



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Institutt for matematiske realfag og teknologi

Masteroppgave 2015
60 stp

Analyse av solcelleanlegget på Glava Energy Center i Sverige

Analysis of the photovoltaic plant at Glava Energy
Center in Sweden

Karen Marie Utne Belsby

Forord

Denne oppgaven markerer avslutningen en spennende og lærerik studietid ved Norges miljø- og biovitenskaplige universitet.

Jeg vil takke hovedveileder dr. Espen Olsen og dr. Heidi S. Nygård, ved NMBU, som har vært til stor hjelp under arbeidet med denne masteroppgaven.

Jeg vil også takke Magnus Nilson, veileder og kontaktperson på Glava Energy Center (GEC) og Erik Payerl som var til hjelp i startfasen da jeg ble kjent med GECs solcelleanlegg.

Tusen takk til Eva og Alf Bjørseth for hjelpen i masterarbeidet. Under masteren har de bidratt med kunnskap og motiverende samtaler, samt gjestfrihet og forenklet samarbeidet mellom GEC og NMBU.

Andre som har bidratt med kunnskap og informasjon: Stanislas Merlet fra Multiconsult som har bidratt med veiledning i PVsyst, Bjørn Thorud fra Multiconsult som har bidratt med kunnskap og erfaringer fra byggingen av solcelleanlegget til Glava Energy Center, Christer Bergerland fra Fortum i Värmland har gitt meg tilgang til måledata over energien levert til nettet fra solcelleparken, Marco Mariani fra Meteocontrol GmbH/ University of Oldenburg har bidratt med komplette meteorologiske data med god oppløsning.

Til slutt vil jeg takke kjæreste, familie og venner som har hjulpet til underveis og støttet meg gjennom arbeidet med masteroppgaven.

Ås, 13.05.2015

Sammendrag

I denne oppgaven har Glava Energy Centers (GEC) solcelleanlegg blitt analysert. GEC ligger i Värmland i Sverige og er et testsenter for ulike løsninger for fornybar energi, som for eksempel PV-systemer og batterilagringsystemer. GEC har 27 ulike PV-systemer, så det er kun deler av solcelleanlegget som blir analysert i denne oppgaven. Systemene som kalles Ongrid system 1, 2 og 3 har blitt undersøkt og kartlagt. Analysearbeidet har i hovedsak blitt utført for Ongrid system 3, som er anleggets største system og har en installert effekt på 88 kW_p. Ongrid system 1 og 2 har en installert effekt på henholdsvis 17 og 4,5 kW_p.

Meteorologiske data fra ulike kilder har blitt evaluert under analysen. Det er kun én av kildene som har timesverdier for Glava det året (2012) analysen blir utført for. Denne kilden er Meteocontrol og blir dermed brukt som kilde for innstrålingsdata i analysen. Det kan fra sammenligning med lokalmålte innstrålingsdata tyde på at Meteocontrol gir for lavere verdier.

For å utføre en simulering av Ongrid system 3 har PVsyst har blitt benyttet. Simuleringen har blitt utført for å estimere forventet energiproduksjon og ytelsesfaktor.

Under analysen av data fra GECs lokale database, ble det oppdaget begrenset tilgjengelighet av måledata fra PV-systemene og den lokale værstasjonen. Netteiers (Fortums) data for energiproduksjon har dermed vært nyttig i arbeidet. Ved gjennomgang av måledata for Ongrid system 3 ble det oppdaget at transformatoren har et stort tomgangstap. I tillegg har hendelser som har ført til stans i anleggets energiproduksjon blitt kartlagt. Eksempler på slike hendelser er lynnedslag og jordingsfeil.

Sammenligning av forventet og faktisk målt energiproduksjon har blitt utført. I tillegg har forventet og faktisk ytelsesfaktor blitt beregnet og sammenlignet. Fra PVsyst-simuleringen forventes en energiproduksjon på 70479 kWh og faktisk produksjon er 82140 kWh. Forventet energiproduksjon er 14,2 % lavere enn faktisk produksjon. Ytelsesfaktoren beregnet på målte data er 93 % og ytelsesfaktor fra PVsyst-simuleringer er 79,3 %. Forskjellen mellom forventet og faktisk ytelsesfaktor er 13,7 %, og det tyder på at anlegget fungerer bedre enn forventet. Selv om kilden for solinnstråling sannsynligvis er litt for lav, er allikevel rimelig å anta at anlegget yter bedre enn forventet. Årsaken til den gode ytelsen kan være den lave temperaturen som fører til økt virkningsgrad, og sammen med moderat eller god innstråling vil det gi gode muligheter for energiproduksjon fra solceller.

Abstract

In this thesis the photovoltaic plant on Glava Energy Center (GEC) has been analyzed. GEC is located in Värmland in Sweden, and is a test center for various renewable energy solutions, such as PV systems and battery storage systems. The test center has 27 PV systems, and only a part of the photovoltaic plant that has been analyzed in this thesis. The systems called Ongrid system 1, 2 and 3 have been studied and surveyed. The analysis has mainly been performed for Ongrid system 3, which is GEC's largest PV system with installed capacity of 88 kW_p. Ongrid system 1 and 2 have installed capacity of 17 and 4.5 kW_p respectively.

Meteorological data from various sources have been evaluated during the analysis. Local measurement data from GEC's own weather station is one of the data sources. Only one of the data sources has recorded values hourly for Glava, for the year concerned in the analysis. The source used for insolation data is thus Meteocontrol. Comparison of Meteocontrol data with local measured data indicate that Meteocontrol provides values that are too low.

PVsyst has been used to perform a simulation of Ongrid system 3. The simulation is performed to estimate expected energy output and performance ratio.

During the analysis of data from GEC's local database, limited availability of measurement data from the PV systems and the local weather station has been discovered. Data for energy production electricity grid owner (Fortum) has thus been helpful during the analysis. Upon review of the data for Ongrid system 3, it is discovered that the transformer has a large standby operation consumption. In addition, other events such as lightning and earthing faults, which have led to stoppages in the plant's energy production, is surveyed.

A comparison of the data for estimated and measured energy production and performance ratio has been performed. Estimated energy production is 70479 kWh and actual production is 82140 kWh. Estimated production is 14.2% lower than actual production. The performance ratio calculated on measured data is 93% and the performance ratio from PVsyst simulation is 79.3%. The difference between expected and measured performance ratio is 13.7%. This indicates that the system works better than expected. The source of insolation that is used is likely a bit too low, but it is still reasonable to assume that the system works well and better than expected. The reason for the good performance can be the low temperature, which leads to increased efficiency of the PV modules. Together with moderate or good insolation, it will provide good opportunities for energy production from solar cells.

Innhold

Forord	I
Sammendrag	II
Abstract	III
Innhold	IV
Symboler	VII
Forkortelser	VIII
1 Innledning	1
1.1 Problemstilling.....	2
1.2 Solcelle anlegget til Glava Energy Center.....	2
2 Teori.....	3
2.1 Solstråling.....	3
2.1.1 Solinnstråling: vinkler og begreper	4
2.2 Meteorologiske data	10
2.2.1 Måling av solinnstråling	10
2.3 Solceller	12
2.3.1 Materialer	12
2.3.2 Solcellens virkemåte	12
2.3.3 Solcellens elektriske egenskaper	14
2.4 PV-modul.....	17
2.5 PV-system.....	21
2.5.1 Koblingsboks.....	22
2.5.2 Inverter, transformator og maksimalt-effektpunkt-sporer.....	22
2.5.3 Ledere.....	24
2.5.4 Beregning av energien levert fra et PV-system og innstrålt energi til et PV-system	24

2.5.5	Ytelsesfaktor.....	25
2.5.6	PV-systemets tapsfaktorer.....	25
3	Metode	32
3.1	Glava Energy Center, GEC	32
3.1.1	Solpark 1	33
3.1.2	Solpark 2	35
3.1.3	Værstasjonen	35
3.1.4	Effektmåling.....	37
3.1.5	Logging av GECs produksjonsdata og meteorologiske data	37
3.2	Databaser for meteorologiske data	38
3.3	Utførelse av databehandling og analyse av resultater	41
3.4	Matlab.....	43
3.5	PVsyst-simulering av GECs solcelleanlegg	44
3.5.1	Geografisk plass og kilde for meteorologiske data	44
3.5.2	Albedoinnstillinger	45
3.5.3	Orientering og tilteinkel	46
3.5.4	PV-systemets hovedkomponenter	46
3.5.5	Kalibrering av PVsyst-innstillinger og tapsfaktorer.....	46
3.5.6	Detaljerte tapsfaktorer	47
3.5.7	Skygging av GECs anlegg:	50
3.5.8	Simulering	54
3.6	Kort beskrivelse av kalibrering av pyranometerene til GECs	54
4	Resultater og diskusjon	55
4.1	Solinnstråling: Glava Energy Center	55
4.1.1	SMHI.....	55
4.1.2	Sammenligning av ulike kilder for innstråling.....	56
4.1.3	Sammenligning av Metrum- og Meteocontrol-verdier for innstråling.....	57

4.2	PVsyst simulering av Ongrid system 3 ved Glava Energy Center	58
4.3	Analyse av faktiske data for Glava Energy Centers Ongrid system 3.....	61
4.3.1	Sammenligning av data fra Fortum og Metrum for energiproduksjon.	61
4.3.2	Ytelsesfaktoren til Ongrid system 3 for april og mai 2012	63
4.3.3	Verdier som benyttes til beregning av ytelsesfaktoren til Ongrid system 3.....	64
4.3.4	Ytelsesfaktoren for Ongrid system 3 beregnet på måledata fra 2012	67
4.4	Sammenligning av faktisk og forventet energiproduksjon og ytelsesfaktor	68
4.5	Forslag til videre arbeid	71
4.5.1	Aktive tiltak i Glava Energy Centers solcelleanlegg	71
4.5.2	Analyseoppgaver	71
5	Konklusjon.....	73
6	Referanser	74
	Vedlegg	76

Symboler

Symboler	Betydning
G	Innstråling
δ	Deklinasjonsvinkel
γ	Azimutvinkel
α	Solhøyde
ϕ	Breddegrad
θ_z	Zenitvinkel
β	Tiltevinkel
ρ	Albedo
η	Virkningsgrad
μ	Absorpsjonskoeffisienten
K_b	Overskyelsesfaktor for atmosfæren
E	Energi
P	Effekt
I	Strøm
V	Spenning
R	Resistans
A	Areal
L	Lengde
S	Sensitivitet
T	Temperatur
U	Termisk tapsfaktor
h	Plancks konstant
f	Frekvens
n	Idealitetsfaktor for diode
k	Boltzmanns konstant
q	Elementærladning
v	Hastighet

Forkortelser

Forkortelse	Forklaring
a-Si	Amorf silisium
AC	Alternating current
AM	Air Mass
BoS	Balance of system
CdTe	Kadmium Tellurid
CIGS (CuInGaSe ₂)	Kobber Indium Gallium Selenid
FF	Fyll faktor
GaAs	Gallium Arsenikk
Ge	Germanium
GEC	Glava Energy Center
IAM	Incidence angel modifier
LID	Lysindusert degradering
NOCT	Normal operating cell temperatur
MPP	Maximum power point (maksimalt effektpunkt)
MPPT	Maximum power point tracking (maksimalt effektpunktsporing)
NASA SSE	National Aeronautics and Space Administration - Surface Meteorology and Solar Energy programme
OC	Open circuit (åpen krets)
PR	Preformance ratio (ytelsesrate)
PV	Photovoltaic (fotovoltaisk)
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
SC	Short circuit (kortsluttet krest)
SMHI	Svenske meteorologiske og hydrologiske institutt
SoDa	Solar radiation data
SP	Det svenske forskningsinstituttet
STC	Standard test conditions
W _p	Watt peak

1 Innledning

Energien fra solen er avgjørende for livet på jorda. Innstråling fra solen er opphavet til de fleste fornybare energiformer bortsett fra dyp geotermisk energi og tidevannsenergi. Det finnes enorme mengder energi fra solen som ikke vil bli brukt opp. Årlig mottar jordkloden 15 000 ganger mer energi enn verdens totale energiforbruk. [1]. Også i Norge og Sverige, som ligger langt nord og har et kjølig klima, er innstrålt energi i løpet av året større enn forbruket totalt sett. En utfordring i områder med kjølig klima er at energibehovet er høyest ved tidspunkter der innstrålingen er minst. Solenergi kan allikevel dekke en vesentlig del av energiforbruket store deler av året og kan være et viktig bidrag for å øke andel fornybar energi til kraftproduksjon. Solinnstrålingsforholdene på Sør- og Østlandet i Norge er på samme nivå som i Midt- og Nord-Tyskland som lenge har hatt et av verdens største markeder for solenergi. [1], [2], [3], [4].

Det finnes flere teknologier og metoder for å unytte energien fra solen. Varmen fra solenergien kan benyttes direkte til oppvarming, eller solinnstrålingen kan benyttes til å produsere elektrisitet via fotovoltaiske solceller eller termiske solkraftvek. [5].

Energi produsert fra solceller er en form for fornybar energi som krever lite vedlikehold. Solceller kan plasseres ovenpå tak på bygninger eller integreres i fasader og/eller tak og trenger ikke nødvendigvis å beslaglegge landarealer. Den største jobben med solceller er knyttet til installasjon av anlegget, deretter er det lite arbeid å drifte et anlegg. På samme måte blir det for solcelleanleggets totale kostnader. De er i stor grad knyttet til investeringskostnadene ved innkjøp og installasjon av anlegget. [6], [3].

Energiproduksjonen fra solceller er sterkt avhengig av solinnstrålingen, men lufttemperaturen er også en viktig faktor. Lav temperatur gir høy virkningsgrad for solcellene. I Norge og Sverige (og andre plasser med kjølig klima) vil det være gode forhold for elektrisitetsproduksjon fra solceller om vår og høst, på grunn av moderat innstråling og lav lufttemperatur. [6], [7].

Før et solcelleanlegg installeres er det ofte ønskelig å designe anlegget tilpasset energibehovet. For at anleggets energiproduksjon skal bli som ønsket, kan anlegget planlegges i et simuleringsprogram. Det finnes flere ulike typer som for eksempel Polysun, PV*SOL, HelioBase, Solar Pro og PVsyst. PVsyst blir benyttet i denne oppgavens simuleringer.

1.1 Problemstilling

I denne oppgaven blir Glava Energy Centers kraftverk med fotovoltaiske solceller studert. Kraftverket er et forskningsanlegg i Glava i Sverige. Anlegget består av to solparker: Solpark 1 og Solpark 2. I denne oppgaven vil deler av Solpark 1, i tillegg til den lokale værstasjonen og andre kilder for meteorologiske data, bli studert og kartlagt. Ulike kilder for innstråling vil bli evaluert fordi innstrålingsforholdene er avgjørende for energiproduksjon fra et solcelleanlegg og er dermed viktig for planleggingen av anlegget. Anlegget vil bli simulert i PVsyst og måledata for energiproduksjon og solinnstråling vil bli undersøkt og analysert. Forventet og faktiske ytelsesfaktor vil bli estimert og beregnet og deretter sammenlignet. Dette vil bli benyttet til å evaluere om anlegget leverer mer energi enn forventes fra PVsyst-simuleringen.

1.2 Solcelle anlegget til Glava Energy Center

Solcelleanlegget på GEC består av Solpark 1 og Solpark 2. Solpark 1 inneholder flere forskjellige PV-systemer med ulike modultyper og invertere. En værstasjon er plassert i denne solparken og det finnes et dataloggingssystem som logger produksjonsdata fra anlegget samt værdata fra værstasjonen. I 2011 var første del av Solpark 1 ferdig montert og leverte strøm til nettet. Solpark 2 ble montert i 2012. Installert effekt for de nett-tilknyttede systemene i de to solparkene er henholdsvis 109kW_p og 73kW_p . Solcelleanlegget består av 27 ulike PV-systemer og er et testsenter hvor komponenter til PV-systemer kan testes. Systemene som kalles Ongrid system 1, 2 og 3 inngår i Solpark 1 og vil bli studert i denne oppgaven. Hovedfokus vil være på Ongrid system 3 som er anleggets største system. De 3 systemene består av ulike moduler fra REC og IST. Komponentene som inngår i de ulike systemene blir nærmere beskrevet senere i oppgaven.

2 Teori

Teorien som har vært benyttet under arbeidet med denne oppgaven bli forklart i dette kapitlet. Temaer som blir beskrevet er:

- 1) Solstråling
- 2) Meteorologiske data
- 3) Solcellen
- 4) PV-modul
- 5) PV-system

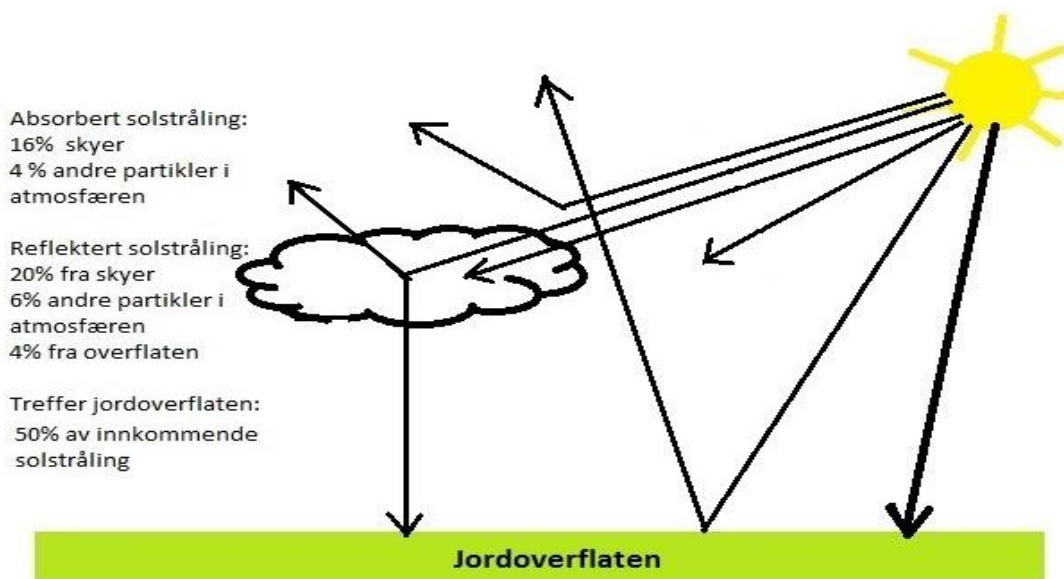
Teori om fotovoltaisk-solenergi utover det som er omhandlet i denne oppgaven finnes for eksempel i litteraturkildene:

- Renewable Energy av Godfrey Boyle, [8].
- Physics of solar energy av C. J. Chen, [5].
- Photovoltaic Education Network av C. Honsberg og S. Bowden, [9].
- Solar Electricity av T. Markvart, [10].
- Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers av The German Solar Energy Society, [7].
- Renewable energy resources av J. Twidler og T. Weir, [11].
- Solar Cells - Operating Principles, Technology and System Application av M.A. Green, [12].

Hvis ikke annet er nevnt er det disse litteraturkildene som er blitt benyttet i dette kapitlet.

2.1 Solstråling

Solen er en enorm energikilde og energien som treffer jorda til enhver tid er omtrent 1367W/m^2 . Dette tallet kalles solarkonstanten og er definert som solstrålingen som treffer en flate som står normalt på solstrålingen utenfor jordens atmosfære. All solstrålingen kommer ikke gjennom atmosfæren og ned til jordoverflaten. Omtrent 30 % av solstrålingen reflekteres direkte ut i verdensrommet igjen, 20 % absorberes av skyer, molekyler eller andre partikler i atmosfæren. 50 % av solstrålingen kommer ned til jordoverflaten. Dette er illustrert i Figur 1.



Figur 1: Figuren viser at noe solstrålingen blir absorbert og noe blir reflektert tilbake til verdensrommet før det treffer jordoverflaten. Omtrent 50 % av solstrålingen kommer ned til jordoverflaten.

Den solstrålingen som kan utnyttes i solceller er den solstrålingen som kommer ned til jordoverflaten. Solstrålingen ved jordoverflaten består av direkte og diffus stråling. Den solstrålingen som treffer jordoverflaten uten å bli spredt på vei gjennom atmosfæren kalles *direkte stråling* og betegnes $G_{direkte}$. *Diffus stråling* er solstråling som på vei gjennom atmosfæren blir spredt av skyer, gassmolekyler eller andre partikler før de kommer ned til jordoverflaten og den betegnes G_{diffus} . Summen av direkte og diffus solstråling utgjør til sammen *global solstråling* (eller total stråling) og den betegnes G_{global} . Ligning (1) beskriver sammenhengen mellom direkte, diffus og total solinnstråling.

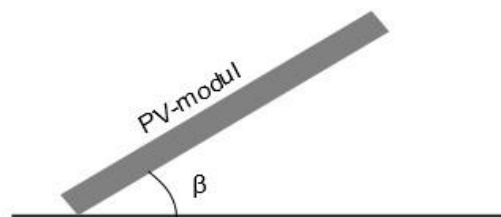
$$G_{global} = G_{direkte} + G_{diffus} \quad (1)$$

2.1.1 Solinnstråling: vinkler og begreper

Nedenfor vil nyttige vinkler og begreper bli beskrevet. For å beskrive solinnstrålingen til en tiltet overflate er disse nyttige.

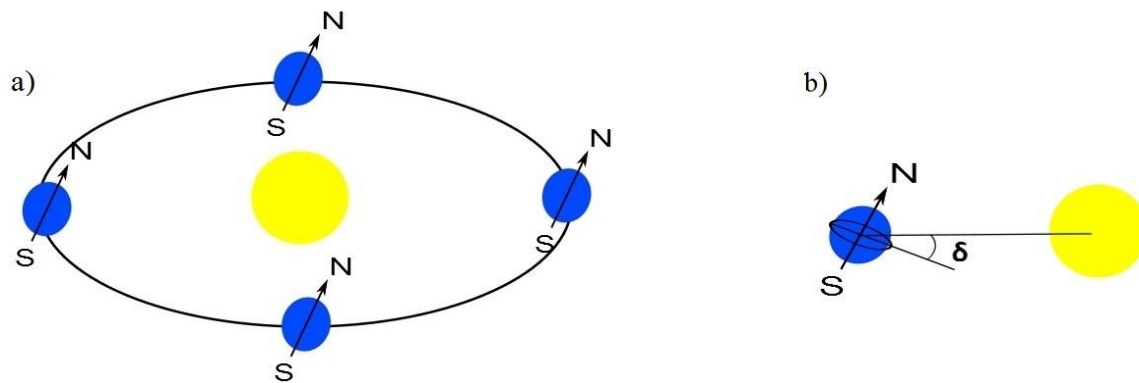
Når et PV-system skal planlegges eller analyseres er det interessant å vite eksakt geografisk posisjon for hvor anlegget befinner seg. I den anledning er begrepene *lengdegrad* og *breddegrad* nyttige. Lengdegrad beskriver posisjon i øst-vest-retning. Breddegrad beskriver hvor du befinner deg i nord-sør-retning. Breddegraden betegnes ϕ , og den vil ha innvirkning

på innstrålingsforholdene og dermed grunnlaget for energiproduksjon fra solceller. Andre faktorer som har innvirkning på et solcelleanlegg er orienteringen og tiltevakelen til solcellepanelene. *Orienteringen* beskriver hvilken retning modulene er vendt mot. 0 grader defineres ofte som at panelene står rett mot sør. Det finnes paneler som har fast montering og samme orientering hele tiden. En annen variant er paneler som følger solinnstrålingen og dermed endrer orienteringen gjennom dagen. *Tiltevakelen* betegnes β og er vinkelen mellom den horisontale flaten og overflaten som evalueres. For et solcellepanel er tiltevakelen vinkelen mellom bakken og solcelle panelet. Denne vinkelen er illustrert i Figur 2.



Figur 2: Figuren illustrer tiltevakelen til en PV-modul, som er representert ved symbolet β . Vinkelen er definert som vinkelen mellom bakken og modulen.

Den totale energimengden jorda mottar fra sola er den samme til enhver tid. På grunn av at jorden er tiltet i forhold til sin bane rundt solen, vil lokalt innstrålt energi variere med tid på døgnet, årstid og breddegrad. Størst er den årlige variasjonen nær polene. For å beskrive solinnstrålingen og dens egenskaper og variasjoner er det nødvendig å definere noen vinkler. En av disse er *deklinasjonsvinkel* som betegnes δ . Den er definert som vinkelen mellom ekvatorplanet og en linje som trekkes fra sentrum av jorda til sentrum av sola. Vinkelen varierer mellom sitt minimumspunkt på -23.45° ved vintersolverv og maksimumspunkt på $+23.45^\circ$ ved sommersolverv. Denne vinkelen og dens egenskaper skyldes jordens tilting i forhold til sin bane rundt solen. Figur 3 beskriver deklinasjonsvinkelen og jordens bevegelse rundt sola.



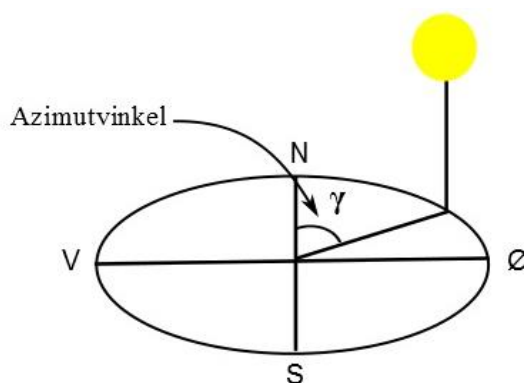
Figur 3: Figuren a) beskriver jordens bevegelse rundt solen og viser at jorden er tiltet i forhold til banen rundt solen. Figur b) illustreres deklinasjonsvinkelen, markert med symbolet δ , som er vinkelen mellom ekvatorplanet og linjen som går fra sentrum av jorden til sentrum av solen.

Ligning (2) forklarer hvordan deklinasjonsvinkelen endres gjennom året.

$$\delta = \delta_0 \sin\left(\frac{360^\circ(284 + n)}{365}\right) \quad (2)$$

Der δ_0 er 23.45° og n er dagen i året (telles fra 1. januar da er $n=1$).

En annen vinkel som virker inn på solinnstrålingen er *azimutvinkel*, γ , som beskriver hvilken retning solstrålene kommer fra. Ofte defineres nord til 0° og sør til 180° . Azimutvinkelen vil variere gjennom dagen etter som solen beveger seg. Figur 4 illustrer denne vinkelen.



Figur 4: Figuren illustrer azimutvinkelen, som er en vinkel som beskriver hvilken retning solstrålingen kommer fra.

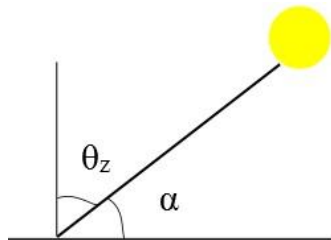
Zenitvinkelen og solhøydevinkelen er to andre vinkler som er nyttig for beskrivelse av solinnstråling. *Zenitvinkelen* betegnes θ_z , og er vinkelen mellom overflatens normal og de innkommende solstrålene. *Solhøydevinkelen* som betegnes α , er vinkelen mellom overflaten(horisonten) og de innkommende solstrålene. Solhøyde (eller altitude) brukes også i en annen sammenheng, for å beskrive hvor høyt over havet en plass ligger. Ligningen for å beregne solhøydevinkelen er beskrevet i ligning (3).

$$\alpha = 90 - \phi + \delta \quad (3)$$

Der ϕ er breddegraden og δ er deklinasjonsvinkelen.

Til sammen utgjør zenitvinkel og solhøyden 90 grader, dette er forklar i ligning (4). Figur 5 illustrer disse to vinklene og sammenhengen mellom dem.

$$\theta_z + \alpha = 90^\circ \quad (4)$$



Figur 5: Figuren illustrerer zenitvinkel, som er vinkelen mellom de innkommende solstrålene og overflatenormalen, og solhøyden som er vinkelen mellom overflaten og de innkommende solstrålene.

Innstrålingen til en tiltet flate er forskjellig fra innstrålingen til en horisontal overflate. Ofte tiltes PV-moduler slik at mer energi fra solstrålene skal treffe modulen. For en tiltet overflate vil bakkereflektert stråling gi et bidrag til overflatens totale innstråling. Bakkerefleksjonen beskrives ved *albedo* som betegnes ρ , og er forholdet mellom reflektert og innkommende solstråling fra bakken. Ulike overflatetyper har forskjellige refleksjonsegenskaper og vil dermed ha ulik albedo. Albedo har en verdi mellom 0 og 1, der 0 betyr at ingenting reflekteres og 1 betyr at all innkommende solstråling reflekteres ved overflaten. [13].

Global innstrålingen til en tiltet overflate vil dermed bestå av de tre komponentene, som forklart ved ligning (5).

$$G_{global}^{tilt} = G_{direkte}^{tilt} + G_{diffus}^{tilt} + G_{reflektert}^{tilt} \quad (5)$$

Der G_{global}^{tilt} , $G_{direkte}^{tilt}$, G_{diffus}^{tilt} og $G_{reflektert}^{tilt}$ er henholdsvis global, direkte, diffus og reflektert innstråling til en tiltet overflate. Det finnes ulike modeller for å beregne innstrålingen til en tiltet overflate. Hay- modell er en metode for dette og måleverdier for direkte horisontal stråling, betegnet $G_{direkte}^{horisontal}$, og diffus horisontal stråling, betegnet $G_{diffus}^{horisontal}$, benyttes i beregningene. De tre komponentene direkte, diffus og reflektert solstråling blir behandlet hver for seg som vist i henholdsvis ligning (6), (7) og (8).

$$G_{direkte}^{tilt} = G_{direkte}^{horisontal} \cdot \frac{\sin \theta_z}{\sin \alpha} \quad (6)$$

$$G_{diffus}^{tilt} = G_{diffus}^{horisontal} \left[(1 - K_b) \cdot \frac{(1 - \cos \beta)}{2} + K_b \cdot \frac{\sin \theta_z}{\sin \alpha} \right] \quad (7)$$

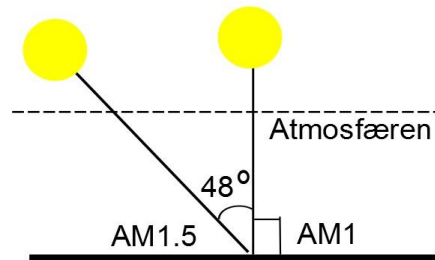
$$G_{reflektert}^{tilt} = \rho \cdot G_{global}^{horisontal} \cdot \frac{(1 - \cos \beta)}{2} \quad (8)$$

Der θ_z zenitvinkelen, α solhøydevinkelen og β tiltevinkelen til overflaten. K_b er en faktor som beskriver om atmosfæren er overskyet eller klar. K_b er null når det er overskyet og 1 når det er klar himmel. Disse parameterne varierer gjennom dagen og/eller året. Beregningene kan utføres i simuleringsprogrammet PVsyst. [13].

Innstrålt energi fra solen varierer med bølgelengden til solstrålene. Solspekteret beskriver innstrålingen som funksjon av bølgelengde. Solstrålingen påvirkes av strekningen den må gå gjennom atmosfæren. Begrepet *Air Mass* som forkortes AM beskriver dette. Når solstrålene må gå lenger gjennom atmosfæren og trengte gjennom en større luftmengde vil solstrålingene svekkes kraftigere enn ved kortere strekninger. Beregning av AM kan utføres ved ligning (9), der θ_z er zenitvinkelen.

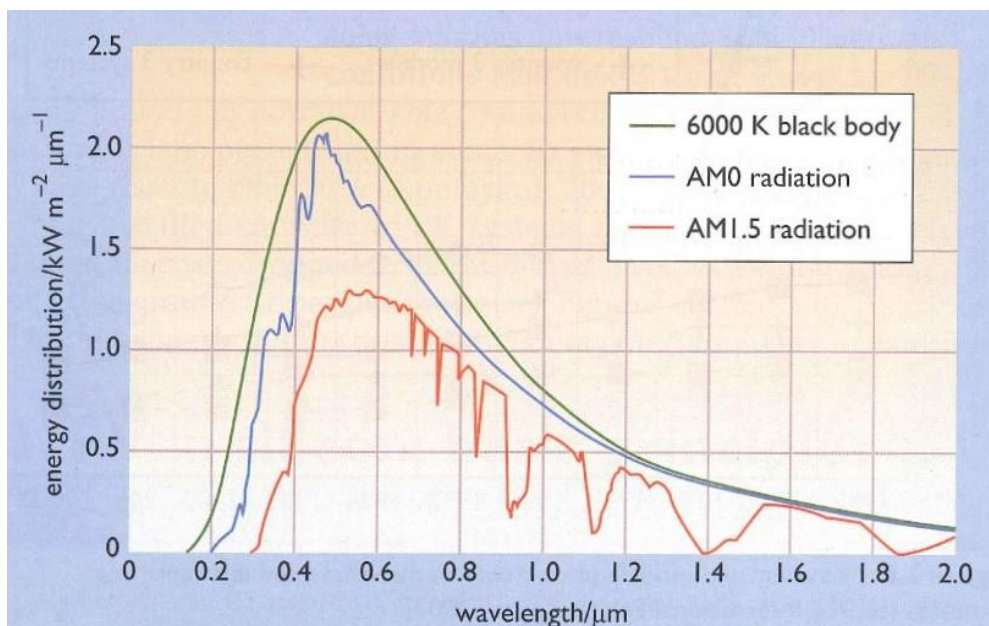
$$AM \approx \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (9)$$

AM0 er definert som solspekteret utenfor atmosfæren, AM1 som solspekteret ved jordoverflaten når zenitvinkelen er 0 grader og AM1.5 som spekteret ved jordoverflaten når solen befinner seg i en posisjon der zenitvinkelen er ca. 48 grader. En illustrasjon av Air Mass begrepet er vist i Figur 6.



Figur 6: Figuren illustrerer begrepet Air Mass. AM1.5 solspekteret som observeres ved jordoverflaten når zenitvinkelen er omtrent 48° og AM1 er tilsvarende med zenitvinkel 0° .

Hele solspekteret vil svekkes, men hvor kraftig strålingen avtar vil variere med bølgelengden til solstrålene på grunn av de ulike egenskapene til molekylene og partiklene i atmosfæren. Solspekteret før og etter atmosfæren er illustrert i Figur 7, samt spekt fra et sort legeme med temperatur 6000 K.



Figur 7: Figuren viser solspekteret fra et sort legeme med temperatur 6000 K (grønn kurve), spekteret på utsiden av atmosfæren (AM0: blå kurve) og spekteret etter solstrålene har passert atmosfæren med en zenitvinkel på 48° (AM1.5: rød kurve). [8]

Energien fra solstrålingen kan ses på som *fotoner*, som små energipakker med bestemte energimengder som defineres ut i fra det enkelte fotonets frekvens. Fotonenergien, E_f , defineres ved ligning (10).

$$E_f = hf \quad (10)$$

Der h er Plancks konstant og f er frekvensen til det innkommende sollyset.

2.2 Meteorologiske data

Et PV-system påvirkes av de meteorologiske forholdene i området. Meteorologiske faktorer som har innvirkning på solcelleanlegg er:

- Innstråling
- Temperatur til omgivelsene
- Vindhastighet
- Albedo
- Nedbør
- Snø

Ved å måle og logge solinnstrålingen kan disse dataene sammenlignes med produksjonsdata for et solcelleanlegg og det kan fastsettes hvor god ytelse anlegget har.

Som estimat for solinnstrålingen er det vanlig å benytte 30 års normaler. Databasen Meteororm har målestasjoner for ulike plasser i hele verden og 30 års normalen deres er utført på grunnlag av målerverdier for perioden 1961-1990. Både kortere og nyere normaler er tilgjengelig. Det finnes andre kilder til meteorologiske data. Eksempler på dette er NASA-SSA, PVGIS, SMHI og Meteocontrol. Noen kilder gir fri tilgang til meteorologiske data, men andre kilder er lukkede og krever innlogging eller betaling.

2.2.1 Måling av solinnstråling

Solinnstråling er den viktigste meteorologiske faktoren for energiproduksjonen fra et PV-system og det er viktig med gode data for innstråling når et slikt system skal planlegges. Ulike måleinstrumenter benyttes for å måle innstrålingen. Et *pyranometer* er et slikt instrument som med god nøyaktighet måler innstråling ved hjelp av en rekke termoelementer koblet i serie (thermopile-sensor). Solinnstrålingen måles ved at innkommende solstråling passerer

gjennom en halvkuleformet glassbeholder og varmer opp en absorlator (mørk absorberende overflate) på innsiden av glass-halvkulen. Det genereres et spenningsignal som er proporsjonalt med innstrålingen. Ut i fra den genererte spenningen og sensitiviteten til absorbatoren kan global innstråling beregnes, som beskrevet i ligning (11).

$$G = \frac{V}{S} \quad (11)$$

Der G er global innstråling i W/m^2 , V er generert spenning i μV og S er absorbatorens sensitivitet med benevning $\mu\text{V}/\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$.

For at verdiene for solinnstråling skal være så riktig som mulig kalibreres pyranometeret mot et referanseinstrument slik at den eksakte sensitivitet kan fastsettes. En slik kalibrering bør utføres med jevne mellomrom, typisk hvert andre år, for at måledataene skal stemme best mulig. Figur 8 viser bilde av et pyranometer.



Figur 8: Figuren viser et bilde av et EKO pyranometer av typen MS-80. [14].

Et pyranometer måler total solinnstråling. Diffus solstråling kan måles med dette instrumentet ved at en kule som følger solens bevegelse og eliminerer direkte solinnstråling monteres foran pyranometeret. Bakkerefleksjonen kan måles ved å plassere et pyranometer med glass-halvkulen pekende ned mot bakken. Ved å se på forholdet mellom total innstråling (horisontal) og bakkerefleksjon kan albedoen beregnes. [14].

Et annet instrument som benyttes for å måle solinnstråling er et *pyrheliometer*. Dette er et instrument som måler direkte solinnstråling ved hjelp av en thermopile sensor og en solfølger som gjør at instrumentet er vendt direkte mot solen til enhver tid. [15].

Hvis signalet som genereres i instrumentene skal transporteres over lange avstander benyttes en *digital signalbehandler*, som endrer spenningssignalet fra pyranometeret og pyrhelimeteret til et strømsignal, slik at signalet ikke forandres. [16].

2.3 Solceller

Solceller omformer energien fra solinnstråling til elektrisk energi ved fotovoltaiskeffekt og kalles dermed fotovoltaiske solceller. Dette kapittelet omhandler materialer som kan benyttes i solceller, samt virkemåte og elektriske egenskaper for solceller.

2.3.1 Materialer

Krystallinsk silisium er det halvledermaterialet som er mest brukt i solceller. Det finnes to typer og de kalles multikrystallinsk- og monokrystallinsk silisium. Multikrystallinsk silisium er det materialet som blir mest brukt i dag.

Det finnes solceller som er laget av andre materialer, ofte en sammensetting av andre materialer. Noen eksempler er: Germanium (Ge), Amorf silisium (a-Si), Gallium Arsenikk (GaAs), SIGS (CuInGaSe₂), Kadmium tellurid (CdTe).

Oppgaven vil videre omhandle krystallinsk silisium hvis ikke annet oppgis.

2.3.2 Solcellens virkemåte

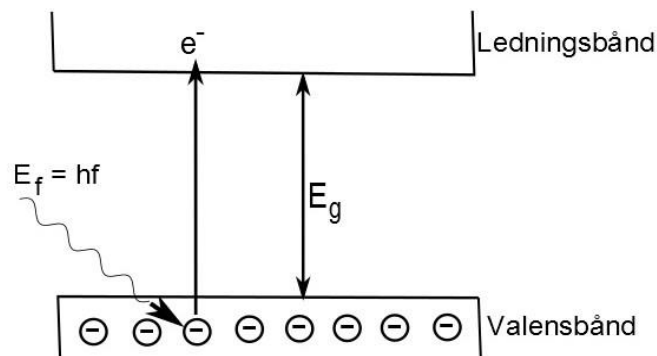
For å beskrive hvordan en solcelle fungerer er det relevant å se på hva som skjer med solcellematerialet når det belyses. Dette beskrives ved hjelp av båndmodellen.

Båndgapet, E_g , er den energien som skal til for å flytte et elektron fra valensbåndet til ledningsbåndet. Elektroner i et atom kan kun befinne seg på bestemte energinivåer. I et atom vil elektronene fylles opp i energinivåene med lav energi først, deretter høyere energi. Det siste energinivået med elektroner kalles valensbåndet og den neste kalles ledningsbåndet. Belyses solcellematerialet kan innkommende fotoner eksitere elektroner. Hvis fotonenergien er stor nok vil de eksiterte elektronene flytte seg fra valensbåndet til ledningsbåndet som vist i Figur 9. Halvledermaterialet har nå frie ladningsbærere og kan lede strøm. Dette kalles fotovoltaisk effekt og er grunnlaget for solcellens virkemåte.

For at et elektron skal bli eksitert må fotonenergien til det innkommende sollyset være større enn solcellematerialets båndgap, som ligning (12) beskriver.

$$E_f > E_g \quad (12)$$

Der E_f er fotonenergien til det innkommende lyset og E_g er båndgapet til solcellematerialet.

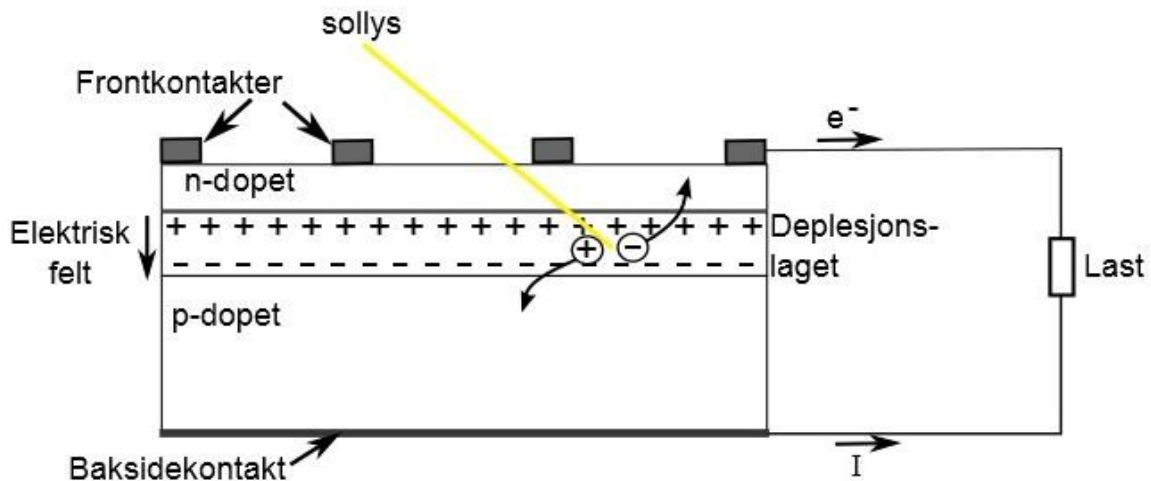


Figur 9: Figuren illustrer prinsippet i båndmodellen og den fotovoltaiske effekten, der innkommende fotoner eksiterer elektroner fra valensbåndet til ledningsbåndet hvis fotonenergien er stor nok.

Silisium er et grunnstoff som befinner seg i gruppe 4 i det periodiske systemet og det har dermed 4 elektroner i det ytterste skallet. Silisium kan danne en fast og stabil krystallstruktur. Den har dårlig elektrisk ledningsevne og kalles en halvleder. For at en silisiumkrystall skal kunne lede ladningsbærere tilsettes atomer fra gruppe 3 i det periodiske systemet, p-dopet materiale, eller 5 i det periodiske systemet, n-dopet materiale. Det blir henholdsvis ekstra hull, som betyr at det mangler elektroner, eller ekstra elektroner i krystallstrukturen. Disse er frie ladninger og kan vandre gjennom krystallen og fører til økt elektrisk ledningsevne.

Ved å sette sammen n-dopet og p-dopet material dannes en pn-overgang. Elektroner vil da gå fra n-siden til p-siden og hullene vil gå motsatt vei. Dette fører til at de n-dopede atomene nær overgangen (som har avgitt et elektron) vil bli positivt ladde og de p-dopede atomene nær overgangen vil bli negativt ladde. Ladningsforskjellen i overgangen mellom n- og p-siden fører til at et elektrisk felt oppstår. Retningen til feltet er fra positiv side (n-siden) til negativ side (p-side). Det elektriske felt som nå har oppstått vil hindre elektroner og hull i å bevege seg gjennom overgangen. Dette området kalles deplesjonslaget. Solceller er basert på halvlederteknologi og kan ses på som en pn-overgang/diode.

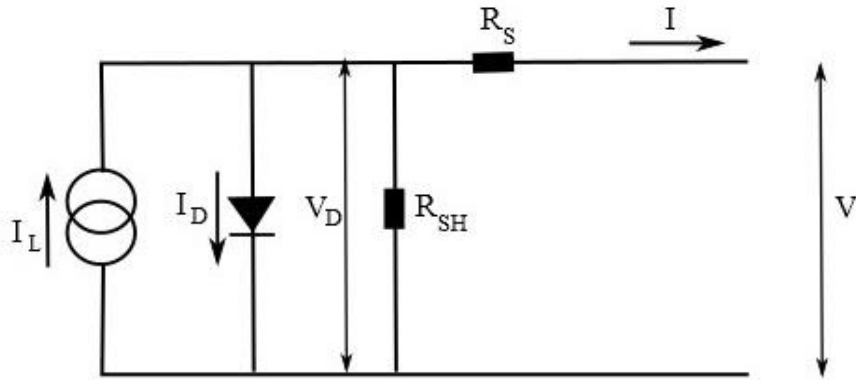
Når solcellen belyses vil fotoner eksitere elektroner i halvledermaterialet. Det dannes et elektron-hull-par som er ladningsbærere. Kobles det en ekstern krets fra p-siden til n-siden på solcellen vil elektronene vandre i den ytre kretsen, det går strøm i den ytre kretsen. I Figur 10 er solcellens virkemåte illustrert.



Figur 10: Prinsippene til en solcelle er illustrert i denne figuren. Innkommende sollys til solcellen genererer elektron-hull-par i materialet. Når en ekstern krets kobles fra n-siden til p-siden av solcellen vil det gå en strøm i kretsen.

2.3.3 Solcellens elektriske egenskaper

Solceller bygger på halvlederteknologi på samme måte som mye annen elektronikk som for eksempel dioder. Solceller og dioder har dermed lignende elektriske egenskaper. I Figur 11 blir den ekvivalente kretsen for en reell solcelle illustrert. Den tegnes som en strømgenerator i parallell med en diode. For reelle solceller tilkommer en seriemotstand, R_S , som representerer tapet i lederne, og en parallellmotstand som kalles shuntmotstand, R_{SH} , som representerer tapet i forbindelse med lekkasjestrømmen gjennom solcellen. På en god solcelle er resistansen i shuntmotstanden stor og liten i seriemotstanden for å oppnå så små effekttap som mulig.



Figur 11: Figuren illustrerer den ekvivalente kretsen til en reell solcelle, der en strømgenerator er koblet i parallell med en diode. I tillegg inneholder kretsen en shuntmotstand og en seriemotstand som representerer tapene i en reell solcelle.

Strømmen som oppstår som følge av at sollys lager elektron-hull-par i solcellen kalles lysgenerert strøm og betegnes I_L . Gjennom deplesjonslaget vil det gå en diffusjonsstrøm av elektroner fra n til p siden. Denne kalles diodestrømmen og betegnes I_D . Strømmen som går gjennom shuntmotstanden, R_{SH} , betegnes I_{SH} . Den totale solcellestrømmen, I , er differansen mellom I_L , og I_D og I_{SH} . Sammenhengen er beskrevet ved ligning (13).

$$I = I_L - I_D - I_{SH} \quad (13)$$

I_D er nærmere beskrevet ved ligning (14) og I_{SH} ved ligning (15).

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{qV_D}{nkT}} - 1 \right) = I_0 \left(e^{\frac{q(V+IR_S)}{nkT}} - 1 \right) \quad (14)$$

$$I_{SH} = \frac{V_D}{R_{SH}} = \frac{V + IR_S}{R_{SH}} \quad (15)$$

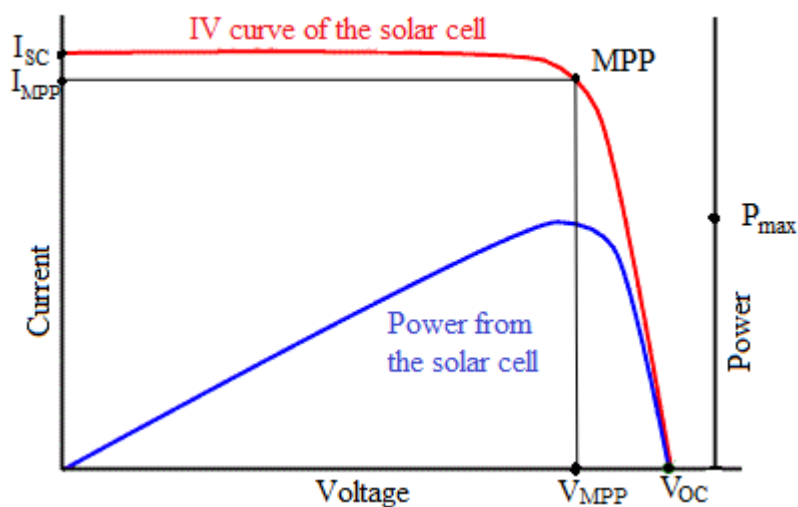
Der I_0 er diodens mørkestrøm, V_D er spenningen over dioden (og shuntmotstanden), V er spenningen levert fra solcellen, n er idealitetsfaktoren som er et tall mellom 1 og 2 og forteller hvor ideell dioden er (for ideell diode er $n=1$), k er Boltzmanns konstant, T er den absolutte temperaturen og q er elementærladningen.

Hvis det ikke kobles noen last til kretsen og den ikke lukkes, kan det måles en spenning som kalles åpenkretsspenningen og betegnes V_{OC} , og er den maksimale spenningen solcellen kan oppnå. Under V_{OC} er strømmen i kretsen null. Hvis kretsen isteden kortsluttes, kan det måles en strøm som kalles kortslutningsstrøm og betegnes I_{SC} . Dette er den maksimale strømmen til solcellen og spenningen er null under disse forholdene.

Arbeidspunktet der solcellen leverer høyest mulig effekt kalles *maksimalt effektpunkt* (*maximum power point*) og betegnes MPP. Strømmen og spenningen ved dette punktet betegnes I_{MPP} og V_{MPP} og sammenhengen mellom effekt, strøm og spenning ved dette punktet er beskrevet i ligning (16).

$$P_{Maks} = V_{MPP} I_{MPP} \quad (16)$$

Maksimalt effektpunkt, åpenkretsspenningen og kortslutningsstrømmen er de tre viktigste parameterne for å beskrive den karakteristiske IV-kurven til en solcelle. Figur 12 viser den karakteristiske IV-kurven (rød kurve) og effekt/spenningskurven (blå kurve) til en solcelle.



Figur 12: Figuren viser den karakteristiske IV-kurven til en solcelle (rød kurve) og effekt/spenningskurven (blå kurve). Vertikalaksen til høyre er for strøm og vertikalaksen til venstre er for effekt. Punktene MPP, I_{SC} , I_{MPP} , V_{OC} og V_{MPP} er markert. Figuren er basert på en figur hentet fra kilden [9].

Hvor mye av teoretisk maksimal effekt som utnyttes ved MPP beskrives ved fyllfaktoren som forkortes FF. Ligning (17) beskriver dette forholdet.

$$FF = \frac{V_{MPP} I_{MPP}}{V_{OC} I_{SC}} = \frac{P_{Maks}}{V_{OC} I_{SC}} \quad (17)$$

Virkningsgraden til en solcelle er forholdet mellom effekten levert fra celle og innstrålt effekt til solen på solcellens areal. Maksimal virkningsgrad for en solcelle beregnes med ligning (18).

$$\eta = \frac{P_{ut}}{P_{inn}} = \frac{P_{Maks}}{A G} \quad (18)$$

Der A er solcellens areal i m², G er innstrålt effekt målt i W/m².

2.4 PV-modul

Effekten levert fra en enkeltstående solcelle er lav. Flere celler kobles sammen for å oppnå høyere effekt. Det kalles en streng med celler. Solcellene kan kobles sammen i serie og parallellkoblinger. En PV modul er består av flere solceller. Som oftest er cellene i en modul koblet i serie. Hvis cellene i en PV-modul er parallellkoblet vil spenningen i kretsen være den samme som over en enkelt celle. Den totale strømmen fra solcellene finnes ved å addere strømmen fra alle cellene. For PV-moduler der solcellene er koblet i serie vil det motsatte skje. Strømmen i kretsen er den samme som strømmen som produseres fra en enkeltcelle, men spenningen fra hver celle vil adderes. Spenningen fra en seriekoblet modul er beskrevet i ligning (19).

$$V_{modul} = \sum_{i=1}^n V_i \quad (19)$$

Der n er antall celler som er koblet i serie, V_{modul} er den totale spenningen over de n cellene i modulen.

Virkningsgraden til en PV-modul beregnes på samme måte som en solcelle, ved ligning (18), men det totale arealet til en modul er større enn det effektive arealet. Det vil føre til at virkningsgraden for en modul blir noe lavere enn virkningsgraden til hver enkelt solcelle modulen er satt sammen av.

For at ulike PV-moduler enklere skal kunne sammenlignes har det blitt laget en standard for testing av moduler som kalles for *Standard Test Conditions* og forkortes *STC*. Denne standarden benyttes for å fastsette modulens elektriske data og forholdene som blir benyttet under *STC* er:

- 1000 W/m² innstråling
- $T_C = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ (celletemperaturen)
- Solspekter som følger fordelingen for AM1.5.

STC er forhold som sjelden vil forekomme naturlig. Derfor har det blitt laget en standard som er mer reell for normale forhold. Denne standarden kalles *NOCT* og er forkortelsen for *Normal Operating Cell Temperature*. Følgende forhold gjelder for *NOCT*:

- 800 W/m² innstråling
- $T_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ (temperaturen til omgivelsene)
- Vindhastighet større enn 1m/s
- Solspekter som følger fordelingen for AM1.5.

Energiproduksjonen til en PV-modul påvirkes av temperaturen til cellene. Med økt celletemperatur avtar ytelsen. Spenningen levert fra solcellene reduseres ved økt temperatur, mens strømmen levert fra solcellen øker. Ved avtagende temperatur skjer det motsatte. Endringen i spenningen er typisk mye større enn endringen i strømmen ved samme temperaturendring og spenningen er dermed den dominerende faktoren. Hvordan den totale spenningen påvirkes av temperaturen er beskrevet ved ligning (20) og hvordan strømmen påvirkes beskrives ved ligning (21).

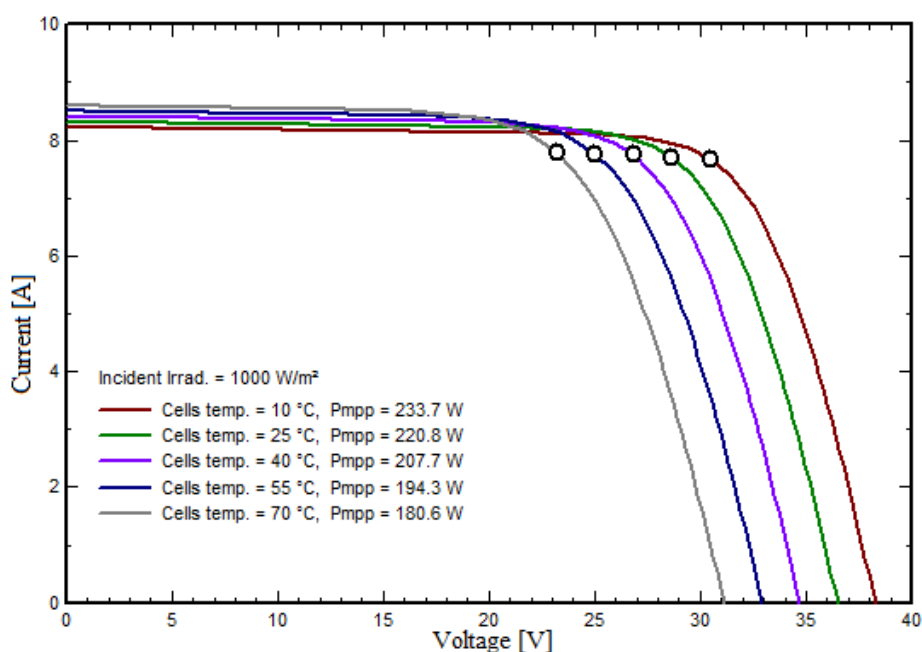
$$V_{OC}(T_C) = V_{OC}(T_1)(1 - a(T_C - T_1)) \quad (20)$$

$$I_{SC}(T_C) = I_{SC}(T_1)(1 + b(T_C - T_1)) \quad (21)$$

Til sammen vil dette gi en påvirkning på solcellens effektproduksjon slik at levert effekt avtar med økende temperatur og øker ved synkende temperatur (med *STC* som utgangspunkt). Ligning (22) beskriver hvordan effekt produksjonen påvirkes av temperaturendringer.

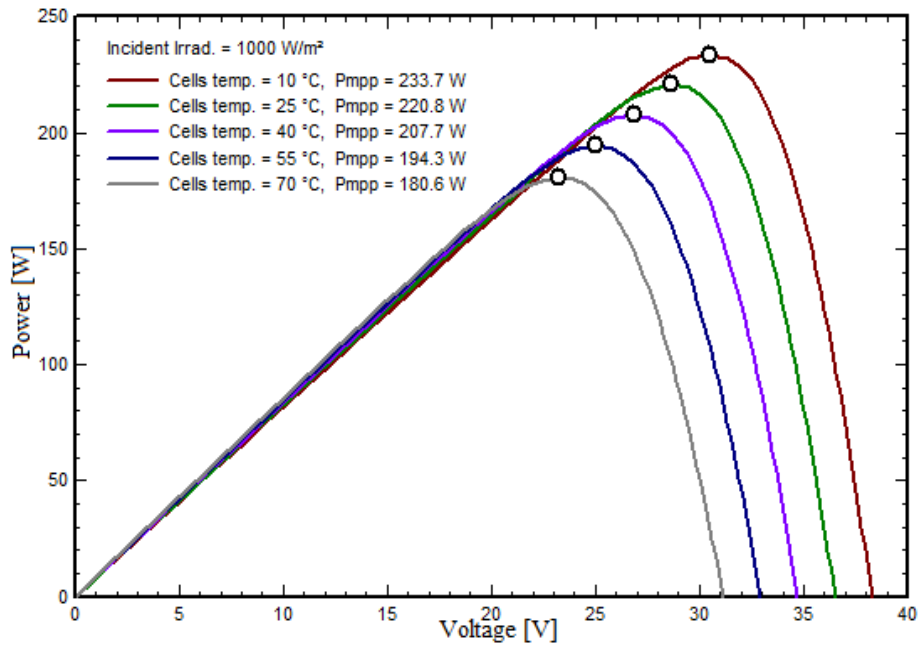
$$P(T_C) = P(T_1)(1 - c(T_C - T_1)) \quad (22)$$

Der T_C er celledtemperaturen, T_1 er 25 °C (temperaturen ved STC), $V_{OC}(T_C)$ er åpenkrets spenningen ved en valg celledtemperatur, $V_{OC}(T_1)$ er åpenkrets spenningen ved 25 °C (STC), a er en konstant som sier hvor mye spenningen endres per grad, b er en konstant som sier hvor mye strømmen endres per grad og c er en konstant som sier hvor mye effekten endres per grad. Benevnningen for a , b og c er (°C)⁻¹. Verdiene for a , b og c oppgis i modulens datablad og kan variere for modultyper. Figur 13 og Figur 14 viser hvordan IV-kurven og effekt/spennings-kurven til en PV-modul endres med temperaturen. Figurene gjelder for moduler av typen REC SCM 220 W.

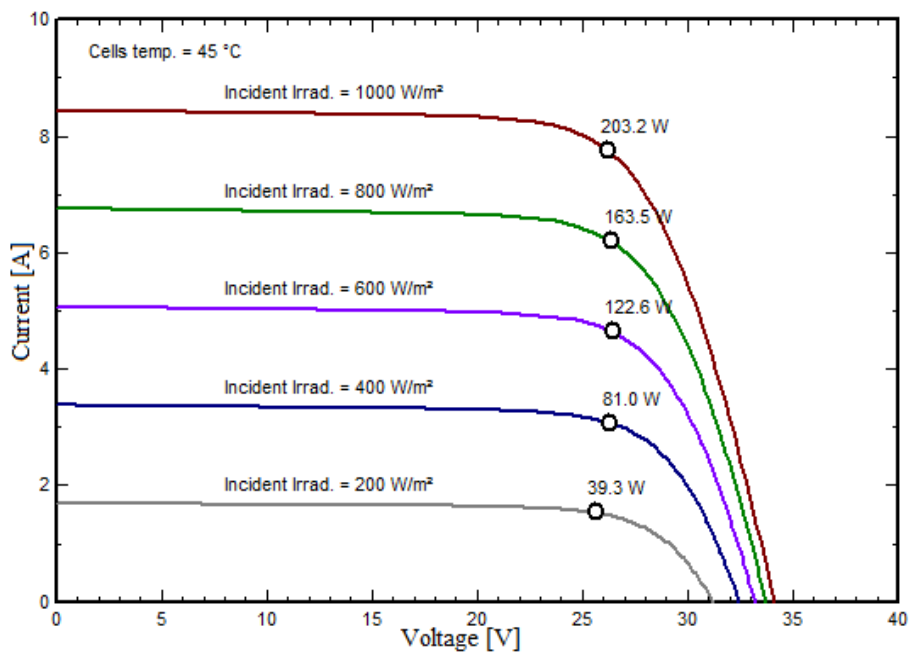


Figur 13: Figuren illustrerer hvordan IV-kurven til en PV-modul endres med temperaturen. De ulike kurvene representerer forskjellige celledtemperaturer. På vertikalaksen er strøm og horisontalaksen er spenning. Spenningen endres mest, og avtar med stigende modultemperatur. Strømmen påvirkes mindre, men har en liten økning ved økende modultemperatur.

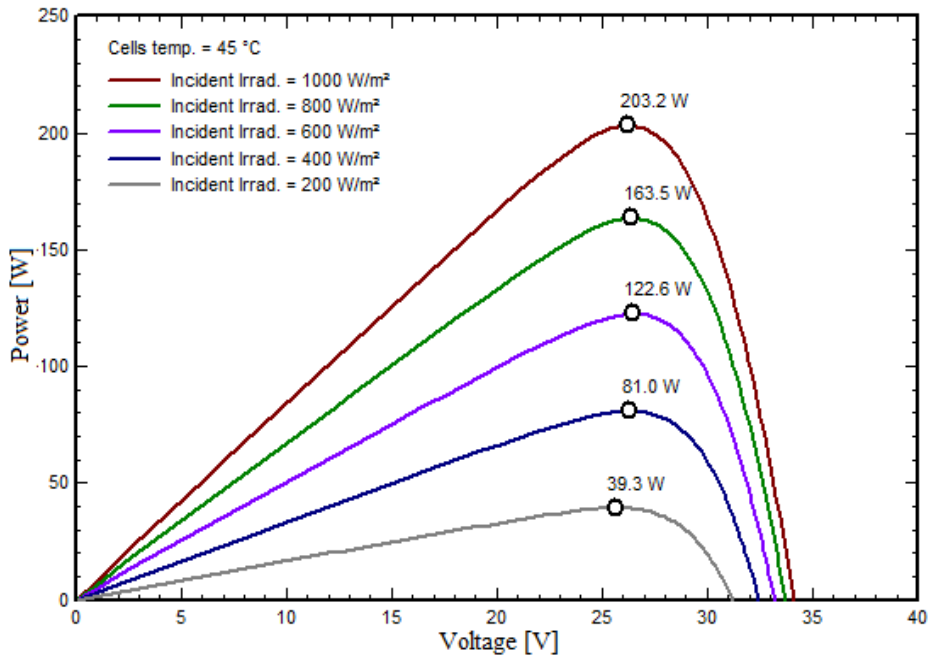
Den faktoren som har størst påvirkning på PV-modulens energiproduksjon er solinnstrålingen. Den varierer gjennom dagen, med årstid og meteorologiske forhold. Den genererte strømmen fra modulen øker med økt innstrålt effekt, som vist i Figur 15. Effekten levert fra modulen vil dermed også påvirkes av solinnstrålingen. Som vist i Figur 16 øker effekten ved økende innstråling. Figurene gjelder for moduler av typen REC SCM 220 W.



Figur 14: Figuren viser hvordan effekt/spennings-kurven til en PV-modul endres med temperaturen. De ulike kurvene representerer forskjellige celledemperaturer. På vertikalaksen er effekt og på horisontalaksen er spenning. Effekten avtar med stigende modultemperatur.



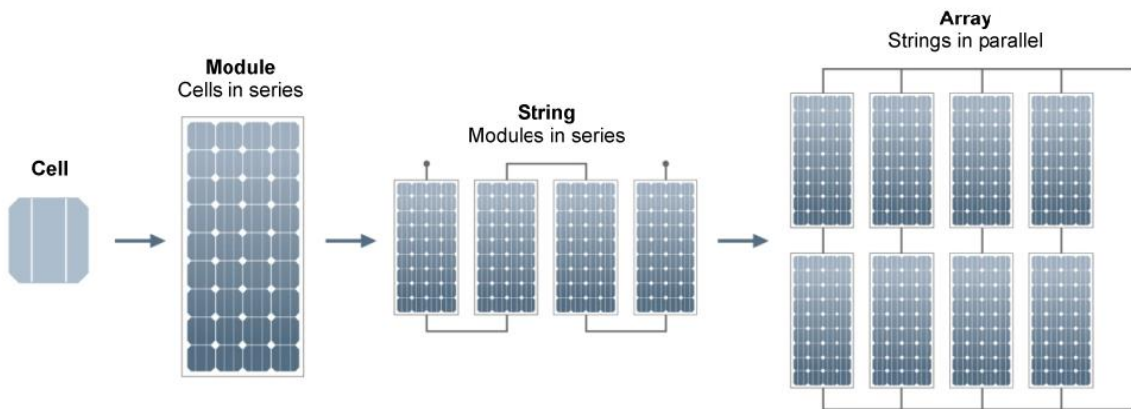
Figur 15: Figuren viser hvordan IV-kurven til en PV-modul varierer ved ulik innstrålt effekt. De ulike kurvene representerer forskjellig innstråling. Vertikalaksen representerer strøm og horisontalaksen spenning. Strømproduksjonen i solcellen øker kraftig med økt innstråling. Spenningen påvirkes, men i mindre grad.



Figur 16: Figuren viser hvordan effekt/spennings-kurven til en PV-modul endres med ulik innstråling. De ulike kurvene representerer forskjellig innstråling. Vertikalaksen representerer effekt og horisontalaksen spenning. Effekten fra modulen øker med økt solinnstråling.

2.5 PV-system

Et array av solceller består av PV-moduler som er koblet i serie og parallell. Begrepene celle, modul, streng og array illustreres i Figur 17.

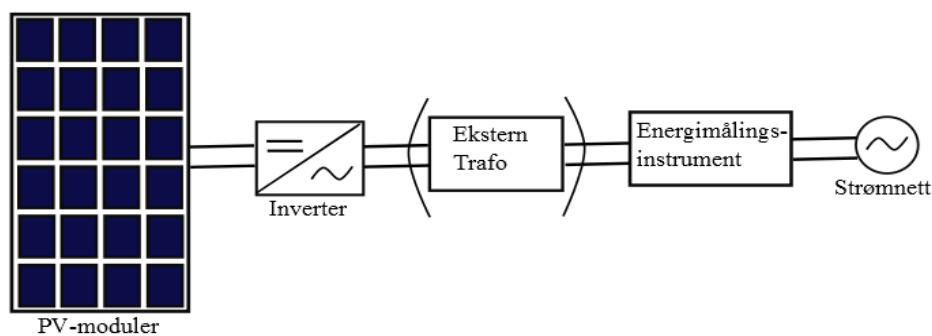


Figur 17: Figuren illustrer begrepene celle, modul, streng og array. [17].

I et PV-system inngår alle komponentene som er med for at solcellene skal kunne levere strøm til for eksempel strømnettet eller et batteri. Det finnes ulike varianter av PV-systemer som for eksempel Ongrid systemer (nett-tilknyttet) og Offgrid systemer (ofte systemer med

lokal batterilagring). I denne oppgaven er det nett-tilknyttede systemer som analyseres og dermed blir forklart videre.

Komponentene som inngår i et nett-tilknyttet PV-system er moduler, overgangsbokser, stativ, inverter (omformere), Maximum Power Point Tracker forkortes MPPT (er som regel innebygget i inverteren), transformator (ofte innebygget i inverteren), ledere, lokal last og tilkobling til strømmettet. En samlebetegnelse for alle komponentene i et PV-system som ikke er PV-moduler er Balance of System (BoS). Et eksempel på et PV-system er beskrevet i Figur 18.



Figur 18: Figuren viser et eksempel på komponentene som kan inngår i et nett-tilknyttet PV-system uten lokal last.

2.5.1 Koblingsboks

På baksiden av hver modul sitter det en *koblingsboks* (junction box). Dette er sammenkoblingspunktet for modulene og bypass-diodene er ofte plassert inni koblingsboksen.

I tillegg er modulstrengene koblet sammen i en stor koblingsboks som samler alle strenger som inngår i PV-systemet.

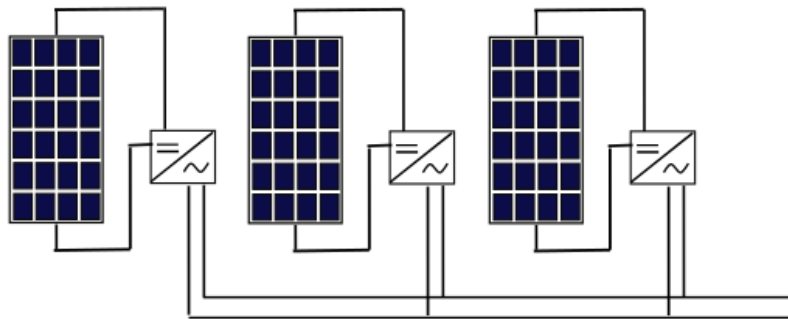
2.5.2 Inverter, transformator og maksimalt-effektpunkt-sporer

PV-anlegget kan kobles på strømmettet ved hjelp av en *inverter*. DC-spenning fra PV-anlegget kommer inn til inverteren og ut leveres AC-spenning. Inverteren konverterer DC-signaler til AC-signaler og kalles også for en DC-AC-omformer. AC-signalet kan videre endres ved hjelp av en *transformator* slik at ønskelig spenning og frekvens oppnås og kan leveres til en ekstern last eller nettet. Ofte er transformatoren innebygget i inverteren, men den kan også være en ekstern enhet separert fra inverteren.

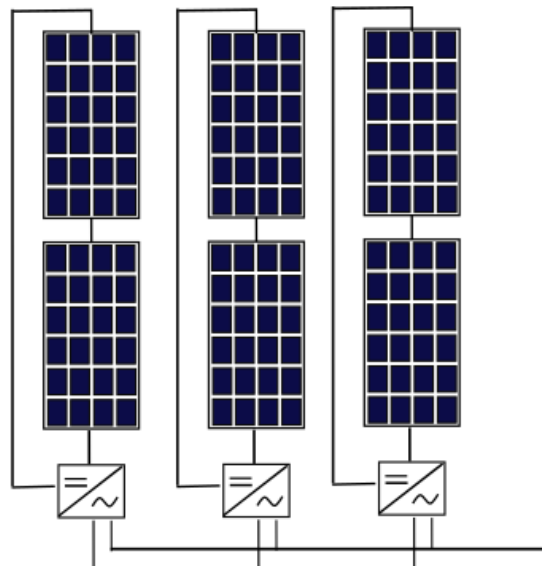
Det finnes 3 hovedtyper av invertere:

- Microinverter
- Strenginverter
- Sentralinverter

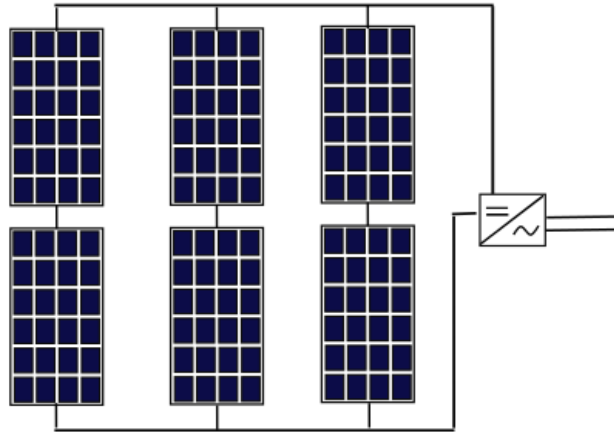
Når hver modul har en egen inverter kalles den *microinverter*. Er inverteren i stedet koblet til en hel streng med PV-moduler kalles den *strenginverter*. Inneholder systemet én stor inverter som alle modulene i PV-systemet kobles til kalles den *sentralinverter*. De ulike invertertypene er illustrert i Figur 19, Figur 20 og Figur 21.



Figur 19: Figuren viser et eksempel på sammenkobling av PV-moduler med microinverter.



Figur 20: Figuren viser et eksempel på sammenkobling av PV-moduler med strenginverter.



Figur 21: Figuren viser et eksempel på sammenkobling av PV-moduler med sentralinverter.

Det er ønskelig at PV-anlegget skal levere mest mulig elektrisk energi til strømmettet. For å oppnå dette benyttes en *maksimalt-effektpunkt-sporer* (MPPT), som sørger for at inverteren jobber ved MPP. Denne komponenten er ofte innebygget i inverteren.

2.5.3 Ledere

Ledninger kobler komponentene i PV-systemet sammen elektrisk. Kablene som er på DC-siden av PV-system kalles *DC-kabler*. Disse kablene benyttes for å koble modulene sammen til en streng, for å koble sammen strengene i et system, eller for å koble strengen til inverteren.

Kablene som befinner seg på AC-siden av PV-systemet kalles *AC-kabler*. De benyttes for å koble sammen inverteren og transformatoren (hvis systemet har ekstern transformator) eller for å koble systemet til strømmettet.

2.5.4 Beregning av energien levert fra et PV-system og innstrålt energi til et PV-system

Ofte er effekt levert fra et PV-system og innstrålt energi til en flate oppgitt. Levert energi og innstrålt energi beregnes ved å multiplisere effekt og tid. Effekten vil variere med tiden. For å finne levert energi og innstrålt energi for en lenger tidsperiode, kan en integrasjon over tidsrommet utføres. Dette er forklart i ligning (23).

$$E = \int_{t_0}^{t_1} P dt \quad (23)$$

Der E er total energi levert fra systemet eller innstrålt til overflaten i tidsrommet t_0 til t_1 og P effekt levert fra systemet eller innstrålt til overflaten.

2.5.5 Ytelsesfaktor (Performance ratio, PR)

Ytelsesfaktoren beskriver kvaliteten til et PV-system. Den påvirkes ikke av innstrålingsmengden og dermed gjør den at PV-systemer kan sammenlignes til tross for ulike solforhold, ulikt klima og geografisk plassering.

PR er en faktor som sammenligner teoretisk utnyttbar energi med faktisk energiproduksjon. Den kan regnes ut med ligning (24).

$$PR = \frac{E_{reell}}{E_{ideell}} \quad (24)$$

Der E_{ideell} er den energien som teoretisk kunne vært utnyttet av systemet hvis det ikke hadde vært noen tap i systemets komponenter og systemet arbeidet under STC. E_{reell} er den energien som faktisk leveres fra anlegget. E_{reell} måles ved drift av anlegget og E_{ideell} kan beregnes ved ligning (25).

$$E_{ideell} = A_{PV} \cdot S_{PV} \cdot \eta_{modul} \quad (25)$$

Dette fører til at PR kan uttrykkes som i ligning (26).

$$PR = \frac{E_{reell}}{A_{PV} \cdot G_{PV} \cdot \eta_{modul}} \quad (26)$$

Der A_{PV} er totalt modul-overflate-areal, G_{PV} global innstrålt energi til modulplanet og η_{PV} er modulvirkningsgraden.

Energien som tapes i de forskjellige komponentene vil redusere ytelsesfaktoren.

Temperaturtap, skygging, refleksjon, tap i ledere, invertere og transformatorer er eksempler på tapsfaktorer som virker inn på verdier til PR. Disse blir nærmere forklart i neste kapittel og er viktig å ta hensyn til ved planlegging av et PV-system.

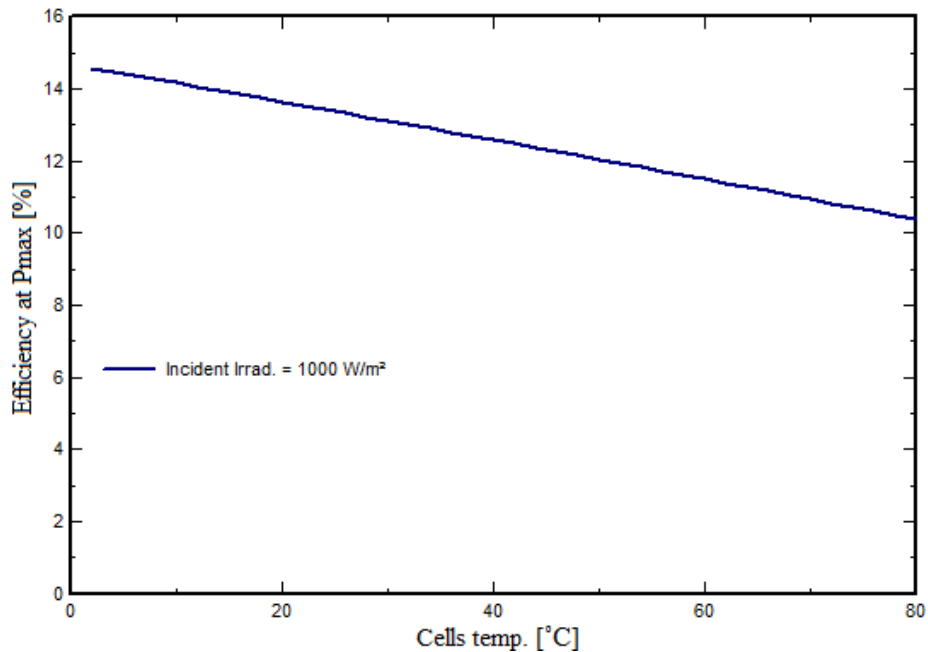
2.5.6 PV-systemets tapsfaktorer

I et PV-system er det en rekke faktorer som gjør at det tapes energi gjennom systemet.

Solinnstråling tapes på vei til PV-modulene, videre tapes energi i moduler, kabler, invertere og transformatoren før energien generert fra solcellene levert til nettet. Disse tapsfaktorene

blir nærmere forklart i dette kapitlet. Hvis ikke annet er oppgitt etter avsnittene er dette kapitlet basert på litteraturkildene [13] og [9].

Termiske tap er tap som skyldes at levert effekt fra modulene avtar når temperaturen i modulene stiger og motsatt, som forklart i kapitlet om PV-moduler. Hvordan virkningsgraden påvirkes av celledemperaturen er vist i Figur 22.



Figur 22: Figuren viser hvordan virkningsgraden til en modul av typen REC SCM 220 W påvirkes av temperaturen modulen celler. Vertikalaksen representerer modulvirkningsgraden og horisontalaksen celledemperaturen. Modulvirkningsgraden avtar med økende celledetemperatur.

Temperaturpåvirkningen av modulene kan beskrives ved den termiske energibalansen mellom oppvarmingen av modulen på grunn av solinnstrålingen og omgivelsestemperaturen. Ligning (27) og (28) beskriver sammenhengen.

$$U \cdot (T_{celle} - T_{amb}) = \mu \cdot G_{inc} \cdot (1 - \eta) \quad (27)$$

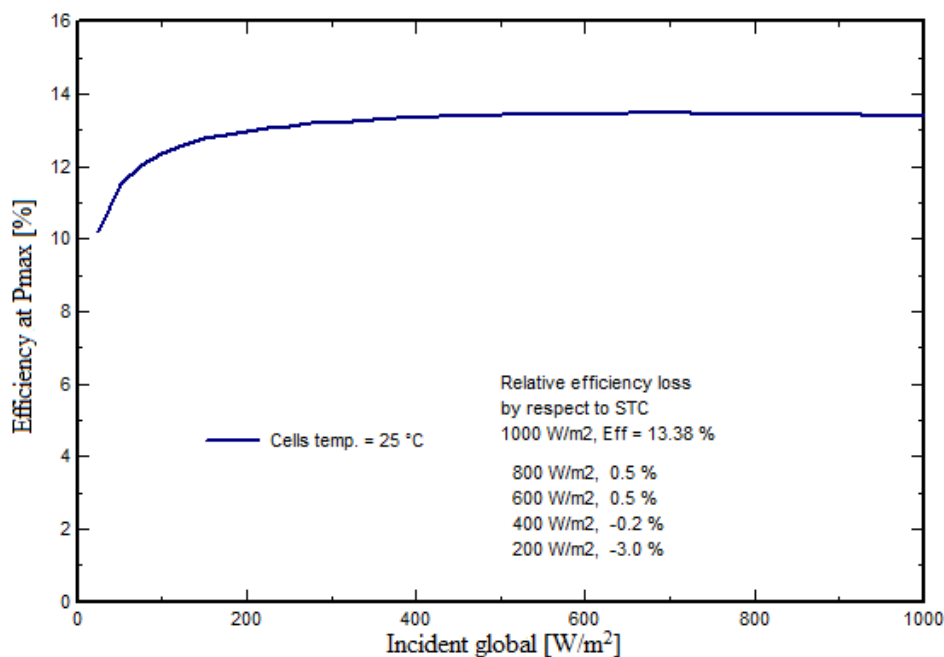
Der T_{celle} er celledemperaturen, T_{amb} , er omgivelsestemperaturen, μ er absorpsjonskoeffisienten til modulen, η er modulvirkningsgraden og G_{inc} er global innstråling til modulen med benevning W/m^2 .

U er den termiske tapsfaktoren som har benevning $W/(m^2 \cdot K)$ og kan beregnes ved ligning (28).

$$U = U_C + U_V \cdot v_{vind} \quad (28)$$

Der U_C er den konstante termiske faktoren med benevning $W/(m^2 \cdot K)$, U_V er vindavhengig termisk faktor med benevning $(W/m^2 \cdot K)/(m/s)$ og v_{vind} er vindhastigheten i m/s.

Innstrålingstap vil som forklart i kapittel om PV-moduler føre til at den karakteristiske kurven til en PV-modul påvirkes av den innstrålte effekten. Ved lavere innstrålt effekt avtar virkningsgraden til modulen. Figur 23 illustrer hvordan virkningsgraden til en modul av typen REC SM 220 W varierer ved ulik innstrålt effekt. Virkningsgraden påvirkes mest ved lav innstrålt effekt.



Figur 23: Figuren viser hvordan virkningsgraden til en REC SM215 påvirkes av innstrålingen. Figuren gjelder for moduler av typen REC SCM 220 W.

Modulkvalitetstap er en faktor som beskriver hvor avvikende modulenes ytelse er sammenlignet med nominell effekt som er oppgitt i modulenes datablad. Dette er en faktor som i stor grad bestemmes av egenerfaring. Modulenes toleranse kan benyttes i vurderingen av modulkvaliteten.

Maksimal levert effekt fra en PV-modul avtar med tiden den har vært belyst og aldring av modulen. Hvor mye effekten avtar med tiden avhenger av to faktorer.

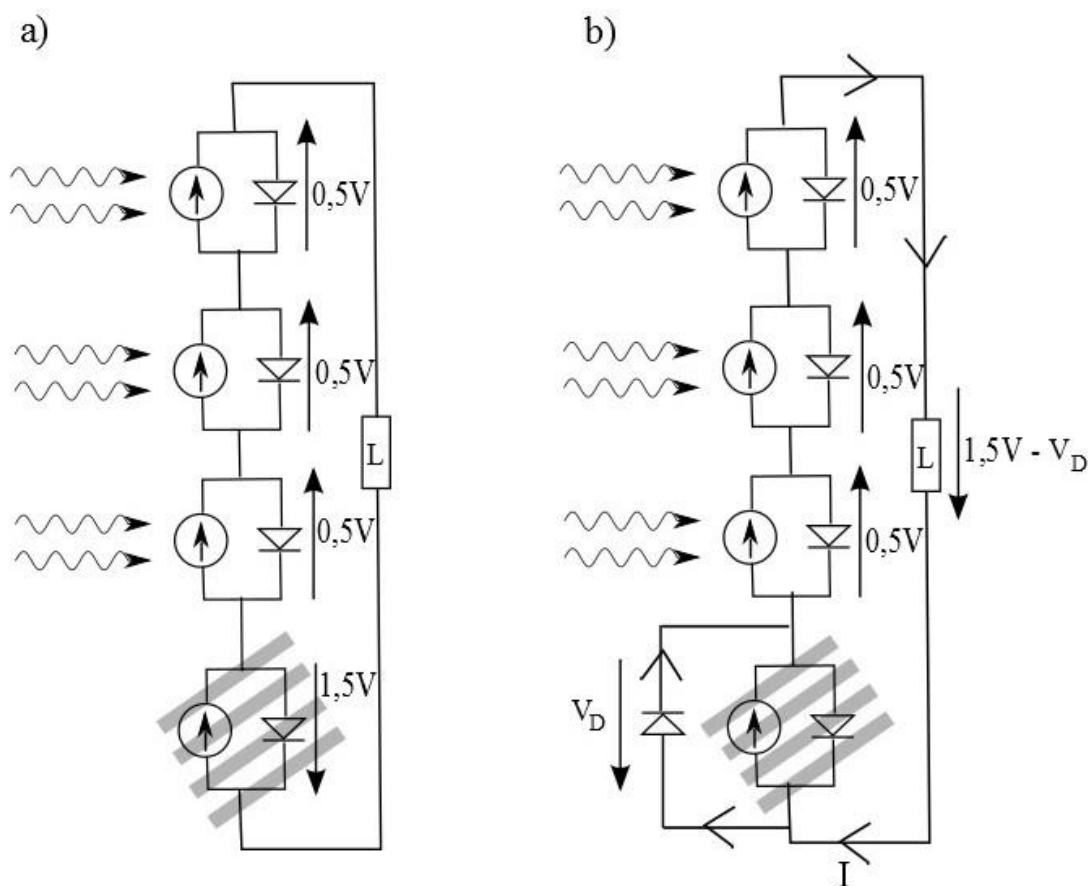
- 1) Degenerering av modulen de første dagene den eksponeres for sollys (degenerering på kort sikt). Dette kalles lysindusert degenerering (LID) og har verdi størrelsesorden 1-3% (kan være høyere). Dette er fenomen som kun gjelder for vanlig krystallinske silisiummoduler. Dette skyldes at O₂-molekyler som befinner seg i silisiumstrukturen vandrer gjennom krystallen og reagerer med bor-atomene. Dette er et fenomen som kun oppstår i moduler med p-type bor-dopede celler. [18].
- 2) Degenerering av modulen på lang sikt. Dette skyldes fysisk degradering av materialene som omslutter solcellen i modulene som for eksempel EVA som er en variant for innkapsling av moduler og glassoverflaten til modulene. Denne faktoren skyldes at materialene vil påvirkes av UV-strålingen og andre meteorologiske faktorer. [18].

Mismatch-tap er et tap som skyldes at solceller har forskjellige elektriske egenskaper. I en streng (seriekobling) av celler eller moduler styres strømmen i kretsen av cellen med lavest strøm. Hvis celler eller moduler med forskjellige IV-kurve kobles sammen kalles det *mismatch* og hele strengen vil være begrenset av den svakeste cellen og de gode cellene vil levere lavere effekt enn forventet. Dette effekttapet kalles mismatch-tap. I praksis er ingen moduler identiske, men for å minimere dette tapet sorteres moduler etter nominell effekt og i PV-systemer bør lignende moduler kobles sammen.

På grunn av toleransen i makseffektmerkingen vil det allikevel kunne oppstå en mismatcheffekt. Med toleranse menes det hvor avvikende makseffekten til modulen kan være i forhold til merkeeffekten. Eksempelvis kan en modul med toleranse $\pm 3\%$ ha en makseffekt som er 3% mer eller mindre enn merkeeffekten. For nyere moduler er det vanlig at modulen leverer merkeeffekt eller høyere og kan for eksempel ha en toleranse på +5%. Toleransen står oppgitt i modulens datablad.

Skyggetap er tap som skyldes at den lysgenererte strømmen til cellen avtar hvis en celle i en modul skygges. Skygges cellen fullstendig vil ingen strøm genereres og for celler koblet i serie vil det ikke kunne gå noen strøm i kretsen. Strømmen som genereres i de uskyggede cellene kan bli avsatt over den skyggede cellen. For serier med mange solceller vil det kunne føre til at en høy effekt avsettes i den skyggede cellen. Dette kalles for *Hot Spot Heating* og

kan forårsake skader eller ødeleggelse av celler og moduler. For å unngå problemer av denne typen kobles bypass-dioder i antiparallell over solcellen. Det fører til at når strømmen i sperreretningen til solcellen blir for stor vil bypass-dioden begynne å lede. Den skyggede solcellen «hoppes over» og energiproduksjonen fra de uskyggede cellene kan fortsette uforstyrret av den skyggede cellen. Figur 24 illustrerer skygging av solceller og hvordan en bypass-diode kan kobles inn i kretsen for å unngå ødeleggelse av cellen. I praksis kobles en bypass-diode over flere celler i en modul. I en modul med 60 celler i serie kan det for eksempel være en bypass-diode over 20 celler (totalt 3 dioder i en modul).



Figur 24: Figuren illustrer hva som skjer når en solcelle i en seriekobling skygges med et eksempel der 4 solceller er koblet i serie Figur a) En av cellene skygges og det kan ikke gå noen strøm i kretsen. Spenningen som generes i de belyste cellene faller over den skyggede cellen. Figur b) En bypass-diode er koblet over den skyggede solcellen. Dioden begynner å lede når spenningen blir større en diode-spenningen, V_D . Den skyggede cellen hoppes over og det kan gå strøm i kretsen.

Tilsmussingstap er et tap som skyldes at modulenes overflate blir skitnet til av støv, partikler og forurensning fordi de står ute og eksponeres for vær og vind. Denne tapsfaktoren er avhengig av hvor PV-modulene befinner seg, fordi ulike omgivelser og klima vil føre til forskjellig grad av tilsmussing av modulene. Befinner modulene seg i områder med mye nedbør vil det kunne føre til at støv og partikler vaskes bort. Snødekke av modulene vil føre til at energiproduksjonen uteblir. Hvordan snøen faller av modulene på våren vil være relevant for modulenes energiproduksjon. Sklir snøen bare delvis av og blir liggende å skygge på deler av modulene vil energiproduksjonen fra modulene være avhengig av hvordan cellene er koblet sammen i modulene og hvordan bypass-diodene er koblet. Snødekke av modulene er en faktor som kan være vanskelig å fastsette, da det ofte mangler data for snødekke.

Refleksjonstap/IAM-tap (Incidence Angel Modifier) er et tap som skyldes deler av de innkommende solstrålenes reflekteres fra modulooverflaten(glassoverflaten) og kan ses på som tapt energi. Faktoren skyldes at når solstråler går fra et medium til et annet vil lyset brytes og noe transmitteres og noe reflekteres. Hvor mye av solstrålene som absorberes kan beregnes ved Fresnels lov og avhenger av innfallsvinkelen til solstrålene og brytningsindeksen for overgangen mellom forskjellige medier. For å beregne andelen av solinnstrålingen som går tapt på grunn av refleksjon kan parametriseringen forklart ved ligning (29) benyttes.

$$F_{IAM} = 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos(i)} - 1 \right) \quad (29)$$

Der F_{IAM} er andelen av innstrålingen som tapes på grunn av refleksjon, i er innfallsvinkelen til solstrålingen i forhold til modulooverflaten og b_0 er en materialavhengig konstant som er 0,05 for krystallinske silisium-moduler med enkelt glassdeksel.

Ohmske tap i PV-systemets ledere forekommer fordi alle reelle ledere har ohmsk resistans, R , og vil dermed tape effekt når det går strøm i lederen. Effekttapet i lederen, P_{leder} , er proporsjonalt med kvadratet av strømmen, I , som går i lederen og kan beregnes ved ligning (30).

$$P_{leder} = I^2 R \quad (30)$$

Resistansen til en leder kan regnes ut ved ligning (31).

$$R = \rho \frac{L}{A} \quad (31)$$

Der ρ er ledermaterialets resistivitet i $\Omega \cdot m$, L er lederens lengde i m og A er tverrsnittsarealet til lederen i m^2 . [19].

Invertertap: det tapes energi når det elektriske signalet endres fra DC til AC.

Virkningsgraden til inverteren representerer dette tapet. Ligning (32) beskriver ligningen for invertereffektiviteten, $\eta_{inverter}$.

$$\eta_{inverter} = \frac{P_{ut}}{P_{inn}} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (32)$$

Der P representerer effekten ut og inn eller på AC-siden og DC-siden av inverteren målt i watt. [20].

Eksterne transformertap er et tap som oppstår i systemer der transformatoren ikke er integrert i inverteren. Da kobles transformatoren gjerne rett på strømmettet. Ekstern transformator benyttes noen ganger i store PV anlegg. Tapene i transformatoren er i hovedsak forårsaket av hysteres og eddy-strømmer i jernkjernen til transformatoren og ohmske tap i transformatorens sekundær- og primærviklinger. Hysteres og eddy-strømmer i jernkerne er proporsjonal med kvadratet av spenningen. Disse tapene vil dermed være konstant fordi den er koblet mot nettet og nettspenningen er konstant. Hvis det ikke er installert en bryter som kobler transformatoren fra strømmettet om natten vil den trekke strøm fra nettet. Det betyr at det går energi fra strømmettet til PV-systemet, noe som ikke er ønskelig. Å installere en bryter i slike systemer er å anbefale. De ohmske tapene i transformatorens viklinger vil variere med strømmen gjennom dem (med andre ord produksjonen fra PV-anlegget) som beskrevet i ligning(30). [13] og [20].

3 Metode

I dette kapittelet vil PV-anlegget på Glava Energy Center beskrives. Beskrivelsen inneholder en oversikt over hvilke komponenter som inngår i de ulike PV-systemene som har blitt analysert. Den lokale værstasjonen som befinner seg i solparken blir beskrevet. Metoden for analyse av data for energiproduksjon og meteorologiske data vil bli forklart. Videre blir kilder for meteorologiske data gjennomgått, før en PVsyst-simulering for GECs Solpark 1 beskrives. Valgene som er gjort under simulering og verdiene som er benyttet blir lagt fram og forklart. Til slutt blir en kort beskrivelse av kalibrering av værstasjonens pyranometre utført. En liste med forklaring av dataprogrammene som har blitt benyttet i oppgaven finnes i vedlegg B.

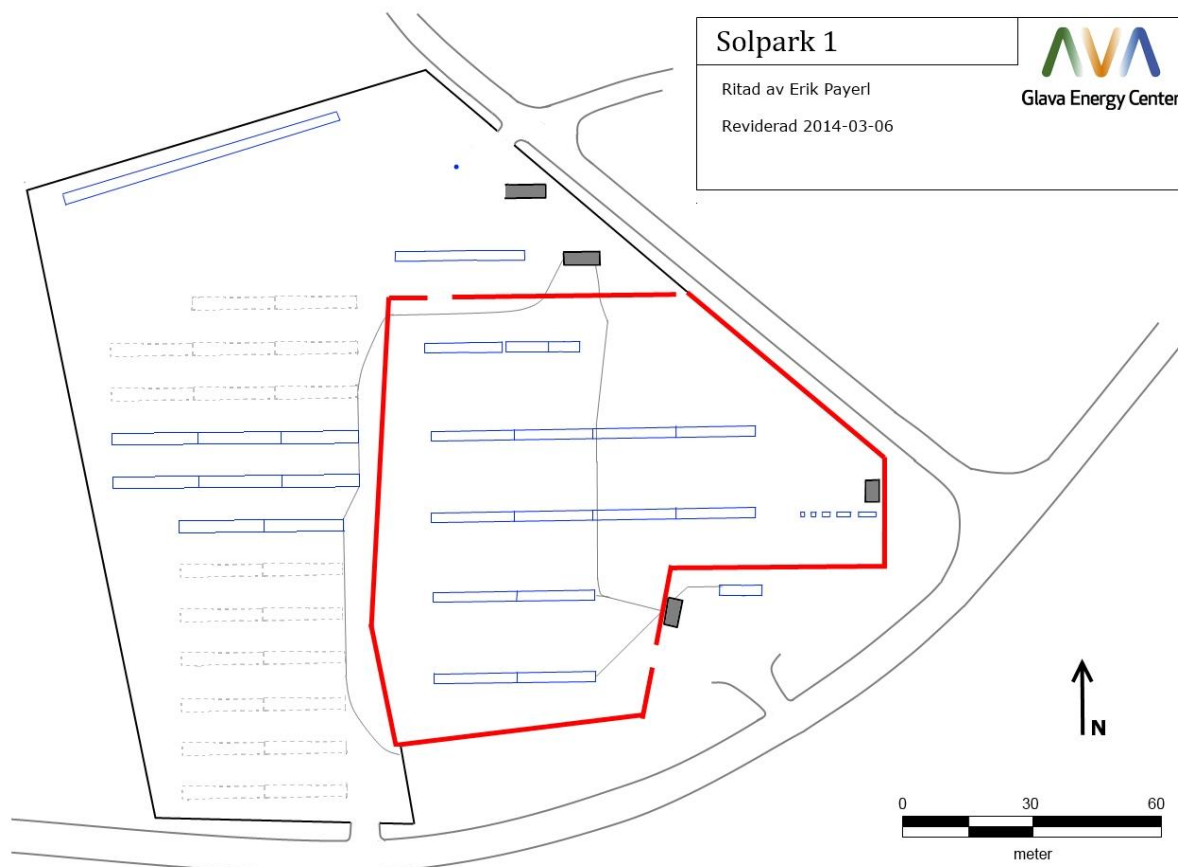
3.1 Glava Energy Center, GEC

Glava Energy Center er et forskningsanlegg for fornybar energi. Senteret ligger i Glava i Värmland i Sverige, omtrent 5 mil fra Karlstad. Her finnes det et solcelleanlegg som består av to solparker, en værstasjon og et system for logging av produksjonsdata. Det finnes også en moderne og automatisert solcellefabrikk, der mest mulig at produksjonene blir utført av maskiner for å oppnå best mulig kvalitet på produktet. En vindmålingsmast og en vindturbin finnes også på GECs område. Anleggets geografiske posisjon er på 12.62 lengdegrader og 59.53 breddegrader. Figur 25 viser et kart hvor GEC er markert med en rød markering. Kartet er hentet fra Google Maps. [21].



Figur 25: Figuren viser et kart med Glava Energy Centers plassering vist med en rød markør. Det geografiske koordinatene er til GEC er 59.53 breddegrader og 12.62 lengdegrader. Kartet er hentet fra Google Maps. [21].

Anlegget består av Solpark 1 og Solpark 2. Den høyre/østlige delen av anlegget er Solpark 1 og den venstre/vestlige er Solpark 2. Figur 26 viser en skisse av GESs solcelleanlegg, laget av Erik Payerl. Området innenfor den røde markeringen på figuren er Solpark 1. Nærmere beskrivelse av Solpark 1 er gjort i Figur 27.



Figur 26: Figuren viser en oversikt over solcelleanlegget ved Glava Energy Center. Lengst til høyre er Solpark 1 (markert med rødt) og til venstre er Solpark 2. Radene i bildet representerer rader med solceller. Figuren er laget av Erik Payerl. [22]

3.1.1 Solpark 1

Solpark 1 består av Ongrid system 1, 2 og 3. De tre systemene består av ulike typer solcellemoduler og invertere. I tillegg finnes system for test og utvikling, og et Offgrid system. System 3 utgjør den største delen og vil dermed bli mest vektlagt. Modulene, inverterne og de andre komponentene som er benyttet i anlegget er i stor grad komponenter som ulike produsenter ønsker å teste ut.

Ongrid system 1 består av 20 moduler av typen 225 W REC PE som totalt har en effekt på 4,5 kW. Systemet har 2 strenger med 10 moduler i hver streng. Inverteren til dette systemet er en 4 kW SMA Sunny Boy inverter.

Ongrid system 2 består av 80 moduler fra ITS med 4 forskjellige modeller og 20 moduler av hver sort. De fire typene er 200W ITS Integration Plus Mono Up, 210W ITS economy third Mono Up, 210 ITS economy half Mono Up, 220 W ITS economy Mono Up. Den totale effekten til dette systemet er 17 kW. De 20 modulene av hver type er koblet sammen i en streng og hver streng er koblet til en streng inverter. Totalt har dette systemet fire streng-invertere av typen 3,8 kW ELTEK Valere.

Ongrid system 3 består av 400 REC SCM/SM 220 W moduler med total effekt på 88 kW. Systemet består av 20 strenger med 20 moduler i hver streng. En 100 kW PSV800 ABB inverter benyttes i dette systemet. En ekstern transformator av typen Trafotek 100 kVA inngår også i dette systemet. Systemets moduler inneholder defekter og transformatoren er har en tomgangstap på 430 W.

En oversikt over de ulike systemene og de tilhørende komponentene er beskrevet i Tabell 1 og Figur 27.

Tabell 1: Tabellen viser en oversikt over det komponentene som inngår i Ongrid system 1, 2 og 3. Fargene som markerer systemets nummer er de sammen som benyttes i Figur 27.

Forklaring av de 3 ongridsystemene som inngår i solpark 1:								
Ongrid system nr.	Effekt [W]	Antall moduler	Total effekt [kW]	Produsent	Modulnavn (Pvsyst)	Invertertype	Invertereffekt [kW]	
1	225	20	4.5	REC	REC 225 PE	Sunny Boy	4	
2 a)	200	20	}	ITS	ITS Integration Plus MonoUp	ELTEK Valere	3.8	
2 b)	210	20		ITS	ITS economy third MonoUp	ELTEK Valere	3.8	
2 c)	210	20		17	ITS	ITS economy half MonoUp	ELTEK Valere	3.8
2 d)	220	20		ITS	ITS economy MonoUp	ELTEK Valere	3.8	
3	220	400	88	REC	REC SM 220 / REC SCM 220	ABB PSV800	100	

Databladene med elektriske spesifikasjoner for de ulike modulene og inverterene finnes i Vedlegg A.

Alle moduler i Ongrid system 1, 2 og 3 har 40° tilteinkel og er vendt mot sør.

Skjematisk figur av Ongrid system 1, 2 og 3							
system 3							
system 3							
system 3				system 1			
				inverterhus			
system 2							

Figur 27: Figuren ovenfor viser en oversikt over hvordan Ongrid system 1, 2 og 3 er plassert i forhold til hverandre. Fargene som markerer de ulike systemene er de samme som i tabellen komponentene som inngår.

Det er Ongrid system 1, 2 og 3 i Solpark 1 og værstasjonen som studeres i denne oppgaven og videre forklaringer vil gjelde for disse systemene. Hovedfokuset vil være på Ongrid system 3 i Solpark 1 fordi det har vært mest tilgjengelig informasjon om dette systemet. I tillegg studeres værstasjonen, fordi meteorologiske data utgjør en viktig del i analysen av et PV-system.

3.1.2 Solpark 2

Solpark 2 ble bygget i 2012 og er ikke analysert i denne oppgaven. Den er en andelspark der Fortum eier en del og GEC eier den andre delen.

3.1.3 Værstasjonen

Værforhold er viktig for energiproduksjonen fra et solcelleanlegg og derfor er det viktig med gode data for vær og klima. I tillegg er det ofte store lokale variasjoner i faktorer som påvirker PV-systemets produksjon. Innstrålingen som er den mest avgjørende faktoren er svært avhengig av skydekke og dette er en faktor som har stor lokal variasjon. For å gjøre gode analyser er det viktig med gode lokale værdata og derfor har det blitt montert opp en lokal værstasjon på GEC. Værstasjonen ligger i Solpark 1 og komponentene som inngår i værstasjonen er beskrevet i dette kapittelet.

Værstasjonen har 6 *pyranometre* som måler ulike deler av solstrålingen og solinnstrålingen til overflater med ulik helling. Pyranometrene er av typene ECO MS 802F, MS 802 og MS 402. Instrumentene er montert opp forskjellig for at ulike komponenter av solstrålingen kan måles. Komponentene som måles med disse instrumentene er:

- Global horisontal innstråling
- Diffus innstråling
- Bakkerefleksjon
- Global innstrålingen til tiltet overflate med tiltevinglene 30°, 40° og 90° vendt mot sør

I tillegg inneholder værstasjonen et *pyrheliometer* av typen ECO MS-56 som skal måle direkte solinnstråling, men loggingen av direkte solstråling fra dette instrumentet fungerer ikke. I tillegg er det en termometer i pyrheliometeret. Termometermålingene fra dette instrumentet er logget i GECs database.

Spenningsignalene fra pyranometrene og pyrheliometeret enders til strømsignaler ved hjelp av en *datasignalbehandler* av typen ECO MS 4 ... 20mA Converter. Signalet fra denne sendes videre til inverterhuset, hvor signalet fra de ulike måleinstrumentene blir registrert og lagres i Metrums database.

Den siste komponenten som inngår er en *kompakt værstasjon* av typen Lufft WS600-UMB. Instrumentet måler følgende komponenter:

- Temperatur
- Relativ luftfuktighet
- Lufttrykk
- Vindhastighet
- Vindretning
- Nedbør

Meteorologiske data fra den lokale værstasjonen som har blitt bruk i analysearbeidet i denne oppgaven er:

- Horisontal global innstråling målt med pyranometer (av typen ECO MS 802F)
- Global innstråling til en overflate med 40° tiltevingel målt med pyranometer (av typen ECO MS 802F)
- Temperaturen målt med pyrheliometeret (av typen ECO MS-56).

3.1.4 Effektmåling

Effektmålingene fra anlegget måles etter inverter og transformatoren, så det som måles er energien som leveres ut på strømmettet.

Måleinstrumentene som måler energiproduksjonen til PV-systemene Ongrid system 1, 2 og 3 er Metrum-enheter av typen Metrum PQ 120. Enhetene er utviklet for å overvåke energikvaliteten til systemer og i tillegg måles strøm, spenning, effekt og energi fra systemet. Målingene fra instrumentene har en usikkerhet på 0,1%.

I tillegg til energimålinger har Metrum-enhetene 4 generelle innganger. Det vil si innganger hvor for eksempel meteorologiske data kan registreres. [23].

Fortums målinger er utført med et måleinstrument av typen Metrum PQ140, men blir brukt som en PQ 120 som er beskrevet ovenfor. [24].

De tekniske spesifikasjonene til instrumentene er tilgjengelig i vedlegg A.

3.1.5 Logging av GECs produksjonsdata og meteorologiske data

Loggen av måledata fra GECs solcelleanlegg blir gjort i Metrums database. Her logges data for strøm, spenning, effekt og energiproduksjon for de ulike PV-systemene.

Metrums måledata: Måledata for GECs solcelleanlegg og værstasjon logges i databasen Metrum. Programmene som benyttes heter Metrum PQ Controller og Metrum DB Viewer. Disse programmene kobles til en databaseserver via IP-adressen til databasen, her lagres måledataene lokalt. Enkle beregninger og simuleringer kan utføres i dette programmet og i tillegg kan måleserier hentes ut som CSV- filer og analyseres i andre programmer.

Måledataene i denne oppgaven er hentet ut fra Metrum DB Viewer. Programmet er konstruert for å analysere energikvalitet og det har en rekke ulike funksjoner. En nyttig funksjon som finnes i programmet er automatisk varsling, som gir beskjed når det oppstår hendelser i anlegget for eksempel når energiproduksjonen stopper opp.

Metrum-enhetene har internt minne slik at data fra enhetene ikke forsvinner ved kortere avbrudd i nettilkoblingen. Ved lengere avbrudd kan data tapes, og det vi kunne oppstå mangler/hull i måleseriene. [25].

Metrums database har logget måledata fra 25. februar 2011, men lengere avbrudd i loggen har forekommet og dette har ført til at måledata i perioder har gått tapt. En oversikt de månedene i hvert år det finnes fullstendige dataserier for både energiproduksjonsdata og innstrålingsdata data er lagt fram i Tabell 2.

Tabell 2: Tabellen viser hvilke måneder det finnes fullstendige måleserier for Ongrid system 3 for både energiproduksjon og innstråling i perioden 2012- 2014.

	Måneder med fullstendige måleserier for både energiproduksjon og innstråling
2012	april, mai, november og desember
2013	januar, mars, april og mai
2014	mai

I vedlegg E finnes en fullstendig oversikt over når det finnes måledata og når det mangler for energiproduksjon og innstråling hver for seg.

Fortums måledata: Fortum som eier strømmettet i området rundt GEC har målt timesverdier for energien levert fra de forskjellige systemene i GECs solparker. I tillegg er måneds- og årsverdier for anleggets produksjon registrert. Disse måledataene representerer hva som blir levert fra solcelleparken og tapene som skjer i PV-systemet før strømmen sendes ut på nettet vil være inkludert i disse målingene. Det er med andre ord netto energi som registreres.

Ongrid system 1, 2 og 3 begynte å levere energi til nettet 20.august 2010. Fortum har fullstendige måledata for hele perioden anlegget har levert energi til nettet.

3.2 Databaser for meteorologiske data

Ved planlegging og analyse av solcelleanlegg er områdets meteorologiske forhold viktig, med solinnstrålingen som den viktigste faktoren. Ved planlegging av PV-systemer er normalen for meteorologiske data over en lenger periode mest interessant å bruke. For analyse av historiske data bør data fra det året som analyseres benyttes for at sammenligningen mellom faktisk og teoretisk produksjon skal være basert på samme innstrålingsverdier og tilgjengelig innstrålt energi.

Det finnes flere forskjellige kilder for solinnstrålingen og meteorologiske data. Noen av kildene er basert på bakkemålinger, andre på satellittmålinger og noen benytter en kombinasjon av disse to. Kildene som har blitt vurdert og sett på i denne oppgaven er Meteonorm, PVGIS, NASA, SMHI og Meteocontrol. I tillegg vil egenmålte verdier fra GECs Metrum-database blir analysert. De ulike kildene vil bli sammenlignet i denne oppgaven.

Metrum: De meteorologiske verdiene som finnes i GEC sin Metrums database er de egenmålte meteorologiske dataseriene fra den lokale værstasjon i solparken. Dataene

inneholder store mangler, men har til gjengjeld svært god oppløsning noe som gir gode analysemuligheter. Verdiene har blitt brukt til kalibrering av innstillingene i PVsyst fordi dette krever verdier med god oppløsning.

Meteonorm er en kilde for meteorologiske data som finnes innebygget i PVsyst. Den blir utvidet, forbedret og oppdatert fortløpende og nyere versjoner finnes. Meteonorm er en database med meteorologiske data og den har 8375 målestasjoner fordelt over hele verden. I tillegg har den fem geostasjonære satellitter. Meteorologiske data for plasser hvor som helst i verden kan beregnes ved hjelp av interpolering mellom Meteonorms datakilder. Data fra Meteonorm kan kjøpes via deres nettside. [26], [7].

Meteonorm-verdiene som er tilgjengelig i PVsyst er månedsverdier basert på normalen for perioden 1961-1990 (i noen tilfeller kan innstrålingsverdier for perioden 1981-2000 velges). Timesverdier er også tilgjengelig, men disse er syntetisk generert og er kun estimerer som ikke nødvendigvis stemmer med de faktiske verdiene for en gitt time. [13].

SMHI (Sveriges Meteorologiske og hydrologiske institutt) har en målestasjon som måler solinnstråling i Karlstad som er 5 mil fra Glava. Dette er den nærmeste stasjonen og den kan være en god indikator på meteorologiske forhold, men innstrålingsforholdene vil kunne være noe avvikende sammenlignet med Glava.

Års- og månedsstatistikk for solinnstråling fra 2002 finnes fritt tilgjengelig på SMHIs hjemmeside i tillegg til en 30 års normal for perioden 1961-1990. [27].

PVGIS er en kilde med gratis innstrålingsdata tilgjengelig på nett. Kilden gir dagsverdier og månedlig gjennomsnitt for innstråling for ønskelig geografisk plassering over hele Europa og Afrika, ved hjelp av interpolering. Videre vil datasettene for Europa bli beskrevet, da det er disse dataene som er studert i denne oppgaven. Det finnes to datasett i PVGIS hvorav det eldste datasettet bygger på verdier fra perioden 1982-1990. Verdiene fra den første versjonen er basert på data fra 566 meteorologiske stasjoner forskjellige plasser i Europa. I det nye datasettet benyttes måledata fra perioden 1998-2011. For den perioden har også satellittmålinger blitt betraktet. Data fra denne kilden er fritt tilgjengelig på deres internettside.

PVGIS gir også enkle muligheter for å estimere PV-systemer, men dette har ikke blitt benyttet i denne oppgaven. [7], [4].

NASA SSE er en kilde for meteorologiske data basert på målinger fra NASA-satellitter. Dataene som er benyttet er for perioden 1983-2005. Denne kilden oppgir meteorologiske data for hele verden. Jordkloden deles i et rutenett hvor rutene er $1^{\circ} \times 1^{\circ}$ (1 breddegrad x 1 lengdegrad), hvor det finnes datasett for hver rute. 1 breddegrad tilsvarer omtrent 111 km, mens en lengdegrad varierer kraftig ved forskjellige breddegrader. Innstrålingsdataene vil kunne avvike mye fra faktiske forhold, fordi verdiene er gjennomsnitt for hele ruten og det kan være stor lokal variasjon innenfor en rute. [13].

Siden denne kilden baserer sine data på satellittmålinger vil de ikke være like pålitelige som landbaserte målinger. Dette er fordi satellittmålinger for eksempel ikke kan se forskjell på skyer og snø, som kan være en utfordring på plasser med mye snø. [13].

Meteocontrol tilbyr flere tjenester for PV-systemer og andre fornybare energikilder. De meteorologiske dataene fra denne kilden bygger på satellittmålinger. Måledataene kan bestilles den tidsperioden kunden ønsker og med den oppløsningen (15 minutters-, times-, dags-, måneds- eller årsverdier) kunden har behov for. Beregnede verdier for diffus og direkte solstråling samt innstråling til et plan med tilteinkel kan bestilles. [28]

Dataene fra denne kilden egner seg godt i analyse av PV-systemer der det ikke finnes en lokal målestasjon for solinnstråling. I denne oppgaven har timesverdier for solinnstråling for 2012 blitt benyttet til analysen av Ongrid system 3. Måleseriene for de egenmålte verdiene fra Meteocontrol velges som kilde for solinnstråling i analysen, fordi GECs egenmålte data inneholder store mangler og ikke kan benyttes til å gjøre analyse for et helt år. For at analysen skal bli best mulig bør det benyttes verdier med god oppløsning (timesverdier) og for den tidsperioden som analyseres(2012). [29].

Timesverdier for global horisont innstråling og innstråling til flate med tilteinkel 40 grader fra Meteocontrol benyttes til analysearbeidet.

SoDa (solar radiation data) er en kilde for meteorologiske data. Dataene er hentet fra MERRA (Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications) som er en reanalyse av satellittmålingene til NASA. [30].

Timesverdiene for omgivelsestemperatur benyttet i analysen av anlegget er hentet fra SoDa. Det er valgt å benytte innstrålingsverdiene fra Meteocontrol og ikke SoDa da de erfaringsmessig stemmer bedre med virkeligheten. [31].

3.3 Utførelse av databehandling og analyse av resultater

For å finne ut hvor godt anleggets ytelse er har anleggets energiproduksjon blitt beregnet og sammenlignet med innstrålingsforholdene. Analysen har i hovedsak dreiet seg om Ongrid system 3 i Solpark 1. Etter gjennomgang av måledata fra PV-systemet viste det seg at det var store mangler i datasettene for både energiproduksjonen og meteorologiske data. Før utførelsen av analysen er det nødvendig å kartlegge hvilke perioder det eksisterer måledata. En fullstendig oversikt over hvilke perioder det finnes måledata i Metrum finnes i vedlegg E. I tillegg ble det gjort noen uventede funn. Noen av funnene og erfaringene blir beskrevet i dette kapittelet.

Den største utfordringen har vært at det som sagt mangler måledata for lange perioder (dager, uker eller måneder). For slike perioder er Fortums måledata for energiproduksjon svært nyttig. For meteorologiske data må andre kilder benyttes. I tillegg til disse lange sammenhengende periodene med manglende måledata finnes det manglende verdier for kortere perioder, typisk noen minutter, men helt opp til over en halvtime. På grunn av dette har det blitt laget timesverdier for energiproduksjon, innstråling og lufttemperatur basert på Metrum-målingene som finnes. Det vil av den grunn kunne oppstå avvik mellom Metrums timesverdier og Fortums verdier. I tillegg har Fortum satt timesverdien til null i sine datasett hvis de er negative, dette er ikke gjort for Metrums timesverdier.

For periodene som er oppsummert i Tabell 2 (side 38) finnes det fullstendig månedsverdier. Med fullstendige månedsverdier menes måneder med kun manglende data for korte perioder.

Små hull i dataserien tettes igjen ved å lage timesverdier. Når det er manglende verdier for flere dager, uker eller måneder sammenhengende vil Fortums verdier benyttes, fordi disse er fullstendige. I perioder har det dukket opp uventede verdier i Fortums-måleserie. Etter nærmere undersøkelse kan det antas at det i slike perioder har oppstått hendelser som har forårsaket feil i anlegget og dermed redusert eller ingen energiproduksjon.

Valg av år for analyse ble gjort etter gjennomgang av måledata for energiproduksjon og solinnstråling. I 2011 ser det ut til å ha vært produksjon uten avbrudd, men for denne perioden finnes det ikke noen lokalt målte meteorologiske data, fordi værstasjonen var ferdig montert og startet logging 30. april 2012. Ved å studere Fortums energimålinger ble det oppdaget stans i anleggets produksjon i sommermånedene både 2013 og 2014. I 2013 var Ongrid system 3 uten produksjon fra 7. juli til 19. september på grunn av et lynnedslag som slo ut inverteren til systemet. Det gikk en stund før denne ble byttet ut og anlegget kunne levere

strøm til nettet igjen. I 2014 var det redusert energiproduksjon for Ongrid system 3 i mai og juni. Årsaken til dette var en jordingsfeil. Av den grunn bli ikke analysen utført på disse årene. Det er valgt å utføre analysen av Ongrid system 3 på grunnlag av data fra 2012, fordi det ikke er noen tydelig stans i produksjonen og det finnes egenmålte verdier for både energiproduksjon og solinnstråling i noen måneder dette året. Grunnet de store manglene kan ikke analyse for et helt år gjøres på de egenmålte verdiene. De egenmålte verdiene har allikevel blitt benyttet til analyse for korte perioder, mens verdier fra Fortum og Meteocontrol har blitt benyttet til analyse for et helt år(2012).

En utfordring som ikke går så tydelig fram fra måledataene er at sikringer i anlegget har blitt ødelagt fra tid til annen. For å oppdage at en sikring har gått i stykker, måles det om det går strøm i alle modulene ved produksjon. Målingene utføres manuelt og det kan ta tid før det blir oppdaget. Utfordringen i forbindelse med sikringer som går i stykker, oppstår fordi anlegget er stort og har kun en inverter. I de små anleggene vil det lettere kunne oppdages når sikringer går i stykker (eller moduler blir øderlagt) fordi det vil bli et tydelig fall i måledataene for energiproduksjon.

På samme måte som for energiproduksjonsdataene ble det oppdaget store mangler i måledata fra værstasjonen. I tillegg til manglene data ble det observert uventede verdier om natten fra to av pyranometrene. Verdiene for diffus solstråling og bakkereflektert solstråling er forskjøvet i forhold til null-linjen om natten. Måledataene viser verdier på cirka +10 til +15 W/m² om natten, noe som virker urimelig. Andre pyranometre har verdier på omtrent -2 W/m² om natten, dette kan forklares på grunn av teknologien i pyranometeret. Det vil kunne oppstå en negativ temperaturgradient i pyranometeret om natten og dermed vil det genererte spenningsignalet få negativt fortegn. I tillegg har pyranometeret en usikkerhet som er typisk noen få watt. Dette er oppgitt i databladet til de enkelte instrumentene som finnes i vedlegg A.

Kalibrering av 4 av GECs pyranometrene har blitt utført på SP (Sveriges tekniske forskningsinstitutt) i Borås i løp av masterarbeidet. Dette var en mulighet til å prøve å finne ut mer om de uventede verdiene. Under denne kalibreringen oppførte pyranometrene seg som normalt og det ble ikke funnet noen feil som tilsier at disse høye positive verdiene skal oppstå opp natten for noen av pyranometrene. Denne trenden har vært den samme siden målingene startet våren 2012 og en mulig forklaring er at feil verdier er lagt inn i databasen hvor signalet fra pyranometeret endres til W/m².

Det har blitt valgt å utføre analysen av data for global horisontal innstråling og innstråling til moduloverflaten. Disse verdiene ser ut til å være ganske riktig og de har eksisterende verdier for samme tidsrom. Generelt har Metrums måleenhetene forskjellig tidsrom for eksisterende måledata. I tillegg gir noen av enhetene verdier som ser ut til å være feil. Med måleenhet menes enhet som måler verdier fra de ulike komponentene i solcelleanlegget.

Etter å ha kartlagt perioder for eksisterende måledata og produksjon i anlegget kunne analysearbeidet begynne. Anleggets egenmålte data ble hentet ut fra Metrums database. I Metrum er det målinger for hvert 6. sekund. Dette gir store datamengder og gode analysemuligheter, men skaper også utfordringer. Behandling av datasettene er for tidkrevende å utfør manuelt, så det er nødvendig å ha et dataprogram som gjør det automatisk. I denne oppgaven ble dette gjort i Matlab. Den grafiske framstillingen av resultatene har blitt utført i Excel, og er lagt fram i kapittelet resultater og diskusjon.

3.4 Matlab

Matlab har blitt valgt å bruke til analyse av måledata fra Metrum-databasen fordi det er et programmeringsverktøy som egner seg til å behandle store datamengder raskt og effektivt. På grunn av datamengden har det blitt laget et program som automatisk går igjennom måleseriene. Dataprogrammene har blitt brukt til å behandle månedsserier for effekt levert til nettet, global horisontal innstråling, global innstråling til en overflate med 40° tilteinkel og omgivelsestemperatur. Dataene har blitt behandlet månedsvis på grunn av mengden måledata.

Før programmet for timesverdier blir kjørt, har en test for å sjekke hvor mange målepunkter som mangler blitt utført. Denne testen kalles Isnan-test og finner alle punktene der det ikke finnes noen måleverdi. Deretter lages det en vektor/liste over disse tidspunktene og summen av antall manglende målepunkter i serien telles opp. På grunnlag av denne testen har det blitt valgt å lage timesverdier for dataseriene som behandles.

Programmet som har behandlet måleseriene for effekten levert til nettet og innstrålt effekt bygger på samme prinsipp. Forskjellen i analysen av disse seriene er at for innstrålt effekt blir negative verdier satt til null mens for effekt levert fra PV-systemet til nettet er de negative verdiene tatt med i beregningen. Begge programmene summerer opp effekt multiplisert med tid, som blir tilsvarende som er forklart i ligning (23) (side 24). Resultatet fra behandlingen er timesverdier for energien levert til nettet og innstrålt energi til overflaten. Månedlig energi beregnes ved å summere opp timesverdiene for hver månedsserie.

Behandlingen av temperatur-måleseriene blir utført av et program som lager gjennomsnittstemperatur for hver time.

Programmeringskodene finnes i vedlegg D.

3.5 PVsyst-simulering av GECs solcelleanlegg

Det finnes en rekke ulike simuleringsprogrammer for å planlegge og simulere PV-systemer. Polysun, PV*SOL, HelioBase, Solar Pro og PVsyst er eksempler på denne typen program. I denne oppgaven er det vakt å benytte PVsyst. I dette kapittelet blir valgene som er gjort lagt fram og forklart. Forklaring av programvaren og funksjonene som har blitt benyttet under simuleringen finnes i vedlegg C. Litteraturkilder som har blitt benyttet under arbeidet med PVsyst-simuleringen er: PVsyst User's manual, [32], og PVsyst Help- Online,[13].

PVsyst er et simuleringsprogram som benyttes for å planlegge solcelleanlegg. Parametere som forventet energiproduksjon og ytelsesfaktor simuleres, for å få et inntrykk av lønnsomheten og forutsettingene for å montere et solcelleanlegg på ønskelig plass. PV-systemets komponenter, som modultype og invertertype, registreres for at simuleringen skal bli utført på grunnlag av de elektriske egenskapene til riktige komponenter. Det finnes en innebygget database med en del modul- og invertertyper, i tillegg kan modeller som ikke allerede finnes i denne databasen legges inn manuelt.

For at simulering skal bli så god som mulig er det nødvendig med nøyaktig geografisk plassering og orientering av anlegget i tillegg til å ta hensyn til omkringliggende objekter som kan kaste skygge. Skygging av panelene vil ha en stor påvirkning på energiproduksjonen og utgjør dermed en viktig del av planleggingen og simuleringen.

I denne oppgaven er analysen i hovedsak utført under alternativet *prosjektdesign*. Funksjonen *databaser* er benyttet til å laste inn data for modultyper som ikke allerede eksisterte i PVsyst og i tillegg kan egenmålte meteorologiske data og data fra eksterne kilder. Funksjonen *verktøy* har blitt benyttet til å laste inn timesverdier for meteorologiske data.

3.5.1 Geografisk plass og kilde for meteorologiske data (Site and Meteo)

Den geografiske plasseringen av anlegget er som tidligere nevnt 12.62 lengdegrader og 59.53 breddegrader. Posisjonen er markert på kartet i Figur 25 (side 32). Analysen av GECs solcelleanlegg ble i første omgang utført med Meteonorm som kilde. Det er gjort en sammenligning av ulike kilder, men i den endelige analysen er Meteocontrol benyttet som

kilde for innstrålings- og vindhastighets data og SoDa som kilde for omgivelsestemperatur. Disse kildene ble valgt å benytte på grunn av at det finnes data for 2012 som er året som blir analysert. I tillegg gir denne kilden timesverdier. Timesverdier for innstråling for riktig tidspunkt og geografisk plassering er viktig for at sammenligning av PVsyst-simuleringen og faktiske produksjonsdata skal bli så riktig som mulig. Det kan være stor lokal variasjon for innstråling og avvik fra modellen som genererer syntetiske timesverdier.

3.5.2 Albedoinnstillinger (Albedosetting)

Albedoinnstillinger er en variabel der årlig eller månedlig albedofaktor kan defineres. Den kan være utfordrende å definere. På GECs værstasjon finnes det målinger for både bakkerefleksjon og total innstråling, ut i fra disse verdiene kan albedoen beregnes, men måledataene for bakkereflektert stråling har uventede verdier om natten, og grunnet den tilgjengelige tiden har det blitt valgt å ikke analysere disse data i oppgaven. Albedoen er høy på vinteren når det er snø på bakken, men da vil det ofte også ligge snø på modulene og innstrålingen er ofte liten. Derfor vil det vil være liten produksjon fra PV-systemet i vintermånedene. Det kan derfor tenkes at effekten av høyere albedo i vintermånedene har liten innvirkning på anleggets ytelse.

Albedofaktoren er valgt etter forventede verdier for ulike underlag. PV-systemets underlag er gress og ut ifra Tabell 3 med valg av underlagstype frodig gress (fresh grass) blir albedoverdien valgt til 0,26. For vintermånedene det ligger snø på bakken vil albedoen være betydelig høyere. For å finne ut hvilke måneder i 2012 det lå snø på bakken har data for snødybde fra SMHI sine nettsider blitt betraktet. [33], [34].

Etter å har sett på kart, som ved ulike farger nyanser indikerer hvor mye snø det ligger på bakken ved ulike tidspunkter, blir det antatt at det ligger snø i januar, februar og desember i 2012. Det er videre antatt at snøen får lavere albedo gjennom vinteren på grunn av tilsmussing og fuktighet. Fastsettelsen av albedoen inneholdes stor usikkerhet og er kun en tilnærming. Verdiene for desember, januar og februar er valgt til henholdsvis 0.8, 0.7 og 0.6. En oppsummering av valg for månedlig albedo-verdi er lagt fram i Tabell 4.

Tabell 3: Tabellen viser albedoen for ulike typer underlag og er hentet fra PVsyst programvaren.

Usual values for albedo	
Urban situation	0.14 - 0.22
Grass	0.15 - 0.25
Fresh Grass	0.26
Fresh snow	0.82
Wet snow	0.55 - 0.75
Dry asphalt	0.09 - 0.15
Wet asphalt	0.18
Concrete	0.25 - 0.35
Red tiles	0.33
Aluminium	0.85
New galvanised steel	0.35
Very dirty galavanised stee	0.08

Tabell 4: Tabellen viser månedsverdiene for albedo som er valgt å benytte i PVsyst-simuleringen for denne oppgaven. Antagelsen av hvilke måneder det ligger snø på bakken er basert på data for snødybde fra SMHI sine nettsider. [34].

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.70	0.60	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.80

3.5.3 Orientering og tilteinkel

Orienteringen og tilteinkelen til modulene i PV-systemet er en faktor som er viktig for energiproduksjonen. I GECs Solpark 1 er alle modulene vendt direkte mot sør og har tilteinkel lik 40°. Modulene er vendt mot sør for å oppnå så stor innstråling som mulig gjennom dagen. Med 40° tilteinkel oppnås god produksjon også om våren og høsten når solhøyden er lav.

3.5.4 PV-systemets hovedkomponenter

PV-systemets hovedkomponenter som modultype og invertertype er registrert for Ongrid system 1, 2 og 3. Men i simuleringen er det kun resultater for Ongrid system 3 som vises fordi det er dette systemet som blir analysert og sammenlignet i denne oppgaven. Hvilken type moduler og inverter som hører til de ulike systemene er omtalt tidligere i oppgaven og er oppsummert i Tabell 1 (side 34). Her registreres også antallet moduler og hvor mange moduler det er i hver streng samt antall strenger.

3.5.5 Kalibrering av PVsyst-innstillinger og tapsfaktorer.

Siden det finnes noen måneder med eksisterende måledata for PV-systemet kan det utføres en kalibrering av innstillingene og valgene som er gjort i programmet. Dette blir gjort for å

oppnå så gode og riktig resultater som mulig fra simuleringen. Valg av tapsfaktorene blir beskrevet i neste kapittel.

Kalibreringen ble utført ved å sammenligne timesverdier for faktisk energiproduksjon fra anlegget med PVsyst simulerte verdier for energiproduksjon. Timesverdiene ble lagt inn i et Excel-ark og sammenlignet manuelt.

Timesverdier for solinnstråling og temperatur fra Meteocontrol ble lagt inn i PVsyst under kalibreringen for at den skal baseres på de meteorologiske dataene som analysen for hele 2012 utføres med. Når de meteorologiske forholdene var lagt inn ble simulerte verdier for energiproduksjon sammenlignet med verdier for faktisk energiproduksjon. Tapsfaktorer ble endret slik at det ble samsvar mellom faktisk og simulert energiproduksjon. Tapsfaktorene som gav best mulig samsvar blir benyttet videre i simuleringen for et helt år.

Kalibreringen ble kun utført for Ongrid system 3, fordi hovedanalysen er utført på dette anlegget. Kalibreringen er utført på måledata fra april og mai 2012 for dette systemet.

Ved utførelse av kalibreringen ble PVsyst-standarder benyttet til første sammenligning, men dette gav for liten energiproduksjon for PVsyst-simulerte verdier og tapsfaktorene ble gradvis justert mindre og mindre, til verdiene stemte ganske godt. PVsyst-verdiene viste fremdeles noen lavere verdier, men til slutt var tapsfaktorene lave og det ville være urealistisk å sette tapsfaktorene til null. Det kan tenkes at den nominelle effekten til modulene i PV-systemet er noe høyere enn antatt. Kalibreringen er gjort for april og mai og dette vil være måneder med god ytelse i anlegget på grunn av gode innstrålingsforhold og ganske kjølige temperaturer. Dette kan også ha hatt en innvirkning.

3.5.6 Detaljerte tapsfaktorer

Gjennom PV-systemet tapes energi hele veien. Faktorene er nærmere beskrevet i teorikapittelet «PV-systemets tapsfaktorer». I dette kapittelet blir valg av verdier for hver av tapsfaktorene gjennomgått. Valgene for tapsfaktorer er i stor grad basert på resultatet fra kalibreringen som er forklart i kapittelet ovenfor, men en helhetsvurdering av hvordan faktorene varierer gjennom året er også gjort.

Tabell 5 oppsummerer tapsfaktorenes verdier. Det er oppgitt to verdier i tabellen. Den første kolonnen viser veiledende verdier fra PVsyst (standard) og den andre kolonnen viser de egnevalgte verdiene, valgt på grunnlag av kalibreringen.

Tabell 5: Tabellen viser en oversikt over verdiene til PV-systemets tapsfaktorer. Tabellen inneholder både PVsyst standard verdier og egenvalgte verdier.

Tapsfaktor	Variabel	Standard	Egenvalgt	Benevning
Termiske tap	Uc	29	29	W/m ² ·K
	Uv	0	6	(W/m ² ·K)/(m/s)
Ohmske tap		1.5	0.8	% ved STC
	Global kabel-motstand	56.3	30	mΩ
Eksterne transformertap	Tap i jernkjerne	0.1	0.51	% av nominell effekt
	Tap i trafoens ledere	1	1.57	% ved STC
Modulkvalitets-tap		2.5	0	%
LID-tap		2	1	% ved STC
Mismatch-tap		1	0.5	%
Tilsmussings-tap		3	Egen tabell	%
IAM-tap	bo	0.05	0.05	

Videre blir forklaring og begrunnelse av valgene beskrevet.

Termiske tap: I PVsyst er det to variabler som kan definere den termiske tapsfaktorens to komponenter, konstantleddet og vindhastighets-avhengige leddet. Det er valgt å legge inn standardverdien for konstantleddet for fritt monterte PV-moduler og i tillegg en større verdi enn anbefalt for det vindhastighets-avhengige leddet. PVsyst-anbefalingen har satt det vindhastighets-avhengige leddet til null og inkludert i det konstante leddet fordi det ofte mangler data for vindhastigheten i de meteorologiske dataene. Den valgte termiske faktoren er dermed større enn det som er anbefalt.

Ohmske tap: Verdien for ohmske tapene er justert under kalibreringen og er fastsatt på grunnlag av den. Verdien som er registrert er lavere enn standardverdien til PVsyst. Det vil alltid oppstå tap når det går strøm i en reell leder og dette tapet kan ikke registreres som null. Det er mulig å gjøre en detaljert beskrivelse av sammenkoblingen til systemets ledere for PV-systemet som analyseres, men dette er ikke gjort i denne oppgaven.

Eksterne transformertap: Etter at det ble oppdaget at transformatoren trakk stor effekt ved tomgang ble produsenten kontaktet. Produsenten som er Trafotek i Finland, kunne oppgi at transformatoren ved tomgang trekker 430 W og 2000W ved full last. Tomgangstapet er registrert som tapet i jernkjernen grunnet hysteres og eddy-strømmer. Denne er regnet automatisk om til prosent i PVsyst. Differansen mellom tapet ved full last og tapet ved tomgang er registrert som tap i transformatorens ledere ved nominell effekt.

Modulkvalitets-tap: Det er valgt å stole på at nominell effekt for modulene er merkeeffekt eller høyere og modulkvalitets-tapet er satt til null. Kalibreringen gav resultater som tilsier dette stemmer.

LID-tap: Denne faktorens verdi bør ifølge PVsyst være mellom 1 og 3 prosent. Denne verdien er satt til 1 i denne oppgaven, på grunnlag av kalibreringen som har blitt utført for systemets variable parametere.

Langtidsdegraderings-tap: I PVsyst kan modulkvaliteten og LID velges, med langtidsdegradering er ikke en egenfaktor. Den kan for eksempel legges inn som en del av modulkvalitets-tap. Anlegget i Glava har ikke stått oppe så mange år og langtidsdegradering er ikke tatt med i beregningene for denne oppgaven.

Mismatch-tap: Ingen moduler er helt like og det vil alltid være noen tap tilknyttet denne effekten, men for moduler som er sortert etter nominell effekt vil denne være liten. Denne faktoren har blitt justert under kalibreringen og fastsatt på grunnlag av den.

Tilsmussings-tap: Erfaring fra anlegget tilsier at denne faktoren er veldig liten, men snødekke av modulene bør også registreres under denne tapsfaktoren. I PVsyst kan årlig eller månedlig tilsmussingstap defineres. Hvis snødekke av modulene registreres under denne faktoren bør månedlige verdier defineres. Ligger det for eksempel snø halve måneden kan tilsmussingstapet settes til 50 % denne måneden. Snødekke kan være en utfordrende faktor å definere fordi det finnes lite data for når det har vært snø. I GEC finnes det ikke data for snødekke eller snødybde. For å fastsette tilsmussings-tapet på grunn av snødekte moduler har data for energiproduksjonen blitt studert for månedene oktober-april. Verdiene har blitt fastsatt på grunnlag av hvor mange dager i månedene det ikke er noen energiproduksjon fra PV-systemet. Hvis det er en hel dag uten produksjon i anlegget har det blitt antatt at det ligger snø på modulen denne dagen. Ved å summere opp hvor mange dager det er null energiproduksjon i anlegget og dividere dette antallet på antall dager i måneden kan tilsmussingsfaktoren velges ut ifra dette forholdet. Dette er en grov tilnærming, men det vil gi en indikasjon på hvor mange dager det ligger snø på modulene. I vintermånedene vil det uansett være liten innstråling og liten produksjon i anlegget. Det vil dermed ha liten innvirkning på den totale årlige energiproduksjonen til anlegget. Ligger det snø på modulene for eksempel i mars vil det kunne ha en større innvirkning, fordi lave temperaturer og moderat innstråling gir gode produksjonsforhold. Ligger det i tillegg snø på bakken men ikke på

modulene vil albedoen bli stor og innstrålingen til modulene være stor. Verdiene for månedlig tilsmussing som er valgt å bruke i denne oppgaven er vist i Tabell 6.

Tabell 6: Tabellen viser verdiene for månedlig tilsmussings-tap som er valgt å bruke i denne oppgavens PVsyst-simulering. Verdiene er valgt ut i fra studie av antall dager med energiproduksjon fra anlegget for hver av månedene.

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
32.2%	7.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	46.7%	83.9%

IAM-tap: I PVsyst defineres dette tapet ved faktoren b_0 som er en materialavhengig konstant. Det er valgt å bruke standarden her. Den gjelder for multikrystallinske silisiummoduler med enkeltglass-deksel.

Utilgjengelighet (Unavailability): Under denne funksjonen kan det registreres tidspunkter der anlegget har vært ute av drift, slik at dette kan bli tatt hensyn til under simuleringen av anlegget. For 2012-simuleringen av anlegget er det antatt kontinuerlig drift hele året og det har ikke blitt registret noen tidsrom for utilgjengelighet data under denne funksjonen.

3.5.7 Skygging av GECs anlegg:

Solcelleanlegget på GEC påvirkes av skygging fra nærliggende objekter. I PVsyst kan en horisont defineres og nære skyggeobjekter kan tegnes inn som 3D-tegninger i programvaren.

Det er ikke definert noen horisont i denne oppgaven fordi skogen som ligger i nærheten utgjør horisonten og denne ligger for nærme solcelleanlegget til at den kan defineres som en horisont i programvaren. Skogen har blitt tegnet som en del av 3D-tegningene under beskrivelsen av den nære skyggingen til anlegget. I 3D-tegningene som definerer objekter som ligger nær PV-systemet må alt tegnes inn manuelt. Tegningen av skyggeobjektene er en tilnærming og nøyaktigheten er begrenset. Det har dermed blitt gjort noen forenklinger i tegningene. Blant annet er skogen på sørsiden og skogen på vestsiden av anlegget tegnet inn i 3D-tegningene som blokker (rektangulære prismer). Andre objekter som er tatt med i tegningene er 4 bjørketrær foran PV-systemet. Disse er tegnet inn fordi de utmerker seg i forhold til resten av skogen. Figur 28 viser et bilde av to av bjørketrærne og hvordan det stikker ut av profilen til resten av skogen. Inverterhuset finnes også på tegningen.

Modulplassering (Modul-layout) defineres under funksjonen nær skygging. Modul-radene til Ongrid system 1, 2 og 3 er også er definert. Det er plassert en meter over bakken og med 20 meter mellom radene.



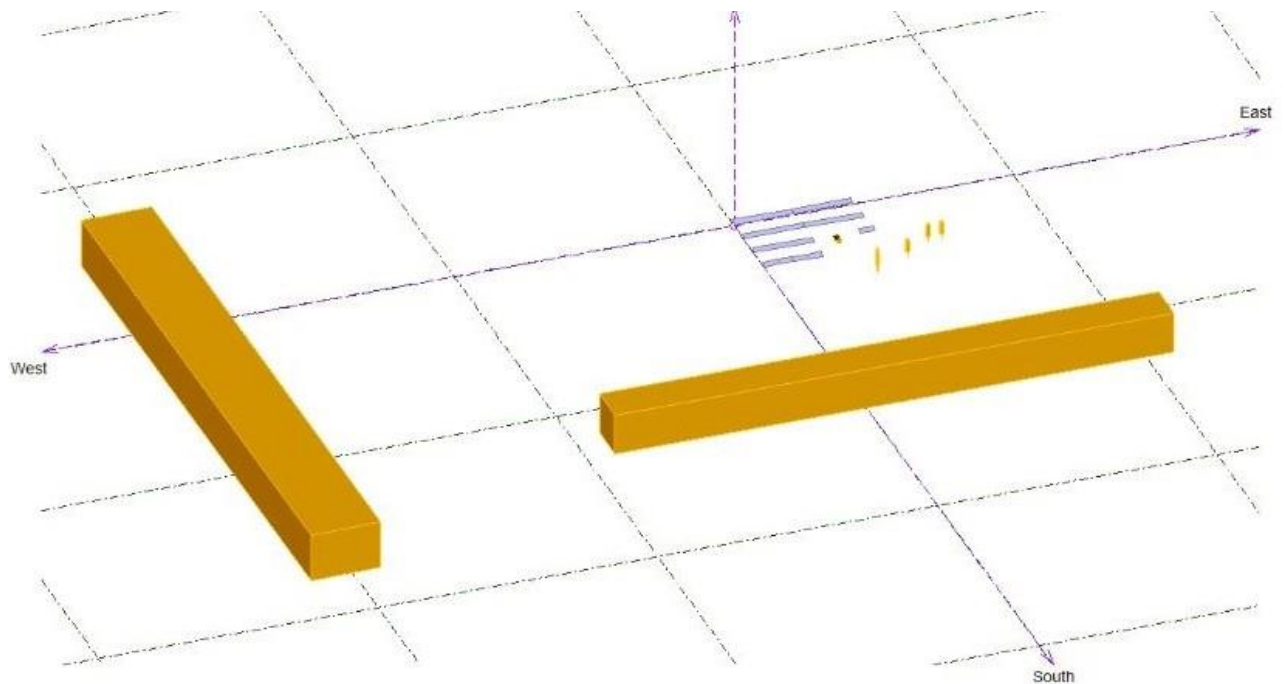
Figur 28: Figuren viser et bilde som er tatt fra GECs solpark og det viser bjørkeetrær som stikker ut fra profilen til skogen i bakgrunnen.

Plasseringen av skyggeobjektene er funne ved å studere kart og flyfoto fra Eniro.se, Geodata.se, Google Maps og Google Earth. I tillegg er visuelle observasjoner og bilder blitt benyttet. Flyfoto over anlegget er vist i Figur 29. [35].

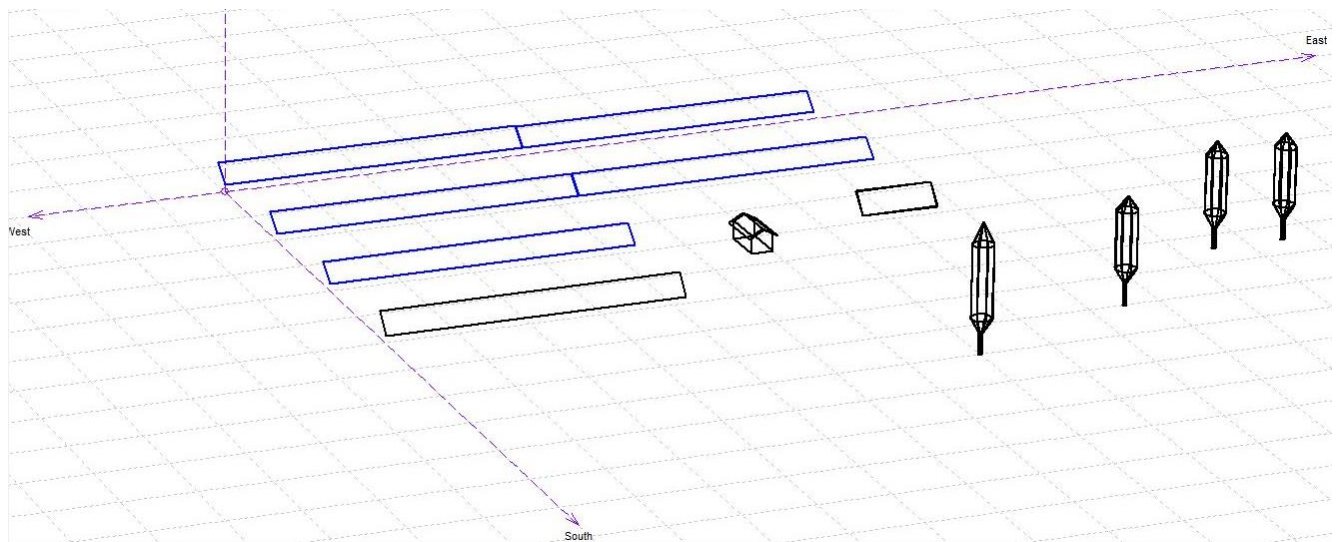


Figur 29: Figuren viser et flyfoto over solcelleanlegget og det omkringliggende området. Bildet er hentet fra Eniro.se. [35].

Figur 30 viser et oversiktsbilde over skygge-tegningene som er gjort for denne oppgaven og Figur 31 viser et nærbilde.



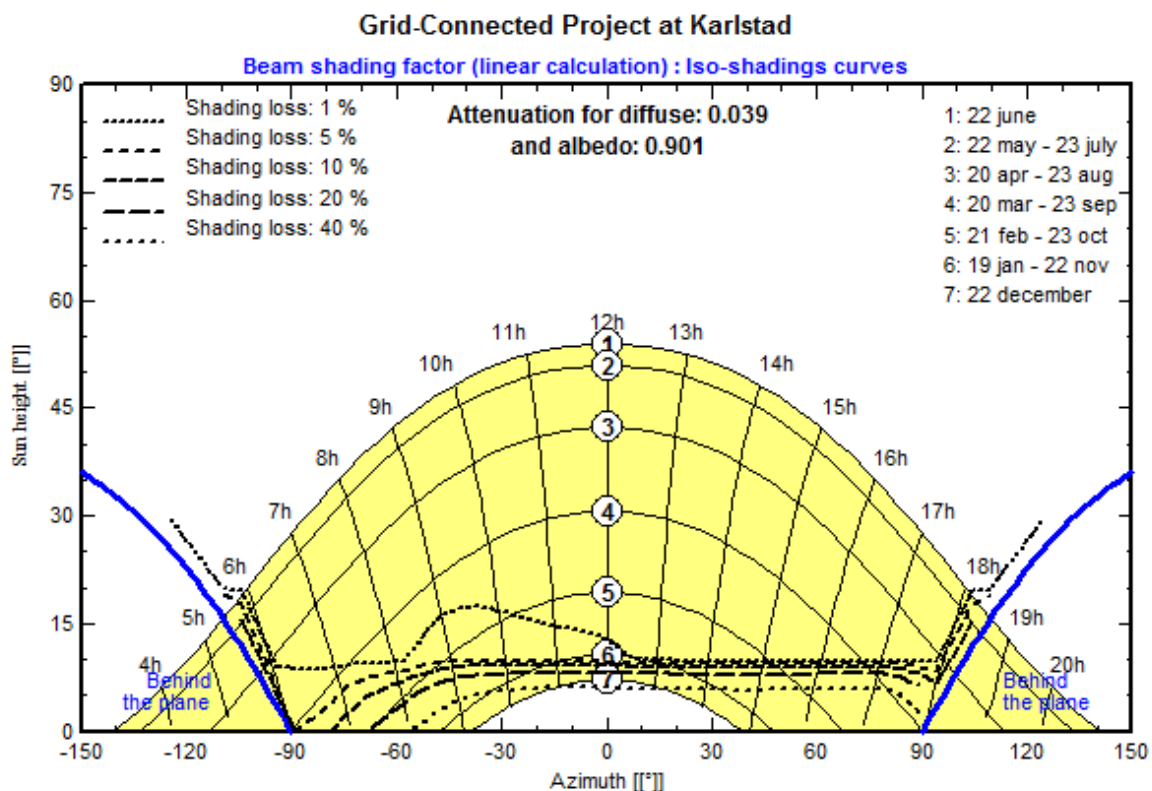
Figur 30: Figuren viser et oversiktsbilde av skyggetegningen som er laget i PVsyst. De oransje blokkene representerer skog og de grå radene representerer rader med PV-moduler.



Figur 31: Figuren viser et nærbilde av solparken 3D-tegninger som er gjort PVsyst. Radene representer PV-moduler. De 3 radene lengst bak i tegningen representerer Ongrid system 3. Inverterhuset er tegnet inn omtrent på midten lengst frem i solparken. Lengst frem er 4 trær tegnet inn.

På basis av skyggetegningene blir det i PVsyst laget et diagram som illustrert i Figur 32. Dette diagrammet viser hvordan innstrålingen til solcelleanlegget til GEC påvirkes av skygging fra omkringliggende objekter gjennom året.

De kurvede linjene i det gule området viser solens bane gjennom dagen for ulike tider gjennom året for den geografiske plasseringen til GECs solcelleanlegg. Linjen som markerer den øverste kanten til det gule området gjelder for 22. juni (sommersolverv) og den nederste linjen gjelder for 22. desember (vintersolverv). De linjene som er tilnærmet vertikale beskriver timene i døgnet. De stiplede linjene gjelder for skyggetap som definert øverst til venstre i figuren og beskriver hvor stor skygging som oppstår fra nærliggende objekter for de ulike solposisjonene.



Figur 32: Figuren viser hvordan innstrålingen til solcelleanlegget til GEC påvirkes av skygging fra nærliggende objekter gjennom året. De stiplede linjene representerer ulike fraksjoner av skyggetap som definert øverst til venstre. De kurvede linjene som følger det gule området definerer solens bane gjennom dagen for ulike tider gjennom året. De tilnærmet vertikale linjene beskriver timene i døgnet. På vertikalaksen er solhøyden og på horisontalaksen er azimuthvinkelen.

3.5.8 Simulering

Når variablene er definert og lagret kan simuleringen utføres og resultatene er en rapport med parametere som forventet energiproduksjon og ytelsesfaktor. Rapporten for simulering utført på Ongrid system 3 finnes i vedlegg C De aktuelle resultatene fra simuleringen blir lagt fram i Kapittel 4.

3.6 Kort beskrivelse av kalibrering av pyranometerene til GECs

En kalibrering av 4 av GECs pyranometere ble utført på SP i Borås i Sverige, av Anne Anderson og Karen Marie Utne Belsby den 06.03.2015. Sertifikater og resultater blir sendt til GEC. Resultatene har imidlertid ikke blitt benyttet videre i oppgaven på grunn av tilgang til sertifikatene kun kort tid før levering av oppgaven. Kalibreringssertifikater for kalibrering utført i 2011 og 2015 finnes i vedlegg F

Målet med kalibreringen var å fastsette nåværende sensitivitet til hvert pyranometeret slik at dette kan registreres i databasen hvor meteorologiske data lagres. Sensitiviteten til pyranometerets absorptor kan endres med tiden. For å få gode og riktig måleverdier for solinnstråling er det viktig å kjenne sensitiviteten til instrumentene.

Kalibreringen ble utført ved å belyse pyranometeret med en lyskilde og sammenligne den genererte spenningen fra pyranometeret med et referanse-pyranometer med kjent sensitivitet. Ut ifra spenningen til pyranometeret som kalibreres, samt spenningen og sensitiviteten til referanse-pyranometeret kan sensitiviteten til pyranometeret som kalibreres beregnes. Målingene ble utført 10 ganger for både referanse-pyranometeret og pyranometeret som ble kalibrert. Deretter ble sensitivitet beregnet. I vedlegg F finnes en mer detaljert beskrivelse av utførelsen av kalibreringen.

4 Resultater og diskusjon

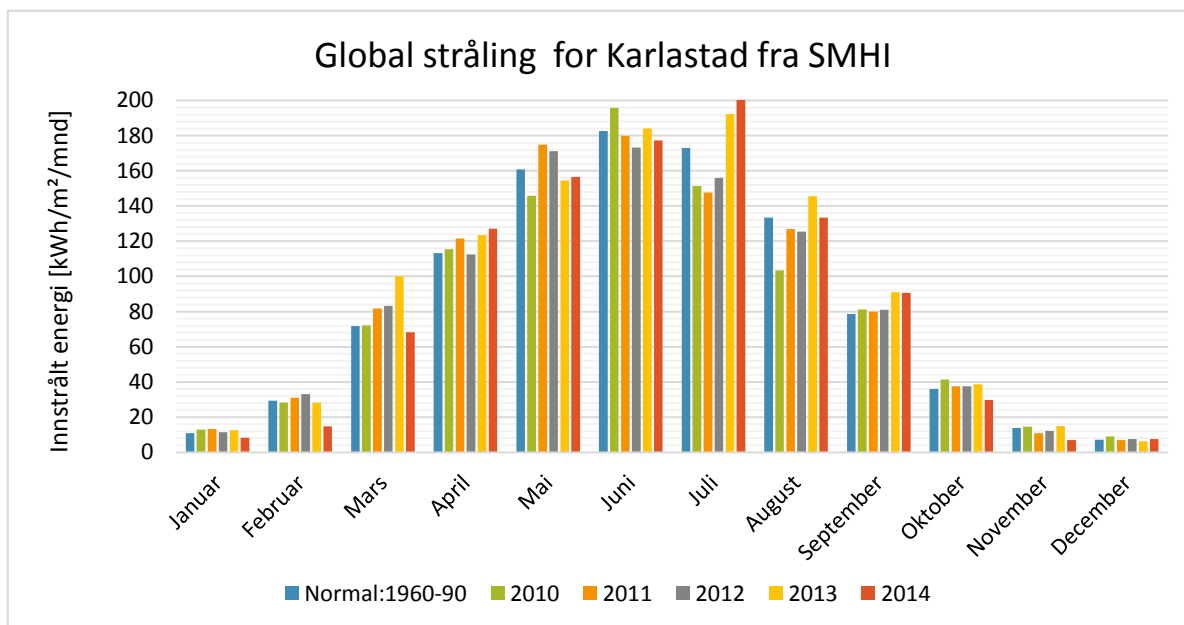
Under dette kapittelet vil en sammenligning av meteorologiske data, som har blitt evaluert i denne oppgaven, bli lagt fram og diskutert. I tillegg vil analysen av data for energiproduksjon for Ongrid system 3 i Glava Energy Centers Solpark 1 bli presentert og sammenlignet med forventet energiproduksjon beregnet ved hjelp av programvaren PVsyst.

4.1 Solinnstråling: Glava Energy Center

Solinnstrålingen er en viktig faktor i planleggingen og analysen av et solcelleanlegg. For solinnstrålingen blir måleserier fra ulike databaser sammenlignet. De ulike dataene kommer fra Meteocontrol, Meteonorm, PVGIS, NASA, SMHI og GECs egenmålte verdier som ligger i Metrums database lokalt i Glava.

4.1.1 SMHI

SMHIs data for månedsvis global innstråling i Karlstad målt i kWh/m² er lagt fram i diagrammet i Figur 33. Diagrammet inneholder måleverdier for normalen 1961-1990 og årene 2010, 2011, 2012, 2013 og 2014.

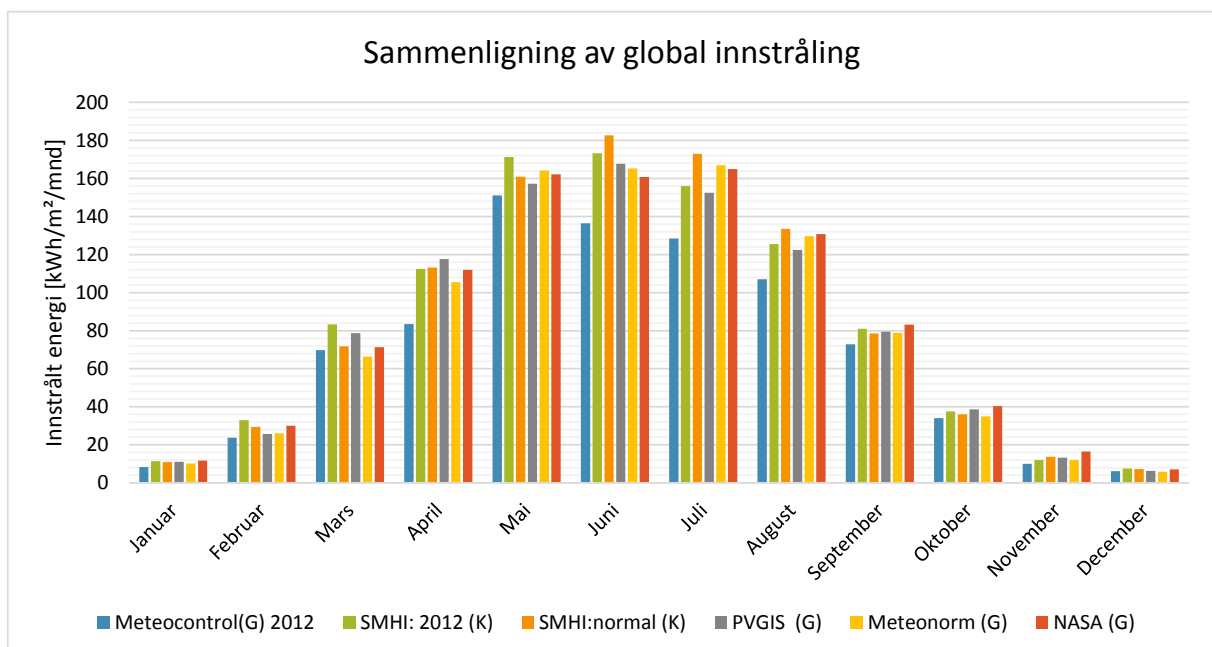


Figur 33: Diagrammet viser månedlig global innstråling for årstallene 2010 (rød), 2011 (gul), 2012 (grå), 2013 (oransje) og 2014 (grønn) samt normalen for perioden 1961-1990 (blå). Innstrålt energi for hver måned er oppgitt i kWh/m². Diagrammet er basert på verdier hentet fra SMHIs nettsider. [27].

Grafen viser at solinnstrålingen varierer fra år til år og dette er grunnen til at det er viktig å bruke data for korrekt tidspunkt ved analyse av historiske data. Innstrålingsdataene i dette diagrammet gjelder for Karlstad fordi det er den SMHI-stasjonen som ligger nærmest Glava. Karlstad og Glava vil ha lignende klima, men innstrålingen vil kunne variere ganske mye mellom plassene på grunn av for eksempel forskjeller i skydekket. Avstanden mellom plassene er cirka 5 mil noe som er på grensen til hva som er fornuftig å benytte for analysen av et PV-system. Derfor har flere andre kilder for meteorologiske data blitt benyttet.

4.1.2 Sammenligning av ulike kilder for innstråling

De ulike kildene som er benyttet er Meteocontrol, Meteonorm, NASA, PVGIS, SMHI (normen), SMHI 2012. En sammenligning av månedlig innstråling for noen ulike kilder er lagt fram i Figur 34. SMHI og Meteocontrol gir verdier for 2012, mens de andre kildene gjennomsnittsverdier for lengere perioder. SMHI verdiene gjelder for Karlstad, da denne kilden ikke har verdier for Glava. De andre kildene viser innstrålingsverdier for Glava. Disse kildene har estimert og eller interpolert verdier for Glava som beskrevet i metode for hver av kildene. Metrum-verdier for innstråling er ikke med i denne sammenligningen fordi det kun finnes få måneder med fullstendig data for global innstråling.



Figur 34: Figuren viser månedlig global innstråling for Glava eller Karlstad fra ulike datakilder. De ulike kildene som er representert er Meteocontrol, SMHI, PVGIS, Meteonorm og NASA. Bokstavene G og K som står i parentes står for henholdsvis Glava og Karlstad, og er plassen innstrålingsverdiene gjelder for. [4], [27], [31].

SMHI og Meteocontrol gir verdier for 2012, som er det året som analysen av anlegget utføres for. SMHI verdiene gjelder for Karlstad og finnes i månedsverdier. Meteocontrol-verdiene gjelder for Glava og gir timesverdier. Grunnet plassens verdiene gjelder for og oppløsningen av måledata velges Meteocontrol som kilde for meteorologiske data til analysen av PV-systemet ved GEC. De andre kildene som er med i figuren gir gjennomsnittsverdier for lengere perioder og vil derfor ikke bli brukt i analysen av anlegget for 2012. Tabell 7 viser de månedlige summene for innstrålt energi for GEC beregnet fra timesverdier fra Meteocontrol for 2012. Verdiene er framstilt grafisk i Figur 34, der de blå søylene representerer disse verdiene.

Tabell 7: Tabellen viser månedlig global horisontal innstråling for Glava Energy Center beregnet på timesverdier fra Meteocontrol for 2012.

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	Totalt
Global hor. innstråling [kWh/m²]	8.3	23.8	69.7	83.5	151.0	136.5	128.4	107.1	72.9	34.1	10.1	6.2	831.6

4.1.3 Sammenligning av Metrum- og Meteocontrol-verdier for innstråling

Det har blitt utført en sammenligning av innstrålingsdata for april og mai 2012 fra Meteocontrol og Metrum for å se om det er samsvar mellom dataene. Verdier for både global horisontal stråling og global innstråling til plan med 40 graders helling er sammenlignet. Tabell 8 viser månedlig verdier for de to kildene. Månedsverdiene er summen av timesverdiene for hver måned.

Tabell 8: Sammenligning av månedlig innstrålingsverdier fra Metrum og Meteocontrol april og mai 2012. Global horisontal innstråling forkortes global hor. og global innstråling til plan med 40 graders helling forkortes global 40 deg.

Sammenligning av innstrålingsdata fra Metrum og Meteocontrol				
	Metrum		Meteocontrol	
	global hor.	global 40 deg.	global hor.	global 40deg.
Måned	[kWh/m ² /mnd]	[kWh/m ² /mnd]	[kWh/m ² /mnd]	[kWh/m ² /mnd]
April	93.98	117.04	83.51	98.41
Mai	155.47	171.06	151.02	162.58

Det går fram fra Tabell 8 at Meteocontrol har lavere verdier for innstråling enn det som er målt ved den lokale værstasjonen til GEC. Størst er differansen mellom de to kildene for innstråling til overflaten med tilte-vinkel på 40 grader.

En utfordring med innstrålingsdata fra Meteocontrol er at de er basert på satellittmålinger. Satellittmålinger oppfatter ikke forskjell på snø og skyer. På vinterstid i Sverige og Norge (og andre plasser ved høyere breddegrader) vil målingene kunne vise for lave verdier på grunn av dette.

I perioder der det ligger snø på bakken, men ikke på modulene og innstrålingen er stor vil mye stråling reflekteres og dette vil føre til god ytelse fra anlegget. Dette kan forekomme om våren, når det i tillegg er lav lufttemperatur og gode forhold for energiproduksjon fra solceller.

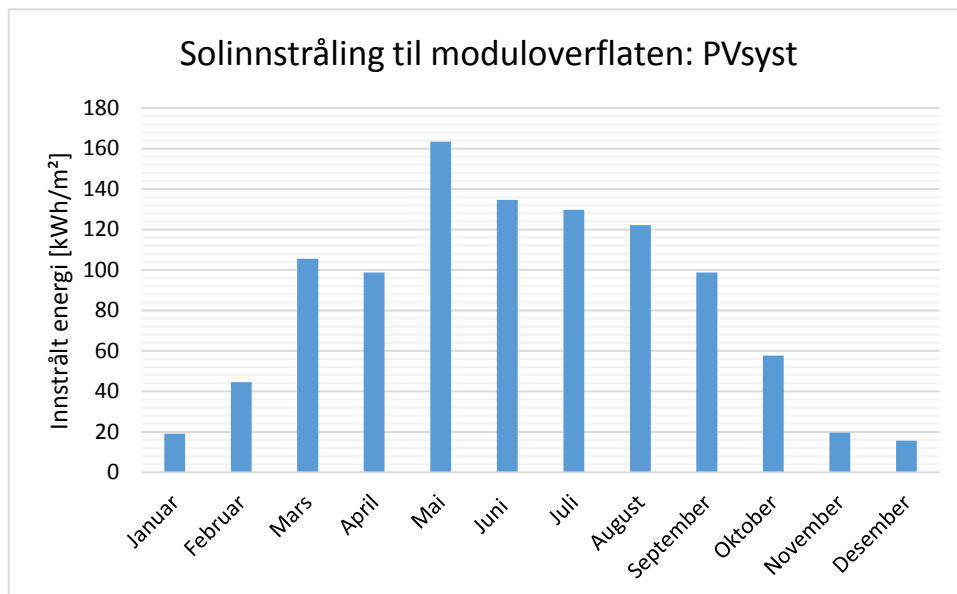
4.2 PVsyst simulering av Ongrid system 3 ved Glava Energy Center

For å anslå anleggets forventede energiproduksjon og ytelse har en simulering av anlegget blitt utført i PVsyst. Variabelnavnene som blir brukt i tabellene i dette kapittelet er de samme som benyttes i PVsyst. Rapporten som er resultatet fra PVsyst-simuleringen finnes i sin helhet i vedlegg C.

De relevante dataene som er benyttet og resultatene fra PVsyst-simuleringen av Ongrid system 3 er lagt fram i dette kapittelet. For solinnstråling er Meteocontrol-verdier benyttet. Timesverdier for global horisontal innstråling og diffus innstråling er lastet inn i PVsyst og benyttes i simuleringen. Verdier for innstrålingen til moduloverflaten blir beregnet av PVsyst ved en modell som heter Hay. Tabell 9 viser månedlige verdier de 3 komponentene for innstråling. Global horisontal innstråling forkortes GlobHor, diffus horisontal innstråling forkortes DiffHorr og innstråling til moduloverflaten forkortes GlobInc. Alle verdiene er oppgitt i kWh/m². Figur 35 viser en grafisk framstilling av verdiene for innstråling til moduloverflaten.

Tabell 9: Tabellen viser innstrålingsdataene som er benyttet i PVsyst analysen for Ongrid system 3. Verdiene navn er de samme som blir brukt i PVsyst, der GlobHor står for global horisontal innstråling, DiffHorr står for diffus horisontal innstråling og GlobInc står for innstrålingen til modulooverflaten. Meteocontrol-verdier er benyttet for global horisontal innstråling.

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	Totalt
GlobHor [kWh/m ²]	8.3	23.8	69.7	83.5	151	136.5	128.4	107.1	72.9	34.1	10.1	6.2	831.6
DiffHorr [kWh/m ²]	6.0	13.9	34.8	48.7	63.2	79.2	76.3	56.4	38.0	20.0	7.7	4.8	449.0
GlobInc [kWh/m ²]	19.1	44.6	105.6	98.8	163.5	134.6	129.8	122.2	98.8	57.7	19.6	15.7	1010

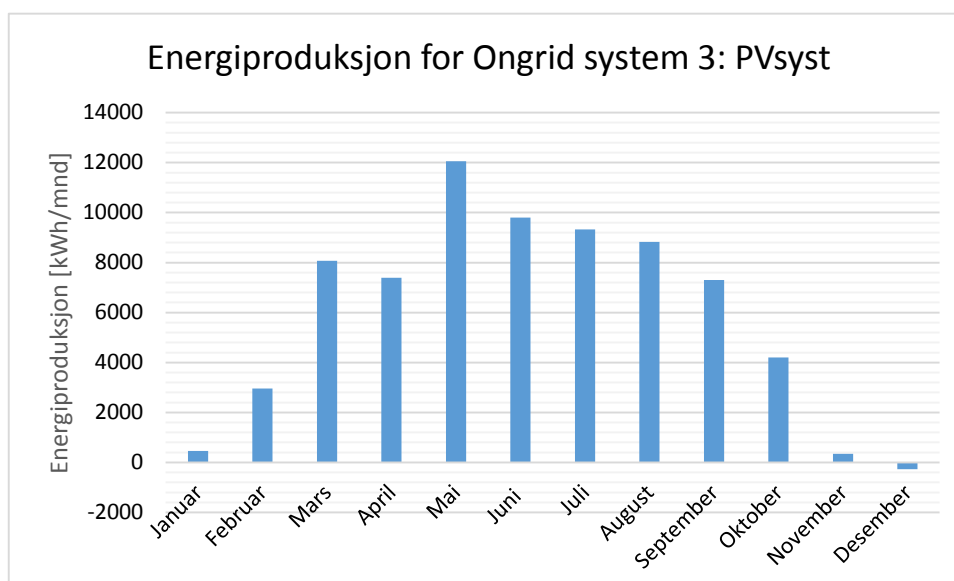


Figur 35: Figuren viser verdier for innstråling til modulooverflaten beregnet i PVsyst med en modell kalt Hay. Verdiene oppgitt i kWh/m².

Et av resultatene fra PVsyst-simuleringen er forventet energi levert til nettet. Verdiene for forventet energi levert til nettet fra Ongrid system 3 forkortes med E_Grid og er lagt fram i Tabell 10 og Figur 36. Verdiene er oppgitt i kWh.

Tabell 10: Tabellen viser simulerte måneds-verdier for energien levert til nettet fra Ongrid system 3. Verdiene er en del av resultatene fra PVsyst analysen for systemet. E_Grid står for energien som leveres til nettet og er det samme variabelnavnet som benyttes i PVsyst.

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	Totalt
E_Grid [kWh]	464	2958	8072	7386	12061	9804	9330	8824	7307	4196	351	-274	70479



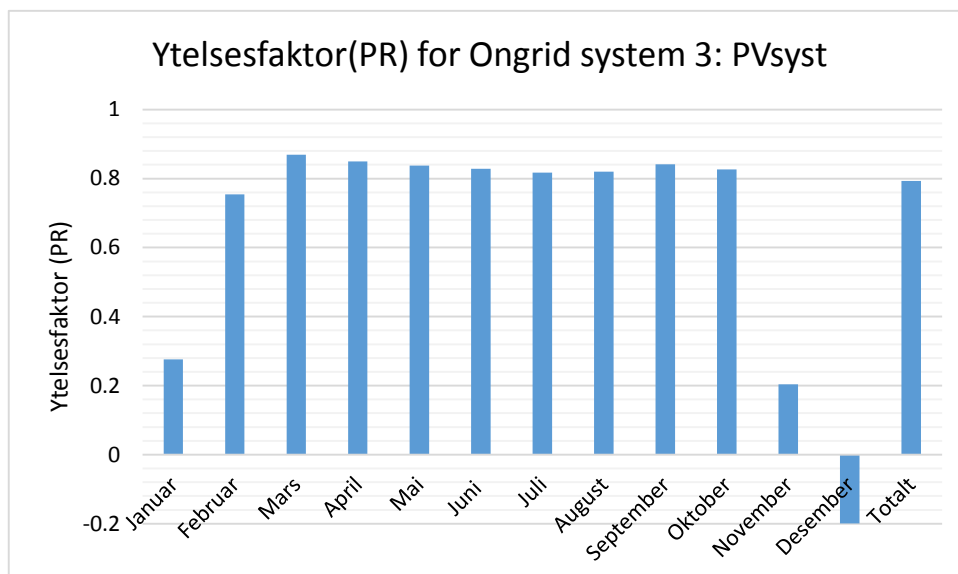
Figur 36: Figuren viser en grafisk framstilling av de simulerte måneds-verdiene for energien levert til nettet fra Ongrid system 3. Verdiene er et resultat fra PVsyst-simuleringen for systemet.

Det er tydelig samsvar mellom verdiene for innstråling til moduloverflaten og energien levert fra systemet. I vintermånedene januar, november og desember er verdiene for energiproduksjon lave og i desember er verdien negativ, som betyr at systemet forventes å forbruke energi. Transformatorer som trekker 430W ved tomgang er også registrert i simuleringen og vil ha innvirkning på verdiene for energiproduksjon. I tillegg ligger det snø på modulene store deler av disse månedene og det vil dermed ikke være noen energiproduksjon fra disse periodene.

Ytelsesfaktoren til Ongrid system 3 er et annet resultat fra PVsyst-simuleringen. Tabell 11 og Figur 37 viser månedsverdier og årstotal-verdi for ytelsesfaktoren (PR).

Tabell 11: Tabellen viser ytelsesfaktoren (PR) for Ongrid system 3. Verdiene er et resultat fra PVsyst-simuleringen. Faktoren er beregnet for hver måned og totalt for hele året.

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	Totalt
PR (PVsyst)	0.276	0.754	0.869	0.85	0.838	0.828	0.817	0.82	0.841	0.826	0.204	-0.2	0.793



Figur 37: Figuren viser ytelsesfaktoren (PR) for Ongrid system 3. Verdiene er et resultat fra PVsyst-simuleringen. Faktoren er beregnet for hver måned og totalt for hele året.

Ytelsesfaktoren er høy i vår- og høstmånedene, som forventet på grunn av lav lufttemperatur og dermed gode forhold for energiproduksjon. Noe lavere er verdiene i sommermånedene og verdiene i vintermånedene er lave. I desember er det forventet negativ ytelsesfaktor. Dette skyldes at det er negativ energiproduksjon (energiforbruk). Ytelsesfaktoren er lav eller negativ i månedene januar, november og desember. På grunn av at bidraget fra disse månedene er små for både innstråling og energiproduksjon, vil resultatet for hele året påvirkes i liten grad. De lave verdiene for både energiproduksjonen og ytelsesfaktoren i vintermånedene skyldes i stor grad at det ligger snø på modulene i tillegg til lav solhøyde som fører til høyt IAM-tap.

4.3 Analyse av faktiske data for Glava Energy Centers Ongrid system 3

I dette kapittelet analyseres Ongrid system 3. Måledata fra Fortum og Metrum blir sammenlignet og månedlig verdier for innstråling og energiproduksjon blir framstilt. På grunnlag av disse dataene beregnes ytelsesfaktoren for dette anlegget.

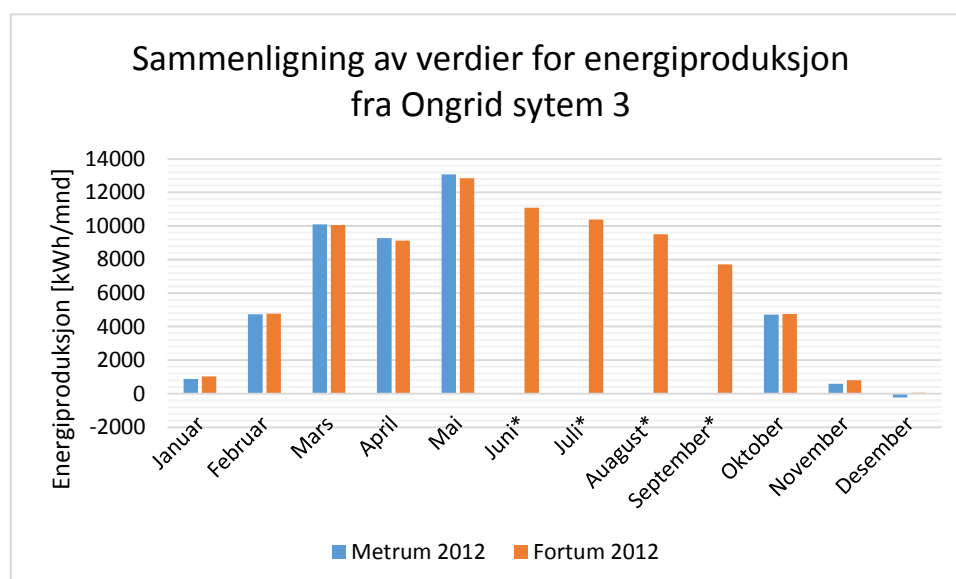
4.3.1 Sammenligning av data fra Fortum og Metrum for energiproduksjon.

Data fra Fortum og Metrum har blitt sammenlignet for å se om de stemmer overens. I Metrum mangler det data for juni, juli, august og september, fordi serveren til Metrum-databasen var full og måledata fra denne perioden gikk tapt. Disse månedene er derfor markert med en

stjerne. I Tabell 12 er data fra de månedene som har fullstendige månedsverdier lagt fram. Figur 38 viser en graf som er basert på disse verdiene.

Tabell 12: Tabellen framstiller data for energiproduksjonen fra Ongrid system 3 i 2012. Grafen viser både Metrum- og Fortum-verdier, men det mangler Metrum-verdier for juni, juli, august og september. Disse månedene er derfor markert med en stjerne i tabellen. Verdiene er oppgitt i kWh.

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.*	Jul.*	Aug.*	Sep.*	Okt.	Nov.	Des.	Totalt
Metrum	884	4739	10095	9273	13070	0	0	0	0	4723	590	-234	43140
Fortum	1032	4770	10056	9132	12852	11100	10392	9498	7704	4752	792	60	82140



Figur 38: Figuren viser en framstilling av dataene for energiproduksjonen fra Ongrid system 3 i 2012. Grafen viser både Metrum- og Fortum-verdier, men det mangler Metrum-verdier for juni, juli, august og september. Disse månedene er derfor markert med en stjerne i figuren.

Sammenligning av data fra de to kildene viser at det er godt samsvar, med kun små avvik i de månedlige verdiene. Det forventes samsvar mellom data for energien levert fra systemet fra begge kildene fordi begge måler verdiene etter inverteren og den eksterne transformatoren og representerer den energien som leveres til nettet. Det lille avviket kan skyldes at det mangler verdier i måleseriene fra Metrum. De store manglene har ført til at timesverdier beregnes med de måledataene som finnes. Energiproduksjonen fra et solcelleanlegg kan ha store variasjoner i løpet av en time og timesverdiene basert på Metrum-data vil dermed kunne avvike fra faktisk produksjon. Fortum-verdiene vil være en viktig kontroll for dette.

Det er valgt å benytte 2012 til sammenligning fordi det i denne perioden ser ut som energi har levert uten større stans. I 2012 er det en lang periode med manglete måleverdier i Metrum-databasen på grunn av full server, og måledata gikk tapt på grunn av dette. Anlegget fortsatte å levere energi til strømmettet uten at måleverdier for dette ble registrert i Metrum. I denne perioden er Fortums måleverdier viktige, fordi det i denne perioden er de eneste måleverdiene som finnes.

I desember er det ifølge Metrum negativ energiproduksjon, det vil si at anlegget forbruker energi. Dette stemmer med et funn som ble gjort tidlig i dette masterarbeidet. Det ble oppdaget et energisluk i Ongrid system 3, men det var til å begynne med usikkert hvor energien forsvant. 400-500W ble trukket ved tomgang og det viste seg at transformatoren, som for dette systemet befinner seg på utsiden av inverteren, var sluket. For å unngå dette konstante energitapet kan det legges inn en bryter som gjør at transformatoren kobles ut om natten eller ved tidspunkter anlegget står uten produksjon over lang tid.

4.3.2 Ytelsesfaktoren til Ongrid system 3 for april og mai 2012

Ytelsesfaktoren er beregnet ved hjelp av ligning (26) (side25). Parametere som benyttes i beregningene er modul-virkningsgrad, totalt modulareal, innstråling til moduloverflaten og energien levert fra systemet.

For beregning av ytelsesfaktor for denne perioden benyttes Metrums målte verdier for innstråling til modulene og energien levert fra systemet. Det er ikke mange måneder det finnes verdier for både innstråling og energiproduksjon i Metrum, så dette blir kun gjort for april og mai 2012. Det er allikevel interessant å se på ytelsesfaktoren beregnet på disse verdiene fordi dette er de eksakte verdiene for systemet og vil dermed gi det mest riktige resultatet. Verdier for energien levert fra Ongrid system 3 og innstrålingen til systemets moduler er lagt fram i Tabell 13. Verdiene er hentet fra Metrum databasen. Verdier for modulvirkningsgraden og totalt modulareal til modulene i Ongrid system 3 er vist i Tabell 14. Verdiene er hentet fra databladet til moduler av typen REC SM 220 W, som finnes i vedlegg A.

Tabell 13: Tabellen viser Metrum-verdier for månedlig energi levert til nettet fra Ongrid system 3 og innstrålingen til systemets moduler i april og mai 2012.

	Energiproduksjon [kWh]:	Innstråling til modulene [kWh/m ²]
April	9273	117
Mai	13070	171

Tabell 14: Tabellen viser en oversikt over modulvirkningsgraden og det totale modularealet til modulene i Ongrid system 3. verdiene er hentet fra databladet til moduler av typen REC SM 220 W. Hele databladet finnes i vedlegg A.

Modulvirkningsgrad	13,3 %
Totalt modulareal	660 m ²

Ytelsesfaktoren beregnet på egenmålte data fra Metrum fra april og mai 2012 er lagt fram i Tabell 15.

Tabell 15: Tabellen viser ytelsesfaktoren for Ongrid system 3 for april og mai, beregnet på Metrum-verdier fra 2012.

	April	Mai	Totalt
Ytelsesfaktor	0.90	0.87	0.88

Ytelsesfaktoren for april og mai er 0.88, det vil si at anlegget har god ytelse i april og mai. Det forventes god ytelse i anlegget i disse månedene på grunn av lav lufttemperatur og gode innstrålingsforhold. Med tanke på at Ongrid system 3 består av moduler med defekter og har en transformator som trekker mye effekt også ved tomgang er dette resultatet svært godt. Det er gode muligheter å produsere solenergi fra PV-moduler i Sverige og Norge på våren.

Videre blir ytelsesfaktoren for hele året beregnet med data fra Meteocontrol og Fortum.

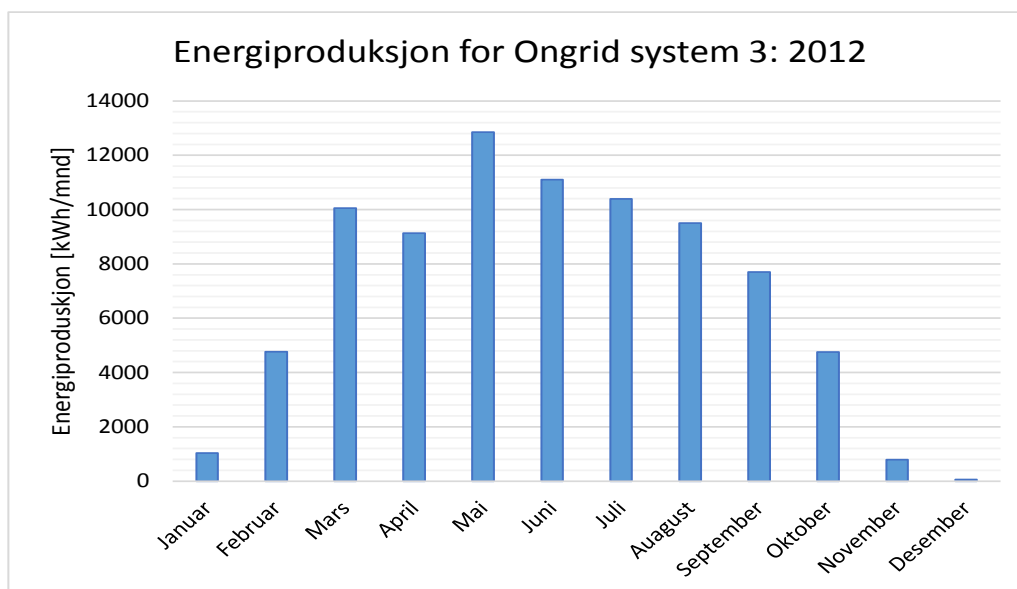
4.3.3 Verdier som benyttes til beregning av ytelsesfaktoren til Ongrid system 3

Ytelsesfaktoren er beregnet ved hjelp av ligning (26) (side25). Parametere som benyttes i beregningene er modul-virkningsgrad, totalt modulareal, innstråling til moduloverflaten og energien levert fra systemet. I dette kapittelet blir de data som er benyttet i beregningen av ytelsesfaktoren for hele 2012 lagt fram. Beregningene er gjort på måledata fra 2012. Siden det ikke finnes Metrum-data for hele året benyttes data fra andre kilder. For systemets

energiproduksjon benyttes Fortum-verdier. Verdiene er lagt fram i Tabell 16 og Figur 39. For innstrålingen til modul i systemet vil verdier fra Meteocontrol benyttes. Verdiene er lagt fra i Tabell 17 og Figur 40. Verdier for modulvirkningsgraden og totalt modulareal til modulene i Ongrid system 3 er vist i Tabell 14. Verdiene er hentet fra databladet til moduler av typen REC SM 220 W, som finnes i vedlegg A.

Tabell 16: Tabellen viser måneds-verdier for energiproduksjonen fra GECs Ongrid system 3 i 2012. Dataene er målt av Fortum.

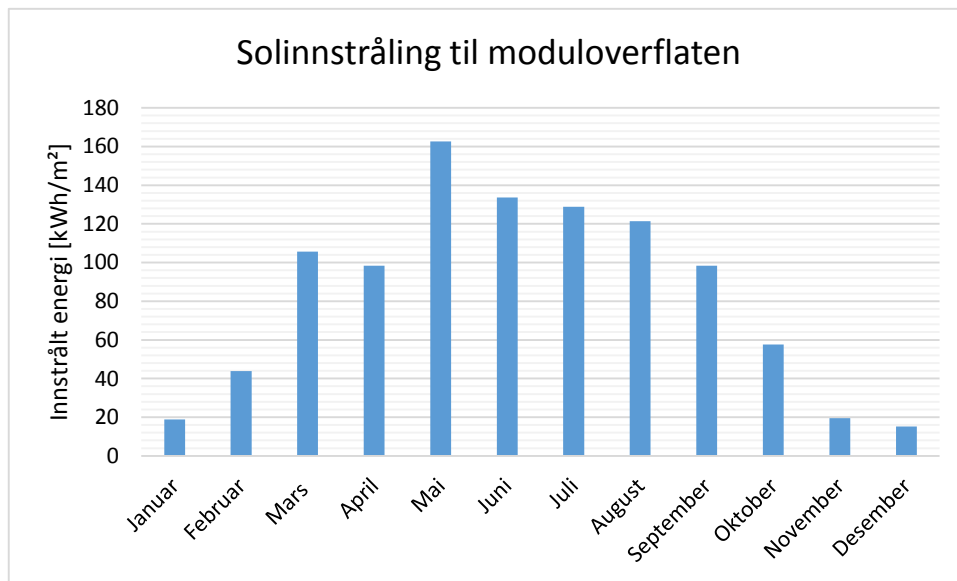
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	Totalt
Energiprod. [kWh]	1032	4770	10056	9132	12852	11100	10392	9498	7704	4752	792	60	82140



Figur 39: Figuren viser månedlig energiproduksjonen fra GECs Ongrid system 3 i 2012. Grafen er laget på data målt av Fortum.

Tabell 17: Tabellen viser månedsverdier for innstrålt energi til modulooverflaten for GECs Ongrid system 3 i 2012. Dataene er fra Meteocontrol.

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	Totalt
Innstråling til modulooverflaten [kWh/m²]	18.8	43.9	105.6	98.4	162.6	133.6	128.8	121.4	98.3	57.6	19.6	15.3	1003.8



Figur 40: Figuren viser Meteocontrol-verdier månedlig innstrålt energi til modulene i Ongrid system 3 for 2012. Verdiene er beregnet fra verdier for global horisontal innstråling.

Meteocontrol-verdiene for innstråling til moduloverflaten er beregnet ut ifra måledata for global horisontal stråling. Beregningene er gjort i PVsyst.

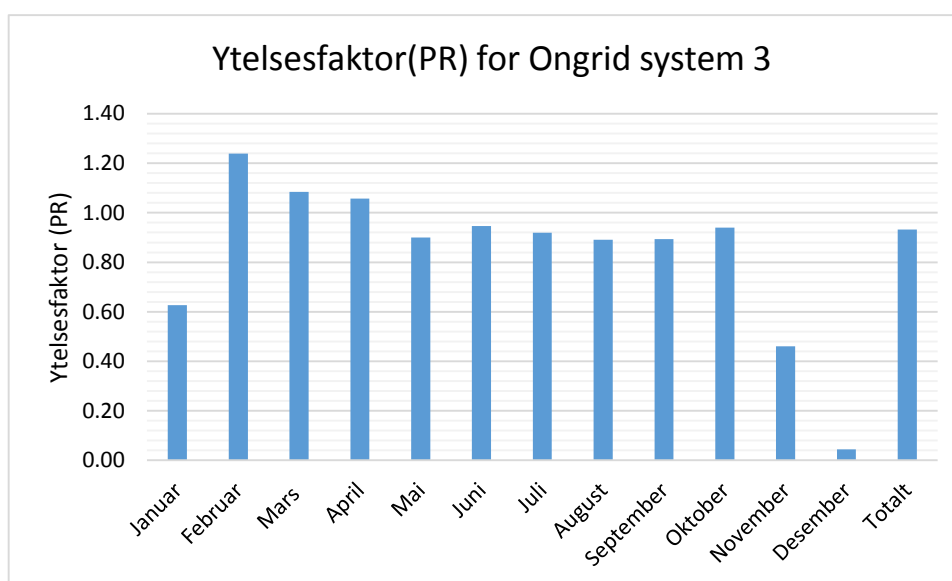
Det går fram av Figur 39 og Figur 40 at det er tydelig samsvar mellom energiproduksjonen fra anlegget og innstrålt energi til modulene. I januar, februar og november er det nesten ingen produksjon i anlegget. I disse månedene er det liten innstråling og i tillegg lav solhøyde som gjør at tap på grunn av innfallsvinkelen (IAM) øker. Transformatorene som trekker en stor tomgangseffekt også når det ikke er produksjon i anlegget vil gjøre at det i desember kan oppstå at forbruket er større enn produksjonen. Fra Tabell 12 går det fram at i Metrum er det registrert en negativ energiproduksjon totalt for desember 2012, altså et energiforbruk. Dette skyldes med stor sannsynlighet transformator tapet ved tomgang. Fortum-verdien for desember 2012 er så vidt positiv. Forskjellen mellom de to verdiene for desember kan skyldes at Fortum-verdiene har fjernet de negative timesverdiene og lagt de i en egen fil, dermed kommer det ikke fram av Fortum-verdiene at forbruket er større enn produksjonen totalt for desember.

4.3.4 Ytelsesfaktoren for Ongrid system 3 beregnet på måledata fra 2012

Verdiene som er benyttet for å beregne ytelsesfaktoren for et helt år er forklart i kapittelet over. Resultatet er lagt fram i Tabell 18 og Figur 41.

Tabell 18: Tabellen viser ytelsesfaktoren (PR) for Ongrid system 3. Faktoren er beregnet for hver måned og totalt for hele året. Verdiene er beregnet på innstrålingsdata fra Meteocontrol og energiproduksjonsdata fra Fortum for 2012.

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Des.	Totalt
PR	0.63	1.24	1.08	1.06	0.90	0.95	0.92	0.89	0.89	0.94	0.46	0.04	0.93



Figur 41: Figuren viser ytelsesfaktoren for Ongrid system 3. Faktoren er beregnet for hver måned og totalt for hele året. Verdiene er beregnet på innstrålingsdata fra Meteocontrol og energiproduksjonsdata fra Fortum for 2012.

Figur 41 og Tabell 18 viser verdier for ytelsesfaktoren som er høyere enn 100 % i februar, mars og april. Det er forventet høy ytelse i disse månedene på grunn av lav lufttemperatur som gir lav modultemperatur og økt virkningsgrad for modulene. Det kan allikevel virke som verdiene for ytelsesfaktoren er for høye. Ved sammenligning av verdiene for april og mai fra beregningene gjort på Metrum-verdiene og beregningene gjort på Fortum- og Meteocontrol-verdier forsterkes dette inntrykket. Årsaken til de høye verdiene kan være at innstrålingsdataene som benyttes ikke er målt lokalt, men beregnet ut ifra satellittmålinger for global horisontal innstråling og diffus horisontal innstråling og deretter regnet om til innstråling til modulplanet. I Tabell 8 er innstrålingsverdier fra både Meteocontrol og Metrum

vist for april og mai. Her går det fram at Meteocontrol-verdiene er litt lavere enn Metrum-verdiene. Det forsterker argumentet om at Meteocontrol-verdiene for innstråling er litt for lave. Ved å bruke for lave verdier for solinnstråling i beregningen av ytelsesfaktor vil det gi for høye verdier. Til tross for at verdien for hele året ser ut til å være litt for høye er det rimelig å anta god ytelse fra anlegget. Ytelsesfaktoren beregnet på Metrum-målte innstrålingsdata og energiproduksjonsdata gav en ytelse på 88% for april og mai, noe som tyder på god ytelse i systemet.

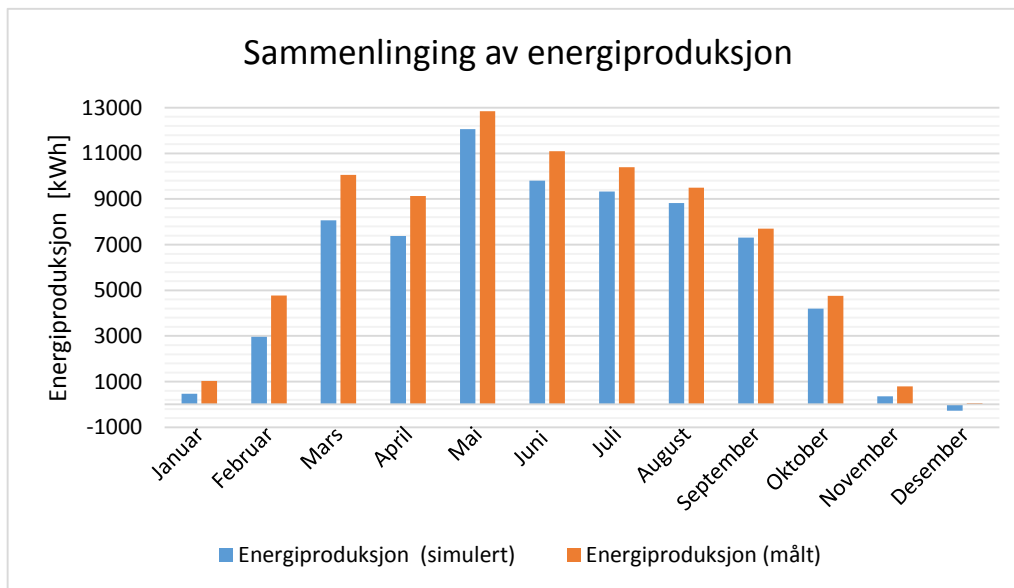
Anlegget inneholder moduler med defekter og en transformator som bruker mye energi ved tomgang, men ytelsesfaktoren er allikevel høy. Ytelsesfaktoren beregnet for hele året er 93 %. Dette er et meget godt resultat med tanke på komponentene som inngår i anlegget. Til tross for at verdiene mest sannsynlig er noe for høye ser det ut til at anlegget yter veldig godt.

4.4 Sammenligning av faktisk og forventet energiproduksjon og ytelsesfaktor

Ved planlegging av store anlegg er det viktig at forventet energiproduksjon stemmer godt med det som faktisk blir produsert fra anlegget etter installasjon. Men det er viktig å huske på at energiproduksjonen fra et PV-system er sterkt avhengig av innstrålingen om varierer fra år til år. Derfor er ytelsesfaktoren ofte en viktig faktor for sammenligning av hvor godt et PV-system fungerer. Ytelsesfaktoren forteller hvor godt systemet yter og anleggets ytelse vil kunne sammenlignes uavhengig av innstrålingsforhold.

Det har blitt benyttet innstrålingsdata fra Meteocontrol for både analysen av faktiske verdier og simulerte verdier. Meteocontrol-verdier for global horisontal innstråling har blitt importert i PVsyst og innstrålingen til moduloverflaten har blitt beregnet i PVsyst ved Hay-modellen. Verdiene for innstråling til moduloverflaten er litt forskjellig, dette skyldes at det er utført to ulike PVsyst-simuleringer av to forskjellige personer. Men disse forskjellene er små og vil ikke ha noen innvirkning på analysen over et helt år.

Figur 42 viser sammenligning av forventet (simulert) og faktisk (målt) energiproduksjon fra Ongrid system 3. Verdiene er gitt i kWh for hver måned.



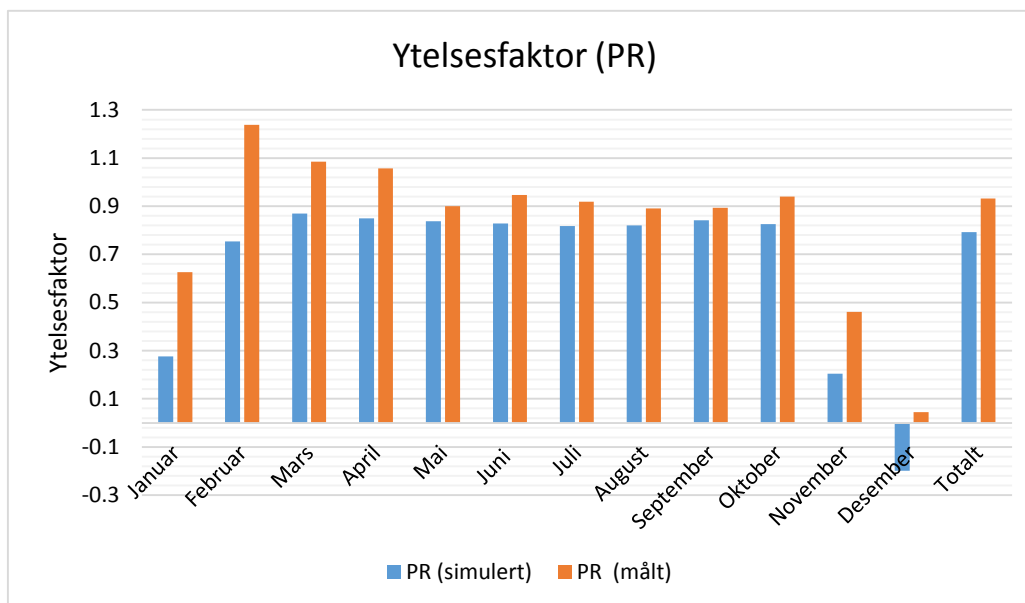
Figur 42: Figuren sammenligner forventet (simulert) og faktisk (målt) energiproduksjon fra Ongrid system 3. Sammenligninger er gjort på grunnlags av data fra 2012.

I motsetning til innstrålingsverdiene går det fram fra Figur 42 at det er stor forskjell mellom den energien som faktisk leveres til nettet sammenlignet med forventede verdier. Forventet energiproduksjon (beregnet med PVsyst) er 14,2 % lavere enn faktisk produksjon. En av årsakene til den store forskjellen i forventet og faktisk energiproduksjon kan være at innstrålingsdataene fra Meteocontrol, som er grunnlag for beregningene i PVsyst, er noe lavere enn de lokalmålte verdiene som finnes i Metrum. Det kan tenkes at verdiene for solinnstråling som ligger til grunn for PVsyst-simuleringen av energiproduksjon er litt for lave og dermed gir en litt for lav energiproduksjon.

I desember forekommer det negativ verdi for energiproduksjon i PVsyst (og i Metrum), men ikke Fortum. Dette skyldes at Fortum-verdiene har fjernet negativ timesverdier og lagt de i egen tabell. Fortum-verdien for desember er lav (60kWh) og synes ikke så godt i Figur 42.

Under kalibreringen av PVsyst-innstillingene var det utfordrende å tilpasse tapsfaktorene slik at simulerte og faktiske verdiene for energiproduksjoner samsvarte. Resultatet fra kalibreringen ble at det generelt var registrert lave verdier for det fleste tapsfaktorene, men allikevel var simulerte verdier noe lavere en faktiske verdier for energiproduksjon. Det kan dermed tenkes at PVsyst gir resultater som er litt for lave for energiproduksjonen.

En sammenligning av forventet (simulert) og faktisk (målt) ytelsesfaktor fra Ongrid system 3 er gjort i Figur 43.



Figur 43: Figuren sammenligner forventet (simulert) og faktisk (målt) ytelsesfaktor for Ongrid system 3. Sammenligninger er gjort på grunnlag av data fra 2012.

Når de samme verdiene er benyttet for innstråling og tydelig forskjellige verdier benyttes for energiproduksjon fører dette til avvikende resultater for ytelsesfaktoren. Det er viktig å tenke på at verdiene for energiproduksjonen i PVsyst gir noe for lave verdier og dette vil ha en innvirkning på den simulerte verdien for ytelsesfaktoren.

Faktisk ytelsesfaktor er 13,7% høyere enn forventet og det tyde at anlegget yter bedre enn forventet. Dette kan, i tillegg til argumentet om for lave innstrålingsdata, skyldes god modulvirkningsgrad på grunn av lav lufttemperatur og gode innstrålingsforhold som til sammen fører til gode muligheter for energiproduksjon fra solcellene til tross for den høye breddegraden GEC befinner seg på.

4.5 Forslag til videre arbeid

Under analysen av Glava Energy Centers solcelleanlegg har det blitt avdekket noen utfordringer. I dette kapittelet blir det foreslått tiltak som kan utføres for å utbedre noen av funnene.

4.5.1 Aktive tiltak i Glava Energy Centers solcelleanlegg

En av utfordringene ved PV-systemene til GEC er at måledata for lange perioder mangler. Aktivering av et automatiske varslingsystem i Metrum kan utføres for at hendelser som oppstår i anlegget enklere vil kunne oppdages og forhindre tap av måledata fra anlegg i framtiden. En slik funksjon finnes allerede i Metrum og kan aktiveres, men ved GEC er det 27 ulike PV-systemer. Det ville være en praktisk utfordring å følge opp et slikt varslings-system med de ressursene som er tilgjengelig i dag.

At anleggets transformator trekker høy effekt ved tomgang er en annen utfordring. Ved å sette inn en bryter som kobler ut transformatoren når det ikke er produksjon i anlegget, vil tomgangstap tilknytte transformatoren reduseres.

Foran solparken står det 4 bjørketrær som til tider kaster skygge på PV-modulene. Hvis grunneier tillater det anbefales det at trærne fjernes.

Registrering av snødekke på modulene i parken er en et annet tiltak som kan gi spennende analysemuligheter. Ved å sette opp et webkamera kan det fastsette når det ligger snø på modulene (og eventuelt på bakken). For å kartlegge snødekke er det nødvendig med oppfølging og logging av data. Det kan for eksempel skrives en masteroppgave som har snødekke av moduler som tema.

4.5.2 Analyseoppgaver

I denne oppgaven har analyse av GECs Ongrid system 3 (solpark 1) vært i hovedfokus sammen med værstasjonen. Ongrid system 1 og 2 har blitt gjennomgått, men grundig analyse av måledata gjenstår. Alle systemene har ulike tidspunkter for eksisterende måledata i Metrums database, så tidspunktene for eksistens av måledata for Ongrid system 3 gjelder ikke for de andre systemene. For å utføre god analyse av PV-systemene er det relevant å ha en oversikt over tidsrom for hendelser som har ført til redusert eller ingen produksjon fra systemene.

Det har i Ongrid system 3 vært utfordringer med sikringer som går i stykker, noe som oppdages ved at det manuelt måles strøm i alle strengene i systemene. Tidspunktene for når

det har vært ødelagte sikringer i Ongrid system 3 er ikke registrert og kartlagt. På grunn av størrelsen til systemet vil det forekomme at sikringer går i stykker uten at det kommer fram av måledata for energiproduksjonen. En løsning får å avdekke tidspunktene det har vært ødelagte sikringer er å sammenligne produksjonen fra Ongrid system 3 med for eksempel Ongrid system 1. Forholdet mellom energiproduksjonen fra de to systemene vil kunne gi en indikasjon på om det er full drift eller om noen deler/strenger har vært ute av drift. I Ongrid system 2 har det oppstått hendelser i løp av årene de har vært i drift. Flere moduler har blitt ødelagt på grunn av blant annet steinkasting. Det vil kunne være nyttig å sammenligne måledata fra systemet 2 med måledata fra system 1 for å kartlegge tidsrommene for hendelser som har ført til redusert energiproduksjon fra anlegget.

En annen faktor som kan være spennende og nyttig å studere nærmere er de lokalt målte innstrålingsdataene. For noen av pyranometrene i værstasjonen er måledataene tydelig avvikende fra null W/m^2 om natten noe som er uventet. Analyse av innstrålingsdata fra instrumentene med avvikende verdier der det korrigeres for feil kan gi spennende analysemuligheter for blant annet bakkerefleksjon, som vil være nyttig for å anslå korrekt albedo.

5 Konklusjon

I denne oppgaven har ulike kilder for meteorologiske data blitt evaluert. Som kilde for meteorologiske data ble Meteocontrol benyttet på grunn av god oppløsning for tidsintervallet til målingene (timesverdier) og tilgjengeligheten av måledata for tidsperioden for analyse av faktiske produksjonsdata (2012). Dataene fra Meteocontrol er basert på satellittmålinger som fører til at det er en usikkerhet knyttet til målingene. Det kan se ut som verdiene for solinnstråling er litt for lave, sammenlignet med lokalmålte verdier for Glava Energy Center. Lokalmålte verdier for solinnstråling er kun tilgjengelig for noen få måneder og kan ikke brukes som grunnlag for PVsystem-simuleringen.

Videre har PV-systemet blitt simulert i PVsyst og produksjonsdata har blitt analysert. Systemet som har blitt analysert er Ongrid system 3 i Solpark 1 på Glava Energy Center.

Forventet energiproduksjon til anlegget har blitt simulert i PVsyst og sammenlignet med faktisk målt energiproduksjon. I tillegg har forventet og faktiske ytelsesrate blitt beregnet og sammenlignet. Forventet årlig energiproduksjon er 70479 kWh og faktisk årlig energiproduksjon er 82140 kWh for 2012. Forventet energiproduksjon (beregnet med PVsyst) er 14,2 % lavere enn faktisk produksjon. Forventet ytelsesfaktor er 0.793 og faktisk ytelsesfaktor er 0.93. Den faktiske ytelsesfaktoren er 13,7% høyere enn den forventede. Innstrålingsdataene fra Meteocontrol som ligger til grunn for PVsystem-simuleringen ser ut til å være litt for lave, noe som er en svakhet ved simuleringen. Det er allikevel grunn til å anta at anlegget yter bedre enn forventet. Den gode ytelsen kan skyldes god modulvirkningsgrad på grunn av lav lufttemperatur som sammen med moderate eller gode innstrålingsforhold (spesielt vår og høst) gir gode muligheter for energiproduksjon fra solcellene.

6 Referanser

1. Rindal, L.B. and F. Salvesen, *Solenergi for varmeformål - Snart lønnsomt?* 2008. 28 p.
2. Halvorsen, U.M., et al., *Mulighetsstudie solenergi*. 2011: Enova SF. 77 p.
3. Sidelnikova, M., et al., *Kostnader i energisektoren - Kraft, varme og effektivisering* 2015. p. 91-99.
4. The European Commission's Joint Research Center. *Solar radiation (Europe) in PVGIS: Computation scheme of solar radiation database*. 2012 [lest: 09.04.2015]; Available from: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solrespvgis.htm>.
5. Chen, C.J., *Physics of solar energy*. 2011, New Jersey: Jhon Wiley & Sons, Inc., Hoboken 326 p.
6. Multicontult, *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013 - Systempriser og energikostnader*. 2013: Enova SF. 36 p.
7. The German Solar Energy Society, *Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers*. 3. ed. 2013, Abingdon, Oxon, United Kingdom: Routledge. 521 p.
8. Boyle, G., *Renewable Energy*. 2. ed. 2004: Oxford University Press 452 p.
9. Honsberg, C. and S. Bowden. *Photovoltaic Education Network*. [lest: 10.08.2014]; Available from: <http://www.pveducation.org/>.
10. Markvart, T., *Solar Electricity*. 2. ed. 2000: Wiley. 298 p.
11. Twidler, J. and T. Weir, *Renewable energy resources* 2ed. 2006, Abingdon Taylor & Francis. 601 p.
12. Green, M.A., *Solar Cells - Operating Principles, Technology and System Application*. 1992, Kensington, Australia: University of NSW. 274 p.
13. PVsyst. *PVsyst Help- Online*. 2014 [lest: 15.8.2014]; Available from: <http://files.pvsyst.com/help/>.
14. ECO Instruments CO. LTD, *Instruction Manual - Pyranometer: MS-802/402/410/602*. 2013. p. 1-27.
15. ECO Instruments CO. LTD, *Instruction manual - Pyrheliometer: MS-56*. 2013. p. 1-27.
16. ECO Instruments CO. LTD, *Operating manual: MS- 4...20mA Converter*. p. 1-11.
17. Stapleton, G., et al. *Your Home: Australia's guide to environmentally sustainable homes: Photovoltaic systems*. 2013 [lest: 12.04.2015]; Available from: <http://www.yourhome.gov.au/energy/photovoltaic-systems>.
18. Thevenard, D., A. Driesse, and D. Turcotte, *Uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions*. 2010: p. 62 p.
19. Tipler, P.A. and G. Mosca, *Physics For Scientists and Engineers* 6. ed. 2008, Madison Avenue, New York, USA: W. H. Freeman and Company. p. 844-849.
20. Wildi, T., *Electrical Machines, Drives, and Power Systems*. 6. ed. 2006, Upper Saddle River, New Jersey Pearson Education International. 934 p.
21. Google. *Google Maps*. 2015 [lest: 01.10.2014]; Available from: <https://www.google.no/maps/>.
22. Payerl, E., *Figur - Solpark I ved Glava Energy Center*. 06.03.2014.
23. Metrum Sweden AB, *Metrum PQ120/140 - Energikvalitetsmåtenheter, klass A*. 8 p.
24. Bergerland, C., *Måleinstrumenter for energimålinger på GECs solpark, Fortum - e-post til Karen Marie Utne Belsby fra Christer Bergerland*. 24.04.2015.
25. Metrum Sweden AB, *Metrum PQ Controller DB: Användarmanual, Svensk version R3.2*. 73 p.
26. *Meteonorm Software* [lest: 08.04.2015]; Available from: <http://meteonorm.com/en/>.

27. SHMI. *Strålning*. [lest: 09.04.2015]; Available from: <http://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/stralning>.
28. Meteocontrol GmbH. *Infomation sheet meteo data*. [lest: 10.04.2015]; Available from: http://www.meteocontrol.com/fileadmin/Downloads/Formulare/Wetterdaten/meteocontrol_meteodata_infosheet.pdf.
29. Thorud, B., *Møte med Seniorrådgiver i solenergi Bjørn Thorud fra Multiconsult*. 18.03.2015: Oslo
30. SoDa. *Time-series of surface meteo variables from MERRA re-analysis*. 2014 [lest: 11.04.2015]; Available from: <http://www.soda-pro.com/de/web-services/meteo-data/merra>.
31. Mariani, M., *Data-order - Meteocontrol -e-post til Karen Marie Belsby fra Marco Mariani ved Oldenburg Universitet i Tyskland*. 19.03.2015.
32. Mermound, A. and B. Wittmer, *PVsyst User's manual - PVsyst6*. 2014. 102 p.
33. SMHI. *Snödjupskartor*. 2014 [lest: 15.10.2014]; Available from: <http://www.smhi.se/kunskapsbanken/meteorologi/snodjupskartor-1.35486>.
34. SMHI. *Snö - Snödjupsobservationer*. [lest: 21.04.2015]; Available from: <http://www.smhi.se/klimatdata/meteorologi/sno>.
35. Eniro. *Kartor*. 2014 [lest: 28.09.2014]; Available from: <http://kartor.eniro.se/>.

Vedlegg

Nedenfor finnes en kort forklaring av oppgavens vedlegg.

Vedlegg A: Elektriske spesifikasjoner for ulike komponenter i GECs solpark 1.

Vedlegg B: Oversikt over dataprogrammene, verktøy og kilder for meteorologiske data som har blitt brukt under arbeidet med denne masteroppgaven.

Vedlegg C: Beskrivelse av PVsyst og de funksjonene i programvaren som har blitt benyttet i simuleringen av GECs solcelleanlegg. I tillegg finnes rapporten fra PVsyst-simuleringen av GECs Ongrid system 3.

Vedlegg D: Matlab-koder til analyse av måledata fra GECs solcelleanlegg og værstasjon.

Vedlegg E: Eksistens av måledata i Metrums database og hendelser som har ført til avbrudd i energiproduksjonen fra Ongrid system 3 på Glava Energy Center.

Vedlegg F: Kalibrering av 4 av GECs pyranometre.

Vedlegg G: Tabeller med verdier for innstråling fra ulike kilder.

Vedlegg A: Elektriske spesifikasjoner for ulike komponenter i GECs solpark 1

Dette vedlegget inneholder datablader og elektriske spesifikasjoner for PV-moduler, invertere og meteorologiske måleinstrumenter som inngår i GECs Ongrid system 1, 2 og 3 tillegg til værstasjonen og som er relevante for arbeidet med denne masteroppgaven. (Vedleggene starter på neste side)

Vedlegg A.1: Datablad for modulene som benyttes i Ongrid system 3: REC SM/SCM 220 W

Contact:

MODULE TYPE	SCM SERIES					
MODEL	SCM205	SCM210	SCM215	SCM220	SCM225	SCM230
ELECTRICAL DATA						
Peak Power Watts - P _{mpp} (Wp)	205	210	215	220	225	230
Power Output Tolerance - P _{mpp} (%)	± 3	± 3	± 3	± 3	± 3	± 3
Maximum Power Voltage - V _{mpp} (V)	28.1	28.2	28.3	28.7	29.1	29.4
Maximum Power Current - I _{mpp} (A)	7.3	7.5	7.6	7.7	7.7	7.8
Open Circuit Voltage - V _{oc} (V)	36.1	36.1	36.3	36.6	36.8	37.1
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	7.9	8.1	8.1	8.2	8.2	8.3
Temperature Coefficient of P _{mpp} (%/°C)	- 0.452	- 0.452	- 0.452	- 0.452	- 0.452	- 0.452
Temperature Coefficient of V _{oc} (%/°C)	- 0.34	- 0.34	- 0.34	- 0.34	- 0.34	- 0.34
Temperature Coefficient of I _{sc} (%/°C)	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074
Cell Efficiency (%)	14.0	14.4	14.7	15.1	15.4	15.8
Module Efficiency (%)	12.4	12.7	13.0	13.3	13.6	13.9
Max Series Fuse Rating (A)	15	15	15	15	15	15
Values at Standard Test Conditions STC (Air Mass AM 1.5, Irradiance 1000 W/m ² , Cell temperature 25 °C)						
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) 47.5°C ± 2						
The NOCT values are reached at an irradiance of 800 W/m ² , at an ambient temperature of 68 °F [20 °C] and a wind speed of 1 m/s.						
Performance measurements at different low irradiance levels: 800 W/m ² = - 19.6%, 500 W/m ² = - 49.8%, 200 W/m ² = - 80.6%.						

SIZE AND WEIGHT	SCM SERIES	
Area	17.76 ft ²	[1.65 m ²]
Length	65.55 in	[1665 mm]
Width	39.02 in	[991 mm]
Thickness with frame	1.69 in	[43 mm]
Weight	48.50 lbs	[22 kg]

OPERATING CONDITIONS

Module temperature range	- 40... + 176°F [- 40... + 80°C]
Maximum System Voltage	600 V
Mechanical load	5400 Pa, equals 112.8 lbs/ft ² [551 kg/m ²]
Wind speed	Rated for wind speed of up to 122 mph [197 km/h] with security factor 3*.
Fire Rating:	Class C

* Tested with 3 x 122 mph (security factor 3).

GENERAL

Cells	
Multi-crystalline cells	156mm x 156mm, 60 in series per module.
Module	
Front	High-transparency solar glass with antireflection surface treatment.
Encapsulation	EVA.
Backsheet	TPT foil.
Junction box	Multi-Contact Solarline 2 (MC4), 3 bypass diodes.
Frame	Clear anodized aluminium.
Connection	
	2 x 61 inches [1.55 m] solar cables with MC4 connectors.

Note: Specifications subject to change without notice.



CERTIFICATION / STANDARDS

Complies to UL 1703 - 3rd edition



Version - A August 2008

Vedlegg A.2: Datablad for noen av modulene i Ongrid system 2: ITS Integration Plus MonoUp 200 W (MC1)



Electrical data:

ITS 220 MC1 (3 busbars, clear anodized frame):

STC (Standard Test Conditions)*

Pmax	Wp	190	200	210	220	230
Power output tolerance	%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-5%
Vmpp	V	27,30	27,80	28,20	28,60	29,10
Impp	A	6,99	7,24	7,45	7,71	7,92
Voc	V	35,00	35,40	35,70	36,00	36,30
Isc	A	7,49	7,73	7,99	8,25	8,48
IR****	A	16	16	16	17	17

NOCT (Normal Operation Cell Temperature)**

Pmax	Wp	135	143	151	158	166
Vmpp	V	24,70	25,20	25,60	25,90	26,40
Voc	V	32,70	32,90	33,10	33,30	33,60
Isc	A	6,04	6,24	6,43	6,64	6,82

ITS 220 NC1 (2 busbars, clear anodized frame):

STC (Standard Test Conditions)*

Pmax	Wp	190	200	210	220	230
Power output tolerance	%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-5%	+/-5%
Vmpp	V	27,70	28,37	29,05	29,57	29,91
Impp	A	6,86	7,05	7,23	7,44	7,69
Voc	V	35,10	35,50	35,80	36,10	36,40
Isc	A	7,30	7,50	7,70	8,00	8,20
IR****	A	15	15	15	16	16

NOCT (Normal Operation Cell Temperature)**

Pmax	Wp	135	143	151	158	166
Vmpp	V	25,80	26,00	26,20	26,30	26,50
Voc	V	32,90	33,10	33,30	33,50	33,80
Isc	A	5,93	6,13	6,32	6,53	6,70

Module efficiency reduction at 200 W/m ² ***	-0.6 (± 0.3)% abs.
typ. Temperature Coefficient of P _N	-0.50 %/K
typ. Temperature Coefficient of U _{oc}	-0.37 %/K
typ. Temperature Coefficient of I _{sc}	0.03 %/K
Max. System Voltage	1000 V
IP protection level	IP 65
Module Technology	Glass-Foil-Laminate with clear anodized aluminum frame
Module Design	Cover material: high transparent solar glass (tempered), 4 mm, Encapsulation: EVA-Solar Cells-EVA, Back material
No. and Type of Solar Cells	60 monocrystalline solar cells, 156 x 156 mm, 180 µm ± 30 µm
Cables	Junction box with Tyco Plug connector cables, 2 x 4 mm ² , length: each 1.2 m
Bypass-Diodes	3 pcs.
Dimensions (LxWxH)	1680 x 990 x 50 mm
Weight	24 kg
Operating Temperature Range	-40 ... +80 °C
Ambiente Temperature Range	-40 ... +45 °C
NOCT**	45 °C
Mechanical ratings	Suction pressure of 2400 Pa approved (Wind speed 130 km/h with safety factor 3), load of 5400 Pa approved
Qualifications	IEC 61215 (in preparation) IEC 61730 (in preparation)
Measuring tolerances	Pmax @ STC ± 5%, all other electric parameters ± 10%

- * STC : Standard Test Conditions, measurement conditions: intensity irradiation 1000 W/m², spectral distribution AM 1.5, temperature 25 ± 2°C, acc to standard EN 60904-3
- ** NOCT : Normal Operation Cell Temperature, measurement conditions: irradiation intensity 800 W/m², spectral distribution 1.5, temperature 20 °C, wind speed 1 m/s.
- *** Reduced performance modules with the decrease in the intensity of irradiation of 1000 W/m² and 200 W/m², temperature 25 °C according EN 60904-1
- **** Return current permissible use an external power supply is authorized only if the modules use a fuse calibrated to < 2 x I_{sc} @ STC*

Vedlegg A.3: Datablad for moduler i Ongrid system 2: ITS economy third MonoUp 210 W/ ITS economy half MonoUp 210 W

ITSEconomyhalf cell/third cell – PolyUp STC*

P _{max}	W _p	190	200	210	220	230
U _{mpp}	V	27.55	28.00	28.20	28.30	28.50
I _{mpp}	A	6.90	7.20	7.50	7.70	8.00
U _{oc}	V	35.60	35.90	36.30	36.50	36.70
I _{sc}	A	7.55	7.80	8.10	8.30	8.60
IR****	A	15	16	16	17	17
η	%	11.62 – 12.22	12.23 – 12.83	12.84 – 13.44	13.45 – 14.05	14.06 – 14.67

NOCT**

P _{max}	W _p	140	147	155	162	168
U _{mpp}	V	25.50	25.60	25.70	25.80	26.00
U _{oc}	V	33.60	33.70	33.90	34.10	34.20
I _{sc}	A	6.10	6.30	6.40	6.70	6.90

Temperaturkoeffizienten

P _n	-0.46 %/K
U _{oc}	-0.35 %/K
I _{sc}	0.05 %/K

ITSEconomyhalf cell/third cell – MonoUp STC*

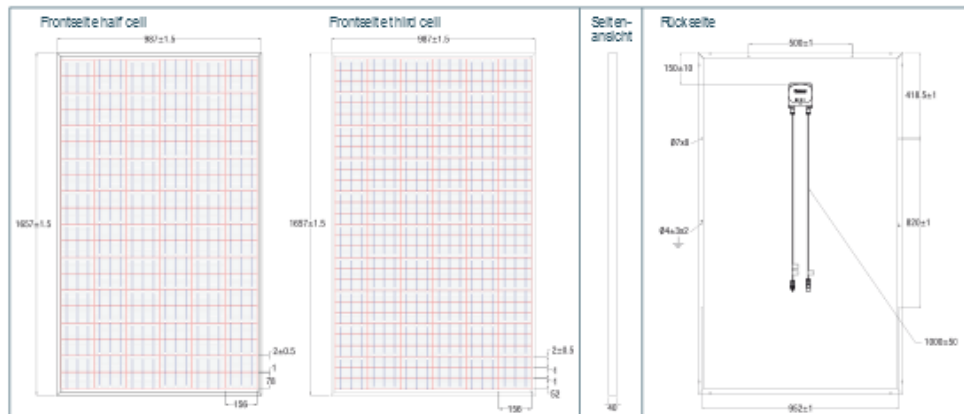
P _{max}	W _p	190	200	210	220	230
U _{mpp}	V	27.70	28.40	29.00	29.60	29.90
I _{mpp}	A	6.90	7.00	7.20	7.40	7.70
U _{oc}	V	35.10	35.50	35.80	36.10	36.40
I _{sc}	A	7.30	7.50	7.70	8.00	8.20
IR****	A	15	15	15	16	16
η	%	11.62 – 12.22	12.23 – 12.83	12.84 – 13.44	13.45 – 14.05	14.06 – 14.67

NOCT**

P _{max}	W _p	135	145	150	160	165
U _{mpp}	V	24.30	24.70	25.20	25.70	26.30
U _{oc}	V	32.40	32.60	33.10	33.30	33.50
I _{sc}	A	6.10	6.35	6.50	6.70	6.95

Temperaturkoeffizienten

P _n	-0.50 %/K
U _{oc}	-0.37 %/K
I _{sc}	0.03 %/K



Beide Modultypen sind mit 2 oder 3 Busbars erhältlich.

* STC – Standard Test Conditions: Bestrahlungsstärke 1000 W/m², Spektrale Verteilung AM 1.5, Temperatur 25 ± 2° C entsprechend EN 60904-3

** NOCT – Normal Operation Cell Temperature: Bestrahlungsstärke 800 W/m², AM 1.5, Temperatur 20° C, Windgeschwindigkeit 1 m/s

*** Reduktion des Modulwirkungsgrades bei Rückgang der Bestrahlungsstärke von 1000 W/m² auf 200 W/m², Temperatur 25° C, entsprechend EN 60904-1

**** Rückstrombelastbarkeit: Betrieb der Module mit eingepeltem Plerstrom ist nur bei Verwendung geher Strangsicherung mit Ausbleistrom < 2 x I_{sc} @ STC zulässig
Dieses Datenblatt entspricht den Vorgaben der EN 50338

Innotech Solar behält sich das Recht vor, Spezifikationen kurzfristig ändern zu können.

Beide Modultypen

NOCT**	45° C
Reduktion des Modulwirkungsgrades bei 200 W/m ² ****	-0,6 (± 0,3)% abs.
Max. Systemspannung	1000 V
IP Schutzgrad	IP 65
Modultechnologie	Glas-Folie-Laminat mit Aluminiumrahmen
Moduldesign	Deckmaterial: hochtransparentes Solarglas (gehärtet), 3,2 mm Verkapselung: EVA-Solarzellen-EVA-Rückseitenmaterial
Solarzellen	120 (halb) oder 180 (drittel) kristalline Solarzellen, 156 x 78 mm (halb), 156 x 52 mm (drittel), 180 µm ± 30 µm
Kabel und Kabelanschluss	Anschlussdose mit Tyco oder MC4 (kompatiblen) Steckverbindern, 2 x 4 mm ² , Kabellänge je 1 m
Bypass-Dioden	3 Stück
Abmessungen (LxBxH)	1657 x 987 x 40 mm
Gewicht	18,5 kg
Betriebstemperaturbereich	-40 ... +80° C
Umgebungstemperaturbereich	-40 ... +45° C
Mechanische Belastbarkeit	Soglast geprüft bis 2400 Pa (Windgeschwindigkeit 130 km/h mit Sicherheitsfaktor 3) Auflast geprüft bis 5400 Pa
Konformität	IEC 61215 IEC 61730
Messtoleranzen	P _{max} @ STC ± 5%, alle anderen elektrischen Werte ± 10%

Vedlegg A.4: Datablad for moduler i Ongrid system 2: ITS economy MonoUp 220 W

ITS Premium/Economy – PolyUp

STC*

Pmax	Wp	190	200	210	220	230
Vmpp	V	27.20	28.00	28.70	28.80	29.10
Impp	A	7.00	7.10	7.30	7.60	7.90
Voc	V	35.00	35.80	36.00	36.60	36.70
Isc	A	7.40	7.60	7.70	8.00	8.20
IR****	A	15	15	16	16	16
η	%	11.45 – 12.04	12.05 – 12.64	12.65 – 13.24	13.25 – 13.85	13.86 – 14.45

NOCT**

Pmax	Wp	135	145	153	160	167
Vmpp	V	25.30	25.50	25.60	25.80	26.20
Voc	V	33.40	33.60	33.70	34.00	34.30
Isc	A	6.05	6.30	6.45	6.70	6.90

Temperature Coefficients

Pn	-0.46 %/K
Voc	-0.35 %/K
Isc	0.05 %/K

ITS Premium/Economy – MonoUp

STC*

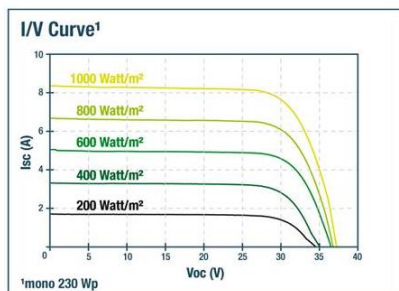
Pmax	Wp	190	200	210	220	230
Vmpp	V	27.30	27.80	28.20	28.60	29.10
Impp	A	7.00	7.20	7.50	7.70	7.90
Voc	V	35.00	35.40	35.70	36.00	36.30
Isc	A	7.50	7.70	8.00	8.30	8.50
IR****	A	15	15	16	17	17
η	%	11.45 – 12.04	12.05 – 12.64	12.65 – 13.24	13.25 – 13.85	13.86 – 14.45

NOCT**

Pmax	Wp	135	143	151	158	166
Vmpp	V	24.70	25.20	25.60	25.90	26.40
Voc	V	32.70	32.90	33.10	33.30	33.60
Isc	A	6.00	6.20	6.40	6.60	6.80

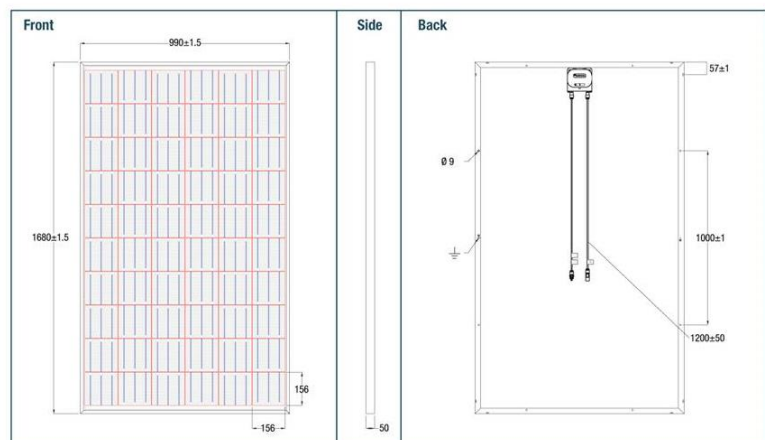
Temperature Coefficients

Pn	-0.50 %/K
Voc	-0.37 %/K
Isc	0.03 %/K



Both Module Types

NOCT**	45°C
Module efficiency reduction at 200 W/m ² ***	-0.6 (± 0.3)% abs.
Max. System Voltage	1000 V
IP protection level	IP 65
Module Technology	Glass-Foil-Laminate with aluminum frame
Module Design	Cover material: high transparent solar glass (tempered), 4 mm Encapsulation: EVA-Solar Cells-EVA Back material
No. and Type of Solar Cells	60 crystalline solar cells, 156 x 156 mm, 180 μm ± 30 μm
Cables	Junction box with Tyco Plug connectors, 2 x 4 mm ² , length: each 1.2 m
Bypass-Diodes	3 pcs.
Dimensions (l x w x h)	1680 x 990 x 50 mm
Weight	24 kg
Operating Temperature Range	-40 ... +80°C
Ambient Temperature Range	-40 ... +45°C
Mechanical ratings	Suction pressure of 2400 Pa approved (Wind speed 130 km/h with safety factor 3), load of 5400 Pa approved
Compliant with	IEC 61215 IEC 61730
Measuring tolerances	Pmax @ STC ± 5%, all other electric parameters ± 10%



* STC – Standard Test Conditions, measurement conditions: intensity irradiation 1000 W/m², spectral distribution AM 1.5, temperature 25 ± 2°C, according to standard EN 60904-3

** NOCT – Normal Operation Cell Temperature, measurement conditions: irradiation intensity 800 W/m², AM 1.5, temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

*** Reduced performance with the decrease in the intensity of irradiation of 1000 W/m² and 200 W/m², temperature 25°C according to EN 60904-1

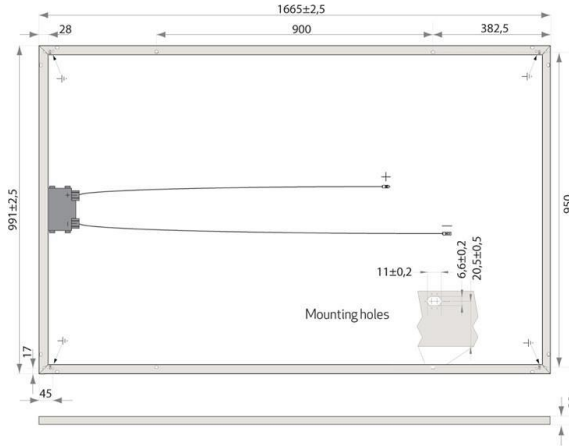
**** Reverse current power rating: operation of the modules with an external power source is only permitted with a string fuse with a release current of < 2 x Isc @ STC*

This datasheet conforms to EN 5038.

Innotech Solar reserves the right to change specifications without notice.

Vedlegg A.5: Datablad for moduler i Ongrid system 1: REC PE 225 W

REC PEAK ENERGY BLK SERIES



ELECTRICAL DATA @ STC	REC225PE	REC230PE	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE
	BLK	BLK	BLK	BLK	BLK	BLK
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	225	230	235	240	245	250
Watt Class Sorting - (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	28.9	29.2	29.6	29.9	30.2	30.5
Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	7.79	7.88	7.96	8.04	8.12	8.20
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	36.2	36.5	36.7	37.0	37.2	37.5
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	8.34	8.43	8.51	8.60	8.68	8.76
Module Efficiency (%)	13.6	13.9	14.2	14.5	14.8	15.1

Values at standard test conditions STC (airmass AM1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C).
At low irradiance of 200 W/m² (AM1.5 and cell temperature 25°C) at least 97% of the STC module efficiency will be achieved.

ELECTRICAL DATA @ NOCT	REC225PE	REC230PE	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE
	BLK	BLK	BLK	BLK	BLK	BLK
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	167	170	173	176	179	182
Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	26.6	26.8	27.1	27.3	27.6	27.9
Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	6.27	6.33	6.39	6.45	6.51	6.56
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	33.4	33.6	33.8	34.1	34.3	34.5
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	6.79	6.85	6.90	6.96	7.01	7.06

Nominal cell operating temperature NOCT (800 W/m², AM1.5, windspeed 1 m/s, ambient temperature 20°C).

CERTIFICATION

Certified to IEC 61215 & IEC 61730, IEC 62716 (ammonia resistance) & IEC 61701 (salt mist - severity level 6).

PV CYCLE
Member of PV Cycle

WARRANTY

10 year product warranty.
25 year linear power output warranty
(max. degradation in performance of 0.7% p.a.).

15.1% EFFICIENCY

10 YEAR PRODUCT WARRANTY

25 YEAR LINEAR POWER OUTPUT WARRANTY

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) 47.9°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MPP} -0.43 %/°C
Temperature Coefficient of V_{OC} -0.33 %/°C
Temperature Coefficient of I_{SC} 0.074 %/°C

GENERAL DATA

Cell Type 60 REC PE multi-crystalline cells
3 strings of 20 cells - 4 by-pass diodes
Glass 3.2 mm solar glass with antireflection surface treatment by Sunarc Technology
Back Sheet Double layer highly resistant polyester
Frame Black anodized aluminium
Junction box IP67
Cable 4mm² solar cable, 0.90m +1.20m
Connectors Hosiden 4mm² (HSC 2009/2010) MC4 connectable

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature -40 ... +80°C
Maximum System Voltage 1000V
Maximum Snow Load 550 kg/m² (5400 Pa)
Maximum Wind Load 244 kg/m² (2400 Pa)
Maximum Series Fuse Rating 25A
Maximum Reverse Current 25A

MECHANICAL DATA

Dimensions 1665 x 991 x 38 mm
Area 1.65 m²
Weight 18 kg

Note! Specifications subject to change without notice.

RevK-01.2012

REC is a leading vertically integrated player in the solar energy industry. Ranked among the world's largest producers of polysilicon and wafers for solar applications and a rapidly growing manufacturer of solar cells and modules, REC also engages in project development activities in selected PV segments. Founded in Norway in 1996, REC is an international solar company employing about 4,000 people worldwide with revenues close to EUR 1.7 billion. Visit www.recgroup.com to learn more about REC.



Vedlegg A.6: Datablad for inverteren til Ongrid system 3: PSV800-57-0100kW-A

ABB central inverters

Maximum energy and feed-in revenues

ABB central inverters have a high efficiency level. Optimized and accurate system control and a maximum power point tracking (MPPT) algorithm ensure that maximum energy is delivered to the power network from the solar modules. For end users this generates the highest possible revenues from the feed-in tariffs now common in many countries.

Proven ABB components

The inverters comprise proven ABB components with a long track record of performance excellence in demanding applications and harsh environments. Equipped with extensive electrical and mechanical protection, the inverters are engineered to provide a long and reliable service life of at least 20 years.

Compact and modular design

The inverters are designed for fast and easy installation. The industrial design and modular platform provides a wide range of options like remote monitoring, fieldbus connection and integrated DC cabinets. The inverters are customized and configured to meet end user needs and are available with short delivery times.

Effective connectivity

ABB's transformerless central inverter series enables system integrators to design the solar power plant using a combination of different power rating inverters, which are connected to the medium voltage grid centrally.

In certain conditions, the ABB central inverter's topology allows a parallel connection directly to the AC side,

enabling electricity to be fed to the grid via a single transformer. This avoids the need for each central inverter to have its own transformer, thereby saving cost and space. However, in systems where the DC side needs to be grounded, an inverter dedicated winding within a transformer, or a separate transformer, must be used always.



Technical data and types

Type designation	PVS800 -57-0100kW-A	PVS800 -57-0250kW-A	PVS800 -57-0315kW-B	PVS800 -57-0500kW-A	PVS800 -57-0630kW-B
	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW
Input (DC)					
Maximum input power ($P_{PV, max}$) ¹⁾	120 kW _p	300 kW _p	378 kW _p	600 kW _p	756 kW _p
DC voltage range, mpp ($U_{DC, mpp}$)	450 to 825 V	450 to 825 V	525 to 825 V	450 to 825 V	525 to 825 V
Maximum DC voltage ($U_{DC, max}$)	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
Maximum DC current ($I_{DC, max}$)	245 A	600 A	615 A	1145 A	1240 A
Voltage ripple	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Number of protected DC inputs (parallel)	1 (+/-) / 4 ²⁾	2, 4, 8 (+/-) / 8 ²⁾	2, 4, 8 (+/-)	4, 8, 12 (+/-) / 16 ²⁾	4, 8, 12 (+/-)
Output (AC)					
Nominal AC output power ($P_{AC, N}$)	100 kW	250 kW	315 kW ³⁾	500 kW	630 kW ³⁾
Nominal AC current ($I_{AC, N}$)	195 A	485 A	520 A	965 A	1040 A
Nominal output voltage ($U_{AC, N}$) ⁴⁾	300 V	300 V	350 V	300 V	350 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ⁵⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Power factor compensation (cosφ)	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Distribution network type ⁶⁾	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT
Efficiency					
Maximum ⁷⁾	98.0%	98.0%	98.6%	98.6%	98.6%
Euro-eta ⁷⁾	97.5%	97.6%	98.3%	98.2%	98.4%
Power consumption					
Own consumption in operation	< 350 W	< 350 W	< 350 W	< 550 W	< 550 W
Standby operation consumption	60 W	60 W	60 W	70 W	70 W
External auxiliary voltage ⁸⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensions and weight					
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	1030/2130/646	1830/2130/646 ⁹⁾	1830/2130/646 ⁹⁾	2630/2130/646 ⁹⁾	2630/2130/646 ⁹⁾
Weight appr. ⁹⁾	550 kg	1100 kg	1100 kg	1800 kg	1800 kg

¹⁾ Inverter limits the power to a safe level

²⁾ Optional MCB inputs, 80 A inputs

³⁾ Up to 10% overloadability at lower temperatures. Maximum 110% at 25 °C. See the user manual for details.

⁴⁾ Grid voltage (+/- 10%)

⁵⁾ At nominal power

⁶⁾ Inverter side must be IT type

⁷⁾ Without auxiliary power consumption at min U_{DC}

⁸⁾ 115 V, 60 Hz optional

⁹⁾ For the smallest number of protected inputs. See the user manual for details.

THEIA TL STRING

INVERTERS: 4.3kW TO 7.2kW



TECHNICAL SPECIFICATIONS


MODEL		4300TL	4800TL	5300TL	6300TL	7200TL
INPUT DATA						
Max. PV power	Wp	4800	5400	6000	7100	8100
Max. DC power	W	4300	4800	5300	6300	7200
Max. DC voltage	V _{dc}	880	880	880	880	880
Voltage range MPPT	V _{dc}	351 to 710	348 to 710	349 to 710	350 to 710	351 to 710
Max. input current	A _{dc}	13.0	14.5	16.0	18.5	21.0
Number of PV string inputs		2	2	2	3	3
Number of MPP trackers		1				
Input protection		Optional DC switch disconnecter, integrated in the device Reverse voltage protection				
OUTPUT DATA						
Max. AC Power	W	4120	4600	5000	6000	6900
Nominal output power	W	3750	4200	4600	5500	6300
Mains output voltage range	V _{ac}	230V (+/-20 %) single phase *				
Mains frequency:	Hz	47.5 to 52.5 *				
Max. AC Current	A _{ac}	17.9	20.0	21.7	26.1	30.0
Nominal AC Current	A _{ac}	16.3	18.3	20.0	23.9	27.4
Output protection		Short circuit detection 1-phase or 3-phase grid monitoring				
PERFORMANCE DATA						
Maximum Efficiency:	%	>97,3	>97,4	>97,4	>97,7	>98,0
EU Efficiency:	%	>96,8	>96,9	>96,9	>97,3	>97,6
Power Feed Starts at	W	7	7	7	8	8
Night mode power	W	< 2				
MECHANICAL DATA						
Protection degree (EN 60529)		IP 66				
Dimensions	mm	H 720 x W 320 x D 250				
Weight	kg	27	28	28	29	29
Cable access		Bottom				
Input cable connection		MC4				
Output cable connection		Spring Clamp Technology				
DESIGN STANDARDS						
EM compatibility:		EN 61000-6-2, EN 61000-6-3				
CE marking:		Yes				
Other standards:		DIN VDE V 0126-1-1 EN 50438, AS 4777, ENEL Guidelines, RD 1663, RD 661, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12				
ENVIRONMENTAL DATA						
Operating temperature:	°C	-20 to +60 (output power derating above +45°C)				
Storage temperature:	°C	-20 to +80				
Ventilation		Convection cooling (fan assist at high temperature)				
INTERFACE						
Front panel		Full graphic LCD: 170 x 76 pixels				
Embedded datalogger		Memory capacity for 30yrs operation				
Service		EIA 232, 9-pin D-sub female				
Remote connection option		EIA485, 2x RJ45 for network components				
Volt free contact option		1x Change over contact: 24V _{ac} /2A rated				

*- voltage and frequency range adjustable to specific grid settings
357101.DS3 rev4 - Specifications subject to change without notice

Vedlegg A.8: Datablad for inverteren som benyttes i Ongrid system 1: Sunny Boy 4000TL-US

Technical data	Sunny Boy 3000TL-US		Sunny Boy 3800TL-US		Sunny Boy 4000TL-US	
	208 V AC	240 V AC	208 V AC	240 V AC	208 V AC	240 V AC
Input (DC)						
Max. usable DC power (@ cos ϕ = 1)	3200 W		4200 W		4200 W	
Max. DC voltage	600 V		600 V		600 V	
Rated MPPT voltage range	175 - 480 V		175 - 480 V		175 - 480 V	
MPPT operating voltage range	125 - 500 V		125 - 500 V		125 - 500 V	
Min. DC voltage / start voltage	125 V / 150 V		125 V / 150 V		125 V / 150 V	
Max. operating input current / per MPP tracker	18 A / 15 A		24 A / 15 A		24 A / 15 A	
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker			2 / 2			
Output (AC)						
AC nominal power	3000 W		3330 W	3840 W	4000 W	
Max. AC apparent power	3000 VA		3330 VA	3840 VA	4000 VA	
Nominal AC voltage / adjustable	208 V / ● 240 V / ●		208 V / ● 240 V / ●	208 V / ● 240 V / ●	208 V / ● 240 V / ●	208 V / ● 240 V / ●
AC voltage range	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V
AC grid frequency; range	60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz		60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz		60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz	
Max. output current	15 A		16 A		20 A	
Power factor (cos ϕ)	1		1		1	
Output phases / line connections	1 / 2		1 / 2		1 / 2	
Harmonics	< 4%		< 4%		< 4%	
Efficiency						
Max. efficiency	97.2%	97.6%	97.2%	97.5%	97.2%	97.5%
CEC efficiency	96.5%	96.5%	96.5%	97.0%	96.5%	97.0%
Protection devices						
DC disconnection device			●			
DC reverse-polarity protection			●			
Ground fault monitoring / Grid monitoring			● / ●			
AC short circuit protection			●			
All-pole sensitive residual current monitoring unit			●			
Arc fault circuit interrupter (AFCI) compliant to UL 1699B			●			
Protection class / overvoltage category			I / IV			
General data						
Dimensions (W / H / D) in mm (in)			490 / 519 / 185 (19.3 / 20.5 / 7.3)			
DC Disconnect dimensions (W / H / D) in mm (in)			187 / 297 / 190 (7.4 / 11.7 / 7.5)			
Packing dimensions (W / H / D) in mm (in)			617 / 597 / 266 (24.3 / 23.5 / 10.5)			
DC Disconnect packing dimensions (W / H / D) in mm (in)			370 / 240 / 280 (14.6 / 9.4 / 11.0)			
Weight / DC Disconnect weight			24 kg (53 lb) / 3.5 kg (8 lb)			
Packing weight / DC Disconnect packing weight			27 kg (60 lb) / 3.5 kg (8 lb)			
Operating temperature range			-40 °C ... +60 °C (-40 °F ... +140 °F)			
Noise emission (typical)	≤ 25 dB(A)		< 25 dB(A)		< 25 dB(A)	
Internal consumption at night	< 1 W		< 1 W		< 1 W	
Topology	Transformerless		Transformerless		Transformerless	
Cooling	Convection		Convection		Convection	
Electronics protection rating	NEMA 3R		NEMA 3R		NEMA 3R	
Features						
Secure Power Supply	●		●		●	
Display: graphic	●		●		●	
Interfaces: RS485 / Speedwire/Webconnect	o/o		o/o		o/o	
Warranty: 10 / 15 / 20 years	●/o/o		●/o/o		●/o/o	
Certificates and permits (more available on request)			UL 1741, UL 1998, UL 1699B, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1			
NOTE: US inverters ship with gray lids						
Type designation	SB 3000TL-US-22		SB 3800TL-US-22		SB 4000TL-US-22	

Vedlegg A.9: Datablad for pyranometrene i værstasjonen til GEC



EKO INSTRUMENTS
CO., LTD.

WRR traceable
ISO class

ISO Secondary Standard
MS-802

ISO First Class
MS-402

ISO First Class
MS-410

ISO Second Class
MS-602

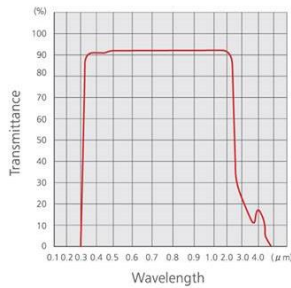
Pyranometers

Specifications

	MS-802	MS-402	MS-410	MS-602
ISO 9060 classification	Secondary Standard	First class	First Class	Second class
Response time 95% (sec)	approx. 5	approx. 8	approx. 18	approx. 17
Zero offset				
- Thermal radiation(200W/m ²)	<+ 6W/m ²	<+ 6W/m ²	<+ 6W/m ²	<+ 10W/m ²
- Temperature change (5K/hr)	<± 2W/m ²	<± 2W/m ²	<± 2W/m ²	<± 6W/m ²
Non-stability(change/year)	<± 0.5 %	<± 0.5 %	<± 1.5 %	<± 1.7 %
Non-linearity(at 1000W/m ²)	<± 0.2 %	<± 0.2 %	<± 1.0 %	<± 1.5 %
Directional response(at 1000W/m ²)	<± 10 W/m ²	<± 20W/m ²	<± 20W/m ²	<± 25W/m ²
Spectral selectivity(0.35-1.5μm)	<± 1 %	<± 1 %	<± 1 %	<± 1 %
Temp. response(for 50°C band)	< ± 1 %	< ± 1 %	< 2 %	< 2 %
Tilt response(at 1000W/m ²)	< ± 0.2 %	< ± 0.2 %	< ± 2.0 %	< ± 2.0 %
Sensitivity(mV/kW/m ²)	Approx. 7	Approx. 7	Approx. 7~14	Approx. 7
Impedance (Ω)	Approx. 500	Approx. 500	20~140	20~140
Operating temperature, °C	-40 ~ +80	-40 ~ +80	-40 ~ +80	-40 ~ +80
Cable length	10m	10m	10m	10m
Wavelength range (more than 50% of transmittance)	305 - 2800 nm	305 - 2800 nm	305 - 2800 nm	305 - 2800 nm

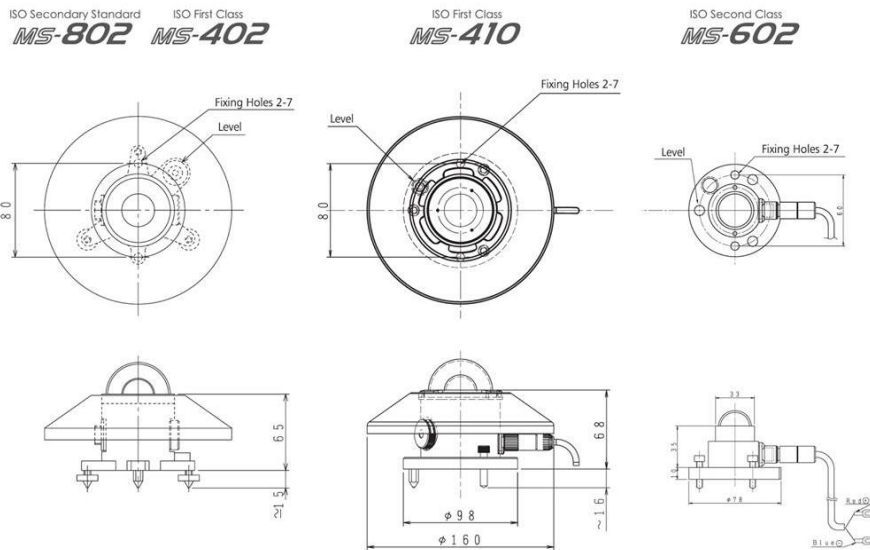
Specifications are subject to change without notice.

Transmission Curve of the Glass Dome



ISO 9060 classifies pyranometers into three categories as Secondary Standard, First Class and Second Class. In these classifications, the characteristics of each class are defined by temperature dependency, non-linearity, response time etc.

Outline drawing



EKO INSTRUMENTS CO., LTD.

1-21-8 Hatagaya, Shibuya-ku, Tokyo 151-0072 Japan
 PHONE: +81-3-3469-6713 FAX: +81-3-3469-6719
<http://www.eko.co.jp> E-mail: info@eko.co.jp

EKO-PYR-12-01E (0-000)

Vedlegg A.10: Datablad for pyrheliometeret i værstasjonen til GEC:

7-1. Specifications

Table 7-1 Specification: Specifications are indicated as typical values.

Specification	MS-56	ISO 9060	WMO
		First Class	Good Quality
Response time (95%)	< 1 s	< 20s	< 30s
Non-Linearity (100 – 1000 W/m ²)	< +/- 0.5 %	< +/-0.5%	< +/- 0.5 %
Zero Offset (response to 5 K/h change in ambient temperature)	< +/- 1 W/m ²	< +/- 3 W/m ²	< 4 W/m ²
Spectral Selectivity (350 to 1500 nm ^{ISO} /3000 nm ^{WMO})	< +/- 1 %	< +/- 1 %	1 %
Tilt response	< +/- 0.2 %	< +/- 0.5 %	0.5 %
Temperature Dependency (-20 to + 50°C / @ 20°C)	< +/- 0.5 %	< +/- 2 % (For 50°C band)	< 2% (For 50°C band)
Non Stability (Change per year)	< +/- 0.5 %	< +/- 1 %	< +/- 0.5 %
Expected Daily Uncertainty	< +/- 1 %	---	< +/- 1 %
Irradiance Range	0 –2000W/m ²	---	---
Spectral Range (FWHM)	200 –4000nm	---	---
Sensitivity	Approx. 10µV/W·m ⁻²	---	---
Detector Impedance @ 25°C	Approx.5 kOhms	---	---
Operating Temperature	-40 to +80 °C	---	---
Ingress Protection Rating	IP 67	---	---
Low Voltage Regulations	IEC 61326-1-2006	---	---
Compliance	CE Compliant	---	---
Outer Dimensions (Length x Diameter)	217mm x 55mm	---	---
Cable Length (Standard)	10 m	---	---
Weight (Including 10m cable)	0.6kg (1.6 kg)	---	---
Heater power for optional window heater to prevent dew deposition	DC 12V / 0.5W	---	---
Calibration Traceability (ISO 9847)	WRR	---	---
Recommended Recalibration Interval	Every 2 years	---	---
Sensor for Temperature Measurement (Internal Temperature Measurement)	- Pt100 Class A, IEC751 Compliance - Thermistor 44031, 10k @25°C	---	---

Vedlegg A.11: Datablad for digital signalbehandler som inngår i GECs værstasjon:

9 MS- 4 ... 20mA Converter

Appendices

I A Specifications (Pyranometer)

Item	Specification
Current output range	4 to 20 mA
Gain (standard)	1 mA/mV
Input voltage range	0 to 16 mV
Input impedance	10 MΩ
Temperature dependence of gain	within ±0.01% of span/K
Zero drift	< ±1 μV/K
Zero adjust	up to 50% of the range 4 to 20 mA
Non-linearity	< 0.2%
Signal dynamics, output	16 bit
Updating time / Response time (min.)	1000 ms
Load resistance in loop	≤ (V _{supply} - 7.2) / 0.023 [Ω]
Measurement inaccuracy	±0.05% of span or ±10 μV
Dimensions	
W x L x H	64 x 98 x 36
Cable gland size	5 – 10 mm
Environment	
Specifications temperature	-40 °C to +80 °C
Ingress protection rating	IP 65
Miscellaneous	
Supply voltage	7.2 ... 35 VDC
Internal consumption	0.025...0.8 W
Voltage drop	7.2 VDC

v.10.01

Vedlegg A.12: Datablad for den kompakte værstasjonen som inngår GECs værstasjon:
WS600-UMB.

13 Technical Data

Power supply:	24VDC +/- 10%	
	12VDC with restrictions (see page 23)	
Current consumption and power input - sensor:		
	24VDC standard ¹	12VDC energy save mode ²
WS200-UMB	ca. 50 mA / 1.2VA	ca. 16.5mA / 0.2VA
WS300-UMB, WS301-UMB	ca. 145 mA / 3.5VA	ca. 16.5mA / 0.2VA
WS400-UMB	ca. 170 mA / 4.1VA	ca. 17.5mA / 0.2VA
WS500-UMB, WS501-UMB	ca. 150 mA / 3.6VA	ca. 16.5mA / 0.2VA
WS600-UMB	ca. 175mA / 4,2VA	ca. 17.5mA / 0.2VA
Current consumption and power input - heating:		
WS200-UMB	833 mA / 20VA at 24VDC	
WS400-UMB	833 mA / 20VA at 24VDC	
WS500-UMB, WS501-UMB	833 mA / 20VA at 24VDC	
WS600-UMB	1.7 A / 40VA at 24VDC	
Dimensions including mounting bracket:		
WS200-UMB	Ø 150mm, height 194mm	
WS300-UMB	Ø 150mm, height 223mm	
WS301-UMB	Ø 150mm, height 268mm	
WS400-UMB	Ø 150mm, height 279mm	
WS500-UMB	Ø 150mm, height 287mm	
WS501-UMB	Ø 150mm, height 332mm	
WS600-UMB	Ø 150mm, height 343mm	
Weight including mounting bracket, excluding connection cable:		
WS200-UMB	ca. 0.8 kg	
WS300-UMB	ca. 1.0 kg	
WS400-UMB, WS301-UMB	ca. 1.3 kg	
WS500-UMB	ca. 1.2 kg	
WS600-UMB, WS501-UMB	ca. 1.5 kg	
Fastening:	Stainless steel mast bracket for Ø 60 - 76mm	
Protection class:	III (SELV)	
Protection type:	IP64	
Storage Conditions		
Permissible storage temperature:	-50°C ... +70°C	
Permissible relative humidity:	0 ... 100% RH	
Operating Conditions		
Permissible operating temperature:	-50°C ... +60°C	
Permissible relative humidity:	0 ... 100% RH	
Permissible altitude above sea level:	N/A	
RS485 interface, 2 wire, half-duplex		
Data bits:	8	(SDI-12 mode: 7)
Stop bit:	1	
Parity:	No	(SDI-12 mode: even, Modbus mode none or even)
Tri-state:	2 bits after stop bit edge	
Adjustable baud rates:	1200, 2400, 4800, 9600, 14400, 19200 ³ , 28800, 57600	
(In SDI-12 mode, the interface is changed to meet the requirements of the standard.)		
Housing:	Plastic (PC)	

¹ Factory setting; recommended setting

² This setting must be set in the device configuration. For maximum energy saving, a device with version 025 or higher is required (last position of the serial number).

³ Factory setting; baud rate for operation with ISOCON-UMB and firmware update.

13.1 Measuring Range / Accuracy

13.1.1 Air temperature

Measurement process:	NTC
Measuring range:	-50°C ... +60°C
Resolution:	0.1°C (-20°C...+50°C), otherwise 0.2°C
Sensor accuracy:	+/- 0.2°C (-20°C ... +50°C), otherwise +/-0.5°C (>-30°C)
Sampling rate:	1 minute
Units:	°C; °F

13.1.2 Humidity

Measurement process:	Capacitive
Measuring range:	0 ... 100% RH
Resolution:	0.1% RH
Accuracy:	+/- 2% RH
Sampling rate:	1 minute
Units:	% RH; g/m ³ ; g/kg

13.1.3 Dewpoint Temperature

Measurement process:	Passive, calculated from temperature and humidity
Measuring range:	-50°C ... +60°C
Resolution:	0.1°C
Accuracy:	Computed +/- 0.7°C
Units:	°C; °F

13.1.4 Air Pressure

Measurement process:	MEMS sensor - capacitive
Measuring range:	300 ... 1200hPa
Resolution:	0.1hPa
Accuracy:	+/- 1.5hPa
Sampling rate:	1 minute
Unit:	hPa

13.1.5 Wind Speed

Measurement process:	Ultrasound
Measuring range:	0 ... 60m/s
Resolution:	0.1m/s
Accuracy:	±0.3 m/s or ±3% (0...35 m/s) ±5% (>35m/s) RMSE
Response threshold:	0.3 m/s
Sampling rate:	10 seconds / 1 second with restrictions
Units:	m/s; km/h; mph; kts

13.1.6 Wind Direction

Measurement process:	Ultrasound
Measuring range:	0 – 359.9°
Resolution:	0.1°
Accuracy:	< 3° RMSE from 1.0 m/s
Response threshold:	0.3 m/s
Sampling rate:	10 seconds / 1 second with restrictions

13.1.7 Precipitation

Measurement process:	Radar sensor
Measuring range (drop size):	0.3 mm ... 5.0 mm
Liquid precipitation resolution:	0.01 mm
Precipitation types:	Rain, snow
Repeatability:	Typically > 90%
Response threshold:	0.01 mm
Sampling rate:	Event-dependent on reaching response threshold

13.1.8 Compass

Measurement process:	Integrated electronic compass
Measurement range:	0 ... 359°
Resolution:	1.0°
Sampling rate:	5 min

13.1.9 Global Radiation

Measurement Process	Thermopile pyranometer
Measurement Range	0.0 ... 1400.0 W/m ²
Resolution	< 1W/m ²
Sampling Rate	1 min

Vedlegg A.13: Tekniske spesifikasjoner for enheten som måler energiproduksjon fra GECs
Ongrid systemer: MetrumPQ 120/140

Teknisk spesifikasjon

Parametrar	Spesifikasjon	Information	PQ 120	PQ 140
Ingångar				
Spänningskanaler	0-275* V RMS	Standardmåtning (klass A)	3	3
Spänningskanaler HF	0-275* V RMS (max 4kV)	Högfrequenskanaler (2 MHz)	-	3
Strömkanaler	0-6 A RMS		4	4
Generella kanaler	0-20 mA	Generella analoga ingångar	4	4
*Option 400/690 V				
Strömförsörjning				
Matningsspänning	85-264 VAC/110-375 VDC (47-63 Hz)		Ja	Ja
Inbyggd backup			Ja	Ja
Normoppfyllynde				
IEC 61000-4-30, klass A	< 0,1 %	Referensinstrument	Ja	Ja
IEC 61000-4-7		Övertensmätning	Ja	Ja
IEC 61000-4-15		Flimmermätning	Ja	Ja
EN 50 160		Utförs i enheten	Ja	Ja
Norsk föreskrift (FoL)		Utförs i enheten	Ja	Ja
Kundanpassade normer		Utförs i enheten	Ja	Ja
Lagringsintervall		Ställbara intervall/parameter	Ja	Ja
PQDIF-format (export)		För valfria PQ viewers	Ja	Ja
Hårdvara				
Minne	128 MB	Flash minnen (NAND)	128 MB	128 MB
Samplingsfrekvens	max 2 MHz	Ställbar samplingsfrekvens	12,8 kHz	2 MHz
Noggrannhet		Klass A	< 0,1 %	< 0,1 %
Opplösning (U/I)		Spänning/strömingångar	16 bit	16 bit
Opplösning (GI)		Generella ingångar	10 bit	10 bit
Bandbredd standard			3,5 kHz	3,5 kHz
Bandbredd HF			-	1 MHz
Ingångsimpedans spänningskanaler			1 MOhm	1 MOhm
Ingångsimpedans strömkanaler			10 mOhm	10 mOhm
Anti-alias filter			Ja	Ja
PLL synkronisering			Ja	Ja
Kommunikation				
RS-232		Datorport	Ja	Ja
RS-232		Modem, terminaler etc.	Ja	Ja
CL-port		Current loop port	Ja	Ja
Ethernet (RJ-45)		Ethernet inbyggt interface	Option	Option
Fysiske data				
Storlek (B x L x D)	160 x 240 x 90 mm	Säkerhet	EN 61 010-1	
Vikt	1,3 Kg	EMC	EN 50 081-1,2; EN 50 082-1,2	
Arbetstemperatur	-10°C till +55°C			
Luftfuktighet	10% - 85%, Ikke-kondenserande			

- Metrum Sweden AB förbehåller sig retten att ändra den tekniske spesifikasjonen för beskrivna produkter i dette dokument -



Metrum Sweden AB
Vestagatan 2A, SE-416 64 Göteborg, Sweden Tel: +46 (0)31 7990280
E-post: info@metrum.se Hemsida: www.metrum.se

Rev 3.1 SVE

Vedlegg B: Oversikt over dataprogrammene, verktøy og kilder for meteorologiske data som har blitt brukt under arbeidet med denne masteroppgaven.

Google Earth kan angi geografisk plassering, vise kart og flyfoto over ønskelig plass.

Google Maps benyttes som kartverktøy for å få oversikt over området og dets omkringliggende plass

Eniro.se er en svensk nettside som tilsvarer gulesider.no. Den kan benyttes til å finne geografiske plasseringer, kart og flyfoto over plasser i Sverige er tilgjengelig på denne siden. Det finns også funksjoner som gjør det enkelt å måle avstander

Geodata.se er en svensk side med detaljerte kart over hele Sverige. Disse kartene inneholder blant annet høydekurver som er nyttig ved fastsettelsen av skyggeobjekters høyde i forhold til anlegget.

Photon.info er en internettside som inneholder blant annet en database med informasjon om moduler og invertorer til PV-systemer.

PVsyst er et dataprogram som benyttes til å planlegge og simulere et PV-system med en bestemt geografisk plassering. Programmet er detaljert og tar hensyn til modultype, invertortype og tapsfaktorene som er beskrevet i forrige kapittel.

Meteonorm er en database som inneholder meteorologiske data fra målestasjoner over hele verden. Meteorologiske data fra denne databasen er tilgjengelig i PVsyst og kan benyttes som grunnlag for simuleringene som utføres hvis ikke annen kilde velges.

NASA SSE, der SSE er forkortelsen for *Surface Meteorology and Solar Energy programme*, er en kilde for meteorologiske data som bygger på satellittmålinger. Dette er kilde for meteorologiske data som er tilgjengelig i PVsyst.

Meteocontrol er et firma med kompetanse innen solenergi. Meteocontrol tilbyr ulike tjenester, blant annet kan lokale meteorologiske data bestilles for en konkret geografisk plassering.

SoDa er forkortelsen for *Solar Radiation Data* og er en aktør som samler informasjon om solinnstråling fra mange ulike kilder. SoDa tilbyr ulike tjenester blant annet meteorologiske data for hele jordkloden.

SMHI er forkortelsen for *Sveriges meteorologiske og hydrologiske institutt*. I Sverige har meteorologiske data blitt målt og registret fra en langt til tilbake.

PVGIS er forkortelsen for *The Photovoltaic Geographic Information System*, som er et prosjekt som går ut på å levere innstrålingsdata for Europa og Afrika. Prosjektet er ledet av *The European Commission's Joint Research Center*.

Metrum er et målesystem for energi- og el.-kvalitet. Metrum består av målenheter og dataprogram som kan brukes for å registrere måledata i Glavas database.

Matlab er et matematisk programmeringsprogram som egner seg godt til analyse av store datamengder.

Microsoft Excel er et regneprogram som egner seg godt til å gjøre analyse av måledata, så lenge datamengde ikke er alt for stor.

Microsoft Word er skriveprogram som egner seg godt til dokumentskriving. Programmet har blitt benyttet til å skrive denne masteroppgaven.

Paint er et tegneprogram som i denne oppgaven har blitt benyttet til å lage figurer.

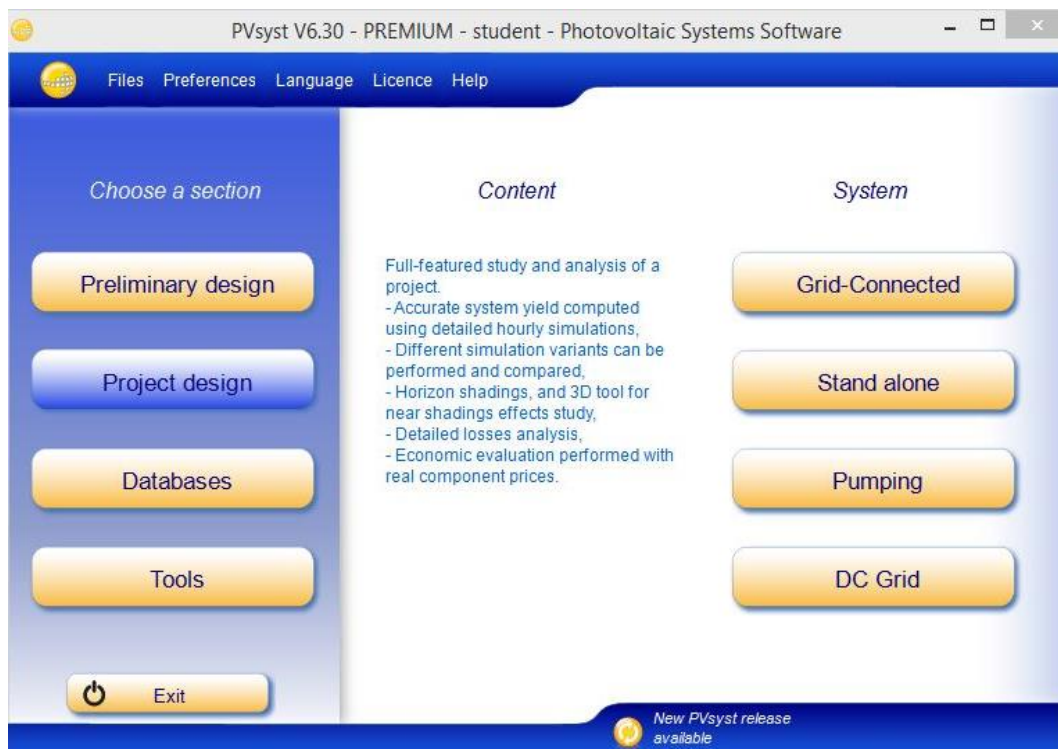
Vedlegg C: Beskrivelse av PVsyst og de funksjonene i programvaren som har blitt benyttet i simuleringen av GECs solcelleanlegg. I tillegg finnes rapporten fra PVsyst-simuleringen av GECs Ongrid system 3.

Vedlegg C.1: Beskrivelse av PVsyst og funksjonene som har blir benyttet i simuleringen av GECs solcelle anlegg:

PVsyst: Forklaring av programvaren og funksjoner som har blitt benyttet

Funksjonene som er benytter under simuleringen av Ongrid system 3 ved Glava Energy Center blir forklart i dette vedlegget. Funksjoner som er tilgjengelig, men ikke er benyttet blir ikke forklart. Litteraturkilden som er den innebygde Help-funksjonen i programvaren [13].

Figur C.1.1 viser en illustrasjon av det første møtt med PVsyst. De fire valgalternativene til venstre i figuren er startmenyen. På det øverste alternativet, **foreløpig/midlertidig design** (preliminary design), kan en hurtig evaluering utføres. Her legges det inn lite informasjon og simuleringen gir kun en grov oversikt over et prosjekt. Alternativ to, **prosjekt design** (project design), er den største og viktigste funksjonen der selve simuleringen utføres. Under dette alternativet kommer det 4 nye alternativer, de som står på høyre siden i figur C.1. Her velges det hvordan system-type som skal simuleres. Det tredje alternativet, **databaser** (databases), inneholder meteorologiske data og data for de ulike varianter av komponenter som inngår i PV systemet. Under denne funksjonen kan det lastes inn både meteorologiske data og datablader/informasjon om for eksempel invertere, moduler og batterier hvis den typen som er ønskelig å benytte i systemet ikke ligger inne i databasen fra før. Under det siste alternativet på startsidene, **verktøy** (tools), kan det utføres en hurtig evaluering av meteorologiske data for en valg geografisk plass. Hvordan et PV anlegg blir påvirket av for eksempel skygging under ulike forhold kan også evalueres under denne funksjonen. I tillegg kan en evaluering av egenmålte data utføres.



Figur C.1.1: Det første møte med PVsyst, oppstart av programmet.

PV-systemet på GEC er nett-tilknyttet (grid-connected) og det er dermed denne funksjonen som benyttes. Ved valg av dette alternativet åpnes vinduet som vises i figur C.1.2.



Figur C.1.2: Beskrivelse av prosjektet(PV-systemet) i PVsyst.

Prosjektdesign av GECs PV-system utført i PVsyst

For å kunne simulere PV-systemet til GEC må anleggets komponenter (som moduler, inverter), geografiske plassering og meteorologiske forhold registreres. De ulike funksjonene som har blitt benyttet vil bli forklart her. Innstillinger og valgene av verdier som er gjort er forklart i Kapittel 3 Metode «PVsyst-simulering av GECs solcelleanlegg» i oppgaveteksten.

Geografisk plass og kilde for meteorologiske data (Site and Meteo) er de første parameterne som beskrives. Under denne funksjonen benyttes Google Maps for å finne den eksakte geografiske plasseringen. Her velges også kilde for meteorologiske data velges og syntetiske timesverdier for meteorologiske data (temp og global stråling) genereres og benyttes i senere simuleringer. Det to meteorologiske kildene som er tilgjengelig i PVsyst er Meteonorm og NASA SSE. I tillegg kan andre kilder lastes inn under funksjonen databaser. Innstrålingsdata med god oppløsning (timesverdier) for riktig tidspunkt (2012) og geografisk plassering (Glava) er viktig for at sammenligning av PVsyst simuleringen og faktiske produksjonsdata skal bli så riktig som mulig. Dette er viktig fordi det kan være stor lokal variasjon for innstråling og store avvik for modellen som generer timesverdier syntetiske.

Værdata som benyttes i PVsyst er:

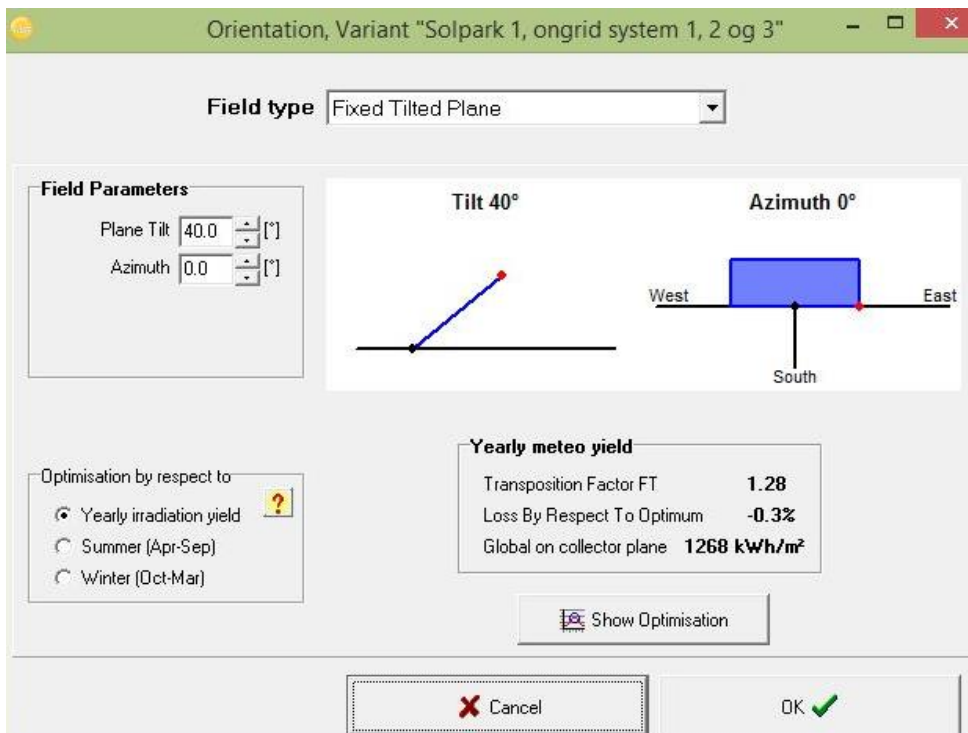
- Global innstråling
- Diffus innstråling
- Vindhastighet
- Omgivelses temperatur

Albedoinnstillinger (Albedo-settings) er en variabel der årlig eller månedlig albedofaktor kan defineres. Albedoen er forholdet mellom reflektert og innkommende solstråling fra bakken. Ulike overflatetyper har forskjellige refleksjonsegenskaper og vil dermed ha ulik albedo. Albedoen har en verdi mellom 0 og 1, der 0 betyr at ingenting reflekteres og 1 betyr at all innkommende solstråling reflekteres ved overflaten. Tabell C.1 viser albedoen for ulike typer underlag.

Tabell C.1: Tabellen viser albedoer for ulike typer underlag og er hentet fra PVsyst programvaren.

Usual values for albedo	
Urban situation	0.14 - 0.22
Grass	0.15 - 0.25
Fresh Grass	0.26
Fresh snow	0.82
Wet snow	0.55 - 0.75
Dry asphalt	0.09 - 0.15
Wet asphalt	0.18
Concrete	0.25 - 0.35
Red tiles	0.33
Aluminium	0.85
New galvanised steel	0.35
Very dirty galvanised steel	0.08

Orienteringen og tiltevakelen (Orientation) til modulene i PV-systemet er en faktor som er viktig for energiproduksjonen. Ved å plassere anlegget vendt mot sør vil høyest mulig energiproduksjon oppnås, men den daglige variasjon vil være stor. Tiltevakelen velges etter når på året det er ønskelig å optimere energiproduksjonen. Ved å velge 40 graders tiltevakel vil produksjonen være større om vinteren og lavere om sommeren sammenlignet med å velge en mindre vinkel på for eksempel 30°. Dette skyldes at solhøyden varierer med årstiden. Tiltevakelen som gir høyest energiproduksjon varierer med breddegrad. Figur C.3 viser orienteringen og tiltevakelen til GECs solpark 1, bildet er hentet fra PVsyst programvaren.



Figur C.3 Figuren er hentet fra PVsyst programvaren og viser orienteringen og tiltevakelen til GECs solpark 1.

PV-systemets hovedkomponenter (System) er neste steg i definering av anlegget. Figur C.4 viser hvordan denne siden ser ut og hvilken modultype og inverter type som er registrert for Ongrid system 3. Her registrere også antallet moduler og hvor mange moduler det er i hver streng samt antall strenger, samt antall invertere som systemet inneholder.

Global System configuration

1 Number of kinds of sub-arrays

Global system summary

Nb. of modules	400	Nominal PV Power	88 kWp
Module area	660 m ²	Maximum PV Power	81.3 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	100 kWac

REC 87 kW

Sub-array name and Orientation

Name: REC 87 kW

Orient.: Fixed Tilted Plane

Tilt: 40°

Azimuth: 0°

Presizing Help

No Sizing

Enter planned power: 86.5 kWp

... or available area: 648 m²

Select the PV module

All modules

Sort modules: Power Technology

Approx. needed modules: 393

REC 220 Wp 24V Si-poly REC SM 220 Until 2009 Manufacturer 2010

Sizing voltages: Vmpp (60°C) 24.4 V

Voc (-10°C) 40.6 V

Use Optimizer

Select the inverter

Available Now

Sort inverters by: Power Voltage (max)

ABB 100 kW 450 - 825 V TL 50/60 Hz PVS800-57-0100kW-A Since 2010

Nb. of inverters: 1

Operating Voltage: 450-825 V

Input maximum voltage: 1000 V

Global Inverter's power: 100 kWac

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 20 between 19 and 24

Nbre strings: 20 impossible (Min=23, Max=20)

Overload loss: 0.0 %

Pnom ratio: 0.88

Nb. modules: 400 Area: 660 m²

Operating conditions

Vmpp (60°C): 489 V

Vmpp (20°C): 586 V

Voc (-10°C): 812 V

Plane irradiance: 1000 W/m²

Impp (STC): 155 A

Isc (STC): 169 A

Isc (at STC): 166 A

Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: 79.5 kW

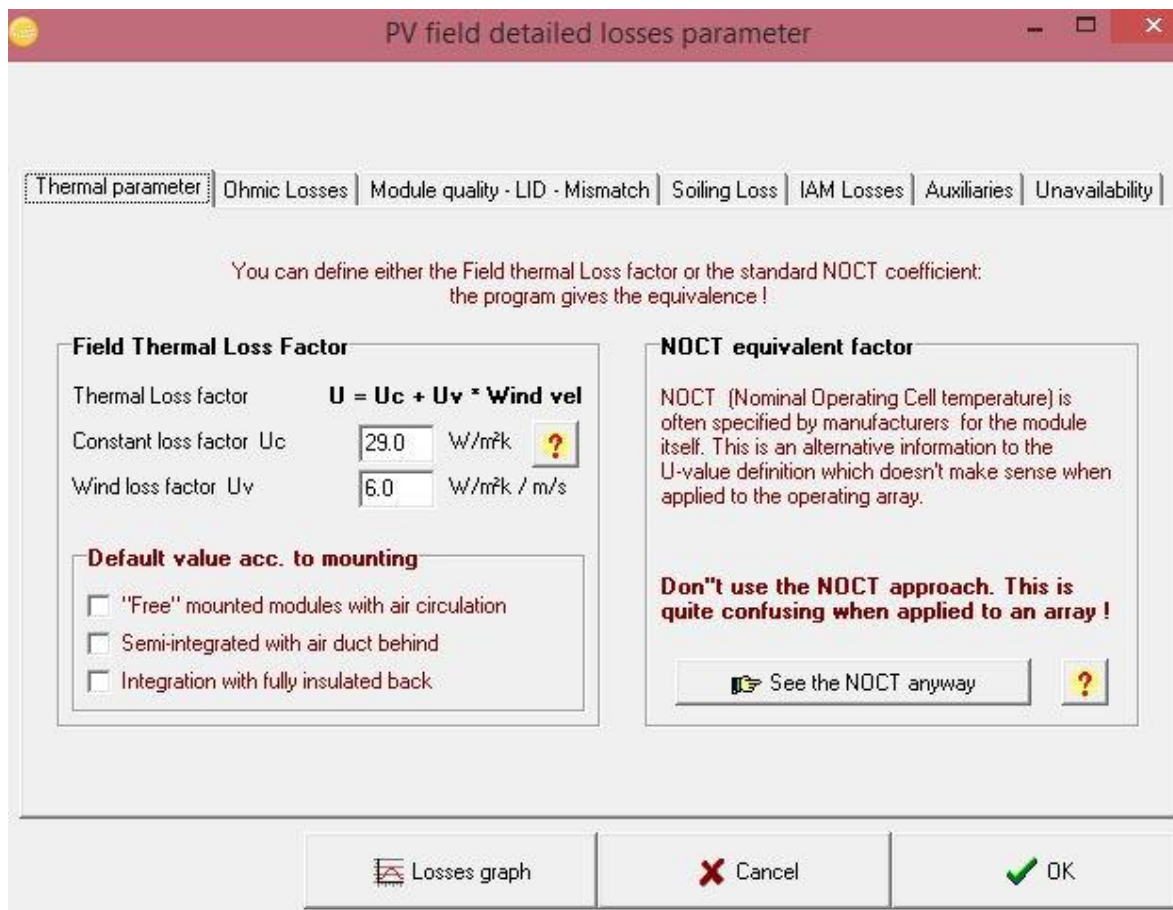
Array nom. Power (STC): 88 kWp

The inverter power is slightly oversized.

System summary Cancel OK

Figur C.4: Figuren viser siden for valg av moduler og invertere til PV-systemet som analyseres PVsystem.

Detaljerte tapsfaktorer: Gjennom PV-systemet tapes energi hele veien. Faktorene er nærmere beskrevet i Kapittel 2 Teori «PV-systemets tapsfaktorer» i oppgaveteksten. Figur C.5 viser siden for definering av tapsfaktorer (definering av den termiske tapsfaktoren er vist).

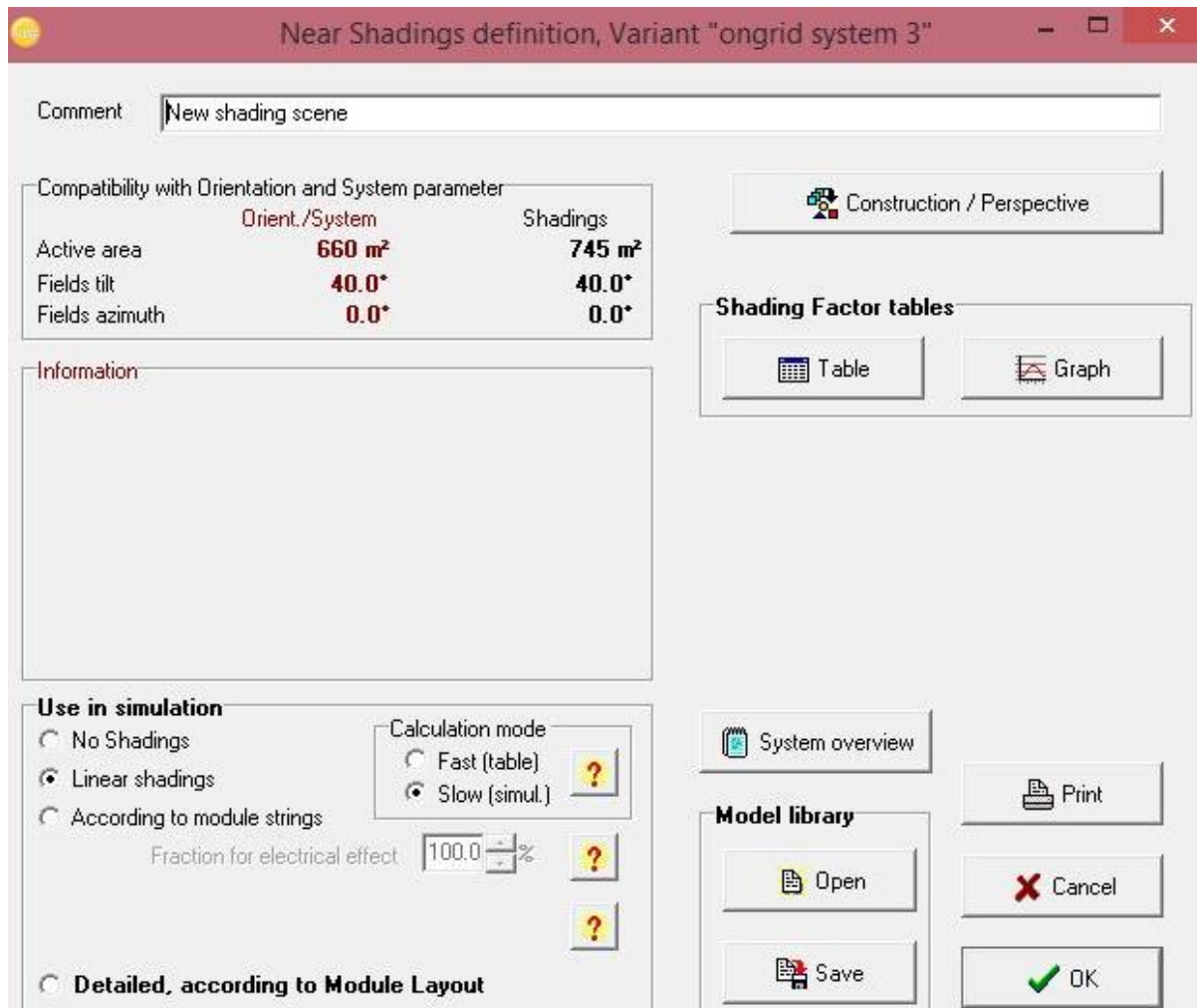


Figur C.5: Figuren viser siden for valg av detaljerte tapsfaktorer til PV-systemet som analyseres i PVsyst.

Definere horisont er en funksjon i PVsyst der horisont kan tegnes inn. Dette er ikke gjort i denne oppgaven fordi skogen som ligger i nærheten utgjør horisonten og denne ligger for nærme solcelleanlegget til at den kan defineres som en horisont. Skogen har blitt tegnet som en del av 3D-tegningene under beskrivelsen av den nære skygging til anlegget.

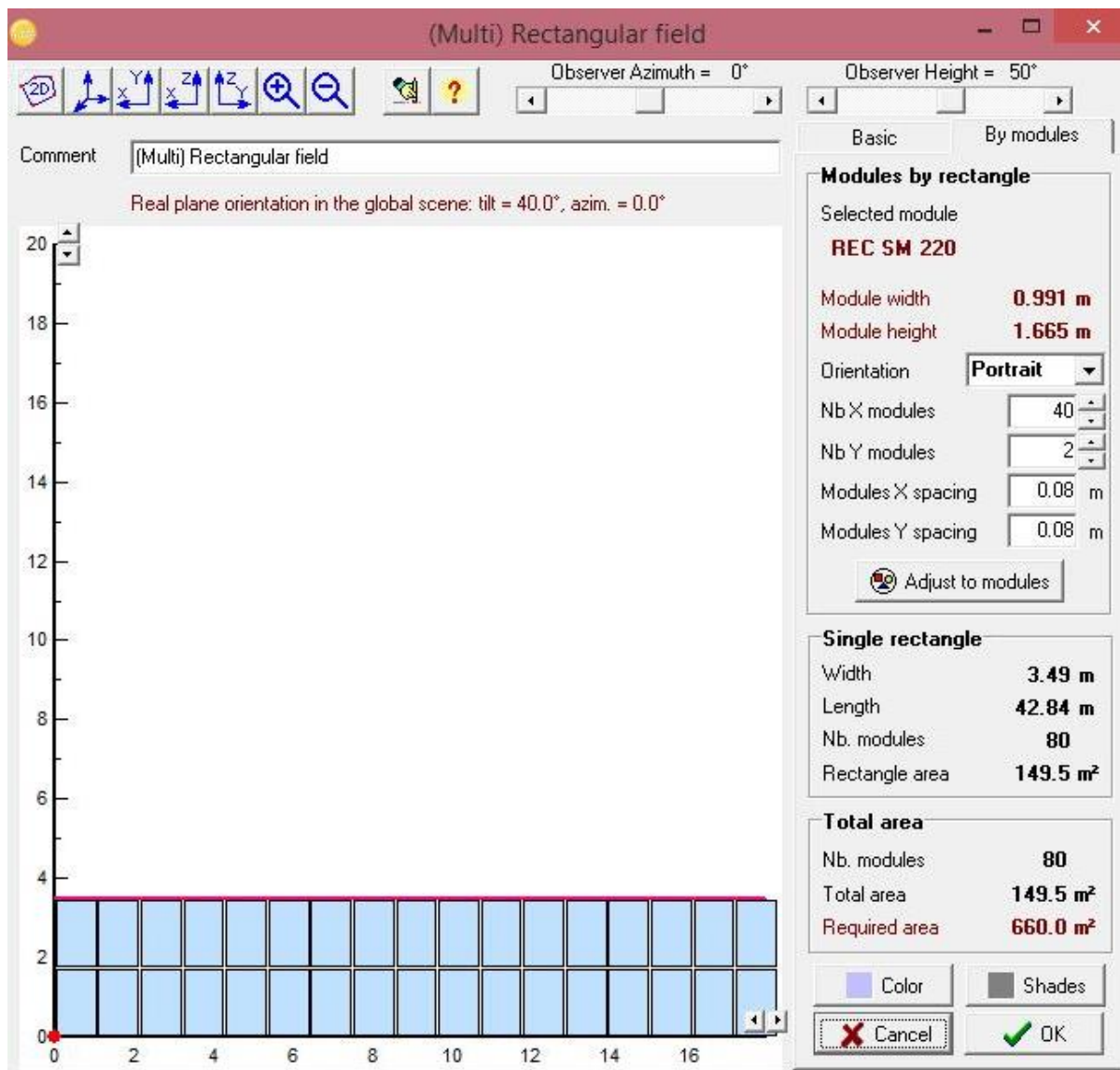
Definere nær skygging er en funksjon i PVsyst der objekter som ligger nær PV-systemet kan tegnes inn som 3D-tegninger. Tegningene blir utført ved å velge funksjonen konstruksjon/perspektiv (Construction/Perspective). Det går ikke an å laste inn arkitekttegninger, landskapsprofiler eller lignende fra andre programmer i denne funksjonen. Alt må tegnes inn manuelt i denne funksjonen. Nøyaktigheten til PVsyst-funksjonen nær skygging er grov. Tegningen av skyggeobjektene er en grov tilnærming og ikke veldig nøyaktig. Skogen på sørsiden og skogen på vestsiden av anlegget er tegnet inn i 3D-tegninge som blokker (rektangulære prizmer). Det er 4 trær foran PV-systemet som utmerker seg i forhold til resten av skogen, disse er tatt med i 3D-tegningene for skygging. Inverterhuset finnes også på

tegning. Tegningene som er laget for solcelle anlegget på GEC finnes i oppgaveteksten under Kapittel 3 Metode «PVsyst-simulering av GECs solcelleanlegg». Figur C.6 viser siden for definering av nær skygging ser ut.



Figur C.6: Figuren viser siden for definering av nær skygging for PV-systemet som analyseres i PVsyst.

Modulplassering (Modul-layout) kan defineres under funksjonen nær skygging. Under denne funksjonen blir modulenes plassering beskrevet. Det blir definert om modulene er montert liggende eller stående, om de er plassert en eller flere i høyden, samt avstanden mellom modulene i en streng og avstanden mellom radene med moduler. Figur C.7 viser siden for definering av nær skygging ser ut.



Figur C.7: Figuren viser siden modulplasseringen for PV-systemet som analyseres i PVsyst beskrives.

Vedlegg C.2: Resultatet fra PVsyst-simuleringen av GECs Ongrid system 3:

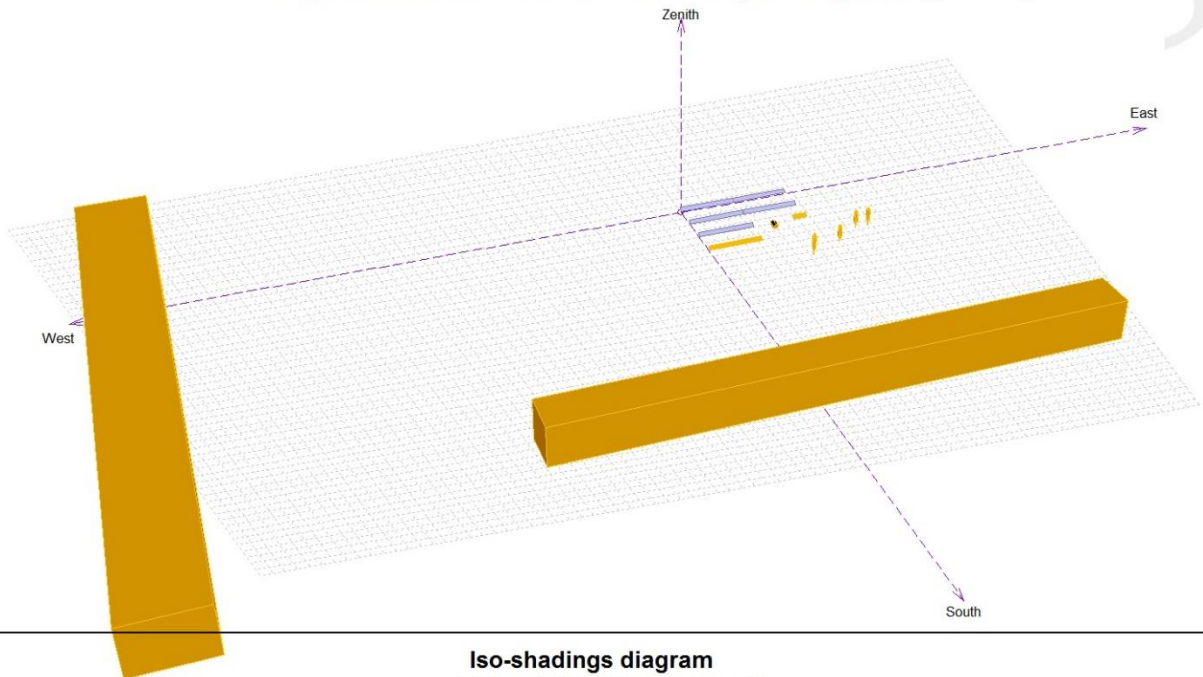
PVSYST V6.34											27/04/15	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters												
Project :	Grid-Connected Project at Glava meteoconrtol											
Geographical Site	Glava_2012						Country		Sweden			
Situation	Latitude		59.5°N		Longitude		12.6°E					
Time defined as	Legal Time		Time zone UT+1		Altitude		69 m					
Monthly albedo values												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.70	0.60	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.80
Meteo data:	Glava_2012 2012, hourly - ASCII file											
Simulation variant :	ongrid system 3											
	Simulation date		27/04/15 11h00									
Simulation parameters												
Collector Plane Orientation	Tilt		40°		Azimuth		0°					
Models used	Transposition		Hay		Diffuse		Imported					
Horizon	Free Horizon											
Near Shadings	Linear shadings											
PV Array Characteristics												
PV module	Si-poly	Model	REC SM 220									
		Manufacturer	REC									
Number of PV modules		In series	20 modules		In parallel		20 strings					
Total number of PV modules		Nb. modules	400		Unit Nom. Power		220 Wp					
Array global power		Nominal (STC)	88.0 kWp		At operating cond.		79.5 kWp (50°C)					
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	513 V		I mpp		155 A					
Total area		Module area	660 m²									
Inverter												
		Model	PVS800-57-0100kW-A									
		Manufacturer	ABB									
Characteristics		Operating Voltage	450-825 V		Unit Nom. Power		100 kWac					
PV Array loss factors												
Array Soiling Losses												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
	32.2%	7.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	46.7%	83.9%
Thermal Loss factor	Uc (const)		29.0 W/m ² K		Uv (wind)		6.0 W/m ² K / m/s					
Wiring Ohmic Loss	Global array res.		30 mOhm		Loss Fraction		0.8 % at STC					
LID - Light Induced Degradation	Loss Fraction 1.0 %											
Module Quality Loss	Loss Fraction 0.0 %											
Module Mismatch Losses	Loss Fraction 0.5 % at MPP											
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =		1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param.		0.05					
System loss factors												
External transformer	Iron loss (24H connexion)		429 W		Loss Fraction		0.5 % at STC					
	Resistive/Inductive losses		16.5 mOhm		Loss Fraction		1.6 % at STC					
User's needs :	Unlimited load (grid)											

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Grid-Connected Project at Glava meteocontrol
Simulation variant : ongrid system 3

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth	0°
PV modules	Model	REC SM 220	Pnom	220 Wp
PV Array	Nb. of modules	400	Pnom total	88.0 kWp
Inverter	Model	PVS800-57-0100kW-A	Pnom	100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

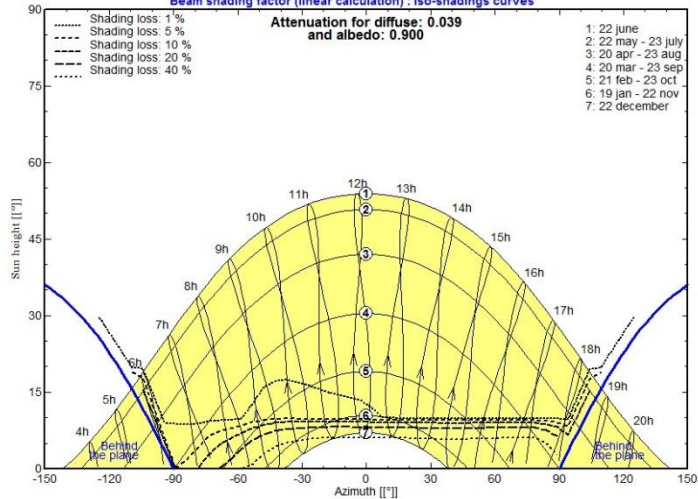
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Grid-Connected Project at Glava meteocontrol

Beam shading factor (linear calculation) : iso-shadings curves



Grid-Connected System: Main results

Project : Grid-Connected Project at Glava meteocontrol
Simulation variant : ongrid system 3

Main system parameters System type **Grid-Connected**

Near Shadings Linear shadings

PV Field Orientation tilt 40° azimuth 0°

PV modules Model REC SM 220 Pnom 220 Wp

PV Array Nb. of modules 400 Pnom total **88.0 kWp**

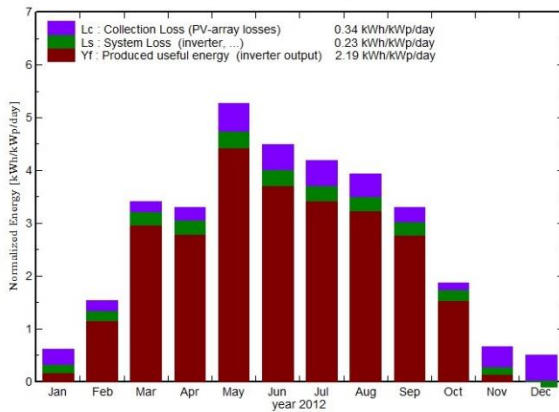
Inverter Model PVS800-57-0100kW-A Pnom 100 kW ac

User's needs Unlimited load (grid)

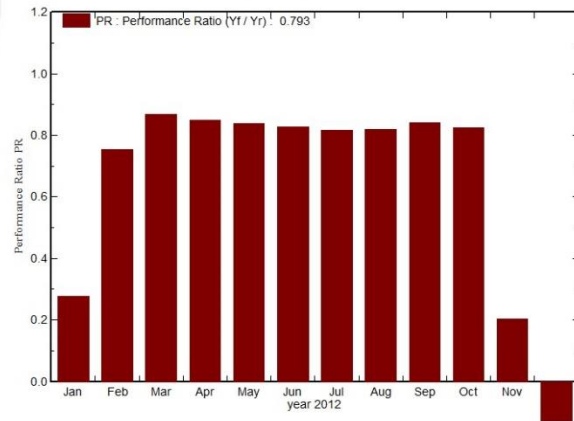
Main simulation results

System Production **Produced Energy 70479 kWh/year** Specific prod. 801 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 79.3 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 88.0 kWp



Performance Ratio PR



ongrid system 3
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Jan. 12	8.3	-7.69	19.1	10.1	873	464	6.93	3.68
Feb. 12	23.8	-6.50	44.6	38.0	3447	2958	11.71	10.05
Mar. 12	69.7	2.88	105.6	99.3	8772	8072	12.59	11.58
Apr. 12	83.5	2.97	98.8	91.9	8089	7386	12.41	11.33
May 12	151.0	10.24	163.5	152.8	12949	12061	12.00	11.18
June 12	136.5	12.09	134.6	123.9	10589	9804	11.92	11.04
July 12	128.4	14.75	129.8	119.6	10109	9330	11.80	10.89
Aug. 12	107.1	14.39	122.2	113.7	9571	8824	11.87	10.94
Sep. 12	72.9	9.34	98.8	92.5	7979	7307	12.24	11.21
Oct. 12	34.1	3.11	57.7	54.2	4765	4196	12.51	11.01
Nov. 12	10.1	1.20	19.6	9.1	747	351	5.77	2.71
Dec. 12	6.2	-9.50	15.7	1.3	62	-274	0.60	-2.65
Year	831.6	3.97	1009.9	906.4	77953	70479	11.69	10.57

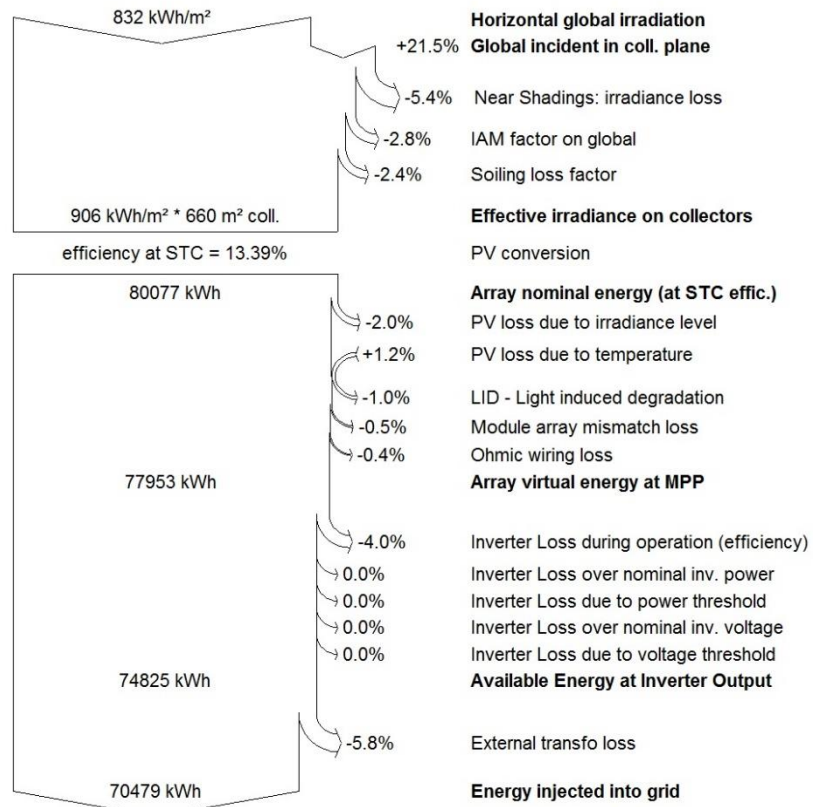
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Glava meteocontrol
Simulation variant : ongrid system 3

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	40°	azimuth	0°
PV modules	Model	REC SM 220	Pnom	220 Wp
PV Array	Nb. of modules	400	Pnom total	88.0 kWp
Inverter	Model	PVS800-57-0100kW-A	Pnom	100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Vedlegg D: Matlab-koder til analyse av måledata fra GECs solcelleanlegg og værstasjon.

Vedlegg D.1: Vedlegget viser Matlab-kodene som har blitt benyttet for å finne tidspunkter for manglende måledata i dataseriene som har blitt analysert.

```
1      %isnan_test
2      %load('Ptot_3.mat')% innlastinag av filen fom skal testes
3      %load('Time_3.mat')% innlastinag av filen fom skal testes
4 -    P = Ptot4; %måleserien defines ved vektoren P
5 -    nan = isnan(P); %vektor med nuller der det er tall og 1 tall der NAN
6 -    i=0;
7
8      % Finner ut hvor mange målepunkter som mangler i måleserien
9
10 -   for k = 2:length(nan)
11 -       if nan(k) == 1
12 -           i = i+1; %teller opp antall målepunkter som mangler tall
13 -       end
14 -   end
15 -   disp('Antall målepunkter i måleserien som ikke har noe tall')
16 -   disp(i)
17
18 -   nan_row = zeros(i,1); %vektor med nummeret på alle radene som mangler nummer
19 -   nan2 = isnan(P); %vektor med nuller der det er tall og 1 tall der NAN
20 -   m = 0; % må definere denne før den benyttes i løkka under
21 -   time_point = cell.empty; % en tom vektor(rad) som tar cell elementer som argument
22 -   T = Time4; %måleseriens tilhørende datoer
23
24 -   % Lager vektor med alle punktene som mangler og egen vektor med tilhørende
25 -   % dato/tidspunkt
26
27 -   for j = 2:length(nan2) %begynner på 2 fordi øverste rad i vektoren er navnet ...
28 -       %til vektoren i time og power vetorene, de andre vekroene er dimensjonert etter disse.
29 -       if nan2(j)==0 % hvis det finnes en nummer/tall (som ikke er NaN)
30 -           j = j + 1; % gå videre til neste rad i nan2
31 -       else
32 -           m = m + 1; % gjør at man flytter seg til neste rad i nan_rad
33 -           nan_row(m) = j; %samle opp alle radene med NAN i en vektor
34 -           time_point(m) = T(j); %samler opp alle tidspunktene som mangler verdi i en vektor
35 -           j = j + 1; % gå videre til neste rad i nan2
36 -       end
37 -   end
38 -   time_point = time_point';
39 -   disp('Radene det ikke finnes måledata på i måleserien på er samlet opp i vektoren nan_row ')
40 -   disp('Tidspunktene det ikke finnes måledata på er samlet i vektoren Time_point')
```

Vedlegg D.2: Vedlegget viser Matlab-kodene som har blitt benyttet for å analysere måleserier for effekt levert fra solcelleanleggene.

```

1 %60min_måleserie
2 %kjør isnan test for måleserien først
3 %load('Ptot_12.mat')% Laster inn effekt-måleserien som skal analyseres.
4 %load('Time_12.mat')% Laster inn tids-måleserien som skal analyseres.
5
6 %Legger sammen energiproduksjonen for 60 minutt av gangen
7 %Der det mangler verider hoppes disse over deler på antallet fatisk
8 %eksisterende verdier og multipliserer med antall målepunkter(600 og 600).
9 %10 målepunkter er 1 min => 60 min = 600 målepunkter
10
11 % Energiproduksjon
12 % summere opp P*t, der P er momentan verdiene i måleserien og t er 6 sek
13 % per døgn er det 10*60*24=14400 målinger (10 målinger i minuttet)
14 P = Ptot4; %måleserien som skal bearbeides NB! pass på at riktig måleserie benyttes.
15 nan2 = isnan(P); %vektor med nuller der det er tall og 1 tall der NANisnan
16 var = 1;
17 P_60_min = zeros(ceil((length(P))/600),1); %ceil : avrunder opp så det er nok plasser i vektoren til alle verdiene
18 E_60_min = zeros(ceil((length(P))/600),1);
19 P_mid = 0;
20
21 for k = 1:600:length(P) %begynner på 2 fordi ønverste rar i måleserie vektoren er NaN
22 % (overskrivetn er en streng og kan ikke behandles vektor med classen double)
23 i = 0;
24 j = 0;
25 P_mid = 0;
26 if k + 599 <= length(P);
27 for m = k:k + 599 %målepunktet i P som undersøkes. 600 punkter undersøkes om gangen.
28 if nan2(m) == 1; % da er punktet NaN, isnan testen er true(=1).
29 i = i + 1; %teller opp antall punkter på 60minutters-gjennomsnitt som mangler måleverdier
30 else P_mid = P_mid + P(m); %summen av alle effektverdiene som eksisterer for 60min-serien
31 j = j + 1; %teller opp antall punkter i 60minutters-serien som har eksisterende måleverdi
32 end
33 end
34 P_60_min(var) = P_mid/j; %gjennomsnittsverdier for effekten for 60 minutt
35 E_60_min(var) = (P_mid/j)*60*60; % energiproduksjonen per 60. minutt(60*60 sek).
36 var = var + 1; %variabel som representer hvilken time vi måleserien vi befinner oss i.
37 else disp('det er mindre en 600 målverdier igjen på måleserien')
38 k
39 break
40 end
41 end
42
43 P_60_min;
44 E_60_min;
45
46 %Skal lage ny måleserie for Time, der hver 600. målepunkt
47 %legges inn i en vektor time_60min. Disse verdiene må samsvare med hver
48 %gang man begynner på et nytt 60 min gjennomsnitt av effekt-måleseriene
49 T = Time4; %NB! pass på at riktig måleserie benyttes. Dette skal være tidsserien som analyseres
50 Time_60_min = cell.empty; % en tom vektor(rad) som tar cell elementer som argument
51 g = 0;
52
53 for f = 1:length(P_60_min)
54 g = f + ((f-1)*599);
55 Time_60_min(f) = T(g); %Hvert 600. målepunkt for Time legges inn i en vektor Time_60_min. NB! må behandles som strenger
56 f = f + 1;
57 end
58
59 Time_60_min = Time_60_min';
60
61 %Beregning av energiproduksjonen for måleserien (total energiproduksjon
62 E = 0;
63
64 for n = 1:length(E_60_min)
65 E = E + E_60_min(n);
66 end
67
68 E;
69
70 disp('Energiproduksjonen for måleserien målt i kJ er')
71 E_kJ = E*(-1)
72 disp('Energiproduksjonen for måleserien målt i kWh er')
73 E_kWh = E*(-1)/3600

```

Vedlegg D.2: Vedlegget viser Matlab-kodene som har blitt benyttet for å analysere måleserier for innstråling fra GECs værstasjon. (se neste side)

```

1 %60min_måleserier
2 %kjør isnan test for måleserien først
3 %load('Ptot_1.mat')% Laster inn effekt-måleserien som skal analyseres. [W]
4 %load('Time_1.mat')% Laster inn tids-måleserien som skal analyseres.
5 %Legger sammen innstrålt energi for 60 minutt av gangen
6 %Der det mangler verider hoppes disse over deler på antallet fatisk
7 %eksisterende verdier og multipliserer med antall målepunkter(600 og 600).
8 %10 målepunkter er 1 min => 60 min = 600 målepunkter
9
10 % Innstrålt energi
11 % summere opp P*t, der P er momentan verdiene i måleserien og t er 6 sek
12 % per døgn er det 10*60*24=14400 målinger (10 målinger i minuttet)
13
14 P = Irrad_Global_april; %måleserien som skal bearbeides
15
16 for k = 2:length(P) %begynner på 2 fordi ønverste rar i måleserie vektoren er NaN(overskrivetn er streng)
17     if P(k) < 0 %teller kunn de negative verdiene for P, de bidragene som lever til nettet
18         P(k) = 0;
19         k = k + 1;
20     else P(k) = P(k);
21         k = k + 1;
22     end
23 end
24
25 nan2 = isnan(P); %vektor med nuller der det er tall og 1 tall der NANisnan
26 var = 1;
27 P_60_min = zeros(ceil((length(P))/600),1); %ceil : avrunder opp så det er nok plasser i vektoren til alle verdiene
28 E_60_min = zeros(ceil((length(P))/600),1);
29 E_hour_values = zeros(ceil((length(P))/600),1);
30
31 P_mid = 0;
32
33 for k = 1:600:length(P) %begynner på 2 fordi ønverste rar i måleserie vektoren er NaN(overskriften er streng)
34     i = 0;
35     j = 0;
36     P_mid = 0;
37     if k + 599 <= length(P);
38         for m = k:k + 599 %målepunktet i P som undersøkes. 600 punkter undersøkes om gangen.
39             if nan2(m) == 1; % da er punktet NaN, isnan testen er true(=1).
40                 i = i + 1; %teller opp antall punkter på 15 min gjennomsnitt som mangler måleverdier
41             else P_mid = P_mid + P(m); %summen av alle innstrålt-effektverdiene som eksisterer for 15min-serien
42                 j = j + 1; %teller opp antall punkter i 60 minutters-serien som har eksisterende måleverdi
43             end
44         end
45         P_60_min(var) = P_mid/j; %gjennomsnittsverdier for innstrålt effekt for 60 minutt
46         E_60_min(var) = (P_mid/j)*60*60; % innstrålt energi per 60. minutt(60*60 sek). E=P*t. Vektor
47         var = var + 1;
48         else disp('det er mindre en 600 målveverdier igjen på måleserien')
49             k
50             break
51         end
52     end
53
54 P_60_min;
55 E_60_min;
56
57 %Lage en ny tidsvektor time_60min med . Disse verdiene må samsvare med hver
58 %gang man begynner på et nytt 60 minuttersgjennomsnitt av effekt-måleseriene
59 T = Time_april;
60 Time_60_min = cell.empty;
61 g = 0;
62
63 for f = 1:length(P_60_min)
64     g = f + ((f-1)*599);
65     Time_60_min(f) = T(g); %Hvert 600. målepunkt for Time legges inn i en vektor Time_60_min. NB! Behandle som streng
66     f = f + 1;
67 end
68
69 Time_60_min = Time_60_min';
70
71 %Beregning av innstrålt energi for måleserien
72 E = 0;
73
74 for n = 1:length(E_60_min)
75     E = E + E_60_min(n);
76 end
77
78 disp('innstrålt energi for måleserien målt i kJ/m^2 er')
79 E_kJ = E*10^-3 %omdanning fra J til kJ, nå oppgitt i kJ
80 disp('Innstrålt energi for måleserien målt i kWh/m^2 er')
81 E_kWh = E*10^-3/3600
82
83
84 for n = 1:length(E_60_min)
85     E_hour_values(n) = E_60_min(n) * (10^-3) / 3600; %timesverdier med benevning kWh/m^2
86 end
87
88 disp('timesverdier for denne måleserien er lagret i E_hour_values med benevning kWh/m^2')
89 E_hour_values = E_60_min;

```


Vedlegg E: Eksistens av måledata i Metrums database og hendelser som har ført til avbrudd i energiproduksjonen fra Ongrid system 3 på Glava Energy Center.

Vedlegg E.1: dette vedlegget inneholder en oversikt over når det finnes egenmålte data for energiproduksjon i Metrum-databasen.

Ekstirende data for energiproduksjonen fra Ongrid system 3 i Metrum				
		v = fullstendig måned		
		x = lengre periode manglende data i løp av måned		
		fullstendig	manglende tidsrom	
2011	Januar	x	hele	
	Februar	x	før 24. 7:47PM	
	Mars	v		
	April	x	11. 12.00AM - 12. 7:36AM	fulle måneder i 2011
	Mai	v		
	Juni	v		
	Juli	x	etter 10. 10:42PM	
	August	x	før 23. 1:38PM	
	September	v		
	Oktober	v		
	November	v		
	Desember	v		
		fullstendig	manglende tidsrom	
2012	Januar	v		
	Februar	v		
	Mars	v		
	April	v		fulle måneder i 2012
	Mai	v		
	Juni	x	21. 1:38PM - 22. 11:19AM	
	Juli	x	etter 2. 9:33AM	
	August	x	hele	
	September	x	før 28. 11:37AM	
	Oktober	v		
	November	v		
	Desember	v		

Ekstirende data for energiproduksjonen fra Ongrid system 3 i Metrum				
		v = fullstendig måned		
		x = lengre periode manglende data i løp av måned		
		fullstendig	manglende tidsrom	
2013	Januar	v		
	Februar	x	2. 2:53PM - 18. 9:12AM	
	Mars	v		
	April	v		fulle måneder i 2013
	Mai	v		4
	Juni	x	etter 27. 11:46AM	
	Juli	x	før 21. 10:57PM	
	August	x	etter 28. 4:55PM	
	September	x	hele	
	Oktober	x	hele	
	November	x	hele	
	Desember	x	hele	
		fullstendig	manglende tidsrom	
2014	Januar	x	før 5. 8:53AM og etter 27. 4:48PM	
	Februar	x	hele	
	Mars	x	før 1. 4:06PM	
	April	v		fulle måneder i 2014
	Mai	v		5
	Juni	v		
	Juli	x	etter 16 9:30AM	
	August	x	før 10.5:47PM	
	September	v		
	Oktober	v		
	November	x	etter 29. 6:30PM	
	Desember	x	før 29. 2:46AM	

Vedlegg E.2: dette vedlegget inneholder en oversikt over når det finnes egenmålte data for solinnstråling i Metrum-databasen.

Eksistens av solinnstrålingsdata i metrum: for kan benyttes				
	v = fullstendig måned	x = lengre periode manglende data i løp av måned		
	Metrum	fullstendig	manglende tidsrom	
2011	Januar	x		
	Februar	x		
	Mars	x	fulle måneder i 2011	
	April	x		
	Mai	x		
	Juni	x		
	Juli	x		
	August	x		
	September	x		
	Oktober	x		
	November	x		
	Desember	x		
		fullstendig	manglende tidsrom	
2012	Januar	x	hele	
	Februar	x	hele	
	Mars	x OPPSTART	før 30.	Loging av data fra værstasjonen startet 30. april 2012
	April	v		
	Mai	v		
	Juni	x	fra 21. 2:00PM	fulle måneder i 2012
	Juli	x	hele	
	August	x	hele	
	September	x	hele	
	Oktober	x	før7. 3:15 AM	
	November	v		
	Desember	v		

Eksistens av solinnstrålingsdata i metrum: for kan benyttes			
	v = fullstendig måned	x = lengre periode manglende data i løp av måned	
	fullstendig	manglende tidsrom	
2013	Januar	v	
	Februar	x	13. 1:02 PM- 17. 6:06 AM + 18. 8:35AM-4:451PM
	Mars	v	
	April	v	
	Mai	v	
	Juni	v	
	Juli	v	fulle måneder i 2013
	August	x	fra 28. 5:00PM
	September	x	hele
	Oktober	x	hele
	November	x	hele
	Desember	x	hele
		fullstendig	manglende tidsrom
2014	Januar	x	før 14. 06:22 AM
	Februar	v	
	Mars	v	
	April	x	1. 07:30AM-7. 8:30AM
	Mai	v	fulle måneder i 2014
	Juni	x	22. 07:30PM- 24. 6:50PM
	Juli	x	fra 16. 9:30AM
	August	x	1. 12:00AM- 19. 12:59 AM
	September	x	fra 15. 4:14PM:feil signal
	Oktober	x	hele
	November	x	hele
	Desember	x	hele

Vedlegg F: Kalibrering av 4 av GECs pyranometre.

Vedlegget inneholder protokoll for gjennomføringen av kalibreringen av pyranometrene som ble utført 06.03.2015. Resultatet fra kalibreringen finnes i kalibreringssertifikatene fra 2015 for hver av de 4 instrumentene. Kalibreringssertifikater for de 4 pyranometrene samt kalibreringssertifikat for pyrholiometer finne i dette vedlegget.

Vedlegg F.1: Beskrivelse av innendørs kalibrering av pyranometer, skrevet av Anne Anderson fra SP i Borås. Kalibreringen av instrumentene ble utført etter denne protokollen i 2015. (Se neste side).

RMP 01 Fotometri/radiometri

Annex C
KALIBRERINGSMETOD: (SP FE f 514) MET xxx

Datum: 2015-03-06
Utgiven av: A Anderson
Godkänd av:

FR-514 Inom huskalibrering av pyranometer mot referenspyranometer

FR-514.1 Syfte

Kalibrering av pyranometer i responsivitet för solstrålningsirradians mot riksmätplatsens referenspyranometer av samma typ som mätobjektet.

FR-514.2 Tillämpning

Pyranometrar typ Eppley PSP, Kipp&Zonen CM11 (CM10), Kipp&Zonen CM5 (CM6) och Schenk Star.

FR-514.3 Mätområde

Nominellt 500 Wm^{-2} irradians global solstrålning, vinkelrätt infalla mot pyranometer, (solhöjd ca 40°), temperatur ca $23 \text{ }^\circ\text{C}$ och horisontell pyranometer.

FR-514.4 Mätutrustning

En av
Eppley PSP
Kipp&Zonen CM11 ser.nr 810181, inv.nr 500949
Kipp&Zonen CM11 ser.nr 840552 inv.nr 500135
Kipp&Zonen CM5 (CM6) ser.nr 773643 inv.nr 500925
Schenk Star ser.nr 2046 inv.nr 500951

Digitalvoltmeter

Digitalvoltmeter

Xenonlampa, ozonfri, 1000 W i lamphus Oriel, Fläkt

Stabilisator till lampan

FR-514.5 Mätprincip

Direkt substitution mot en referenspyranometer av (hälst) samma fabrikat och typ vid bestrålning med ca 500 Wm^{-2} under 0° infallsvinkel på ca 2 m avstånd från källan.

FR-514.6 Spårbarhet

RMP 01 Fotometri/radiometri

Annex C
KALIBRERINGSMETOD: (SP FE f 514) MET xxx

Datum: 2015-03-06
Utgiven av: A Anderson
Godkänd av:

SP pyrhelimeter som mäts på World Radiation Reference (WRR), Davos vart 5e år

FR-514.7 Felbudget

Osäkerhetskomponent	Standarddev
	%
Typ A	0,1
Referenspyranometerns osäkerhet	0,72
Olikhet mot ref.pyran	0,5
Inhomogen bestrålning	0,1
Instabilitet hos stråln.källan	0,1
Övriga osäkerhetskomp	0,1
Sammanlagd osäkerhet (RMS)	0,90
Total mätosäkerhet med $k=2$	1,8

FR-514.8 Total mätosäkerhet

Normal total mätosäkerhet är 2 %.

FR-514.9 Mätprocedur

FR-514.9.1 Tänd xenonlampan minst 30 min före mätning placerad vid ändan av optiska bänken i rum 9:103C ca 50 cm över bänkytan.

FR-514.9.2 Placera en spegel på ca 150 cm avstånd från lampan och vinkla ned strålningen mot optiska bänken. Placera en 70 mm apertur mitt i strålknippen under spegeln ca 25 cm från denna.

FR-514.9.3 Horisontera mätobjektet och referenspyranometern. Justera in mätobjektets (detektorytans) höjd till samma som referenspyranometerens.

FR-514.9.4 Justera lampans inriktning och linsläge så att maximal nivå fås mitt i mätområdet och irradiansvariationen blir mindre än ± 1 % på ett avstånd ± 2 cm från centrum.

FR-514.9.5 Placera referenspyranometern och mätobjektet på bänken omväxlande mitt i strålknippen begränsat av aperturen. Skuggan av aperturen används för att centrera pyranometern. Placera fläkten på ca 70 cm från pyranometern och ventileras på lägsta hastighet.

FR-514.9.6 Då den ena pyranometern befinner sig i strålningen skuggas den andra med en huv och vise versa.

RMP 01 Fotometri/radiometri

Annex C
KALIBRERINGSMETOD: (SP FE f 514) MET xxx

Datum: 2015-03-06
Utgiven av: A Anderson
Godkänd av:

FR-514.9.7 Utspänningen från de båda pyranometrarna mäts samtidigt efter en viss stabiliseringstid efter förändring av strålningsnivån: 60 s för PSP eller CM11, 90 s för Schenk och 120 s för CM5.

FR-514.9.8 Innan en mätserie påbörjas cyklas pyranometrama med och utan strålning ett par gånger med ovannämnda stabiliseringstider.

FR-514.9.9 En begynnelsemätning görs därefter på ett jämnt klockslag.

FR-514.9.10 Därefter görs 5 eller 10 fullständiga mätningar på varje pyranometer i en obruten tidsföljd med ovannämnda stabiliseringstider.

FR-514.10 Beräkningar

Medelvärdet av fem uppmätta kvoter mellan mätobjekt och referens beräknas så att eventuell linär drift hos lampans nivå elimineras. Medelvärdet multipliceras därefter med responsiviteten för referenspyranometern.

$$R_x = R_r \frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 \frac{(U_{x,i} - U_{x,i-1})/2}{(U_{r,i} - U_{r,i-1})/2} U_{r,i}$$

Vedlegg F.2: Kalibreringssertifikater for 4 av GECs pyranometre for 2015.



KALIBRERINGSBEVIS

utgitt av riksmåtplass 01

Kontaktperson
Anne Andersson
Mätteknik
010-516 54 03
anne.andersson@sp.se

Datum
2015-03-09
Betegnelse
MTk5F02527-K01

Side
1 (2)



Glava Energy Center
Hillingsberg
67020 Glava

Kalibrering av pyranometer

Identifisering

Objekt Pyranometer av typ EKO MS-802F med SeNo F10187F
Objektets tilstand Utan anmärkning
Ankomstdatum 2015-03-03
Kalibreringsort Borås
Kalibreringsdatum 2015-03-06

Mätmetoder och -rutiner

Måtojektet jämfördes mot en referenspyranometer KIPP&ZONEN CM11, (responsivitet $4,45 \mu\text{V} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{m}^2$, solhöjd $>20^\circ$) med hjälp av en solsimulator bestående av en högtrycks xenonlampe 1000 W. Jämförelsen gjordes med horisontellt uppställda pyranometrar för infallsvinkeln 0° . Mätningar gjordes tillsammans med kund.

Mätförhållanden

Rumstemperatur $23 \pm 1 \text{ C}$
Mätmiljö Jämförelsen gjordes inomhus vid ca $500 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ irradians

Resultat

Resultaten avser enbart det objekt som är specificerat i detta dokument.

För solhöjder större än 20° i varierande väderförhållanden fås för horisontellt uppställd pyranometer i medeltal:

Nominell infallsvinkel	Nominell temperatur	Nominell irradians	Responsivitet
50°	20 C	$500 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$	$6,79 \pm 0,19 \mu\text{V} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{m}^2$

Den angivna utvidgade mätosakerheten är produkten av standardmätosakerheten och en täckningsfaktor $k = 2$, vilket för en normalfordelning svarar mot en täckningssannolikhet av ungefär 95 %. I standardmätosakerheten ingår uppskattade osäkerhetsbidrag från alla faktorer som ansetts påverka mätningen. Standardmätosakerheten har bestämts i enlighet med EAs publikation EA-4/02 (tidigare EAL-R2). Hänsyn har ej tagits till det kalibrerade objektets långtidsstabilitet.

SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut

Postadress
SP
Box 857
501 15 BORÅS

Besöksadress
Västeråsen
Binnellgatan 4
504 62 BORÅS

Tfn / Fax / E-post
010-516 50 00
033-13 55 02
info@sp.se

Riksmåtplass utses av regeringen enligt lagen (2011:791) och förordningen (2011:811) om teknisk kontroll. SP tillämpar kvalitetssystem enligt SS-EN ISO/IEC 17025 under överinseende av SWEDAC. Detta dokument får endast återges i sin helhet om irte SP i förväg skriftligen godkänt annat.



Spårbarhet

SP är i enlighet med regeringens uppdrag riksmätplats och därmed nationellt laboratorium för fotometriska och radiometriska storheter. Storheten solstrålningsirradians realiseras med hjälp av en substitutionspyrheliometer som kalibreras mot World Radiation Reference vid de vart femte år återkommande internationella pyrheliometerjämförelserna hos World Radiation Centre, Davos, Schweiz.

Utrustning

Referenspyranometer KIPP&ZONEN CM11 Se No CM11840552 SP inv.nr 500135
Voltmeter Keithley 2000, SP inv.nr 503457
Newport 1000W Hg(Xe) lampa med tillhörande kontrollenhet, Newport Digital Exposure Controller.

SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut Mätteknik - Kommunikation

Utfört av

Granskat av

Anne Andersson

Sebastian Krüger



KALIBRERINGSBEVIS

utlärdat av riksmätplats 01

Kontaktperson
Anne Andersson
Mätteknik
010-516 54 03
anne.andersson@sp.se

Datum
2015-03-09
Beteckning
MTk5F02527-K02

Sida
1 (2)



Glava Energy Center
Hillringsberg
67020 Glava

Kalibrering av pyranometer

Identifiering

Objekt Pyranometer av typ EKO MS-802F-C med SeNo F10189F
Objektets tillstånd Utan anmärkning
Ankomstdatum 2015-03-03
Kalibreringsort Borås
Kalibreringsdatum 2015-03-06

Mätmetoder och -rutiner

Mätobjektet jämfördes mot en referenspyranometer KIPP&ZONEN CM11, (responsivitet $4,45 \mu\text{V} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{m}^2$, solhöjd $>20^\circ$) med hjälp av en solsimulator bestående av en högtrycks xenonlampa 1000 W. Jämförelsen gjordes med horisontellt uppställda pyranometrar för infallsvinkeln 0° . Mätningar gjordes tillsammans med kund.

Mätförhållanden

Rumstemperatur $23 \pm 1 \text{ C}$
Mätmiljö Jämförelsen gjordes inomhus vid ca $500 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ irradians

Resultat

Resultaten avser enbart det objekt som är specificerat i detta dokument.

För solhöjder större än 20° i varierande väderförhållanden fås för horisontellt uppställd pyranometer i medeltal:

Nominell infallsvinkel	Nominell temperatur	Nominell irradians	Responsivitet
50°	$20 \text{ }^\circ\text{C}$	$500 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$	$6,87 \pm 0,17 \mu\text{V} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{m}^2$

Den angivna utvidgade mätosäkerheten är produkten av standardmätosäkerheten och en täckningsfaktor $k = 2$, vilket för en normalfördelning svarar mot en täckningssannolikhet av ungefär 95 %. I standardmätosäkerheten ingår uppskattade osäkerhetsbidrag från alla faktorer som ansetts påverka mätningen. Standardmätosäkerheten har bestämts i enlighet med EA:s publikation EA-4/02 (tidigare EAL-R2). Hänsyn har ej tagits till det kalibrerade objektets långtidsstabilitet.

SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut

Postadress
SP
Box 857
501 15 BORÅS

Besöksadress
Västeråsen
Binnellgatan 4
504 62 BORÅS

Tfn / Fax / E-post
010-516 50 00
033-13 55 02
info@sp.se

Riksmätplats utses av regeringen enligt lagen (2011:791) och förordningen (2011:811) om teknisk kontroll. SP tillämpar kvalitetssystem enligt SS-EN ISO/IEC 17025 under överinsyn av SWEDAC. Detta dokument får endast återges i sin helhet om irte SP i förväg skriftligen godkänt annat.



Spårbarhet

SP är i enlighet med regeringens uppdrag riksmätplats och därmed nationellt laboratorium för fotometriska och radiometriska storheter. Storheten solstrålningsirradians realiseras med hjälp av en substitutionspyrheliometer som kalibreras mot World Radiation Reference vid de vart femte år återkommande internationella pyrheliometerjämförelserna hos World Radiation Centre, Davos, Schweiz.

Utrustning

Referenspyranometer KIPP&ZONEN CM11 Se No CM11840552 SP inv.nr 500135
Voltmeter Keithley 2000, SP inv.nr 503457
Newport 1000W Hg(Xe) lampa med tillhörande kontrollenhet, Newport Digital Exposure Controller.

SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut Mätteknik - Kommunikation

Utfört av

Granskat av

Anne Andersson

Sebastian Krüger



KALIBRERINGSBEVIS

utfärdat av riksmätplats 01

Kontaktperson
Anne Andersson
Mätteknik
010-516 54 03
anne.andersson@sp.se

Datum
2015-03-09
Beteckning
MTk5F02527-K03

Side
1 (2)

RMP
01

Glava Energy Center
Hillringsberg
67020 Glava

Kalibrering av pyranometer

Identifiering

Objekt Pyranometer av typ EKO MS-802F med SeNo F10188F
Objektets tillstånd Utan anmärkning
Ankomstdatum 2015-03-03
Kalibreringsort Borås
Kalibreringsdatum 2015-03-06

Mätmetoder och -rutiner

Mätobjektet jämfördes mot en referenspyranometer KIPP&ZONEN CM11, (responsivitet $4,45 \mu\text{V} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{m}^2$, solhöjd $>20^\circ$) med hjälp av en solsimulator bestående av en högtrycks xenonlampa 1000 W. Jämförelsen gjordes med horisontellt uppställda pyranometrar för infallsvinkeln 0° . Mätningar gjordes tillsammans med kund.

Mätförhållanden

Rumstemperatur $23 \pm 1 \text{ C}$
Mätmiljö Jämförelsen gjordes inomhus vid ca $500 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ irradians

Resultat

Resultaten avser enbart det objekt som är specificerat i detta dokument.

För solhöjder större än 20° i varierande väderförhållanden fås för horisontellt uppställd pyranometer i medeltal:

Nominell infallsvinkel	Nominell temperatur	Nominell irradians	Responsivitet
50°	$20 \text{ }^\circ\text{C}$	$500 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$	$6,86 \pm 0,16 \mu\text{V} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{m}^2$

Den angivna utvidgade mätosäkerheten är produkten av standardmätosäkerheten och en täckningsfaktor $k=2$, vilket för en normalfördelning svarar mot en täckningssannolikhet av ungefär 95 %. I standardmätosäkerheten ingår uppskattade osäkerhetsbidrag från alla faktorer som ansetts påverka mätningen. Standardmätosäkerheten har bestämts i enlighet med EAs publikation EA-4/02 (tidigare EAL-R2). Hänsyn har ej tagits till det kalibrerade objektets långtidsstabilitet.

SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut

Postadress
SP
Box 857
501 15 BORÅS

Besöksadress
Västeråsen
Birinellgatan 4
504 62 BORÅS

Tfn / Fax / E-post
010-516 50 00
033-13 55 02
info@sp.se

Riksmätplats utses av regeringen enligt lagen (2011:791) och förordningen (2011:811) om teknisk kontroll. SP tillämpar kvalitetssystem enligt SS-EN ISO/IEC 17025 under överinseende av SWEDAC. Detta dokument får endast återges i sin helhet om inte SP i förväg skriftligen godkänt annat.



Spårbarhet

SP är i enlighet med regeringens uppdrag riksmätplats och därmed nationellt laboratorium för fotometriska och radiometriska storheter. Storheten solstrålningsirradians realiseras med hjälp av en substitutionspyrheliometer som kalibreras mot World Radiation Reference vid de vart femte år återkommande internationella pyrheliometerjämförelserna hos World Radiation Centre, Davos, Schweiz.

Utrustning

Referenspyranometer KIPP&ZONEN CM11 Se No CM11840552 SP inv.nr 500135
Voltmeter Keithley 2000, SP inv.nr 503457
Newport 1000W Hg(Xe) lampa med tillhörande kontrollenhet, Newport Digital Exposure Controller.

SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut Mätteknik - Kommunikation

Utfört av

Granskat av

Anne Andersson

Sebastian Krüger



KALIBRERINGSBEVIS

utlärat av riksmätplats 01

Kontaktperson
Anne Andersson
Mätteknik
010-516 54 03
anne.andersson@sp.se

Datum
2015-03-09
Beteckning
MTk5F02527-K04

Side
1 (2)

RMP
01

Glava Energy Center
Hillringsberg
67020 Glava

Kalibrering av pyranometer

Identifiering

Objekt Pyranometer av typ EKO MS-802F med SeNo F10186F
Objektets tillstånd Utan anmärkning
Ankomstdatum 2015-03-03
Kalibreringsort Borås
Kalibreringsdatum 2015-03-06

Mätmetoder och -rutiner

Mätobjektet jämfördes mot en referenspyranometer KIPP&ZONEN CM11, (responsivitet $4,45 \mu\text{V} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{m}^2$, solhöjd $>20^\circ$) med hjälp av en solsimulator bestående av en högtrycks xenonlampa 1000 W. Jämförelsen gjordes med horisontellt uppställda pyranometrar för infallsvinkeln 0° . Mätningar gjordes tillsammans med kund.

Mätförhållanden

Rumstemperatur $23 \pm 1 \text{ C}$
Mätmiljö Jämförelsen gjordes inomhus vid ca $500 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ irradians

Resultat

Resultaten avser enbart det objekt som är specificerat i detta dokument.

För solhöjder större än 20° i varierande väderförhållanden fås för horisontellt uppställd pyranometer i medeltal:

Nominell infallsvinkel	Nominell temperatur	Nominell irradians	Responsivitet
50°	$20 \text{ }^\circ\text{C}$	$500 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$	$6,77 \pm 0,15 \mu\text{V} \cdot \text{W}^{-1} \cdot \text{m}^2$

Den angivna utvidgade mätosäkerheten är produkten av standardmätosäkerheten och en täckningsfaktor $k = 2$, vilket för en normalfördelning svarar mot en täckningssannolikhet av ungefär 95 %. I standardmätosäkerheten ingår uppskattade osäkerhetsbidrag från alla faktorer som ansetts påverka mätningen. Standardmätosäkerheten har bestämts i enlighet med EAs publikation EA-4/02 (tidigare EAL-R2). Hänsyn har ej tagits till det kalibrerade objektets långtidsstabilitet.

SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut

Postadress
SP
Box 857
501 15 BORÅS

Besöksadress
Västeråsen
Binnellgatan 4
504 62 BORÅS

Tfn / Fax / E-post
010-516 50 00
033-13 55 02
info@sp.se

Riksmätplats utses av regeringen enligt lagen (2011:791) och förordningen (2011:811) om teknisk kontroll. SP tillämpar kvalitetsystem enligt SS-EN ISO/IEC 17025 under överinseende av SWEDAC. Detta dokument får endast återges i sin helhet om inte SP i förväg skriftligen godkänt annat.



Spårbarhet

SP är i enlighet med regeringens uppdrag riksmätplats och därmed nationellt laboratorium för fotometriska och radiometriska storheter. Storheten solstrålningsirradians realiseras med hjälp av en substitutionspyrheliometer som kalibreras mot World Radiation Reference vid de vart femte år återkommande internationella pyrheliometerjämförelserna hos World Radiation Centre, Davos, Schweiz.

Utrustning

Referenspyranometer KIPP&ZONEN CM11 Se No CM11840552 SP inv.nr 500135
Voltmeter Keithley 2000, SP inv.nr 503457
Newport 1000W Hg(Xe) lampa med tillhörande kontrollenhet, Newport Digital Exposure Controller.

SP Sveriges Tekniska Forskningsinstitut Mätteknik - Kommunikation

Utfört av

Granskat av

Anne Andersson

Sebastian Krüger

Vedlegg F.3: Kalibreringssertifikater for 4 av GECs pyranometre for 2011.



EKO INSTRUMENTS CO., LTD.



Sasazuka Center Bldg. 2-1-6, Sasazuka Shibuya-ku, Tokyo 151-0073 Japan TEL:81-3-5352-2911 FAX:81-3-5352-2917 E-mail: info@eko.co.jp

www.eko.co.jp

To whom it may concern;

Calibration Certificate

Manufacturer :	EKO Instruments Co., Ltd.	Calibration date :	December 01, 2011
Model :	MS-802F	Serial number :	F10187F
Description :	High Precision Pyranometer	EKO Ref. number :	EX11-321G

We hereby certify that calibration results of above instrument are as follows;

Sensitivity	7.00	[$\mu\text{V} / \text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]
Acceptable Range	6.30~7.70	[$\mu\text{V} / \text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]
Internal Resistance	501	[Ω]
Acceptable Range	490~510	[Ω]
Insulating Resistance	20 M	[Ω]
Acceptable Range	More than 1 M	[Ω]
Blower voltage	DC12V	
Power Consumption	0.6A	
Insulating Resistance	20 M	[Ω]
Acceptable Range	More than 1 M	[Ω]
Cable	10m	

I. Sunaga / Manager of Mfg. Dept.

T. Konuma / Inspector

To whom it may concern;

Calibration Certificate

Manufacturer :	EKO Instruments Co., Ltd.	Calibration date :	December 01, 2011
Model :	MS-802F	Serial number :	F10189F
Description :	High Precision Pyranometer	EKO Ref. number :	EX11-321G

We hereby certify that calibration results of above instrument are as follows;

Sensitivity	7.10	[$\mu\text{V} / \text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]
Acceptable Range	6.30~7.70	[$\mu\text{V} / \text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]
Internal Resistance	500	[Ω]
Acceptable Range	490~510	[Ω]
Insulating Resistance	20 M	[Ω]
Acceptable Range	More than 1 M	[Ω]
Blower voltage	DC12V	
Power Consumption	0.6A	
Insulating Resistance	20 M	[Ω]
Acceptable Range	More than 1 M	[Ω]
Cable	10m	



I. Sunaga / Manager of Mfg. Dept.



T. Konuma / Inspector

To whom it may concern;

Calibration Certificate

Manufacturer : EKO Instruments Co., Ltd.	Calibration date : December 01, 2011
Model : MS-802F	Serial number : F10188F
Description : High Precision Pyranometer	EKO Ref. number : EX11-321G

We hereby certify that calibration results of above instrument are as follows;

Sensitivity	7.06	[$\mu\text{V} / \text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]
Acceptable Range	6.30~7.70	[$\mu\text{V} / \text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]
Internal Resistance	501	[Ω]
Acceptable Range	490~510	[Ω]
Insulating Resistance	20 M	[Ω]
Acceptable Range	More than 1 M	[Ω]
Blower voltage	DC12V	
Power Consumption	0.6A	
Insulating Resistance	20 M	[Ω]
Acceptable Range	More than 1 M	[Ω]
Cable	10m	

I. Sunaga

I. Sunaga / Manager of Mfg. Dept.

T. Konuma

T. Konuma / Inspector

Vedlegg F.3: Kalibreringssertifikater for GECs pyrheliometer for 2011.



EKO INSTRUMENTS CO., LTD.



Sasazuka Center Bldg. 2-1-6, Sasazuka Shibuya-ku, Tokyo 151-0073 Japan TEL:81-3-5352-2911 FAX:81-3-5352-2917 E-mail: info@eko.co.jp www.eko.co.jp

Calibration Certificate

Calibration Service: EKO Instruments Co., Ltd.
2-1-6, Sasazuka, Shibuya-ku, Tokyo, 151-0073, Japan

Manufacturer :	EKO Instruments Co., Ltd.	Calibration Date :	2011/9/18
Model :	MS-56	Re-calibration Due:	2012/9/17
Description :	Pyrheliometer		
ISO Classification:	First Class	Calibration Procedure:	製製近980401-20_2.2
Serial Number :	P11021	Indoor Calibration	No
Accessories:	Cable 10m	Outdoor Calibration	Yes
Certificate Number :	P11021		

EX11-321G

Calibration Results	Unit	Specification	Calibration Value	Uncertainty (+/-)
Sensitivity	[$\mu\text{V/W}\cdot\text{m}^{-2}$]	6 - 14	7.977	0.079
Impedance	[k Ω]	4 - 6	4.62	5

Calibration Conditions	Unit	Operating Criteria	Operating Conditions	Uncertainty (+/-)
Ambient Temperature	[$^{\circ}\text{C}$]	10 - 40	26 - 32	0.5
Direct Radiation	[$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$]	min. 400	600 - 900	10
Solar Elevation Angle	[$^{\circ}$]	min. 30	40 - 57	-----
Relative Humidity	[%]	10 - 90%	50	5

Reference Instruments	Model	S/N	Calibration Value	Uncertainty (+/-)
Pyrheliometer	MS-56	REF-001	8.738 $\mu\text{V/W}\cdot\text{m}^{-2}$	0.6 %
	Calibration Due Date : 2013/9/27		Certificate Number : 092811-235	
Data Acquisition System	34401A	MY41014381	-	0.005%
	Calibration Due Date : 2013/8/10		Certificate Number : 1-2629864572-1	

Approved by

Inspected by

I. Sunaga / Manager of Mfg. Dept.

T. Konuma / Inspector

Certificate No. : P11021-EX11-321G

MS-56 Temperature Dependency Test Report

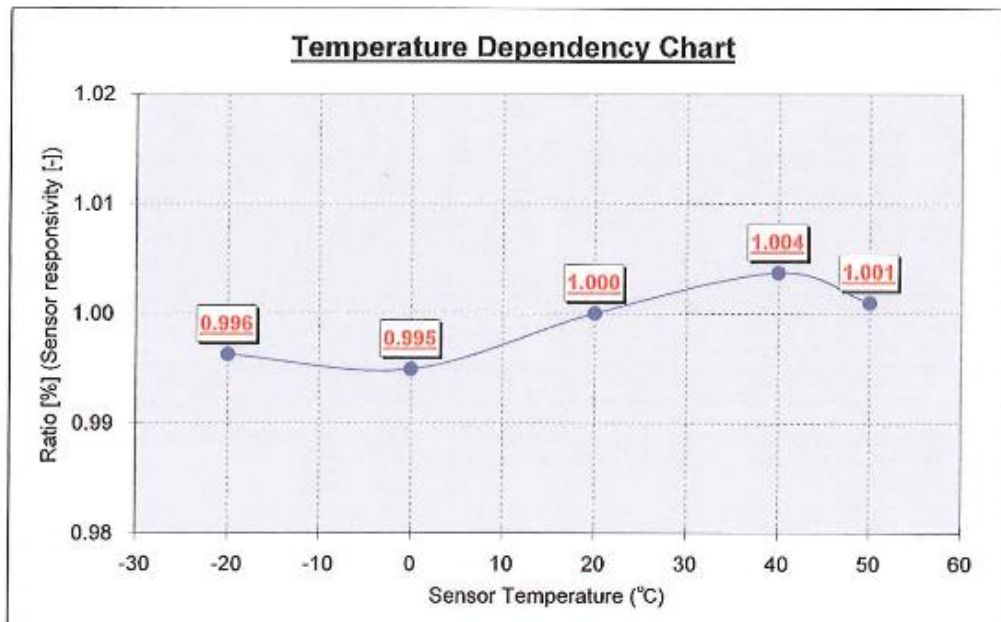
INSPECTION DATE: 09/8/2011

INSPECTED BY: A. Akiyama

TEST CRITERIA: <+/- 0.5 (%)

SERIAL NUMBER: P11021

The MS-56 detector responsivity was measured in the temperature range 50°C to -20°C in steps of 25°C. During the test it was mounted in a vertical position and exposed to 1000W/m² irradiance from a AAA Class Xenon solar simulator lamp mounted on the top of the climate chamber. The measurement results are interpolated and plotted in steps of 10°C.



Vedlegg G: Tabeller med verdier for innstråling fra ulike kilder.

Tabell for månedlig innstrålingsdata fra SMHI for 30-års-normalen og årene 2010, 2011, 2012, 2013 og 2014. Verdiene gjelder for Karlstad.

Karlstad						
Verdiene er hentet fra SMHIs hjemmesider						
Alle kolumnene har verdier for global stråling						
Alle målingene for global innstråling er i kWh/m²/mnd						
Måned\ årstall	Normal:1960-90	2010	2011	2012	2013	2014
Januar	10.9	12.8	13.2	11.4	12.6	8.3
Februar	29.4	28.2	31.1	33	28.3	14.7
Mars	71.7	72.1	81.8	83.3	100	68.2
April	113.2	115.4	121.6	112.5	123.4	127.1
Mai	160.9	145.9	174.9	171.2	154.5	156.6
Juni	182.7	195.8	179.8	173.2	184.1	177.3
Juli	173	151.4	147.6	156	192.3	201.7
August	133.5	103.4	127	125.5	145.6	133.4
September	78.6	81.2	80	81	91	90.7
Oktober	36	41.4	37.5	37.6	38.7	29.7
November	13.8	14.5	10.8	12.1	14.9	7
December	7.2	9	6.9	7.6	6.2	7.5

Tabell for månedlig innstrålingsdata fra alle kildene som er sammenlignet. Det er spesifisert i tabellen hvilke verdier som gjelder for Karlstad og hvilke som gjelder for Glava.

sammenligning av innstrålingsdata for Glava/Karlstad (global innstråling)						
				CM SFA(1998-2011)		
	Glava	Karlastad	Karlstad	Glava	Glava	Glava
	kWh/m ² /mnd	kWh/m ² /mnd	kWh/m ² /mnd	kWh/m ² /mnd	kWh/m ² /mnd	kWh/m ² /mnd
	Meteocontrol (G) 2012	SMHI: 2012 (K)	SMHI:normal (K)	PVGIS (G)	Meteonorm (G)	NASA (G)
Januar	8	11	11	11	10	12
Februar	24	33	29	26	26	30
Mars	70	83	72	79	66	71
April	84	113	113	118	106	112
Mai	151	171	161	157	164	162
Juni	137	173	183	168	165	161
Juli	128	156	173	153	167	165
August	107	126	134	122	130	131
September	73	81	79	80	79	83
Oktober	34	38	36	39	35	40
November	10	12	14	13	12	17
December	6	8	7	6	6	7
totalt	831.60	1004.4	1010.9	970.7	965.8	990.6



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet