahti University of Technology LUT

School of Energy Systems

Electrical Engineering

Markus Nevalainen

Planning and calculating finances of large scale solar powerplant

Master's thesis

2022
75 pages, 22 figures, 5 tables and 4 appendices
Examiners: Professor Jero Ahola, D.Sc. Antti Kosonen

Keywords: Electricity generation, Renewable energy, Solar panel, Solar power

In this master's thesis a new large scale solar powerplant is planned and also finances of that plant are calculated. Goal for this thesis is to find out if it's reasonable to build solar power plant into Hitura quarry. Pros and cons are researched and calculation of lifetime costs is made.

Firstly photovoltaic effect is examined and how solar panels use that effect. Different types of cell materials are defined and also figured out differences between monofacial and bifacial panels. Different types of installation styles of solar panels are figured out and what are their pros and cons.

Area is evaluated by its location, soil and shape of ground. Location affects amount of solar radiation and also important infrastructure should be close. Soil needs to able to withstand installing of solar panels. Also soil shouldn't be very dusty and it's better to not have any plants growing. Shape of ground affects locations of solar panels and it can make shadows on panels which decreases production. Area was discovered suitable for solar power plant. Production of different types of solar panel installations on power plant was simulated.

Calculations of finances were done with the help of simulations and also used studies of solar power plant costs. Ideal type of solar panel installation was found with the help of financial calculations. After that range for levelized costs of electricity was calculated and compared with current and historical electricity prices.

Building a solar power plant into Hitura quarry was found profitable with current electricity prices. Estimating future electricity prices was found impossible because of current political situation.

KIITOKSET

Tutkielman valmistuminen viivästyi tutkielmaan liittyvistä sekä liittymättömistä syistä. Kiitokset Kim Tahkoniemelle ja TM Voima -konsernille kärsivällisyydestä sekä heidän antamasta mahdollisuudesta toteuttaa työ. Kiitokset työnaikaisesta tuesta. Kiitos ohjaajalle Jero Aholalle kärsivällisyydestä ja tukemisesta työn tekemiseen.

SISÄLLYSLUETTELO

Tiivistelmä
Abstract
Kiitokset
Symboli- ja lyhenneluettelo

1. Johdanto ... 9
2. Aurinkovoima ... 10
   2.1 Aurinkovoiman teoria ... 11
   2.2 Aurinkovoima Suomessa ... 16
      2.2.1 Aurinkovoiman vahvuudet ... 17
      2.2.2 Aurinkovoiman heikkoudet ... 19
   2.3 Aurinkopaneelit ... 21
      2.3.1 Aurinkokennomateriaalit ... 22
      2.3.2 Yksipuoliset aurinkopaneelit ... 22
      2.3.3 Kaksipuoliset aurinkopaneelit ... 23
   2.4 Aurinkopaneelien asennustapa ... 24
      2.4.1 Asennuskohde ... 24
      2.4.2 Kiinteäasenteiset aurinkopaneelit ... 26
      2.4.3 Aurinkoa seuraavat ... 29
3. Aurinkovoimalan suunnittelu ... 32
   3.1 Alue ... 32
      3.1.1 Maasto ... 33
      3.1.2 Maanrakenne ... 34
      3.1.3 Sijainti ... 35
   3.2 Aurinkopaneelit ... 37
      3.2.1 Paneelityyppi ... 37
      3.2.2 Asennustapa ... 39
   3.3 Aurinkovoimalan teho ... 41
   3.4 Aurinkovoimalan sähköistys ... 43
      3.4.1 Kaapelointi ... 44
      3.4.2 Invertterit ... 45
      3.4.3 Sähköverkkoon liittäminen ... 45
   3.5 Simulointi ... 46
      3.5.1 Simulointi PVGIS-ohjelmistolla ... 47
      3.5.2 Simulointi PVsyst-ohjelmistolla ... 50
      3.5.3 Johtopäätökset simuloinnista ... 53
4. Aurinkovoimalan kustannuslaskelmat ... 55
   4.1 Kustannukset ... 55
   4.2 Tuotot ... 58
   4.3 Laskelmat ... 59
5. Johtopäätökset ... 67
   5.1 Alue ... 67
   5.2 Paneelityypit ja asennustapa ... 68
   5.3 Kustannuslaskelmat ... 68
6. Yhteenveto ... 70
Lähteet ... 71

Liitteet

Liite 1. Canadian Solar HiKu CS3W-420P Data Sheet

Liite 2. Canadian Solar BiHiKu CS3W-410PB-AG Data Sheet

Liite 3. PVGIS-ohjelmiston simulointitulokset

Liite 4. Maa-asenteisen aurinkovoimalan keskiarvoiset rakentamiskulut Euroopassa

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Roomalaiset

A	aurinkopaneelin käyttämä maa-ala	[m^2]
D	aurinkopaneelien väli	[m]
E_t	voimalan vuoden sähköntuotanto	[MWh]
F_t	voimalan vuoden polttoainekulut	[€]
H_s	auringon kulma maanpinnasta	[°]
I_t	voimalan vuoden investointikustannukset	[€]
L	aurinkopaneelin korkeus	[m]
M_t	voimalan vuoden ylläpitokustannukset	[€]
n	voimalan laskettu elinikä	[v]
r	diskonttauskorko	[%]
x	aurinkopaneelin maansuuntainen kateetti	[m]

Kreikkalaiset

α	aurinkopaneelin kallistus	[°]
φ	leveysaste	[°]

Alaindeksit

p	pätöteho
t	vuosi

Lyhenteet

CSP	Keskittävä aurinkovoima (Concentrated Solar Power)
DC	Tasavirta (Direct Current)
LCOE	Elinkaaren ajalta laskettu tuotantokustannus (Levelized Cost of Energy)
PPA	Sähkönostosopimus (Power Purchase Agreement)

1. JOHDANTO

Tutkimuksen aiheena on suuren kokoluokan aurinkovoimalan rakentaminen ja tutkiminen onko se taloudellisesti kannattavaa. Aurinkovoiman hinnat ovat lähivuosina pudonneet ja yhteiskunnat siirtyvät yhä enemmän uusiutuvaan energiaan perustuviksi. Uusiutuvan energian avulla saadaan vähennettyä kasvihuonepäästöjä ja muita ilman epäpuhtauksia. Aurinkovoima on tällä hetkellä Suomessa vielä marginaalisessa asemassa, mutta tulevaisuudessa tulee olemaan suuressa osassa sähköntuotantoa.

Aiemman tutkimuksen mukaan Suomessa aurinkovoimalla saadaan tuotettua vuotuisesti keskimääräisesti vain hieman huonommin kuin keski-Euroopassa. Suomessa on tästä huolimatta aurinkovoiman tuotanto vielä marginaalisessa asemassa. Tässä tutkielmassa selvitetään suuren kokoluokan aurinkovoimalan taloudellinen kannattavuus.

Tällä hetkellä aurinkovoima on usean tutkimuksen kohteena. Tämä tutkielma keskittyy tietylle alueelle Pohjanmaalla, mitä ei ole aikaisemmin tutkittu tähän käyttöön. Alueesta selvitetään vahvuudet ja heikkoudet aurinkovoimalan käyttöön. Lisäksi Suomessa suuren kokoluokan aurinkovoimaloita ei ole vielä suuria määriä.

Tutkimuksen tavoitteena on selvittää Hituran kaivosalueen sopivuus aurinkovoimalan rakentamiseen ja onko se taloudellisesti kannattavaa. Tässä työssä selvitetään alueen sijainnin toimivuus aurinkovoimalalle ja sen maaperän muotojen sekä maanpinnan materiaalin sopivuus aurinkovoimalalle. Tutkielmassa selvitetään aurinkovoiman toimintaperiaate ja aurinkovoiman eri muodot. Voimalaa suunnitellessa valitaan sopiva aurinkopaneelityyppi sekä asennustapa. Kustannuslaskelmissa selvitetään voimalan kustannuksia ja tuottoa. Kustannuslaskelmat toteutetaan simulointien perusteella saatavan sähköntuotannon avulla. Aurinkovoimalalle lasketaan elinaikaiset tuotantokustannukset, mitä verrataan historialliseen ja tämän hetken sähkönhintoihin. Näiden perusteella saadaan selvitettyä alueen sopivuus suuren kokoluokan aurinkovoimalan rakentamiselle.

2. AURINKOVOIMA

Aurinkovoima on uusiutuvaa energiaa ja tuottaessaan sähköä se ei tuota ollenkaan kasvihuonepäästöjä. Aurinkovoima on sähköntuotantomenetelmä, jolla tuotetaan sähköä auringon säteilyn avulla. Aurinko tuottaa sähkömagneettista säteilyä, josta pieni osa päätyy maapallolle. Sähkömagneettinen säteily aiheuttaa jännite-eron aurinkokennolla. Kuvassa 2.1 on Suomessa katolle asennettu aurinkovoimala.

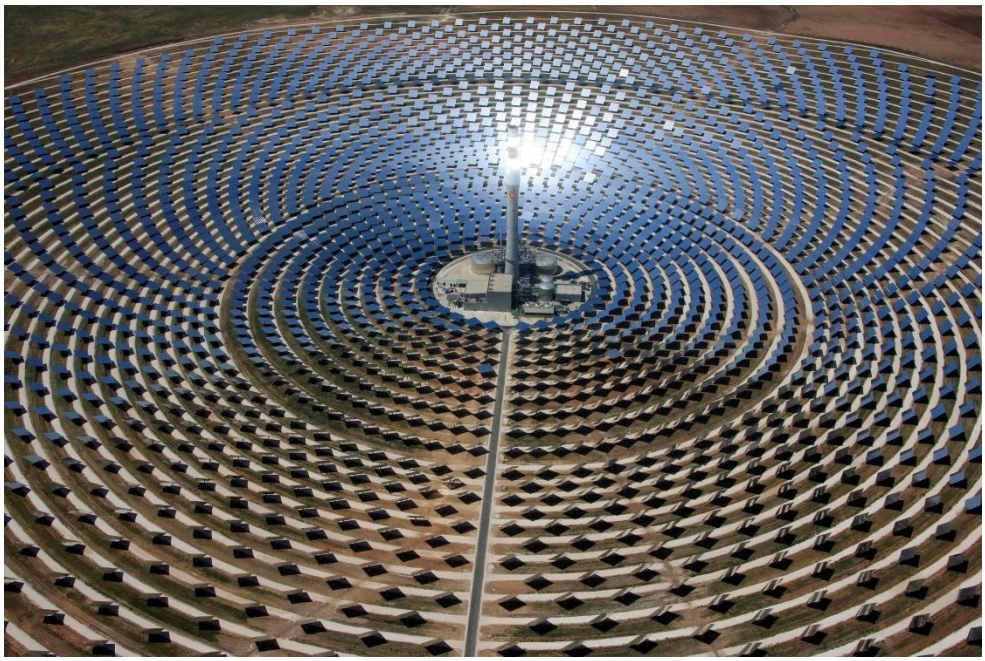
Kuva 2.1. Aurinkovoimala (Helen)

Nykypäivänä aurinkovoima on kokonaissähköntuotannosta maailmalla vielä hyvin marginaalinen sähköntuotantomenetelmä, vuonna 2019 aurinkovoimalla tuotettiin 3,1 % maailman sähköntuotannosta (Bojek, Bahar 2021). Aurinkovoiman tuotantomäärät ja voimaloiden lukumäärät tosin kasvavat vuosittain kiihtyvään tahtiin. Aurinkovoima onkin ollut nimellisteholtaan eniten asennettu sähköntuotantomenetelmä maailmalla jo usean vuoden ajan (Irena 2021). Aurinkovoiman kasvihuonepäästöt tulevat käytännössä pelkästään voimaloiden rakentamisesta ja aurinkopaneelien valmistuksesta sekä niihin vaadittavien materiaalien tuottamisesta ja käsittelystä, mutta aurinkovoima ei tuota suoraan yhtään päästöjä tuottaessaan sähköenergiaa (Resch). Täten aurinkovoima on suhteellisen päästötöntä, mutta ei täysin päästötöntä. Ilmastoystävällisyys onkin yksi aurinkovoiman parhaimmista puolista, mikä on auttanut sen rakentamisen lisääntymiseen. Aurinkovoiman sähköntuotantokustannukset ovat myös pienentyneet lähivuosina. Nykypäivänä suuressa osassa maailmaa saadaan pienimmät sähköntuotantokustannukset aurinkovoimalla, mikä on yksi pääasiallisista syistä sen lisääntymiseen (Lazard 2021a).

2.1 Aurinkovoiman teoria

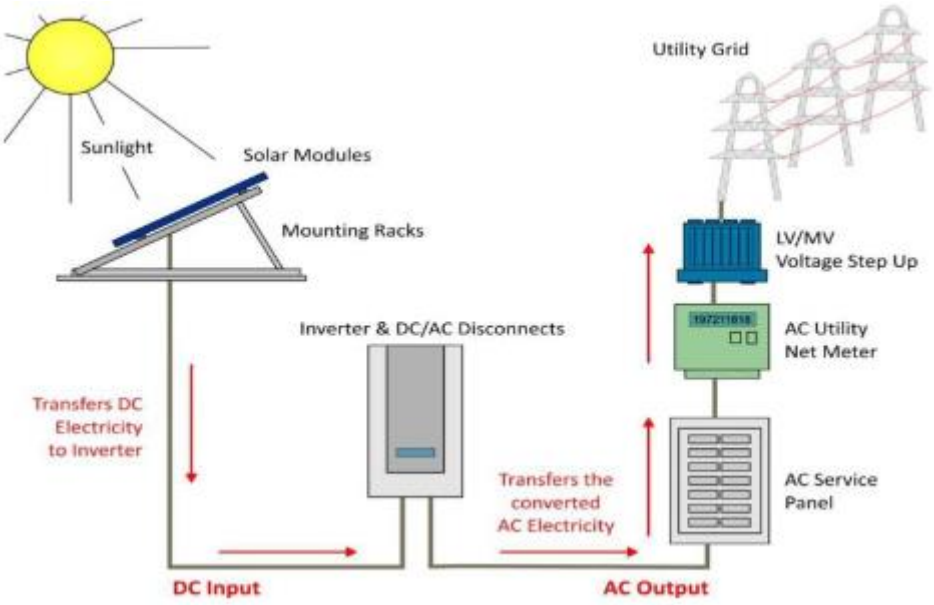
Aurinko tuottaa valtavat määrät energiaa, josta sähkömagneettisena säteilynä tulee maapallolle murto-osa sen kokonaan tuottamasta energiasta. Maapallolle tuleva energia on silti ihmisten käyttämään energiaan suhteutettuna valtava. Tunnin aikana auringosta tuleva energia maapallolle riittäisi täyttämään koko ihmiskunnan vuoden sähkönkulutuksen maapallolla (Mackay 2015).

Aurinkovoiman toteutusmenetelminä on nykypäivänä pääasiassa käytössä kaksi erilaista tekniikkaa, toisessa peileillä kohdistetaan auringon säteilyä ja toisessa aurinkopaneeleilla kerätään suoraan auringonsäteilyn fotoneita, jotka saavat aikaan puolijohteessa jännite-eron, joka synnyttää virran. Peileillä kohdistettu säteily voidaan muuttaa sähköenergiaksi joko kohdistamalla säteily aurinkopaneelille, jolloin paneeliin kohdistuva säteilyn määrä kasvaa huomattavasti, tai keräämällä auringon säteilyn tuottamaa lämpöä. Auringon säteilyn tuottama lämpö kerätään tyypillisesti lämmönvaihtimen avulla sulasuolaan, minkä lämpö voidaan muuntaa sähköenergiaksi tarpeen mukaan. Lämmön avulla tuotetaan sähköenergiaa samalla tavalla kuin perinteisesti polttovoimalaitoksissa. Ensiksi höyrystetään vettä, jolloin muodostuva höyry pyörittää turbiinia mikä on yhteydessä generaattoriin ja generaattori muuntaa liike-energian sähköksi. Tämän kaltaista sähköntuotantotapaa kutsutaan keskittäväksi aurinkovoimaksi, lyhenteenä käytetään CSP (engl. Concentrated Solar Power). CSP:n yksi vahvuus aurinkopaneeleihin nähden on sen kyky varastoida lämpöenergiaa, jolloin sähköä voidaan myös tuottaa hetkinä, kun auringonsäteilyä ei aurinkovoimalalle tule. Lämpöenergian varastoinnin hyödyt ovat tosin häviämässä, sillä akkujen hinnat ovat laskussa, joten aurinkopaneeleillakin tuotetun sähkön varastointi onnistuu kustannustehokkaasti. Nykypäivänä suurin osa aurinkovoimasta on kuitenkin aurinkopaneeleihin perustuvaa eikä keskittävää aurinkovoimaa, sillä CSP:llä tuotetun sähköenergian tuotantokustannukset ovat aurinkopaneeleilla tuotettuun sähköön nähden korkeat. Tämä tutkielma keskittyy aurinkopaneeleilla tuotettuun sähköön ilman peileillä kohdistettua säteilyä. Kuvassa 2.2 on keskittävä aurinkovoimala, missä on tuhansia peilejä keskittämässä auringonsäteilyn energiaa keskellä sijaitsevaan keräimeen. (Resch). (Deign 2014).



Kuva 2.2. Keskittävä aurinkovoimala- Peilit keskittävät auringonsäteilyn keskellä olevaan keräimeen. (Deign 2014).

Kuvassa 2.2 on keskittävä aurinkovoimala, jossa auringonsäteilyä kerätään keskellä olevaan lämmönvaihtimeen. Aurinkopaneeleihin perustuvien aurinkovoimaloiden toimintaperiaate eroaa CSP-tyyppisestä aurinkovoimalasta. Kuvassa 2.3 nähdään aurinkopaneeleihin perustuvan aurinkovoimalan toimintaperiaate ja sen eri komponentit.

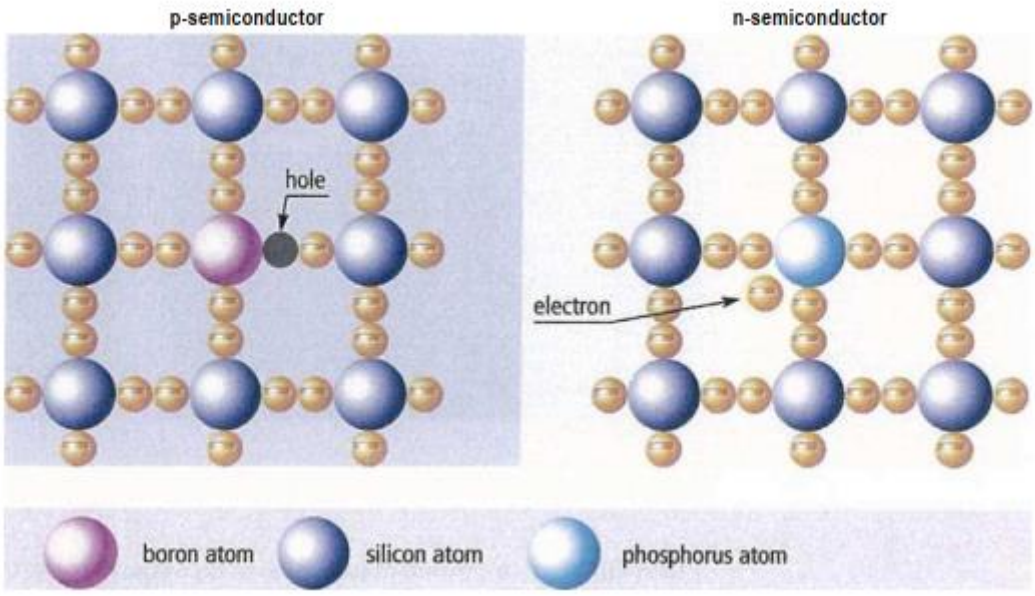


Kuva 2.3. Aurinkopaneeleihin perustuvan aurinkovoimalan rakenne. (Hindocha, Shah 2020).

Aurinkopaneeleihin perustuvan aurinkovoimalan rakenne nähdään kuvassa 2.3. Aurinkopaneelit on asennettuna asennustelineisiin ja kallistettuna aurinkoon päin, jonka seurauksesta ne tuottavat tasajännitettä auringonsäteilyn avulla. Invertterin avulla tasajännite vaihtosuunnataan vaihtojännitteeksi. Vaihtojännite ohjataan keskuksien ja mittarien kautta muuntajalle, jossa vaihtojännitteen arvoa nostetaan suurjännitteeksi. Muuntajan suurjännitepuoli kytketään siirto- tai jakeluverkkoon, jolloin sähkö saadaan siirrettyä kyseisen sähköverkon avulla toiseen kohteeseen käytettäväksi.

Aurinkopaneelit perustuvat valosähköiseen ilmiöön (Photoelectric Effect). Aurinkopaneeli perustuu puolijohteisiin, joista yleisimpänä materiaalina käytetty pii on myös yleisin materiaali aurinkopaneelin kennon valmistukseen. Pii-atomilla on neljä elektronia uloimmalla kuorella mitkä mahdollistavat kemiallisten sidosten muodostamisen. Näitä elektroneja kutsutaan valenssielektroneiksi. Pii-atomit pystyvät täten tekemään kaksinkertaisen kovalenttisen sidoksen naapuriatomien kanssa. Jokainen piiatomi pystyy tekemään kyseisen sidoksen neljän piiatomin kanssa, jolloin uloimmalle elektronikuorelle saadaan 8 elektronia. Kun piin uloimmalla elektronikuorella on 8 elektronia, saadaan erittäin vakaa materiaali, mikä ei ole kykenevä sähköntuotantoon. (DGS 2008, 19).

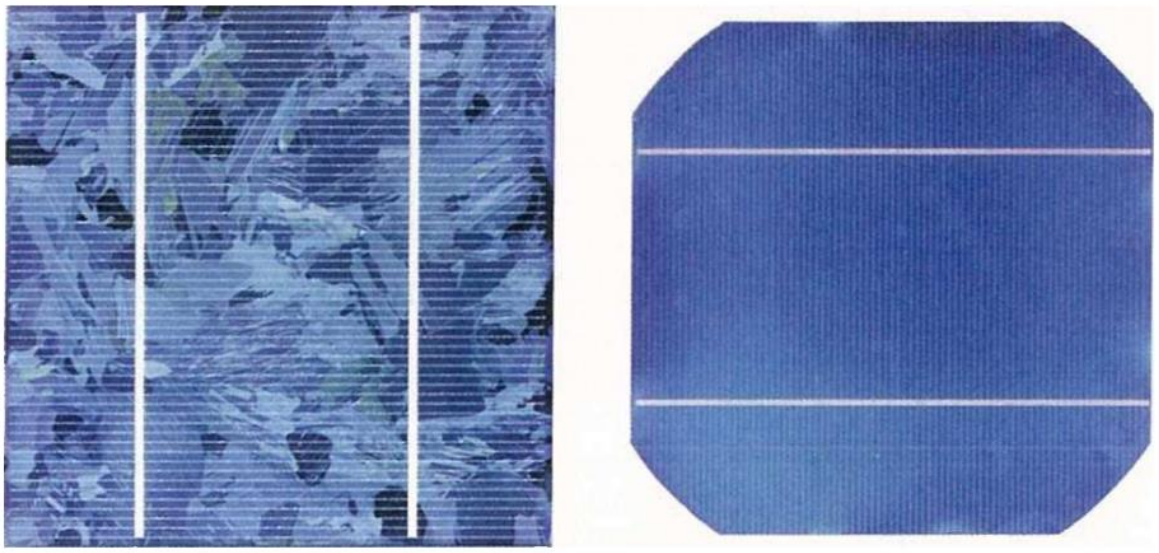
Pii-kiteeseen tarkoituksella sekoitetaan toisia alkuaineita, joilla valenssielektroneja on yksi enemmän tai vähemmän kuin piillä, jolloin materiaaliin tulee ylimääräisiä elektroneja tai aukkoja. Esimerkkinä alkuaineet boori ja fosfori. Boorilla on uloimmalla kuorella 3 elektronia ja fosforilla 5. Kuvassa 2.4 on pii-kristallin molekyylinen rakenne, johon on sekoitettuna boori- ja fosfori-atomeita. (DGS 2008, 20).



Kuva 2.4. Pii-kristallin elektronit ja aukot, kun materiaaliin lisätty booria ja fosforia (DGS 2008, 20).

Kuvassa 2.4 nähdään aineen kiderakenteeseen syntyvät aukot ja ylimääräiset elektronit, kun piihin lisätään booria tai fosforia. Booria lisättäessä saadaan materiaaliin aukkoja, jolloin kyseinen sekoitus sopii aurinkokennoon p-tyypin puolijohteeksi. Fosforia lisättäessä saadaan materiaaliin ylimääräisiä elektroneja, jolloin kyseinen sekoitus sopii aurinkokennoon n-tyypin puolijohteeksi. Liittämällä p- ja n-tyypin puolijohteet saadaan pn-liitos. Pn-liitoksen nimi tulee positiivisesta ja negatiivisesta. P-tyypin puolijohteessa on aukkoja, jolloin se on positiivinen puoli. N-tyypin puolijohteessa on ylimääräisiä elektroneja, jolloin se on negatiivinen. (DGS 2008, 20–21).

Aurinkopaneelissa usein n-tyypin puolijohde on aurinkoon päin ja p-tyypin puolijohde on aurinkopaneelin takapuolella (DGS 2008, 21). Auringon säteilyn fotonit saavat elektronit liikkeelle aiheuttaen jännite-eron pn-liitoksen eri puolille. Yhdistämällä pn-liitoksen eri puolet johtimen avulla saadaan luotua virtapiiri. Pn-liitoksen tuottama jännite-ero saa sähkövirran kulkemaan virtapiirin kautta. Virtapiirissä n-tyypin puolijohteesta siirtyy elektroneja p-tyypin puolijohteeseen. Virta liikkuu virtapiirissä positiivisesta negatiiviseen, eli p-tyypin puolijohteesta n-tyypin puolijohteeseen. Kuvassa 2.5 on esitettynä aurinkopaneelin kennon etupuoli.



Kuva 2.5 Aurinkopaneelin kennon etupuoli. Vasemmanpuoleinen kenno on tehty monikiteisestä piistä ja oikeanpuoleinen yksikiteisestä piistä. (DGS 2008, 32)

Aurinkopaneelin kennon etupuolella kulkee johtimet, minkä avulla saadaan luotua virtapiiri. Johtimien tulisi mahdollisimman vähän estää auringonsäteilyn pääsemistä itse puolijohteelle, jotta johtimien aiheuttamat tuotantohäviöt pysyisivät mahdollisimman pieninä. Johtimien tulisi myös mahdollisimman laajasti ja tiheästi peittää kennoa, jotta aurinkokennon synnyttämä jännite saataisiin siirrettyä tehokkaasti. Kennon takapuolen johtimien suunnittelussa ei tarvitse auringonvalon estämistä huomioida.

Aurinkopaneelit koostuvat useista kennoista. Kennoja kytkemällä sarjaan saadaan aurinkopaneelin tuottamaa jännitettä nostettua. Jos kennot kytketään rinnakkain, saadaan aurinkopaneelin tuottamaa virtaa nostettua. Tyypillisesti kennot on kytketty aurinkopaneelissa sarjaan, jotta saadaan tarpeeksi suuri jännite. Aurinkopaneelissa voi mallista riippuen olla näitä aurinkokennojen sarjoja rinnakkain. Aurinkokennojen sarjaan kytkennällä on suuri heikkous varjostumisten suhteen, sillä vain yhden kennon varjostaminen riittää pudottamaan koko kennoston tuottaman virran varjostetun kennon mukaisesti. Tältä voidaan välttyä asentamalla ohitusdiodit, jonka kautta kyseisissä tapauksissa saadaan ohitettua varjostuneet kennot. (DGS 2008, 90)

2.2 Aurinkovoima Suomessa

Aurinkovoima on Suomessa vielä hyvin marginaalinen sähköntuotantomenetelmä, vuonna 2020 aurinkovoimalla tuotettiin vain 0,4 % koko Suomen sähköntuotannosta (Energiavirasto 2021). Vaikka Suomi sijaitsee suhteellisesti todella pohjoisessa, niin vuoden tuotantopotentiaali pinta-alaa kohden on lähes sama kuin keski-Euroopassa. Suomessa aurinkovoimaloiden tuotanto painottuu vahvasti kesälle. Marraskuun ja helmikuun välillä aurinkovoimaloiden tuotanto on käytännössä olematonta. Suomessa auringonsäteilyn vuosittainen määrä on noin 900 kWh/m^2. Maapallolla aurinkovoiman suhteen parhaimmissa sijainneissa auringonsäteilyn vuosittainen määrä on noin 2500 kWh/m^2, joten tästä jäädään reilusti jälkeen. Suomen kylmä ilmasto parantaa aurinkopaneeleiden hyötysuhdetta, mikä nostaa paneeleiden vuosittaista tuotantoa suhteessa lämpimämpiin maihin. Kylmemmän ilmaston ansiosta paneeleiden vuosituotannon ero Suomen ja lämpimämpien maiden kesken ei ole aivan niin suuri kuin maanpinnalle tulevan säteilyn puolesta voisi arvioida. (Kosonen, Breyer 2022).

Aurinkovoimaloiden rakentamista Suomessa tuetaan valtion toimesta uusiutuvan energian investointituella. Suurimman osan investointituista myöntää Business Finland ja suuremmat, yli 5 miljoonaa euroa, maksavat investointituet myöntää Työ- ja elinkeinoministeriö. Aurinkovoimaloille voidaan saada maksimissaan 20 % investointituki koko projektin hinnasta. Yli 5 MW tavanomaisen teknologian, johon aurinkovoima kuuluu, sähköntuotantoprojekteja ei tueta. Tällä on iso vaikutus suuren kokoluokan aurinkovoimalan investoinnin tuottavuuteen. Uuden teknologian ratkaisuissa investointituki voi myös ylittää 5 MW sähköntuotantoprojektit. Takuuhintaa valtion toimesta aurinkovoimalalla tuotettuun sähköön ei ole saatavissa Suomessa. (TEM 2022).

Yksityisten tahojen kanssa voidaan tehdä PPA-sopimuksia (Sähkönostosopimus, engl. Power Purchase Agreement), joka tarkoittaa pitkäaikaista sähkönostosopimusta sovittuun hintaan. PPA-sopimukset ovat Suomessa yleisiä tuulivoimantuottajien ja sähkönostajien välillä, mutta myös aurinkovoimalla tuotettuun energiaan PPA-sopimukset ovat yleistymässä. PPA-sopimukseen sisältyy mm. sopimuksen kesto, sähkön hinta, sähkön myyntimäärä ja -profiili. Suurin hyöty PPA-sopimuksesta molemmille osapuolille on sähkön hinnan ennustettavuus. Aurinkovoimalaan sijoittaville sähkön hinnan sopimisen avulla voidaan arvioida tarkemmin voimalan taloudellinen kannattavuus ennen rakentamista. (STY 2019).

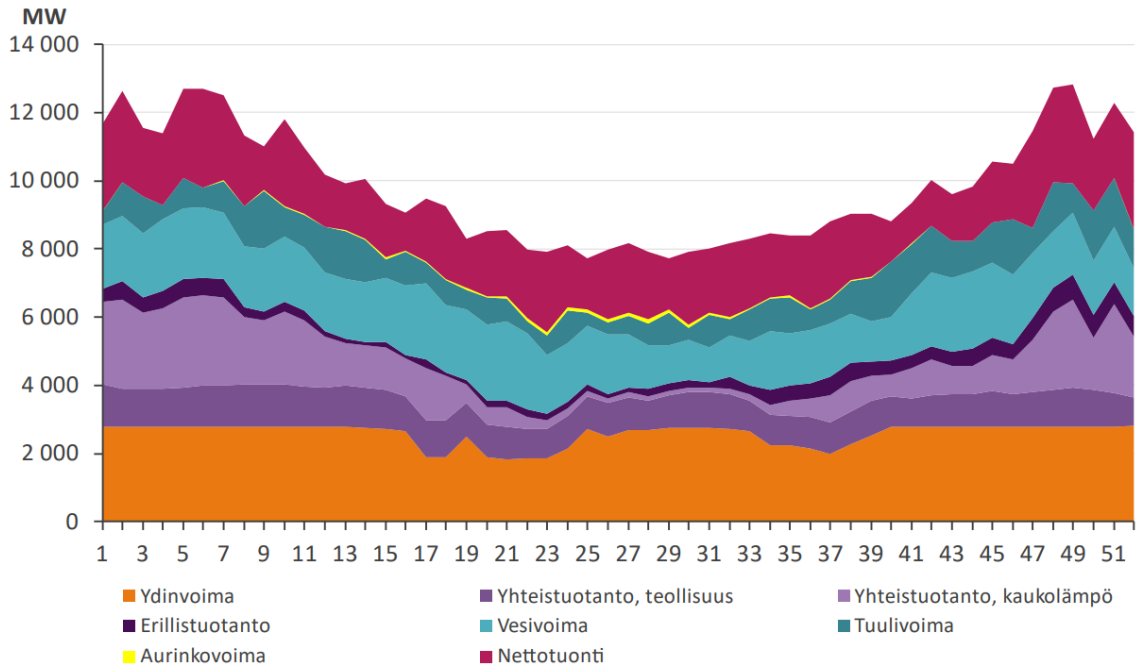
Kokonaisteho aurinkovoimalle Suomessa oli vuoden 2020 lopussa 293 MW. Tästä määrästä 91 MW rakennettiin vuonna 2020, joten aurinkovoiman rakentaminen on suuressa kasvussa Suomessa (Energiavirasto 2021). Aurinkovoiman kokonaistehosta ei ole esitetty tavoitteita, mutta arvioidaan aurinkovoiman vuosituotannon olevan noin 1,1 TWh vuonna 2030, tämä vastaisi noin 1200 MW rakennettua tehoa (TEM 2019). Jos nykyisen kaltainen kasvuvauhti aurinkovoimaloiden rakentamisen kasvun suhteen jatkuu, niin aurinkovoiman kokonaisteho Suomessa tulee ylittämään nämä arviot reilusti vuonna 2030.

2.2.1 Aurinkovoiman vahvuudet

Aurinkovoiman suurin vahvuus on sen käytännössä rajaton määrä energiaa, mitä muuntaa sähköksi. Maapallolle tulee auringosta 14,5 sekunnissa sama määrä energiaa kuin mitä ihmiskunta käyttää vuorokaudessa. (Kosonen et al. 2022).

Aurinkovoimalat ovat nykypäivänä lähes huoltovapaita, suurimpana huoltokuluna on invertterien uusiminen vähintään kerran aurinkovoimalan elinaikana, sillä niiden elinikä on noin 15 vuotta. Muuten aurinkovoimalan kustannukset tulevat lähes kokonaan voimalan rakentamisesta. Aurinkopaneelien hinta laskee vuosittain ja Aurinkovoima onkin nykypäivänä yksi halvimmista sähköntuotantomenetelmistä. Nykytutkimusten mukaan aurinkovoima on tulevaisuudessa yksi yleisimmistä sähköntuotantomenetelmistä.

Tuotantohetket aurinkovoimalla eroavat suuresti tuulivoiman tuotantohetkistä. Tuulivoima tuottaa heikoiten kesällä ja parhaiten talvella, kun taas aurinkovoima tuottaa suurimman osan energiastaan kesäaikana. Tuulivoiman tuotanto ei tosin vaihtele yhtä radikaalisti vuodenajan ja vuorokaudenajan suhteen. Kuvassa 2.6 esitetään Suomen vuoden 2021 keskimääräiset viikkotehot eri sähköntuotantomenetelmille sekä sähköntuonnille.



Kuva 2.6. Suomen sähköntuotannon ja -tuonnin viikkokeskitehot vuonna 2021. (Energiateollisuus 2022)

Kuvasta 2.5 nähdään kesäajalle tuulivoiman pienemmät viikkokeskitehot sekä aurinkovoiman suurempi viikkokeskiteho suhteessa talveen. Näiden tuotantomenetelmien eroavat tuotantoajat ovat positiivinen asia, sillä se lisää todennäköisyyttä, että joko aurinkovoima tai tuulivoima tuottaa sähköä millä tahansa ajanhetkellä. Eroavat tuotantoajat vähentävät kysynnän jouston ja sähköenergian varastoinnin tarvetta. Samanaikainen tuotanto myös voisi nostaa sähköntuotannon liian suureksi, jolloin sähkönhinta voi pudota pieneksi tai jopa negatiiviseksi ja jouduttaisiin rajoittamaan sähköntuotantoa tuotantopaikoissa missä se ei ole optimaalista. Yhtäaikainen tuotanto myös vaatii sähkön siirtoverkolta suurempia kapasiteetteja, mikä aiheuttaa epäsuoria kustannuksia sähkön tuotannolle.

Vahvuuksiin kuuluu aurinkovoimalla myös helppous lisätä valmiisiin järjestelmiin ja rakennuksiin. Näin saadaan aurinkopaneelien tuottama sähkö kulutettua samassa sijainnissa mikä vähentää kyseisen sähkönkulutuspisteen maksuja ja mahdollisesti myydystä sähköenergiasta saadaan tuloja. Jos voimalan vuosituotanto on alle 800 MWh, itse tuotetusta ja samassa sijainnissa kulutetusta sähköstä ei siinä tapauksessa tarvitse maksaa sähköveroa (Verohallinto 2021). Näin tuotettuna sähkön suhteellinen hinta on huomattavasti arvokkaampi kuin sitä myydessä markkinoille. Tutkielman kohteena olevan sähkövoimalan kokonaisvuosituotanto

ylittää 800 MWh rajan, joten samassa sijainnissa kulutetusta sähköstä tulee maksaa sähkövero sekä muut maksut.

Luontoystävällisyys, pienet päästöt ja turvallisuus ovat aurinkovoiman vahvuuksia. Kasvihuonekaasujen suhteen aurinkovoimaa parempia tuotantomenetelmiä on ainoastaan tuuli- ja ydinvoima sekä tietyissä tapauksissa vesivoima. Ihmisille myrkyllisyydessä turvallisempia sähköntuotantomenetelmiä on ainoastaan ydin- ja tuulivoima. Kokonaisuudessaan ekosysteemin kuormituksen suhteen aurinkovoima on lähes tasoissa tuuli- ja ydinvoiman kanssa. Kokonaisuudessaan aurinkovoima on nykypäivänä hyvin luontoystävällistä sähköntuotantoa ja tulevaisuudessa sen kehittyessä luontoystävällisyys voi yhä parantua. (UNECE 2021, 48–56).

Aurinkopaneelien materiaalit ovat hyvin kierrätettävissä. Aurinkovoimalan eri rakenteet itsessään vaativat paljon materiaalia suhteessa tuotettuun energiamäärään, mutta kierrätyksellä voidaan tätä heikkoutta parantaa. Kierrätyksessä saadaan helposti hyödynnettyä paneelien kehykset, asennustelineet sekä pinnassa käytetty lasi. Itse kennomateriaalina toimiva pii pystytään uudestaan käsittelemään ja hyödyntämään uusien aurinkopaneelien valmistuksessa. Aurinkovoimalan rakenteista ei täten kierrätyksen jälkeen jää juurikaan mitään materiaaleja hukkaan. Piipohjaisissa aurinkopaneeleissa on päästy jopa 96 % kierrätysasteeseen. (Vakkuri 2020).

2.2.2 Aurinkovoiman heikkoudet

Aurinkovoiman suurin heikkous on sen epätasainen sähköntuotanto. Aurinkopaneelien tuotanto vaihtelee sekä vuorokaudenajan että vuodenajan mukaan (DGS 2008, 11). Epätasainen sähköntuotanto tarkoittaa, että hetkinä, jolloin aurinkovoimala ei tuota sähköä, niin kyseinen sähköntuotanto tulee tuottaa muilla sähköntuotantomenetelmillä, jos sähkölle on kysyntää. Epätasainen sähköntuotanto myös hankaloittaa sähköverkon ylläpitoa. Sähköverkkoon tulee joka hetki syöttää sama määrä sähköä kuin sitä kulutetaan. Tuotannon pudotessa pienemmäksi kuin kulutus alkaa sähköverkon taajuus putoamaan. Aurinkovoimalla ei myöskään ole inertiaa, mikä tasaisi nopeita sähköntuotantovaihteluita.

Aurinkovoimalan tuotanto ajoittuu pääasiassa kesäajalle. Suomessa sähkönkulutus on suurimmillaan talviaikoina, jolloin aurinkovoimalat eivät tuota käytännössä yhtään sähköä. Talvisin kylmemmät ilmat ja vähäisempi auringonvalon määrä aiheuttavat suurimmat lisäykset

sähkönkulutukseen lämmityksessä ja valaistuksessa. Kesäaikana sähkönkulutusta pienentävä vaikutus on loma-ajat. Kesäaikana Suomessa on myös sähkön hinta ollut aikaisempina vuosina alhaisimmillaan ja mahdollisesti lisääntyvän aurinkovoiman seurauksesta sähkönhinta kesäaikoina yhä laskee. Tulevaisuudessa tosin eri energianvarastointitapojen seurauksesta sähkönhinnan vaihtelut eri vuoden- ja vuorokaudenaikoina voivat vähentyä.

Aurinkopaneelien hyötysuhteen putoaminen ajan kanssa vaikuttaa investointien tuottoon. Aurinkovoimalan tuotantomäärät putoavat vuosittain ja nykyaikaisilla paneeleilla ne putoavat aurinkovoimalan elinkaaren aikana noin 15–30 % (Mow 2018). Elinkaari aurinkopaneeleille on noin 30 vuotta, minkä jälkeen ne joudutaan uusimaan ja vanhat paneelit kierrättämään. Elinkaaren aikana tulisi aurinkopaneeleiden tuotannon vähintään korvata voimalan rakennus-, käyttö- ja rahoituskulut. Käytöstä pois otettaessa aurinkopaneelit tulisi kierrättää ja kierrätykseen kuluva hinta tulisi olla myös otettu huomioon kokonaiskustannuksia laskiessa voimalan suunnitteluvaiheessa.

Sähkön varastoinnilla aurinkovoiman heikkoudet voitaisiin pitkälti välttää. Vuorokausikohtaisia vaihteluita aurinkovoiman tuotannossa voidaan tasoittaa akustojen avulla ja vuodenaikakohtaisia vaihteluita pystytään jossakin määrin tasoittamaan pumppuvoimaloiden avulla. Aurinkovoimaloiden yhteyteen rakennettujen akustojen sähkönvarastoinnin kustannukset energiayksikköä kohden alkavat olemaan hinnaltaan kilpailukykyisiä perinteisiin sähköntuotantomenetelmiin nähden. (Lazard 2021a). (Lazard 2021b).

Pumppuvoimala varastoi energiaa veden potentiaalienergiaksi. Laitos pumppaa vettä korkealla olevaan altaaseen, kun sähkön hinta on alhainen ja sähkön hinnan ollessa korkealle laitos päästää vedet tulemaan alhaisemmalle tasolle vesivoimalan läpi. Varastoitavan energian määrä riippuu ylemmän vesialtaan tilavuudesta ja korkeudesta suhteessa alemman vesialtaan korkeuteen. Kyseinen varastointimenetelmä on suhteellisen energiatehokas ja mahdollistaa suurienkin energiamäärien säilömisen, mutta sopivien paikkojen löytäminen pumppuvoimalalle on haastavaa. Optimaalinen paikka pumppuvoimalalle on mahdollisimman suuri korkeusero sekä mahdollisimman pieni etäisyys altaiden välillä sekä altaiden koko on sitä parempi mitä suurempi.

Akustoissa energia säilötään sähkökemiallisessa muodossa. Akustoissa säilötty energia on nykypäivänäkin sähköverkon mittakaavassa erittäin pientä ja se sopii tuntitasolla sähköverkon tasapainottamiseen ja hyödyntämiseen hetkellisiä korkeita hintoja. Lisäksi akkutekniikka sopii sähköverkon taajuuden ylläpitoon nopean reagointinopeuden ansiosta. Nykyaikana akustot perustuvat suurelta osin litium-ionitekniikkaan. Tulevaisuudessa akkutekniikat tulevat kehittymään ja uusia tekniikoita on jo kokeiluasteella, mm. sulametalliakut.

Tulevaisuudessa ylijäämäenergiaa mahdollisesti varastoidaan myös kemialliseen muotoon polttoaineiksi. Näitä polttoaineita voivat olla esimerkiksi vety ja synteettiset polttoaineet. Nykypäivänä tekniikka on olemassa muuntaa ylijäämäenergia kemialliseen muotoon, mutta se on taloudellisesti kannattamatonta. Vedyn suhteen infrastruktuuri on myös puutteellista, mutta polttonesteiden ja metaanin jakeluun löytyy infrastruktuuri jo valmiiksi. Uusiutuvien sähköntuotantomenetelmien ylijäämäenergian muuttamista kemialliseen muotoon kutsutaan yleisesti power-to-x-teknologiaksi. Power-to-X-teknologian avulla saataisiin vähennettyä tai jopa korvattua nykyään käytettyjä fossiilisia polttoaineita, kun ne voitaisiin tehdä synteettisesti. Näin saataisiin vähennettyä kasvihuonepäästöjä ilmakehässä. (Kosonen et al. 2022).

Aurinkovoimalat vaativat suuren määrän pinta-alaa tuotettuun energiamäärään nähden. Aurinkovoimalan huipputehot ovat myös korkeat suhteessa tuotettuun kokonaisenergiamäärään. Tämän vuoksi sähköverkkoon joudutaan panostamaan reilusti suhteessa perinteisiin sähköntuotantomenetelmiin. Aurinkosähköllä vuotuinen kapasiteettikerroin Suomessa vaihtelee 10–15 % välillä, kun taas esimerkiksi tuulivoimalla se on noin 30 % ja ydinvoimalla yli 90 % (VTT 2020) (Clausnitzer 2021).

Aurinkopaneelit vaativat suuret määrät mineraaleja ja metalleja suhteessa tuotettuun energiamäärään. Kaikista nykypäivän sähköntuotantomenetelmistä aurinkovoima vaatii ylivoimaisesti eniten materiaaleja suhteellisesti tuotettuun sähköenergiaan nähden. Tuulivoima on toiseksi heikoin tämän suhteen ja silti aurinkopaneelit vaativat moninkertaisesti enemmän materiaaleja suhteessa energiantuotantoon. (UNECE 2021, 55)

2.3 Aurinkopaneelit

Aurinkopaneeleilla muutetaan auringon säteilyn fotonit jännitteeksi. Aurinkopaneelien teoreettinen hyötysuhde on tämänhetkisten tietojen mukaan maksimissaan noin 44 % (Weaver 2018). Nykyaikaiset aurinkopaneelit alkavat olemaan hyötysuhteeltaan parhaimmillaan noin

25 %. Aurinkopaneelit tuottavat tasavirtaa mikä tulee muuntaa invertterin avulla vaihtovirraksi, jotta tuotettu sähkö voidaan siirtää sähköverkkoon.

2.3.1 Aurinkokennomateriaalit

Yleisin aurinkopaneeleissa käytettävä kennomateriaali on pii. Piistä voidaan valmistaa kennoja yksikiteisinä, monikiteisinä sekä ohutkalvo tekniikalla. Aurinkokennoja voidaan tehdä myös muun muassa galliumarsenidista tai orgaanisia kennoja. Kokonaistehon suhteen tarkastellessa myydyt aurinkopaneelit perustuvat käytännössä 100 % piistä valmistettuihin ratkaisuihin. Pitkään yleisin materiaali valmistaa aurinkopaneelin kenno oli monikiteinen pii, mutta nykypäivänä eniten käytetty materiaali aurinkokennoille on yksikiteinen pii. Pii on myös maapallolla yksi yleisimmistä alkuaineista, jolloin itse materiaalin hinta pysyy alhaisena ja siitä ei ole puutetta. Pii-materiaalin tulee olla jopa 99,9999999 % puhdasta ollakseen käyttökelpoista kehittyneimpiin aurinkokennoihin. Tämän vuoksi materiaalin prosessoinnissa tulee enemmän rajoitteita kuin itse materiaalin riittävyydessä. (Rooij 2019).

Yksi- ja monikiteinen pii valmistetaan sulasta piiseoksesta. Yksikiteiseksi tangoksi seos saadaan kasvattamalla hiljalleen yhdestä pisteestä lähtevää tankoa. Monikiteinen pii kasvaa samanaikaisesti monesta eri pisteestä, jolloin kasvavien kiteiden välille tulee selkeästi raja. Ohutkalvotekniikassa pii kasvatetaan ohueksi kalvoksi. (DGS 2008, 24–27)

Yksikiteisestä piistä valmistetut aurinkokennot ovat kalliimpia valmistaa kuin monikiteisestä piistä valmistetut kennot. Hyötysuhde yksikiteisestä piistä valmistetuille aurinkokennoille on suurempi kuin monikiteisestä piistä valmistetut aurinkokennot. Pitkään oli monikiteisestä piistä valmistetut paneelit suositumpia kuin yksikiteisestä piistä valmistetut paneelit niiden halvemman hinnan vuoksi. Nykypäivänä hintaero valmistustekniikoiden välillä on pudonnut niin pieneksi, että suuremman hyötysuhteen omaavan yksikiteisestä piistä valmistetut aurinkopaneelit ovat menneet myyntimäärissä ohi.

2.3.2 Yksipuoliset aurinkopaneelit

Yksipuoliset aurinkopaneelit keräävät sähkömagneettista säteilyä pelkästään yhdeltä sivulta. Tämä sivu yleisesti osoitetaan aurinkoon päin, tavoitteena kerätä mahdollisimman paljon suoraa säteilyä auringosta ja ilmakehässä taittuvaa säteilyä. Yksipuoliset paneelit ovat yksinkertaisempia ja halvempia valmistaa kuin kaksipuoliset paneelit. Nykypäivänä suurin osa käytössä olevista aurinkopaneeleista ovat yksipuolisia.

Yksipuolisen aurinkopaneelin suuntaus saadakseen suurimman tuotannon on yksinkertaista. Sähköntuotanto yksipuolisella paneelilla on käytännössä aina tehokkaampaa, mitä paremmin se on ohjattu aurinkoon päin. Yksipuolisen aurinkopaneelin suuntauksessa ei tarvitse ottaa huomioon maasta ja ympäristöstä tulevia heijastuksia, sillä niistä tuleva säteily on selkeästi pienempää kuin auringosta suoraan tuleva säteily. Jos paneeli on kiinteäasenteinen niin suuntauksessa tulee ottaa huomioon auringon liikerata ympäri vuoden ja eri vuorokaudenaikoina sekä mahdolliset varjostukset tai paneelin itsessään tuottamat varjostukset toisiin paneeleihin.

2.3.3 Kaksipuoliset aurinkopaneelit

Kaksipuoleisissa (Bifacial) aurinkopaneeleissa sähkömagneettista säteilyä kerätään paneelin molemmilta puolilta, jolloin myös pääasiassa maasta heijastuvaa säteilyä pystytään hyödyntämään. Kaksipuoleisten aurinkopaneelien takapuolen tuottoon vaikuttaa suuresti maan heijastuvuus, eli albedo. Albedokerroin kertoo, kuinka suuri osuus maahan osuvasta säteilystä heijastuu materiaalista takaisin.

Kaksipuoleisen-moduulin pitkällä aikavälillä tuotettu sähköenergia voi teoriassa parhaimmillaan olla 25 % suurempi kuin yksipuolisella aurinkopaneelilla. Tyypillisesti kaksipuoleisilla aurinkopaneeleilla on saatu 3–10 % suurempaa sähköntuotantoa kuin yksipuoleisilla aurinkopaneeleilla. Erityistapauksissa hyöty voi olla vielä suurempikin, varsinkin hetkellinen sähköntuotanto. Hyöty voi olla suurempi esimerkiksi pilvisellä säällä sekä jos paneelit eivät ole suunnattuna suoraan etelään pohjoisella pallonpuoliskolla. (Crescenti 2020).

Kaksipuoleiset aurinkopaneelit tulisi asentaa jyrkempään kulmaan kuin perinteiset yksipuoliset aurinkopaneelit. Jyrkemmän kulman avulla varjostus taustapuolelle on vähäisempää, mikä nostaa kokonais-sähköntuotantoa. Asennuskulmaan myös vaikuttaa maaston albedokerroin, mitä suurempi albedo-kerroin ympäristöllä on, niin sitä suurempaan kulmaan paneelit tulee asentaa. Pienemmällä albedo-kertoimella paneelit asennetaan pienempään kulmaan. Mitä suurempi heijastuvuus niin sitä suurempi osuus tuotetusta energiasta tulee maasta heijastuvasta säteilystä, tällöin aurinkopaneelin suuremman kulman avulla nostetaan ympäristöstä heijastuvaa säteilynmäärää paneeleille, mutta vähentäen auringosta suoraan tu-

levaa säteilyä aurinkoon suunnatulle paneelille. Kokonaissäteily paneeleille kuitenkin kasvaa, vaikka aurinkoon suunnattu paneeli saakin vähemmän säteilyä. Taulukossa 2.1 on listattuna eri pintamateriaalien albedo-kertoimia.

Taulukko 2.1. Albedo-kertoimet eri pintamateriaaleille (DGS 2008, 13).

Maan pintamateriaali	Albedo-kerroin
Heinä	0,25
Nurmi	0,18–0,23
Betoni, sileä heijastaa enemmän	0,20–0,30
Lumi, uusi lumi heijastaa enemmän	0,45–0,90
Paljas maa	0,17
Sora	0,18
Asfaltti	0,15

Suurempi albedo-kerroin kertoo materiaalin heijastavan paremmin valoa. Kaksipuoleinen aurinkopaneeli hyötyy suuremmasta albedo-kertoimesta, joten alueen pintamateriaali vaikuttaa paljon siihen onko alueelle hyödyllistä asentaa kaksipuoleisia paneeleita. Pienellä albedo-kertoimella olevaan maastoon on usein järkevämpää sijoittaa yksipuoleisiin paneeleihin, sillä heijastuksista tuleva tuotanto ei riitä korvaamaan kaksipuoleisen paneelin suurempaa ostohintaa.

2.4 Aurinkopaneelien asennustapa

Aurinkopaneelien asennustapa vaikuttaa paneelien tuottamaan energiaan. Energian tuottoa voidaan parantaa aurinkoseuraimella, mutta tämä nostaa asennuksen materiaalikuluja, asennuskuluja sekä huoltokuluja. Eri asennustavat ja suuntauskulmat vaikuttavat paneelien asennustiheyteen, sillä erilaisilla asennuskulmilla aurinkopaneelit tuottavat erisuuruisia varjostuksia. Tämän vuoksi kiinteäasenteisia paneeleita voidaan usein asentaa tiheämmin, mikä vähentää aurinkoseuraimella varustettujen paneelien sähköntuotantoetua suhteessa käytössä olevaan pinta-alaan.

2.4.1 Asennuskohde

Aurinkopaneeleita voidaan asentaa lähes mille tahansa alustalle, pääasiallinen rajoite paneelien asennukselle tietylle alustalle on alustasta johtuvat kustannukset. Tästä johtuen paneeleita asennetaan pääasiassa tasaisille alustoille ja ihanteellisesti kyseinen alusta myös viettää auringon suuntaan. Pohjoisella maapallonpuoliskolla alusta viettää ihanteellisesti etelään ja

eteläisellä pallonpuoliskolla alustan tulisi viettää pohjoiseen. Yleisimpiä asennusalustoja aurinkopaneeleille ovat rakennuksien katot sekä maahan rakennettavat aurinkopaneelitelineet. Nykypäivänä paneeleita asennetaan myös seinien julkisivuihin, jolloin ne toimivat samalla myös julkisivumateriaalina.

Rakennuksien katot parhaassa tapauksessa viettävät suoraan etelään, jolloin paneelien kiinnitys voi olla 0° kulmassa suhteessa kattoon ja silti paneelin tuotto on erinomainen. Suomessa aurinkopaneelien ihannekulma suhteessa maanpintaan on noin 45°, tällöin aurinkopaneelin vuosituotto on parhaimmillaan. Kattojen kulma on usein tätä loivempi, mutta esimerkiksi 20° kulmalla vuosituotanto on vain 5 % heikompi kuin ihannekulmalla, joten erot kattojen kulman suhteen ovat pieniä. Katon mukaisesti asennettuna aurinkopaneelit voidaan asentaa tiiviisti vieri viereen, sillä suoraan katolle asennettavat paneelit eivät aiheuta varjostuksia toisiin paneeleihin. Lisäksi katolla paneelit sijaitsevat korkeammalla, jolloin puuston ja muiden esteiden aiheuttamat varjot eivät vaikuta niin suuresti verrattuna maassa sijaitseviin aurinkopaneeleihin. Tasaiselle katolle asennettuna aurinkopaneeleita ei yleensä asenneta katon mukaisesti. Asennuskulmaan vaikuttaa halutaanko saada mahdollisimman paljon tuotantoa jokaiselta paneelilta vai mahdollisimman paljon tuotantoa koko katolta. Ne voidaan asentaa sähköntuotannollisesti optimikulmaan kyseiselle sijainnille maanpintaan nähden, jolloin saadaan jokaisen aurinkopaneelin tuotto kasvatettua mahdollisimman suureksi. Jos katolle halutaan saada suurempi määrä paneeleita niin ne voidaan myös asentaa pienempään kulmaan, tällöin kokonaistuotanto on suurempi kuin optimikulmaan asennettuna, mutta yksittäiset paneelit tuottavat vähemmän. Tasainenkin katto on usein hyvä asennuspohja, sillä kiinnitystelineet ovat helppoja kiinnittää kattoon. Kattoasennuksissa tulee huomioida katon kantokyky ja telineiden kiinnitystapa.

Maahan asennettuna aurinkopaneelien kiinnitystelineet kiinnitetään perustuksiin. Perustukset voivat olla joko maanpäällisiä tai maansisäisiä. Maanpäälliset perustukset ovat useimmiten betonista valmistettuja elementtejä ja ne pitävät aurinkopaneelit paikallaan lähes kokonaan massansa ansiosta. Maanpäällisiä perustuksia käytetään useimmiten, kun maaperä ei ole sopiva maansisäisin perustuksiin ja maanpinta on tarpeeksi tukeva maanpäällisiin perustuksiin. Maaperä voi olla esimerkiksi liian kovaa, jotta maansisäiset perustukset olisivat taloudellisesti järkevät. Erilaisia maansisäisiä perustuksia ovat maahan lyötävät paalut, maa-

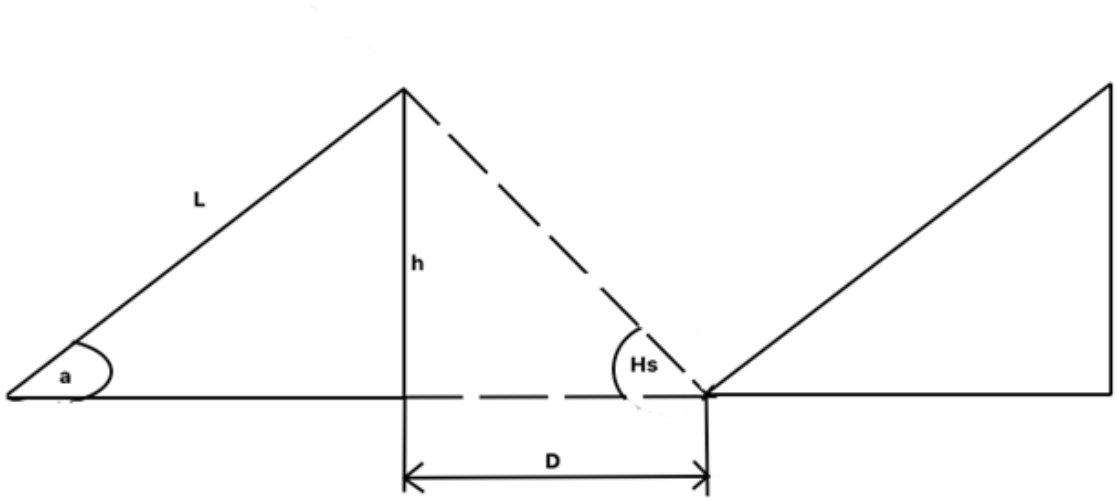
han porattavat ruuvipaalut, maahan kaivettavat elementtiperustukset tai suoraan maahan valetut perustukset. Hinnaltaan ruuvipaalut ja lyötävät paalut ovat usein halvimpia käyttää, mutta ne vaativat sopivan maaperän toimiakseen.

Seinien julkisivuihin asennetut paneelit ovat yleistyneet nykypäivänä paneelien hintojen pudotessa, jolloin aurinkopaneelin tuottoa ei ole niin tärkeä maksimoida saadakseen paneelista hyötyä. Seinäasennukset kannattaa asentaa rakennuksen eteläseinään pohjoisella pallonpuoliskolla ja aurinkopaneeli voi toimia näissä tapauksissa julkisivumateriaalina, jolloin tulee säästöä erillisen julkisivumateriaalin hankinnasta. Seinäasennukset toimivat suhteessa sitä paremmin mitä lähempänä pohjois- tai etelänapaa asennuskohde sijaitsee. Suomessa esimerkiksi aurinko paistaa matalalta suuren osan vuodesta, joten seinäasennuksilla saadaan näiltä ajoilta hyviä tuottoja verrattuna perinteisesti asennettuihin aurinkopaneeleihin. Seinä-asennusten tuottoon vaikuttaa myös maaperän albedo-kerroin ja esimerkiksi Suomessa lumen heijastuvuus auttaa niiden kokonaistuotantoon.

2.4.2 Kiinteäasenteiset aurinkopaneelit

Kiinteäasenteiset aurinkopaneelit ovat yksinkertaisin tapa kiinnittää paneelit. Kiinteäasenteinen aurinkopaneeli pysyy paikallaan ja sen kallistus suhteessa maanpintaan on vakio. Usein kiinteäasenteiset suunnataan etelään päin, mutta myös erityistapauksissa voidaan paneelit suunnata tästä poikkeavasti tavoitteena saada energiaa tuotettua enemmän aamuisin tai iltaisin. Jos asennus on toteutettu esimerkiksi rakennukseen, niin suuntaus usein menee rakennuksen rakenteiden mukaan, jolloin se ei välttämättä suuntaudu suoraan etelään. Myös alueen muoto, esteet tai varjostukset voivat tehdä paneelien suuntauksen suoraan etelästä poispäin järkeväksi.

Aurinkovoimalan sijainti pohjois-etelä akselilla, eli sen leveysaste, on suurin vaikuttava tekijä aurinkovoimalan tuotantoon. Leveysaste vaikuttaa kokonaistuotantoon sekä tuotantoprofiiliin. Tuotantoprofiili kertoo keskimääräisesti mihin vuoden- ja vuorokaudenaikoihin tuotantoa on ja kuinka paljon. Suomen leveysasteilla aurinkovoimaloiden tuotanto tulee pääasiassa kesäaikana ja talvisin koko vuorokauden tuotanto voi tippua jopa kokonaan nollaan. Leveysaste tulee huomioida kiinteäasenteisten aurinkopaneelien kallistuksessa suhteessa maanpintaan sekä peräkkäisten aurinkopaneelien välisiin matkoihin. Aurinkopaneelien korkeus myös vaikuttaa peräkkäisten aurinkopaneelien välisiin matkoihin. Kuvassa 2.7 on esitettynä aurinkopaneelien aiheuttama varjostus sen takana olevaan aurinkopaneeliin.



Kuva 2.7. Kiinteäasenteisten aurinkopaneelien välit tasaisella alustalla (Easysolar 2021).

Kuvassa 2.7 nähdään visuaalisesti kiinteäasenteisten aurinkopaneelien välit tasaisella alustalla. Kuvan avulla voidaan havainnoida aurinkopaneelin aiheuttamaa varjostusta sen takana olevalle paneelille. Varjostuksen laskennassa otetaan huomioon aurinkopaneelin korkeus, sen kallistus sekä auringon kulma suhteessa maanpintaan. Laskennassa oletetaan maanpinnan olevan tasainen. Käytännössä alustassa, varsinkin maapohjaisissa, on epätasaisuuksia mitä ei taloudellisesti kannata korjata, jolloin joudutaan muuttamaan aurinkopaneelien välisiä matkoja välttääkseen varjostuksen tai saadakseen täyden potentiaalin pinta-alasta. Käytännössä aurinkovoimalaa rakentaessa tulee nämä epätasaisuudet ja mahdollinen maan viettävyys huomioida.

Kuvassa 2.5 muuttuja D kuvaa aurinkopaneelien väliä. Muuttujan D optimiarvo voidaan laskea alla olevalla yhtälöllä (Easysolar 2021).

$$D = \frac{L * \sin(\alpha)}{\tan(H_s)}, \tag{2.1}$$

missä D on aurinkopaneelien väli (m), L on aurinkopaneelin korkeus (m), α on aurinkopaneelin kallistus (°) ja H_s on auringon kulma maanpinnasta (°).

Suomessa aurinkopaneelien optimikallistus tuotannon suhteen per paneeli on noin 45°. Laskentayhtälöt auringon kulmille Kravun kääntöpiirin pohjoispuolella keskipäivällä eri vuodenaikoihin on listattuna taulukossa 2.2.

Taulukko 2.2. Laskentayhtälöt auringon kulmalle keskipäivällä eri päivämäärille pohjoisella pallonpuolikkaalla Kravun kääntöpiirin pohjoispuolella (Easysolar 2021).

21.3 ja 23.9	22.6	22.12
H_s = 90°-φ	90°-φ+23°27´	90°-φ-23°27´

Taulukon 2.2 avulla voidaan laskea yhtälössä (2.1) tarvittava auringon kulma. Taulukossa nähtävä leveysastetta merkitsevä muuttuja φ saadaan alueen koordinaattien leveysasteesta. Tutkielmassa selvitettävän alueen leveysaste on 63°50'23.7"N. Auringon kulma maahan nähden alueella on kesäpäivänseisauksena 49,62°, talvipäivänseisauksena 2,72° ja kevät- sekä syyspäiväntasauksena 26,17°. Manner-Euroopassa aurinkopaneelien välien laskennassa ohjesääntönä auringon kulmalle käytetään talvipäivänseisauksen keskipäivän auringon kulmaa. Suomessa ei ole ideaalista käyttää kyseistä manner-Euroopassa käytettyä ohjesääntöä, sillä näin laskettuna saataisiin Suomessa aurinkopaneelien väleiksi kymmeniä metrejä, mikä ei olisi tilankäytöllisesti eikä rahallisesti järkevää. Tämän takia joudutaan tekemään kompromisseja paneelien välien suhteen, sillä ne aiheuttavat väistämättä varjostuksia toisiin paneeleihin, kun paneelirivejä asennetaan peräkkäin. Paneelien aiheuttamat varjostukset toisiin paneeleihin tapahtuvat pääosin talviaikaan sekä aamuisin ja iltaisin, jolloin aurinkopaneelien tuotanto on muutenkin vähäistä. Täten sopivalla aurinkopaneelirivien väleillä saadaan varjostuksien aiheuttama tuotantotappio pidettyä vähäisenä ja aurinkopaneelien tiheys alueeseen nähden sopivana.

Paneelien teoreettisesti käyttämä pinta-ala saadaan käyttämällä paneelirivistöjen välien pituutta, aurinkopaneelin itsessään vaatimaa maa-alan pituutta ja paneelin leveyttä. Paneelin vaatima pituus saadaan seuraavalla yhtälöllä. Aurinkopaneelin käyttämä pinta-ala sisältää itse paneelin käyttämän pinta-alan sekä sen aiheuttaman varjostuksen. Pinta-alaan vaikuttaa paneelin koko, paneelin kallistus suhteessa maanpintaan sekä paneelin sijainti, mikä vaikuttaa auringonsäteilyn kulmaan suhteessa maanpintaan.

$$x = L * \cos(\alpha), \tag{2.2}$$

missä *x* on aurinkopaneelin vaatima pituus maanpinnalla (m), *L* on aurinkopaneelin korkeus (m) ja α on aurinkopaneelin kallistus (°).

Täten voidaan laskea koko paneelin vaatima pinta-ala. Yhtälöiden (2.1), (2.2) tulokset ja paneelin leveys sijoitetaan seuraavaan yhtälöön, josta saadaan paneelin vaatima pinta-ala.

$$A = (x + D) * y, \tag{2.3}$$

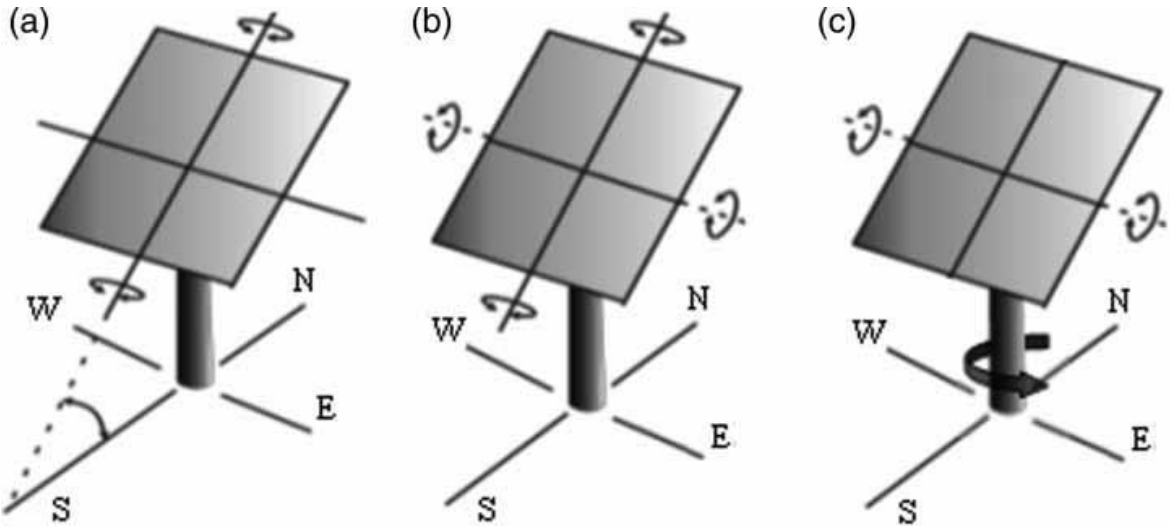
missä *A* on aurinkopaneelin vaatima pinta-ala (m^2), *x* on aurinkopaneelin vaatima pituus maanpinnalla (m), *D* on aurinkopaneelien väli (m) ja *y* on aurinkopaneelin leveys (m).

Yhtälössä (2.3) laskettu teoreettisesti vaadittu pinta-ala yhdelle paneelille pitää täysin paikkaansa vain täysin tasaisella, äärettömän kokoisella alueella. Käytännössä kuitenkin alueen muoto, koko ja maanmuodot vaikuttavat paneelien tiheyteen. Nämä ja muut esteet tulee huomioida laskettaessa teoreettista voimalan kokonaistehoa pelkästään alueen ja paneelien koon sekä paneelien ja auringon kulmien perusteella.

Tässä tutkielmassa simulaatioiden teossa hyödynnetään teoreettista voimalan kokonaistehoa vertailtaessa eri paneelityyppejä ja asennustapoja. Simulaatioiden ja kustannuslaskelmien avulla saadaan päätettyä paras kokoonpano aurinkovoimalalle, jolloin saadaan laskettua voimalan tuottavuus.

2.4.3 Aurinkoa seuraavat

Aurinkoseuraimella asennetut paneelit voidaan pitää suunnattuna aurinkoon päin koko päivän valoisan ajan. Aurinkoseuraimet voivat toimia sekä yksiakselisina että kaksiakselisina. Yksiakselinen aurinkoseurain seuraa aurinkoa joko horisontaalisesti tai vertikaalisesti. Kaksiakselinen aurinkoseurain seuraa aurinkoa sekä horisontaalisesti että vertikaalisesti. Aurinkoseurain on huomattavasti monimutkaisempi asennustapa kuin kiinteäasenteinen, joten sen hankintakustannukset ovat suurempia ja sen huoltokustannukset myöskin kasvavat liikkuvien osien seurauksesta. Aurinkoseuraimen perustukset ovat myös vaativampia kuin kiinteäasenteisen. Vaativammat perustukset johtuvat suuremmasta tuulikuormasta, sillä aurinkopaneeli voi hetkittäin olla jopa 90° kulmassa, eli täysin pystyssä, ja tuulikuorma voi suuntautua mistä tahansa suunnasta, johtuen aurinkopaneelin kääntymisestä. Kuvassa 2.8 on esitettynä eri aurinkoseurain-tyyppien toimintatavat ja miten ne eroavat toisistaan.



Kuva 2.8. Aurinkoseuraimen eri toimintatavat. A ja C paneeli ovat yksiakselisia ja B paneeli on kaksiakselisella ohjauksella. Paneeli A on horisontaalisella ohjauksella, ja C on vertikaalisella ohjauksella. (Alexandru, Pozna 2010).

Keski-Euroopassa tutkimusten mukaan on saatu kaksiakselisilla aurinkoseuraimilla varustetuilla paneeleilla noin 30 % parannuksia paneelin tuotolle ja yksiakselisilla aurinkoseuraimilla varustetuilla paneeleilla noin 20 % parannuksia paneelin tuotolle verrattuna kiinteäasenteisiin aurinkopaneeleihin (DGS 2008, 15–16). Aurinkoseurain tosin nostaa rakennus-, valmistus- sekä huoltokuluja verrattuna kiinteäasenteiseen. Lisäksi aurinkoseuraimella varustetut aurinkopaneelit tulee asentaa suuremmilla väleillä toisiinsa nähden johtuen niiden aiheuttamista varjostuksista toisiin paneeleihin. Suuremmat varjostukset johtuvat aurinkopaneelien mahdollisesta suuremmasta kallistuksesta maanpintaan nähden. Ne myös voivat kääntyä itä-länsi suunnassa, jolloin varjostukset sivuillekin kasvavat. Aurinkoseuraimen mekanismi voi myös lakata toimimasta, jolloin paneelin suuntaus saattaa jäädä epäoptimaaliseksi ennen kuin mekanismi saadaan korjattua.

Nämä hyödyt ja haitat tulee huomioida kustannuslaskelmissa, että saadaan arvioitua tuottavampi asennustapa suhteessa investointiin. Kuvassa 2.9 on suuntaa antavasti esitettynä aurinkoseuraimesta saatava hyöty tuotettuun sähköenergiaan suhteessa kiinteään aurinkopaneeliin. Suurimmat hyödyt saadaan aamu- ja iltapäivällä. Keskipäivällä kiinteäasenteisten ja aurinkoseuraimella varustettujen aurinkopaneeleiden tuotannot ovat lähes identtiset.

Kuva 2.9. Aurinkoseuraimella varustetun aurinkopaneelin tuotanto vuorokauden eri aikoina suhteessa kiinteäasenteiseen aurinkopaneeliin. (IFC 2015, 34)

Aurinkoseuraimen avulla aurinkopaneeli tuottaa sähköä tasaisemmin koko vuorokauden ajan. Kiinteäasenteiset ovat pääasiassa suunnattuina suoraan etelään pohjoisella pallonpuoliskolla, jolloin aamuisin ja iltaisin aurinkopaneelit eivät ole optimaalisesti suunnattuina. Aurinkoseuraimella asennettu aurinkopaneeli pysyy suunnattuna aurinkoon päin sähköntuotannollisesti optimaalisesti koko vuorokauden ajan.

3. AURINKOVOIMALAN SUUNNITTELU

Aurinkovoimala suunnitellaan Hituran kaivosalueelle Nivalan kaupungissa Pohjois-Pohjanmaalla. Tässä kappaleessa selvitetään alueen sopivuus aurinkovoimalakäyttöön. Työssä selvitetään aurinkovoimalan vaatimat ominaisuudet alueelta ja kuinka hyvin alue vastaa näitä ominaisuuksia. Lisäksi selvitetään aurinkopaneelityypit ja asennustavat paneeleille. Aurinkopaneelityypeistä selvitetään yksi- ja kaksipuoleisten aurinkopaneelien hyödyt ja heikkoudet sekä vertaillaan niitä toisiinsa. Aurinkopaneelien asennustavoissa vertaillaan kiinteäasenteisia sekä aurinkoseuraimella varustettuja aurinkopaneeleita. Asennustavoissa vertaillaan niiden eroja toisiinsa ja mitä hyötyjä ja haittoja ne tuovat toisiinsa verrattuna. Alueen ja aurinkopaneelien tietojen perusteella suoritetaan simulointi aurinkovoimalasta, jolloin saadaan eri aurinkopaneelityyppien ja asennustapojen erot selville. Simuloinnin avulla saadaan aurinkovoimalan oletettu sähköntuotanto, mitä käytetään kustannuslaskelmissa hyväksi.

3.1 Alue

Alue on nykyään lopetetun Hituran kaivosalueen osa. Alue on lähes kokonaan käyttökelpoinen aurinkopaneelien asennukseen. Alueen koko on noin 1km^2 eli 100 ha. Alueesta aurinkopaneelien asennukseen käyttökelpoista maata on noin 85 ha. Kuvassa 3.1 on alueesta otettu satelliittikuva.

Kuva 3.1. Google Maps satelliittikuva alueesta.

Alue oli kaivoksen suodatinkenttänä käytössä, kun Hituran kaivos oli vielä toiminnassa. Suodatinkenttänä käytön vuoksi alueella on kaivaminen kiellettyä, joten kaikki rakennelmat tulee asentaa maanpäälle. Maaperään on mahdollisesti imeytynyt aineita, mitä ei saa kaivaa ylös.

3.1.1 Maasto

Maaston tulee olla sopiva aurinkovoimalakäyttöön, jotta aurinkopaneelien tuotanto tulee olemaan simulointien ja tilastojen mukaisesti oletetulla tasolla. Lisäksi sopiva maasto vähentää rakennuskuluja, ylläpitokuluja ja mahdollistaa aurinkopaneelien tiiviimmän asentamisen. Hyvä maasto aurinkovoimalakäyttöön on tasainen, ilman kasvustoa, sopiva maanrakenne ja alueen lähistöllä ei ole esteitä mitkä aiheuttavat alueelle varjoja. Kuvassa 3.2 on esitettynä kuva alueesta, sen perusteella alue on tasainen ja sopiva aurinkovoimalakäyttöön.

Kuva 3.2. Kuva alueesta ja sen maastosta

Kuvassa 3.2 nähdään alueen maasto. Alue on suurelta osin hyvin tasainen sekä alueelta puuttuu kasvusto. Alueen ympärillä ei ole korkeita rakennelmia eikä maanmuodostumia. Aluetta ympäröi metsä, mikä voi vaikuttaa reunimmaisten aurinkopaneelien tuotantoon, kun aurinko paistaa matalalta. Aurinkovoimalakäyttöön alueen maasto on lähes kokonaan rakennuskelpoinen. Koilliskulmaa alueesta ei voida hyödyntää ja lisäksi alueella on muita pienempiä esteitä. Alueen maasto on kokonaisuudessaan täten pääasiassa sopivaa aurinkovoimalakäyttöön.

3.1.2 Maanrakenne

Maanrakenne alueella määrittää minkälaisia perustuksia aurinkopaneeleille voidaan käyttää. Maanrakenteelle sopivista perustuksista usein valitaan sellaiset perustukset minkä elinkaarikustannukset ovat pienimmät. Maanrakenne myös vaikuttaa pölyisyyteen sekä alueella olevaan kasvustoon, mitkä vaikuttavat paneelien tuotantoon ja ylläpitokuluihin. Kasvusto aiheuttaa paneeleille varjostuksia ja voi pahimmassa tapauksessa vaikuttaa maanrakenteeseen juurien kautta, jolloin paneelien perustukset voivat liikkua. Pölyisyys alueella likaa paneelien pintoja, jolloin niiden tuotanto pienenee. Paneelien pinnat tulee puhdistaa sitä useammin mitä pahemmin ne likaantuvat, mikä lisää ylläpitokustannuksia. Maan pintamateriaali myös vaikuttaa auringonsäteilyn heijastumiseen takaisin maanpinnasta. Maan heijastuvuutta kuvataan albedo-kertoimella. Alueella olevan soran albedo-kertoimeksi voidaan arvioida 0,18 taulukon 2.1 mukaan. Albedo-kerroin tarkoittaa kuinka suuri osa säteilystä heijastuu materiaalista takaisin ja se vaikuttaa pääasiassa kaksipuoleisten aurinkopaneelien tuotantoon.

Alueen pintamateriaali on soraa. Pintamateriaali ei ole erityisen pölyävää, mikä vähentää aurinkopaneelien pinnoille kerääntyvää pölyä. Aurinkopaneelien pinnoille kertyvä lika ja pöly vähentävät aurinkopaneelien tuottoa. Putsaamalla aurinkopaneelit saadaan niiden tuotto palautettua normaaliksi, mutta pesemisestä johtuvat kustannukset vähentävät aurinkovoimalan rahallista kokonaistuottoa. Alueella ei myöskään ole kasvustoa juurikaan. Kasvusto voi aiheuttaa varjostuksia paneeleille, mikä vähentää aurinkopaneelien tuotantoa. Kasvusto voi myös muokata juuriensa kautta maanrakennetta, mikä voi vaikuttaa perustuksien vakauteen. Mahdollisesti kasvava kasvusto alueella tulisi täten poistaa säännöllisesti, jotta vältytään niiden aiheuttamista ongelmista. Kasvuston poistaminen lisää ylläpitokuluja, mikä on poissa aurinkovoimalan rahallisesta tuotosta.

Alue on vanhan kaivoksen maapohjaa. Maapohja on suurelta osin tasaista ja käyttökelpoista aurinkopaneelien asennukseen. Aurinkopaneelien asennus maahan vaatii niille sopivat perustukset. Maanrakenne määrittää minkälaiset perustukset ovat sopivimmat ja kustannustehokkaimmat kyseiselle alueelle. Yleisimpiä käytettäviä perustuksia aurinkopaneeleille on maan alle kaivetut betonielementit, maahan poraamalla tai paaluttamalla asennettavat perustukset sekä maanpäälliset betonielementit. Poraamalla tai paaluttamalla asennetut perustukset ovat yleisesti halvin tapa tehdä aurinkopaneelien perustukset, jos se on mahdollista, mutta maanrakenne ei ole sopivaa tämänkaltaisille perustuksille useassa paikassa.

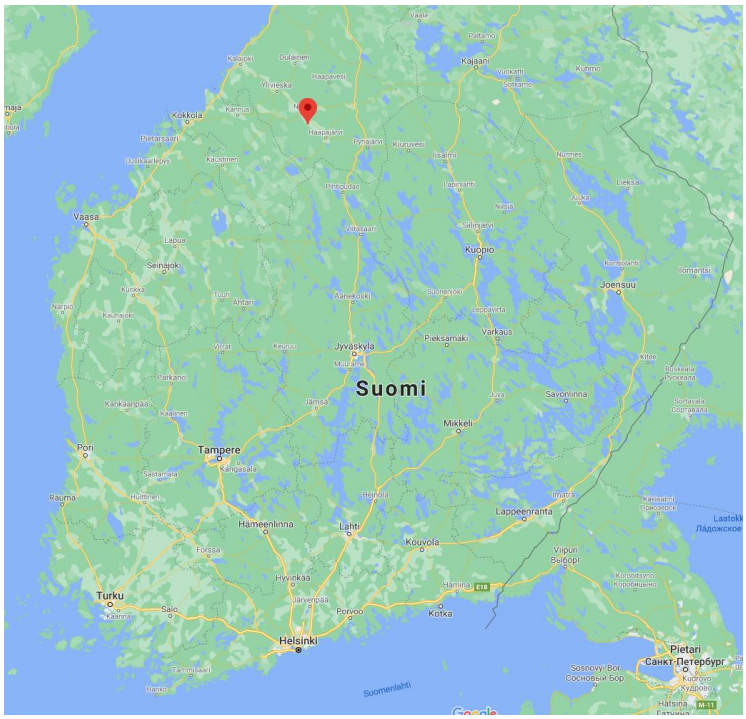
Alue on Hituran kaivoksen vanhaa suodatinkenttää, joten siellä ei voida käyttää maansisäisiä perustuksia. Alueella on kaivaminen kiellettyä, koska maahan on voinut imeytyä haitallisia aineita. Tästä syystä alueella tulee käyttää aurinkovoimalakäytössä maanpäällisiä perustuksia. Maanpäällisinä perustuksina käytetään lähes aina betonista valmistettuja elementtejä, jotka pitävät aurinkopaneelit paikallaan massansa sekä elementin ja maanpinnan välisen kitkan kanssa. Maanpinta on kivipohjaista, joten sen tulisi kestää betonielementtien, telineiden ja paneelien paino.

Kokonaisuudessaan alueen maanrakenne on erinomainen aurinkovoimalakäyttöön. Alue on tasainen ja se on hyvää pohjaa voimalan rakentamiseksi sekä siellä ei juurikaan ole varjostuksia aiheuttavia tekijöitä. Kasvusto ja pölyisyys eivät aiheuta suuria lisäkustannuksia alueen ja paneeleiden ylläpitoon. Pintaperustukset lisäävät jonkin verran perustuksien kustannuksia, mutta koko voimalan investointeihin nähden tämä lisäkulu on pienehkö.

3.1.3 Sijainti

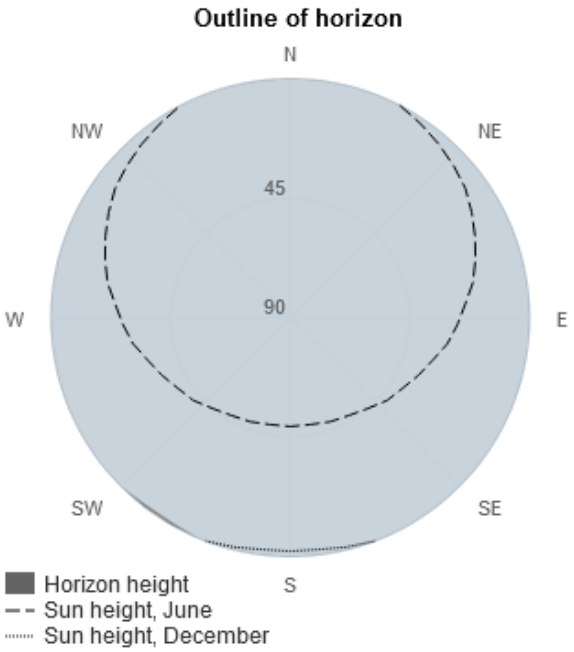
Alueen sijainti on yksi eniten vaikuttavimmista asioista aurinkovoimalan tuotantoon ja sen taloudellisuuteen. Sijainti vaikuttaa suoraan vuotuiseen säteilymäärään, mitä on mahdollista hyödyntää energiantuotantoon. Sijainti voi myös vaikuttaa paneelien likaantumiseen riippuen alueella olevasta ilmastosta ja läheisyydessä olevasta ihmisen toiminnasta. Lisäksi sijainnin lähellä tulisi olla liittyminen sähköverkkoon mahdollista, koska muuten sähkön siirto muualle ja myynti olisi mahdotonta.

Alue sijaitsee Pohjois-Pohjanmaalla Nivalan kaupungin läheisyydessä. Alueen koordinaatit ovat 63°50'23.7"N 25°01'04.1"E. Näillä leveysasteilla teoreettinen tuotto on noin 900 kWh/m^2. Auringonsäteily on vahvasti painottunut kesäajalle kyseisillä leveysasteilla. Alue on suhteellisen pohjoisessa, mutta vuosittainen teoreettinen tuotto ei jää juurikaan jälkeen keski-Euroopasta. Kuvassa 3.3 on alueen sijainti Suomen kartalla.



Kuva 3.3. Alueen sijainti merkittynä Suomen kartalle (Google Maps).

Kuvasta 3.3 nähdään alueen sijainti Pohjois-Pohjanmaalla. Alue ei ole meren läheisyydessä, mikä vähentää suurimpia tuulenpuuskia sekä paneeleille tulevaa likaa. Alueen läheisyydessä kulkee 110 kV sähkölinja, mikä on perusedellytys aurinkovoimalan perustamiseksi. Kuvassa 3.4 on esitettynä simulointiohjelman horisontti alueella. Alueella horisontti on matalalla, mikä tarkoittaa, että maanmuodostumien aiheuttamia varjostavia tekijöitä ei juurikaan ole.



Kuva 3.4. Alueen horisontti ja siihen suhteutettu auringon korkeus (PVGIS).

Kuvassa 3.4 on alueen horisontti ja auringon korkeus horisonttiin nähden kesäkuussa kesäpäivänseisauksena ja joulukuussa talvipäivänseisauksena. Aurinko ylittää joulukuussa horisontin ainoastaan välillä -20,6° – 20,6° suhteessa etelään ja keskipäivälläkin aurinko ylittää horisontin vain noin 2° verran suoraan etelässä. Toisin sanoen aurinko ei juurikaan ylitä horisonttia joulukuussa, joten silloin ei ole oletettavissa tuotantoa. Horisontin kuvaaja kesäkuulle näyttää, että aurinko menee horisontin alle vain keskiyön aikana muutamaksi tunniksi. Kuvasta myös nähdään, että horisontin korkeus on 0° lähes joka suuntaan, paitsi lounaan suunnassa horisontti nousee 1° verran. Ohjelmiston horisontin korkeus perustuu maanmittaustilastoihin, joten se ei ole täysin luotettava ja se ei huomioi esimerkiksi puita ollenkaan. Horisontin korkeutta ei ole käyty paikan päällä itse mittaamassa. Horisontin tilastollisesta korkeudesta voi kuitenkin päätellä, että lähistöllä ei ole suuria korkeuseroja aiheuttamassa varjostuksia ja täten häiritsemässä aurinkopaneelien toimintaa ja vähentäen niiden kokonaistuotantoa.

3.2 Aurinkopaneelit

Aurinkovoimala tuottaa sähköä aurinkopaneelien avulla. Aurinkopaneelien tyyppi ja niiden asennustapa vaikuttavat suuresti voimalan sähköntuotantoon, voimalan investointikustannuksiin sekä sen ylläpitokustannuksiin. Paneelien tyyppi, asennustapa ja sijoittelu tulisi suunnitella, laskea kustannukset ja simuloida hyvin, jotta voimalan tuotanto saadaan mahdollisimman korkeaksi mahdollisimman pienillä kuluilla. Aurinkopaneeleita on yksi- ja kaksipuolisia, mikä tarkoittaa, että keräävätkö paneelit säteilyä yhdeltä vai kahdelta puolelta paneelia. Aurinkopaneelien asennustapoina voi olla kiinteäasenteiset tai aurinkoseuraimella varustetut paneelit.

3.2.1 Paneelityyppi

Aurinkovoimalan paneelityypin valinta on yksi tärkeimmistä valinnoista voimalaa suunnitellessa ja arvioidessa sen kokonaistuotantoa. Aurinkopaneelit voivat olla yksi- tai kaksipuolisia. Yksipuoliset aurinkopaneelit suunnataan suoraan aurinkoon päin ja suuntauksessa ei tarvitse huomioida alueen maanrakenteen albedo-kerrointa. Kaksipuoliset aurinkopaneelit suunnataan alueen sijainnin ja maanrakenteen albedo-kertoimen mukaisesti. Yleisesti kak-

sipuoliset aurinkopaneelit suunnataan suurempaan kulmaan kuin yksipuoliset aurinkopaneelit, jotta saadaan mahdollisimman suuri hyöty myös maanpinnasta heijastuvasta säteilystä. Aurinkopaneelien tuotantoon myös vaikuttaa paneelin materiaalivalinta, mikä yleisesti tarkoittaa piin kiderakennetta. Yksikiteisestä piistä valmistetuilla aurinkopaneeleilla on suurempi hyötysuhde kuin monikiteisestä piistä valmistetuilla aurinkopaneeleilla.

Kokonaistuotannon lisäksi paneelityypin valintaan vaikuttaa eri paneelityyppien hinnat suhteessa niistä saatavaan keskitehoon. Monikiteisestä piistä valmistetut paneelit ovat halvempia kuin yksikiteisestä piistä valmistetut paneelit, mutta nykypäivänä niiden hintaero on niin pieni, että yksikiteisen aurinkopaneelin suurempi hyötysuhde pitkälti korvaa hintaeron. Yksipuoliset aurinkopaneelit ovat halvempia kuin kaksipuoliset, mutta sopivassa maastossa kaksipuoleiset aurinkopaneelit tuottavat sen verran paremmin, että se hyöty korvaa hintaeron. Kustannuksissa tulee ottaa huomioon muutkin kustannukset kuin pelkästään aurinkopaneelin, jolloin kokonaiskustannukset eivät suhteessa nouse niin paljon kuin aurinkopaneelien hintaero on.

Simuloinnin ja kustannuslaskelmien avulla saadaan arvioitua kyseiselle alueelle sähköntuotannon ja hankintakustannuksien suhteen optimaalisin ratkaisu. Näin saadaan laskettua alueelle rakennettavan aurinkovoimalan sähkön tuotantohinta, mitä voidaan arvioida markkinoilla olevaan sähkönhintaan. Näin saadaan arvio aurinkovoimalan rakentamisen kannattavuudesta sijoitusmielessä.

Tässä työssä käytetään yksipuolisten paneelien laskujen ja simulointien pohjana Canadian Solarin valmistamaa HiKu CS3W-420P aurinkopaneelia, jonka nimellisteho on 420W. Paneelin korkeus on 2108 mm ja leveys 1048 mm. Paneelin tarkemmat tiedot löytyvät Liitteestä 1 olevasta datasheetistä.

Kaksipuoleisten paneelien laskujen, suunnitteluiden ja simulointien pohjana käytetään Canadian Solarin valmistamaa BiHiKu CS3W-410PB-AG kaksipuoleista aurinkopaneelia, jonka nimellisteho on 410W. Nimellisteho on aurinkopaneelin etupuolen kennoston nimellisteho; paneeli kokonaisuudessaan voi tuottaa nimellistehoaan suuremman tehon, kun takapuolen tuottama teho lisätään etupuolen tuottamaan tehoon. Teoriassa paneeli voi suurimmillaan tuottaa lähes kaksinkertaisen tehon nimellistehoon nähden, mutta käytännössä tä-

mänkaltaista tilannetta ei pääse käymään. Kaksinkertaisen tehon saamiseksi molempien aurinkopaneelin puolien pitäisi olla osoitettuna aurinkoon päin tai alueen albedo-kertoimen pitäisi olla lähes 1. Kaksipuoleisen aurinkopaneelin takapuolen hyötysuhde on usein myös heikompi kuin etupuolen, mikä rajoittaa sen tehoa. Tällä hetkellä kaksipuoleisen aurinkopaneelin takapuolen hyötysuhde on tyypillisesti 60–95 % etupuolen hyötysuhteesta (Crescenti 2020). Paneelin korkeus on 2132 mm ja leveys 1048 mm. Paneelin tarkemmat tiedot löytyvät Liitteestä 2 olevasta tietolomakkeesta.

Paneelien koon ja nimellistehon suhteen voidaan arvioida tutkielmassa tutkitun aurinkovoimalan kokonaistehon suuruusluokka ilman aurinkopaneelien tarkempaa sijoittamisen suunnittelua alueelle. Aurinkovoimalan todellinen koko tulisi todennäköisesti olemaan jonkin verran pienempi, mutta käytännössä tämä ero ei ole merkittävä vaan todennäköisesti 5 % sisään arvioidusta.

3.2.2 Asennustapa

Aurinkopaneelien asennustapa vaikuttaa aurinkopaneelien sijoittamisen tiheyteen ja yksittäisten paneelien tuotantomääriin. Aurinkopaneelien sijoittamisen tiheyden ja paneelien tuotantomäärien avulla saadaan voimalan kokonaistuotantomäärä. Kiinteä-asenteiset aurinkopaneelit voidaan sijoittaa tiheämmin kuin aurinkoa seuraavat paneelit, koska niiden tuottamat varjot jäävät pienemmiksi kuin aurinkoon suoraan kohdistetut paneelit. Tiheämmällä aurinkopaneelien sijoittamisella saadaan pienennettyä tuotantoeroa kiinteäasenteisten ja aurinkoa seuraavien paneelien välillä suhteessa alueen aurinkopaneeleilla asennettavaan pinta-alaan.

Kiinteä-asenteisena yksipuolisten aurinkopaneelien optimikulma maan pinnan suhteen on noin 45° tutkielmassa tutkitulla alueella Suomessa. Kaksipuolisten aurinkopaneelien optimikulma riippuu sijainnin lisäksi myös alueen maanpinnan albedo-kertoimesta, eli käytännössä kuinka suuri osa maahan osuvasta säteilystä heijastuu takaisin maanpinnasta. Kiinteäasenteisilla yksipuolisilla aurinkopaneeleilla käytetään simuloinnissa 45° sekä 20° kulmia. Näin saadaan arvioitua kuinka paljon paneelin kallistus vaikuttaa yksittäisen paneelin kokonaistuotantoon. Pienemmällä kulmalla alueelle saadaan suurempi määrä paneeleita sekä tukitelineen kappalehinta on pienempi, mutta yksittäisen aurinkopaneelin tuotto on pienempi.

Aurinkovoimalan kokonaisteho saadaan suuremmaksi, kun aurinkopaneelien kallistus suhteessa maanpintaan on pienempi. Kaksipuolisia aurinkopaneeleita tutkitaan 20°, 45° ja 60° kulmilla ja maaperän albedo-kertoimeksi arvioidaan taulukon 2.1 mukaan 0,17. Peräkkäisten rivien aurinkopaneelien välisten matkojen laskemiseen käytetään auringonkulmana 15°, näin saadaan suhteellisen tiiviisti paneelit asennettua alueelle ja kokonaistuotanto ei kärsi varjostuksien puolesta suuresti.

Aurinkoseuraimella varustettuja paneeleita simuloidaan pelkästään yksiakselisella horisontaalisella seurannalla. Horisontaalisella seurannalla saadaan jo suuri hyöty aurinkovoimalan tuottoihin ja vertikaalisen seurannan lisääminen paneeleihin horisontaalisen seurannan lisäksi lisäisi kustannuksia, lisäisi vierekkäisten aurinkopaneelien välejä sekä kokonaistuotanto per aurinkopaneeli ei nousisi suuresti. Yksiakselinen seuranta nostaa paneelin tuottoja noin 20 % ja kaksiakselinen tuotanto nostaa tuotantoa yksiakseliseen verrattuna noin 10 % (DGS, 2008). Yksiakselisen seurannan perustukset ja rakenne ovat yksinkertaisemmat ja se on varmempi toiminen, joten hankinta-, rakennus ja huoltokustannukset ovat pienemmät. Simuloinneissa ja laskennassa käytetään aurinkoseuraimella varustettujen aurinkopaneelien väleinä samoja kuin 60°:n kulmaan kiinteästi asennetuilla aurinkopaneeleilla sekä 45°:n kulmaan asennettujen paneelien välejä. Tällä saadaan arvioitua kuinka paljon aurinkovoimalan tuotantoon vaikuttaa paneelien aiheuttamat varjostukset toisiin paneeleihin.

Aurinkopaneelien perustuksina tulee käyttää maanpinnalle asennettuja perustuksia, koska tutkielmassa tutkitulla alueella on kaivuukielto. Perustukset pitävät paneelit paikallaan painonsa ja perustuksen sekä maanpinnan välisen kitkan avulla. Usein pinta-asenteisilla perustuksilla aurinkopaneeleille maksimikulma on 20°, koska suuremmilla kulmilla tuulikuormat nousevat liian suuriksi (IFC 2015). Suuremmilla aurinkopaneelikulmilla perustuksien koko ja näin ollen myös paino kasvaa suureksi, mikä nostaa niiden hintaa.

Simuloinnin ja kustannuslaskelmien avulla saadaan kyseiselle alueelle sähköntuotannon ja rakennuskustannuksien suhteen optimaalisin ratkaisu. Näiden avulla saadaan laskettua aurinkovoimalalle sähkön tuotantokustannukset, minkä avulla voidaan arvioida aurinkovoimalan rakentamisen rahallista tuottavuutta sijoittajille.

3.3 Aurinkovoimalan teho

Tässä kappaleessa lasketaan aurinkopaneelien käyttämä pinta-ala varjostukset huomioiden, jonka avulla saadaan laskettua alueelle mahtuvan aurinkovoimalan kokoluokka. Aurinkopaneelien pinta-alaa laskiessa huomioidaan käytetty paneelityyppi ja asennustapa, jotka vaikuttavat aurinkopaneelien etäisyyksiin toisiinsa niiden aiheuttamien varjostuksien vuoksi. Alueen kooksi on laskettu noin 85 ha, mikä on asennuskelpoista maastoa aurinkopaneeleille. Tämän lisäksi alueella jää tilaa muiden voimalan komponenttien asennukseen.

Paneelit suunnataan etelään, eli niiden atsimuutti on 0° suhteessa etelään. Etelään suunnatut aurinkopaneelit tuottavat Suomessa parhaiten, jos ei ole muita tuottoon vaikuttavia tekijöitä kuten alueen muoto, pinnanmuodot tai varjostukset. Alue on suhteellisen tasainen ja alueen muodossa eikä ympäriltä tulevista varjostuksista ole selkeää syytä miksi suunnata paneeleita muuhun suuntaan.

Aurinkopaneelirivien väliin jätettävien aukkojen leveys riippuu käytettävästä asennustavasta sekä paneelityypeistä. Paneelirivien välisen alueen leveys saadaan yhtälön (2.1) avulla. Tämä saadaan sijoittamalla yhtälöön paneelin korkeus, paneelin kallistus ja auringon kulma suhteessa maanpintaan. Paneelin itsessään vaatiman alueen pituus saadaan yhtälöllä (2.2). Näitä hyödyntäen voidaan laskea yhtälöllä (2.3) koko yksittäisen aurinkopaneelin vaatima pinta-ala. Käytännössä tämä pinta-ala sisältää paneelin fyysisesti vaatiman pinta-alan sekä paneelin aiheuttaman varjon pinta-alan valitulla auringonkulmalla.

$$A = \left(L * \cos(a) + \frac{L * \sin(\alpha)}{\tan(H_s)} \right) * y, \tag{3.1}$$

missä A on aurinkopaneelin vaatima pinta-ala (m^2), L on aurinkopaneelin korkeus (m), α on aurinkopaneelin kallistus (°), H_s on auringon kulma suhteessa maanpintaan (°) ja y on aurinkopaneelin leveys (m).

$$A = \left(2{,}108\text{m} * \cos(45°) + \frac{2{,}108\text{m} * \sin(45°)}{\tan(15°)} \right) * 1{,}048\text{m} = 7{,}392\text{m}^2, \tag{3.2}$$

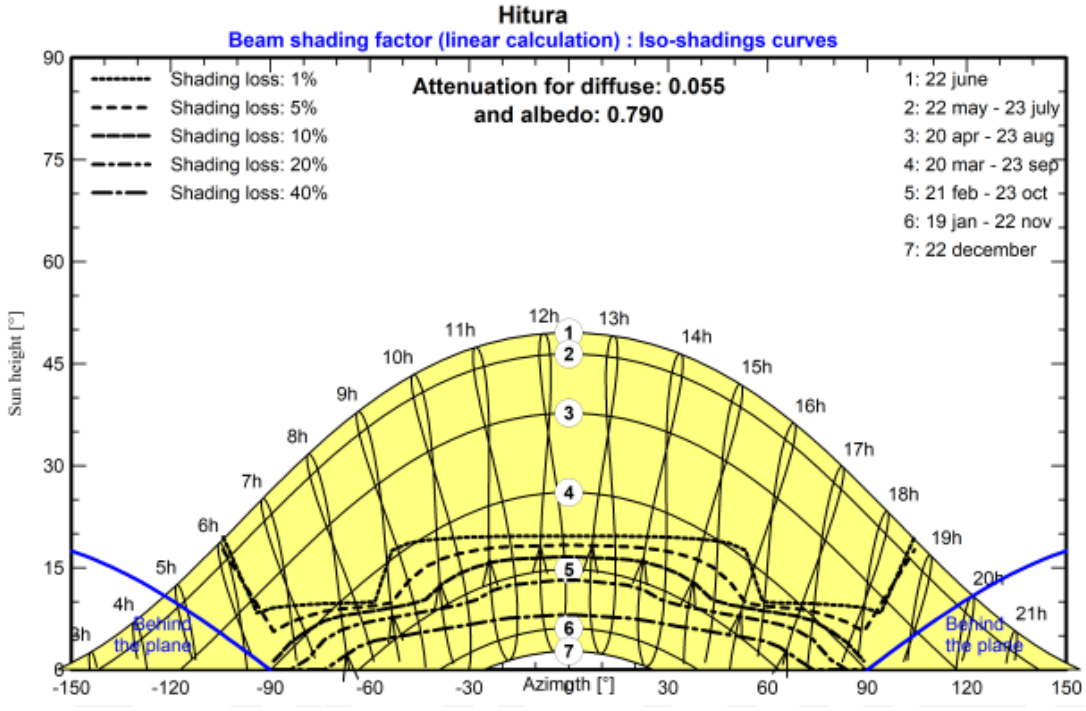
Yhtälössä (3.1) on yhdistetty edellä mainitut yhtälöt ja kyseistä yhtälöä on käytetty esimerkkinä yhtälössä (3.2). Pinta-alan laskemiseen on käytetty kohdassa 3.2.1 mainittua HiKu

CS32-420P aurinkopaneelia ja kohdassa 3.2.2 mainittua 45°:n kulmaa aurinkopaneelille ja auringon kulmaksi asetettiin 15°. Vaadittava pinta-ala paneelille on 7,392m^2. Taulukossa 3.1 on laskettuna edellä mainittujen kaavojen avulla lasketut pinta-alat eri paneelikokoonpanoille. Pinta-alojen avulla on laskettu aurinkovoimalan kokonaisteho kyseisellä kokoonpanolla kyseisessä sijainnissa.

Taulukko 3.1. Paneelit eri kulmilla ja niille lasketut pinta-alat, paneelien lukumäärät sekä voimalan kokonaisteho.

Paneeli	Paneelin kulma [°]	Paneelin vaatima pinta-ala [m^2]	Paneelien lukumäärä [kpl]	Voimalan teho [MW]
HiKu CS3W-420P	20	4,896	173616	72,9
HiKu CS3W-420P	45	7,392	114988	48,3
HiKu CS3W-420P, tracking	0–50	7,736	109877	46,1
HiKu CS3W-420P, tracking	0–60	8,245	103095	43,3
BiHiKu CS3W-410PB-AG	20	4,952	171662	70,4
BiHiKu CS3W-410PB-AG	45	7,476	113693	46,6
BiHiKu CS3W-410PB-AG	60	8,339	101934	41,8

Taulukossa 3.1 esitetään teoreettisesti lasketut paneelien tarvitsemat pinta-alat ja verrattu sitä pinta-alaa alueen rakennuskelpoiseen maastoon, eli 85 hehtaarin kokoiseen alueeseen, ja saatu näin paneelien kokonaismäärä. Paneelien kokonaismäärän ja niiden nimellistehon avulla laskettu voimalan kokonaisteho. Alueelle suunniteltava voimala todennäköisesti sisältää pienemmän määrän aurinkopaneeleita kuin teoreettisesti on laskettu, mutta lasketut arvot antavat suuruusluokan voimalan kokonaistehosta. Laskettuja määriä voidaan simulaation avulla arvioida ja suhteuttaa toisiinsa. Näin saadaan arvioitua taloudellisin ratkaisu alueen aurinkopaneelien tyypille ja rakennustavalle. Kuvassa 3.5 on esitettynä paneelien aiheuttamia varjostuksia toisiin paneeleihin eri vuodenaikoina.



Kuva 3.5. Paneelien aiheuttamat varjostukset toisiin paneeleihin 45°:n kulmalla. (PVsyst)

Kuvas perustuu taulukon 3.1 mukaisesti 45° asteen kulmaan asennettujen aurinkopaneelien väleihin ja esittää niiden aiheuttamat varjostukset toisiin paneeleihin. Maaliskuusta syyskuuhun varjostukset eivät aiheuta tuotantotappioita käytännössä yhtään ja tällä ajalla tuotetaan aurinkovoimaloiden suurin osuus vuoden kokonaistuotannosta. Suomessa aurinkovoimaloiden tuotanto keskittyy pitkälti kesäajalle ja tuotanto marraskuusta helmikuuhun on käytännössä olematonta. Kokonaisuudessaan vuosituotannosta varjostukset eivät kyseisellä paneeliasettelulla aiheuta tuotantotappioita juurikaan yhtään.

3.4 Aurinkovoimalan sähköistys

Aurinkovoimalan läheisyydessä tulee olla mahdollisuus liittää se valtakunnalliseen sähköverkkoon, jotta voimalan tuottama sähköenergia saadaan siirrettyä ja myytyä. Tämän tutkielman kokoisen aurinkovoimalan liittämiseen sähköverkkoon tarvitaan suurjännitelinja mihin voimala saadaan liitettyä. Sähköverkkoon liittämisen lisäksi tulee huomioida aurinkovoimalan kaapeloinnit sekä invertterit aurinkopaneeleiden tuottaman tasajännitteen muuttamiseksi vaihtojännitteeksi.

Alueen läheisyydessä kulkee Elenian 110 kV suurjännitelinja. Suurjännitelinjalle kulkee valmiiksi raivattu johtokatu, mitä kautta Hituran kaivokselle on tullut sähkönsyöttö. Kyseinen

sähkölinja ja kaivoksella ollut sähköasema on nykyään purettu. Kyseistä johtokatua ja sähköasema-aluetta voidaan hyödyntää ja rakentaa uusi sähkölinja sekä sähköasema vanhoille paikoilleen. Liittääkseen aurinkovoimalan 110 kV linjaan tulee alueen läheisyyteen rakentaa sähköasema. Sähköaseman tulee sisältää sekä kytkinkentän että suurjännitemuuntajat. Tässä tutkielmassa sähköasemaa sekä suurjännitelinjaa voimalan kytkemiseksi verkkoon ei suunnitella, mutta niistä tulevat kustannukset arvioidaan ja huomioidaan johtopäätöksessä. Sähköliittymään tarvittavat investoinnit ovat valmiiden pohjien seurauksesta odotettua halvemmat.

Aurinkopaneelit tuottavat tasavirtaa, joten sen muuttamiseksi vaihtovirtaan tarvitaan invertereitä. Tasavirta tulee muuttaa vaihtovirraksi, jotta voimalan tuottama sähkövirta pystytään syöttämään sähköverkkoon. Tämän kokoluokan aurinkovoimalalla tulee käyttää useita inverttereitä, koska voimalan kokonaisteho on liian suuri yksittäiselle keskitetylle inverterille. Usean invertterin hyötyjä ovat vikasietoisuus, todennäköisesti lyhyemmät ja yksinkertaisemmat DC-kaapeloinnit (tasavirta, engl. Direct Current) sekä tässä kokoluokassa halvempi hinta. Usealla invertterillä varustettu voimala on huomattavasti vikasietoisempi kuin yksittäisellä invertterillä varustettu voimala, koska yksittäisen invertterin hajoaminen ei keskeytä tuotantoa kokonaan. DC-kaapeloinnit on hyvä pitää lyhyenä ja yksinkertaisena pitääkseen resistiiviset häviöt pieninä sekä kaapeleiden aiheuttamien silmukoiden pinta-alat pieninä.

3.4.1 Kaapelointi

Voimalan kaapelireitteinä voidaan käyttää aurinkopaneelien telineitä. Telineisiin voidaan asentaa kaapelihyllyt, mitä pitkin kaapeloinnit voidaan rakentaa. Näin säästytään erillisen kaapelireitin rakentamiselta, joka vähentää ylimääräisiä kuluja. Kaapelireittien suunnittelussa tulisi tavoitella mahdollisimman lyhyitä kaapelointeja, jolloin säästetään kuluissa sekä saadaan pienemmät häviöt kaapeleissa. DC-kaapeloinnissa tärkeätä on pitää etäisyydet mahdollisimman lyhyinä sekä pitää kaapeleiden aiheuttamien silmukoiden pinta-alat mahdollisimman pieninä. Kaapeleiden aiheuttamat silmukat voivat aiheuttaa häiriötä muihin kaapeleihin. Kaapeloinnin reitit riippuvat suuresti invertterien valinnasta sekä niiden sijoittelusta.

Alueen maadoitus on haastava toteuttaa, kun kaivaminen on kiellettyä. Perinteisesti maadoitus rakennetaan tekemällä kuparista maadoitusverkko. Useasti maadoitusverkon kuparit asennettaisiin noin metrin syvyyteen, mutta tässä kohteessa se ei ole mahdollista. Kaikki

paneelien asennustelineet tulisi maadoittaa toisiinsa yhteen. Alueen reunoille saadaan kaivettua maadoituskuparit maahan ja alueen keskellä varmistaa maadoitus maadoitussauvojen avulla.

3.4.2 Invertterit

Invertterit muuttavat aurinkopaneelien tasajännitteen vaihtojännitteeksi. Vaihtosuuntaus tulee tehdä, jotta voimala kyetään liittämään valtakunnalliseen sähköverkkoon. Invertterien ulostulo vaihtojännite on tyypillisesti pienjännitettä 400–690 V välillä. Invertterien tuottama vaihtojännite tulee muuntajan avulla nostaa korkeammaksi, jos aurinkovoimala on tarkoitus liittää keski- tai suurjännitelinjaan. Suuren kokoluokan aurinkovoimaloissa on käytetty sekä keskitettyjä inverttereitä että ketjutettuja inverttereitä. Perinteisesti on käytetty keskitettyjä inverttereitä suuren kokoluokan aurinkovoimaloille, mutta lähivuosina ketjutetut invertterit ovat vallanneet markkinoita. Ketjutettujen invertterien hinnat ovat lähentyneet keskitettyjen invertterien hintoja, joten hintaeroa ei nykypäivänä juurikaan ole. Ketjutetun invertterin positiivisia puolia on sen pienemmän koon mahdollistama monikäyttöisyys erikokoisissa aurinkovoimaprojekteissa. Lisäksi ketjutetut invertterit ovat vikasietoisempia, sillä yhden invertterin hajoaminen ei vaikuta niin suuresti kokonaistuotantoon. Nykypäivänä useita ketjutettuja inverttereitä keskitetään samalle sijainnille, jolloin käytännössä tehdään keskitetty invertteri usean ketjutetun invertterin avulla. Tälläisellä ratkaisulla saadaan molempien invertterien hyötyjä. (Misbrener 2021).

Tutkielmassa suunnitellaan suuren kokoluokan aurinkovoimalaa. Tutkielman aurinkovoimalassa on tarkoitus joko käyttää keskitettyjä inverttereitä tai keskittää ketjutettuja inverttereitä lähekkäin. Invertterien lähelle sijoitetaan 20 kV muuntajat, jolloin saadaan resistiiviset häviöt pieniksi invertterien ja muuntajan väliltä. Invertterien eliniäksi arvioidaan nykyään noin 15 vuotta, joten ne tulee aurinkovoimalan eliniän aikana vähintään kerran uusia.

3.4.3 Sähköverkkoon liittäminen

Aurinkovoimala tulee liittää sähköverkkoon, jotta voimalan tuottama sähköenergia voidaan hyödyntää. Aurinkovoimalan invertterit muuttavat aurinkopaneelien tasajännitteen vaihtojännitteeksi. Invertterit tuottavat pienjännitettä, mikä muutetaan muuntajien avulla niiden läheisyydessä 20 kV keskijännitteeksi. Alueen läheisyyteen tulee rakentaa 20/110 kV muuntoasema. Aurinkovoimalalta rakennetaan 20 kV keskijännitelinja muuntoasemalle. Ase-

malta tulee rakentaa suurjännitelinja Elenian läheiselle 110 kV sähköasemalle, mistä yhdistytään valtakunnalliseen sähköverkkoon Elenian verkon kautta. Elenian sähköasemalla tulisi investoida lisäkenttään, jotta saadaan voimalan suurjännitelinjalle liityntäpiste.

Alueen läheisyydessä on paljon tuulivoimaa, joten sähköasemalla on rajattu tehomäärä vapaana käytettävissä. Tämä tulee huomioida voimalan kokoa mitoittaessa, sillä huipputehot tulee pitää rajattuna. Aurinkovoiman ja tuulivoiman tuotantoprofiilit tosin ovat erilaiset, joten niiden huipputuotanto on usein eriaikoina.

3.5 Simulointi

Simuloinnin avulla voidaan arvioida saatavia tuotantomääriä suunnitellusta aurinkovoimalasta. Todellinen tuotantomäärä aurinkovoimalalla todennäköisesti eroaa simuloidusta tuotantomäärästä, mutta näiden erot ovat pienehköjä ja parempaa arvioita voimalan tuotannosta on pitkälti mahdotonta saada. Simulointi perustuu monen vuoden ajalta mitattuihin säteilyarvoihin eri paikoista, joiden avulla arvioidaan alueen säteilymäärät. Täysin varmaa tietoa tulevasta aurinkovoimalan tuotannosta on mahdotonta saada, mutta simulointi antaa hyvän arvion.

Simuloinnin arvoina käytetään kappaleen 3.3 teoreettisesti laskettuja paneelimääriä eri kokoonpanoilla ja asetuksilla. Näiden simulointien avulla voidaan verrata eri kokoonpanojen ja asetuksien vaikutuksia voimalan kokonaistuotantoon ja yksittäisten paneelien tuotantoon. Tämän jälkeen voidaan laskea eri tekniikoiden rakentamiseen vaadittava hinta, mistä saadaan kokonaiskustannukset sekä tuotot laskettua. Kustannuslaskelmien perusteella pystytään valitsemaan taloudellisesti paras ratkaisu voimalalle. Tämän ratkaisun aurinkopaneelityypin, asennustavan ja asennuskulman avulla pystytään arvioimaan aurinkovoimalan tuotanto ja sen mukaisesti tuotetun sähkön hinta. Tuotetun sähkön hinnan arvoa voidaan arvioida historialliseen dataan sähkön hinnasta sekä PPA-sopimuksiin Suomessa, joiden avulla voidaan tehdä johtopäätös voimalan rakentamisen mielekkyydestä sijoitusmielessä.

Simuloinneissa käytetään paneelityyppeinä yksi- ja kaksipuoleisia paneeleita. Asennustavan vaikutukset simuloidaan myös. Asennustapoina käytetään kiinteäkulmaisia sekä horisontaalisella aurinkoseuraimella varustettuja paneelien kiinnitystelineitä. Simuloinnin avulla saa-

daan selvitettyä kuinka paljon kaksipuoleinen aurinkopaneeli nostaa tuotantoa suhteessa yksipuoleiseen aurinkopaneeliin. Lisäksi saadaan selvitettyä kuinka paljon aurinkopaneelin kulma suhteessa maanpintaan vaikuttaa aurinkopaneelin tuotantoon sekä kuinka paljon aurinkoseuraimella varustettu paneeli tuottaa suhteessa kiinteäkulmaiseen.

Simulointi toteutetaan PVGIS- ja PVsyst ohjelmistoilla. Kahdella eri ohjelmistolla simuloinnin toteuttaminen antaa mahdollisuuden verrata niiden tuloksia toisiinsa. Vertailun avulla voidaan varmistua simuloinnin tulosten oikeellisuudesta, jos ne eivät poikkea suuresti toisistaan. Kahden eri simuloinnin ansiosta saadaan varmempi tulos todennäköisestä tuotannosta verrattuna pelkästään yhteen simulointiin. Simulointien tuloksia verrataan toisiinsa ja niiden avulla arvioidaan kokonaistuotanto eri paneelikokoonpanoille kustannuslaskelmia laskiessa.

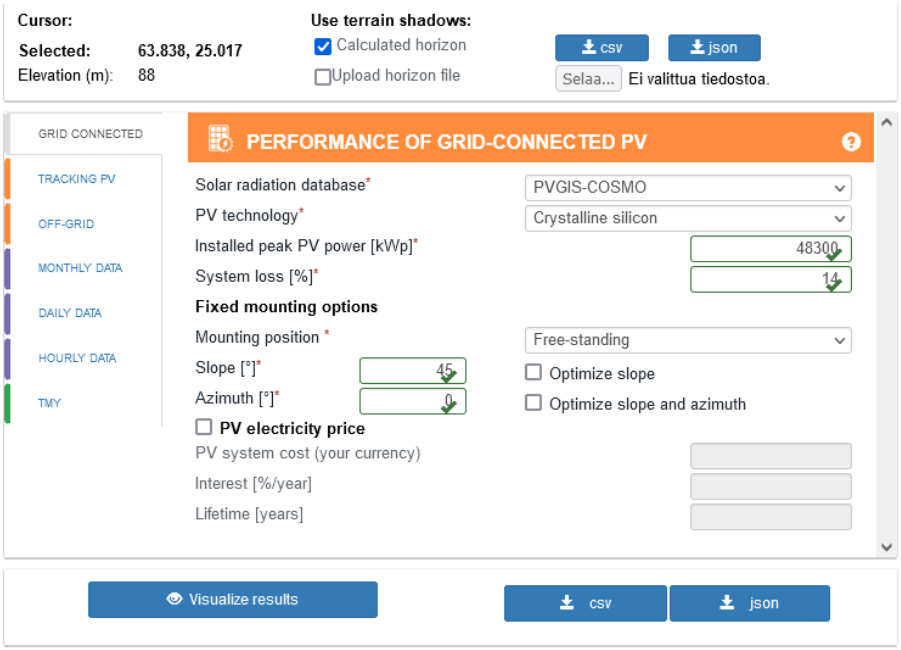
3.5.1 Simulointi PVGIS-ohjelmistolla

PVGIS on ohjelmisto, jolla voidaan simuloida aurinkovoimaloiden tuotantoa. PVGIS-ohjelmistoa on kehitetty vuodesta 2001 Italiassa European Commission Joint Reseach Centressä. PVGIS-ohjelmisto on suhteellisen yksinkertainen ohjelmisto aurinkovoimaloiden simuloimiseen ja tarkemmat simulaatiot saadaan tehtyä PVsyst-ohjelmistolla. PVGIS-ohjelmiston antamat vaihtoehdot aurinkovoimalan eri komponenteille ja kokoonpanoille on erittäin rajattua. Työssä käytetään PVGIS-ohjelmiston versiota 5.1.

PVGIS-ohjelmisto antaa mahdollisuuden simuloida aurinkopaneeleita tietyllä sijainnilla. Sijainti voidaan syöttää ohjelmistoon suoraan kartalta tai halutessaan koordinaattien avulla. Sijainnin perusteella ohjelmisto osaa hakea horisontissa näkyvät esteet tai halutessaan pystyy myös itse lisäämään horisontin tiedot. Sijainnin perusteella saadaan tiedot auringon korkeudesta eri aikoina. Tietokantoja on kaksi vaihtoehtoa, joista saadaan keskimääräisesti tiedot kuinka paljon aurinko säteilee alueelle.

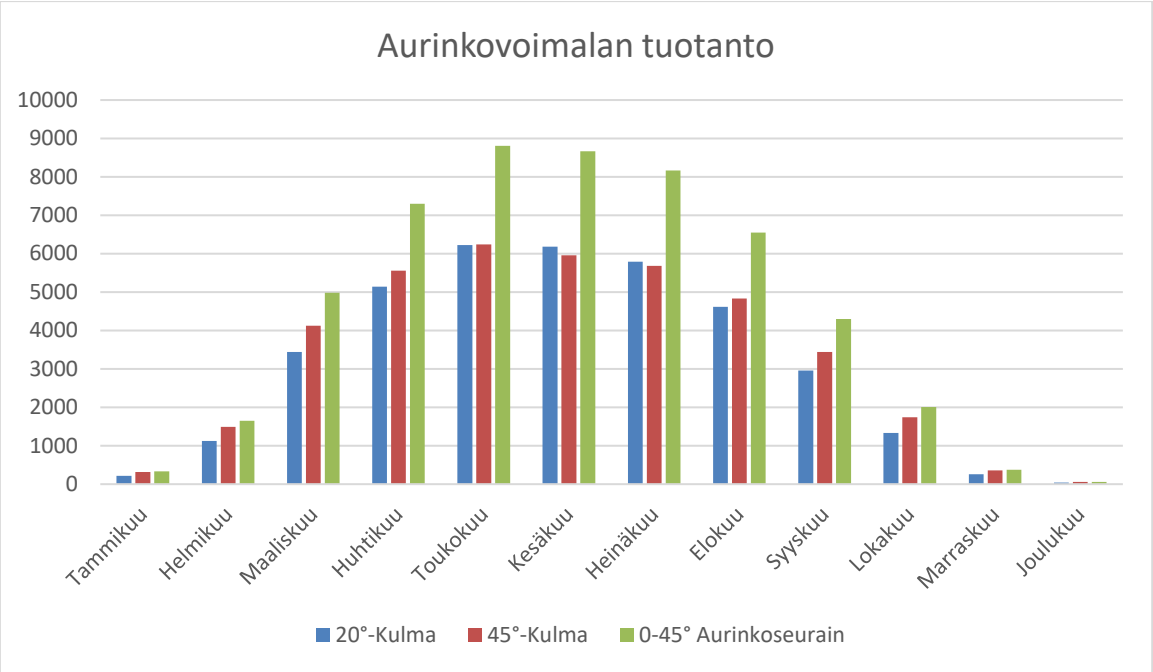
Aurinkopaneelien kokoonpanoa valittaessa ohjelmistoon tulee syöttää kiinteäkulmaisisten aurinkopaneelien simuloinnissa aurinkopaneelin kennomateriaali, voimalan kokonaisteho, järjestelmien häviöt prosentteina tuotannosta, kiinnitystapa, aurinkopaneelien kulma suhteessa maanpintaan ja atsimuutti eli aurinkopaneelin kulma itä-länsi suunnassa. Aurinkoseuraimella varustettujen aurinkopaneelien simuloinnissa ohjelmistoon tulee syöttää aurinkopa-

neelien kennomateriaali, voimalan kokonaisteho, järjestelmien häviöt prosentteina tuotannosta sekä valita millä akseleilla aurinkoseurain toimii ja valita niille akseleille kulma-asteet minkä välissä aurinkoseurain toimii. Ohjelmisto ei tue kaksipuoleisten aurinkopaneelien simulointia, joten niiden simulointi toteutetaan pelkästään PVsyst-ohjelmistolla. Kuvassa 3.6 on esitettynä PVGIS-ohjelmiston käyttöliittymä. Käyttöliittymästä voidaan valita eri tiedot simuloinnin kohteelle ja käytettävälle aurinkopaneelitekniikalle sekä paneelien asennustavalle.



Kuva 3.6. PVGIS-ohjelmiston käyttöliittymä (PVGIS).

Paneelien kennomateriaaliksi valitaan monikiteinen pii (engl. crystalline silicon). Auringon säteilymäärän tietokantana käytetään PVGIS-COSMO tietokantaa, koska kyseisen tietokannan tarkkuus kyseiselle sijainnille on suurempi kuin ohjelman tarjoaman toisen vaihtoehdon PVGIS-ERA5 tietokannan. Voimalan kokonaistehoksi laitetaan kappaleessa 3.3 laskettuja kokonaistehoja ja paneelien kulmiksi kyseisten kokonaistehojen paneelikulmat. Kokonaishäviöiksi laitetaan ohjelmiston suosittelema 14 %. Kokonaishäviöt ovat vain arvio häviöistä, mutta suuruusluokka on sitä luokkaa. Aurinkoseuraimella varustetut paneelit simuloitiin pelkästään horisontaalisella seurannalla. Kuvassa 3.7 on esitettynä PVGIS-ohjelmiston antamat simulointien tulokset eri paneeliasetuksilla.



Kuva 3.7. 48,3 MW:n aurinkovoimalan tuotanto (MWh) simuloituna PVGIS-ohjelmistolla kuukausittain eri paneeliasetuksilla.

Kuvasta 3.7 nähdään paneelin kallistuksen ja aurinkoseuraimen vaikutus aurinkovoimalan tuotantoon. Taulukossa käytetyn aurinkovoimalan kokonaistehona käytetty 48,3 MW, täten paneelien lukumäärä on sama kaikilla asennustavoilla. Näin ainoa eroavaisuus tulee yksittäisten paneelien tuotannosta. Horisontaalinen aurinkoseurain nostaa kokonaistuotantoa simulaation mukaan noin 33,6 % verrattuna 45°:n kallistukseen asennettuun aurinkopaneeliin, mikä näkyy pääasiassa kesäajan suurempina tuotantomäärinä. Kiinteäkulmaisissa 45°:n kulmainen aurinkopaneeli taas tuottaa noin 6,7 % enemmän kuin 20°:n kulmainen aurinkopaneeli. Tämä hyöty saadaan keväisin sekä syksyisin, kun aurinko paistaa hieman matalammalta kuin kesällä. Kesäkuussa itseasiassa 20°:n kulmainen aurinkopaneeli tuottaa enemmän kuin 45°:n kulmainen paneeli. Taulukosta 3.2 nähdään eri paneeliasetuksien vaikutus aurinkovoimalan kokonaistehontuotantoon.

Taulukko 3.2. Aurinkovoimalan PVGIS-ohjelmistolla simuloitu vuosittainen energiantuotanto eri paneeliasetuksilla.

Paneeli	Paneelin kulma	Voimalan teho [MW]	Vuosittainen energiantuotanto [GWh]	Täystehotunnit [h]
HiKu CS3W-420P	20°	72,9	56,3	772
HiKu CS3W-420P	45°	48,3	39,8	824
HiKu CS3W-420P	0–45°, seuranta	48,3	53,2	1101
HiKu CS3W-420P	0–60°, seuranta	43,3	47,3	1092

Paneeliasetus vaikuttaa paneelien asennustiheyteen voimalassa sekä paneelien tehontuotantoon. Pienemmällä kulmalla aurinkopaneelit saadaan asennettua tiheämmin, koska ne aiheuttavat pienemmät varjostukset, mutta yksittäisten paneelien energiantuotanto on pienempi. Paneelien ollessa 20°:n kulmassa, saadaan vuosittaiseksi energiantuotannoksi enemmän kuin muilla asetuksilla, mutta täystehotunnit jäävät pieneksi. Täystehotunnit tarkoittavat kuinka monta tuntia voimalan tulee käydä nimellistehollaan, jotta saadaan vuosittainen energiantuotanto tuotettua. Aurinkoseuraimella varustetut paneelit tuottavat energiaa tehokkaasti, mutta aurinkovoimalan kokonaistuotanto jää pienemmäksi kuin aurinkovoimalalla, jossa paneelien kulmaksi on asetettu 20°. Tämä johtuu suuremmista aurinkopaneelien välisistä aukoista, mikä pienentää koko voimalan nimellistehoa. Aurinkoseuraimella varustettujen aurinkopaneelien täystehotunnit ovat yli 30 % korkeammat kuin kiinteäkulmaisilla aurinkopaneeleilla; tämä kertoo seuraimen parantavan yksittäisten aurinkopaneelien tehokkuutta reilusti.

PVGIS-ohjelmiston avulla saatiin simuloitua aurinkovoimalan tuotantoa yksipuolisilla aurinkopaneeleilla eri asetuksilla ja määrillä. Simuloinnin avulla huomataan aurinkoseuraimen parantavan tehokkuutta suhteessa kiinteäkulmaisiin aurinkopaneeleihin. Kiinteäkulmaisista aurinkopaneeleista nähdään, että aurinkopaneelin suurempi kulma tuottaa suuremman vuotuisen kokonaistehon suhteessa pienempään kulmaan. Suomessa optimikulma aurinkopaneeleille on noin 45°.

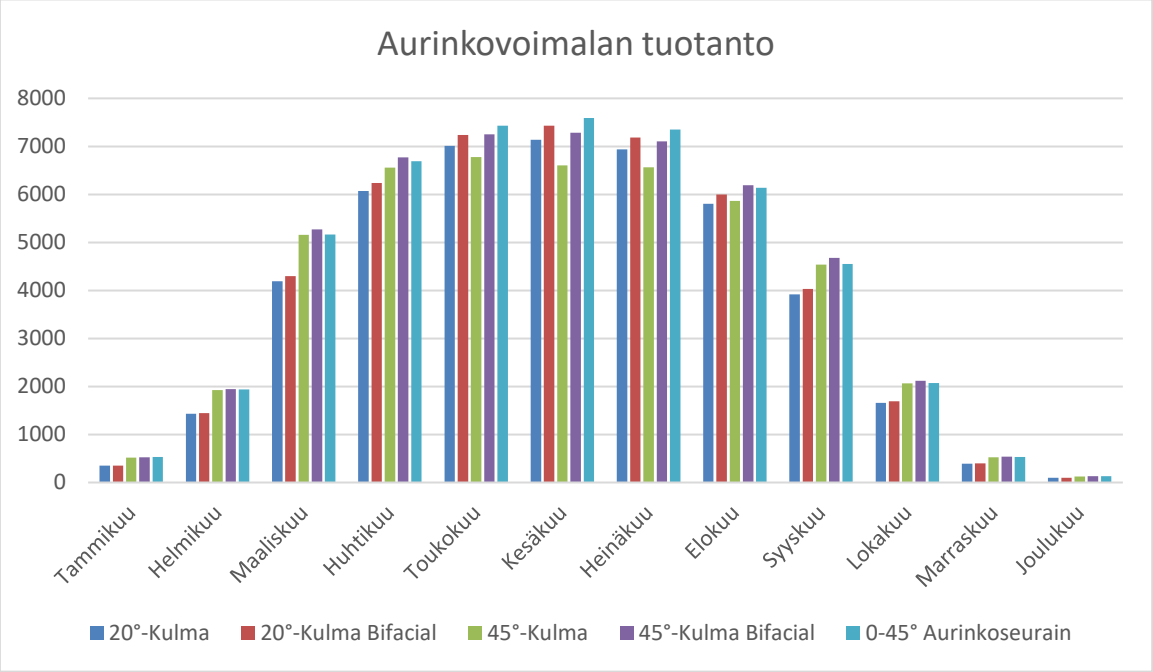
3.5.2 Simulointi PVsyst-ohjelmistolla

PVsyst-ohjelmisto on tarkoitettu aurinkovoimaloiden tuotannon simulointiin. Ohjelmistossa valitaan alue missä voimala sijaitsee. Valinnan perusteella ohjelmisto osaa laskea keskimääräisen auringonsäteilyn alueella. Tämän jälkeen voidaan valita paneelien suuntaus ja ovatko ne kiinteäasenteisia vai onko ne varustettu aurinkoseuraimella. Kiinteäasenteisille valitaan kulma suhteessa maanpintaan sekä atsimuutti, eli suuntaus itä-länsi suunnassa. Aurinkoseuraimella varustetuille aurinkopaneeleille valitaan seuraustapa, eli yksi- vai kaksiakselinen ja onko yksiakselinen aurinkoseurain vertikaalisella vai horisontaalisella ohjauksella. Tämän jälkeen valitaan aurinkoseuraimen liikerata, eli minkä kulmien välillä aurinkoseurain kykenee aurinkopaneeleita liikuttamaan.

Paneelien asennustavan ja sen asetuksien asettamisen jälkeen valitaan aurinkopaneelit ja invertterit aurinkovoimalalle. Ohjelmistoon voidaan asettaa haluttu voimalan koko joko pinta-

alana tai kokonaistehona, jonka avulla ohjelmisto laskee tarvittavat määrät valittuja aurinkopaneeleja ja kyseisille aurinkopaneeleille sopiva määrä valittuja inverttereitä. Ohjelmisto laskee paneelien tuottaman jännitealueen ja invertterin tukeman jännitealueen perusteella sopivan määrän aurinkopaneeleita asennettavan sarjaan. Aurinkopaneelit asennetaan sarjaan niin pitkiin ketjuihin ja kyseiset ketjut asennetaan rinnakkain toistensa kanssa. Ohjelmisto laskee myös, kuinka monta ketjua tulee rinnakkain. Invertterien lukumäärä saadaan aurinkopaneelien tuottamasta tehosta ja invertterien tukemasta maksimitehosta.

Sijainnin, paneelien asetusten, paneelivalinnan ja niiden lukumäärän sekä invertterin valinnan ja niiden lukumäärän avulla ohjelmisto kykenee jo simuloimaan aurinkovoimalan kokonaistuotantoa. Halutessaan näiden asetuksien lisäksi voidaan lisätä muita tietoja, jotta saataisiin tarkempi simulaatio kyseisestä kohteesta. Muita tietoja mitä voidaan lisätä ovat muun muassa erinäiset häviöt voimalalla, horisontti ja ulkoiset varjostuksien aiheuttajat. Kuvassa 3.8 on esitettynä PVsyst-ohjelmistolla simuloidut aurinkovoimalan tuotannot eri aurinkopaneelikokoonpanoilla.



Kuva 3.8. 48,3 MW:n aurinkovoimalan tuotanto (MWh) simuloituna PVsyst-ohjelmistolla kuukausittain eri paneeliasetuksilla.

Kuvassa 3.8 nähdään aurinkovoimalan tuotanto eri paneeliasetuksilla. Simuloitujen aurinkovoimaloiden kokonaisteho oli sama kaikilla kokoonpanoilla; voimaloiden kokonaisteho

oli 48,3 MW. Voimaloiden kokoonpanot olivat muutenkin identtisiä, aurinkopaneeleina käytettiin kappaleessa 3.2.1 mainittuja yksi- ja kaksipuolisia aurinkopaneeleita. Inverttereinä käytettiin nimeämätöntä 2000 kW invertteriä, minkä häviöt ja muut ominaisuudet vastasivat aurinkovoimaloissa käytettyjä inverttereitä. Simulaatiossa otettiin huomioon myös alueen sijainti sekä aurinkopaneelien toisiinsa aiheuttamat varjostukset. Taulukossa 3.3 on kaavion 3.1 mukaisten aurinkovoimaloiden simuloidut vuosituotannot listattuna.

Taulukko 3.3. Aurinkovoimalan PVsyst-ohjelmistolla simuloitu vuosittainen energiantuotanto eri paneeliasetuksilla.

Paneeli	Paneelin kulma	Voimalan teho [MW]	Vuosittainen energiantuotanto [GWh]	Täystehotunnit [h]
HiKu CS3W-420P	20°	48,3	45,0	932
BiHiKu CS3W-420PB-AG	20°	48,3	46,4	961
HiKu CS3W-420P	45°	48,3	47,2	978
BiHiKu CS3W-420PB-AG	45°	48,3	49,8	1031
HiKu CS3W-420P	0–45°, seuranta	48,3	50,1	1038

Taulukon voimaloiden tehot ovat kaikilla paneeliasetuksilla samat, jolloin voidaan verrata paneelin kulman, aurinkoseurannan ja aurinkopaneelin kaksipuolisuuden vaikutusta kokonaistuotantoon. Aurinkovoimalan rakennuskustannuksista aurinkopaneelit ovat suurin kustannus, joten niistä saatava tuotanto on tärkeää saada mahdollisimman suureksi. Kaksipuoliset aurinkopaneelit ja aurinkoseurannalla varustetut aurinkopaneelit kustantavat taas enemmän kuin perinteiset yksipuoliset aurinkopaneelit.

Aurinkopaneelin kulma vaikuttaa vuodessa saatavaan kokonaistuotantoon sekä paneelien tuotannon jakautumiseen vuoden eri ajoille. Paneelien kulman ollessa 20° aurinkopaneelin tuotanto keskittyy suuresti kesäajalle ja tuotanto tippuu reilusti, kun auringon kulma suhteessa maanpintaan on pieni. Kesällä 20°:n kulmassa oleva aurinkopaneeli tuottaa paremmin kuin Suomessa 45°:n optimikulmassa oleva aurinkopaneeli. Simulointien perusteella 45°:n kulmassa olevan aurinkopaneelin vuosituotanto on noin 5 % suurempi kuin 20°:n kulmassa olevalla aurinkopaneelilla. Kyseinen aurinkopaneeli tuottaa sähköä paremmin keväisin ja syksyisin, mutta myös tällä paneeliasetuksella ei saada talvisin juurikaan tuotantoa johtuen vähäisestä auringonsäteilystä. Kiinteästi 45°:n kulmaan asennettujen yksipuolisten aurinkopaneelien vuosituotanto on simulaatioiden mukaan noin 5 % suurempi kuin 20°:n kulmaan asennettujen aurinkopaneelien.

Kaksipuolinen aurinkopaneeli kerää auringonsäteilyä myös paneelin toiselta puolelta, mikä lisää sähköntuotantoa. Paneelin kulma ja maaston albedo-kerroin vaikuttavat kuinka suuri hyöty kaksipuolisuudesta saadaan energiantuotannossa. Tutkielmassa tutkittavan alueen arvioitu albedo-kerroin on 0,17, mikä ei ole kovin suuri, joten hyödyt kaksipuolisuudesta kärsivät sen puolesta. Kun aurinkopaneeli on asetettu 20°:n kulmaan saadaan kaksipuoleisella aurinkopaneelilla noin 3 % lisää tuotantoa suhteessa yksipuoliseen aurinkopaneeliin. Aurinkopaneelien ollessa asetettuna 45°:n kulmaan saadaan kaksipuolisuudesta hyötyä vuoden kokonaistuotannossa noin 6 %. Aurinkopaneelin ollessa suuremmassa kulmassa saadaan paneelin kaksipuolisuudesta enemmän hyötyä. Kyseinen parannus saadaan siitä, että aurinkopaneelin toinen puoli on suunnattuna tällöin paremmin pois omasta varjostaan ja se pystyy paremmin keräämään säteilyä ympäristöstä.

Aurinkoseuraimella varustetun aurinkopaneelin tuotanto on suurempi kuin kiinteäasenteisen aurinkopaneelin johtuen paneelin keskimäärin paremmasta suuntauksesta suhteessa aurinkoon. Simuloinneissa aurinkoseurain toimi horisontaalisella akselilla 0°:n ja 45°:n välissä. Suuremmalla kulmalla aurinkopaneelien välit jouduttaisiin kasvattamaan suuremmiksi sekä niiden tuulikuorma kasvaisi, mikä nostaisi pinta-asenteisten perustusten hinnan suureksi. Aurinkoseuraimella varustettu aurinkopaneeli tuottaa vuodessa 6 % paremmin kuin kiinteäasenteinen 45°:n kulmaan asennettu aurinkopaneeli.

3.5.3 Johtopäätökset simuloinnista

Simuloinnit toteutettiin PVGIS ja PVsyst -ohjelmistoilla. Pääasiallisesti ohjelmistot simuloivat saman suuruusluokan tuloksia kaikille kokoonpanoille sekä eri asennustapojen tuotannon paremmuusjärjestys oli sama. Simulaatioiden perusteella valitaan aurinkovoimalan kokoonpano aurinkopaneelien ja niiden asennustavan suhteen.

Kiinteäasenteisissa aurinkopaneeleissa 45°:n kulmaan asennetut paneelit tuottivat molemmilla simuloinneilla paremmin kuin kiinteäasti asennetut 20°:n kulmaan asennetut paneelit. Tämä on oletettava tulos, sillä Suomessa on tutkittu noin 45°:n kulman olevan optimi koko vuoden tuotantoa ajatellen.

Horisontaalisella akselilla toimiva aurinkoseurain tuotti paremmin kuin kiinteäasti asennetut aurinkopaneelit molemmilla simuloinneilla. PVGIS-ohjelmisto antoi yli 30 % parannukset

tuotantoon aurinkoseuraimelle, kun taas PVsyst-ohjelmiston simuloinneilla saatiin vain 6 % parempi vuosituotanto. Kokemusten mukaan yksiakselisesta aurinkoseuraimesta on saatu 15–20 % parannuksia sähköntuotantoon, joten PVGIS-ohjelmiston mukaan siitä hyödyttäisiin reilusti enemmän ja PVsyst-ohjelmiston mukaan aurinkoseuraimesta saatava hyöty jäisi todella pieneksi. Simulaatio-ohjelmien yksiakselisen aurinkoseuraimen hyötyprosenttiin vaikuttaa myös niiden eroavat vuosituotantoarvot kiinteäasenteisille aurinkopaneeleille. PVGIS-ohjelmisto simuloi 45°-kiinteäasenteisille aurinkopaneeleille vuosituotannoksi 39,8 GWh, kun taas PVsyst-ohjelmisto arvioi samalle kokoonpanolle vuosituotannoksi 47,2 GWh. Yksiakselisella aurinkoseuraimella PVGIS-ohjelmisto simuloi vuosituotannoksi 53,2 GWh, kun taas PVsyst-ohjelmisto simuloi tuotannoksi 50,1 GWh. Simulaatioissa suuremmat tuotantoerot ovat kiinteäasenteisilla aurinkopaneeleilla. Simulaatioiden erot voivat johtua eri tietokannoista tai laskenta-algoritmeista. Kokoluokaltaan simulaatioiden tulokset ovat oikeanmukaisia. Simulaatiot eivät koskaan voi olla täysin todenmukaisia, joten todellisuudessa tuotannotkin voivat vaihtua eri syistä reilustikin verrattuna simulaatioihin.

Kaksipuoleinen aurinkopaneeli tuotti 45°:n kulmassa 6 % paremmin ja 20°:n kulmassa 3 % paremmin kuin vastaavat yksipuoliset aurinkopaneelit simulointien perusteella. Alueella oleva maasto on heikkoa kaksipuoleisille aurinkopaneeleille pienen albedo-kertoimen vuoksi.

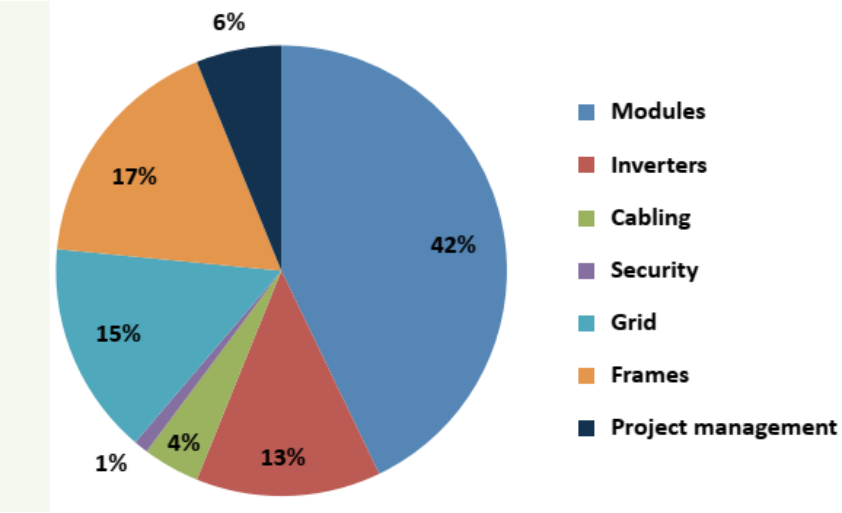
Simulointien tuloksia käytetään avuksi kustannuslaskelmissa. Aurinkopaneelien lukumäärä vaikuttaa suuresti kustannuslaskelmien kustannuksien ja rahallisten tuottojen määrään. Simulointien avulla saatiin arvioitu tulos eri paneelikonfiguraatioiden tuottamasta energiasta suhteessa paneelien lukumäärään. Simuloinneissa saatujen aurinkopaneelien tuotantomääriä käytetään aurinkovoimalan elinkaaren tuottojen laskennassa. Kyseistä paneelikonfiguraatiota käytetään hyväksi aurinkovoimalan elinkaaren kulujen laskennassa. Simulaatiot eivät ole 100 % käytännössä tarkkoja, joten kustannuslaskelmien tuloksia arvioidessa myös huomioidaan mahdollinen tuotannon putoaminen tai kasvaminen suhteessa simulaatioon.

4. AURINKOVOIMALAN KUSTANNUSLASKELMAT

Kustannuslaskelmissa lasketaan aurinkovoimalan investointi- ja ylläpitokustannukset sekä aurinkovoimalasta saatavat tuotot ja verrataan näitä toisiinsa. Investointikuluja ovat rahoitus-, materiaali- ja työntekijäkulut. Ylläpitokustannukset tulevat aurinkovoimalan ylläpidosta ja näitä ovat alueen vuokra- ja huoltokulut. Tuotot saadaan pääasiassa aurinkovoimalassa tuotetun sähkön myynnistä. Kustannuslaskelmat tehdään eri aurinkopaneelikonfiguraatioille ja niiden tuotanto arvioidaan simulaatioiden avulla. Eri paneelikonfiguraatioiden rakennuskustannukset arvioidaan Euroopassa rakennettujen aurinkovoimaloiden kustannuksien perusteella. Kustannuslaskelmien avulla saadaan ratkaisu onko kyseiselle sijainnille taloudellisesti järkevää rakentaa suuren kokoluokan aurinkovoimalaa nykypäivänä. Tulevaisuuden sähkön hintaa on hankala arvioida, joten investoinnin kannattavuutta pohditaan pääasiassa sähkön tuotantokustannuksien kautta.

4.1 Kustannukset

Aurinkovoimalan kustannukset tulevat lähes kokonaan voimalan rakentamisesta, ylläpidon tarve aurinkovoimaloissa on vähäistä, joten siitä tulevat kustannuksetkin ovat pienet. Voimalan rakentamisessa tulevia materiaaleihin meneviä kustannuksia ovat paneelien perustukset ja asennustelineet sekä itse paneelit, kaapelointi ja kaapelointireitit sekä invertterit ja muut sähkölaitteet. Maanrakentaminen ja työvoimakustannukset ovat myös suuri kuluerä. Lisäksi voimalaan liitettävä sähköasema ja vaadittavat suurjännitelinjat tuovat kuluja. Näiden kaikkien kustannuksien rahoittamiseksi tulee myös laskea rahoituskulut, sisältäen mahdollisen lainan korkokulut. Tutkielmassa lasketaan tarkimmin materiaaleihin meneviä kustannuksia ja muita kustannuksia yritetään arvioida mahdollisimman tarkkaan. Kuvassa 4.1 on esitettynä aurinkovoimalan kustannusrakenne Euroopassa rakennettujen aurinkovoimaloiden kohdalla vuonna 2014.



Kuva 4.1. Aurinkovoimalan rakennuskustannuksien jakautuminen maa-asenteisessa aurinkovoimalassa vuonna 2014 Euroopassa. (IFC 2015, 175)

Kuvassa 4.1 nähdään Euroopassa rakennettujen maa-asenteisten aurinkovoimaloiden kustannusjakauma. Jakauma on vuodelta 2014, joten voidaan päätellä paneelien hinnanpudotuksen seurauksesta paneelien kustannuksen olevan nykypäivänä pienempi kustannuserä kuin kyseisenä vuonna. Lisäksi invertterien hinnat ovat laskeneet. Ottamalla kyseinen asia huomioon jakaumaa voidaan myös nykypäivänä käyttää ohjeellisena apuna laskelmia tehdessä.

Liitteestä 4 nähdään Euroopassa rakennettujen maa-asenteisten aurinkovoimaloiden keskimääräiset rakennuskustannukset vuonna 2014. Keskimäärin aurinkopaneelien hankintakulut ovat olleet kyseisenä vuonna 41 % aurinkovoimalaprojektin koko kustannuksista. Loput rakennuskustannukset ovat noin 30 % kokonaiskustannuksista. Lisäksi kustannuksia tulee sähköliittymästä, joka on noin 15 % kokonaiskustannuksista. Loput kustannukset tulevat voimalan huoltokuluista, suunnittelukuluista ja muista kuluista. Liitteessä ilmoitetut kustannukset ovat ilmoitettuna yksikössä $ per MWh. Vuodesta 2014 aurinkopaneelien kustannukset ovat pienentyneet reilusti ja paneelien huipputehot sekä hyötysuhteet parantuneet. Keskimäärin paneelien hinta sähkötehoon nähden on tippunut noin kolmasosaan vuoden 2014 hinnoista (Ahola 2019). Muut kustannukset, kuten rakennus- ja oheiskustannuksien hinnat ovat pysyneet suhteellisen vakaina. Yhden megawatin hinnaksi on saatu maa-asenteisilla aurinkovoimaloilla noin 1,5 miljoonaa euroa, mikä nykypäivään verrattuna on korkea halvempien ja kehittyneempien aurinkopaneelien vuoksi.

Suomessa on vuonna 2019 arvioitu yli 20MW maa-asenteisille aurinkovoimaloille kustannuksiksi 0,5–0,6 e/W_p. Kyseisenä vuonna ei ollut vielä tämän kokoluokan aurinkovoimaloita rakennettu, joten käytännössä olevista hinnoista ei vielä ollut varmaa tietoa. Kyseinen hinta-arvio ei sisällä ALV eikä sähköliittymä- ja maanrakennuskustannuksia. Euroopassa todetun kustannusjakauman avulla voidaan arvioida aurinkovoimalan kokonaiskustannuksia Suomessa.

Kustannuksia myös lasketaan Agora Energiewenden Excel-työkalun avulla. Työkalua käytetään eri sähköntuotantomenetelmien kustannusten laskentaan. Kuvassa 4.2 on esitettynä työkalun käyttöliittymä ja sen laskemat kustannukset annetuilla arvoilla.

	Combined Cycle Gas Turbine (n		Hard Coal (new)		Wind Power		Solar Power – large scale		Solar Power – Small Rooftop
	Lower Estimate (High Utilization)	Upper Estimate (Low Utilization)	Lower Estimate (High Efficiency Plant, High Utilization)	Upper Estimate (Regula Plant, Medium Utilization)	Lower Estimate (Standard Investment Cost, Good Location)	Upper Estimate (Investment Cost for Low-Wind-Speed-Design, Average Location)	Lower Estimate (Low Investment Cost)	Upper Estimate (High Investment Cost)	Lower Estimate (Low Investment Cost)	Upper Estimate (High Investment Cost)
Investment cost (EUR/kW)	900	900	2250	1500	1250	1500	500	1000	1000	1300
WACC (%)	12 %	12 %	12 %	12 %	7 %	7 %	5 %	7 %	7 %	7 %
Technical lifetime of plant (years)	30	30	50	50	20	20	30	25	30	30
Fix operating cost (EUR/kW/year)	27	27	56	45	31	38	5	15	17	17
Variable operating cost (EUR/MWhel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuel cost (EUR/MWhtherm)	23,2	23,2	10,0	10,0	0	0	0	0	0	0
CO2-Cost(EUR/tCO2)	11,2	11,2	11,2	11,2	0	0	0	0	0	0
Efficiency (only fossil fuel plants, in %	60 %	60 %	50 %	46 %	0	0	0	0	0	0
CO2 Emmission factor (tCO2/MWhth	0,202	0,202	0,339	0,339	0	0	0	0	0	0
Full load hours per year (h)	4000	2000	6000	3000	2500	2000	1000	1000	1000	1000
Calculations (pro kW)										
kWhelectr per year	4000	2000	6000	3000	2500	2000	1000	1000	1000	1000
Capital cost per year (EUR)	112	112	271	181	118	142	33	86	61	105
Operation- & Fuel cost per year (EUR	181,7	104,3	176,0	110,2	31,3	37,5	5,0	15,0	17,0	17,0
CO2-Cost per year (EUR)	15,1	7,5	45,6	24,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Levelized Cost of Electricity (ct/kWh)	7,71	11,18	8,21	10,52	5,97	8,95	3,75	10,08	9,76	12,18

Kuva 4.2. Agora Energiewenden Excel-työkalun käyttöliittymä eri sähköntuotantomenetelmien kustannusten laskentaan.

Työkalua käytetään tässä tapauksessa suuren kokoluokan aurinkovoimalan kustannusten laskentaan. Työkalu laskee LCOE (Elinkaaren ajalta laskettu tuotantokustannus, engl. Levelized Cost of Electricity) arvon aurinkovoimalalle. Työkalulle tulee antaa minimi ja maksimiarvot eri voimalan tiedoille, jolloin saadaan laskettua voimalan tuottaman sähkötehon hinnalle minimi ja maksimiarvot. Tarvittavat tiedot ovat rakennuskustannukset, investointikustannukset, arvioitu elinikä, huoltokiustannukset ja täystehotunnit. Investointikustannukset sisältävät kaikki kustannukset, mitä kuluu voimalan rakentamiseksi valmiiksi. Tämä sisältää kaikki rakennuskustannukset, komponentit, maanrakennuskustannukset, työkustannukset, sähköliittymät ja vastaavat. Rahoituskustannukset ovat käytännössä tavoiteltava tuotto sijoitettuun rahaan nähden. Esimerkiksi Helsingin pörssin viimeisen 20 vuoden tuotto vuonna 2019 oli 6,1 %, joten aurinkovoimalan sijoitustuotot tulisivat vähintään olemaan samaa kokoluokkaa (Heikkilä 2019). Arvioitu laskennallinen elinikä aurinkovoimaloilla on 25–

30 vuotta, joten käytetään niitä arvoja. Täystehotunnit tarkoittavat kuinka monta tuntia aurinkovoimalan tulisi tuottaa täydellä tehoa sähköä tuottaakseen arvioidun vuotuisen kokonaistuotannon. Täystehotunnit saadaan simulointien avulla.

4.2 Tuotot

Aurinkovoimalan tuotot tulevat myydystä sähköenergiasta, joka tuotetaan aurinkovoimalassa. Sähköntuotanto voidaan joko myydä etukäteen kiinteällä hinnalla PPA-sopimuksella asiakkaille tai myydä tuotanto sähkömarkkinoilla. Kiinteällä hinnalla myydessä voidaan arvioida sähköntuotannosta saatavat tulot huomattavasti tarkemmin kuin sähkömarkkinoille myydessä. Kesäisin sähkönhinta on yleisesti pohjoismaissa alhainen ja mahdollisesti tulevina vuosina lisääntyvän aurinkovoimalan seurauksesta kesäisin sähkönhinta tulee yhä laskemaan. Lisääntynyt kapasiteetti pohjoismaiden ja Euroopan sähkömarkkinoiden välillä tulee vaikuttamaan myös hintoihin, sillä keski-Euroopassa aurinkovoiman tuotanto on jo nykypäivänä suurta. Tämän hetken Ukrainan sodan vuoksi ja Venäjän pakotteiden seurauksesta sähkön hinta on noussut moninkertaiseksi aikaisempiin vuosiin verrattuna. Tämänhetkinen poliittinen tilanne tekee sähkön hinnan arvioinnista käytännössä mahdotonta pidemmälle aikavälille.

Suuremmalla myydyllä sähköenergian määrällä saadaan parannettua aurinkovoimalan tuottoja. Sähköenergian tuotantoon vaikuttaa aurinkovoimalan sijainti, aurinkopaneelien lukumäärä ja tyyppi sekä niiden asennustapa. Tutkielmassa tutkitaan sijainnin mahdollisuutta toimia aurinkovoimakäytössä, joten sen vaikutus on vakio. Aurinkopaneelien lukumäärät, tyypit ja niiden asennustavat tutkitaan ja etsitään tuottojen ja kulujen suhteen paras ratkaisu kyseiselle sijainnille.

Aurinkovoimalan tuottoja voidaan parantaa vuokraamalla voimalan aurinkopaneeleja ja niiden tuotantoa yksittäisille henkilöille tai yrityksille. Suomessa muun muassa Helen tarjoaa heidän aurinkovoimalansa paneeleja vuokralle ja paneelien vuokraushinta on selkeästi korkeampi kuin mitä niiden tuottaman sähköenergian arvo on. He tarjoavat esimerkiksi 540 W aurinkopaneelia kuukausimaksulla 5,99 €/kk, kun odotettu vuosituotanto kyseisellä aurinkopaneelilla on noin 495 kWh (Helen 2022). Laskennallisesti sähkönhinnaksi saadaan 14,5 snt/kWh, mikä ylittää aikaisempien vuoien keskimääräisen sähkönhinnan Suomessa selkeästi. Paneelien vuokrauksessa vaikeinta on löytää vuokraajat sellaiseen hintaan, millä

saataisiin hyviä tuottoja. Aurinkovoimalan kustannuslaskelmissa ei huomioida vuokrauksen mahdollisuutta, sillä luottaen paneelien vuokrauksen onnistumiseen nostetaan riskikerrointa liian suureksi. Tutkielman tavoitteena on tutkia, saadaanko aurinkovoimala tuottavaksi pelkästään sähköä myymällä markkinoille. Todellisen voimalan ollessa toiminnassa voisi tehdä kokeilun paneelien vuokrauksesta, jos vapaata tuotantoa löytyy.

Yli 5 MW:n aurinkovoimalat eivät saa investointitukia Suomessa valtion toimesta. Suuremman kokoluokan aurinkovoimalan siis tulee investointikustannukset saada korvattua sähkön myynnistä saatavien tuottojen avulla. Aurinkovoimalat, joiden koko on 1–5 MW, voivat saada investointitukia, jos ennen projektin aloittamista on todistaa sähkölle löytyvän pitkäaikainen ostaja. Tutkielmassa olevan aurinkovoimalan kokoluokka on liian suuri investointitukiin, joten niitä ei voida saada.

Ennen rakentamista voimalan tuottama sähköteho voidaan myydä kiinteään hintaan jo valmiiksi PPA-sopimuksella. Sopimuksen avulla toinen osapuoli sitoutuu ostamaan sopimuksen mukaisen määrän sähkötehoa voimalan tuotannosta sovittuun hintaan. Voimalan rakentajalla on velvollisuus saada sopimuksen mukaisesti sähkötehoa tuotettua. Aurinkovoimalan tuotanto perustuu kesäajalle ja silloin sen vuotuinen tuotanto on suhteellisen vakaata. PPA-sopimuksen avulla saadaan laskettua aurinkovoimalasta saatavat rahalliset tulot tarkemmin kuin sähköpörssissä myydessä, jolloin investoinnin kannattavuutta on helpompi suunnitella ennen voimalan rakentamista. Tuotantokustannusten laskun jälkeen voidaan yrittää etsiä osapuolta tekemään PPA-sopimus korkeammalla sähkön hinnalla kuin mitä laskettu tuotantokustannus on. Jos tämänkaltainen osapuoli löytyy, aurinkovoimalan rakentaminen on taloudellisesti järkevää ja riskit ovat pienet.

4.3 Laskelmat

Kustannuslaskelmat tehdään kiinteäasenteisille 20°:n ja 45°:n kulmassa oleville paneeleille sekä yksi- että kaksipuoleisena ja lisäksi kustannuslaskelmat tehdään myös vertikaalisella aurinkoseuraimella varustetuille paneeleille. Paneelityypit ja asennustavat vaikuttavat aurinkovoimalan tuotantoon, huipputehoon sekä paneeleiden lukumäärään. Nämä myös vaikuttavat rakennus- ja huoltokustannuksien määrään. Suurimmat kustannukset tulevat aurinkopaneeleista, inverttereistä, paneelien perustuksista ja terästelineestä sekä verkkoliitännästä. Aurinkopaneelien määrän vaikutus laskelmiin on suuri, sillä epäsuorasti se vaikuttaa kuvan

4.x mukaan noin 75 % kokonaiskustannuksiin ja tuotot lisääntyvät käytännössä lineaarisesti aurinkopaneelien määrän mukaisesti.

Kustannuksissa huomioidaan aurinkopaneelien hinta, perustusten ja asennustarvikkeiden hinta ja inverttereiden hinta. Lisäksi huomioidaan kaapelointi, rakennuskustannukset projektin hoito, sähköliittymän hinta sekä alueen vuokrakustannukset. Tuotot saadaan simuloinneissa saatujen tuotantomäärien suhteen ja tuotettavan sähkön hinta arvioidaan historian sekä sähkön hinnan tulevaisuuden arviointien avulla.

Sähkönhinta tulevaisuudessa on erittäin vaikea arvioida. Hintaa voidaan arvioida historian perusteella, mutta se ei takaa, että tulevaisuudessa hinnat pysyisivät vastaavina. Pohjoismaiden ja Euroopan välillä olevat yhteydet ovat kehittyneet lähivuosina ja mahdollisesti tulevat yhä kehittymään. Euroopassa on aurinkovoimaa käytössä jo nykypäivänä reilusti, joten se voi vaikuttaa Suomen sähkönhintoihin kesäaikoina. Keski-Euroopan tuotannon vaikutusta Suomen sähkönhintoihin vähentää nykyaikana siirtoyhteyksien rajoitetut kapasiteetit. Tavoitteena tulisi saada aurinkovoimalan tuotanto myytyä kiinteällä hinnalla etukäteen, joten sähkömarkkinoille ei tarvitsisi sähköä myydä. Pitkällä kiinteähintaisella sopimuksella saadaan pudotettua investoinnin riskejä ja arvioitua tulevia rahavirtoja tarkemmin.

Rahoituskustannukset tulee huomioida kustannuslaskelmissa. Lainan määrä ja siihen tuleva korko tulee arvioida. Inflaatiokin voi vaikuttaa tuottoihin, jos sähköä ei ole saatu myytyä kiinteällä hinnalla eteenpäin. Rahan arvon pudotessa ajan kanssa, voidaan olettaa sähkön hinnan nousevan euromääräisesti. Inflaatio joka tapauksessa vaikuttaa elinajalla tuleviin kuluihin. Palkat ja materiaalikustannukset nousevat keskimäärin inflaation mukaisesti, joten kuluja arvioidessa tämä tulee huomioida. Kokonaisinvestointiin nähden tosin nämä lisääntyneet kulut inflaation puolesta ovat erittäin pieniä.

Aurinkovoimalan kustannukset tutkimusten mukaan Suomessa yli 20 MW laitoksille on 0,5–0,6 €/W_p. Tämä hinta ei ota huomioon sähköliittymän hintaa eikä maanrakennusten hintaa, joten kokonaiskustannukset ovat tätä suuremmat. Euroopassa vuonna 2014 keskimääräinen hinta aurinkovoimaloille oli noin 1,5 €/W_p, mutta nykyaikana tämä on alentuneiden kustannusten takia selkeästi liian suuri. Näiden arvojen välillä tulee olemaan todelliset aurinkovoimalan kokonaiskustannukset, minkä avulla saadaan laskettua tuotantokustannukset. Todelliset kustannukset aurinkovoimalan rakentamiselle on oletettavasti alle 1 €/W_p.

Aurinkovoimalan nimellisteho tulee olemaan noin 50 MW. Edellä mainittujen kustannusten, 0,5–1 €/W_p, avulla voidaan arvioida aurinkovoimalan rakentamiskustannuksiksi 25–50 M€. Hintoja laskiessa ei ole tässä vaiheessa vielä huomioitu muuttuvia kustannuksia eri kokoonpanojen välillä. Hinnat ovat arvioita minkä välille kokonaiskustannukset aurinkovoimalalla tulee. Tarkempaa arviota arvioidessa tulee huomioida esimerkiksi aurinkoseuraimen sekä kaksipuoleisten aurinkopaneelien aiheuttamat lisäkustannukset. Simulaatioiden energiantuotannon ja aurinkovoimalan kokonaiskulujen avulla saadaan laskettua hinta tuotettuun sähkötehoon nähden. Mitä alhaisempi hinta tuotetulla sähköteholla on, niin sitä todennäköisemmin aurinkovoimalasta saadaan rahallisesti tuottava.

Simulointien perusteella kaksipuoliset aurinkopaneelit kyseisellä alueella parantaa tuotantoa parhaimmillaan noin 5,5 %. Kaksipuoleiset aurinkopaneelit olivat vuonna 2020 tyypillisesti 6–10 % kalliimpia kuin vastaavat yksipuoleiset aurinkopaneelit (Crescenti 2020). Nykypäivänä hintaero on todennäköisesti samaa suuruusluokkaa. Kaksipuoleisuudesta ei tämän sijainnin pienen albedo-kertoimen puolesta voi odottaa saavansa parempia kokonaistuloja suhteessa tuotettuun sähköenergiaan. Lisäksi kaksipuoleisten aurinkopaneeleiden asennustelineet voivat olla kalliimpia ja ylläpitokulut nousevat.

Aurinkoseuraimesta saadut tulokset simuloinneista vaihtelivat suuresti, sillä PVGIS-ohjelmistolla hyötyjä saatiin yli 30 % edestä ja PVsyst-ohjelmistolla vain noin 6 % parannus suhteessa kiinteäasenteisiin aurinkopaneeleihin. Aurinkoseurain nostaa investointikuluja ja ylläpitokuluja reilusti, joten tuotannon pitäisi olla selkeästi korkeampi kuin kiinteäasenteisilla aurinkopaneeleilla. Tuoton määrästä ei voida olla varmoja, koska simulaatiot eroavat niin paljon. Tuottojen eroavaisuus eri simulaatioissa tekee kustannuslaskelmista epäluotettavat. Tämän perusteella hylätään vaihtoehto aurinkoseuraimella varustetuista aurinkopaneeleista kyseisessä aurinkovoimalassa.

Simulointien perusteella lasketaan kustannuslaskelmat vain kiinteäasenteisille yksipuolisille aurinkopaneeleille. Aurinkopaneelit joko asennetaan 20°:n tai 45°:n kulmaan. Paneelien asennustelineet ja perustukset ovat 20°:n kulmassa oleville paneeleille halvempia ja 45°:n kulmassa olevat paneelit tuottavat enemmän sähköenergiaa. Kokoonpanojen muut kustannukset oletetaan olevan samoja. Kuvan 4.1 mukaan asennustelineet ovat noin 17 % koko aurinkovoimalan rakentamiskustannuksista, oletetaan 45°:n kulmalla oleville aurinkopaneeleille 25 % suuremmat rakentamiskustannukset laskennassa. Simulointien perusteella 45°:n

kulmassa oleva aurinkopaneelin vuosituotanto on 5–7 % suurempi kuin 20°:n kulmassa olevalla paneelilla, käytetään PVsyst-ohjelmiston simuloimaa 5 % parannusta. Seuraavalla yhtälöllä saadaan laskettua LCOE, eli elinkaaren ajalta laskettu tuotantokustannus (CFI 2022). Kyseinen luku kertoo keskimääräisen hinnan tuotannolle koko elinkaaren ajalta, joten pienempi luku tarkoittaa pienempiä kustannuksia.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \tag{4.1}$$

missä I_t on investointikustannukset (€), M_t on ylläpitokustannukset (€), F_t on polttoainekulut (€), E_t on vuotuinen sähköntuotanto (MWh), r on diskonttauskorko (%), n on voimalan laskettu elinikä (a) ja t on vuosi (1,2, …n).

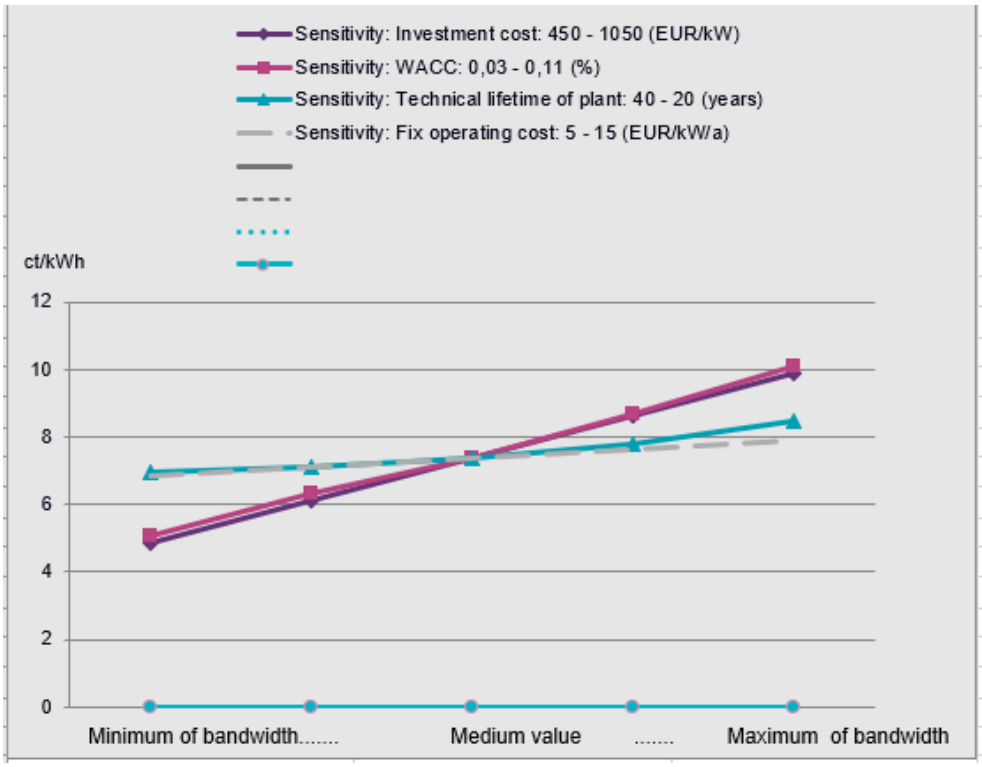
Lasketaan LCOE molemmille aurinkopaneelien kulmille. LCOE-arvo saadaan laskettua yhtälöllä (4.1). Investointikustannukset ovat eri kokoonpanoille muuten samat, mutta tulee ottaa huomioon vaihtuvat kulut paneelien telineissä. Investointikustannuksiksi arvioidaan 0,75 €/W_p. Ylläpitokustannukset ovat aurinkopaneeleille samat, arvioidaan 10 €/kW vuodessa. Polttoainekuluja ei aurinkovoimalan tapauksessa ole ollenkaan. Vuotuinen sähköntuotanto otetaan simulointien perusteella. Diskonttauskorkona käytetään 7 %, mikä on yleisesti käytössä oleva luku ja myös vertailukelpoinen esimerkiksi keskimääräisiin pörssituottoihin. Aurinkovoimalan elinikänä käytetään 30 vuotta, mikä on yleisesti käytössä olevasta odotetusta 25–30 vuoden eliniästä maksimiarvo. LCOE-arvo saadaan suoraan laskettua Agora energiewenden excel-työkalulla. Työkaluun tarvitsee vain lisätä oikeat arvot, jolloin se laskee suoraan LCOE-arvon. Kuvassa 4.3 on Agoran excel-työkalulla laskettu LCOE-arvot eri paneelikokoonpanoille.

	Solar Power - large scale		Sour
	Lower Estimate (Low Investment Cost)	Upper Estimate (High Investment Cost)	
Investment cost (EUR/kW)	750	782	Agora
WACC (%)	7 %	7 %	EWI
Technical lifetime of plant (years)	30	30	Agora
Fix operating cost (EUR/kW/year)	10	10	EWI
Variable operating cost (EUR/MWhele	0	0	
Fuel cost (EUR/MWhtherm)	0	0	
CO2-Cost(EUR/tCO2)	0	0	
Efficiency (only fossil fuel plants, in %	0	0	
CO2 Emmission factor (tCO2/MWhthe	0	0	
Full load hours per year (h)	932	978	
Calculations (pro kW)			
kWhelectr per year	932	978	
Capital cost peryear (EUR)	60	63	
Operation-& Fuel cost per year (EUR)	10,0	10,0	
CO2-Cost per year (EUR)	0,0	0,0	
Levelized Cost of Electricity (ct/kWh)	7,56	7,47	

Kuva 4.3. Agora Energiewenden Excel-työkalulla lasketut LCOE-arvot eri paneelikokoon-panoille.

Paneeliasetuksista pienemmän LCOE-arvon saa 45°:n kulmassa asennetut paneelit. Elinkaaren ajalta laskettu tuotantokustannus on 7,47 snt/kWh 45°:n kulmassa asennetuille paneeleille aurinkovoimalassa. 20°:n kulmassa asennetuille paneeleille saatiin LCOE-arvoksi 7,56 snt/kWh. LCOE-arvoa laskiessa arvioitiin investointikustannuksia suuremmaksi kuin mitä Suomessa on arvioitu suuren kokoluokan aurinkovoimalan rakentamisen maksavan. Pienemmillä investointikustannuksilla 45°:n kulmassa olevien paneelien tuotantokustannukset olisivat suhteessa vieläkin pienemmät kuin 20°:n kulmassa olevilla paneeleilla. Tämän LCOE-arvon laskennan perusteella voidaan päätellä 45°:n kulmassa olevat paneelit omaavat pienemmät elinkaaren ajan tuotantokustannukset.

Valituilla arvoilla aurinkovoimalan elinkaaren ajalta tuotantokustannukset ovat suuret verrattuna Suomen keskimääräiseen sähkönhintaan. Herkkyystarkastelun avulla voidaan selvittää kuinka paljon eri alkuarvot LCOE-arvoa laskiessa vaikuttavat lopputulokseen. Kuvassa 4.4 on herkkyysanalyysin kuvaajat. Herkkyysanalyysi toteutettiin investointikustannuksille, diskonttauskorolle, voimalan eliniälle ja ylläpitokustannuksille.



Kuva 4.4. Agora Energiewenden Excel-työkalulla toteutettu herkkyysanalyysi eri alkuarvoille. Kuvaajien keskimmäisessä pisteessä on samat arvot käytössä kuin LCOE-arvoa laskiessa.

Kuvaajien keskimmäisessä pisteessä on samat arvot käytössä kuin LCOE-arvoa laskiessa kuvassa 4.3. Herkkyysanalyysissä muutetaan vain yhtä arvoa kerrallaan ja nähdään kuinka se vaikuttaa tuotantohintaan. Kuvan 4.4 kuvaajien arvot ovat esitettynä taulukossa 4.1.

Taulukko 4.1. Kuvan 4.4 kuvaajien arvot ja niille lasketut elinkaaren aikaiset tuotantokustannukset.

Investointikustannukset [€/kW]	Hinta [snt/kWh]	WACC [%]	Hinta [snt/kWh]	Voimalan elinikä [v]	Hinta [snt/kWh]	Ylläpitokustannukset [€/kW/v]	Hinta [snt/kWh]
450	4,84	3	5,05	40	6,94	5	6,85
600	6,11	5	6,30	35	7,11	8	7,11
750	7,38	7	7,38	30	7,38	10	7,38
900	8,64	9	8,69	25	7,79	13	7,64
1050	9,91	11	10,08	20	8,46	15	7,90

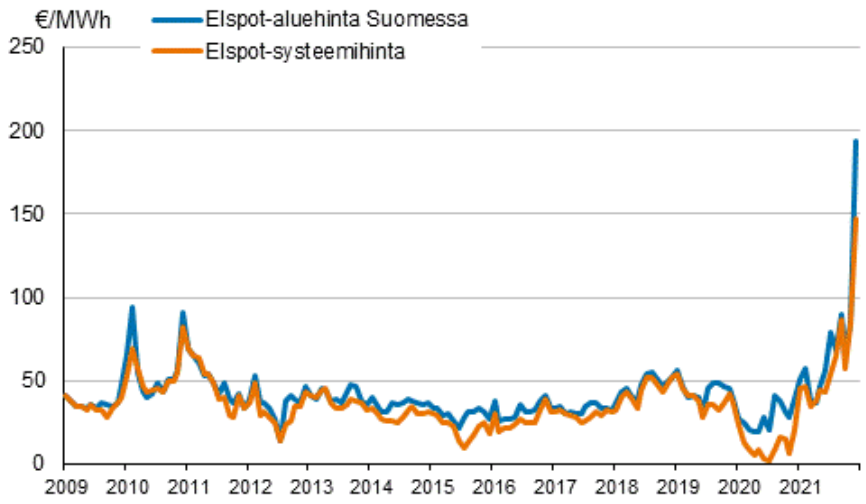
Taulukossa 4.1 nähdään herkkyysanalyysin lasketut arvot eri alkuarvoille. Alkuarvojen hinnat ovat snt/kWh. Herkkyysanalyysistä nähdään, että suurimmat vaikutukset elinkaaren aikaisiin tuotantokustannuksiin on investointikustannuksilla ja diskonttauskorolla. Eliniän ja ylläpitokulujen vaikutukset tuotantokustannuksiin ovat pienemmät, mutta merkittävät.

Lasketaan LCOE-arvot 45°-kallistuksessa oleville kiinteäasenteisille aurinkopaneeleille realistisilla raja-arvoilla, joiden avulla saadaan elinaikaisten tuotantokustannusten minimi- ja maksimiarvot. Kuvassa 4.5 on laskettuna aurinkovoimalan elinaikaiset tuotantokustannukset.

	Solar Power - large scale		Sou
	Lower Estimate (Low Investment Cost)	Upper Estimate (High Investment Cost)	
Investment cost (EUR/kW)	500	700	Agor
WACC (%)	5 %	7 %	EWI
Technical lifetime of plant (years)	30	25	Agor
Fix operating cost (EUR/kW/year)	5	15	EWI
Variable operating cost (EUR/MWhele	0	0	
Fuel cost (EUR/MWhtherm)	0	0	
CO2-Cost(EUR/tCO2)	0	0	
Efficiency (only fossil fuel plants, in %	0	0	
CO2 Emmission factor (tCO2/MWhthe	0	0	
Full load hours per year (h)	1000	950	
Calculations (pro kW)			
kWhelectr per year	1000	950	
Capital cost peryear (EUR)	33	60	
Operation-& Fuel cost per year (EUR)	5,0	15,0	
CO2-Cost per year (EUR)	0,0	0,0	
Levelized Cost of Electricity (ct/kWh)	3,75	7,90	

Kuva 4.5. LCOE-arvot laskettuna Agoran excel-työkalulla realistisilla alkuarvoilla.

Tuotantokustannuksien väliksi saadaan 3,75–7,90 snt/kWh. Todelliset tuotantokustannukset tulisivat todennäköisesti osumaan näiden lukemien välille. Historiallisesti Suomessa sähkön hinta on keskiarvollisesti ollut alle 5 snt/kWh, mutta tällä hetkellä sähkön hinta on nousussa. Aurinkovoimalalle laskettu minimi LCOE-arvo olisi hyvinkin tuottava historialliseenkin sähkön hintaan verrattuna. Kuvassa 4.6 Suomen historialliset Elspot-aluehinnat ja -systeemihinnat.



Kuva 4.6. Kuukausittainen keskiarvo Suomen Elspot-aluehinnasta ja Elspot-systeemihinnasta aikaisemmilta vuosilta (Tilastokeskus 2022).

Kuvasta nähdään, että sähkönhinta on tällä hetkellä epänormaalin korkea keskiarvoisesti. Sähkön hintaa on tässä markkinatilanteessa mahdotonta arvioida tuleville vuosille, mutta todennäköisesti se ei tule pysymään näin korkeana kuin tällä hetkellä. Arvioidaan että sähkönhinta ei kuitenkaan laske takaisin aikaisempien vuosien tasolle ainakaan lähivuosina, joten aurinkovoimalalla tuotetun sähkön tuotantokustannukset olisivat todennäköisesti alhaisemmat kuin pörssihinnat.

5. JOHTOPÄÄTÖKSET

Aurinkovoimalan rakentaminen tietylle alueelle vaatii sopivat olosuhteet sekä komponentit, jotta voimalasta saadaan sijoitusmielessä rahallisesti tuottava. Alueen ominaisuudet ja sijainti vaikuttavat kustannuksiin sekä tuottavuuteen. Aurinkopaneelit ja muut komponentit vaikuttavat sähköntuotantoon, mikä vaikuttaa suoraan rahallisiin tuottoihin. Kustannuslaskelmissa laskettiin aurinkovoimalan tuotantokustannukset ja vertailtiin sitä tämän hetken sähkön hinnan tilanteeseen.

5.1 Alue

Alueen sijainti on kohtuullinen lähellä kulkevan suurjännitelinjan puolesta, mutta tuotannollisesti aurinkovoimalat tuottaisivat enemmän etelämmässä. Maastonmuodot alueella ovat tasaiset, joka helpottaa aurinkopaneelien asennusta sekä pudottaa niiden kustannuksia. Lisäksi maanmuodoista ei muodostu varjostavia tekijöitä aurinkopaneeleille, mitkä pudottaisivat paneelien tuotantoa reilusti. Alueen maaperä on soveliasta maanpäälle asennettaville perustuksille, ja maanpinnan materiaali ei ole erityisen pölyävää, mikä vähentäisi aurinkopaneelien tuotantoa varjostamalla ja likaamalla paneelien pintoja. Alueella ei myös juurikaan ole kasveja, joita tulisi säännöllisin väliajoin leikata. Paneelien puhdistus ja alueen kasvuston leikkaaminen on isoja kustannuseriä ylläpitokuluina aurinkovoimaloille, joten näiden pitäminen pieninä pudottaa sähköntuotantokuluja.

Alueen heikkouksia on siellä oleva kaivuukielto, mikä johtuu alueen olleen suodatinkenttänä käytössä kaivokselle aikaisemmin. Kaivuukielto hankaloittaa ja lisää kustannuksia perustuksien asennuksessa, sekä paneelien telineiden maadoitus hankaloituu. Alueen maanpinnan heijastuvuus, eli albedo-kerroin, on alhainen, joten kaksipuoleisten aurinkopaneelien tuottama lisätuotanto ei korvaa kaksipuoleisten paneelien korkeampia investointikustannuksia.

Kokonaisuudessaan työhön valittu alue on aurinkovoimalan rakentamiseksi sopiva. Alueella on kaikki tärkeimmät ominaisuudet mitkä sallivat aurinkovoimalan rakentamisen ja suuria heikkouksia ei ole. Alueen ominaisuuksien puolesta aurinkovoimalan rakentaminen on kannattavaa.

5.2 Paneelityypit ja asennustapa

Aurinkopaneelityypin ja paneelien asennustavan valinnalla voidaan suuresti vaikuttaa aurinkovoimalan kokonaistuotantoon ja paneelikohtaiseen tuotantoon. Aurinkopaneeleita on yksi- ja kaksipuoleisia. Materiaali mistä aurinkopaneeli on rakennettu vaikuttaa myös paneelin tuotantoon. Simuloinnin avulla vertailtiin eri aurinkopaneelityyppien ja niiden asennustapojen vaikutusta aurinkovoimalan kokonaistuotantoon ja paneelikohtaiseen tuotantoon.

Kaksipuoleiset aurinkopaneelit tuottivat parhaimmillaan simulointien mukaan 5,5 % enemmän kuin samassa kallistuksessa kiinteästi asennetut aurinkopaneelit. Kaksipuoleisten aurinkopaneelien lisäämä tuotanto ei riitä kattamaan niiden suurempia investointi- ja ylläpitokuluja, jonka vuoksi päädyttiin ottamaan kustannuslaskelmiin vain yksipuoleiset aurinkopaneelit.

Asennustapana simuloitiin kiinteäasenteisia aurinkopaneeleita 20° ja 45°-kulmissa, sekä vertikaalisella aurinkoseuraimella, minkä liikerata oli 0°–45° välillä. Aurinkoseuraimella varustettu aurinkopaneeli tuotti näistä kokoonpanoista eniten, 5–30 % paremmin kuin kiinteästi asennettu 45°-kallistuksessa oleva paneeli. 45°-kallistuksessa oleva paneeli tuotti noin 6 % paremmin kuin 20°-kallistuksessa oleva paneeli. Kustannuslaskelmiin valittiin ottaa pelkästään kiinteästi asennetut paneelit, sillä aurinkoseuraimella varustetun paneelin hyötyprosentti jäi simulointien seurauksesta epäselväksi sekä oletettava hyöty ei riittäisi korvaamaan lisäkustannuksia alkusijoitukseen ja ylläpitoon.

5.3 Kustannuslaskelmat

Kustannuslaskelmissa laskettiin paneelikokoonpanojen elinaikaiset tuotantokustannukset, eli LCOE arvo. Kyseisen arvon avulla saatiin aurinkovoimalalle tuottavammaksi kokoonpanoksi kiinteässä 45°-kallistuksessa olevat aurinkopaneelit. LCOE-arvon laskemiseen tarvitaan muuttujiksi investointi ja ylläpitokustannukset, paneelien oletettu elinikä, paneelien täystehotunnit sekä diskonttauskorko. Tuotantokustannuksille laskettiin minimi- ja maksimiarvot sijoittamalla muuttujille realistiset huippu- ja pienimmät arvot. Tutkielmassa tutkitun aurinkovoimalan kokonaistuotanto on liian suuri saadakseen valtion tukia sen rakentamiseen.

Aurinkovoimalan elinaikaisten tuotantokustannusten haarukaksi saatiin kiinteillä 45°-kallistuksessa oleville aurinkopaneeleille 3,75–7,90 snt/kWh. Tämänhetkiset sähkönhinnat ovat normaalia selkeästi korkeammat, joten tuotantokustannukset ovat suurella todennäköisyydellä sähkön pörssihintoja pienemmät. Sähkön hinnan tulevaisuutta ei pysty arvioimaan tarkasti paneelien 30 vuoden eliniäksi, joten varmaa tietoa aurinkovoimalan tuottavuudelle kyseiselle ajanjaksolle ei voi sanoa.

PPA-sopimuksen avulla voidaan varmistua myytävän sähkön hinnasta, jolloin aurinkovoimalan tuottavuus olisi arvioitavissa riippuen minkälaisen sopimuksen saisi aikaiseksi. PPA-sopimus on sähkönostosopimus, jolla sähkön tuottaja ja ostaja tekevät sopimuksen muun muassa sähkön hinnasta, määrästä ja tuotantoprofiilista. Kyseisen sopimuksen avulla molemmat osapuolet hyötyvät vakaasta ja ennustettavasta sähkön hinnasta. PPA-sopimuksessa tulisi sähkön hinnan olevan vähintään LCOE-arvon mukainen, jotta sähkön tuottaja saisi myydystä sähköstä positiivisen tuloksen.

6. YHTEENVETO

Työn tutkimuksen kohteena oli selvittää, onko Hituran kaivosalueelle mahdollista ja kuinka taloudellista rakentaa aurinkovoimala. Työssä selvitettiin aurinkokennon toiminta-periaate ja kuinka valosähköinen ilmiö toimii. Käytiin läpi aurinkovoiman vahvuudet ja heikkoudet sekä millä tavoin heikkouksia voitaisiin parantaa. Lisäksi selvitettiin erilaiset aurinkopaneelien valmistusmateriaalit ja yksi- sekä kaksipuoliset aurinkopaneelit ja niiden erot. Aurinkopaneelien erilaiset asennustavat ja -kohteet selvitettiin. Selvitettiin myös aurinkoseuraimen ja kiinteän asennuksen eroavaisuudet toisiinsa verrattuna.

Alueesta selvitettiin vahvuudet ja heikkoudet. Huomioitiin maaperä, sijainti ja tarvittavat infrastruktuurit. Alue todettiin aurinkovoimalakäyttöön sopivaksi ilman suuria heikkouksia. Alueelle asennettavan aurinkovoimalan aurinkopaneeleita ja niiden asennustapoja vertailtiin ominaisuuksien kautta sekä simulaation avulla saatiin niiden vuosituotantoa verrattua.

Kustannuslaskelmissa selvitettiin aurinkovoimalan rakentamisen kustannuksia ja tuottoja. Kustannuksia tutkittiin kustannusjakauman ja aikaisempien tutkimusten tulosten perusteella. Kustannusten perusteella saatiin voimalan elinaikainen sähkön tuotantokustannus, jota verrattiin sähkön hinnan historiaan ja tämänhetkiseen hintaan.

Työn tuloksena saatiin, että aurinkovoimalan perustaminen on taloudellisesti kannattavaa nykyisten sähkönhintojen perusteella. Historialliseen sähkönhintaan nähden aurinkovoimalan arvioidut tuotantokustannukset ovat suurella todennäköisyydellä sähkön pörssihintoja suurempia. Sopivalla sähkönmyyntisopimuksella voitaisiin saada sähkö myytyä kiinteään hintaan sovituksi ajanjaksoksi, jolloin aurinkovoimalasta saataisiin taloudellisesti kannattava.

LÄHTEET

Agora. 2014. Calculator of Levelized Cost of Electricity for Power Generation Technologies. Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://www.agora-energiewende.de/en/publications/calculator-of-levelized-cost-of-electricity-for-power-generation-technologies/

Ahola, J. 2019. National Survey Report of PV Power Applications in Finland. International Energy Agency (IEA), PVPS Task 1. Luettu 20.6.2022. Saatavilla https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/09/NSR_Finland_2019.pdf

Alexandru, C., Pozna, C. 2010. Simulation of a dual-axis solar tracker for improving the performance of a photovoltaic panel. Luettu 9.6.2022. Saatavalla https://www.researchgate.net/publication/235770378_Simulation_of_a_dual-axis_solar_tracker_for_improving_the_performance_of_a_photovoltaic_panel

Bojek, P., Bahar, H. 2021. Solar PV, More efforts needed. International Energy Agency IEA. Luettu 9.6.2022. Saatavissa https://www.iea.org/reports/solar-pv

CFI. 2022. Levelized Cost of Energy (LCOE). Corporate Finance Institute. Luettu 4.7.2022. Saatavilla https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/levelized-cost-of-energy-lcoe/

Clausnitzer, J. 2021. Capacity factor of Teollisuuden Voima Oy in Finland 2013-2018. Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://www.statista.com/statistics/960385/capacity-factor-teollisuuden-voima-oyj-finland/

Crescenti, J. 2020. Discussing bifacial project economics. Luettu 20.6.2022. Saatavilla https://www.pv-magazine.com/2020/02/19/discussing-bifacial-project-economics/

Deign, J. 2014. CSP storage: is there value in non-thermal options? Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://www.reutersevents.com/renewables/csp-today/technology/csp-storage-there-value-non-thermal-options

Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie (DGS). 2008. Planning and Installing Photovoltaic Systems: a guide for installers, architects, and engineers. Second edition. London, UK: Earthscan.

Easysolar. 2021. How to calculate the minimum distance between PV panels? Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://easysolar-app.com/en/ufaqs/how-to-calculate-the-minimum-distance-between-pv-panels/

Energiateollisuus. 2022. Energiavuosi 2021, Sähkö. Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://energia.fi/files/4428/Sahkovuosi_2021_netti.pdf

Energiavirasto. 2021. Aurinkosähkön tuotantokapasiteetti kasvoi 45 prosenttia vuonna 2020 – pientuotantoa lähes 300 megawattia. Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://energiavirasto.fi/-/aurinkosahkon-tuotantokapasiteetti-kasvoi-45-prosenttia-vuonna-2020-pientuotantoa-lahes-300-megawattia

Heikkilä, T. 2019. Helsingin pörssin 20 vuoden tuotto ja johtopäätökset tuottokehityksestä. Luettu 20.6.2022. Saatavilla https://www.sijoittaja.fi/124139/helsingin-porssin-20-vuoden-tuotto-ja-johtopaatokset-tuottokehityksesta/

Helsingin Energia (Helen). Aurinkovoimala palveluna – ilman investointia. Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://www.helen.fi/yritykset/aurinkovoimalat/aurinkovoimalat-yrityksille/aurinkovoimala-palveluna

Helsingin Energia (Helen). 2022. Nimikkopaneelit. Luettu 20.6.2022. Saatavilla https://www.helen.fi/aurinkopaneelit/aurinkosahko/nimikkopaneelien-hinnasto

Hindocha, K. Shah, S. 2020. Design of 50 MW Grid Connected Solar Power Plant. International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT), vol. 9 issue 04, April 2020. Luettu 20.6.2022. Saatavilla https://www.ijert.org/research/design-of-50-mw-grid-connected-solar-power-plant-IJERTV9IS040762.pdf

IFC. 2015. Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project Developer's Guide. Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/publications/publications_utility-scale+solar+photovoltaic+power+plants

Irena. 2021. World Adds Record New Renewable Energy Capacity in 2020. Luettu 20.6.2022. Saatavilla https://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2021/Apr/World-Adds-Record-New-Renewable-Energy-Capacity-in-2020

Kosonen, A. Breyer, C. 2022. Aurinkoenergia ja aurinkosähkö Suomessa. Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://www.lut.fi/uutiset/-/asset_publisher/h33vOeufOQWn/content/aurinkoenergia-ja-aurinkosahko-suomessa

Lazard. 2021a. Lazard's Levelized Cost of Energy analysis – version 15.0. Luettu 20.6.2022. Saatavilla https://www.lazard.com/media/451905/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf

Lazard. 2021b. Lazard's Levelized Cost of Storage analysis – version 7.0. Luettu 20.6.2022. Saatavilla https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf

Mackay, M. E. (2015) *Solar Energy An Introduction*. Oxford: OUP Oxford

Mow, B. 2018. STAT FAQs PART 2: Lifetime of PV Panels. Luettu 9.6.2022. Saatavissa https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/stat-faqs-part2-lifetime-of-pv-panels.html

Misbrener, K. 2021. Advancements in utility-scale solar inverter design give developers plentiful options. Solar Power World. Luettu 20.6.2022. Saatavilla https://www.solarpowerworldonline.com/2021/08/efficiencies-utility-scale-solar-inverter-design-developer-options/

PVGIS. Photovoltaic geographical information system. Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

PVsyst. Photovoltaic System. Luettu 9.6.2022. Saatavissa https://www.pvsyst.com/

Resch, R. The Promise of Solar Energy: A Low-Carbon Energy Strategy for the 21st Century. Luettu 9.6.2022. Saatavissa https://www.un.org/en/chronicle/article/promise-solar-energy-low-carbon-energy-strategy-21st-century

Reutersevents https://www.reutersevents.com/renewables/pv-insider/global-pv-costs-fall-13-2019-bifacial-offers-higher-returns-over-93-sites

Rooij, D. 2019. Silicon (Si) for solar cells: how is it produced? Luettu 9.6.2022. Saatavissa https://sinovoltaics.com/learning-center/solar-cells/silicon-si-solar-cells-produced/

Suomen Tuulivoima Yhdistys (STY). 2019. Power purchase agreements – Pitkäaikaiset sähkönostosopimukset Informaatiomateriaali. Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://www.tuulivoimayhdistys.fi/media/sty_ppa_materiaalipaketti_final_20180211.pdf

Teknologian tutkimuskeskus (VTT). 2020. Capacity factors of wind power 2019. Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://tuulivoimayhdistys.fi/media/finland-capacity-factors-2019.pdf

Tilastokeskus. 2022. Pohjoismaisen pörssisähkön kuukausihinta kohosi ennätyskorkealle vuoden 2021 viimeisellä neljänneksellä. Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://www.stat.fi/til/ehi/2021/04/ehi_2021_04_2022-03-10_tie_001_fi.html

Työ- ja elinkeinoministeriö (TEM). 2019. Finland's Integrated Energy and Climate Plan. Luettu 9.6.2022. Saatavilla http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-478-5

Työ- ja elinkeinoministeriö (TEM). 2022. Tuettavat hankkeet ja tuen enimmäismäärä. Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://tem.fi/tuettavat-hankkeet

United Nations Economic Commission for Europe (UNECE). 2021. Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options. Luettu 9.6.2022. Saatavilla https://unece.org/sites/default/files/2021-10/LCA-2.pdf

Vakkuri, I. 2020. Aurinkopaneelit elinkaaren lopussa – kiertotaloutta parhaimmillaan vai vuori vaarallista jätettä? Luettu 9.6.2022. Saatavissa https://www.korkia.fi/aurinkopaneelit-elinkaaren-lopussa-kiertotaloutta-parhaimmillaan-vai-vuori-vaarallista-jatetta/

Verohallinto. 2021. Energiaverotus. Luettu 9.6.2022. Saatavissa https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/56206/energiaverotus2/

Weaver, J. 2018. Solar panel theoretical efficiency limit increases by 33 %. Luettu 9.6.2022. Saatavissa https://www.pv-magazine.com/2018/10/17/solar-panel-theoretical-efficiency-limit-increases-by-33/

Canadian Solar HiKu CS3W-420P Data Sheet

NEW

CanadianSolar

HiKu

SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE

395 W ~ 420 W

CS3W-395|400|405|410|415|420P

MORE POWER

- 24 % higher power than conventional modules
- Up to 4.5 % lower LCOE
  Up to 2.7 % lower system cost
- Low NMOT: 42 ± 3 °C
  Low temperature coefficient (Pmax): -0.36 % / °C
- Better shading tolerance

25 years — linear power output warranty*

12 years — enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / KS / INMETRO
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
UL 61730 / IEC 61701: CO2 Salt Mist / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
UNI 9177: Reaction to Fire: Class 1 / Luxembourg

*As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

MORE RELIABLE

- Lower internal current, lower hot spot temperature
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa*

*For detail information, please refer to Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.

is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey, we are committed to building strong, reliable partnerships with module customers. We have successfully delivered over 40 GW of solar modules to projects worldwide since 2001.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W	420 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V	39.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A	10.64 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V	48.0 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A	11.26 A
Module Efficiency	17.9%	18.1%	18.3%	18.6%	18.8%	19.0%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

*Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	294 W	298 W	302 W	305 W	309 W	313 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.8 V	36.0 V	36.2 V	36.4 V	36.6 V	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.21 A	8.27 A	8.33 A	8.39 A	8.45 A	8.51 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.1 V	44.3 V	44.5 V	44.7 V	44.9 V	45.1 V
Short Circuit Current (Isc)	8.73 A	8.79 A	8.86 A	8.92 A	8.99 A	9.08 A

*Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, and speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 × 1048 × 40 mm (83.0 × 41.3 × 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL) Portrait: 300 mm (11.8 in) / 350 mm (13.8 in) Landscape: 1400 mm (55.1 in) (including Connector)
Cable Length	
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

*For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.28 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

May 2018. All rights reserved PV Module Product Datasheet V5.591_EN

LIITE II

Canadian Solar BiHiKu CS3W-410PB-AG Data Sheet

NEW

CanadianSolar

BiHiKu

SUPER HIGH POWER BIFACIAL POLY PERC MODULE

390 W ~ 410 W

UP TO 30% MORE POWER FROM THE BACK SIDE

CS3W-390|395|400|405|410PB-AG

MORE POWER

- Up to 30% more power from the back side
- 24 % more front side power than conventional modules
- Low NMOT: 41 ± 3 °C
  Low temperature coefficient (Pmax): -0.37 % / °C
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- Lower internal current, lower hot spot temperature
- Minimizes micro-cracks and snail trails
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa *
- Fire Class A and Type 3 / Type 13

* For detail information, please refer to Installation Manual.

30 years **linear power output warranty***

12 years **enhanced product warranty on materials and workmanship***

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

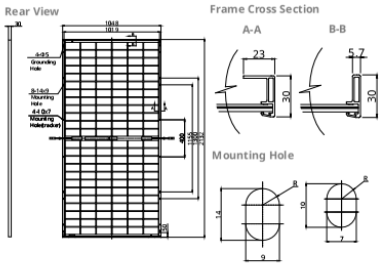
IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
Take-e-way

* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

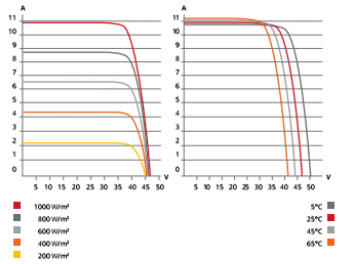
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 36 GW deployed around the world since 2001.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-400PB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS3W-390PB-AG		390 W	38.3 V	10.19 A	46.8 V	10.74 A	17.45%
	5%	410 W	38.3 V	10.71 A	46.8 V	11.28 A	18.35%
Bifacial Gain**	10%	429 W	38.3 V	11.21 A	46.8 V	11.81 A	19.20%
	20%	468 W	38.3 V	12.23 A	46.8 V	12.89 A	20.95%
	30%	507 W	38.3 V	13.25 A	46.8 V	13.96 A	22.69%
CS3W-395PB-AG		395 W	38.5 V	10.26 A	47 V	10.82 A	17.68%
	5%	415 W	38.5 V	10.78 A	47 V	11.36 A	18.57%
Bifacial Gain**	10%	435 W	38.5 V	11.3 A	47 V	11.9 A	19.47%
	20%	474 W	38.5 V	12.31 A	47 V	12.98 A	21.21%
	30%	513 W	38.5 V	13.34 A	47 V	14.07 A	22.96%
CS3W-400PB-AG		400 W	38.7 V	10.34 A	47.2 V	10.9 A	17.90%
	5%	420 W	38.7 V	10.86 A	47.2 V	11.45 A	18.80%
Bifacial Gain**	10%	440 W	38.7 V	11.37 A	47.2 V	11.99 A	19.69%
	20%	480 W	38.7 V	12.41 A	47.2 V	13.08 A	21.48%
	30%	520 W	38.7 V	13.44 A	47.2 V	14.17 A	23.27%
CS3W-405PB-AG		405 W	38.9 V	10.42 A	47.4 V	10.98 A	18.13%
	5%	425 W	38.9 V	10.94 A	47.4 V	11.53 A	19.02%
Bifacial Gain**	10%	445 W	38.9 V	11.46 A	47.4 V	12.08 A	19.92%
	20%	486 W	38.9 V	12.5 A	47.4 V	13.18 A	21.75%
	30%	527 W	38.9 V	13.56 A	47.4 V	14.27 A	23.59%
CS3W-410PB-AG		410 W	39.1 V	10.49 A	47.6 V	11.06 A	18.35%
	5%	431 W	39.1 V	11.03 A	47.6 V	11.61 A	19.29%
Bifacial Gain**	10%	451 W	39.1 V	11.54 A	47.6 V	12.17 A	20.18%
	20%	492 W	39.1 V	12.59 A	47.6 V	13.27 A	22.02%
	30%	533 W	39.1 V	13.64 A	47.6 V	14.38 A	23.85%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 3 / Type 13 (UL 1703) or CLASS A (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	25 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 5 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $Pmax_{rear}$ / $Pmax_{front}$, both $Pmax_{rear}$ and $Pmax_{front}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS3W-390PB-AG	291 W	35.7 V	8.15 A	44.0 V	8.66 A
CS3W-395PB-AG	295 W	35.9 V	8.21 A	44.2 V	8.72 A
CS3W-400PB-AG	299 W	36.1 V	8.27 A	44.4 V	8.79 A
CS3W-405PB-AG	302 W	36.3 V	8.33 A	44.6 V	8.85 A
CS3W-410PB-AG	306 W	36.5 V	8.39 A	44.8 V	8.92 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X6)]
Dimensions	2132 × 1048 × 30 mm (83.9 × 41.3 × 1.2 in)
Weight	28.2 kg (62.2 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1850 mm (72.8 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	35 pieces
Per Container (40' HQ)	700 pieces or 560 pieces (only for US and Canada)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

October 2019. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V5.584_EN

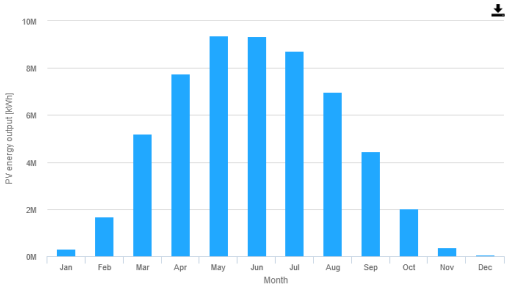
PVGIS-ohjelmiston simulointitulokset

Summary

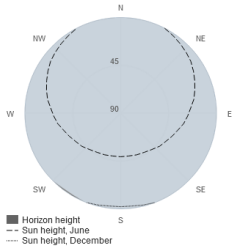
Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	63.838, 25.017
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-COSMO
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	72900
System loss [%]:	14

Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	20
Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	56319431.78
Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]:	971.38
Year-to-year variability [kWh]:	4764021.95
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-3.57
Spectral effects [%]:	NaN
Temperature and low irradiance [%]:	-4.1
Total loss [%]:	-20.47

Monthly energy output from fix-angle PV system



Outline of horizon

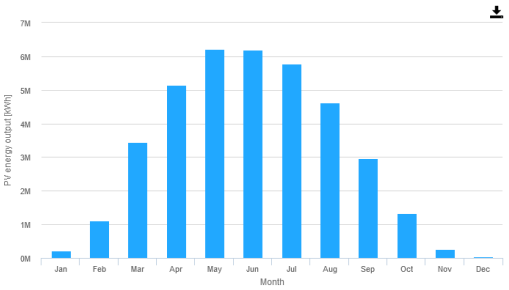


Summary

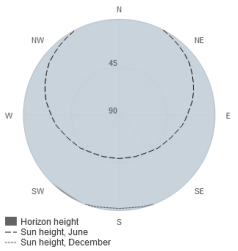
Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	63.838, 25.017
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-COSMO
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	48300
System loss [%]:	14

Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	20
Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	37314520.64
Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]:	971.38
Year-to-year variability [kWh]:	3156409.60
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-3.57
Spectral effects [%]:	NaN
Temperature and low irradiance [%]:	-4.1
Total loss [%]:	-20.47

Monthly energy output from fix-angle PV system



Outline of horizon

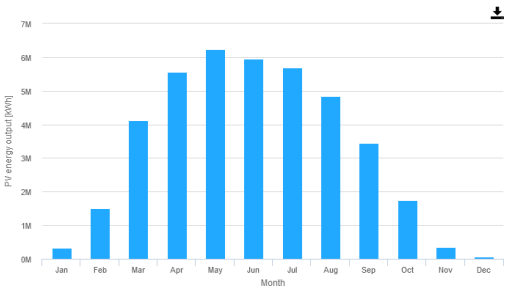


Summary

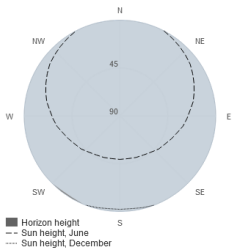
Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	63.838, 25.017
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-COSMO
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	48300
System loss [%]:	14

Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	45
Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	39803148.74
Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]:	1028.61
Year-to-year variability [kWh]:	3672726.27
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.88
Spectral effects [%]:	NaN
Temperature and low irradiance [%]:	-4.08
Total loss [%]:	-19.88

Monthly energy output from fix-angle PV system



Outline of horizon

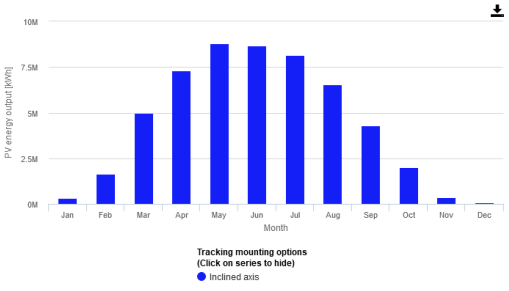


Summary

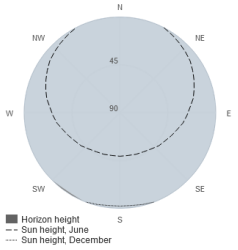
Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	63.838, 25.017
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-COSMO
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	48300
System loss [%]:	14

Simulation outputs	Inclined axis
Slope angle [°]:	45
Yearly PV energy production [kWh]:	53187442.65
Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]:	1349.92
Year-to-year variability [kWh]:	5720230.9
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-1.68
Spectral effects [%]:	NaN
Temperature and low irradiance [%]:	-3.52
Total loss [%]:	-18.43

Monthly energy output from tracking PV system



Outline of horizon

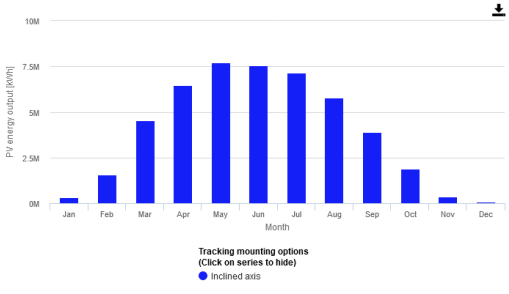


Summary

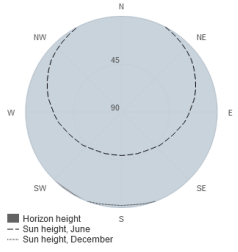
Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	63.838, 25.017
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-COSMO
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	43300
System loss [%]:	14

Simulation outputs	Inclined axis
Slope angle [°]:	60
Yearly PV energy production [kWh]:	47277009.23
Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]:	1336.8
Year-to-year variability [kWh]:	5193229.9
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-1.66
Spectral effects [%]:	NaN
Temperature and low irradiance [%]:	-3.43
Total loss [%]:	-18.32

Monthly energy output from tracking PV system



Outline of horizon



Maa-asenteisen aurinkovoimalan keskiarvoiset rakentamiskulut Euroopassa (IFC).

Table 22: Average Benchmark Costs for Ground-mounted Solar PV Development

Cost Item	Cost ($/MWp)	Details
Land	8,300	It is assumed that 2 acres/MWp is required. This estimate will vary according to the technology chosen and land costs.
PV Modules	720,000	Crystalline-based solar PV modules have an average global factory gate price of $550-930k/MW[a] and this can vary depending upon the perceived quality of the supplier. An average module price of $720k/MWp has been assumed based upon collected third-party data. Thin-film modules such as Cadmium Telluride are available at an 8 percent to 10 percent discount to this price. However, this economic benefit is often lost due to increased land and balance of system cost requirements.
Mounting structure	306,000	This is the cost assumed for the mounting structure irrespective of the type of technology.
Power conditioning unit/ inverters	220,000	This is for the power conditioning unit/inverters, including the required controls and instrumentation.
Grid connection	255,000	This cost includes supply, erection, and commissioning of all cabling, transformers, and evacuation infrastructure up to the grid connection point. This is a highly variable cost depending on the distance to the point of connection.
Preliminary and operating expenses	11,000	This cost includes services related to design, project management, insurance, and interest during construction, among others. Though it is expected to vary with project size, the cost assumed is for a generic multi-megawatt site.
Civil and general work	120,000	This includes general infrastructure development, application for permits and approvals, and preparation of project reports per MW.
Developer fee[b]	100,000	This is an average figure for the EU and dependent on market conditions.
TOTAL	**1,740,300**	

a PVinsights, 2014, www.pvinsights.com (accessed June 2014).

b SgurrEnergy compiled data sources in the EU around 2013.

Source: Source Data : SgurrEnergy, collected from project developers and installers in addition to PV Insights and Photon Consulting.