

Solar Power Plant Design and Analysis

BL40A2401 Electrical Engineering in Wind and Solar Systems



Janne Riikonen 0498110
Matias Kinnunen 0541229

13.5.2022

SISÄLLYSLUETTELO

1.	Johdanto.....	2
2.	Aurinkovoimalan mitoitus.....	3
2.1	PVsyst-simulointiohjelmisto.....	3
2.2	Mitoituksen tavoitteet ja alkuarvot.....	3
3.	Voimalan rakenne ja komponentit.....	4
3.1	Aurinkopaneelit.....	4
3.2	Invertteri.....	5
3.3	Kaapelit.....	6
3.4	Suojaus.....	8
3.5	Kokonaisuus.....	9
4.	Käyttöön liittyvät tunnusluvut ja laskenta.....	11
4.1	Tulokset.....	11
4.2	Laskenta.....	13
5.	Yhteenveto ja palaute.....	16
	Lähteet.....	17

1. JOHDANTO

Globaali ilmastonmuutos on tuonut tarpeen muokata perinteisiä fossiilisiin polttoaineisiin perustuvia energiantuotantomuotoja. Aurinkoenergia sähköntuotannossa on viime vuosikymmeninä ollut kovassa nousussa, kun muun muassa kansainväliset tavoitteet ja sopimukset sekä massatuotannon tuoma hinnanlasku paneeleissa on tehnyt aurinkosähköstä entistä kiinnostavamman ja taloudellisemman ratkaisun. Suosituin aurinkoenergian tuotantomuoto perustuu valosähköisellä ilmiöllä sähköä tuottaviin aurinkopaneeleihin, joita voidaan asentaa esimerkiksi asuintalojen katoille tai myös maan tasalle. Aurinkovoiman merkittävyyden kasvaessa energiajärjestelmässä myös tarve tätä energiantuotantomuotoa ymmärtäville insinööreille kasvaa.

Tässä raportissa, joka on osa kurssia *BL40A2401 Electrical Engineering in Wind and Solar Systems*, suunnitellaan maan tasalle asennettava verkkoon liitetty aurinkovoimala. Voimalan simuloitu sijainti on Lappeenranta, Suomi. Voimalaan liittyy annettu kulutusprofiili, jota vasten voimala mitoitetaan. Raportin luvussa 2 käsitellään voimalan mitoituslaskentaohjelmiston avulla. Mitoituksesta saadut tulokset määrittelevät voimalan rakenteen ja komponentit, jotka esitellään luvussa 3. Neljännessä luvussa lasketaan voimalan ensimmäiselle käyttövuodelle kulutuksen ja tuotannon tunnuslukuja ja muita sähkötekniisiä arvoja. Työn tavoitteena on tuottaa suuntaa antava dokumentti suunnittelun alla olevasta voimalasta sekä vahvistaa raportin kirjoittaneiden ymmärrystä verkkoon liitettävien aurinkovoimaloiden suunnittelusta.

2. AURINKOVOIMALAN MITOITUS

Tämän raportin aurinkovoimala mitoitetaan käyttäen PVsyst-simulointiohjelmistoa. Komponentit, tehojen mitoitus ja konfiguraatio perustuu pääosin PVsyst simulaatioihin.

2.1 PVsyst-simulointiohjelmisto

PVsyst-ohjelmisto on kaupallinen, yleisesti käytetty ohjelmisto, jolla voidaan simuloida erilaisia aurinkosähköjärjestelmiä. Ohjelmistolla on oma laaja kirjasto aurinkosähköjärjestelmien eri komponentteja sekä niiden tarkat numeeriset ominaisuudet. Käyttäjä voi lisätä myös omia komponentteja sekä niiden ominaisuudet. Mitoituksen avuksi ohjelmistoon voidaan syöttää myös kulutusdataa sekä mallintaa mahdollisia varjostumia. Sää- ja säteilydata ladataan PVsyst-ohjelmistoon Meteonorm-tietokannasta. Tulokseksi simulaatioista ohjelmisto antaa tarkat taloudelliset suorituskykyarviot sekä muita oleellisia arvoja. PVsyst-ohjelmisto simuloi tulokset tunnin tarkkuudella vuoden ajalle. (Kinnunen, 2021)

2.2 Mitoituksen tavoitteet ja alkuarvot

Alkuarvoksi saadaan kiinteistön kulutusdata vuoden ajalta tunnin tarkkuudella. Tavoitteena on saada kulutukseen nähden 20 %:n omakäyttöaste aurinkosähköjärjestelmälle. Aloitetaan mitoitus valitsemalla aurinkosähköjärjestelmän aurinkopaneeliksi moderni 300 Wp:n yksikidepiipaneeli GCL-M6/60 300. Aurinkovoimalan sijainniksi määritellään Lappeenranta ja tarkasti koordinaatit 61.06 °N, 28.19 °E. Sää- ja säteilytiedot saadaan Lappeenrannasta Meteonorm tilastoista. Aurinkopaneelien kulmaksi määritetään 40° sekä atsimuutiksi 0°. Säröämiskertoimeksi määritetään 0,18. Varjostumia ei oteta simuloinnissa huomioon. Kokeilemalla muutamia erilaisia kokoonpanoja eri piikkitehoilla päädytään valitsemaan halutuksi kooksi 25 kWp:n aurinkovoimala ja invertteriksi Huaweiin 17 kW:n tehoinen SUN2000-17KTL-M2. PVsyst-ohjelmisto suosittelee aurinkovoimalan kokoonpanoksi 96 paneelia, jotka ovat sijoitettu neljään paneeliketjuun, jossa kussakin on 24 paneelia. Tällä konfiguraatiolla saadaan nimelliseksi yhteistehoksi koko aurinkovoimalalle 28,8 kWp ja STC (Standard Test Condition, 1000 W/m² ja 25 °C) olosuhteissa voimalan teho on 26,1 kWp sekä pääsemme hyvin lähelle tavoittelemamme 20 %:n omakäyttöastetta.

3. VOIMALAN RAKENNE JA KOMPONENTIT

Voimalan rakenne määräytyy pitkälti luvun 2 simuloinnin perusteella, sillä ulkoisia rajoitteita ei käytännössä ole esimerkiksi tilankäytön suhteen. Paneeleita sarjassa on 24 kappaletta ja näitä sarjoja on rinnan 4 kappaletta, joista saadaan kokonaisuudeksi 96 paneelia. Näin saadaan paneelien tuottama jännite ja virta invertterille sopivalle tasolle. Paneelit ovat asennettu maan tasalle maa-asennuksiin sopivilla paneeliliteilla. Paneelikenttä on suunnattu etelään ja asetettu 40° kallistuskulmaan. Suomen olosuhteissa optimaalinen asennuskulma on noin 40–45° (Kosonen, 2022a). Pienempi kallistuskulma voitaisiin kuitenkin perustella pienenevällä tilantarpeella varjostuksien vuoksi ja sillä, että tuotanto ei vähene liiallisesti (Motiva, 2022a).

3.1 Aurinkopaneelit

Aurinkopaneeleja on eri tyyppejä, joita voidaan erotella niiden valmistusmateriaalin tai -menetelmän mukaan. Paneelit voivat olla esimerkiksi yksikidepii (monocrystalline) tai monikidepii (polycrystalline) -paneeleja. Myös olemassa on erilaisia ohutkalvoteknologioita. (Aurinkovirta) Noin 90 % markkinoilla tarjolla olevista paneeleista ovat piikidepaneelit (Motiva, 2021). Piikidepaneelit ovat teknologialtaan jo vakiintuneita ja omaavat hyvän hyötysuhteen verrattaessa ohutkalvoteknologian paneeleihin, joten piikidepaneelit sopivat aurinkovoimaloihin yleisesti paremmin. Yksi- ja monikidepaneelilla erona on lähinnä niiden väri yksikiteen ollessa musta ja monikiteen sininen.

Aurinkovoimalan paneeliksi valikoitui GCL:n yksikidepiipaneeli GCL-M6/60 300. Paneelin olennaiset sähköiset arvot on esitetty taulukossa 3.1 ja paneelin sähköisiin arvoihin vaikuttavat lämpötilakertoimet on esitetty taulukossa 3.2. Paneelin käyttölämpötila on -40 - +85 °C välillä, valmistajan ilmoittama maksimi systeemijännite 1000 V ja maksimivirta 15 A. Paneeli on dimensioiltaan 1640 x 992 x 35 mm.

Taulukko 3.1 GCL-M6/60 300 paneelin sähköiset arvot (STC). (CGL-M6/60xxx)

Paneeli	GCL-M6/60 300
Maksimi teho P_{MAX} [W]	300
MPP jännite U_{MPP} [V]	32,4
MPP virta I_{MPP} [A]	9,26
Avoimen piirin jännite U_{OC} [V]	39,5
Oikosulkuvirta I_{SC} [A]	9,78
Paneelin hyötysuhde [%]	18,4

Taulukko 3.2 GCL-M6/60 300 paneelin lämpötilakertoimet. (CGL-M6/60xxx)

Lämpötilakerroin, $P_{MAX,k}$	-0,39 %/°C
Lämpötilakerroin, $U_{OC,k}$	-0,30 %/°C
Lämpötilakerroin, $I_{SC,k}$	+0,06 %/°C

Paneeleita on ketjussa sarjassa 24 kappaletta. Tarkastetaan simuloinnin laskenta, jotta invertterin ja systeemin jännite ei ylitä sallittuja arvoja. Paneeliketjun jännitteessä tulee huomioida lämpötila. Lappeenrannan olosuhteissa minimikäyttölämpötilaksi voidaan valita -20 °C. Lasketaan paneeliketjun suurin avoimen piirin jännite STC olosuhteissa, mutta -20 °C lämpötilassa.

$$U_{OC} = n_{paneeli} * \left(1 + \frac{\Delta T * U_{OC,k}}{100 \%} \right) * U_{OC} = 24 * \left(1 + \frac{(-20\text{ °C} - 25\text{ °C}) * -0,30 \frac{\%}{\text{°C}}}{100 \%} \right) * 39,5 = 1075,98\text{ V}$$

, jossa $n_{paneeli}$ on sarjaan kytkettyjen paneelien määrä ja ΔT lämpötilaero.

Paneeliketjun avoimen piirin jännite nousee yli 1000 V tarkastelutilanteessa, joka ylittää paneeleille sallitun systeemijännitteen (1000 V) hieman, mutta käytännössä tätä jännitetasoa ei saavuteta, sillä säteily olosuhteet talvella Lappeenrannassa eivät vastaa STC:n arvoja.

3.2 Invertteri

Invertteri on aurinkosähköjärjestelmissä käytetty laite, jolla saadaan muunnettua aurinkopaneelien tuottama tasasähkö kulutuslaitteille ja verkkolle sopivammaksi vaihtosähköksi. Verkkoon liitetyissä aurinkosähköjärjestelmissä esiintyy erilaisia invertterikonsepteja, joissa invertterien määrä vaihtelee. Keskitetyssä invertterikonseptissa järjestelmä sisältää yhden invertterin, johon kaikki paneeliketjut yhdistyvät. Tätä käytetään

erityisesti megawattiluokan aurinkovoimaloissa. Hieman pienemmässä kokoluokassa käytetään usein paneeliketjuinverttereitä tai moduulikohtaisia mikroinverttereitä. (Kosonen, 2022b, Motiva, 2022b)

Simulaation perusteella invertteriksi valikoitui Huaweiin SUN2000-17KTL-M2 paneeliketjuinvertteri. Invertterin nimellisteho on 17 kW kolmivaiheisena 230 V 50 Hz verkkojännitteellä. Paneelista lisätietoja on kirjattu taulukkoon 3.3.

Taulukko 3.3 Huawei SUN2000-17KTL-M2 tekniset tiedot. (Huawei, 2020)

Maksimi tulo teho [W_p]	25500
Maksimi tulo jännite [V]	1080
Maksimi tulo virta per MPPT [A]	22
Maksimi oikosulkuvirta [A]	30
MPPT lukumäärä [kpl]	2
Tuloliitäntöjä per MPPT [kpl]	2
Maksimi hyötysuhde [%]	98,65
Euro hyötysuhde [%]	98,30

Invertterin kahteen MPPT-säätimeen (Maximum Power Point Tracking) voi kytkeä kaksi paneeliketjutuloa, joten se soveltuu suunniteltuun neliketjuiseen asennukseen hyvin. Erilliset MPPT-säätimet kykenevät optimoimaan niihin kytkettyjen ketjujen tuotantoa, jos säteilyyolosuhteet ketjupareissa eroavat toisistaan. Luvussa 3.1 selvitettiin paneeliketjun avoimen piirin jännite ääriolosuhteissa, joka jää alle invertterin maksimi tulo jännitteeseen.

3.3 Kaapelit

Aurinkosähköjärjestelmään kaapelointia valittaessa on tärkeää huomioida kaapelin jännite-, virtaluokitus sekä se, että kaapeli on soveltuva tasasähköasennuksiin. Aurinkosähköasennuksissa yleisesti käytettävät kaapelit ovat jännitteenkestoisuusluokaltaan joko 1000 V tai mahdollisesti jopa 1500 V. Kaapelin valinnassa tulee huomioida muut aurinkosähköasennuksiin ja niiden olosuhteisiin liittyvät tekijät, joita ei käydä tässä raportissa sen tarkemmin läpi. Kaapelit tulee yhdistää DC-asennuksiin sopivilla liittimillä, jotta tulipalovaara minimoidaan. AC-puolella mitoituksessa pätee SFS-6000 standardin mukaiset ohjeet asennuksille.

Kaapelointi mitoitetaan tässä tapauksessa paneeliketjulle paneeliketjun oikosulkuvirran perusteella yhtälön 3.1 mukaisesti.

$$I_z \geq 1,25 * I_{SC_{MOD}} \quad \#(3.1)$$

, jossa I_z on kaapelin kuormitettavuusvirta ja $I_{SC_{MOD}}$ paneelin oikosulkuvirta (STC). Kerroin 1,25 takaa kaapelin kuormitettavuuden riittävyyden eri olosuhteissa.

Kaapeloinnin mitoituksessa tulee myös huomioida jännitehäviöt normaalikäyttötilanteessa. Pitkät kaapelivedot voivat laskea jännitettä merkittävästi. Kaapelin poikkipinnan mitoituksen voi tarkastaa jännitteenaleneman näkökulmasta yhtälöllä 3.3.

$$A_{DC} = \frac{2 * L_{DC} * I_{MPP}}{v * U_{MPP} * k} \quad \#(3.3)$$

, jossa A_{DC} on kaapelin poikkipinta-ala (mm^2), L_{DC} kaapelin pituus (m), I_{MPP} virta (A), v sallittu jännitteenalenema (%), U_{MPP} jännite (V) ja k johtimen johtavuus ($\text{m}/\Omega\text{mm}^2$).

GCL-M6/60 300-paneelin maksimi oikosulkuvirta (STC) nähdään taulukosta 3.1. Käytetään tätä arvoa laskennassa ja määritetään sen avulla ketjukaapelin kuormitettavuus.

$$I_z \geq 1,25 * 9,78 \text{ A} \geq 12,23 \text{ A}$$

Edellä esitetyllä virralla jopa TECSUN PV1-F 1x1,5 olisi kuormitettavuudeltaan (29 A) riittävä järjestelmään. Tarkastellaan mitoitus jännitteenaleneman näkökulmasta luvussa 3.5.

AC-puolen kaapelien mitoitus perustuu invertterin lähtövirtaan, joka datalehden mukaan on 28,5 A, joten valitaan esimerkiksi kaapeliksi MMJ 5x6 S, joka kuormitettavuus A-asennustavalla on 34 A.

3.4 Suojaus

Aurinkosähköjärjestelmien suojaus koostuu AC- ja DC-puolen oikosulku- ja ylivirtasuojauksesta, ylijännitesuojauksesta, maadoituksesta sekä erottamiseen tarvittavista

turvakytkimistä. Paneelijärjestelmille, joissa on vain yksi tai kaksi paneeliketjua, ei välttämättä tarvitse DC-puolen suojausta, sillä DC-oikosulkuvirta ei ole riittävän suuri laukaisuun (Kosonen, 2022c). DC-puolen suojauksessa sulakkeet asennetaan piirin positiiviseen ja negatiiviseen napaan. Suunniteltavassa järjestelmässä suojaamme jokaisen paneeliketjun erikseen. Suojauksen tulee toteuttaa yhtälöiden 3.4 ja 3.5 ehdot.

$$1,5 * I_{SC_{MOD}} < I_n < 2,4 * I_{SC_{MOD}} \quad \#(3.4)$$

$$I_n < I_{MOD_{MAX}} \quad \#(3.5)$$

, joissa I_n on sulakkeen nimellisarvo ja $I_{MOD_{MAX}}$ paneelin maksimi ylivirta.

Paneelin datalehdessä nähdään, että paneeliketjun sulakkeen suurin arvo saa valmistajan mukaan olla 15 A, joten käytetään tätä arvoa $I_{MOD_{MAX}}$ ja sijoitetaan arvot yhtälöihin.

$$1,5 * 9,78 A < I_n < 2,4 * 9,78 A$$

$$14,67 A < I_n < 23,47 A$$

$$I_n < 15 A$$

Yhtälöistä nähdään, että sopiva sulake voisi olla esimerkiksi SPF-15A gPV keraaminen sulake (15 A), joten valitaan se.

AC-puolen suojaukseen vaikuttaa vahvasti invertterin ominaisuudet. Valittu Huawei invertteri sisältää integroidun vikavirtasuojan DC-puolelle, joten tyyppin A vikavirtasuojaa riittää AC-puolen vikavirtasuojaukseen. Invertterin AC-puolen maksimi lähtövirta on 28,5 A, jonka perusteella valittiin kaapeliksi MMJ 5x6. Kaapelin ylivirta- ja oikosulkusuojaksi valitaan C-käyrän 32 A kolmivaiheinen johdonsuojakatkaisija.

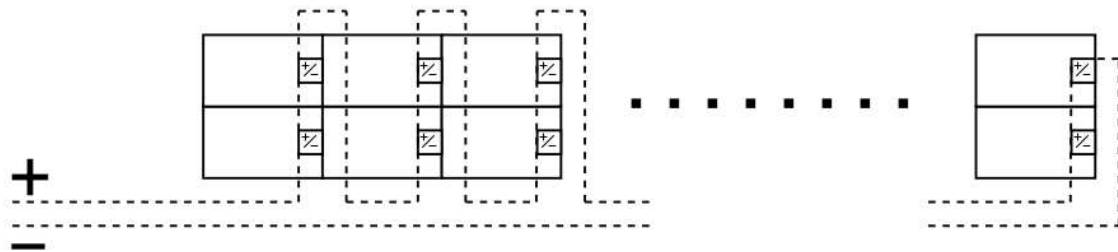
Ylijännitesuojaus on sisällytetty invertteriin DC- sekä AC-puolelle, joten erillisiä suojalaitevalintoja ei tarvitse tehdä. Kuitenkin paneelientän kaapeloinnissa tulee ottaa

huomioon epäsuoran salaman indusoima ylijänniteriski ja asentaa kaapelit minimoiden kaapelilenkkien muodostama pinta-ala.

Erottamistarpeisiin vaaditaan omat turvakytkimet DC- ja AC-puolelle. Turvakytkinten tulee olla virrankestoisuuksiltaan sopivia eli AC-puolella esimerkiksi 40 A turvakytkin ja DC-puolella erityisesti DC-asennuksiin sopiva 40 A tai suurempi turvakytkin.

3.5 Kokonaisuus

Paneelit asennetaan vaakasuunnassa, jotta mahdollinen lumi paneelin päällä häiritsee tuotantoa keväät kuukausina mahdollisimman vähän. Muita varjostukseen liittyviä tekijöitä ei tarvitse tässä raportissa huomioida. Paneelin asennetaan kahdeksaan riviin, joista aina kaksi riviä muodostavat paneeliketjun. Riville tulee siis 12 paneelia ja paneelirivin leveydeksi noin 20 metriä. Kuvasta 3.1 nähdään, kuinka ketjun paneelit kytkeytyvät toisiinsa viitteellisesti. Kaapelireitityksellä pyritään minimoimaan lenkin pinta-alan muodostumista sekä kaapelimenekkiä.



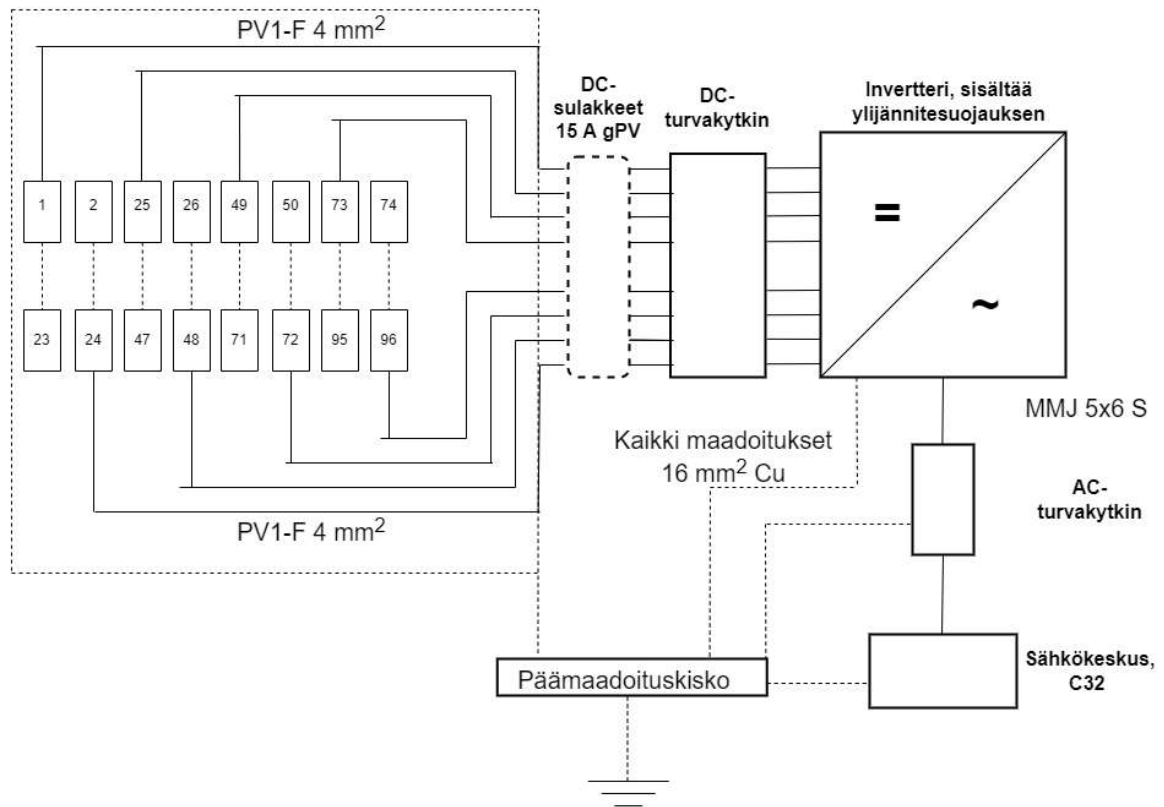
Kuva 3.1 Paneeliketjun kytkentäjärjestys.

Kaapelivedon pituus tulisi olemaan tällaisessa kytkentäjärjestyksessä noin 60–65 m per paneeliketju. Tämän tiedon avulla voidaan tarkastella kaapelin mitoitus jännitteenaleneman näkökulmasta yhtälön 3.3 avulla.

$$A_{DC} = \frac{2 \cdot L_{DC} \cdot I_{MPP}}{v \cdot U_{MPP} \cdot k} = \frac{2 \cdot 65 \text{ m} \cdot 9,26 \text{ A}}{1 \% \cdot 777,6 \text{ V} \cdot 56} = 2,76 \text{ mm}^2$$

Luvussa 3.3 kuormituksen perusteella kaapelin mitoitukseen olisi sopinut 1,5 mm² kaapeli, mutta jännitteenalenema (max 1 %) tarkastelun jälkeen poikkipinta-alan tulee olla suurempi. Valitaan siis kaapeliksi TECSUN PV1-F 4,0 mm².

Kuvassa 3.2 on esitetty järjestelmän johdotuskaavio.



Kuva 3.2 Aurinkosähköjärjestelmän johdotuskaavio.

4. KÄYTTÖÖN LIITTYVÄT TUNNUSLUVUT JA LASKENTA

Tässä luvussa käsitellään simuloinnin tärkeimmät tulokset ja lasketaan niiden perusteella aurinkosähköjärjestelmille tärkeitä arvoja.

4.1 Tulokset

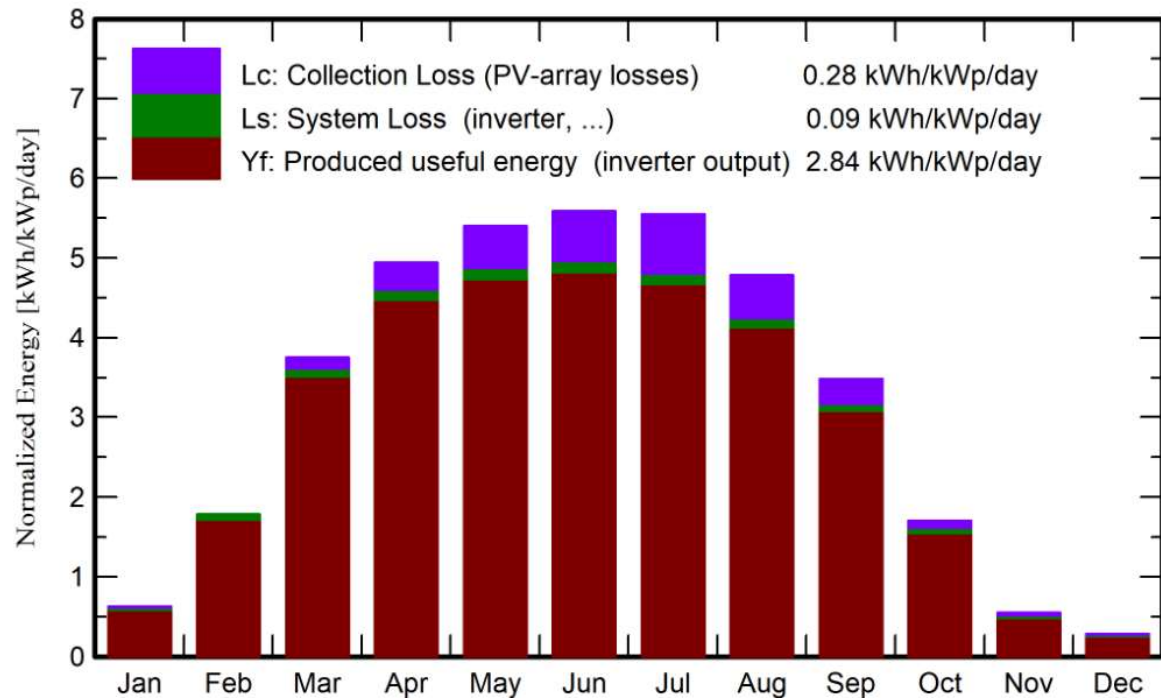
Simulaation merkittävimmät tulokset ensimmäiselle käyttövuodelle on esitetty taulukossa 4.1. Taulukossa 4.2 tulokset on esitetty kuukausitasolla. Kuvassa 4.1 on esitetty aurinkovoimalan kuukausittainen normalisoitu tuotanto ja häviöt.

Taulukko 4.1 Simulaation tulokset ensimmäiselle vuodelle.

Aurinkovoimalasta saatava sähköenergia	29,88 MWh
Kiinteistön oma sähkönkulutus	133,05 MWh
Kiinteistössä hyödynnetty aurinkosähkö	25,78 MWh
Sähköverkkoon myyty aurinkosähkö	4,09 MWh
Kiinteistön sähköverkosta ostama sähköenergia	107,27 MWh

Taulukko 4.2 Simulaation Kuukausittaiset tuotanto- ja kulutusarviot.

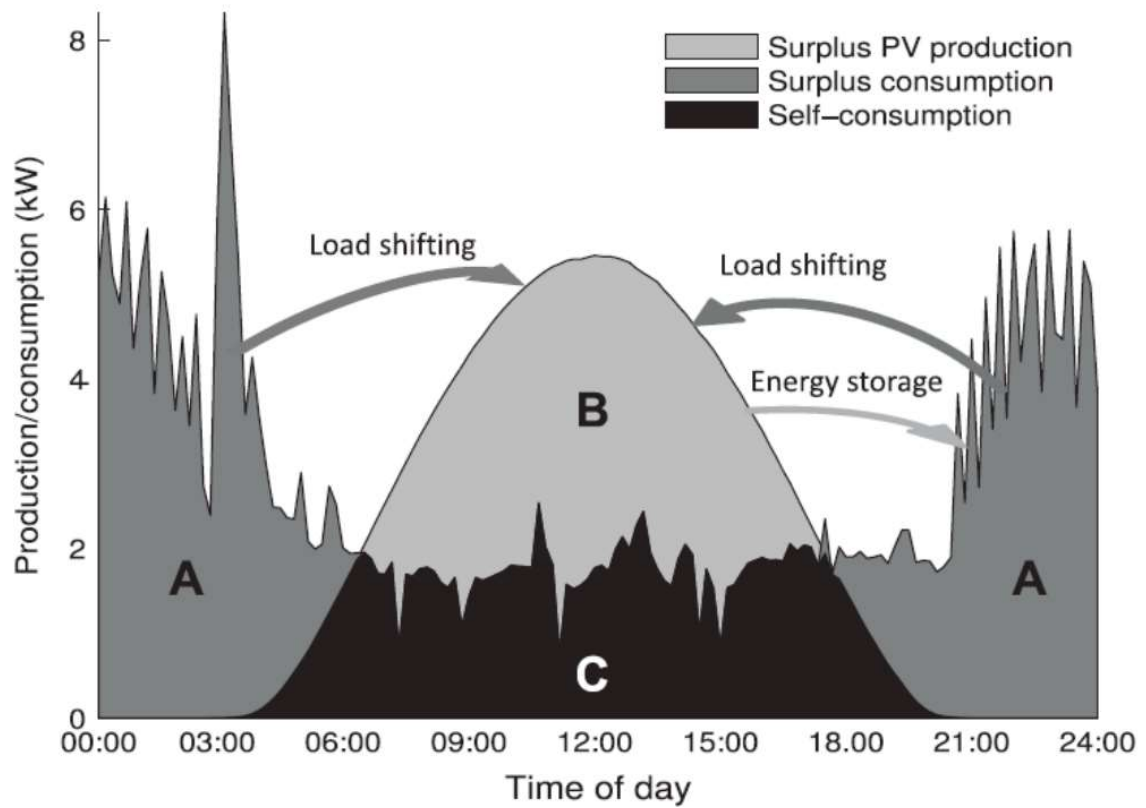
	Aurinkovoimalasta saatava sähköenergia (MWh)	Kiinteistön oma sähkönkulutus (MWh)	Sähköverkkoon myyty aurinkosähkö (kWh)	Kiinteistön verkosta ostama sähköenergia (MWh)
Tammikuu	0,53	12,31	-4	11,78
Helmikuu	1,35	11,13	32	9,78
Maaliskuu	2,79	12,37	341	9,58
Huhtikuu	3,44	12,16	427	8,72
Toukokuu	3,58	11,44	657	7,86
Kesäkuu	3,41	10,15	765	6,74
Heinäkuu	3,29	9,98	891	6,70
Elokuu	3,24	10,70	442	7,46
Syyskuu	2,24	10,57	420	8,33
Lokakuu	1,27	10,64	114	9,37
Marraskuu	0,41	10,55	16	10,15
Joulukuu	0,23	11,04	-7	10,80



Kuva 4.1 Aurinkosähköjärjestelmän normalisoitu tuotanto kuukausittain.

4.2 Laskenta

Aurinkosähköjärjestelmien tärkeitä avainlukuja ovat omavaraisuusaste, netto omavaraisuusaste ja omakäyttöaste. Kuvassa 4.2 on esitetty laskennassa esiintyvät tunnuksat, jossa A tarkoittaa verkosta ostettua sähköä, B verkkoon myytyä aurinkosähköä ja C itse käytettyä aurinkosähköä.



Kuva 4.2 Selitykset yhtälöissä esiintyviin tunnuksiin. (Kosonen, 2022a L10)

Omavaraisuusaste kertoo, miten paljon kulutusta voidaan kattaa tuotetulla aurinkosähköllä. Omavaraisuusaste voidaan laskea yhtälöllä 4.1. (Kosonen, 2022a L10)

$$\text{Omavaraisuusaste} = \frac{C}{A+C} \#(4.1)$$

Netto omavaraisuusaste kertoo tuotetun aurinkosähkön ja kulutuksen suhteen. Netto omavaraisuusaste lasketaan yhtälöllä 4.2. (Kosonen, 2022a L10)

$$\text{Netto omavaraisuusaste} = \frac{B+C}{A+C} \#(4.2)$$

Omakäyttöaste kertoo, miten paljon tuotetusta aurinkosähköstä voidaan hyödyntää omaan kulutukseen. Omakäyttöaste voidaan laskea yhtälöllä 4.3. (Kosonen, 2022a L10)

$$Omakäyttöaste = \frac{C}{B+C} \#(4.3)$$

Yhtälöillä 4.1, 4.2 ja 4.3 käyttäen taulukon 4.1 arvoja voidaan laskea aurinkosähköjärjestelmän avainluvut ensimmäiselle käyttövuodelle. Avainluvut on esitetty taulukossa 4.3.

Taulukko 4.3 Lasketut avainluvut aurinkosähköjärjestelmälle ensimmäiselle vuodelle

Omavaraisuusaste	19,4 %
Netto omavaraisuusaste	22,5 %
Omakäyttöaste	86,3 %

Erityisen tärkeää aurinkosähköjärjestelmien mitoituksessa on seurata omavaraisuusastetta ja omakäyttöastetta. Niistä selviää parhaiten, miten paljon verkosta ostettua sähköä voidaan korvata omalla aurinkosähköllä sekä miten paljon energiaa joudutaan tuotantohuippujen aikana myymään verkkoon. Suurempi omavaraisuusaste tarkoittaa siis vähemmän verkosta ostettua sähköä, mutta samalla omakäyttöaste voi kärsiä, kun piikkituotantoa ei voida hyödyntää kokonaan itse. Nykymallilla ylijäämäsähkön myynti verkkoon ei ole taloudellisesti kannattavaa ja sitä tulisi välttää. Taloudellisesti parhaassa ratkaisussa on siis otettava huomioon monia asioita.

5. YHTEENVETO JA PALAUTE

Tämä työn tavoitteena oli suunnitella taustaoletuksin maa-asennettu verkkoon kytketty aurinkosähkövoimala, joka saavuttaa annettua kulutusprofiilia vasten 20 % omavaraisuusasteen. Voimalan tuotanto mallinnettiin PVSyst-ohjelmistolla, jonka perusteella saatiin mitoitettua komponentit, kuten aurinkopaneelit, invertteri ja sähköisten arvojen avulla kaapelit sekä voimalaan liittyvä suojaus. Kokonaisuudesta luotiin suuntaa antavat kytkentä- ja johdotuskaaviot. Lopuksi laskettiin käytön kannalta olennaisia tunnuslukuja ja sähköisiä arvoja liittyen verkkoon kytkettyyn voimalaan.

Arviointikriteeristö olisi hyvä saada tietoon ennen työtä tai sitten työohje voisi olla tarkempi sisällön suhteen. Pelkästään ohjeessa listattuihin kohtiin vastatessa työ tuntuu irralliselta, sillä selkeää rajaa ei ole siitä tuleeko työn olla ”toteutuskelpoinen” suunnitelma, vähän sinne päin vai diplomityön tyylisesti teoriapainotteinen. Maisterikurssilla ymmärrettävää antaa vapautta toteutuksessa, mutta sisällön tarkkuutta on siten hankala arvioida. Myöskin teorian taustoittamisen tarve jää roikkumaan.

Kurssi kokonaisuutena oli hyvä varsinkin aurinkoenergiaosion käytännön esimerkkien ja kuvien vuoksi, mikä on harvinaista yliopistokursseilla. Kotitehtävät ovat yleisesti hyviä, sillä ne pakottavat palaamaan luentodioihin kesken kurssin eikä vasta tenttiin valmistautuessa.

LÄHTEET

- (Aurinkovirta) Aurinkovirta. Aurinkopaneelit. Julkaisuaika tuntematon. [Verkkodokumentti], [Viitattu 1.5.2022]. Saatavilla: <https://www.aurinkovirta.fi/aurinkosahko/aurinkovoimala/aurinkopaneelit/>
- (CGL-M6/60xxx) GCL System Intergration Technology Co., Ltd. CGL-M6/60xxx. High Efficiency Monocrystalline Module -datalehti.
- (Huawei, 2020) Huawei SUN2000-12/15/17/20KYL-M2 -datalehti. Versio No:04-(20201006)
- (Kinnunen, 2021) Kinnunen, Matias. Akullisten aurinkosähköjärjestelmien simulointi PerMod-ohjelmistolla. 2021. Kandidaatintyö. Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto.
- (Kosonen, 2022a) Kosonen, Antti. Introduction and basic principles. Lecture 8. 2022. LUT-University. BL40A2401 Electrical Engineering in Wind and Solar Systems.
- (Kosonen, 2022a L10) Kosonen, Antti. Planning and designing grid-connected systems I. 2022. LUT-University. BL40A2401 Electrical Engineering in Wind and Solar Systems.
- (Kosonen, 2022b) Kosonen, Antti. Planning and designing grid-connected systems II. Lecture 11. 2022. LUT-University. BL40A2401 Electrical Engineering in Wind and Solar Systems.
- (Kosonen, 2022c) Kosonen, Antti. Electrical installations and safety regulations. Lecture 12. 2022. LUT-University. BL40A2401 Electrical Engineering in Wind and Solar Systems.

- (Motiva, 2021) Motiva. Aurinkosähköteknologiat. 2022. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat
- (Motiva, 2022a) Motiva. Aurinkopaneelien asentaminen. 2022. [Verkkodokumentti] , [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkopaneelien_asentaminen
- (Motiva, 2022b) Motiva, Verkkoon liitetty aurinkosähköjärjestelmä, 2022. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/tarvittava_laitteisto/verkkoon_liitetty_aurinkosahkojarjestelma

